



## TECTÓNICA SALINA, UNA PERSPECTIVA EN CUBA.

Gustavo Echevarría Rodríguez. CEINPET Washington # 169 Esq. Churruca. Cerro C. Habana  
James A. Padruski. Blue Northern Resource 1508 20 A st NW Calgary, alberta. Canada T2P 2L5.

Al Norte de Cuba. Sal de edad Jurásico Medio fue descubierta por varios pozos someros y profundos en el área de Punta Alegre – Cunagua.

Estos pozos caen cercanos al mínimo regional centro cubano que tiene un extensión de 1000 km y va desde el oeste y al este y coincide con el cinturón sobrecorrido del norte de Cuba. Cercano a La Habana en la localidad de San Adrián, un gran afloramiento circular de yeso conocido por el “domo San Adrián” coincide con un mínimo regional.

Esta situación cubana coincide con el modelo publicado por Letusey (1) sobre estructuras relacionadas con la sal que expresa que enfrente a los cinturones sobrecorridos con espesores originalmente delgados de sedimentos, las capas de sal proveen superficies de despegue (decollement) que permiten movimientos horizontales que se propagan hacia el borde del ante país. La faja de fricción de las capas de sal provoca un sistema simétrico de tensión, por lo cual la sal se cuela hacia arriba y forma estructuras elevadas positivas (pop-up). Adicionales movimientos compuestos por otras rocas del tipo resbalante, añade complejidad pues nuevos “decollement” se propician; estas rocas o formaciones son terrígenas  $J_3$  Constancia y Vega Alta del Eoceno Inferior y finalmente las serpentinitas.

Todas ellas en caramadas forman grandes espesores d mantos con repeticiones de las secuencias de edades Jurásicos, Cretácicos y Terciario Inferior.

Consideramos que la sal está aún activa y en la costa norte de La Habana, la cual es una costa erosiva, se producen movimientos hacia arriba, lo cual se puede observar desde el Peñón de Fraile a Matanzas.

Existe una relación entre los movimientos ascendentes de la sal, y los yacimientos petrolíferos de la costa.

### ABSTRACT

At north Central Cuba salt of Middle Jurassic age was discovered by several deep and shallow wells at the Punta Alegre – Cunagua area. These wells were drilled along an extended gravity low which goes 1000 km from western to eastern Cuba. This “Minimo Regional Cubano” corresponds to the same position part as the north Cuba thrust belt. Near La Habana (Havana) at the San Adrian is partly coincident with a gravity low.

This situation agrees with Letusey (1) models of the salt related structures that in front of thin skinned fold and thrust belts, the salt layers provide decollement surfaces which allow horizontal strain to propagate towards the edge of the north foreland. The low friction of salt layers induces a symmetric stress system and promotes “pop up” structures.

Secondary sliding media such as the  $J_3$  terrigenous Constancia formation, the lower Eocene Vega Alta and the Zaza serpentinites add further complexities to form stacks of thrust sheets.



This up movimens are still going on today, at the nortern coast of Habana – Matanzas, Fraile and east.

There is a close relationship between the salt tectonics and the oil fields.

## **PARTICULARIDADES ESTRUCTURALES DEL CORTE MESOZOICO Y SU RELACIÓN CON HIDROCARBUROS EN LA SIERRA DEL ROSARIO.**

Carlos E. Cofiño Arada y Dámaso Cáceres Govea.

Departamento de Geología

Universidad de Pinar del Río

C/ Martí 270, Pinar del Río 20100. Cuba.

Email: [cofiño@geo.upr.edu.cu](mailto:cofiño@geo.upr.edu.cu), [dcaceres@geo.upr.edu.cu](mailto:dcaceres@geo.upr.edu.cu)

### **RESUMEN**

El presente trabajo, pretende esclarecer las características estructurales del corte geológico de la Sierra del Rosario. A partir de las descripciones de un determinado número de afloramientos y mediciones estructurales de distintas estructuras disyuntivas y plicativas, con la utilización de sistemas que nos permiten el procesamiento de la información, se llega a resultados que sirven de base para el análisis y determinación de la posible orientación del stress principal  $\sigma_1$  en el momento en que ocurrieron los movimientos tectónicos que afectaron el corte en el occidente de Cuba, además de denunciar e intentar explicar la presencia y posición de restos de hidrocarburos en vetas y grietas presente en las secuencias carbonatadas del corte en la porción más oriental de la Sierra. Además se presenta como poder interpretar a partir de la determinación de distintas microestructuras, la evolución de dislocaciones tectónicas complejas. Se demuestra la efectividad de este método en el desciframiento del funcionamiento de estructuras tectónicas de gran duración y que en su larga vida han manifestado cambios en la naturaleza de sus movimientos.

### **ABSTRACT**

This work, is intended to clarify some of the structural characteristics of Sierra del Rosario geological cross section, starting from description of outcrops and structural measurements in different disjunctive and plicative structures, that serve as the basis for the analysis and determination of the possible principal stress  $\sigma_1$  at the time that tectonic movement that affected the sequences in western Cuba happened, as well as explaining the presence and position of hydrocarbons relicts in veins and joints that appear in carbonaceous sequence in the easternmost part of the ridge.

The way the evolution of complex tectonic dislocations can be interpreted using microstructures studies is presented. The effectiveness of this method in the deciphering of the tectonic structures of great duration, which have suffered changes in the nature of their movements, is shown.

### **I- INTRODUCCIÓN.**

En los últimos años muchos han sido los investigadores que han publicado sus resultados relacionados con aspectos de la geología de la Sierra del Rosario (Pszczolkowski y Albear1982),

(Pszczolkowski, A 1987, 1994b), (Pszczolkowski, A. et al 1975) (Cobiella Reguera 1992, 1995, 1997, 1998), (Martínez D, y otros, 1987, 1989, 1994) pero no han incluido en sus trabajos aspectos relacionado con mediciones estructurales que permitan explicar las direcciones de los esfuerzos que provocaron el escamamiento tectónico para esta parte de la cordillera. Investigaciones relacionadas con esta temática han sido realizadas para otras áreas de la provincia, en las que llega a conclusiones muy interesantes (Cáceres D, 1997, 1998), (Gordon M, et al, 1997).

La falla Pinar constituye una de las estructuras de su tipo más importante del territorio cubano y en especial para la parte occidental, es una gran dislocación tectónica de larga duración y que en su larga vida a manifestado cambios en la naturaleza de sus movimientos. Muchos han sido los investigadores que se han dedicado a su estudio, los que han llegado a conclusiones muy disímiles, desde plantear la no existencia de la falla, hasta argumentar su funcionamiento como una estructura profunda que origina movimientos de bloques del basamento (Díaz. J.A, y otros 1988), otros la han descrito como un sistema de fallas normales imbricadas de Norte a Sur (Martínez D. y otros, 1984, 1988), además de haber sido interpretada como una falla de desplazamiento diestro (Piotrowska 1976) y otros la han caracterizado como una falla de desplazamiento sinistral (Gordon. M.B y otros 1997).

La gran mayoría de las investigaciones realizadas en la zona han tenido como base el estudio de macroestructuras; en este caso, el interés es resaltar la importancia de las observaciones microestructurales en el desciframiento y determinación de los movimientos en determinadas áreas para demostrar las relaciones existentes entre las micros y las macroestructuras.

## **II- MATERIALES Y MÉTODOS**

### **II-1 Descripción del perfil**

El perfil comienza al Norte de la falla Pinar, por el río Bayate, se inicia con un gran afloramiento en el cauce del río, donde predominan las calizas de gran espesor de color gris claro con vetillas de calcita y restos de hidrocarburos con un espesor de 20-30 cm, intercalaciones de areniscas de granos finos con vetas de calcita y restos de hidrocarburos con espesores hasta 30 cm y algunas capas de pedernal negro con un espesor de 10 cm. Lo anteriormente descrito pertenece a la Formación Artemisa. Las rocas tienen yacencia Suroeste ( $220^{\circ}/30^{\circ}$ ). Se observan claramente tres sistemas de vetas bien diferenciadas. El primero de un rumbo Noreste con  $60^{\circ}$ , el segundo de un rumbo Noroeste con  $310^{\circ}$ , el tercero con un rumbo similar al primero pero que desplaza al segundo, lo que indica que fue originado más tarde en el tiempo. Al parecer el segundo sistema originado por esfuerzos de orientación Noroeste son grietas en escalón y el tercero indica el desplazamiento del esfuerzo hacia el Este, en rocas con yacencia NW  $280^{\circ}/18^{\circ}$ . Se observan además tres sistemas de grietas. 1) Grietas de cizalla originadas por esfuerzos NW, con orientación  $210^{\circ}/78^{\circ}$  y  $350^{\circ}/80^{\circ}$ . 2) Grietas de extensión

originadas por el mismo esfuerzo, con orientación  $110^{\circ}/60^{\circ}$ . 3) Cizallas originadas por un esfuerzo, con una componente más hacia el Este. Su orientación oscila entre  $200^{\circ}/60^{\circ}$  y  $310^{\circ}/60^{\circ}$  respectivamente.

En el punto 2 se describe un gran afloramiento a ambos lados del río, con un predominio de calizas de color gris claro con vetas de calcita y restos de hidrocarburos, y algunas intercalaciones de areniscas de granos finos.

En el punto 3 se siguen observando calizas de color gris claro con alternancia de areniscas. Toda la secuencia se encuentra plegada y fallada, formando un sistema de fallas normales. En las grietas se observan restos de hidrocarburos.

En el punto 4 se localizan las mismas calizas de color gris claro con vetas de calcita y restos de hidrocarburos y algunas intercalaciones de arenisca de grano fino. Aquí las rocas poseen yacencia  $S_0 160^{\circ}/32^{\circ}$ .

En el punto 5, el afloramiento tiene 40 m de largo con 12 m de altura. En esta parte del corte la secuencia se encuentra muy deformada conformando pliegues de tipo chevron, donde sus planos axiales se encuentran casi horizontales. Se localizan abundantes calizas de color gris claro con numerosas vetas de calcita y restos de hidrocarburos. En ocasiones se observa material carbonoso. Estas calizas tienen espesores de 20 a 30 cm. A menudo se localizan finas intercalaciones de calcarenitas, microplegadas, deleznales, de grano muy fino y color gris oscuro. Las capas buzan al SW  $190^{\circ}$ .

El punto 6, a 200 m del anterior se caracteriza por un predominio de calizas de color gris con abundantes vetillas de calcita en muchas direcciones, con las que en reiteradas ocasiones se asocian restos de hidrocarburos. Estas calizas tienen espesores que varían de 15 a 25 cm. A veces en las calizas se localizan finas capas de material carbonoso de color negro. Se observan pocas intercalaciones de areniscas de grano fino, con cuarzo y material carbonatado, con un espesor aproximado de 10 cm. Las capas poseen yacencia al Oeste  $S_0 270^{\circ}/25^{\circ}$ .

Siguiendo la misma dirección a 125 m del punto anterior, se localiza el punto 7 representado por un afloramiento de unos 35 m de largo. Se observan fundamentalmente calizas de color gris claro con abundantes vetas de calcita, en ocasiones con restos de hidrocarburos; se observan también finas intercalaciones de areniscas cuarzosas de granos finos agrietadas, y finas capas de pedernales de color negro. En la parte inferior del afloramiento la secuencia se encuentra plegada en forma de pliegues continuos, de tipo chevron, donde sus planos axiales están inclinados hacia el Suroeste  $240^{\circ}/40^{\circ}$ . La yacencia de las rocas es  $S_0 230^{\circ}/50^{\circ}$ .

En el punto 8 continua el predominio de las calizas de color gris claro con vetas de calcita y restos de hidrocarburos, con intercalaciones de areniscas de grano fino. A unos metros de este punto se localiza el contacto entre las formaciones Artemisa y Polier, que aquí parece ser tectónico. Estas rocas aparecen onduladas y formando pliegues de charnelas amplias. Las secuencias poseen yacencia suave con ángulos menores de  $10^\circ$  y buzamiento de  $115^\circ$  Sureste.

A 200 m del contacto anterior se localiza un afloramiento de 13 m de longitud punto 9 que constituye es una secuencia plegada con amplias charnelas Inmediatamente a 25 m se encuentra una antiforma y una sinforma. Continúan las calizas de color gris claro, con vetas de calcita y restos de hidrocarburos. Seguidamente se localiza otro cambio a una antiforma con flancos de buzamiento muy suave. La charnela de esta estructura es amplia con planos axiales casi verticales que se extienden en una dirección  $300^\circ$ (Rumbo), el eje de este pliegue también se orienta en esta dirección  $10^\circ \rightarrow 300^\circ$ .

A 250 m del punto anterior se localiza el punto 10, representado por calizas de color gris claro con vetas de calcita y en ocasiones restos de hidrocarburos y restos de material carbonoso. Estas calizas tienen un espesor de 10 a 20 cm y poseen intercalaciones de areniscas cuarzosas de granos gruesos y finos. En las areniscas se localizan restos de hidrocarburos. El espesor es muy variado, oscilando entre unos pocos centímetros y un decímetro. Este afloramiento tiene aproximadamente 100 m de largo y en él se muestra un pliegue antiforma que aflora en el cauce del río. En el flanco Norte del pliegue las rocas buzando con  $S_0 \ 340^\circ/25^\circ$ , mientras en el flanco Sur de esta estructura  $S_0 \ 195^\circ/30^\circ$ , este flanco constituye el flanco de otra estructura sinforma que presenta los planos axiales paralelos pero en su núcleo el ángulo de buzamiento de las rocas es mucho más abrupto  $75^\circ$ .

En el punto 11 se localizan calizas grises con finas intercalaciones de areniscas de color amarillento, bien estratificada.

Siguiendo el itinerario a unos 300 m del punto 11 se detecta el contacto normal entre la Formación Polier y la Formación Santa Teresa, apareciendo los pedernales con intercalaciones de lutitas finamente estratificadas. El espesor de esta secuencia en el área es alrededor de los 100 m. En esta secuencia no se realizaron mediciones de agrietamiento debido a las limitaciones del afloramiento.

Algo semejante sucede en la parte caótica del perfil donde aparecen desarrolladas secuencias de la Formación Manacas que yace sobre los depósitos de la Formación Santa Teresa. A continuación encontramos la Formación Polier que yace discordantemente a través de un contacto tectónico sobre la Formación Manacas. Aquí se describen los puntos 12, 13 y 14, en los que se observan calizas de color gris con restos de hidrocarburos e intercalaciones de areniscas cuarzosas de color amarillento.

Una gran cantidad de estructuras han sido mapeadas en las inmediaciones de la zona de falla Pinar desde las cercanías del poblado de San Cristóbal en Pinar del Río, hasta las inmediaciones del

caserío de Cayajabos en la provincia Habana, la totalidad de estas observaciones se realizaron siguiendo el rumbo W- E de dicha estructura.

Punto N° 15. Ubicado a unos 6 Km de San Cristóbal por la carretera a Bahía Honda en su margen derecho, se observa un gran afloramiento de serpentinitas muy facturadas donde aparecen bloques de caliza formando cuerpos en forma de budinas, además se observan abundantes escamas de calcitas y estrías que nos indican la dirección de los movimientos (Fotos N° 1,2)

Punto N°16. Cantera abandonada en el margen derecho de la carretera a Soroa. En los afloramientos de serpentinita se observan muchos elementos estructurales que nos ayudan a determinar distintos movimientos provocados por la falla, indicadores de movimientos, tales como estriaciones y escamas de calcita, nos han permitido distinguir 3 momentos de desplazamiento en el tiempo.

El primero, las estriaciones tienden a ser horizontales o sub horizontales con desplazamiento siniestro, el segundo se superpone al anterior y las estrías marcan una orientación de 45° en el plano y el tercero indica el movimiento vertical originado por una falla normal provocando que el bloque que se encuentra al Norte se presente levantado con respecto al bloque Sur.

En el piso de la cantera se observan otras pequeñas estructuras que al parecer pertenecen a la misma familia descritas anteriormente, son estructuras de esquistosidad cizallamiento que demuestran el sentido de los movimientos que afectaron esta zona y que hicieron funcionar la falla Pinar como una fractura de riedel principal con desplazamiento siniestro (Cáceres, D., 1997).

Punto N°17. Ubicado en el margen derecho del río San Juan. El afloramiento abarca un área de 100 × 25 m donde se observan serpentinitas asociadas con la zona de falla, se pueden describir numerosas estructuras de esquistosidad cizallamiento que expresan movimientos siniestros relacionados con la zona de la falla Pinar.

La posición de bloques fracturados y tumbados en la dirección de movimiento recuerdan estructuras típicas de bookshelf sliding descritas por ( Ramsay 1987), otras estructuras medidas confirman el predominio de movimientos sinestrales en la zona de la falla.

Punto N°18 – Situado a unos 2 km del caserío de Cayajabos. Se observa una serie de cuerpos lenticulares envueltos en una matriz serpentinitica originando estructuras en las que se pueden determinar el sentido y dirección de los movimientos de estas a través de su plano principal que tiene una orientación E – W. Se aprecia un gran escarpe de falla donde se describen estrías y escamas de calcita que indican movimientos, estas lineaciones presentan dirección 30° → 110°, el plano de falla se inclina al SW 70° → 200°.

Además en el piso del escarpe aparecen una serie de estructuras que confirman los desplazamientos siniestros (Fotos N°3).

### III- DISCUSIÓN.

Un análisis de los afloramientos argumenta el surgimiento de grietas y vetas bajo esfuerzos al Noroeste (en una etapa inicial) siendo desplazados por otro sistema que responde a una orientación al Noreste del stress principal.

Del análisis de todos los datos del perfil se concluye que la orientación stress principal  $\sigma_1$  en todo el corte indica una tendencia Noroeste  $300^\circ$  y Noreste  $045^\circ$  (Anexo1A, 1B, 1C, 2A, 2B, 2C, 3) expresado a través de los diagramas de contorno por escamas. La orientación de los planos axiales al Noroeste - Sureste (Anexos 1D, 2D) de los pliegues aseguran una dirección fundamentalmente Noroeste del transporte de los mantos durante la etapa inicial de los sobrecorrimientos.

Los sistemas de grietas de cizalla más antiguos indican una dirección Noroeste del stress principal  $\sigma_1$ , aunque existen sistemas de grietas superpuestas, que dan idea, debido al desplazamiento del sistema más antiguo, de rotaciones regionales del stress principal  $\sigma_1$ . No descartamos la posible existencia de condiciones locales que pudieran haber afectado y provocado rotaciones internas de  $\sigma_1$  determinando rangos de orientación, en ocasiones algo diferentes.

De todo lo anterior se deduce que la orientación del máximo stress compresivo  $\sigma_1$  durante los sobrecorrimientos es evidentemente Noroeste, mientras la desviación hacia en Noreste de  $\sigma_1$  representa una etapa más tardía, provocado por una rotación al Este del máximo stress compresivo  $\sigma_1$  debido a condiciones regionales.

Un análisis de todos los datos obtenidos de las mediciones de las distintas estructuras en los variados afloramientos (Puntos. N°15, N°16, N°17 y N°18) podemos explicar la evolución en el tiempo de la falla Pinar.

En un principio, ésta funcionó como una fractura de riedel principal Eoceno Inferior parte alta originada a causa de la rotación hacia el este del stress principal durante los cabalgamientos (Paleoceno Superior - Eoceno Inferior parte baja) (Cáceres D. 1997, 1998). la presencia de estructuras de esquistosidad cizallamiento, de bookshelf sliding, tiling o imbrication de objetos descritos macroscópicamente en (Blumenfeld 1983) y explicados en (Passchier and Trouw 1998) confirman su funcionamiento como una gran zona de shear con desplazamiento siniestro. Otros indicadores detectados, medidos y mapeados (estrías y escamas de calcita etc.) en varios puntos a lo largo de su rumbo (Fotos N°1, N°2) dan elementos para comprender que en la evolución de esta gran estructura han intervenido otros movimientos subhorizontales y hasta gravitacionales al final de su desarrollo.

De todo lo anterior se deduce mientras la desviación hacia en Noreste de stress principal representa una etapa más tardía, provocado por una rotación al Este del máximo stress compresivo debido a condiciones regionales es la que provoca la fractura de riedel principal que da como resultado la



estructura en si de la falla Pinar pero que en su continuo desarrollo evoluciona provocando movimientos subhorizontales de 45° hasta que en su desarrollo final provoca la formación de una estructura gravitacional normal que ha originado la presencia de dos bloques bien definidos al Norte y Sur de la falla.

## IV- CONCLUSIONES

- 1- La mayor cantidad de deformaciones tanto plicativas como disyuntivas se vinculan con la parte inferior y media del perfil. Se describen grietas de cizallas y de extensión, fundamentalmente en las unidades inferiores del perfil, siendo más extendidas en la parte baja (escama inferior) por estar ubicada más cerca del plano que permitió el despegue tectónico durante los movimientos que afectaron la región.
- 2- La dirección principal de los esfuerzos que provocaron el transporte tectónico (sobrecorrimientos) en la región poseen una orientación al Noroeste 300° aproximadamente. La variación en la orientación de los esfuerzos al Noreste 040° fue provocada según nuestro criterio por una rotación regional al Noreste del stress principal  $\sigma_1$ .
- 3- La abundancia de grietas con presencia de restos de hidrocarburos permite relacionarlas con el sistema más tardío de agrietamiento, con quien se vincula la migración de éstos en la región.
- 4- La evolución de esta estructura ha sufrido cambios en el tiempo durante su desarrollo, funcionando en sus inicios como una estructura de desplazamiento por el rumbo siniestro, subhorizontal, hasta una estructura gravitacional normal al final de su desarrollo.
- 5- Se demuestra la efectividad de los métodos microtectónicos para el desciframiento y determinación de movimientos en estructuras tan complejas como es el caso de la falla Pinar.

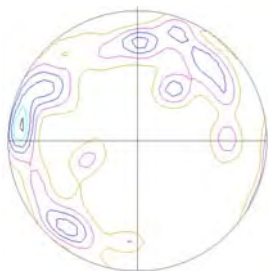
## V- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- Cáceres, D. Estructura Geológica y Pronóstico Preliminar para metales básicos + Barita en la parte central de las Alturas Pizarrosas del Sur (tesis doctoral) 1997. Universidad de Pinar del Río, Pinar del Río.
- Cobiella Reguera, J. y otros. Evaluación preliminar del potencial gasopetrolífero de la Sierra del Rosario, Cordillera de Guaniguanico. A partir de la información Geológica de superficie. (1995). Inédito.
- Cobiella Reguera, J. Estratigrafía y eventos jurásicos en la cordillera de Guaniguanico, Cuba occidental. Minería y Geología Vol XIII, (3), 1996a .. Pag 11-25.

- Díaz Duque, J.A. Azze Pavón, A.B., Díaz O, Casarreal, G. Utilización del Gradiente Total Normal de la Gravedad en el Estudio de la Estructura Profunda de la provincia de Pinar del Río. *Minería y Geología* Vol 5 Nº 3 1987 pag 45-50.
- Gordon, M. Mann, P. Cáceres, D et al. Cenozoic tectonic history of the North American- Caribbean plate boundary zone in western Cuba. *Journal of Geophysical Research* Vol 102, May 1997 .. Pag 10055-10082.
- Martínez. D y Otros. Algunas consideraciones acerca de la tectónica en la provincia de Pinar del Río. *Bol. Geociencia*, 1987.
- Martínez, D.. Generalización del mapa geológico a escala 1:100 000 del Occidente de Cuba 1994. IGP, Ciudad de la Habana.
- McClay, K. The mapping of geological structures, Geological Society of London. England.. Handbook Series Editor M H de Freitas, 1987.
- Piotrowska, K. Outline of Tectonic of the Pinar del Rio Province (Cuba). *Studia Geological Polonica, Serie des Sciencies de la Terre* Vol XXIV, 1976 .. Pag 183- 191..
- Pszczolkowski, A. Lithostratigraphy of Mesozoic and Palaeogene rocks of the Sierra del Rosario, Western of Cuba. *Studia Geological Polonica* Vol 105, 1994a ..Pag 39-64.
- Pszczolkowski, A. Geologiocal cross – section through the Sierra del Rosario thrust belt, western of Cuba. *Studia Geologica Polonica*, V. 105, 1994a ..Pag 67-90.
- Ramsay, J. Hurber, M. The techniques of modern structural. Geology, Vol 1y 2. Academic. Pres, Inc, London, 1983.
- Twiss, R. J. and Moores E.M. Structural Geological. Copyright by H. Freeman and Company. Printer in USA. 1992.

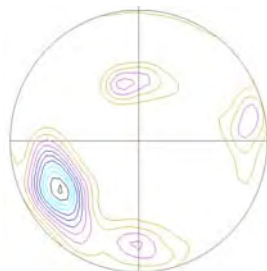
ANEXO 1A

N



ANEXO 1B

N



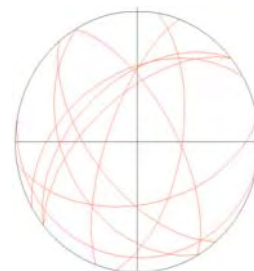
ANEXO 1C

N



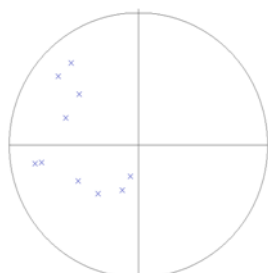
ANEXO 1D

N



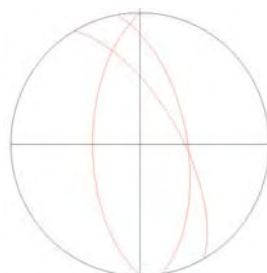
ANEXO 1E

N



ANEXO 1F

N



ANEXO 2ªA

N



ANEXO 2B

N



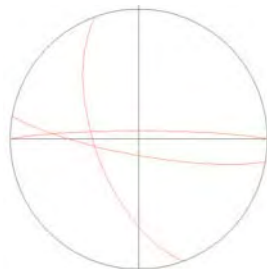
ANEXO 2C

N



ANEXO 2D

N



ANEXO 3

N



Diagramas de la proyección esteriográfica en el hemisferio inferior de los elementos planares medidos en el perfil. Anexo 1A diagrama de contorno para la parte inferior de la escama inferior, Anexo 1B diagrama

de contorno para la parte media de la escama inferior, Anexo 1C diagrama de contorno para la parte superior de la escama inferior, Anexo 1D planos axiales para la escama inferior, Anexo 1E dirección de hundimiento de los ejes de pliegues de la escama inferior, Anexo 1F planos de fallas de la escama inferior, Anexo 2A diagrama de contorno para la parte inferior de la escama media, Anexo 2B diagrama de contorno para la parte media de la escama media, Anexo 2C diagrama de contorno para la parte superior de la escama media, Anexo 2D planos axiales para la escama media, Anexo 3 diagrama de contorno para la escama superior.



Foto N°1. Se observan abundantes escamas de calcitas y estrías en un plano de falla, que nos indican dirección de los movimientos. El bloque Norte que es el que se observa indica movimiento de desplazamiento hacia la izquierda.

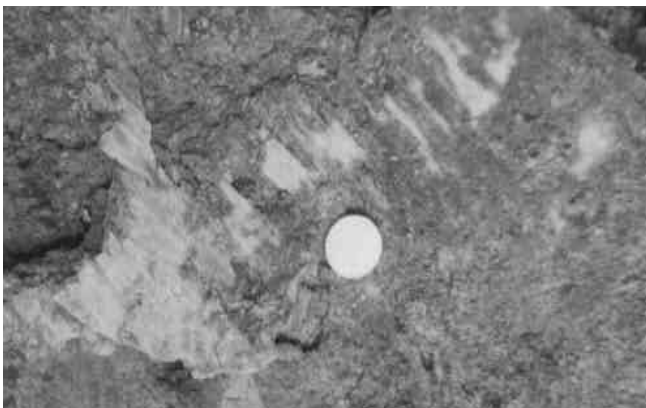


Foto N°2. Elementos que indican movimientos gravitacionales en la falla, la escamas de calcita indican la dirección de los movimientos.



Foto N°3. Se observa el desplazamiento del fragmento en el sentido del movimiento de las fuerza que lo provocan.

## GEOLOGIA DE LOS YACIMIENTOS CON CRUDOS PESADOS EN LA COSTA NORTE.

**Autores:** Dr. Rafael Socorro Trujillo, Ing. Sofía López <sup>(1)</sup>, Ing. Margarita Juara, Ing. América Sorá, Dr. Jorge Sánchez Arango <sup>(2)</sup>, Ing. José Prol \*.

(1) DIGICUPET. \*. 23 # 105, Vedado, Habana. DIGICUPET@cupet.minbas.cu

(2) CEINPET\*\*. Washington # 169, Cerro. Habana.

### RESUMEN

El archipiélago cubano es un orógeno que comenzó su desarrollo en el Campaniense a consecuencia de la colisión del Caribe con el margen continental de Yucatán, dando lugar a la aparición del dominio Pinar del Río y posteriormente con el margen norteamericano, formándose el dominio Las Villas. En este evento se ven envueltos dos arcos volcánicos: uno Cretácico (Zaza) y otro Paleógeno (Turquino). Exponentes de ambos arcos y márgenes afloran en Cuba. Los arcos volcánicos afloran en el sector meridional y el margen continental en el septentrional, donde se encuentran los yacimientos de crudos pesados.

A través del estudio de secciones sísmicas, campos potenciales, cartografía geológica y el corte geológico de pozos profundos, se ha podido estudiar la estructura geológica, observándose algunas regularidades:

- La formación de zonas de triángulo.
- Sinclinales frontales a la principal zona apilada con un carácter dinámico paraautóctono.
- Formación de anticlinales de rampa debido al retrocabalgamiento.

La primera zona de triángulo (Cretácico Superior), se observa en todo el litoral norte, donde su vértice superior esta representado por las rocas del Terciario y del Terreno Zaza. En dirección NE, se desarrollan otras zonas de triángulo, hasta que el cinturón sobrecorrido norte cubano colisiona con la plataforma de Bahamas.

### ABSTRACT

Regionally speaking the Cuban archipelago is an orogen, which began its development during Upper Cretaceous Campanian times, coincident with the Caribbean plate collision, firsts against the Yucatan margin, and in second place against the North American one. Locally these rock units are know as the western Cuba Pinar del Rio dominium; and the rest of the main island to the east, as the Las Villas dominium. Two volcanic arcs appeared, the first one during the Cretaceous named Zaza, and the second one to the east during Paleogene, named Turquino. Both arcs outcrop in central-south Cuba; but the rocks concerning the southern margin of North American are found outcropping south of the northern coast of Cuba north of de volcanic, and is named the "overthrust belt" where several major oil fields have been discovered taking into consideration several seismic sections, potential fields, geological mapping

and the geological sections of several deep wells, drilled in the west and central Cuba. It was established the geological structure of the Cuban thrust belt, where the authors identified some regularities formed during the Cuban orogeny of Late K early T:

- Duplex structures with triangular configuration was formed. (triangle zone)
- Formation of foreland-migrating frontal syncline with paraautochthonous dynamic character.
- Creation of ramp-anticline structures inside the syncline due to the effect of the backthrust.

These geologic features were disturbed later by strike slip faulting which still are going on in Recent times; where compression and extensional forces have redesigned the original configuration as shown in this paper.

## INTRODUCCION

Desde el pasado siglo, en 1887, cuando McConell R. G. estudió y reconoció la importancia que poseían las fallas de cabalgamiento en las Rocas de Canadá, el problema del estudio de la geología, la cinemática y la arquitectura de los cinturones cabalgados y plegados ha sido objetivo permanente de los geólogos petroleros, sobre todo por aquellos que desarrollan la exploración en estas áreas.

El presente trabajo está dirigido a esclarecer la estructura geológica del cinturón sobrecorrido norte de Cuba a través de los conceptos de zonas de triángulo y desarrollo de las cuencas de antepaís.

## AMBIENTE GEOLOGICO REGIONAL

El archipiélago cubano es un orógeno que comenzó su desarrollo a partir del Cretácico Superior Campaniense a consecuencia del choque de la placa Caribe con el margen continental de Yucatán primeramente, formándose el dominio de Pinar del Río y posteriormente con el margen norteamericano, teniendo lugar el dominio Las Villas.

Las rocas que componen este dominio de Las Villas son las unidades tectonoestratigráficas (UTE) de:

Rosario	Colorados
Placetas	Remedios
Camajuaní	Cocos

## CARACTERISTICAS DE LOS CAMPOS POTENCIALES

En el cuadro regional el campo gravitacional y magnético se distribuye conformando grandes anomalías.

El mínimo gravitacional norte cubano que se extiende tanto en tierra como en el mar.

El mínimo magnético norte que abarca los mares profundos aledaños a la costa.

Los yacimientos actuales de Cuba coinciden con ambos mínimos regionales.

El estudio de éstos campos demuestra que existe una coincidencia de los mínimos regionales gravitacionales y magnéticos en todo el cinturón norte cubano, lo que es posible explicar por la presencia de potentes espesores de rocas sedimentarias y por la total (o prácticamente total) ausencia de cuerpos



de rocas volcánicas y/o ofiolitas, demostrada por la perforación. Estos mínimos están relacionados con las cuencas de antepaís

En el mapa transformado de la gravedad para Varadero Cárdenas (Fig. 1) se ha podido detectar anomalías positivas locales, llamadas de 2<sup>do</sup> orden que poseen pequeña intensidad (no mayor de 2,5 mGal). Estos pequeños máximos dentro del campo gravitacional mínimo, pueden ser asociados a pliegues hundidos de las zonas de triángulo.

## INTERPRETACION SISMICA

La interpretación de las secciones sísmicas, sobre todo las perpendiculares o semiperpendiculares al rumbo y su calibración con pozos, (Fig.2) evidencian la existencia de dos campos de ondas diferentes; uno con horizontes sísmicos de frecuencias y amplitudes medias, que se interrumpen en cortas distancias y su disposición, generalmente es con diferentes ángulos semejando al desarrollo de pliegues cabalgados o escamados y otro completamente diferente, muy semejante a un área de deposición de margen, con horizontes sísmicos alargados y bien expresados dinámicamente, los que en ocasiones se muestran e identifican como discordancias, utilizando criterios sismo-estratigráficos con la presencia de “onlap”, “top lap”, “down lap”, etc.

En el contacto de estos dos cuadros de ondas, se observa una deformación de los horizontes sísmicos semejante a un plegamiento.

Dentro del cuadro semejante a una deposición de margen se observa una estructuración con dirección contraria a la de la compresión principal. Esto está probablemente asociado a la acción del retrocabalgamiento, derivado del despegue superior. La sección esquemática palinspástica ilustra como se ejerce este mecanismo.

## TIEMPO DE LA DEFORMACION

En Cuba Occidental y Central el cinturón sobrecorrido cubano, comenzó su desarrollo a partir del Cretácico Campaniense y se extiende hasta el Eoceno Medio. La orogenia no ocurre como un proceso ininterrumpido sino al contrario ella se manifiesta por etapas evidenciado por las edades de los sedimentos sinorogénicos basales de las cuencas de antepaís (Fig. 3).

- A. La primera etapa comienza en el Campaniense Inferior cuando las rocas carbonatadas del margen del corte superior de la UTE Placetas y del Terreno Zaza son cabalgadas. La erosión y deposición posterior ( $K_2$   $m_2$ ) ocurre en sinclinales frontales a la principal zona apilada. La zona de triángulo está compuesta, tanto por las rocas carbonatadas del margen continental como de las rocas volcánicas y ofiolíticas del Terreno Zaza con sus sedimentos piggy back (Fms. Vía Blanca y Bacunayagua) cuyos clastos redepositados se descubren por la perforación en las cuencas de antepaís.

- B. La segunda etapa va desde el Paleoceno Medio y Superior hasta el Eoceno Inferior Temprano y se caracteriza por la deposición en una cuenca antepaís de los sedimentos sinorogénicos de la Fm Vega Alta. Ocurre un fuerte evento compresivo logrando que las rocas, de la sección geológica inferior de la unidad de Placetas y la unidad de Camajuaní, cabalguen imbricándose los pliegues formando una estructura apilada anticlinal, dorsal a la parcialmente deformada cuenca de antepaís Vega Alta. Las estructuras anteriores de K2 son cabalgadas tipo "A cuesta" y los corrimientos que ocurren son del tipo "ciego".
- C. La tercera etapa comienza en el Eoceno Inferior Tardío hasta el Eoceno Medio, cuando los sedimentos de la unidad de Camajuaní y Colorados son cabalgados y apilados, concluyendo con la formación de cuencas frontales cuyos sedimentos basales están representadas por la Fm Sagua.

En el Oligoceno y en el Mioceno Inferior en la región occidental y central de Cuba continuó la formación de montañas, ya no por la colisión frontal (el sector de compresión perpendicular al rumbo estructural) sino por una tectónica de transcurrancia y rediseña los pliegues anticlinales de rampa del tipo "en escalón".

La inter-relación geológica que se observa en la actualidad en la región Habana-Matanzas es a partir del mecanismo que se produjo por el efecto de dos grandes accidentes: la falla Cochinos y la de Hicacos.

## **ESTRUCTURA Y AMBIENTE TECTONO-SEDIMENTARIO DE LA CUENCA ANTEPAIS**

Estas se desarrollan en zonas de cabalgamiento activos frente a las zonas de triángulo donde la dirección del transporte del apilamiento se produce hacia donde se desarrolla la cuenca.

Como consecuencia de que el peso de las escamas sobrecorridas es variable, la propia cuenca de antepaís se deforma. Hay varios factores que condicionan que la cuenca esté segmentada o que esté completamente despegada.

El tipo más común que se nos presenta en las zonas de triángulo en la costa norte es claramente la del tipo de cuenca a cuestras (piggy back o thrust-sheet top), en la cual los sedimentos se acumulan en una cuenca que descansa en escamas móviles cabalgadas, producto de la propagación en serie de los cabalgamientos y retros entre el Campaniano Tardío y el Eoceno Medio los primeros y en el Oligoceno-Reciente los segundos, Los cabalgamientos debido a la colisión frontal arco-continente y los retros a cuenta de la transcurrancia. Es decir que un tipo de cuenca asociada a cuñas asimétricas con onlaps estratigráficos contra la pared de la línea del despegue superior.

La cuenca compleja de antepaís va a presentar los siguientes cuadros generales:

- a. Una segmentación debido a los cabalgamientos. Esto se traduce en la diferenciación de varias zonas de triángulo y sus cuencas menores asociadas. Sirven de ejemplo las cuencas de Campestre, Guásimas, Cárdenas, Colorados y Caracoles.



- b. La segmentación ocurrió, a su vez, contemporáneamente con la sedimentación, producto de lo cual hay cuencas diferentes en tamaño. Esto es evidente debido al desplazamiento de la comba periférica y el consecuente levantamiento de algunos bloques. La topografía de la base de la cuenca condicionó el relleno de los mismos con espesores muy variables. Esto se pone de manifiesto en la cuenca de Guásimas, cuyos espesores considerables de arcosas deben relacionarse con grandes espesores de la Fm Bacunayagua en su deposición in situ.

Las partes más internas de la cuenca – más cercanas al arco – evolucionó durante el Paleoceno-Eoceno Inferior con el mismo tipo de respuesta sedimentológica a la continua erosión de las escamas del Terreno Zaza (las Fm del grupo Madruga y Capdevila). Testigos de esta parte interna dentro del antepaís se encuentran en la cuenca de Campestre, estando ausentes en la de Guásimas, donde las culminaciones del Terreno Zaza quedaron rezagadas.

El avance de los cabalgamientos en el tiempo dio lugar a la formación de gruesas megasecuencias de deslizamientos submarinos conocidos como olistostromas. Ellos resultan a consecuencia de las pendientes de los cabalgamientos que rebasan el ángulo crítico de la gravedad. Olistolitos de entre 500-1000 m de longitud de rocas carbonatadas del Aptiano-Cenomaniano (Fm Carmita) se encuentran “embebidas” en los sedimentos terrígenos del Maestrichtiano en la cuenca de Guásimas (Fm Amaro). En la cuenca de Campestre la composición de las olistolitos es más heterogénea, al estar involucrados las culminaciones de los cabalgamientos del Terreno Zaza y de la UTE Placetas (Fms Santa Teresa y Carmita).

La reelaboración de masas de rocas como resultado de ambos procesos, sedimentario y tectónico, en la cual no es fácil distinguir el olistostroma del melange, ocurre en varios pozos de la costa norte de Cuba.

- c. Deformación después de la sedimentación.

Tanto en el Maestrichtiano Tardío como en el Eoceno Inferior Tardío se evidenció una etapa de plegamiento post-sedimentaria, lo cual es característico en las Fms Vía Blanca, Capdevila, Vega Alta y Vega, que implicó erosión en los sedimentos de la cuenca de antepaís.

Sin embargo, la deformación principal tuvo lugar en el Eoceno Medio conjuntamente con la mayor subsidencia de la cuenca de antepaís. El cabalgamiento dentro de las series de cuenca, que en el Maestrichtiano tardío había sido esencialmente subárea (formación de carsismo en las secuencias de Amaro y Lutgarda) fue en el Eoceno Medio principalmente submarino. La Fm Sagua registra en las brechas la subsidencia más profunda en la cuenca (brecha de talud) con detritos de los bancos carbonatados en la parte más delantera de la comba (bulge).

## DISCUSIÓN

El aspecto cardinal, que actualmente se discute es referente a que si estas zonas sólo ocurre en las partes frontales finales del cinturón sobrecorrido o ellas representan un proceso tectónico regenerativo continuado a través de todo el tiempo de la compresión, mostrando las diferentes etapas del proceso.

Es opinión de los autores, que en el caso de Cuba, ocurre un proceso regenerativo de formación de diferentes zonas de triángulos a través del tiempo. En el trabajo se muestran como evidencias los diferentes cortes estratigráficos de los pozos, los que corresponden en primer lugar a la cuenca de antepaís del Cretácico Superior (Fm Vía Blanca), del Eoceno Inferior Temprano (Fm Vega Alta) y finalmente a la cuenca del Eoceno Medio (Fm Sagua), mostrados estos efectos sobre el perfil regional Limonar-Cantel-Cayo Blanco.

Las secciones sísmicas, calibradas por los pozos, evidencian la extensión de las cuencas de antepaís en el área. También los campos potenciales, muestran mínimos regionales con pequeños máximos locales de poca intensidad en el antepaís.

Los datos hidrodinámicos y de producción de los pozos evidencian la caída rápida de la presión en la capa al igual que el caudal de los pozos. Además la poca correlación de los horizontes productores nos sugiere el carácter tectono-sedimentario del antepaís.

Aun es polémico la determinación con exactitud de la edad de las cuencas del Terciario Medio y la delimitación de los límites cronoestratigráficos.

También el estudio más detallado de las estructuras anticlinales, formadas como resultado del retrocabalgamiento, su estructura y composición necesita aún de mayores estudios.

No menos polémica provoca el aspecto de cómo es la configuración de los pliegues anticlinales de la zona de triángulo, que tiene lugar en los apilamientos que ocurren en sectores al sur de Cuba donde las rocas que participan son mayormente las que componen el Terreno Zaza (volcánicas + ofiolitas) más los sedimentos del tipo "cuenca a cuesta" (Fms Vía Blanca, Madruga, Peñalver, Capdevila, etc). Parecería normal que las rocas vulcanógenas-sedimentarias de la cuenca a cuesta, a ser estratificadas, formen pliegues de rampa y las rocas de Zaza creen una falsa estratificación (una foliación) y probablemente tengan sus niveles de despegue.

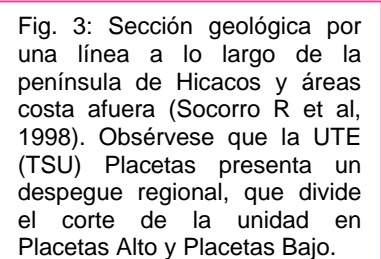
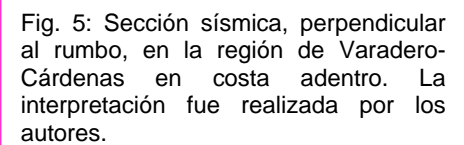
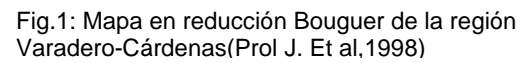
## CONCLUSIONES.

- 1) La colisión arco/margen continental indujo simultáneamente a la formación de cabalgamiento, cuya propagación hacia el norte produjo zonas de triángulo y sus correspondientes cuencas de antepaís expresadas en las del tipo de cuenca "a cuesta" (piggy –back basin) a través de la evolución en el tiempo.
- 2) La migración al norte se produjo desde el Campaniano Tardío hasta el Eoceno y su relleno sedimentario se produjo a expensas de la formación "flysch" y "olistostromas" derivados de la erosión y deslizamiento de las escamas del Terreno Zaza junto con sus sedimentos "A cuesta" y de las UTE del margen continental norteamericano.

- 3) Se evidencian fases en el desarrollo de las cuencas vinculadas a los procesos de segmentación, sedimentación, cabalgamiento y deformación, que conforman una evolución tectonoestratigráfica muy compleja, cuya geometría interna aún no está clara.
- 4) Se ejemplifican 5 cuencas, la de Campestre, Guasimas, Cárdenas, Colorados y Caracoles, las que a partir de rasgos evolutivos comunes, se individualizan por diferencias en la composición y edad de los sedimentos, su tamaño, espesor de sedimentos, mapeo sísmico y estructural.
- 5) Las estructuras formadas a partir de la acción del retrocabalgamiento, constituyen nuevos objetivos de exploración.

## BIBLIOGRAFIA

1. Lebel D, Langenberg W, Mountjoy E. Structure of the central canadian cordilleran thrust and fold belt, Athabasca-Brazeau área, Alberta: a large, complex intercuteus wedge. Bulletin of Canadian Petroleum Geology.
2. López S, Socorro R, Rodríguez M. Interpretación geologo-geofísica de los trabajos de exploración sísmica (OFD) en la región Habana-Matanzas. Archivo Empresa Geofísica, CUPET, La Habana. 1998.
3. Prol J. Motembo en los campos potenciales.
4. Prol J. Mapa gravimétrico de región occidental de Cuba en escala 1:100 000. Archivo Empresa geofísica, CUPET. La Habana 1998.
5. P. B. Jones. Triangle zone geometry, terminology and kinematies. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, Volume 44 No 2. June 1996. Calgary Alberta, Canada
6. Socorro R, López S, Sosa B. Nuevas estructuras para la exploración petrolera en el área de Puerto Escondido. Forum de Ciencia y Técnica. La Habana, 1998
7. Socorro R, López S, Prol J. Estructura geológica de los bloques 7, 9, 10 y Varadero Oeste. Archivo Empresa Geofísica, CUPET, La Habana 1998.
8. Socorro R, López S, Sánchez J. R. 1995. Wrench tectonics in the geology of Cuba. Abstracts, 14 th Caribbean Geological Conference. Trinidad and Tobago.
9. Stockmal G, Mackay P, Lawton D. The Oldman Rives triangle zone: a complicated tectonic wedge delineated by new structural mapping and seismic interpretation Bulletin of Canadian Petroleum Geology.





## **SIMULACION NUMERICA DE LA “CAPA E” DEL YACIMIENTO “BOCA DE JARUCO”**

**Alexis Vilaín Milián<sup>(1)</sup>, Manuel Mérida<sup>(2)</sup>, Olga Castro<sup>(3)</sup> Dania Brey<sup>(4)</sup>, et al.**

(1) [alexis@occ.cupet.minbas.cu](mailto:alexis@occ.cupet.minbas.cu), (2) [merida@ceinpet.inf.cu](mailto:merida@ceinpet.inf.cu), (3) [olgac@ceinpet.inf.cu](mailto:olgac@ceinpet.inf.cu),

(4) [dania@ceinpet.inf.cu](mailto:dania@ceinpet.inf.cu)

### **RESUMEN**

El horizonte E del yacimiento Boca de Jaruco está asociado a un reservorio extremadamente fracturado (la distancia entre fracturas es de unos cuantos centímetros) y cuenta con la presencia de vóculos y cavernas. Presenta un acuífero de fondo y un casquete de gas secundario que se desarrolla con el tiempo. Todo esto hace más complejo el control de su explotación. El yacimiento, ha sido sometido durante 28 años a un ritmo de extracción muy intenso, lo que ha provocado una rápida declinación de la producción de petróleo; mientras que, el porcentaje de agua y la RGP (relación gas petróleo) han aumentado significativamente. Afortunadamente desde hace algún tiempo, el gas acompañante está siendo utilizado como combustible doméstico en la Ciudad de la Habana. El objetivo fundamental del estudio de simulación fue, reproducir lo más exactamente posible las condiciones de la explotación del yacimiento (distribución actual de los fluidos, formación del casquete de gas secundario, formas de penetración del agua del acuífero, etc.) para poder realizar un pronóstico más confiable de la producción de gas para los próximos años. Para este fin se revisó el modelo geológico existente, se estudió la disposición de las fracturas en los afloramientos, se reinterpretaron los registros geofísicos y las pruebas de presiones en los pozos etc.

### **ABSTRACT**

The horizon E of Boca de Jaruco oil field is associated to highly fractured carbonate reservoir. The fracture spacings are of a few centimeters and additionally there are vugs and caverns too. The reservoir has a bottom aquifer and a secondary Gas Cap that has been developed over the time complicating its production performance. During 28 years it had been intensively exploited provoking a quickly decline of oil production, while the water cut and the GOR have significantly increased. Fortunately since a few years ago, the gas is sent to Havana City for domestic use of the population.

The principal objective of this simulation study was to reproduce as well as possible the conditions under which the reservoir has been exploited (fluid distribution, formation of the secondary Gas Cap, aquifer water influx, etc.) to forecast the gas production for the next 10 years. That's why we are revised the geological model and study the fracture direction and distribution in the outcrops. The well logs and the well tests were reanalyzed too.



## INTRODUCCION

El Yacimiento “Boca de Jaruco”, ubicado al este de la Ciudad de la Habana, fue descubierto en el año 1969 por el pozo vertical BJ-02 pero, la explotación del principal horizonte productivo (capa E) no comienza sino a partir de 1972 con la utilización de pozos dirigidos. Este horizonte posee una extensión de 10 Km de longitud por 3 Km de ancho. Geológicamente está dividido en 6 bloques separados entre sí por fallas normales. El Bloque Central, que es el objeto de estudio de este trabajo, posee las mayores dimensiones y es donde están ubicados los principales pozos productores. El mismo se considera la unidad hidrodinámica más importante en el yacimiento que concentra la mayor cantidad de las reservas. El reservorio presenta un acuífero grande en extensión, pero mediocre (limitado) en actividad, debido entre otras causas, a la disminución de la intensidad de fracturación a medida que nos alejamos de la zona petrolífera. Esta intensidad de fracturación está ampliamente relacionada con la zona de curvatura, la cual, a su vez, está asociada a la formación de mantos plegados como consecuencia de la intensa actividad tectónica. Se pudo comprobar que a principios del año 1985 se forma un casquete de gas secundario debido a los altos grados de inclinación de la estructura y a la disminución de la presión de capa (61 atm.) desde el comienzo de la explotación; alcanzando valores muy por debajo de la presión de saturación(145 atm.).

En el presente trabajo se exponen los aspectos de mayor incidencia en el proceso de Simulación Numérica que, se realizó dentro del marco del proyecto 2115 de “Recuperación Mejorada” del mencionado yacimiento. Para este fin, el “Bloque Central” estuvo dividido en dos sectores A y B, separados entre sí por una falla. La misma tiene dirección sur-norte y es considerada permeable. Por primera vez se utiliza un modelo de doble porosidad para modelar el yacimiento Boca de Jaruco, lo cual permite obtener pronósticos más confiables.

## GEOLOGIA

La “Capa E” del yacimiento Boca de Jaruco constituye un sistema de dúplex compuesto por patrones de tipo “rampa anticlinal” y “dúplex real”<sup>1</sup>, que buzan hacia el transpaís. La superficie de despegue o sobrecorrimento, va a estar situada entre las rocas de la formación Cifuentes.

El pliegue que conforma el dúplex real y que sobreyace a la asociación de rampa anticlinal, formará la parte superior de todo el sistema de dúplex, constituyendo el actual reservorio identificado como Bloque Central o Bloque III. Este bloque está, además, delimitado a ambos lados, por dos fallas transcurrentes de dirección sur-suroeste a norte-noreste cuya naturaleza es el resultado de los eventos neotectónicos. La cúpula de la estructura está erosionada y cubierta por las rocas arcillosas de la formación Vega Alta de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, parte baja, las cuales van a establecerse como sello para el depósito de petróleo.

Después de realizar una correlación detallada del corte, se definieron y generalizaron para el reservorio que nos ocupa (Capa E), diez subcapas(layers) fundamentales<sup>2</sup> fig. 1:





- **E<sub>1</sub>**: Secuencias conglomeráticas de la formación Amaro de edad K<sub>2</sub><sup>m</sup>
- **Zona 1**: Capa de arcilla que separa a **E<sub>1</sub>** de **E<sub>1a</sub>**
- **E<sub>1a</sub>**: subdivida en tres capas o subcapas para la simulación: **E<sub>1a1</sub>**, **E<sub>1a2</sub>** y **E<sub>1a3</sub>**.
- **Zona 2**: Capa con cierto contenido arcilloso.
- **E<sub>1b</sub>**: Rocas pertenecientes a la formación Cifuentes, parte alta J<sub>3</sub><sup>tt</sup>
- **E<sub>1c</sub>**: Roca de edad J<sub>3</sub><sup>tt</sup> de la formación Cifuentes. Se subdividió internamente para la simulación numérica en **E<sub>1c1</sub>** y **E<sub>1c2</sub>**, entre las cuales se identifica una zona (**Zona 3**) más arcillosa dentro de los carbonatos de esta capa.

## PETROFISICA

Los estudios petrofísicos y sedimentológicos demostraron la presencia de porosidad secundaria producida fundamentalmente por fracturas. En el caso de la Formación Cifuentes observamos que esta se desarrolla en tres generaciones, aunque de ellas se derivan varios sistemas.

Debido a los procesos diagenéticos, aparecen otras porosidades que pueden estar conectadas o no por finas microfracturas como son: la intercrystalina, por recristalización y por dolomitización (menos frecuente) y la móldica, por lixiviación de bioclastos. Además, tenemos la presencia de vúgulos, tanto en forma aislada (microporos), como por la lixiviación de las fracturas más gruesas, que pueden tener desde 2 a 5 mm hasta 1 cm, vacíos o con petróleo denso.

## INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS

Como el objetivo principal de la interpretación lo constituyó la determinación de la porosidad de fractura, se decidió su estrategia de cálculo mediante el coeficiente de Partición de Pirson<sup>3</sup>.

Cuando sólo hay porosidad de matriz  $v = 0$  y se obtiene el caso particular para el medio con porosidad intergranular. Si solamente hay fracturas,  $v = 1$ . Las variaciones entre 0 y 1 del coeficiente dan una medida de la fracturación de la roca.

La tabla 1 muestra los resultados de la interpretación de los registros de pozos, donde se refleja claramente que los valores de porosidad de fractura son extremadamente altos, aunque están en concordancia con el alto grado de tectonismo de las rocas del reservorio, además de los procesos secundarios a los que han sido sometidas.

**Tabla 1 Resultados de la interpretación de los registros**

	Porosidad Total (%)		Porosidad de Bloque (%)		Porosidad de Fractura (%)		v		So (%)	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
<b>CAPA</b>										
<b>E1</b>	11.07	30.86	0.39	21.17	1.77	30.24	0.16	0.98	25.65	76.96
<b>Zona 1</b>	7.27	27.06	1.41	17.82	0.94	24.35	0.13	0.90	0.00	36.47
<b>E1A1</b>	16.63	31.49	2.26	23.24	2.99	28.90	0.18	0.92	56.78	95.63
<b>E1A2</b>	13.84	31.30	2.47	18.81	6.36	28.48	0.46	0.91	49.73	86.97
<b>E1A3</b>	10.46	33.93	1.58	17.45	2.72	30.88	0.26	0.91	50.58	91.86
<b>Zona 2</b>	9.45	24.45	2.82	14.06	2.17	19.32	0.23	0.79	32.81	82.33
<b>E1B</b>	14.19	36.91	2.61	26.94	3.97	33.22	0.28	0.90	54.86	92.89
<b>E1C1</b>	13.72	31.49	3.04	21.44	5.98	28.97	0.19	0.92	43.21	91.25
<b>Zona 3</b>	7.83	26.47	2.43	14.28	3.76	23.56	0.48	0.89	16.19	80.88
<b>E1C2</b>	11.03	29.09	2.98	15.22	4.63	26.47	0.42	0.91	0.67	87.64



## ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE RECUPERACION DE PRESION

Los manómetros que fueron utilizados en la investigación no son muy precisos y ya están en desuso, no obstante, las curvas de recuperación de presión que presentaron una calidad aceptable, fueron debidamente interpretadas. Esta interpretación corroboró la presencia de un reservorio intensamente fracturado, fig. 2.

La permeabilidad media del reservorio es mayor que 1Darcy, aunque encontramos valores mucho más elevados asociados a la zona de curvatura. Los valores más bajos están relacionados con los pozos cercanos al contacto agua petróleo(CAP).

## DATOS PVT

A pesar de contar con análisis PVT en varios pozos, decidimos tomar los datos del pozo BJ-218 como los más representativos del yacimiento. Estos datos, eran además, los más confiables si tenemos en cuenta las condiciones de toma de la muestra en el campo.

Las principales características PVT del Bloque Central son:

Presión inicial.....	175 atm
Presión de Saturación.....	145 atm
Relación de Solubilidad.....	59 Nm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Factor Volumétrico del Petróleo.....	1.15 V/V
Viscosidad del Petróleo.....	45 cp
Densidad del Petróleo STC.....	970 kg/m <sup>3</sup>
Densidad del Gas.....	1.084 kg/m <sup>3</sup>
Compresibilidad del Petróleo.....	0.875e-5
Compresibilidad del Agua.....	0.78e-5
Factor Volumétrico de Agua.....	0.9935
Viscosidad del Agua.....	0.6 cp.
Densidad del Agua.....	1037 kg/m <sup>3</sup>

## PERMEABILIDADES RELATIVAS

Aunque una curva fue obtenida en el laboratorio para el agua durante la elaboración del Esquema de Explotación<sup>4</sup> del yacimiento, no existen datos de permeabilidades relativas para el gas.

Por tal motivo, las curvas de permeabilidades relativas, fueron elaboradas a partir de diferentes correlaciones existentes. Para esto, fueron utilizados los valores de saturación de agua inicial  $S_{wi} = 0.22$  y saturación de petróleo residual al agua  $S_{orw} = 0.40$ . En el caso del gas, se tomó inicialmente la saturación de gas crítica  $S_{gc} = 0$  y la saturación de petróleo residual al gas  $S_{org} = 0.44$ . Con estos datos se obtuvo un juego de curvas de permeabilidades relativas para el sistema de matriz. Para el sistema de fracturas fueron introducidas líneas rectas posteriormente sustituidas por curvas.





## BREVE HISTORIA DE LA EXPLOTACION DEL YACIMIENTO

Desde 1972 se demuestra la existencia de petróleo industrial en la capa E1 del Yacimiento Boca de Jaruco. La perforación dirigida de varios pozos alcanzó al horizonte productivo a una distancia aproximada de 1km de la costa. La presión de capa inicial fue estimada entonces en 175 atm referida a 1360mss. El contacto agua petróleo(CAP) se detectó a los 1530mss. El espesor total promedio de la zona gasopetrolífera es de 200 m; con una relación espesor efectivo/espesor total de 0.98.

Desde el comienzo de la explotación se han extraído alrededor de 2 millones de m<sup>3</sup> de petróleo lo que significa que, la recuperación de las reservas ha sido de 8.8 %. En la actualidad, la presión de capa ha caído 61 atm con relación a la inicial, la relación gas petróleo(RGP) alcanza altos valores y actualmente es de 2800 Nm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. La inundación avanza vertiginosamente y actualmente es de 60 %. EL reservorio se explota por la acción combinada del empuje del agua del acuífero y la acción del gas disuelto, este último parece ser el régimen principal de explotación.

## SIMULACION DE YACIMIENTO

### Simulaciones Anteriores

Alrededor de tres estudios de simulación han sido realizados hasta el momento para esta capa. Sin embargo, el denominador común en todos estos casos ha sido la utilización del modelo de simple porosidad que, aunque disminuye significativamente el tiempo de corrida del archivo y hace más fácil la etapa de ajuste histórico, origina como resultado, pronósticos de producción que son por lo general muy optimistas cuando se trata de reservorios fracturados. Ninguna de estas simulaciones realizadas para el horizonte productivo de la capa "E" del Bloque Central ha logrado un ajuste satisfactorio de la RGP(relación gas petróleo). En todas se presenta el problema de la falta de correspondencia entre la caída de la presión de capa y la producción de gas acompañante.

### Construcción del Modelo

La simulación de yacimiento se realizó con el simulador IMEX propiedad de CMGL. La confección de un nuevo modelo geológico sugirió la división del Bloque Central en dos sectores, los cuales denominamos A y B. Estos están separados por una falla normal que permite el flujo de fluidos a través de la misma. De esta forma, se decidió simular ambos bloques por separado. EL sector B es el de mayores dimensiones y para el cual presentamos algunos gráficos.

Se utilizó una red cartesiana sin refinamiento. Las dimensiones para los dos sectores son las siguientes:

Sector A            38 x 34 x 10

Sector B            55 x 34 x 10

La distancia entre bloques se tomó igual a 50 m. En el acuífero, esta distancia varió de 60 a 200m. La posición de la red en cada sector presenta una ligera inclinación hacia el noroeste, que coincide con la orientación de la estructura y tiene en cuenta la dirección casi perpendicular de las fracturas con respecto a la misma y a la ubicación de los pozos. El modelo de cálculo utilizado fue el de



Doble Porosidad, aplicado por primera vez para la simulación de este yacimiento. La distancia entre fracturas varía de 2 a 22cm según los estudios de los afloramientos realizados en la formación Cifuentes. En las zonas del acuífero este valor fue aumentado en decenas de metros considerando que, aquí existe un menor desarrollo de la fracturación.

### **Ajuste Histórico (History Match)**

A resultado bien complicado la obtención de un ajuste adecuado de la historia productiva de la mayoría de los pozos del Bloque Central. Mientras se logra un ajuste apropiado para la presión de capa por pozo, la RGP que se obtiene para estas presiones es muy baja y no se ajusta a los valores históricos. Por el contrario, cuando incrementa la RGP, la presión de capa cae a valores muy por debajo de los valores reales. Numerosas fueron las variantes buscadas para solucionar esta dificultad. Veamos el comportamiento de la RGP, la presión de capa y el agua del yacimiento.

### **Presión de Capa**

Las primeras corridas de simulación mostraban una caída rápida de la presión en los primeros años de producción, a la cual sucedía un largo período donde la presión se mantenía constante, muchas veces con valores por encima de la presión de saturación o cercanos a esta. La RGP en estos momentos era similar a la  $R_s$  inicial. Entonces, una reducción considerable del volumen poroso de las fracturas fue necesario hacer para poder lograr los ajustes de presión deseados.

Como consecuencia de tal reducción, el Petróleo Originalmente En Situ (POES), disminuyó en un 30 % para el bloque A y en un 33 % para el bloque B con relación al valor inicial calculado.

### **RGP**

A través de la historia de la explotación de este bloque, se conoce la formación de un casquete de gas secundario alrededor del año 1985<sup>4,5</sup>. Mediante la Simulación Numérica, se ha podido comprobar la formación y desarrollo de este casquete, fig. 3.

El gas que se desprende de las zonas cercanas al fondo de los pozos, migra hacia arriba en dirección norte y se acumula allí en las partes mas altas del yacimiento, creando así el casquete de gas secundario. Este tipo de comportamiento es característico de yacimientos con grandes espesores y altos grados de buzamiento de la estructura, donde la segregación gravitacional, desempeña un importante papel<sup>6</sup>

Debido a la compleja geología del yacimiento que plantea la existencia de varias unidades de flujo conectadas y comunicadas entre sí por un amplio sistema de fracturas; un mismo pozo situado al sur de la estructura y que produce con un alto por ciento de agua, después puede producir gran cantidad de gas al ser punzado en una “subcapa” superior.

Durante el ajuste, no solo las curvas de permeabilidades relativas de la matriz fueron modificadas, sino que también se les aplicó un exponente de curvatura a las curvas de permeabilidades relativas de las fracturas además de considerar un valor de petróleo residual igual a 0.40 para las mismas.



Para lograr un crecimiento del gas simulado hasta los valores históricos, fue necesario además, reducir la porosidad de fracturas de todo el campo. De tal manera, un ajuste, bastante satisfactorio fue logrado en la mayoría de los pozos y para campo en general.

### **Agua**

Es evidente la relación de la producción de agua con la posición estructural de los pozos dentro del yacimiento. Sin embargo, pozos de zonas alejadas del contacto agua petróleo(CAP) pero punzadas en “subcapas”(layers) inferiores, también pueden presentar producciones de agua en menor o mayor grado. Una posible explicación podría ser la rápida canalización del agua hacia los intervalos punzados de los pozos por canales preferenciales de alta permeabilidad del sistema de fracturas y la segregación gravitacional de los fluidos en el yacimiento. Un ejemplo lo constituye el pozo BJ-318, fig. 3.

Las fig.4 y 5 muestran los gráficos del “match” de la presión de capa y la RGP obtenidos para el sector B del yacimiento.

### **PRONOSTICO**

Una vez realizado el ajuste de producción, se llevó a cabo un pronóstico, haciendo énfasis en la producción de gas acompañante.

El cálculo se realizó a partir de las consideraciones siguientes:

1. RGP libre, es decir, los pozos producirían todo el gas que fueran capaces de producir.
2. No hay incrementos en el caudal de petróleo por pozos.

Se escogieron diez(10) años de pronóstico de producción por considerarlo suficiente, teniendo en cuenta los ritmos de extracción de gas actuales en el yacimiento, ver fig. 6 para el pronóstico del sector B.

Adicionalmente, se probaron otras variantes que incluyeron ampliación de los intervalos perforados en algunos pozos donde aún existía la posibilidad, pero las mismas no se exponen en este trabajo.

### **CONCLUSIONES**

1. La subdivisión de la capa E en varias subcapas (layers) permitió establecer que, el movimiento de los fluidos ocurre fundamentalmente a través de las fracturas paralelas a la estratificación, las cuales tienen la misma inclinación(casi vertical) que la estructura.
2. Los valores de la porosidad de fractura resultaron ser demasiado altos y fueron reducidos durante el ajuste histórico de las producciones de gas acompañante y de la presión de capa.
3. El modelo de doble porosidad, aunque más complejo, permitió modelar el comportamiento de la explotación del yacimiento y sobre esta base, realizar un pronóstico de producción mucho más confiable que los que se habían hecho hasta el momento.
4. Se pudo comprobar la formación de un casquete de gas secundario alrededor del año 1985, por la acumulación de gas en las zonas más elevadas del yacimiento provocado por el alto grado de inclinación de la estructura(>45°). El gas que se produce actualmente, proviene fundamentalmente de este casquete.



5. El avance del agua no siempre es uniforme y depende de además de la posición estructural de los pozos, de las zonas con mayor grado de fracturación y de la segregación gravitacional. El avance del agua controla la producción actual y futura de petróleo y gas.
6. La producción de petróleo es muy baja, por lo que el gas acompañante cobra cada vez más importancia desde el punto de vista económico.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores quisiéramos agradecer al Dr. Roberto Aguilera quien, nos asesoró en este trabajo como parte del "Proyecto 2115 de Recuperación Mejorada del Yacimiento Boca de Jaruco", dándole una gran importancia a la caracterización de yacimientos que, incluyó el estudio de los afloramientos de la formación Cifuentes. Con su colaboración, fue posible reunir especialistas de varias disciplinas para lograr los objetivos planteados.

## REFERENCIAS.

1. Collecta, B., 1995: "Structures en Compression" I.F.P.
2. Vilaín, A. et al, 1998: "Recuperación Mejorada del Yacimiento Boca de Jaruco", Proyecto 2115, Etapa I, Archivos del CEINPET.
3. Aguilera, R., 1995.: Naturally Fractured Reservoir. Second Edition. Pennwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma.
4. Esquema tecnológico de la Explotación Experimental industrial del Yacimiento Boca de Jaruco (República de Cuba), 1986, UCRGUIPRONINEFT, Kiev, archivos CEINPET, La Habana.
5. Vilaín, A. et al.: "Recuperación mejorada del Yacimiento Boca de Jaruco", Proyecto. 2115, Etapas III y IV, Archivos del CEINPET.
6. Cole, F. W.: Reservoir Engineering Manual. Houston, Texas.

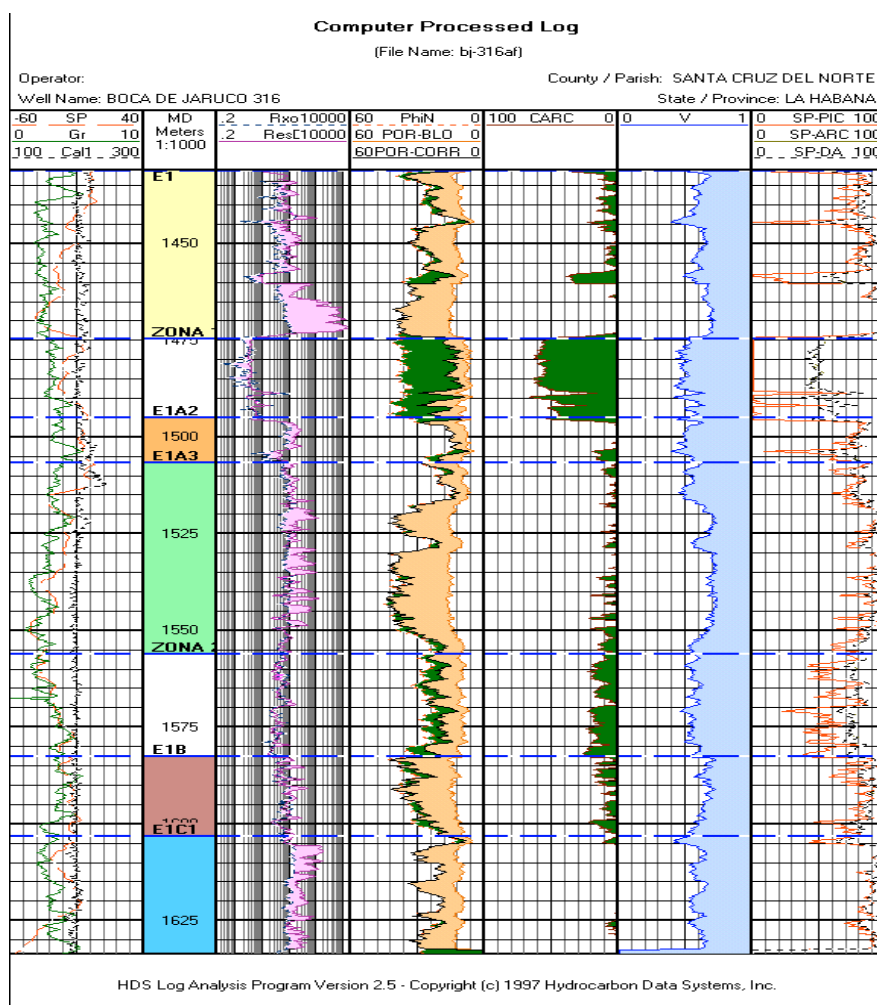


Fig.1  
Determinación de las capas de acuerdo a sus características litogeofísicas

Fig. 2 Análisis de la prueba presión, pozo BJ-318

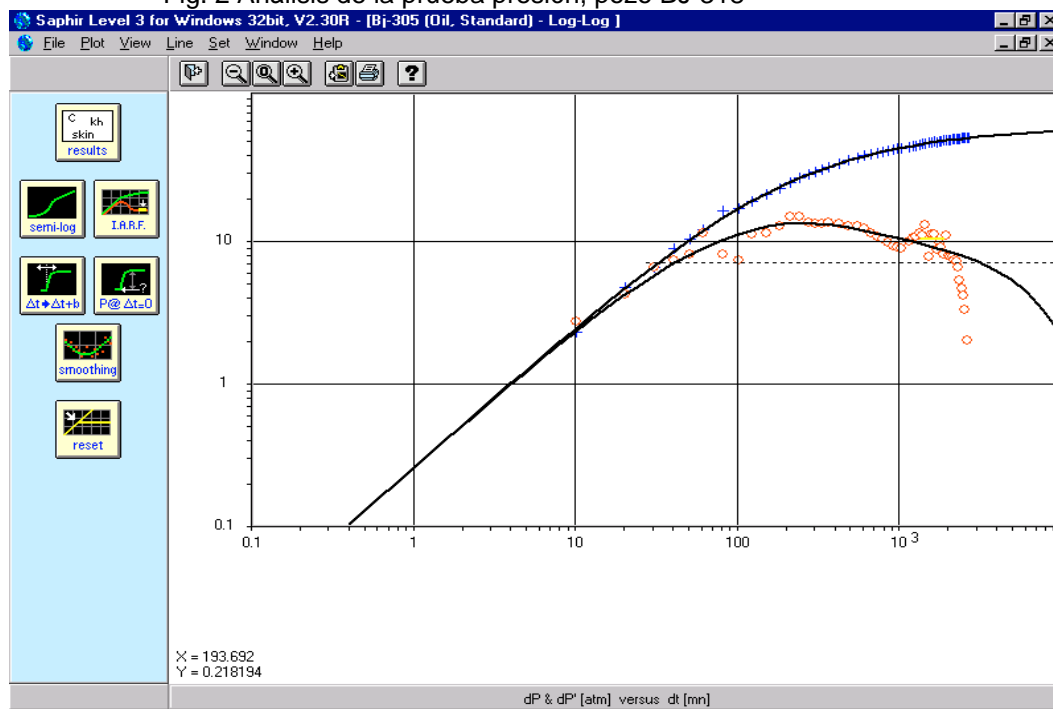


Fig. 3 Avance del agua y formación del casquete de gas secundario

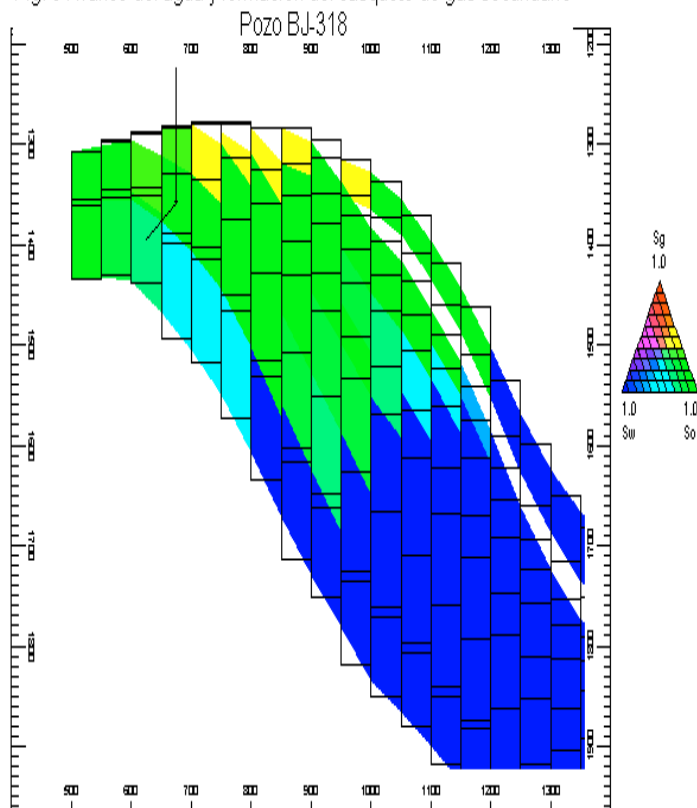


Fig 4. Ajuste de la presión de capa media kg/cm2. Sector B

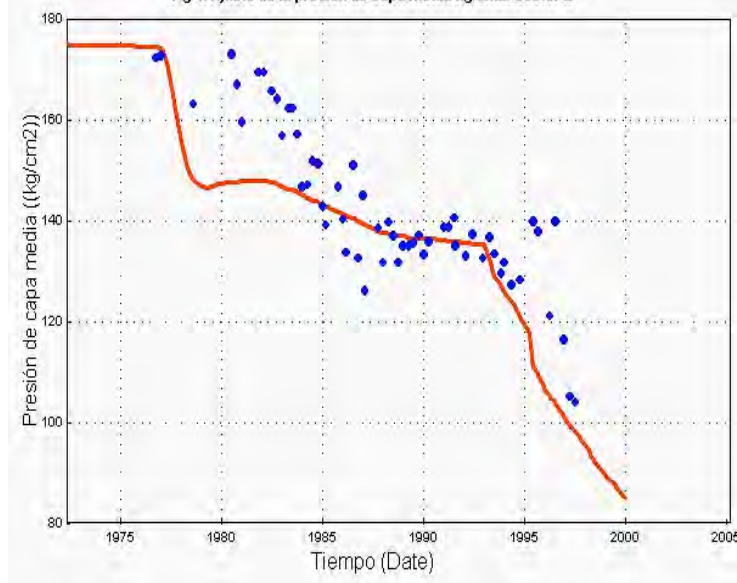


Fig. 5 Ajuste de la RGP Nm3/m3. Sector B

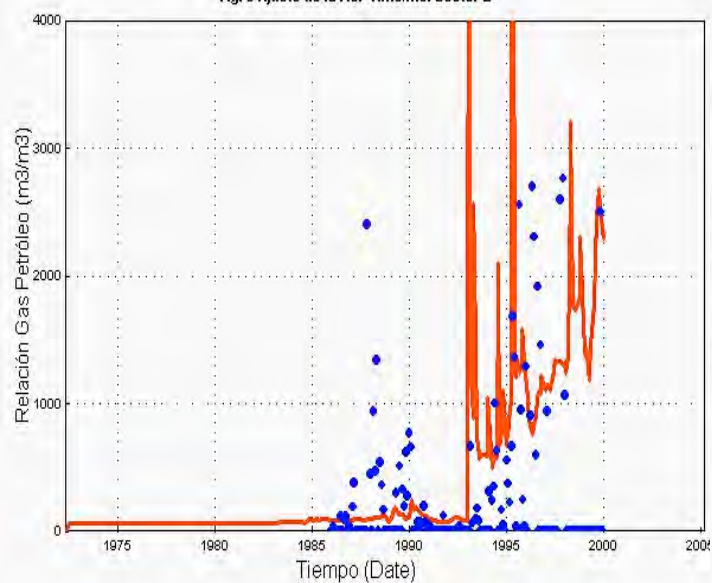


Fig. 6 Pronóstico de gas acompañante. Sector B







## EFFECTIVIDAD DE LOS METODOS GEOMORFOLOGICOS Y DE TELEDETECCION EN LA ACTIVIDAD PETROLERA

***Ramón Cruz Toledo<sup>(1)</sup>, Julio Ernesto Gómez Herrera<sup>(1)</sup>, Osvaldo Rodríguez Morán<sup>(1)</sup>, Lorenza Mejías Rodríguez<sup>(1)</sup>, Raiza Rey Pallí<sup>(1)</sup> .***

*<sup>(1)</sup> Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington 169, Habana, 12 000 .  
Ciudad de La Habana, Cuba. e-mail: cruzt@ceinpet.inf.cu.*

### RESUMEN:

Este trabajo está dirigido a determinar estructuras levantadas que respondan a trampas estructurales, fallas principales y el rumbo de las mismas, que puedan estar asociadas a las fallas inversas (niveles estructurales) y rumbo deslizantes (NE) responsables de la posible migración del petróleo. En su elaboración se utilizaron fotos aéreas pancromáticas, imágenes cósmicas e información cartográfica.

En la imagen cósmica conjuntamente con el drenaje, se logra delimitar con exactitud la falla que divide la cuenca cenozoica norte cubana, de las unidades tectónico - estratigráficas de mejor expresión geológica.

Con análisis geomorfológico estructural, se destacan estructuras (prospectos u objetivos) que en su mayoría, se correspondieron con la sísmica y la gravimetría. Se pudo definir que el área oriental del bloque fue la de mayor interés y que el análisis morfométrico en la escala de detalles, fue la base para la confección del modelo geológico del yacimiento mas importante de esta área. Es de destacar la relación directa de la geomorfología con las perforaciones profundas en el análisis estructural.

La tectogénesis reciente tiene efectos importantes para la exploración petrolera, ya que las trampas sufren modificaciones debido a la neotectónica. Esta provoca nuevos sistemas de alineamientos o apertura de los obstruidos, mejorando los reservorios.

### ABSTRACT:

In this work we try to determine uplifted structures in response to structural traps, main faults and their strikes, which could be associated to inverse faults (structural levels) and strike slip ones (NE) responsible of possible oil migration. They were used panchromatic aerophotographies, cosmic images and cartographic information.

In cosmic image, together with drainage, it was exactly traced the fault which divides the north Cuban Cenozoic basin from the tectonic- stratigraphic unites of better geological expression .

In structural geomorphologic analysis, structures (prospects or objectives) are discovered, that in majority correspond with sismics and gravimetry. It was defined the block's oriental area as more interesting and that morfometric analysis in detailed scale, was for the main oil field geological model in this area. It's seen high relation between geomorphology and deep wells, in structural analysis.

The recent tectogenesis has important consequences in petroleum exploration, because traps suffer modifications caused by neotectonics, which induces new lining systems or opening of old obstructed ones, improving reservoirs.

## INTRODUCCION:

Aunque desde la década del 20 los geólogos cubanos han empleado con éxito las fotos aéreas pancromáticas, en la solución de los diferentes problemas locales, fue a partir de los años 70 que ésta actividad comenzó a tomar una dimensión nacional y a integrarse de una forma más directa con los problemas de producción.

La posibilidad de trabajar con materiales aerocósmicos procedentes de la URSS y luego de la realización de varios experimentos internacionales en el país, dieron la posibilidad de desarrollar trabajos temáticos especializados y orientar de forma más eficiente la teledetección.. Gran importancia ha tenido la introducción de nuevas técnicas de levantamiento.

Hasta la fecha y a partir del estudio de los materiales aeroespaciales se han realizado importantes aportes al conocimiento geológico del país en especialidades como la Estratigrafía, Tectónica, Neotectónica, búsqueda de yacimientos minerales metálicos y no metálicos, agua minero-medicinales y en la última etapa desde 1988 para búsqueda de petróleo dirigidos por especialistas del CIDP (Centro de Investigaciones y Desarrollo del Petróleo). Se alcanza un alto grado de integración con otros métodos de exploración, confirmando el interés para la caracterización de los bloques con diferentes objetivos petroleros. En la actualidad toda la temática se ha vinculado a nuestros planes de investigación, con objetivos concretos en todos los yacimientos de petróleo y áreas a explorar en el territorio nacional.

El sistema de drenaje como elemento cualitativo dentro de los métodos geomorfológicos ha sido de incalculable valor para el análisis morfotectónico, conjuntamente con los trabajos geólogo-geomorfológicos y el análisis de la micro tectónica.

## TEXTO DEL TRABAJO:

Este trabajo geomorfológico realizado en el área del bloque Cuenca Central, Cuenca de tipo Piggy Back integrada por rocas carbonatadas y terrígenas, esta dirigido a determinar estructuras levantadas que respondan a trampas estructurales, fallas principales y el rumbo de las mismas, pudiendo estar asociadas a las fallas inversas (niveles estructurales) y de strike slip responsables de la posible migración del petróleo.

En la elaboración del trabajo se utilizaron los siguientes materiales: fotos aéreas pancromáticas escala 1:37000 (1970), imágenes cósmicas 1:250000 (1984) y toda la información cartográfica de escala 1: 50000 editada por el ICGC (1978), mapas geológicos, (IGP 1985), Atlas Nacional de Cuba (1989), esquema de drenaje 1:500000 (Ramón Cruz, 1992); con estos materiales, el proceso de digitalización y un posterior procesamiento automático, se logran obtener diferentes esquemas morfométricos y cualitativos de regionalización, sistemas de drenaje, estructuras circulares, esquemas morfotectónicos y estructuras prospectos u objetivos.

Todo el análisis e interpretación se basa en el principio de una red de drenaje, elaborada con una gran densificación y sobre la base del principio teórico de la interpretación topográfica y de teledetección, de esta forma se señalan todas las vías por donde pueda desarrollarse el drenaje superficial, con trazos a través de las inflexiones de las curvas que se orientan de manera





natural hacia la divisoria de las aguas (parteagua). El estudio de la configuración de la red fluvial se fundamenta en el análisis de las formas que ésta adopta en determinadas condiciones geológicas y geográficas; el relieve (en su concepto más amplio de relación estructura- litología); edad relativa (orden de los ríos) y elemento aerocósmico, con su análisis estereoscópico y los elementos tonales de textura que corroboran la existencia de los tectolineamientos, donde el sistema de drenaje elaborado a estos efectos es determinante, se realizan esquemas en las escalas 1:250000 y 1:50000 (esquemas I y IV), en el primero de estos esquemas de línea regional se determinan los principales tectolineamientos con trazos de mayor longitud, de dirección NW, que hacen un efecto de plumaje hacia el este, con inversiones del rumbo hacia esta dirección, el trazo fundamental (NW), se corresponde con la dirección de la falla de las Villas, este efecto en superficie tiene relación directa con los mantos cabalgados que para esta parte del área tiene su mejor expresión, compuesta por rocas de la plataforma carbonatada de la UTE Remedios, de la cuenca del Margen Continental (UTE Placetas y Camajuani) y del Terreno Zaza sobrecorridas sobre las anteriores..

Cortando la dirección estructural se impone un lineamiento de dirección NE que se extiende desde Zaza hasta la Laguna de la Leche, atravesando los sistemas rectos de drenaje como muestra real de un sistema de fallas, esta dirección desde el punto de vista geomorfológico es de gran interés ya que es generadora de relieve. Este lineamiento se relaciona con el sistema de fallas La Trocha. Esta falla define por su orientación en la cuenca una estructura semicircular contra falla como una gran área levantada. que incluye las estructuras mapeadas y el yacimiento Pina. (Esquema I de drenaje 1:250000). Rafael Tenreiro et.al. 1997 define este lineamiento como una falla siniestra de desplazamiento por el rumbo.

La imagen cósmica (Esquema II) permite definir los elementos estructurales más importantes; el tectolineamiento del rumbo cubano que divide las rocas, del margen continental, (donde existe la mejor expresión de las U:T:E en Cuba) de la cuenca cenozoica norte cubano; este lineamiento continúa en la dirección del parte agua haciendo un efecto de plumaje que contiene el área del yacimiento de Pina y un área tipo circular al NW del mismo yacimiento que cae en otro sistema de plumaje (esquema II).

Carlos Sosa et.al. 1999 (La continuación de los movimientos convergentes, en épocas posteriores al Eoceno Medio, han sido evidenciados en primer lugar por las huellas que dejan las fallas en la superficie, estudiadas éstas de forma eficiente por la geomorfología (anexos 23 y 24, propios del trabajo Ramón Cruz et al 1998). Se aprecia una sorprendente coincidencia entre las estructuras cartografiadas por las informaciones obtenidas de los pozos y las determinadas por métodos geomorfológicos en observaciones realizadas por: "Dr. Roberto Aguilera cuando dijo en el trabajo "Recuperación mejorada en el yacimiento Pina, 1998": Los datos de la morfología amarran bien con los de los núcleos de pozos y los trabajos de campo.. La geomorfología es una fuente de información muy valiosa para los datos en el yacimiento Pina y futuros reservorios".

En el análisis de detalle 1:50000 después de haber estado ubicado regionalmente nos orientó a elaborar la red de drenaje en esta escala (esquema IV), realizar una primera regionalización geomorfológica con el fin de ir determinando el desarrollo de las áreas y los principales tectolineamientos, donde se obtiene que las estructuras se establecen en la parte meridional a través de toda la cuenca y que geomorfológicamente se diferencia de la parte norte.. Posteriormente realizamos el esquema III de tectolineamiento, con el desarrollo combinado de elementos estructurales dirección NE, cortados por los lineamientos, según Rosas Diagramas (ponderada y simple), nos muestra las longitudes y los rumbos de los lineamientos respectivamente. Es de señalar que en las simples se observan dos direcciones fundamentales

ya mencionadas (NE Y NW) y la dirección de los esfuerzos en forma general. La parte oriental (área de mayor interés) que incluye el pozo La Rosa 3, Ceballos, hasta Patria, Cacahual y Pina, por las características estructurales y tectónicas, con manifestaciones de superficie; es un área donde los lineamientos transcurrentes de tipo sinistral coinciden con la dirección de los esfuerzos.

Las manifestaciones de superficie están relacionadas con los tectolineamientos y se define según las orientaciones, con estos resultados se logra elaborar el esquema morfotectónico (Esquema V) en el cual se determina un sistema de fallas inversas (4) principales que van a estar cortadas con un sistema de fallas transcurrentes (5), que hacen del área un sistema de bloques fundamentales (5) donde se manifiesta la relación directa de los yacimientos, las zonas limitadas por las fallas inversas y las fallas NE responsables de la migración. En el esquema se identificaron diferentes estructuras levantadas desde el punto de vista geomorfológico, en general fueron corroboradas estas con la gravimetría y con la sísmica, el bloque 4 con mayor cantidad de estructura ( incluye Pina) es el área dentro de la parte oriental donde la geomorfología nos proporcionó todas las condiciones estructurales y tectónicas para el entrapamiento de las posibles vías de migración sin descartar el resto de las estructuras mapificadas en el esquema.

Los sistemas de fracturas más las fallas transcurrentes que han tenido lugar en el área van a propiciar vías expeditas para permitir la migración, tanto horizontal, ampliamente estudiada en nuestro territorio (López et.al 1997) como vertical.

La tectogénesis reciente tiene efectos importantes a la exploración petrolera, las trampas con seguridad deben sufrir modificaciones ya que la neotectónica debe provocar nuevo sistema de lineamiento o apertura de los anteriormente obstruidos, mejorando sus reservorios. De igual forma tales eventos pueden afectar las rocas sellantes, para estos efectos en las cuencas es posible que las trampas deben de definirse y nunca destruirse ya que los sellos deben presentar mejor calidad y potencia.

Todos estos elementos mencionados en la confección de diferentes esquemas geomorfológicos y de la bibliografía utilizada fundamentalmente en el área Pina posibilitó la elaboración de un nuevo modelo geólogo estructural, donde el sistema de drenaje marcó las líneas principales para la confección de éste.

En resumen hemos explicado todo el desarrollo de los elementos de estructura que se corresponden con el análisis geomorfológico y se corroboran por los métodos geólogo-geofísicos. El esquema complejo final identifica estructuras de detalles tomando como objetivos del orden del I al III, con orden de prioridad:

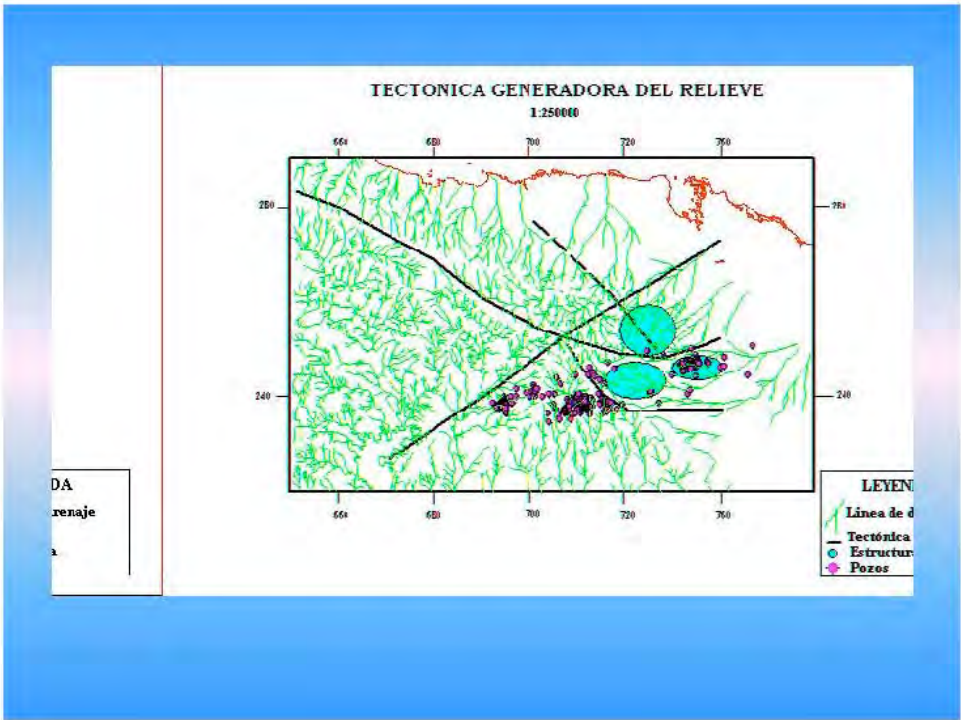
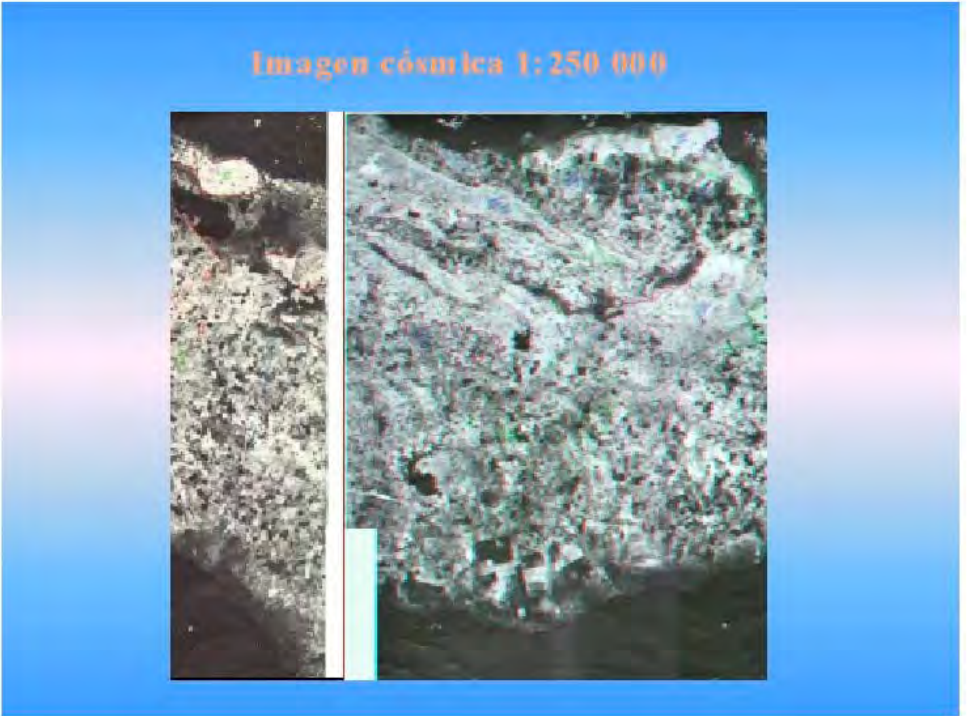
- ♦ Estructuras asociadas a zonas levantadas: Area Alfonso, Principe, Benjamín, Pina,, Francisco Norte, Fortuna y otras, así como el área de Reforma y Jatibonico.
- ♦ Las demás estructuras se relacionaron con las semicirculares y las de parteagua en el orden de prioridad II-III, todas, en general se corroboran con las anomalías sísmicas de prospectos priorizados, no priorizados u otros prospectos, así como otras estructuras geomorfológicas.

## CONCLUSIONES:

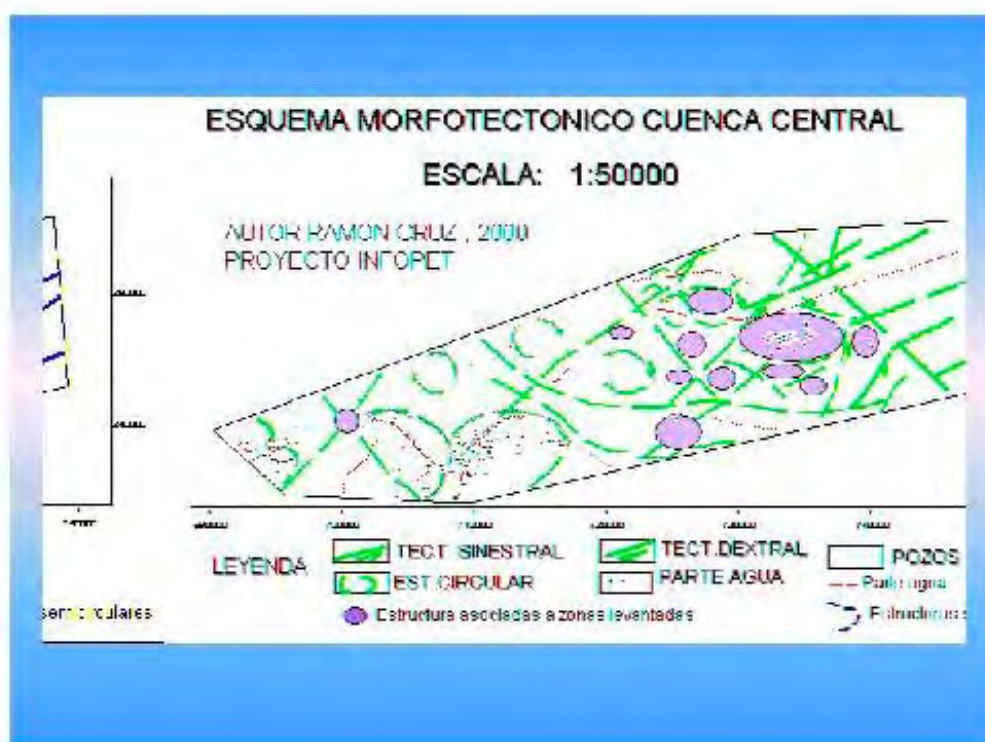
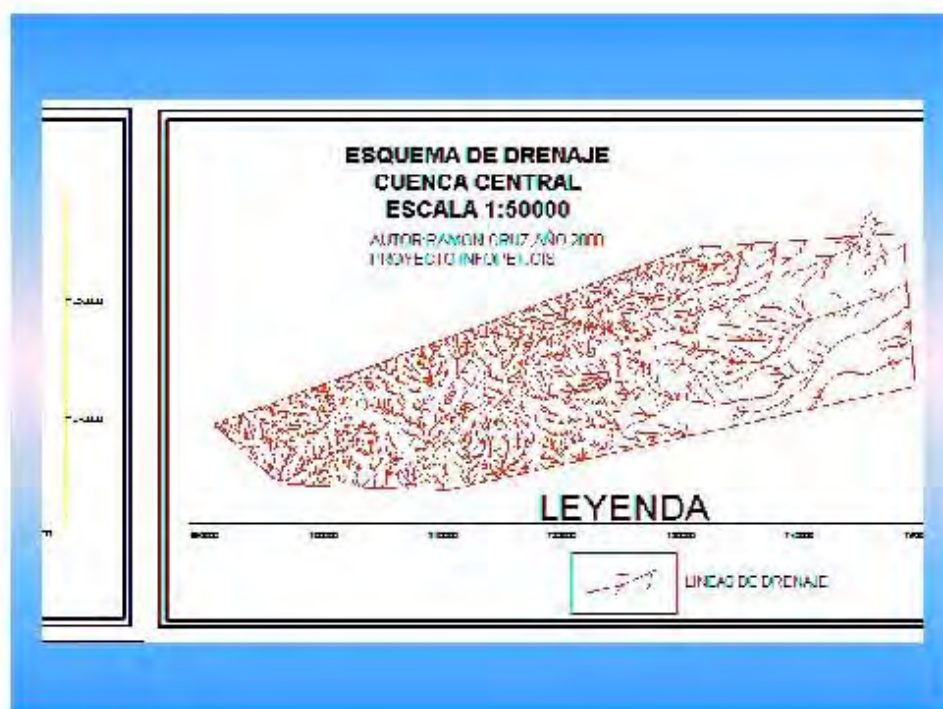
1. El área se pudo dividir en 2 zonas desde el punto de vista geomorfológico (occidental y oriental), esta última con una mejor relación estructural (1:50000).
  2. Según el esquema morfotectónico se determinaron 5 bloques relacionados todos con el desarrollo de las fallas inversas y transcurrentes.
  3. El bloque relacionado con el área de Pina presenta el mayor interés desde el punto de vista tectónico y estructural y se relacionan las áreas geomorfológicas con los prospectos y objetivos elaborados por la sísmica.
  4. Que la falla de la dirección NW identificado por la geomorfología se relaciona con la falla inversa lo que expresa el desarrollo estructural y la falla de dirección NE que se identifican con la geomorfología, aún con el desplazamiento actual deben ser las responsables de las vías de migración.
  5. Que en el drenaje 1:250000 esquema I se determinaron los principales elementos tectónicos estructurales de dirección NE y NW; que se identifican en la imagen cósmica.
    - I. La falla que divide la cuenca cenozoica (norte cubano) de las UTE al sur, esta dirección NW se relaciona directamente con el parte agua principal.
    - II. La falla con rumbo NE, similar al desarrollo de la falla la Trocha y que se identifica desde Zaza hasta la Laguna de la Leche y se interpreta con diferentes elementos geológico-geomorfológicos.
- \* Rompimiento estructural geológico en superficie
  - \* Lineamiento de lagos y tramos rectos de rios.
  - \* Lineamientos bien delimitados por la imagen cósmica.
  - \* Movimientos neotectónicos pronunciados, según Atlas de Cuba.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS:

- ♦ Cruz R. et.al (1998): Recuperación mejorada en el yacimiento Pina. Caracterización del reservorios. Archivo CEINPET.
- ♦ Cruz R (1992). Esquemas de drenaje, escala 1:500000. Inédito. CEINPET.
- ♦ Aguilera R. 1980 "Naturally Fractured Reservoirs".
- ♦ Sosa C. et.al. (1999) Modelo Geólogo Hidrodinámico del yacimiento Pina. Archivo CEINPET.
- ♦ Tenreiro R. Et.al. (1997) Neotectónica Post-Orogénica del archipiélago cubano. Aspectos relacionados con el potencial y la exploración de hidrocarburos. Archivo CEINPET.







## CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y ESTUDIOS DE CONTINUIDAD EN EL YACIMIENTO YUMURI – SEBORUCO.

**Zulema Domínguez Sardiñas, Olga Pascual Fernández, José O. López Quintero, Valia Barreras Fernández, Gloria Llabre Raurell, Cristina Laffita Rivera.**

*Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Cerro. Ciudad de la Habana, Cuba.*

*C.Eléct: [zulds@ceinpet.inf.cu](mailto:zulds@ceinpet.inf.cu).*

### RESUMEN

En este trabajo se presenta un estudio de geoquímica de reservorio en un yacimiento de rocas carbonatadas, ubicado en la costa norte de la llanura Habana - Matanzas.

Se estudiaron las características cromatográficas y físico – químicas de los petróleos provenientes de 6 pozos del reservorio. Se determinaron además otros parámetros como madurez, aromaticidad, parafinicidad, isoparafinicidad, biodegradación y lavado por agua en la fracción ligera del petróleo utilizando para ello los índices de Thompson (A, B, C, F, H, T, R) y otras relaciones.

Se realizaron estudios de continuidad en el reservorio, mediante la comparación de la fracción  $C_{15}^-$  de los petróleos. La similitud entre los diagramas de estrella mostró buena comunicación entre todos los pozos estudiados, con la excepción de uno de los pozos, que presenta diferencias de aproximadamente 20% con el resto de los petróleos.

Se ha comprobado que procesos secundarios, tales como el de lavado por agua, han sido los responsables de la afectación de la calidad del petróleo en cuestión, provocando diferencias del mismo con el resto de los petróleos.

### ABSTRACT

A reservoir geochemical study on one oil field located at the northern coast of the Habana-Matanzas land is shown.

The physico – chemical and chromatographic characteristics from 6 oil samples were studied. In addition, other parameters such as maturity, aromatization, paraffin, isoparaffin, biodegradation and flushing using Thompson Indexes were determined.

Continuity studies on the reservoir though the comparison of the  $C_{15}^-$  fraction of each oil were carried out. The similarity of the star diagrams of the oils expresses good communication among the wells, except one of them. In this case, a difference of about 20% with the rest of the oil was noted.

Secondary processes like the flushing had been affected the oil quality.

## INTRODUCCIÓN

En este trabajo se presenta un estudio de geoquímica de reservorio en el yacimiento, de rocas carbonatadas ubicado en la costa norte de la llanura Habana-Matanzas.

En la realización del estudio fueron seleccionados para ser analizados, seis petróleos provenientes del yacimiento. Las muestras de los 5 primeros petróleos fueron tomadas el mismo día. La sexta muestra fue tomada posteriormente, después del cierre del pozo durante siete días a partir de cuya apertura entró en surgencia.

Es importante aclarar que este pozo ha confrontado problemas, produciendo con elevado % de agua. Del estudio de la geología del yacimiento podemos apreciar que hay pozos que producen de más de un manto lo cual puede influenciar en la diferenciación de los petróleos en cuanto a sus características físico-químicas y/o cromatográficas.

## MATERIALES Y MÉTODOS

En la figura 1 Se muestra el esquema analítico seguido para la realización del estudio. Las gravedades API se determinaron por el método IP-160, el contenido de azufre fue determinado por el gost 1437, las viscosidades se determinaron mediante viscosímetro rotacional y la precipitación de los asfáltenos se realizó con éter de petróleo 60-80°.

La fracción saturada se analizó en un cromatografo gaseoso PHILLIPS 4400 con detector FID, columna capilar DB-1 de 30m, 0.25mm di, 0.25um de espesor de película, empleando un programa de temperatura de 60°C durante un min., 60-140°C a 40°C/min y de 140-300°C a 4°C/min. El procesamiento de la data se realizó con el software para cromatografía, Cromate PC versión 5.27.

El crudo sin fraccionar fue analizado, para la caracterización de la fracción  $C_{15}^-$  en un cromatografo gaseoso CHROMPAC 9001 con detector FID empleando columna capilar DB – Petro. de 50m, 0.2mm de diámetro interior y 0.5um de espesor de película, empleando un programa de temperatura de 30° C(4min.), 30 – 35° C a 5°C/min, 35° C(10min), 35-71° C/1.5° C/min, 71 – 131° C a 30° C/min., 131° C(13min), 131 a 250° C a 20° C/min.

El procesamiento de la data se realizó con el software Maestro II, versión 2.4, desarrollado por CHROMPACK. Internacional B.V. 1995.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la tabla I puede apreciarse que estos petróleos presentan bajos valores de gravedades API (11.6-12.6), altos porcentos de contenido de azufre (6.1 – 6.78), de Asfaltenos (17.3-23.25) y de resinas (22.7 – 24.59); lo que los clasifica como petróleos pesados, altamente sulfurosos y resinosos. Los contenidos de compuestos saturados y aromáticos son bajos, menores del 50%. El diagrama Triangular (fig.2), nos muestra la agrupación de estos petróleos indicando las semejanzas en cuanto a la composición de los mismos.

Los cromatogramas de la fracción saturada ( $C_{15}^+$ ) figs.3 y 4 presentan gibas de compuestos no resueltos, con máximos de n - parafinas en la zona  $C_{15}$ - $C_{19}$ , lo cual es típico de petróleos originados en rocas carbonatadas y en ambiente marino. El alto contenido de isoparafinas hace difícil la determinación de las relaciones Pr/Ph, Pr/nC17 y Ph/nC18. A pesar de esto la determinación de estas dos últimas relaciones  $<1$ , demuestra que el proceso de biodegradación no ha sido intenso (4).

Se estudió madurez, aromaticidad, parafinicidad, isoparafinicidad, biodegradación y lavado por agua en la fracción ligera del petróleo (5), utilizando para ello los índices de Thompson (A, B, C, F, H, T, R), cuyos valores se exponen en la siguiente tabla ,

Tabla II Parámetros de Thompson.

Parámetro	A	B	C	D	E	F
<b>A</b> Bz/nC6	0.024	0.025	0.028	0.023	0.023	0.041
<b>B</b> T/nC7	0.579	0.721	0.628	0.594	0.597	0.351
<b>F</b> nC7/MeCyC6	0.396	0.402	0.351	0.377	0.402	0.323
<b>H</b> Valor de Heptano	28.77	28.93	26.83	27.48	29.81	22.39
<b>I</b> Valor de Isoheptano	2.186	2.08	2.029	2.017	2.100	1.765
<b>C</b> nC6+nC7/CyC6+MeCyC6	3.51	3.6	3.21	3.35	2.84	2.88
<b>R</b> nC7/2MeC6	0.723	0.74	0.707	0.696	0.789	0.736

Estos valores fueron calculados a partir de la altura de picos en los cromatogramas del petróleo entero  $C_{15}^-$ . Para una mayor comprensión se presentan los gráficos correspondientes a las figuras 5, 6 y 7, valores de isoheptano vs valores de heptano, Parafinicidad vs Aromaticidad y  $nC_{17}/Pr$  vs  $nC_{10}/nC_{13}$ , respectivamente.

Puede apreciarse en la figura 5, la ubicación de todos los petróleos en la zona correspondiente a supermaduros, excepto el caso de la muestra F. En la figura 6, se observan las muestras de los petróleos A, B, D y E en la zona 3 y/o en el límite con la zona 5, es decir, petróleos en fase temprana de fraccionamiento y/o posible biodegradación y lavado por agua más avanzado en el resto (C y F). En la figura 7 se ratifica la existencia de procesos de fraccionamiento evaporativo.

Las similitudes Físico – Químicas encontradas entre los petróleos estudiados en este momento y otros petróleos del yacimiento a los cuales se les han realizado estudios de marcadores químicos, en laboratorios de



instituciones internacionales (Brasil, Venezuela y Francia), hacen pensar en un origen y estado de madurez común a ambos grupos (3). Aunque no se cuenta con datos de GC-MS de estas muestras.

Estos estudios han arrojado que dichos crudos han sido originados por rocas madre de composición carbonatada, depositadas en ambiente de sedimentación marinos, muy anóxicos y altamente confinados con ( índice de gammacerano  $> 3$ , relación de homohopános  $C_{35}/C_{34} >> 1$ , relación  $C_{29} < C_{30}$  terpanos y el predominio de los  $C_{29}$  sobre los  $C_{27}$  esteranos Principalmente). Se plantea además (2) que los petróleos de este yacimiento no han alcanzado los valores de equilibrio en los  $C_{29}$  esteranos  $\delta\delta\delta s/(S+R)$ , ni en los  $C_{29}$  esteranos  $\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\delta\delta\delta)$ , lo que demuestra que fueron generados en la etapa temprana de la ventana de generación.

Para estudiar la continuidad del yacimiento se obtuvieron los cromatogramas de los petróleos (Fingerprinting) (1). Por el método óptico se establecieron 36 relaciones de alturas de picos contiguos que permitieron establecer diferencias entre los petróleos. Estas relaciones contemplan parafinas normales e Isoparafinas, naftenos y aromáticos.

Los valores de estas relaciones se plotearon en un diagrama polar (diagrama de estrellas) que facilitó la comparación de los mismos.

En las fig. 8 y 9 se exponen los diagramas de estrellas correspondientes a los 6 petróleos estudiados en el yacimiento. Con diferencias, los ubicados al este, de (3.9- 5.7%) y los ubicados al oeste con diferencias (4.2- 21.4%).

En la fig. 10 se exponen las comparaciones de pozos productores en un primer manto (muestras A,B,D y E) con diferencias (3.9-6.9%) y la inclusión del pozo C productor en más de un manto.

Los resultados anteriores demuestran que no hay grandes diferencias entre los petróleos, exceptuando el petróleo proveniente del pozo F.

Se ha podido determinar que las mayores diferencias reportadas entre los petróleos corresponden a relaciones de picos donde están presentes compuestos aromáticos, demostrando de esta forma procesos secundarios de lavado por agua. Las diferencias que aún perduran después de eliminar los valores de relaciones donde están presentes compuestos aromáticos pueden deberse a otros fenómenos secundarios como la biodegradación y el fraccionamiento evaporativo.

Del análisis de los gráficos anteriores y la tabla II, puede concluirse que el petróleo F es el que mayores diferencias presenta con el resto de los petróleos.

La similitud en la composición de la fracción  $C_{15}$  en los crudos y por ende, entre sus diagramas de estrella demuestra que, aparentemente, existe buena comunicación entre todos los pozos estudiados, exceptuando la muestra F que presenta diferencias de aproximadamente 20% con el resto de los petróleos.

Al analizar la posición estructural de cada pozo se puede ver que la mayoría produce de una sola estructura (manto), estos son: A, B, D y E. La muestra C produce de un segundo manto ó estructura y el petróleo de la muestra F pasa a ese segundo manto, lo atraviesa y llega a un tercero.

De aquí se derivan las siguientes hipótesis de trabajo:

1. La comunicación en el primer manto es eficiente, no reflejándose diferencias significativas entre los petróleos de los pozos que producen solamente en ese manto (fig. 8)
  2. El comportamiento del petróleo de la muestra C (con intervalos abiertos en dos mantos y petróleo similar a los productores en un manto), (fig. 10), puede tener dos explicaciones:
- El primer y el segundo manto se encuentran comunicados, por ello los petróleos presentan idéntica composición.
  - El pozo produce fundamentalmente del primer manto.
  - El comportamiento del pozo F, puede deberse también a que produzca, fundamentalmente del segundo y que éste se encuentre incomunicado.

## CONCLUSIONES

1. El petróleo del pozo F se diferencia del resto de los petróleos por la composición de su fracción  $C_{15}^-$  entre un 18.9 – 21.4%.
2. Los petróleos de los pozos que están en la cúpula del reservorio del primer manto presentan menores diferencias (64%), las que se incrementan hacia los flancos (5.7-21.4 %).
3. Las diferencias entre los petróleos de los pozos A, B, C, D y E son mínimas y están relacionados con el fenómeno de lavado por agua (disminución de compuestos aromáticos).
4. Existe buena comunicación entre los pozos que producen en el primer manto (A, B, D y E) y con el pozo C que tiene un intervalo abierto en el segundo manto, lo que pudiera deberse a que su producción provenga fundamentalmente del primer manto.
5. Se ha comprobado que un elevado % de las diferencias entre el crudo del pozo F y el resto de los pozos estudiados están relacionadas con el proceso de lavado por agua aunque no se descarta la posibilidad de que el petróleo de ese pozo probablemente proviene de un tercer manto que no ha sido descubierto por ningún otro pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Gunter, P.R. (1996) A Geochemical Evaluation of Oil Samples from Cuba. Sherritt Int. Archivo CEINPET. E-188.
- Informe Parcial del Proyecto 04 (1996) "Caracterización Geoquímica para la Exploración de Hidrocarburos en Cuba". Archivo CEINPET. E-131.
- López J.O., L.E. Navarrete, O. Pascual, J.G. López. (1997). "Caracterización Geoquímica para la Exploración de Hidrocarburos en Cuba". Archivo CEINPET. E-248.
- Navarrete, L.E., (1996) Application de la Géochimie Organique en exploration – Production du pétrole. Tesis de Maestría. Instituto Francés del Petróleo. Archivo CEINPET. E-166.
- Tissot, B.P., D.H. Welte. (1984): Petroleum Formulation and occurrence, Second Revised and Enlarged Edition, Springer – Verlag., Berlin Heidelberg New York Tokyo.

Fig. 1 Esquema Analítico

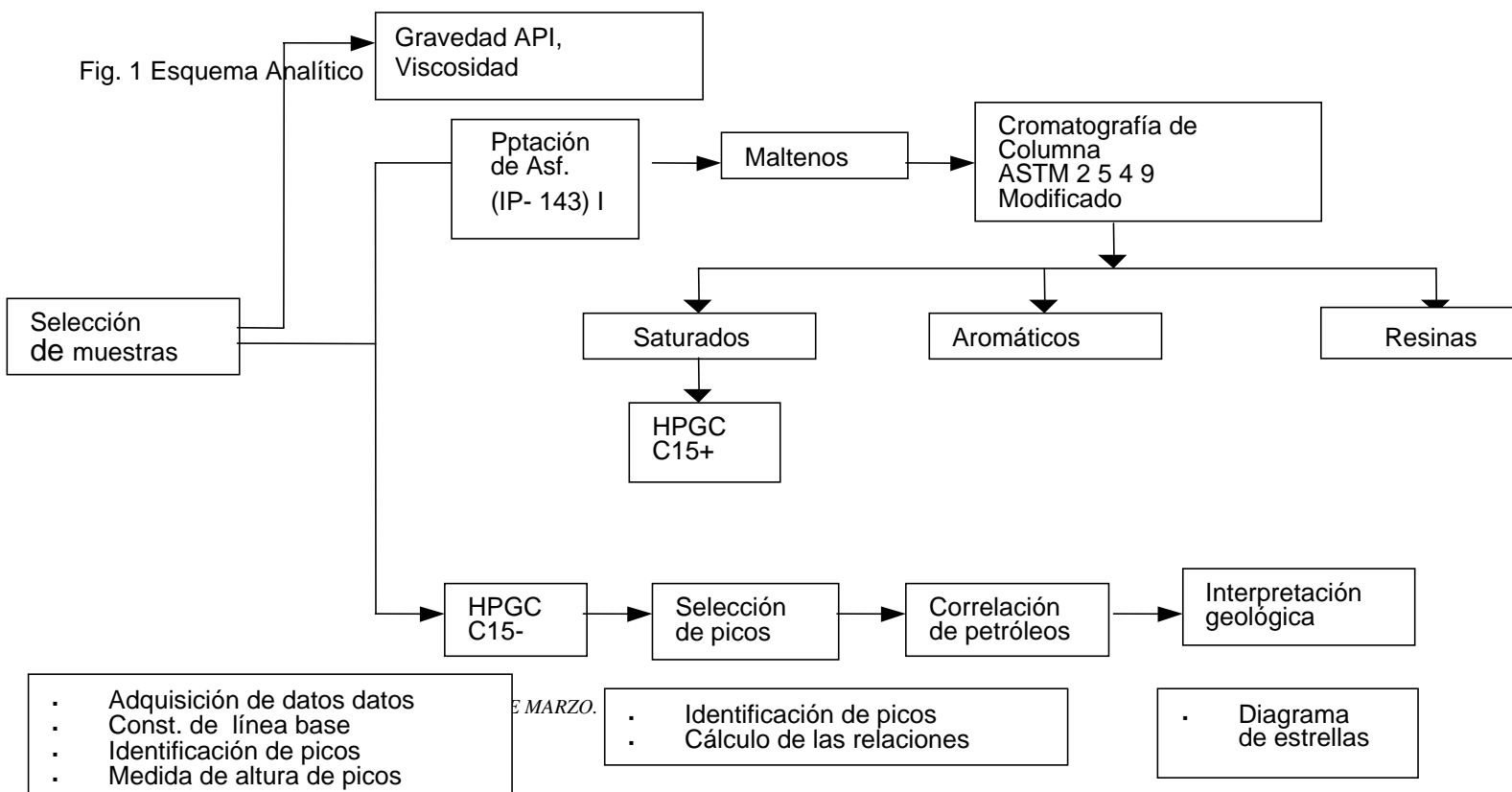




Tabla I Caracterización Físico-Química

Pozo	Intervalo (m)	Fm.	UTE	$\rho$ 20°C (g/cm <sup>3</sup> )	°API	Viscosidad		S % (P)	Composición (%)				Pr/ Ph	Pr/ nC17	Ph/ nC18
						30°C	50°C		Sat.	Arom.	Asf.	Res.			
D	1442-1449	Gpo Veloz	Placetas	0.980	12.4	5463.8	962.9	6.73	30.35	21.16	23.25	25.24	1.05	1.02	1.03
E	1486-	Gpo Veloz	Placetas	0.983	12	6561.8	1125.1	6.78	22.39	31.99	22.03	24.59	0.83	0.73	0.94
F	1572-1589	Gpo Veloz	Placetas	0.997	11.6	17830.5	3266.6	6.11	26.13	33.87	17.3	22.7	1.07	0.85	0.91
A	1428-1472	Gpo Veloz	Placetas	0.983	12.1	6775.3	1352	6.19	29.80	25.09	21.03	24.08	1.00	0.93	0.95
B	1435-	Gpo Veloz	Placetas	0.983	12	6452	1425	6.10	20.10	35.87	20.00	24.03	1.18	0.91	0.95
C	1500-1510	Gpo Veloz	Placetas	0.979	12.6	5864.6	1301.7	6.24	20.19	30.32	20.12	24.09	1.21	0.86	0.84



## EVALUACION DEL DAÑO EN FORMACIONES VULCANOGENO-SEDIMENTARIAS DE CUBA.

***Lourdes V. Lesmes<sup>(1)</sup>, Felix S. Echevarria<sup>(2)</sup>, Amalia Quesada<sup>(3)</sup>, y otros.***

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington No. 169 esquina A. Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Elect [lesmes@ceinpet.inf.cu](mailto:lesmes@ceinpet.inf.cu)

(2) Centro de investigaciones del Petróleo. Washington No. 169 esquina A. Churruca. Cerro. Ciudad de la Habana. Cuba, C. Elect [echeverria@ceinpet.inf.cu](mailto:echeverria@ceinpet.inf.cu)

(3) Centro de investigaciones del Petróleo. Washington No. 169 esquina A. Churruca. Cerro. Ciudad de la Habana. Cuba. C. Elect [amalia@ceinpet.inf.cu](mailto:amalia@ceinpet.inf.cu)

### RESUMEN

Perteneciente a las formaciones del tipo vulcanógeno- sedimentario, en la Cuenca Central de Cuba, encontramos yacimientos como Pina y Cristales cuyas producciones de petróleo han ido disminuyendo considerablemente, por lo que ante la necesidad de incrementar dichas producciones con trabajos de estimulación ò cualquier otro tipo de tratamiento, fue necesario realizar un estudio integral de los trabajos llevados a cabo desde la etapa inicial de perforación hasta la etapa de ensayo y/o explotación de los pozos en esas áreas.

Por revisiones de informes, historiales de pozos, estudios hidrodinámicos, análisis de registros, de litología y consulta con la literatura especializada se comprueba por la propia complejidad del yacimiento la existencia de Daños en la formación.

Por lo tanto teniendo en cuenta el interés que para nuestro país representan los petróleos de esas áreas, en este trabajo mencionaremos algunos de los daños presentes en este tipo de formación con la cual ha conllevado a un decrecimiento de la producción de petróleo en los yacimientos de Pina y Cristales.

### ABSTRACT

Oil fields Pina and Cristales in Cuban Central Basin belong to volcanogenic-sedimentary formations and their productions are considerably diminished. Because of the necessity of enhancing them , with stimulation and another works, it was required an integrated study of labors from initial drilling to well test and / or oil exploitation.

Reports revision , wells histories, hydrodynamic studies, logs analysis, lithology and after special literature consulting, it is comproved the great complexity of the oil fields with parallel formation damage



Because of our country economic concern about oil belonging to these areas, in the present report we analyze some of the actual damages in these formations, responsible of Pina and Cristales oil diminishing.

## INTRODUCCION

En la Cuenca Central de Cuba, predominan yacimientos como Pina y Cristales, los cuales producen petróleos de muy buenas calidades, lo que resulta de gran interés para nuestro país el incremento de estos hidrocarburos, sin embargo el hecho de ir incrementando esta producción, nos ha conllevado a cometer errores por la poca o ninguna atención que se presta a los trabajos llevados a cabo en los pozos, con los cuales, pueden producirse graves daños en la formación,

Se define el Daño a la formación como cualquier restricción, al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones realizadas en un pozo, desde su etapa inicial de perforación hasta su etapa de recuperación secundaria, pasando por la terminación, la reparación, la limpieza y toda operación inherente a su producción. El daño puede variar desde una pequeña pérdida de la permeabilidad hasta el bloqueo total de las zonas productoras. Generalmente es mucho mas económico controlar dicho daño que tratar los pozos dañados, sobre todo cuando se observa que es difícil o imposible lograr la restitución de la producción (2 y 3).

De acuerdo a lo anteriormente expresado con la definición del Daño se debe ser cuidadoso en la selección de los trabajos que se realicen sobre todo en este tipo de rocas vulcanógeno-sedimentarias, que no en todas las partes del mundo están como reservorios y que son caracterizados por presentar una gran complejidad mineralógica por la presencia de elevados contenidos de hierros, diferentes tipos de arcilla, compuestos de silicio, etc.

Por tanto es propósito de este trabajo realizar una evaluación acerca de los daños producidos en estas formaciones vulcanógeno-sedimentarias, con la finalidad de aplicar tecnologías o métodos adecuados que eliminen el daño existente y nos permita obtener incremento en la producción de petróleo.

## MATERIALES Y METODOS

Para la realización de este trabajo se utilizaron como base material historiales de pozos, registros geofísicos, informes y literaturas que aparecen en la bibliografía a partir de la cual se realizó un análisis de los resultados obtenidos en los mismos.





## RESULTADOS Y DISCUSION

En la tabla No. I se muestran análisis hidrodinámicos realizados a un grupo de pozos del yacimiento Cristales (4) , a los cuales se le determinó :

- Permeabilidad efectiva ( K )
- Capacidad de flujo de la formación ( Kh )
- Índice de productividad teórico ( IPT )
- Índice de productividad actual ( IPA )

Tabla No. I Análisis hidrodinámicos.

Yacimientos	Pc(atm)	Qp m <sup>3</sup> /d	K md	Kh d/cm	IPA	IPT	EF %
Cristales	73	5.4	3.79	0.227	0.099	0.252	39
Cristales	100	13	13.12	0.643	0.176	0.441	40
Cristales	84	9.57	3.97	0.306	0.139	0.349	40
Cristales	102	3.3	1.6	0.048	0.034	0.084	40
Cristales	62	0.87	3.65	0.05	0.023	0.059	40
Cristales	84	0.69	3.22	0.592	0.076	0.082	40
Cristales	10	0.18	1.5	0.036	0.008	0.023	34

Como se puede observar en dicha tabla los datos de permeabilidad obtenidos son bajos al igual que la eficiencia de producción cuyos valores varían entre 34 y 40 lo que indican que estos pozos presentan daños.

Como se indicó en la introducción de este trabajo el daño esta asociado con la invasión de fluidos extraños, pudiendo ser el fluido extraño el filtrado del fluido de perforación o bien el fluido de estimulación etc., las cuales pueden transportar diferentes tipos de sales, sólidos de material densificantes, arcillas, productos químicos para el control del filtrado, viscosificantes, partículas de cemento, óxido de hierro, grasa lubricantes, material pulverizado de arena de facturación, parafinas, asfaltos y otros productos químicos como los inhibidores de corrosión, surfactantes etc., todo en lo cual puede ocasionar daño severo en la formación ( 2).

En general diferentes tipos de tratamientos entre los que se encuentran: estimulaciones ácidas, facturación hidráulica, inyección de vapor, inyección de petróleo ligero, circulación de agua caliente, han sido aplicados en los yacimientos de Pina y Cristales, con los cuales no siempre se han obtenido resultados satisfactorios. Esto es debido a las características tan complejas que presenta la formación (elevada arcillocidad, diferentes tipos de arcillas, alto contenido de hierro, bajo contenido de carbonato,



etc.), que las hace ser muy susceptible al daño y de no tomarse las medidas necesarias se pueden producir daños aún mayores que los que queremos eliminar.

Dentro de los daños mas comunes encontrados en este tipo de formación basados en los estudios realizados y lo que plantea la literatura especializada tenemos:

#### 1- Dispersión e hinchamiento de las arcillas .

Las arcillas se encuentran presentes en un gran porcentaje en este tipo de formación. Los minerales arcillosos más frecuentes son : la esmectita, la illita, caolinita y la clorita, seguidos por cuarzo, feldespato y carbonatos ( calcitas, dolomitas y sideritas) (3). En nuestro caso abundan las cloritas y las esmeclitas, siendo la montmorillonita una arcilla más dentro del grupo de la esmectita. Estos minerales son de tamaño pequeño, estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con los fluidos que se introducen en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente puede provocar obstrucción al flujo con disminución de la producción (3) . Las arcillas migratorias son las caolinitas, illitas y las cloritas y las susceptibles al hinchamiento en presencia del agua son la montmorillonita y la illita. Las arcillas mezcladas están compuestas de esmectitas y arcillas migratorias, este material puede hincharse y liberar finos.

En la figura 1 se muestra un gráfico de análisis de hinchamiento realizado en el laboratorio con muestras de tobas y conglomerados. En el mismo se puede observar la capacidad que tiene estas rocas de hincharse con el agua cuando no se utiliza inhibidor de hinchamiento.(5)

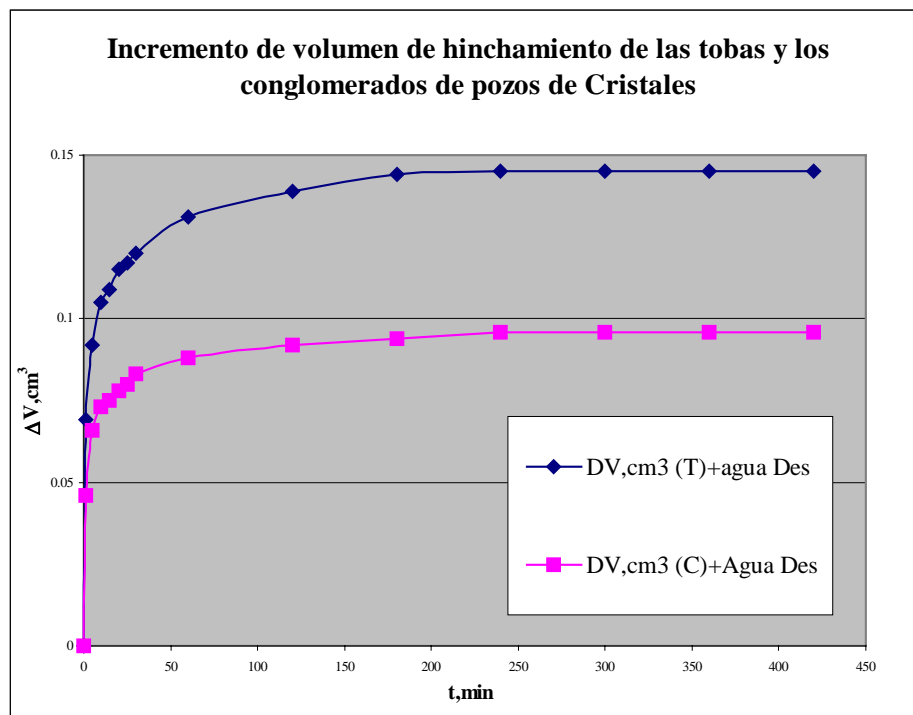


Fig. 1 Resultados de las pruebas de hinchamiento



## 2- Formación de precipitados inorgánicos por reacciones químicas en el medio poroso.

En la Cuenca Central de Cuba encontramos fundamentalmente 4 tipos de rocas; tobas finas, tobas gruesas, efusivos y conglomerados, cuya composición mineralógica esta compuesta por silicatos, aunque frecuentemente se alteran a minerales arcillosos ( silicatos hidratados ), en menor grado se encuentran carbonatos y junto a estos sulfuros de hierro.

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos. ( HCl, HF, Hac )

La reacción entre los ácidos y los minerales de esas rocas provoca la disolución de estos al gastarse el ácido y aumentar el pH, produciéndose precipitados potencialmente dañinos para la formación ( 1, 2, 3 y 5), tales como:

- ❑ Precipitado de fluoruro de calcio (  $\text{CaF}_2$  ) a partir del calcio de la formación con el HF.
- ❑ Precipitado de fluorsilicatos de sodio y/ o potasio, a partir de productos de reacción del HF en presencia de sodio y potasio del agua de la formación.
- ❑ Precipitado de compuestos de hierro. En este tipo de formación el contenido de hierro es alto, sobre todo cuando hay presencia de clorita. Cuando se realiza tratamiento ácido en los pozos de petróleo se disuelven ciertas cantidades de hierro, obtenidos por arrastres de las líneas o equipos de superficie como los que provienen de la formación. Los minerales que contiene hierro +2, al reaccionar con al HCl, generarán  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y hierro soluble, sin precipitaciones, hasta que el nivel del pH suba por encima de 4.5. Sin embargo la clorita no se disuelve completamente en el ácido sino que los cationes interlaminares ( $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  y  $\text{Al}^{3+}$ ), son lavados de la superficie de la arcilla, dejando un residuo silíceo amorfo. A medida que el ácido se gasta contra los carbonatos presentes, aumenta rápidamente el pH, y el  $\text{CO}_2$  que se forma durante la reacción reaccionará con el  $\text{Fe}^{2+}$  proveniente de la clorita, precipitando en forma de carbonato ferroso cristalino que tapaná la permeabilidad.

Al alcanzar el pH el valor de 2, se formará un precipitado amorfo de hidróxido férrico  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ . Este precipitado es amorfo y tapaná el medio poroso. También se puede formar otro precipitado que raramente se logra alcanzar como el hidróxido ferroso  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  que ocurre cuando el ácido se gasta a un pH de 7.

En la tabla Noll se presenta algunos trabajos de estimulación ácida realizada en el área de Pina .

Los resultados de este trabajo muestran ineffectividad del tratamiento dado por el uso inadecuado de formulaciones ácidas no acorde con la composición químico mineralógico de la formación, lo que trae como consecuencia formación de todos estos precipitados y otros como la formación de emulsiones entre



las formulaciones ácidas seleccionadas y el crudo de estos pozos, los cuales fueron comprobados por análisis de laboratorios realizados posteriormente. En cuanto al uso de los aditivos se puede observar en el caso del inhibidor de corrosión ( unicol ) que el mismo fue usado a una concentración muy alta con relación a lo que plantea la literatura, cuya concentración se limita de 0.05 a 0.1 %, debido a que en condiciones de capa un exceso de este aditivo forma precipitado en la formación , además de que produce alteración en la mojabilidad de la roca.

Tabla No. II Estimulaciones ácidas en Pina.

Horizonte	Formulación ;ácida ( % )	Resultados
Tobas finas	HCl-10; Hac -2; Disolvan -0.05	Sin incremento
Tobas finas	HCl -10; Hac -2; Op-10 -0.1 Unicol- 0.5	Sin incremento
Tobas finas	HCl -10; Hac -2; Disolvan -0.5 Unicol - 0.5	Sin incremento
Efusivo	HCl -13; Hac -4; Disolvan -0.5 Unicol - 0.5	Sin incremento
Tobas gruesas	HCl -10; Hac -2; Disolvan -0.5 Unicol - 0.1	Sin incremento
Tobas gruesas	HCl -12; Hac -2; Disolvan -0.5 Unicol - 0.1	Sin incremento
Efusivo	HCl -12; Hac -5; Disolvan -0.2 Unicol - 0.2	Sin incremento
Efusivos	HCl -12; Hac -2; Unicol - 0.5	Sin incremento
Tobas gruesas	HCl -10; Hac -2; Disolvan -0.6	Sin incremento

### 3- Formación de precipitados orgánicos.

La precipitación de productos orgánicos( 2, 3, 4 y 5) pueden ser natural o inducidas. La natural en el caso de las parafinas está asociadas a la disminución de la temperatura del crudo y se da con mas frecuencia en las tuberías que en la formación. La precipitación de asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por la liberación del gas y fracciones ligeras a medida que la presión declina. En los campos petroleros de la cuenca central de Cuba está presente este tipo de daño, los cuales pueden producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en los pozos como por ejemplo: la inyección de ácido clorhídrico forma asfaltenos al ser mezclados con ciertos tipos de crudos.



Estos asfaltenos se depositan en la formación después de un tratamiento ácido reduciendo y bloqueando permanentemente la zona productora.

Tradicionalmente se han planteado problemas en el proceso productivo de algunos pozos de los yacimientos de Pina y Cristales debido a la formación de sedimentos que se han dado en llamar de parafina y que han sido tratados con vapor, agua caliente y petróleo ligero en muchos casos sin resultado. En febrero de 1998 se recogieron estos sedimentos que procedían del raspado de las bomba de estos pozos. Al ser analizados por el laboratorios se observó que estos sedimentos están integrados por petróleo crudo, asfaltenos e inorgánicos, por lo que aparentemente no existe precipitación de parafinas

#### 4- Bloqueo por emulsiones.

Los bloqueos por emulsiones también se puede producir durante cualquiera de las operaciones (2, 3 y 5) realizadas en un pozo por ejemplo: durante un tratamiento con ácido, se ha comprobado en los análisis de laboratorios realizados en el CEINPET que los crudos de este tipo de formación forman una emulsión muy estable con el ácido si no se utiliza un solvente apropiado para romperla.. También en los trabajos de inyección de agua realizado en diferentes pozos de esta área se han obtenido crudo emulsionados con cambios en la composición física del mismo.

#### 5- Bloqueo por agua.

El bloqueo por agua se origina cuando el agua es atrapada en los poros de formación de baja permeabilidad y esto ocurre cuando se filtra en la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación o por comunicación por una zona productora de agua(2, 3 4 y 5). Revisando los historiales de producción de algunos pozos que se encuentran en la tabla 1 observamos que los mismos presentan baja presión de capa y baja permeabilidad con un incremento repentino del porcentaje de agua por encima de la producción de petróleo que normalmente había estado produciendo antes del tratamiento.

## CONCLUSIONES

- 1- Como resultado de todo este estudio, el trabajo demuestra que la baja producción de petróleo que presentan los yacimientos de Pina y Cristales, se debe fundamentalmente a daños en la formación producto de los diferentes tratamientos realizados en este tipo de colector vulcanógeno-sedimentario, lo que es necesario conocer antes de aplicar cualquier tecnología.



- 2- Dentro de los daños más comunes encontrados tenemos; hinchamiento de las arcillas, migración de finos, precipitación de asfaltenos y formación de precipitados inorgánicos

## BIBLIOGRAFIA

- 1- Christophrer M. (1981). Understanding Sandstone acidicing leads to improved field practice.
- 2- Garaicochea F. (1981). Estimulación de yacimientos.
- 3- Ciguela S., J. Guzmán, I. Kancev, M. Ventresca (1995) Daños a la formación y estimulaciones de pozos.
- 4- Echeverria F.,O. Pascual, L. Lesmes (1998). Informe de las etapa 9, 10 y 11 del proyecto 2008 Estimulaciones de Cristales. Archivo del CEINPET.
- 5- Crowe (1986). Precipitation of hidrated silica from spent hydrofluoric acid; How much of a problem is it.?





## LOS BITUMENES NATURALES EN CUBA. SU DISTRIBUCION, REGULARIDADES Y PERSPECTIVAS

**Jorge L Torres Zafra**<sup>(1)</sup>

<sup>(1)</sup>Instituto de Geología y Paleontología, Vía Blanca y Línea del Ferrocarril S/N, San Miguel del Padrón, Ciudad de La Habana, Cuba, C. Elect: [igpcnig@ceniai.inf.cu](mailto:igpcnig@ceniai.inf.cu)

### RESUMEN

En Cuba los bitúmenes naturales son conocidos desde los tiempos de la conquista, siendo objeto de explotación desde fines del siglo XIX y durante la primera mitad del XX. Se reconoce la existencia de dos grandes grupos de ocurrencias de bitúmenes naturales (Septentrional y meridional), correspondientes a las dos provincias petrolíferas existentes en Cuba. En el país existen cinco tipos descriptivos de depósitos de bitúmenes naturales: Vetas, Vetítico – diseminados, Impregnados, Cársicos y Sinsedimentarios, siendo los tipos de bitúmenes naturales presentes asfaltita, roca asfaltítica, roca asfáltica, roca bituminosa ("tar sand") y asfalto. El grupo septentrional de ocurrencias es el más importante y contiene las zonas perspectivas principales. Los mayores depósitos de asfaltita del país se localizan en el Campo Mineral Mariel - Cayajabos, mientras que los más promisorios para rocas bituminosas y asfálticas se hallan en las zonas Santa Cruz del Norte y Cárdenas – Martí, destacándose en ellas los depósitos Margas Bituminosas de Boca de Jaruco, Guaicanamar y Peñón. Existen posibilidades reales de encontrar grandes volúmenes de rocas bituminosas en ambas zonas, lo que podría tener un impacto no despreciable en la economía nacional. Otras zonas de interés para bitúmenes naturales en el país son Remedios, Chambas – Bellamota, Camaján y Puerto Padre – Maniabón.

### SUMMARY

The natural bitumens are known in Cuba from the times of the conquest, being object of exploitation from ends of the XIX century and during the first half of the XX one. The existence of two big groups of occurrences of natural bitumens is recognized (Northern and Southern), corresponding to the two existent oil provinces in Cuba. Five descriptive types of deposits of natural bitumens are well known in Cuba: Veins type, Vein – disseminated type, Impregnated type, Karstics type and Sinsedimentary type. The natural bitumens types present are asphaltite, asphaltitics rock, asphaltic rock, bituminous rock ("tar sand") and asphalt. The northern group of bitumens occurrences is considered to be the most important one. It contains the most perspective areas. The biggest deposits of asphaltites of the country are located in the Mariel - Cayajabos Mineral Field, while the most promissory for bituminous and asphaltic rocks are located in the Santa Cruz del Norte and Cárdenas – Martí areas, standing out in them the deposits Bituminous Marls of Boca de Jaruco, Guaicanamar and Peñón. Real possibilities exist of finding big volumes of bituminous rocks in both areas, what could have a non worthless impact in the national economy. Other areas of interest for natural bitumens in the country are Remedios, Chambas – Bellamota, Camaján and Puerto Padre – Maniabón.

### INTRODUCCION

En Cuba hay asfaltitas de dos tipos: Glance Pitch y Grahamita. La primera se caracteriza por su alta pureza (más del 90 % de bitumen y ceniza inferior al 7 %). Presenta lustre muy brillante, causa por la cual se le conoció también como brillantita o asfaltita brillante de Cuba. El contenido de azufre varía entre el 2 y el 6 %. La Grahamita, por su parte, es algo más pesada, siendo su lustre mate o poco brillante. Su



contenido de ceniza varía mucho oscilando entre 20 y 55 %. Su contenido de azufre es también más alto, estando entre 5 y 8 %. Existen además las rocas asfálticas, que no son más que rocas en que la asfaltita se presenta en forma de nódulos y venillas embebidas en el material inorgánico, conformando una mineralización bituminosa diseminada de yacencia subvertical en forma de stockwork. Todos estos recursos se caracterizan por su yacencia generalmente subvertical.

Las rocas bituminosas constituyen el recurso bituminoso de mayores perspectivas para la economía en Cuba. Las mismas están formadas por margas, calizas y areniscas que contienen en sus poros y grietas una cantidad más o menos apreciable de bitumen semilíquido y de petróleo extrapesado, que representa desde 3 hasta el 30 % del peso de la roca. La roca asfáltica tiene similar composición que las anteriores, pero contienen en su seno cantidades variables de asfalto, que en algunos casos, supera el 35-40 % del peso de la roca, haciéndole perder su rigidez. Todos estos recursos portadores de bitúmenes semilíquidos o pastosos se caracterizan por su yacencia preponderantemente subhorizontal.

Aunque los recursos bituminosos, particularmente el asfalto, se conocen en Cuba desde la época del descubrimiento, no es hasta inicios del siglo XX, que su explotación tomó auge. Así, entre 1910 y 1913, la producción osciló entre 8000 y 11 000 t anuales. De acuerdo con estadísticas norteamericanas, la producción alcanzó su máxima expansión entre 1938 y 1942, cuando llegó a estar entre 35 000 y 40 000 t anuales. Al terminar la Segunda Guerra Mundial, como consecuencia de la competencia de las refinerías de petróleo en manos americanas, del atraso técnico en la explotación de los yacimientos y de la corrupción imperante en el país, se produjo una aguda crisis en el sector, que culminó con el total abandono de la explotación de este recurso natural. Entre 1960 y 1972 se realizaron varios trabajos de prospección importantes, principalmente en el Campo Mineral Mariel Cayajabos (Casanovas 1970 a y b). Igualmente se ejecutaron otros trabajos adicionales entre 1992 y 1995 dirigidos al estudio de este grupo de materias primas.

## MATERIALES Y METODOS

Para la realización de este trabajo, se recopiló la información existente sobre alrededor de 300 ocurrencias de distintos tipos de bitúmenes naturales reportadas en todo el país, dispersa en informes de levantamientos regionales, en trabajos de prospección geológica para distintos minerales y materias primas, así como en investigaciones temáticas realizadas con diversos objetivos. También se utilizó información reunida por el autor durante la realización de trabajos dirigidos a la evaluación del potencial de recursos no descubiertos de bitúmenes naturales, incluidas observaciones de campo realizadas personalmente. Los resultados de la sistematización y generalización de toda esta información se presentan y discuten a continuación.

## RESULTADOS

Los recursos bituminosos en Cuba se presentan en rocas sedimentarias y volcánico - sedimentarias, siendo las litologías más favorables areniscas, calizas, margas y tobas. También aparecen en ultrabasitas fuertemente serpentinizadas y agrietadas, así como en rocas ígneas como basaltos y diabasas muy fracturadas, pertenecientes a la asociación ofiolítica, aunque en pequeñas cantidades. En Cuba pueden distinguirse cinco tipos descriptivos de depósitos bituminosos:

- 1- Vetas: Cuerpos subverticales de asphaltita masiva como el yacimiento Manuela (La Habana) y el yacimiento Crispín (Villa Clara).
- 2- Vetítico - diseminados: Seudovetas de rocas asphaltíticas en forma de stockwork, como las vetas Rhodas, Arrempuja y otras (La Habana).
- 3- Impregnados: Depósitos de rocas impregnadas con petróleo extrapesado, bitumen de rocas bituminosas o de asfalto, como Peñón (Matanzas) y Guaicanamar (La Habana).
- 4- Cársicos: Calizas carsificadas impregnadas en petróleo extrapesado, bitumen de rocas bituminosas o en asfalto, en las que el bitumen penetra en las cavidades cársicas, como sucede en la Sierra de Camaján (Camagüey).
- 5- Sinsedimentarios: Depósitos laguniformes de asfalto que aparecen en superficie o enterrados, como ocurre en el lecho de la Bahía de Cárdenas.

Los recursos bituminosos cubanos, de acuerdo con su posición geológica y fuente de origen, pueden ser divididos en dos grandes grupos: Septentrional y Meridional, lo cual se corresponde bien con las dos grandes provincias petroleras (Norte y Sur) reconocidas en el país. El grupo septentrional es el más importante, pues a él pertenecen todos los depósitos impregnados de potencial importancia industrial conocidos hasta el momento. El mismo se dispone a lo largo de toda la parte norte de Cuba, al N del límite meridional del cinturón ofiolítico y de la Falla Pinar, teniendo su fuente en las secuencias generadoras de margen continental (Camajuaní, Placetas, Sierra del Rosario - Esperanza y parte superior de la de Sierra de los Organos), pertenecientes a la zona mineragénica Margen Continental, dentro de las subzonas Terrígeno - Silíceo y Carbonatado - Arcilloso - Diabásico. Las manifestaciones y depósitos de este grupo se encuentran emplazadas en las áreas de afloramiento del cinturón cubano y de levantamiento de la cobertura neoplatafórmica, dentro de las zonas mineragénicas Cobertura del Margen Continental, Margen Continental, Arco Volcánico Cretácico, Cobertura del Arco Volcánico Cretácico, Colisión y Cobertura del Paleógeno Medio al Neógeno Tardío, siendo las principales litologías encajantes areniscas, margas, calizas, tobas y ultrabasitas serpentinizadas.

El grupo meridional de ocurrencias bituminosas, por su parte, está representada por un número pequeño de manifestaciones dispersas, localizadas al S de la Falla Pinar y del cinturón ofiolítico, en las cuencas superpuestas Los Palacios, Las Vegas, Central y Cauto. Las mismas presentan interés como indicio directo para la búsqueda de petróleo, aunque carecen por sí mismas (hasta el momento) de interés económico.

Las posibilidades de localizar volúmenes significativos de bitúmenes naturales en Cuba son reales. Así tenemos que, de acuerdo con la evaluación de recursos pronósticos realizada por el autor (Cruz y Torres,

1994), existe la posibilidad real de revelar depósitos de interés económico de rocas bituminosas y asfálticas en las zonas Santa Cruz del Norte y Cárdenas - Martí, así como en la zona Camaján, lo cual representaría un importante apoyo a la economía nacional. Igualmente, hay posibilidades para ampliar las reservas actuales conocidas de asfaltitas en el campo mineral Mariel – Cayajabos, pudiendo hallarse nuevas reservas de asfaltitas en otras zonas favorables del país.

## DISCUSION

Como es sabido, la geología de Cuba está representada por secuencias de margen continental y de arco volcánico fundamentalmente, afectadas por intensos procesos tectónicos. El petróleo cubano, hacia la parte más septentrional del territorio nacional, es pesado, asfáltico y sulfuroso. Precisamente es este tipo de crudo el generador por excelencia de bitúmenes naturales a nivel mundial, por lo que resulta lógico esperar la presencia de estos bitúmenes en cantidades apreciables en ella. La gran abundancia de ocurrencias existentes en el territorio nacional y otros hechos parecen confirmar esta apreciación.

Cuba puede ser dividida en cuatro grandes regiones o bloques geológicos. El Bloque Occidental abarca toda la provincia de Pinar del Río y la parte NW de la provincia La Habana, alcanzando el extremo NW de la provincia Ciudad de La Habana. Es limitado al Este por una falla transcurrente que se extiende, con rumbo NE, desde la parte occidental del Golfo de Batabanó, pasando por Majana, hasta las inmediaciones de Ciudad de La Habana. Este bloque es dividido en dos mitades, meridional y septentrional, por la Falla Pinar. Los recursos bituminosos del grupo septentrional se concentran en la parte norte del bloque, extendiéndose desde La Palma y San Cristóbal hacia el ENE, hasta el límite NW de Ciudad de La Habana. En esta región predomina el tipo veta y son numerosos los depósitos y manifestaciones de asfaltitas (grahamita), destacándose los sistemas de vetas del campo mineral Mariel - Cayajabos, donde se ubican yacimientos como Manuela, Brown, Veta Nueva, Rhodas, Juan Antonio y otros.

La formación litoestratigráfica portadora principal de bitúmenes naturales es aquí la Fm. Capdevila ( $Pg_1^2$ ) de la subzona mineragénica arenoso - conglomerática (Zona Mineragénica de Colisión). Otras formaciones litoestratigráficas en que se presentan con frecuencia manifestaciones y depósitos son Cacarájicara ( $K_2^m$ ), en la subzona clástico - carbonatado - silícea (Cobertura del Margen Continental), y Polier ( $K_1^{v-al}$ ), en la subzona terrígeno - silícea (Zona Mineragénica Margen Continental).

Al Este del Bloque Occidental se ubica el Bloque Habana - Matanzas, el cual abarca las partes central y nororiental de las provincias habaneras, estando limitado, tanto al Este como al Oeste, por fallas transcurrentes. La que lo limita por el W, como ya se dijo, se extiende desde Majana hasta el NW de la provincia Ciudad de La Habana, mientras que la que lo delimita por el Este se extiende desde las inmediaciones del Surgidero de Batabanó hacia el ENE hasta la Bahía de Matanzas, prolongándose a continuación paralelamente a la costa norte de la Península de Hicacos.

En este bloque predominan los depósitos impregnados de rocas bituminosas y asfálticas, existiendo además vetas de asfaltitas de los tipos glance pitch y grahamita. Las formaciones litoestratigráficas productivas son el Grupo Universidad ( $Pg_2^{1-2}$ ), de la subzona olitostrómico - brechosa (Zona Mineragénica de Colisión); Vía Blanca ( $K_2^{op-m}$ ) y Peñalver ( $K_2^m$ ), pertenecientes a la subzona clástico - carbonatada (Arco Volcánico Cretácico); la Fm. Nazareno ( $P_2^{2-3}$ ), de la subzona carbonatado - arenosa (Cobertura del Paleógeno Medio al Neógeno Tardío); y Chirino ( $K_{1-2}^{al-cm}$ ) de la subzona basáltico - andesítica (Arco Volcánico Cretácico). Las litologías encajantes y portadoras principales son calizas, margas, areniscas y tobas, estando los bitúmenes también presente en las ultrabasitas serpentinizadas y tectonizadas. El grupo meridional de manifestaciones bituminosas aquí están representadas por unas pocas manifestaciones asociadas a la Cuenca Superpuesta Las Vegas, constituyendo indicadores de la presencia de hidrocarburos en la misma.

El Bloque Central se extiende desde el límite oriental del bloque anterior, en el SE de la provincia de La Habana y NW de la de Matanzas, hasta la falla transcurrente que se extiende de SW a NE desde el Golfo de Gucanayabo hasta la Bahía de Nipe, pasando por el borde meridional de la cuenca del Cauto. En el bloque, los afloramientos del cinturón plegado ocupan un área considerable, estando una gran parte de la mitad norte del mismo representado por rocas fuentes de las secuencias Camajuaní y Placetas ( $J_3^t - K_2^{cm}$ ), pertenecientes a la subzona terrígeno - silíceo de la zona mineragénica Margen Continental. Por ello este bloque es el de mayores perspectivas del país para la localización de yacimientos de bitúmenes naturales. Las formaciones litoestratigráficas productivas principales son Margarita ( $K_1^{b-h}$ ), Paraíso ( $K_1^{a-bm}$ ), Mata ( $K_{1-2}^{al-cm}$ ) y Vega ( $Pg_2^{1-2}$ ). Las litologías encajantes principales son calizas, tobas, diabasas y ultrabasitas serpentinizadas.

El grupo septentrional de depósitos y manifestaciones se ubica entre el límite meridional del cinturón ofiolítico al S y la porción más meridional de la secuencia Remedios al N, con numerosas manifestaciones de asfalto, petróleo extrapesado, y asfaltitas. Se destacan en este aspecto las zonas Cantel, Cárdenas - Martí, Chambas - Bellamota, Camaján y Puerto Padre - Maniabón. Los depósitos y manifestaciones más importantes son los impregnados y los de veta. Ellos están vinculados con el sistema transversal de fallas, de rumbo NE, que controla la distribución de los mismos.

Existe un número relativamente alto de ocurrencias del grupo meridional, los cuales aparecen asociados fundamentalmente con la Cuenca Superpuesta Central, donde se localizan yacimientos petrolíferos.

Al E de la Falla Camagüey, el número de ocurrencias de bitúmenes disminuye apreciablemente, pero continúan presentándose en la parte septentrional de Las Tunas y en la NW de la provincia de Holguín. En esta parte del Bloque Central, los recursos bituminosos del grupo septentrional, representados fundamentalmente por asfalto nativo, alcanza la superficie en la zona Puerto Padre - Maniabón, mientras que en el NW de Holguín aparecen manifestaciones y puntos de mineralización entre 10 y 50 m de profundidad, principalmente en las zonas La Naza y La Palmita. Para dicho grupo, en esta región, las formaciones litoestratigráficas productivas son Iberia ( $K_{1-2}$ ) y Vázquez ( $N_1^{1-2}$ ).

Perteneciente al grupo meridional de ocurrencias, se reporta la presencia de asfalto en los alrededores de Bueycito, provincia Granma, vinculado espacial y genéticamente con la Cuenca Superpuesta del Cauto.

El Bloque Oriental se extiende al E de la falla transcurrente ya mencionada que va desde el Golfo de Guacanayabo hasta la Bahía de Nipe. El mismo abarca toda la región montañosa oriental de Cuba, desde Cabo Cruz a Punta de Maisí, perteneciente en su mayor parte al Arco Volcánico Paleógeno. Aquí no es identificable el grupo septentrional de ocurrencias, siendo escaso el número de ocurrencias de bitúmenes reportado en esta parte del país. Entre ellas tenemos los casos de Loma la Redonda, Río Jobo y Sabana de Duaba, situadas en la provincia de Guantánamo.

En la parte norte del país, de W a E, se presentan varias zonas con un significativo potencial de recursos de bitúmenes naturales.

El Campo Mineral Mariel - Cayajabos, conocido desde principios del siglo XX, es la mayor concentración de depósitos de asfaltitas (tipo grahamita) de Cuba. Es también el mejor estudiado desde el punto de vista geológico y tecnológico. El mismo se halla a unos 60 km al WSW de Ciudad de La Habana y a unos 10 km al SE de el puerto de Mariel. Abarca un área aproximada de 350 km<sup>2</sup>. La unidad litoestratigráfica predominante es la Fm. Capdevila (Pg<sub>1</sub><sup>2</sup>), que es la secuencia encajante de la mineralización. La misma es un flysch de areniscas, arcillas y margas con predominio de las primeras. En este campo mineral hubo una importante actividad minera en la primera mitad del siglo XX, especialmente entre los años 1935 y 1945, que incluyó una planta experimental de destilación para la obtención de derivados combustibles del petróleo (Brodermann et al, 1943)). Los depósitos más importantes en él son Veta Manuela, Nueva, Brown, Alamau, Times, Caballo Muerto, Tres Estacas, Grace, Tramojo, Veta Luis, Arrempuja, Rhodas, Juan Antonio, Cañas Bravas. El campo mineral incluye otras vetas menores como Bongo, Manglar, Magdalena, Capote, Osiris, Ana Teresa y San Ignacio, así como la manifestación de asfalto Tomasita. Todos los depósitos mencionados son aflorantes o subaflorantes, suponiéndose la existencia de no pocos cuerpos desconocidos dentro del mismo. Todas las asfaltitas, así como las rocas asfálticas de este campo mineral, se caracterizan por sus altos contenidos de cenizas (40 – 70 %) y de azufre (5 - 6 %), así como por contener metales pesados (entre 180 y 200 ppm. de V y 100 - 110 de Ni). En cuanto a sus usos, está detalladamente estudiado su empleo en la elaboración de mezclas asfálticas para pavimentación en obras viales, así como aditivo combustible en la pasta de clinker en la industria del cemento, existiendo además investigaciones para otros posibles usos.

Fuera de este campo mineral existen gran número de manifestaciones, principalmente al W y SW del mismo, en los municipios de Bahía Honda, San Cristóbal y Candelaria (provincia de Pinar del Río). Estas suman unas 30 ocurrencias en superficie y otras 25 detectadas mediante perforaciones realizadas durante la ejecución de trabajos de levantamiento geológico regional.

La zona Banes, ubicada al N del poblado de Banes (provincia La Habana), se caracteriza por presentar un nudo de vetas con asfaltita del tipo grahamita, con un contenido promedio de cenizas de 32 %. En la zona Bejucal, hay un grupo de depósitos con un contenido de cenizas entre el 22 y 29 %. Asociados a





estos cuerpos de asfaltitas, dos pozos para búsqueda de petróleo (en los años 1925 y 1961) han cortado importantes manifestaciones de rocas asfálticas y reportado, a mayor profundidad, significativas manifestaciones de gas natural.

Importantes ocurrencias de recursos bituminosos se encuentran en la zona Santa Cruz del Norte, (provincia La Habana). Aquí existen varios depósitos de rocas bituminosas, el más conocido de los cuales es el Margas Bituminosas de Boca de Jaruco, situado a 500 - 700 m de profundidad, por encima del yacimiento petrolífero Boca de Jaruco. El mismo está formado por margas y calizas impregnadas en bitumen viscoso, el cual alcanza el 14 % de contenido en peso. La mayor parte de este depósito se extiende bajo el mar. Se conocen otros depósitos que, a diferencia del anterior, se localizan muy próximos a la superficie (a 10 - 70 m de profundidad). El más prospectivo de ellos es el de Guaicanamar, en el cual, a semejanza del anteriormente mencionado, el bitumen se encuentra contenido en margas, calizas y subordinadamente en areniscas, estando el depósito asociado a una discordancia angular entre las secuencias del Eoceno (Gp. Universidad) y las del Cretácico (Fm. Vía Blanca). Este depósito, cortado por un pozo de perforación ejecutado en 1956 para búsqueda de petróleo, tiene un espesor considerable, superior a 150 m.

La zona Cárdenas - Martí, tiene unos 250 km<sup>2</sup>, incluyendo áreas en tierra y en el mar, la cual puede subdividirse en dos sectores. El primero de ellos es la Bahía de Cárdenas. En su lecho (a 5 - 10 m de profundidad bajo el agua), se localizan al menos tres depósitos importantes de asfalto nativo de alta calidad, de los cuales a fines del siglo XIX y principios del XX se extrajeron por métodos muy rudimentarios, unas 20 000 t. Estos depósitos se ubican cerca de Cayo Diana, al NW de Cayo Cupey y al NW de Cárdenas (Estapé, 1991). Estos depósitos de asfalto tienen calizas como rocas encajantes y el contenido de cenizas de su asfalto oscila entre el 2 y el 6 %. Así mismo, en ellos se ha reportado tendencia a la reposición del material extraído, lo que implica que los mismos tienen alimentación desde la profundidad en la actualidad. Estos depósitos, además de la importancia que tienen por sí mismos, revisten gran interés para la prospección petrolera dada su probable vinculación con los yacimientos de petróleo existentes en el territorio de la mencionada bahía.

El segundo sector de esta zona es Martí, ubicado en el municipio de igual nombre, al SE de Cárdenas. En él se localizan los depósitos Peñón, Santa Gertrudis y Angelita, así como numerosas manifestaciones como La Cucaracha, Valdés, Sabanilla de la Palma y Río La Palma, predominando las rocas asfálticas, representadas por areniscas y calizas, habiendo además asfalto nativo.

El depósito principal y mejor conocido de esta zona hasta el momento es Peñón, formado por areniscas, calizas y conglomerados fuertemente impregnados en asfalto, con contenido promedio del 23,25 % de bitumen para la parte estudiada del mismo. La potencia de roca asfáltica oscila entre 5 y 17 m, existiendo por debajo de ella un horizonte de asfalto no consolidado de espesor desconocido, en el que el contenido de bitumen llega hasta el 49 % (Torres y Castellanos, 1994).

Otra zona de interés es la de Remedios, la que abarca un territorio de unos 300 km<sup>2</sup> al noreste de la ciudad de Santa Clara, en el municipio Remedios y otros adyacentes a él. El depósito más importante de

esta zona es el yacimiento Crispín, situado a unos 45 km de Santa Clara. Este yacimiento, se encuentra asociado a una zona de falla que corta calizas de las formaciones Trocha ( $J_3^T$ ), Margarita ( $K_1^{b-h}$ ) y Mata ( $K_1 - 2^{al - cm}$ ). Consiste en una veta de glance pitch con unos 1000 m de longitud. Su potencia es variable, promediando 5 m. El mismo está estudiado hasta los 200 m de profundidad.. El mineral, es de excelente calidad, con 0,2 % de ceniza.

El Campo Mineral Chambas - Bellamota, situado al SE de Yaguajay y al WSW de Chambas (provincias de Santi Spíritus y Ciego de Avila), cubre unos 350 km<sup>2</sup>. Las litologías principales en ésta zona son las diabasas y gabros. Los depósitos de éste campo están representados por vetas de asphaltita del tipo glance pitch, las que en su gran mayoría fueron objeto de una intensa explotación durante la primera mitad del siglo XX. Entre los principales depósitos, tenemos Mina Alicia, Mina Desengaño y Mina 6 de Febrero.

Más al Este está la zona Camaján, situada al NE de la ciudad de Camagüey, al NW y muy próxima a la localidad de Minas, con una extensión de unos 80 km<sup>2</sup> aproximadamente. Aquí se reportan varias manifestaciones de rocas asfálticas y de asfalto, principalmente en pozos de mapeo y de prospección de materias primas para la construcción. La potencia reportada para estas rocas oscila entre 10 y 40 m, siendo de destacar que ninguno de estos pozos supera los 50 m de profundidad. La litología útil está representada por carbonatos del Eoceno sobreyacidos por la Fm. Senado ( $Pg_2^{2b}$ ), pertenecientes posiblemente a la Fm. Embarcadero ( $Pg_2^{1-2}$ ).

La zona Puerto Padre - Maniabón se extiende al Sur de Puerto Padre, en la provincia Las Tunas. Aquí se presentan varias manifestaciones de asfalto nativo, la más importante de las cuales se encuentra cerca del poblado de La Farola, consistente en tres pozos criollos de los que se extrajo asfalto a principios del siglo XX, siendo ultrabasitas serpentinizadas las rocas encajantes. En la zona, la presencia de bitumen está asociada a las ultrabasitas serpentinizadas ya mencionadas y a la Fm. Iberia ( $K_{1-2}$ ). Las perspectivas para la localización de recursos bituminosos aquí son limitadas, sobre todo en comparación con otras zonas del país.

Las rocas bituminosas y asfálticas son un recurso de gran valor económico cuando se presentan en grandes volúmenes (más de 20 millones de t de bitumen en rocas con una ley no menor del 7 % de bitumen en peso), pues en éstos casos, constituyen la fuente de obtención del así llamado petróleo sintético o no convencional, el cual es un petróleo de alta calidad, libre de azufre y de metales pesados, apto para ser refinado o para ser empleado directamente en centrales termoeléctricas. Como resultado de su procesamiento tecnológico, además de dicho petróleo sintético, se obtiene azufre, residuos con altos contenidos de vanadio y otros metales. Otro uso que pueden tener estas rocas es la elaboración de mezclas asfálticas, principalmente para obras viales.

## CONCLUSIONES



Existen en Cuba 5 tipos descriptivos de depósitos de bitúmenes naturales: Vetas, Vetítico – disseminados, Impregnados, Cársicos y Sinsedimentarios.

La mayor parte de las ocurrencias de bitúmenes naturales reportadas hasta ahora en Cuba se localizan en las regiones occidental y central del país, siendo las asphaltitas y las rocas bituminosas y asfálticas los recursos bituminosos más abundantes y con mayor potencialidad económica.

El grupo septentrional de ocurrencias es ampliamente mayoritario y contiene todas las zonas con significativo potencial de recursos de bitúmenes naturales conocidas.

La gran mayoría de las ocurrencias se localizan dentro de las zonas mineragénicas Cobertura del Margen Continental, Margen Continental, Arco Volcánico Cretácico, Cobertura del Arco Volcánico Cretácico, Colisión y Cobertura del Paleógeno Medio al Neógeno Tardío, siendo las principales litologías encajantes areniscas, margas, calizas, tobas y ultrabasitas serpentinizadas.

Las zonas con mayores perspectivas para la localización de volúmenes considerables de rocas bituminosas y asfálticas son Santa Cruz del Norte y Cárdenas – Martí. En forma global, las mayores perspectivas para el hallazgo de nuevos depósitos y manifestaciones están en el bloque central.

## **BIBLIOGRAFIA.**

*Brodermann J., F. Villoch y A. Andreu, 1943 (a): Yacimientos asphaltíferos de Cuba. 191 págs.*

*Casanovas E. , 1970 (a): Informe Final y cálculo de reservas de la mina Manuela. Inédito.*

*Casanovas E., 1970 (b): Informe Final sobre exploración de Asphaltita Mariel. Inédito.*

*Cruz F. J. y J. L. Torres, 1994: Informe del Trabajo Temático Productivo Asphaltitas Habana. Inédito.*

*Etapé J., 1991: Yacimientos de asfalto en la Bahía de Cárdenas. Inédito.*

*Torres T. y A. Castellanos, 1994: Informe Exploración Orientativa Roca Asfáltica Peñón y Evaluación de Río La Palma. Inédito.*



## ESTUDIOS DE CONTINUIDAD EN UN YACIMIENTO EN ROCAS VULCANÓGENOS SEDIMENTARIAS EN CUBA.

***Olga Pascual Fernández, Gloria Llabre Raurell, Zulema Domínguez Sardiñas  
José Orlando López Quintero, Luisa M. Díaz Armas, Valia Barreras  
Fernández.***

*Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Cerro. Ciudad de la Habana, Cuba. C.  
Elect: jorlando@ceinpet.inf.cu*

### RESUMEN

El yacimiento objeto de estudio, está localizado en la parte central de Cuba y abarca una extensión de 8 Km<sup>2</sup>. Está asociado a una secuencia vulcanógeno sedimentaria. La existencia de fallas inversas y fallas SSO-NNE lo dividen en Bloques, caracterizándose en el mismo varios tipos de rocas, que forman 4 paquetes (capas u horizontes). Mineralógicamente se caracteriza por la presencia de plagioclasas, feldespato, cuarzo, distintos tipos de arcillas más frecuentes en las Tobas, así como pirritas.

Se estudiaron las características físico químicas y cromatográficas de 13 muestras de petróleos. Los petróleos presentan entre 13 y 35 ° API, altos contenidos de azufre, asfaltenos y resinas y bajos contenidos de saturados y aromáticos. Los cromatogramas de la fracción saturada sugieren efectos de biodegradación posiblemente anaeróbica. Diversas relaciones los ubican como petróleos maduros afectados o no por distintos grados de biodegradación, lavado por agua y/o fraccionamiento evaporativo. Los estudios de CG-EM revelan origen en materia orgánica Tipo II, depositada en ambiente marino carbonático anóxico, generados en el pico de la ventana de generación. También se detecta la presencia de 25 norhopanos en petróleos no biodegradados.

Utilizando el método fingerprinting se estudió la continuidad horizontal y vertical en el yacimiento. Se seleccionaron picos de compuestos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos, se plotearon los valores de sus relaciones en un diagrama polar (de estrellas). En todos los casos las diferencias entre diagramas superan el 10 %, indicando la pobre comunicación vertical y horizontal existente en el yacimiento en correspondencia con las características mineralógicas y petrográficas de las rocas.

### ABSTRACT

The studied oil field is located in central part of Cuba and has an extent of 8 km<sup>2</sup>. It is associated to vulcanogenic – sedimentary sequence in a positive structure, which builds a few small folds separated by inverse faults and SSW – NNE faults. These faults subdivide the field in blocks. The field is constituted by several types of rocks which form 4 layers.

The physical – chemical and chromatographic characteristics of 13 oil samples selected from different blocks and productive layers were studied. The oils have API gravity values ranging between 13 and 35° API, high sulphur contents, high asphaltene – resins contents and low saturate and aromatic contents. The gas chromatograms of the saturated fraction suggest anaerobic biodegradation effects. Several ratios also include them as mature oils affected by different levels of biodegradation, water washing and evaporative fractionation. The GC-MS studies show a Type II organic matter origin, deposited in an anoxic carbonate marine environment, generated in the top of the oil generation window. The 25 norhopanes in no biodegraded oils is also detected.

The horizontal and vertical continuity in the reservoir was studied using the fingerprinting method. Peaks from branched and cyclic paraffins and aromatic hydrocarbons were selected and their ratios were plotted in a polar diagram (star diagram). In all cases the differences among diagrams are



higher than 10 %, indicating poor horizontal and vertical communication in the reservoir, in agreement with the mineralogical and petrographical characteristics of the rocks.

## INTRODUCCIÓN

El uso de la geoquímica orgánica en la industria petrolera ha experimentado un crecimiento considerable, aplicándose principalmente a la exploración. Igualmente importante son las aplicaciones de la geoquímica orgánica al desarrollo de la geología e ingeniería de petróleo. A través del análisis de los fluidos del reservorio, es posible, entre otras, evaluar la continuidad del reservorio.

La experiencia ha demostrado, que petróleos dentro de un reservorio continuo tienen uniforme composición de hidrocarburos cuando son muestreados lejos del contacto agua- petróleo y petróleo- gas y que petróleos en reservorios separados siempre tienen diferencias medibles.

El yacimiento objeto de estudio, está localizado en la parte central de Cuba y abarca una extensión de 8 Km<sup>2</sup>. Está asociado a una secuencia vulcanógeno sedimentaria en una forma estructural positiva que conforma varios pliegues pequeños separados por fallas fallas inversas y fallas SSO-NNE lo dividen en Bloques (Fig.1) [1], caracterizándose en el mismo varios tipos de rocas, que forman 4 paquetes (capas u horizontes) que en orden estratigráfico descendente son: 1)Conglomerados Tobáceos, 2)Tobas Finas, 3)Tobas gruesas y 4)Efusivo. Mineralógicamente se caracteriza por la presencia de plagioclasas, feldespato, cuarzo, distintos tipos de arcillas más frecuentes en las Tobas, así como piritas. Es un yacimiento fracturado con algunos tipos de fracturas cerradas. Las porosidades se encuentran en el rango de 13 a 21% y permeabilidades muy bajas, 3,4 a 14 mD verticalmente y 0.7 a 10.6 mD horizontalmente. El agua de formación es del tipo cloro cálcica, con salinidades de hasta 150000 ppm y bajos contenidos de sulfato (43 mg/l).

## MATERIALES Y MÉTODOS.

Se estudiaron las características físico químicas y cromatográficas de 13 muestras de petróleo seleccionadas en diferentes bloques y capas productivas.

La gravedad API y el contenido de azufre fueron determinados según métodos IP 160 e IP 63 respectivamente. La precipitación de los asfaltenos se realizó con n- pentano y los maltenos se separan en cuatro fracciones (F1 –saturados, F2+ F3 –aromáticos y F4 –resinas) mediante columna de silicagel- alúmina según método concordante con el ASTM D- 2549.

La fracción saturada se analizó en cromatógrafo gaseoso PHILLIPS 4400 con detector FID, columna capilar DB-1 de 30 m, 0.25 mm d.i, 0.25 µm de espesor de película, empleando un programa de temperatura de 60 °C durante 1min 60- 140 °C a 40 °C/min y de 140 °C a 300 °C a 4 °C/min. El procesamiento de la data se realizó con el software para cromatografía, Cromate PC versión 5.27.



El crudo sin fraccionar fue analizado para su caracterización en un cromatógrafo gaseoso CHROMPACK 9001 con detector FID empleando columna capilar CP SIL 5 DB de 30 m, 0.25 mm d. i, 0.25  $\mu\text{m}$  de espesor de película, empleando un programa de temperatura de 30-50 ° C a 20 ° C/min 50 -160 ° C a 20 ° C/min y de 160 ° C a 310 ° C a 20 ° C/min y finalmente 5 min a 310 ° C. El procesamiento de la data se realizó con el software Maestro II, versión 2.4 desarrollado por CHROMPACK INTERNACIONAL B.V. 1995.

El estudio de continuidad se realizó mediante el método fingerprinting [2] [4] [6] [7] [11] [12]. En el mismo se seleccionan picos de compuestos nafténicos y aromáticos fundamentalmente, a partir de una sección ampliada del cromatograma de la fracción  $\text{C}^{15-}$  (Fig. 2). Mediante simple inspección visual se seleccionan aquellos picos correspondientes a compuestos de similar peso molecular (picos adyacentes o muy próximos) en la región de las gasolinas (fundamentalmente  $\text{C}_7 - \text{C}_{12}$ ). Se determinan las alturas de los mismos y se hayan relaciones entre ellas. Las relaciones de picos así seleccionadas se llevan a un gráfico en coordenadas polares y se obtienen los diagramas de estrella que resultan de gran utilidad para la correlación de los petróleos. En la tabla I se exponen las relaciones de picos utilizados en el presente trabajo.

Tabla I

Relaciones de compuestos utilizados para el estudio de continuidad del yacimiento.

Compuestos
Tolueno/2MeC7
1Me2 trEtCyC5/1tr2diMeCyC6
PropilCyC5/1Me4EtCyC5
2,6diMeC7/2,5diMeC7
2,5 di MeC7/EtBz
EtBz/1,3,5triMeCyC6
(m+p)Xileno/3 MeC8
o-Xileno/MeEtCyC6
2,2diMeC8/3,5diMeC8+PropilCyC6
Butil CyC5/2,6 di MeC8
5MeC9/1,2,4 tri MeBz
2MeC10/1,4diMe2EtBz+3MeC10



## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los petróleos del yacimiento se caracterizan por presentar entre 13 y 35 °API. Se observan petróleos ligeros: P-3, 21 y 129; petróleos medios: P-2, 115 y 69 y petróleos pesados P-103, 104, 110, 121, 123, 139 y 40. Los mayores contenidos de asfaltenos y resinas se registran en los petróleos pesados.

Los contenidos de azufre son altos  $>0.5\%$  (entre 1.37 y 2.79).

Los valores de compuestos saturados son bajos  $< 60\%$ , entre 34,29 y 42,42. Los contenidos de aromáticos también son bajos, entre 36,23 y 48,92. Las relaciones saturados / aromáticos son inferiores a 1, excepto en los casos de P-2 y 129, con valores de 1.00 y 1.13 respectivamente, valores muy cercanos a 1.

Los cromatogramas de la fracción saturada muestran variados perfiles, con distintos niveles de n-parafinas e incluso pérdida total hasta  $C_{17}$  y  $C_{18}$  sugiriendo efectos de biodegradación posiblemente anaeróbica. La presencia de pirita en la roca y bajos contenidos de sulfato en las aguas pudiera ser consecuencia de este fenómeno. Teniendo en cuenta la alta salinidad de las aguas debe pensarse en paleobiodegradación.

En la figura 3 se exponen algunos de los perfiles cromatográficos de la fracción saturada de los petróleos, donde abundan n - parafinas de composición media, fundamentalmente en  $C_{14} - C_{15}$ , mostrando una configuración característica o típica de petróleos originados en rocas carbonatadas. Los compuestos pristanos (Pr), Fitano (Ph) son compuestos isoprenoides (isoparafinas de 19 y 20 átomos de carbono respectivamente) que se utilizan como parámetros de correlación porque se consideran muy sensibles a variaciones en las condiciones de diagénesis. Las relaciones Pr/Ph muy elevadas se asocian con sedimentos terrestres. Relaciones sustancialmente inferiores a 1.0 se atribuyen a ambientes de deposición reductoras. Sin embargo, dado que estas relaciones varían con la catagénesis, deben validarse con otros tipos de parámetros [8]. En nuestro caso las relaciones Pr/Ph se mueven en el rango de 0.89 a 1.27. Solo dos petróleos P-69 y P-40 presentan valores inferiores a 1 (0.89 y 0.99 respectivamente) y las relaciones más altas corresponden a los petróleos P-123, P-2 y P-21 con 1.27, 1.2 y 1.19 respectivamente. El resto de los petróleos presentan relaciones muy próximas a 1.

Las relaciones  $Pr/nC_{17}$  y  $Ph/nC_{18}$  son inferiores a 1, moviéndose en rangos entre 0,34 a 0,66 y 0,37 a 0,66 respectivamente. Los valores de  $Pr/nC_{17}$ , indican un origen algal, acuático (0.30- 0.60) para estos petróleos exceptuando el caso de P-2 con un valor de 0.66 que indica un origen en kerógeno mezclado [8].

Las relaciones  $nC_{17}/Pr$  y  $nC_{18}/Ph$  en el resto de los petróleos tienen valores superiores a 2, excepto el caso de P-2 con relación de  $nC_{17}/Pr$  de 1.52, esta diferenciación está motivada por un mayor o menor grado de biodegradación.

El Índice de preferencia de carbono (relación de carbonos impares a carbonos pares, CPI) es un importante indicador de maduración. El CPI tiende a la unidad a medida que se incrementa el



grado de madurez [8]. Estos datos también nos sugieren origen [10] y ayudan a distinguir petróleos no marinos (CPI comúnmente  $> 1$ , predominio de carbonos pares) de petróleos marinos (CPI comúnmente  $< 1$ , predominio de carbonos impares).

Sólo tres petróleos presentan valores inferiores a 1, P-40 y P-139 con  $CPI=0.98$  y P-69 con  $CPI=0.76$ . El resto de los petróleos tienen valores superiores a 1. Estos datos indican que estamos en presencia de petróleos maduros exceptuando los tres casos antes mencionados y a los cuales pudiera atribuírseles un origen carbonático en ambiente anóxico. El resto de los petróleos con  $CPI>1$  sugieren ambientes menos reductores y/o presencia de materia orgánica terrestre en los sedimentos.

Los valores de las relaciones isoheptano vs heptano, así como aromaticidad vs parafinicidad y  $nC_{17}/Pr$  vs  $nC_{10}/nC_{13}$  también los ubican como petróleos maduros afectados o no por distintos grados de biodegradación, lavado por agua y o fraccionamiento evaporativo. [3] Los estudios de CG-EM revelan origen en materia orgánica Tipo II, depositada en ambiente marino carbonático anóxico, generados en el pico de la ventana de generación. También se detecta la presencia de 25 norhopanos en petróleos no biodegradados. Todos estos datos están en concordancia con los resultados obtenidos a través del estudio de la fracción ligera de los petróleos.

En la figura 2 se muestra el perfil cromatográfico ampliado correspondiente a la fracción  $C_{15}$  de una de las muestras estudiadas y se señalan a modo de ejemplo los picos seleccionados para establecer las relaciones y posteriores correlaciones petróleo- petróleo.

La figura 4 muestra el diagrama de estrella de los petróleos correspondientes a pozos productores en toba fina ubicados en diferentes bloques del yacimiento. En la misma pueden notarse diferencias entre los diagramas correspondientes a cada petróleo.

En la figura 5 se muestran los diagramas correspondientes a petróleos de toba gruesa apreciándose diferencias entre los mismos. Debemos señalar que los pozos 121 y 123, se ubican en el mismo bloque. Aquí por simulación numérica se establecen barreras de permeabilidad que aislan el pozo P-123. [9].

La superposición de petróleos entrampados en diferentes capas productivas (Fig. 6) también muestra la no comunicación entre las mismas.

En todos los casos las diferencias entre diagramas superan el 10 %, indicando la pobre comunicación vertical y horizontal existente en el yacimiento en correspondencia con las características mineralógicas y petrográficas de las rocas.



## CONCLUSIONES

Del resultado del presente estudio puede concluirse que:

- Este yacimiento se caracteriza por tener petróleos ligeros, medios y pesados.
- Los petróleos tienen el mismo origen, materia orgánica tipo II en ambiente marino carbonático anóxico.
- Procesos secundarios han afectado la calidad de los petróleos, demostrado a través del estudio de la fracción ligera y por biomarcadores.
- Se evidencia biodegradación anaeróbica, por la presencia de pirita en la roca y los bajos niveles de sulfato en las aguas.
- Existe pobre comunicación vertical y horizontal en el yacimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, J. y otros. (1996): Modelo geológico del Yacimiento Pina. Ceinpet.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S., Hemphs, W.B. (1987): A new technique for the analysis of commingled oils and its applications to production allocation calculations. Proceeding Indonesian Petroleum Association., 247-250.
- England, N.A. (1989): The Organic Geochemistry of petroleum Reservoirs. Org. Geochem., Vol 16, Nos 1-3, 415-425.
- Kaufman, R.L. A.S. Ahmed (1990): Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs, Applications in the Gulf of Mexico. GCSSEPM Foundation Ninter Annual Research Conference. Proceedings, 263-282.
- Howang, R.J., A.S. Ahmed, and J.M. Moldowan., (1995): Oil composition variation and reservoir geochemistry, methods, applications and opportunities. Org. Geochem. Vol 21, No 2, 171-188.
- Smalley, P.C. (1995): For early identification of reservoir compartmentalization. SPE-030533.
- Larter, S.R., A.C. Applin, (1995): Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities. Geological Society Special Publication. No 86, 5-39.
- Rodríguez, C. (1994): Técnicas geoquímicas aplicadas a la caracterización de crudos y rocas. Seminario Los Teques.
- Holba, A.G., I.P. Dzon, J.J. Hickey, S.G. Franks, S.J. May., T. Lenney., (1996): Reservoir Geochemistry of South Pass 61 Field, Gulf of Mexico. Compositional Heterogeneities reflecting filling history and biodegradation. Org. Geochem. Vol 24, No 12, 1179-1198.
- Mateo, J.A., O. Reyes, (1999): Simulación numérica de los bloques I y III del yacimiento Pina. Ceinpet.
- Moldowan, J.M., E. Gallegos. (1985): Relationship between Petroleum composition and depositional environment Source Rocks. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Vol 69, 1255-1238.
- López, J.O. y otros. (1997): Caracterización Geoquímica para la Exploración de Hidrocarburos en Cuba. Ceinpet.

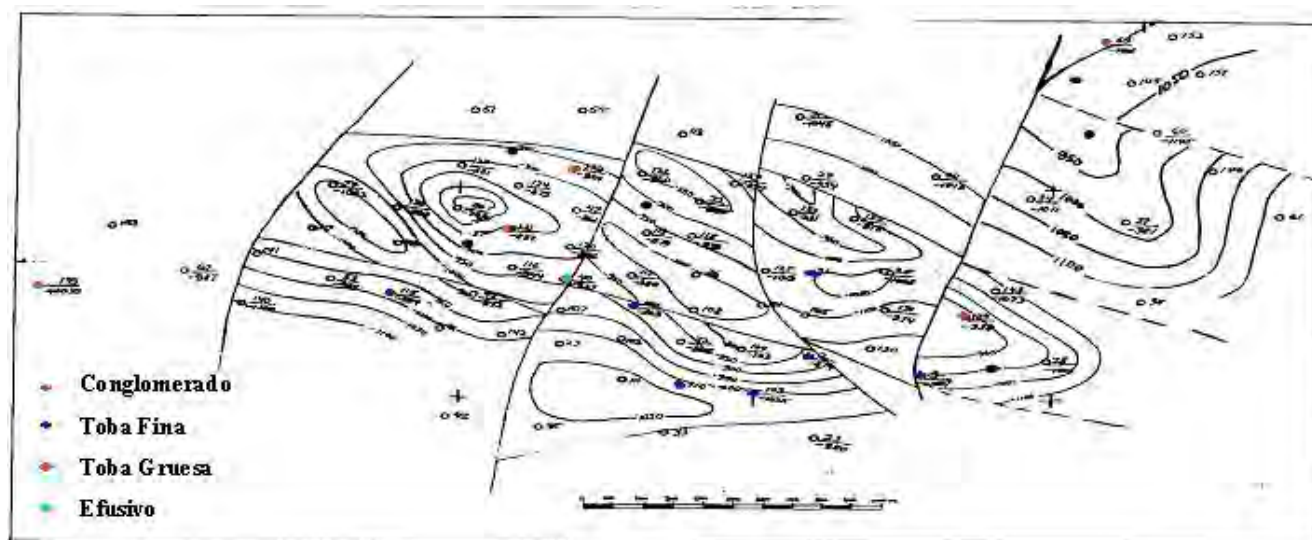


Fig. 1 Mapa estructural del Yacimiento.

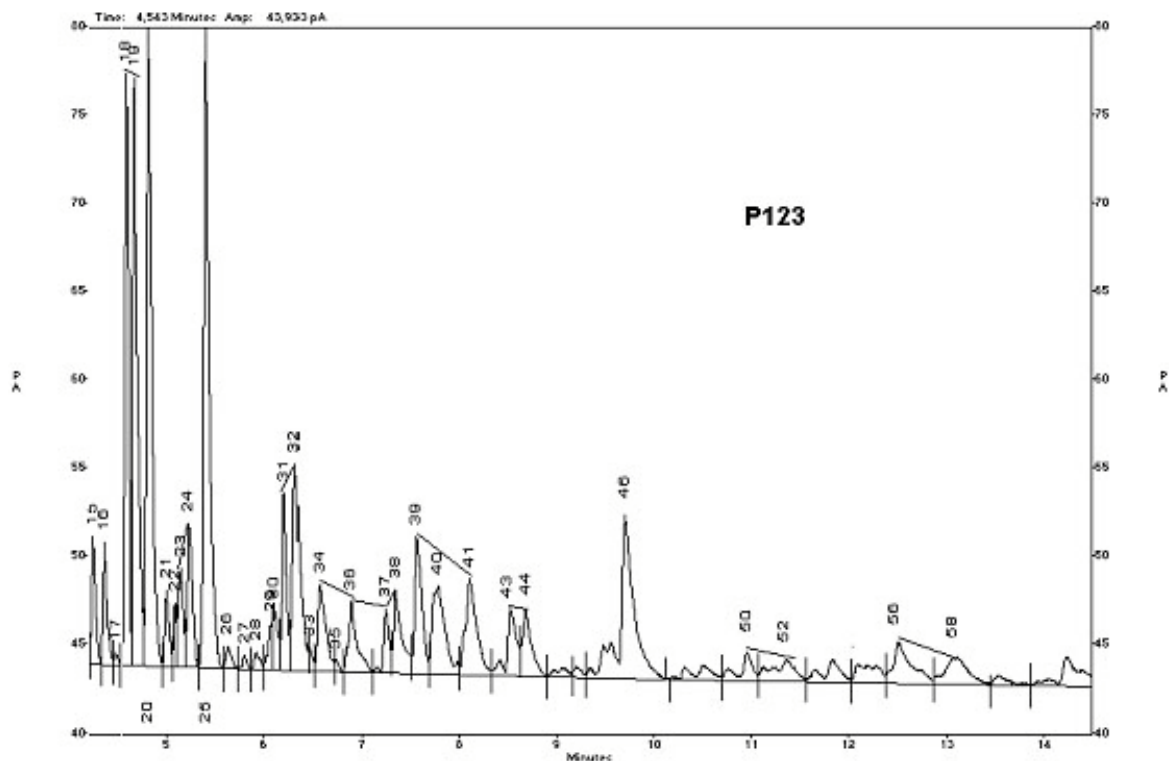


Fig. 2 Cromatograma C15- (Sección ampliada).

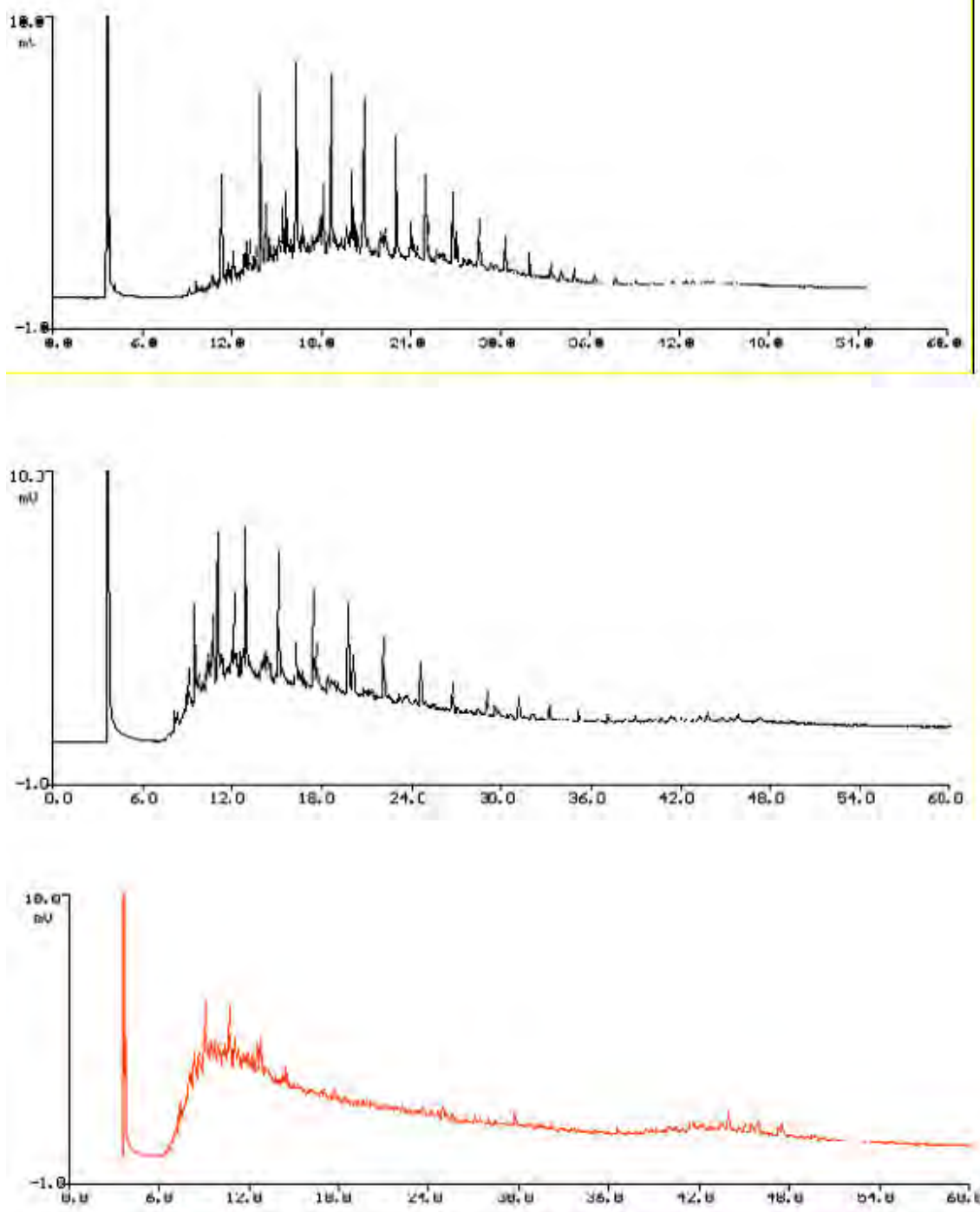


Figura 3. Perfiles cromatográficos de la fracción saturada de varios petróleos del Yacimiento.

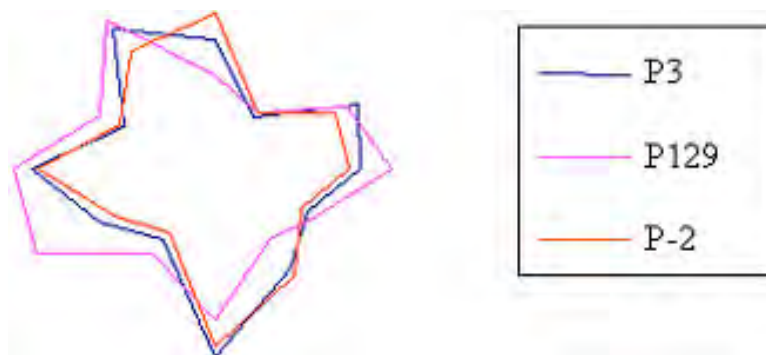


Fig. 4. Diagrama de estrellas correspondiente a los petróleos de Toba Fina. Bloques I, III y VII.

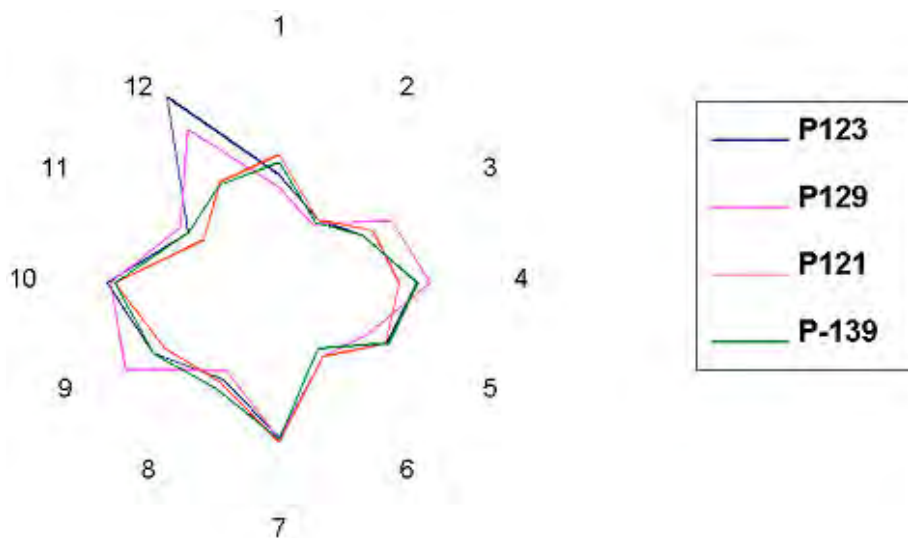


Fig. 5. Diagrama de estrellas correspondiente a los petróleos de Toba Gruesa. Bloques II, IV y VI.

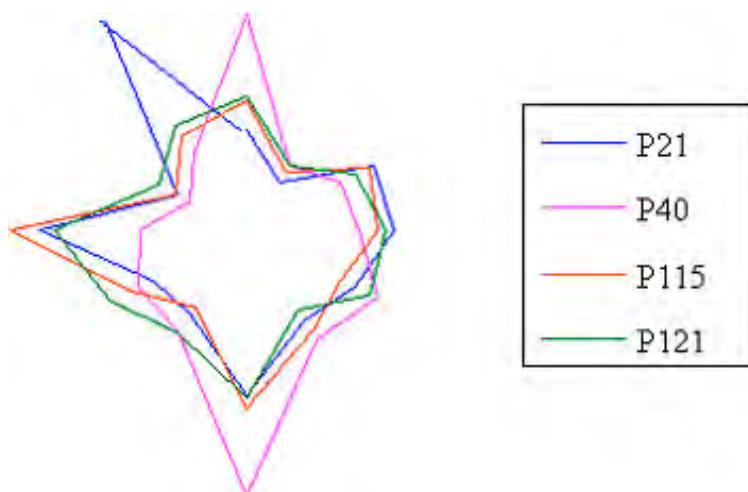


Fig. 6. Diagrama de estrellas correspondiente a los petróleos de Toba Fina, Toba Gruesa y Efusivo. Bloques I, II y V.



## COMPARACIÓN DE ESTRUCTURAS DE LA UTE PLACETAS EN SUPERFICIE Y EL SUBSUELO, SU APLICACIÓN EN LA ACTIVIDAD PETROLERA.

**Orelvis Delgado López<sup>(1)</sup>, Juan Guillermo López Rivera<sup>(1)</sup>, Carlos Sosa Meisoso<sup>(1)</sup>, Osvaldo López Corzo<sup>(1)</sup>, Omar Rodríguez Bóveda<sup>(1)</sup>.**

<sup>(1)</sup> Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington 169, Habana, 12000 .  
Ciudad de La Habana, Cuba. e-mail: delgado@ceinpet.inf.cu

### **RESUMEN.**

En este trabajo se comparan dos estructuras de la UTE Placetas aflorantes en Cuba Central, con las presentes en los yacimientos Boca de Jaruco, Varadero y Puerto Escondido. Se partió de los datos estructurales existentes de estos yacimientos, que indican que existen dos tipos fundamentales de estos: tipo Varadero- Puerto Escondido y tipo Boca de Jaruco; analizando los resultados obtenidos por los autores en campañas de campo realizadas en ambas áreas y comparandolas con los datos del subsuelo se obtuvo que: tanto las estructuras de superficie como las del subsuelo se caracterizan por tres mantos diferentes: Manto Tectónico Zaza, Manto Tectónico de las Fms Santa Teresa y Carmita y Manto Tectónico del Grupo Veloz; que el área Fidencia está conformada por una antiforma constituida por dos pliegues anticlinales de 0.7- 0.9 Km de ancho por 3.5- 4.0 de longitud asemejándose estructuralmente al modelo de yacimiento tipo Varadero- Puerto Escondido; mientras el área Loma Bonachea se asemeja mas al modelo de yacimiento tipo Boca de Jaruco por estar conformada por mantos tectónicos dispuestos abruptamente con depósitos sinorogénicos entre ellos, las dimensiones de los pliegues son de 0.3- 0.7 Km de ancho por 2.2- 3.3 Km de longitud.

La posibilidad de mapear pliegues y estructuras asociadas a la UTE Placetas similares pos sus características a los principales yacimientos cubanos, puede ayudar a la disminución de los riesgos del proceso de exploración y al mejoramiento de los modelos existentes de nuestros yacimientos.

### **ABSTRACT.**

In this paper two structures belonging to the Placetas Tectonostratigraphic Unit (TSU) outcropping in Central Cuba and those from Boca de Jaruco, Varadero and Puerto Escondido Oil Fields are compared. Structural data from these oil fields were used, suggesting the presence of two main structural types: Varadero- Puerto Escondido and Boca de Jaruco. Some detailed field-work was done and compared with the subsurface information. As a result both surface and the subsurface structures include three different sheets: Zaza Tectonic Sheet, Santa Teresa- Carmita Tectonic Sheet and Veloz Tectonic Sheet; Fidencia structure was also formed by two anticline folds about 0.7- 0.9 km wide and 3.5- 4.0 km length, it appears to have similar structural character to Varadero- Puerto Escondido Oil Field. Loma Bonachea structure and Boca de Jaruco Oil Field are similar, both are represented by carbonate sheets with syntectonic orogenic sediments; in surface the folds reach 0.3- 0.7 km wide and 2.2- 3.3 km length.

Mapping structures related to the Placetas TSU with similar patterns to those encountered in cuban oils fields, would be important to decrease the risk in this complex oil exploration, and for improving the current models.

### **INTRODUCCIÓN.**

El presente trabajo se realiza por primera vez en nuestro país, y constituye un primer paso en el esfuerzo para dar respuesta a 3 cuestiones fundamentales relacionadas con el descubrimiento y desarrollo de yacimientos de petróleo y gas asociados a los sedimentos del Jurásico Superior- Cretácico en nuestro subsuelo:

1. ¿Podría utilizarse el método de geología de superficie para la ubicación de pozos exploratorios dirigidos a determinados objetivos, en aquellos lugares donde sea imposible utilizar el método de sismica de reflexión?.
2. ¿Podría utilizarse el método de levantamiento geológico- estructural para ayudar a interpretar, con efectividad, los datos sísmicos?.
3. ¿En cuanto se asemeja la estructura de nuestros principales yacimientos a lo mapeado en superficie?. ¿Podrían los datos de geología de superficie mejorar los modelos existentes de nuestros yacimientos?.

La respuesta a estas expectativas planteadas es de mucha importancia y de variada aplicación en la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos. Por supuesto que para poder responder las interrogantes señaladas, no son suficientes los resultados obtenidos hasta ahora. No obstante, como veremos más adelante las conclusiones preliminares desarrolladas, permiten arrojar cierta luz al respecto.

La idea principal que sirvió de base a esta investigación, consideró la necesidad de tomar áreas (estructuras) patrones “conocidas” en superficie, realizar estudios geólogo- estructurales detallados en las mismas para su conformación y confirmación; y comparar los resultados con las estructuras determinadas por pozos en los yacimientos Boca de Jaruco, Varadero y Puerto Escondido haciendo el énfasis fundamental en la estructura del Grupo Veloz.

De acuerdo a la información disponible y por sus características, se eligió, realizar los trabajos de geología de superficie en dos áreas de Cuba Central en la provincia de Villa Clara (Fidencia y Loma Bonachea; fig.1), donde afloran estructuras asociadas a la UTE Placetas.

#### **Antecedentes y Generalidades.**

Es conocido que los trabajos de geología de superficie son utilizados ampliamente en la exploración de petróleo y gas en el mundo, llegando a ser incluso el método principal para la exploración de yacimientos en algunos momentos del desarrollo de dicha exploración. Al mismo tiempo es el método más barato de los existentes, para los fines descritos.

En Cuba se han hecho numerosos trabajos de geología de superficie, enfocados tanto a fines técnicos de cartografía geológica, como dirigidos a la prospección de algún mineral útil. La situación actual en nuestro país es que aunque la totalidad del territorio nacional esta cartografiada (después de 1959) desde escalas pequeñas (1: 1000000 – 1: 250 000) hasta escalas grandes (1: 50 000 – 1: 10 000), los mapas confeccionados en un por ciento importante no refleja debidamente los aspectos fundamentales para la exploración petrolera. Por eso es necesario remitirse frecuentemente a trabajos antiguos realizados por diferentes geólogos petroleros, principalmente norteamericanos, por tener los mismos un enfoque petrolero, aunque su base geológica y escalas no sean necesariamente adecuadas, analizadas al grado de conocimiento logrado hoy en día.

Estudios satisfactorios de la estructura geológica de pliegues anticlinales locales, asociados a las rocas Jurásico Superior- Cretácico del margen continental en Cuba solo fue posible por el desarrollo que alcanzó la perforación de pozos profundos en los límites de los yacimientos de Boca de Jaruco y Varadero, en los últimos 20 años.

Investigaciones que relacionen los resultados alcanzados en el mapeo de las estructuras anticlinales locales mencionadas anteriormente por geología de superficie y por perforación se hacen por primera vez en el marco del presente trabajo. Al mismo tiempo no existe un estudio al nivel de país que generalice los resultados alcanzados en la ubicación de pozos para la prospección petrolera por datos de geología de superficie.



**Fig. 1. Esquema de ubicación de las áreas de trabajo.**

### **Objetivos.**

Los objetivos fundamentales a alcanzar en la investigación realizada son:

- ♦ La elaboración y desarrollo de criterios para el aumento de la efectividad del proceso de exploración de yacimientos de hidrocarburos asociados a los sedimentos del Grupo Veloz de la UTE Placetes, mediante la atenuación de los riesgos geológico- técnicos de dicho proceso.
- ♦ Desarrollo de un criterio para el mejoramiento de los modelos de los yacimientos asociados al Grupo Veloz, por medio de su comparación con estructuras análogas en superficie.

### **Metodología de Trabajo.**

La metodología de trabajo utilizada se resume en lo siguiente:

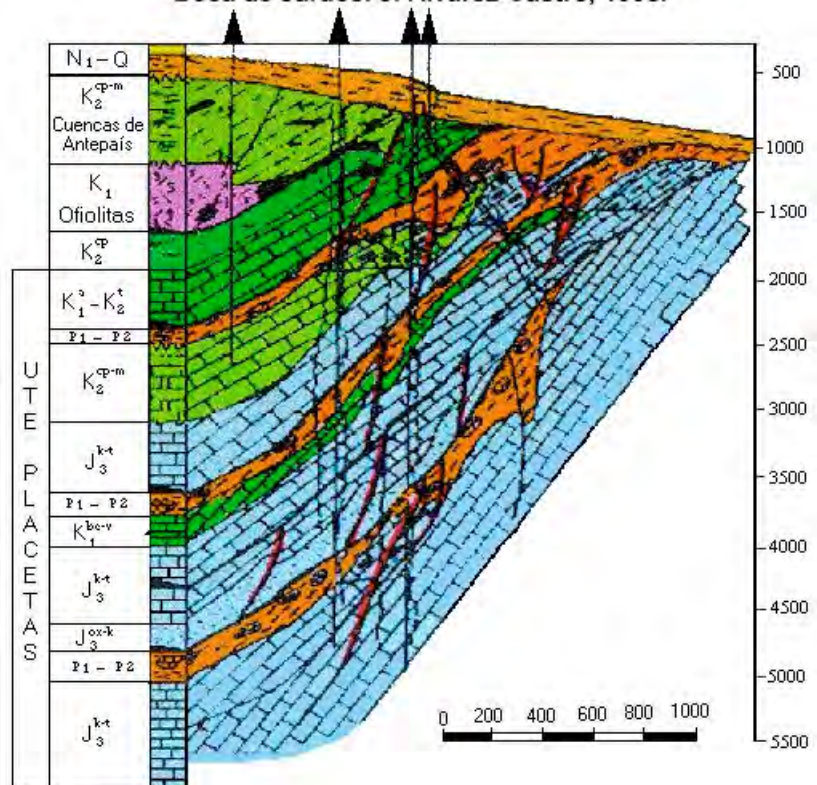
- Estudio de los trabajos de geología de superficie a diferentes escalas, ejecutados anteriormente en las áreas de Fidencia y Loma Bonachea.

- Estudio y análisis de los trabajos existentes sobre constitución geológica de los yacimientos Boca de Jaruco, Varadero y Puerto Escondido.
- Preparación y ejecución de dos campañas de campo de levantamiento geólogo-estructural en las áreas Fidencia y Loma Bonachea.
- Análisis y elaboración de los datos e informaciones obtenidos en los levantamientos geólogo- estructural. Confección de diferentes mapas y gráficos de las campañas de campo. Determinaciones de los resultados más importantes de las mismas.
- Comparación e integración de los datos e informaciones resultante de los trabajos de geología de superficie y de los yacimientos Boca de Jaruco, Varadero y Puerto Escondido. Análisis de los resultados obtenidos, síntesis de los mismos.
- Elaboración de las principales conclusiones obtenidas.

### ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA GEOLOGICA DE LOS YACIMIENTOS BOCA DE JARUCO, VARADERO Y PUERTO ESCONDIDO.

Como punto de partida para poder determinar la relación entre las estructuras del subsuelo y de la superficie, se describirá de forma práctica y concisa la estructura geológica de nuestros yacimientos asociados a secuencias de la UTE Placetas (Varadero y Boca de Jaruco), así también, haremos alusión al Yacimiento Puerto Escondido, donde se ha obtenido un gran cúmulo de información en los últimos tiempos. La descripción de los elementos estructurales se ilustra para cada yacimiento mediante un mapa estructural y una sección geológica. Se tomarán en consideración las características y dimensiones de los pliegues (ancho, largo y zona de bóveda), tipos de fallas, relación entre las fallas, relación entre las escamas, tipos de rampa y su morfología, especialmente de las estructuras

**Fig. 2. Sección geológica esquemática del Yacimiento Boca de Jaruco. J. Alvarez-Castro, 1993.**





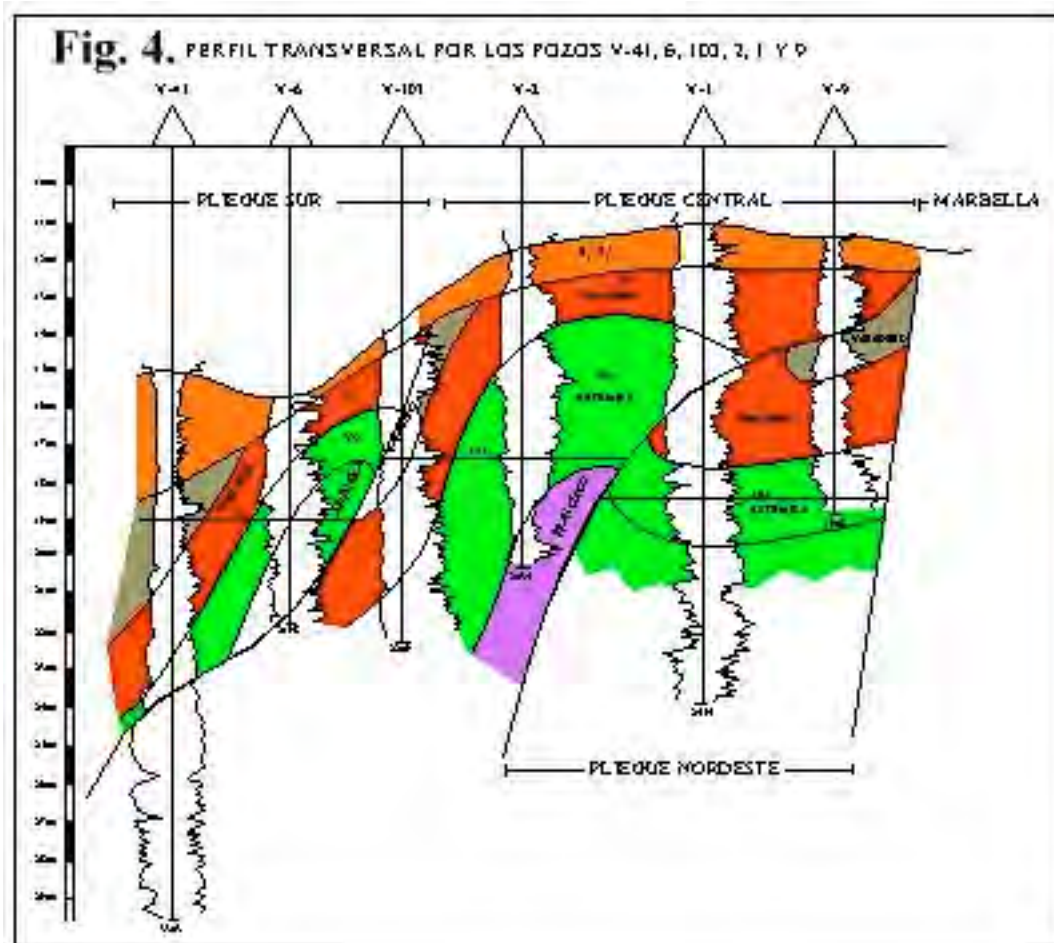
pertenecientes al manto de las secuencias del Grupo Veloz (Jurásico Superior- Cretácico Inferior Neocomiano).

### Yacimiento Boca de Jaruco.

El Yacimiento Boca de Jaruco está ubicado a 30 Km al este de Ciudad de la Habana, tomando el nombre del poblado homónimo en la costa norte de la provincia de La Habana, lugar donde se localiza.

En la constitución geológica del área toman parte (figura 2) depósitos carbonatados y carbonatado-terrágenos del Eoceno Medio al Cuaternario, de yacencia tranquila que recubren discordantemente a un apilamiento tectónico, conformado por tres mantos tectónicos diferentes: el primero que ocupa la posición estructural más alta y ubicado espacialmente al sur está compuesto por secuencias ofiolíticas, el segundo que se ubica en la posición intermedia se compone por los depósitos del Cretácico Medio de la UTE Placetas, mientras el inferior y más importante lo representan los sedimentos del Grupo Veloz, en el cual se enfoca nuestro análisis.

Como se puede apreciar en la figura 2 los mantos tectónicos se disponen abruptamente y tienden a levantarse hacia el norte, donde aparece el Grupo Veloz en una posición estructural favorable. Es de





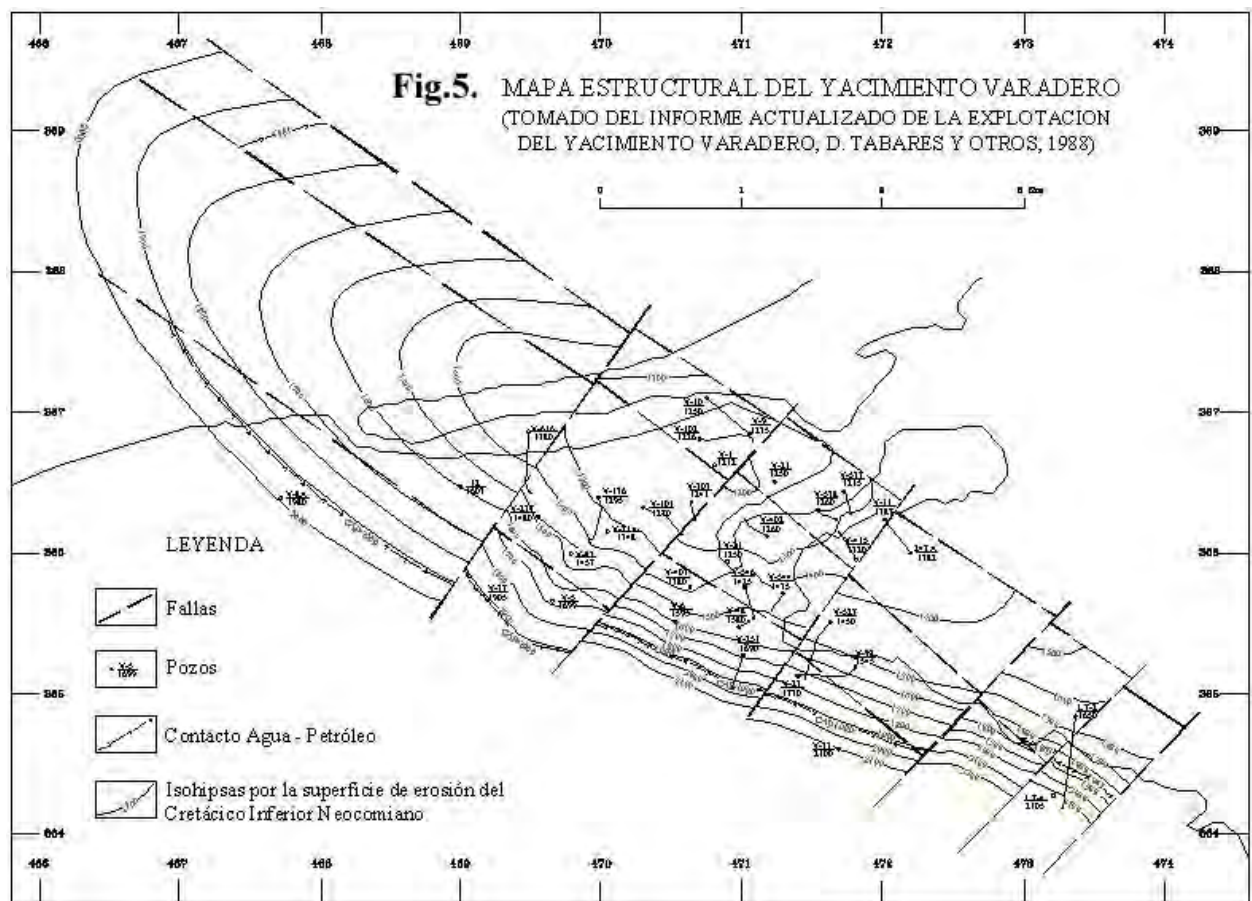
particular importancia que cada uno de estos mantos están separados por las capas olistostrómicas-arcillosas de la Fm. Vega Alta, que constituye el sello regional de la UTE Placetas.

Las rocas del Grupo Veloz forman un pliegue anticlinal de rampa como se puede observar en el mapa por su superficie de erosión (ver figura 3), donde el eje posee una dirección E-W coincidiendo con la morfología de las rampas frontales. Las dimensiones del mismo por la zona axial es de 9.5 Km con un ancho que varía entre 0.6 y 1.2 Km, mientras la zona de bóveda posee hasta 3 Km de largo y 0.4 Km de ancho. Los mantos están afectados por un sistema de fallas transcurrentes de dirección SW- NE que los divide en bloques hidrodinámicamente independientes.

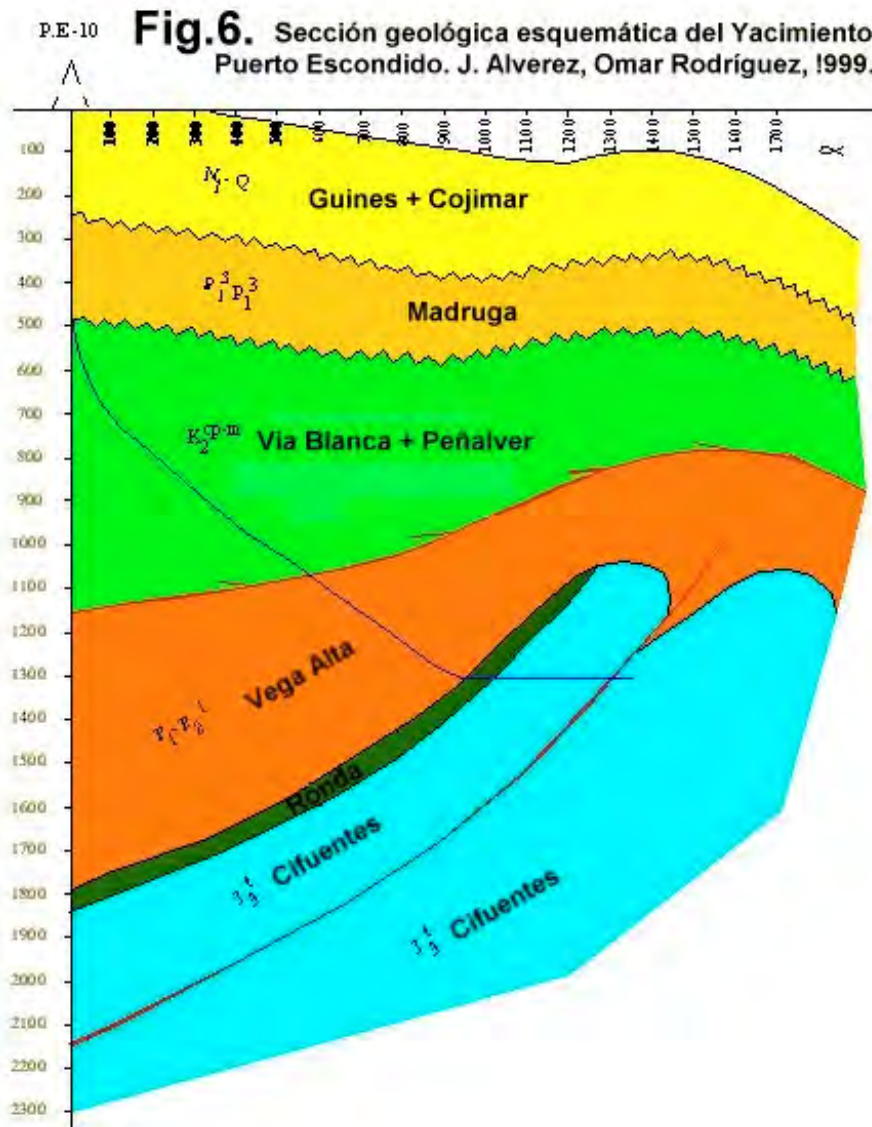
### Yacimiento Varadero.

El yacimiento Varadero se ubica en la costa norte de la provincia de Matanzas en Cuba occidental, situado en el municipio Varadero específicamente a 35 Km al este de la Ciudad de Matanzas.

La constitución geológica general del área donde está enclavado el yacimiento Varadero es bastante parecida a la de Boca de Jaruco, con la diferencia de que en Varadero están ausentes las secuencias del manto ofiolítico que aparece en la posición más sureña de Boca de Jaruco.



El yacimiento Varadero en sí está asociado a una antiforma, conformada por tres pliegues anticlinales diferentes (sur, central y norte) entrampados contra fallas inversas como se observa en la figura 4, en los que toman parte sedimentos carbonatados del Jurásico Superior y el Cretácico Inferior Neocomiano, recubiertos discordantemente por secuencias arcillosas de edad Paleoceno Superior-Eoceno Inferior de la Fm. Vega Alta. De acuerdo a la figura de referencia los pliegues anticlinales están dispuestos en una posición no tan abrupta como en Boca de Jaruco.



La estructura (antiforma) de Varadero tiene una longitud de hasta 10 Km de largo y un ancho que alcanza los 2.5 Km, en tanto el ancho de los pliegues que lo conforman varían entre 0.7 y 1 Km (fig. 5). Al igual que en la costa norte, esta estructura está afectada por un sistema de fallas rumbo deslizantes de dirección noreste, que en este caso no separan hidrodinámicamente los bloques formados.

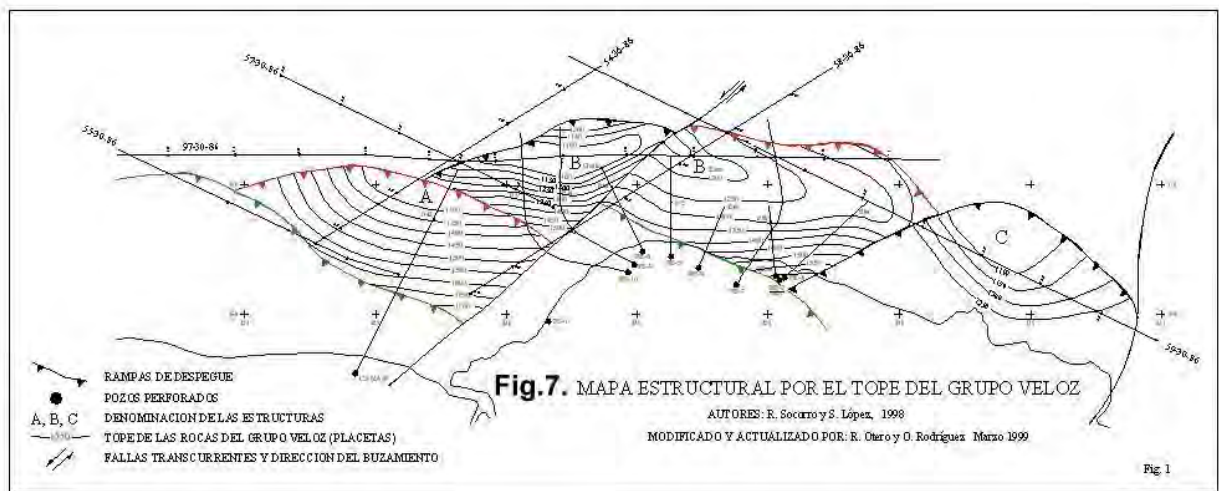


### **Puerto Escondido.**

El Yacimiento Puerto Escondido se encuentra en la costa norte de Cuba a 60 Km al este de la Ciudad de la Habana, el mismo ha tenido un auge vertiginoso en los últimos tiempos a partir de los favorables resultados proporcionados por la utilización de la perforación horizontal para su desarrollo.

El área se caracteriza geológicamente por poseer en la parte superior los sedimentos pertenecientes a cuencas postorogénicas, infrayaciendo discordantemente los mismos se encuentran dispuestos tectónicamente los mantos superpuestos de la UTE Placetas. Hasta la actualidad se han determinado dos escamas del Grupo Veloz (figura 6) separados por una falla inversa, que al igual que en Varadero, no contiene los sedimentos arcillosos de la Fm Vega Alta.

A partir del mapa estructural por la superficie de erosión del tope del Grupo Veloz (figura 7) se aprecia la configuración espacial del pliegue anticlinal que forman estas secuencias, el eje del mismo posee una dirección sublatitudinal. Puede alcanzar una longitud de hasta 6 Km por 1 Km de ancho y la zona de bóveda posee 2.5 Km por 500 m de ancho. Al igual que en los otros yacimientos descritos anteriormente,



esta estructura está afectada por una falla transcurrente, en este caso parece estar abierta.

### **Consideraciones.**

Después de realizada esta breve descripción de la constitución geológica de los principales yacimientos cubanos se puede ver que las secuencias del Grupo Veloz forman pliegues anticlinales entrampados contra fallas inversas (anticlinales de rampa) en varias generaciones y rumbo sublatitudinal, las principales consideraciones que podemos citar de su análisis son:

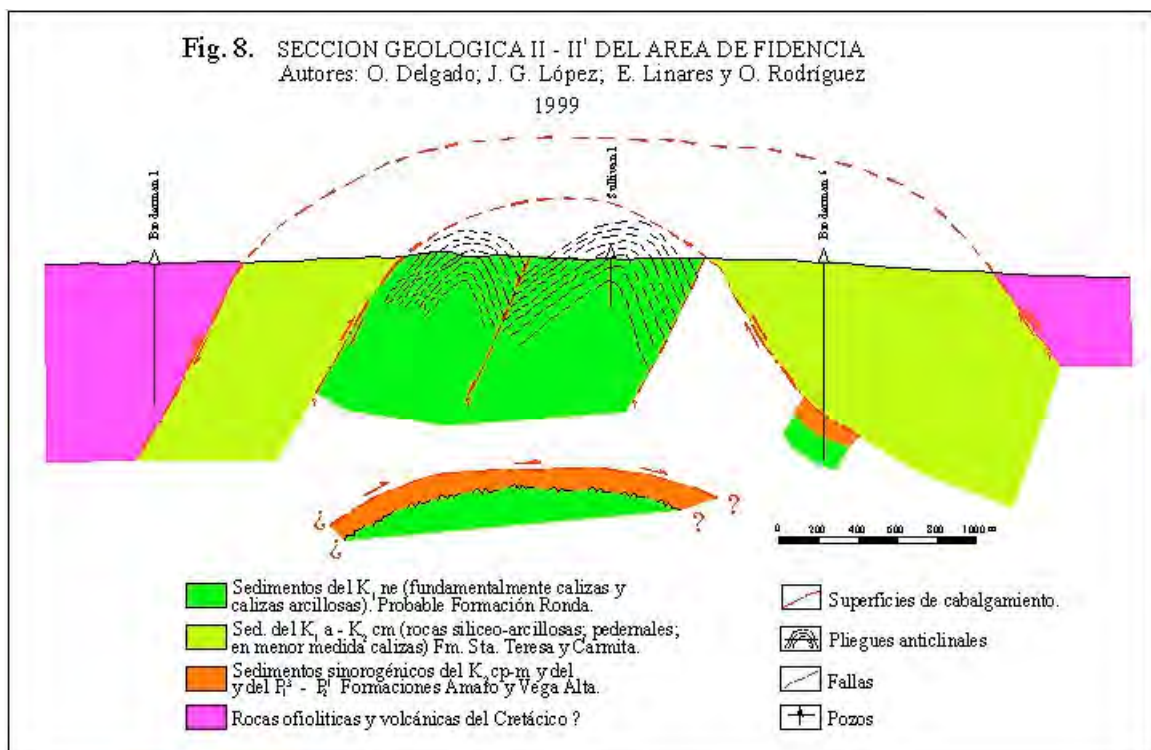
- Desde el punto de vista estructural existen dos modelos diferentes de yacimientos; el primero (Tipo Varadero-Puerto Escondido) se caracteriza por estar conformados por una antiforma en la que se destacan diferentes pliegues anticlinales, separados por fallas inversas y el segundo (Tipo Boca de

Jaruco) que se manifiesta en forma de mantos tectónicos dispuestos abruptamente y con depósitos arcillosos del Paleogeno entre ellos.

- Las dimensiones de los pliegues individuales presentes en los tres yacimientos van desde 5 hasta 10 Km por la zona axial de los pliegues, mientras el ancho varía entre 0.6 y 1.2 km.
- Los anticlinales están afectados por sistemas de fallas transcurrentes SW- NE. No existe una generalización para todos los yacimientos en cuanto al carácter de estas fallas.

### **PRINCIPALES RESULTADOS ALCANZADOS EN LA CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA.**

Como se mencionó anteriormente el énfasis fundamental de los trabajos de cartografía geológica, considerando los fines del presente trabajo, estuvieron enfocados hacia las secuencias del Grupo Veloz, por lo que en los resultados que se muestran las otras series de Placetas y el Terreno Zaza están menos



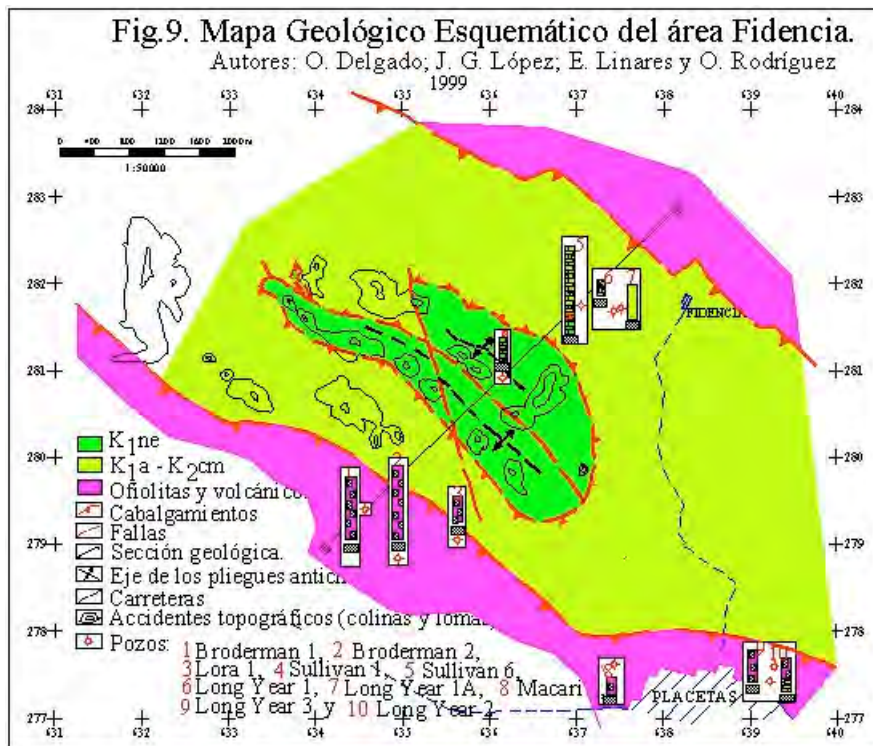
tratadas. La descripción de los elementos estructurales de cada área son representados mediante un mapa geológico- estructural y una sección geológica.

### **Área Fidencia.**

Los principales resultados sobre la geología del área de Fidencia y la estructura homónima se reflejan en las figuras 8 y 9 entre las que, a la luz del grado de conocimiento y concepciones actuales, merecen destacarse las siguientes:

- El área de Fidencia se destaca como una especie de ventana tectónica de mantos tectónicos del Cretácico "Medio" y del Cretácico Inferior Neocomiano de rocas del margen continental, entre mantos del Terreno Zaza (aunque no es completamente evidente la presencia de sedimentos sinorogénicos que separen los citados cabalgamientos).

- La “estructura” de Fidencia como tal, es al parecer, una ventana tectónica de rocas carbonatadas del Cretácico Inferior Neocomiano (Formación Ronda), entre mantos tectónicos del “Cretácico Medio” (formaciones Santa Teresa y Carmita). Es de destacar que solo en algunos casos se logró encontrar lugares donde ambos mantos están separados por depósitos sinorogénico del Campaniano – Maestrichtiano y de la formación Vega Alta, esta última en menor medida (esta situación puede estar creada por el nivel de erosión que presentan las rocas de Placetas pertenecientes al manto de Veloz, en la meseta central del área).
- El núcleo de la ventana tectónica representada por las secuencias de el Grupo Veloz, está conformada por dos pliegues anticlinales, separados por una falla inversa, debiendo destacarse de los mismos lo siguiente:

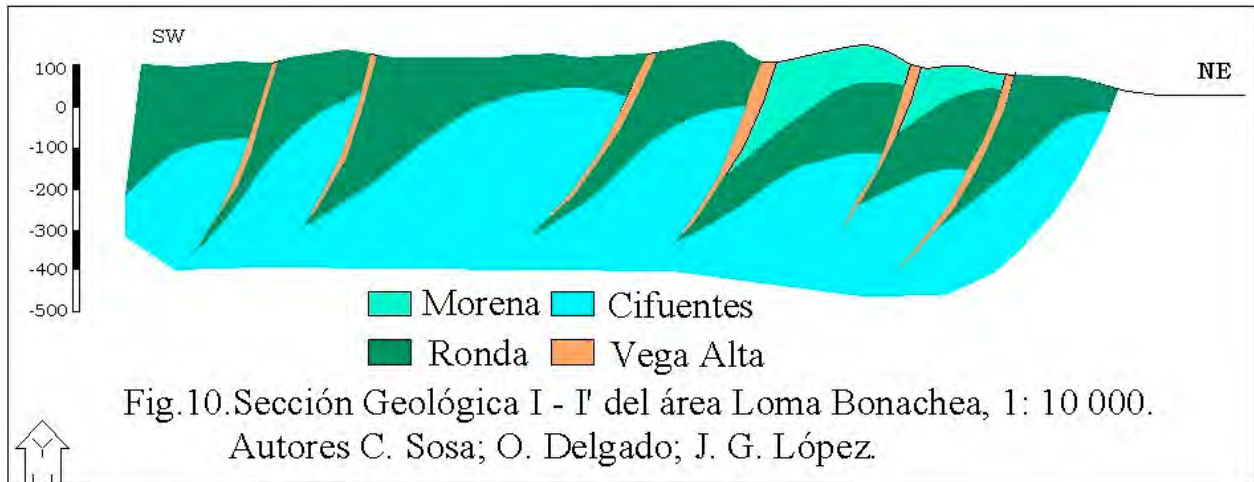


- El pliegue sur, con el rumbo cubano, tiene una longitud de 4.5 km y 0.7 km de ancho, estando expresado geomorfológicamente por una cadena de colinas (ver fig. 10), con su zona axial definida solo parcialmente en su porción oriental. La morfología de este pliegue aparece en las figura 9 y 10, como se observa el mismo se caracteriza por estar muy comprimido, no excluyéndose que en algunas partes su flanco norte esté invertido.

- El Pliegue

norte está enmascarado en su porción noroccidental por los mantos de la formación Santa Teresa, por lo que su longitud alcanza solo 3.0 km en tanto su ancho llega hasta los 0.8 – 0.9 km.

- La estructura Fidencia está afectada por una falla transcurrente dextral con rumbo SE- NW, que desplaza el eje de los pliegues unos 280 metros.



### **Área Loma Bonachea.**

Las figuras 10 y 11 muestran los resultados alcanzados en la geología del área Loma Bonachea, donde los aspectos fundamentales son:

- ❑ El área de Loma Bonachea es una ventana tectónica de secuencias sedimentarias del margen continental y su sinorogénico asociado entre rocas ofiolíticas y volcánicas del Terreno Zaza.
- ❑ Desde el punto de vista estructural el área está afectada por un sistema de fallas transcurrentes de dirección SW- NE y SE- NW que complican el paisaje geológico de la zona, dividiéndola en diferentes fajas plegadas con características particulares cada una de ellas.
- ❑ La faja más oriental se encuentra mucho más tectonizada que las restantes (ver fig. 10 y 11).
- ❑ Las dimensiones de los pliegues escamas en el área varían entre 0.6- 1.3 Km. de longitud por 0.3- 0.7 Km. de ancho.

### **COMPARACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS POR DATOS DE CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA Y POR DATOS DEL SUBSUELO.**

Analizadas las características geólogo-estructurales de las estructuras locales asociadas al Grupo Veloz de la UTE Placetas, tanto en el subsuelo (yacimientos de Varadero, Puerto Escondido y Boca de Jaruco), como en superficie (estructuras Fidencia y Loma Bonachea). A continuación se establece la comparación de las estructuras resultantes en ambos casos, las que se pueden resumir en lo siguiente.

- 1) Las características geólogo estructurales generales establecidas por datos de superficie y de subsuelo son semejantes. Así tanto en una como en otra situación están presentes 3 niveles de mantos tectónicos:
  - a) Manto tectónico Zaza.
  - b) Manto tectónico del Cretácico de la UTE Placetas (formaciones Santa Teresa y Carmita).
  - c) Manto Tectónico del Jurásico Superior- Cretácico Inferior (Grupo Veloz).



Estando los mismos en la misma posición en la columna geológica. No obstante a lo señalado, las estructuras en superficie tiene un nivel de erosión tal, que ha provocado la erosión total o parcial del manto de Zaza, la erosión total o parcial de los mantos del Cretácico medio; la erosión parcial del manto del Grupo Veloz y una erosión en forma casi total de su complejo orogénico asociado en el caso de la estructura Fidencia.

- 2) Por las características de la estructura de Fidencia (Grupo Veloz), con la presencia establecida de, al menos dos pliegues separados por una falla inversa, la misma se asemeja más al modelo de estructura del yacimiento de Varadero, en tanto la morfología de los pliegues es, al parecer algo diferente (aunque no se tienen todos los datos para validar esta conclusión).
- 3) Las dimensiones de la estructura de Fidencia (al día de hoy) parecen ser más pequeñas que las establecidas para Varadero y mayores que para Boca de Jaruco, debiendo aclararse que los pliegues que la conforman son de similares magnitudes.
- 4) La estructura de Loma Bonachea, constituida por pliegues escamas de ángulos abruptos y desarrollo de secuencias sinorogénicas entre ellos, se asemeja más al modelo de estructura del yacimiento Boca de Jaruco.
- 5) Las dimensiones de los pliegues de Loma Bonachea son semejantes a los de la zona de bóveda del yacimiento Boca de Jaruco.
- 6) Las estructuras analizadas tanto en superficie como en el subsuelo están afectadas por un sistema de fallas transcurrentes con rumbo SE- NW y SW- NE, con movimientos relativos variables.

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Es difícil que en las complejas condiciones geológicas de Cuba, la utilización del método de cartografía geológica por sí solo, resuelva la tarea de ubicar pozos exploratorios; sin embargo el uso adecuado de la geología de superficie puede constituir una fuente confiable de datos e informaciones para la ubicación directa de pozos exploratorios en determinadas condiciones. Al mismo tiempo, el análisis de

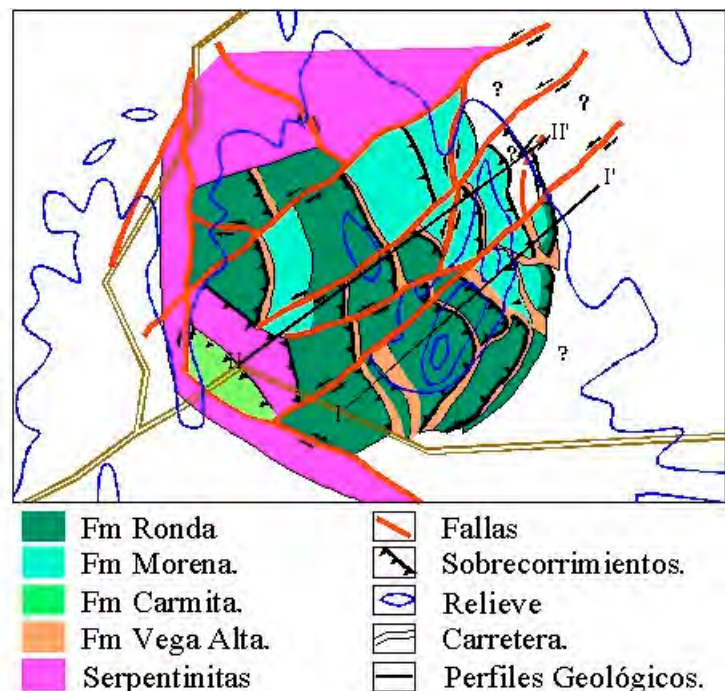


Fig. III.2.4.1 Mapa Geólogo- Tectónico del área, escala 1: 10 000.



solo dos caso, no es suficiente para definir el grado de resolución de un método.

- 1 El trabajo de cartografía geológica a escalas grandes, con un enfoque geólogo - estructural petrolero, tiene grandes posibilidades de ayudar a interpretar la sísmica con efectividad y atenuar de esa forma el nivel de riesgo en la ubicación de pozos exploratorios.
- 2 La practica de los trabajos de cartografía geológica ejecutados, demuestran que las características de los pliegues individuales del Grupo Veloz en superficie y en el subsuelo son semejantes. En el caso particular de este trabajo se pudo determinar que la estructura Fidencia se asemeja más al modelo de la estructura Varadero, en tanto la presente en Loma Bonachea es más compatible con el modelo de Boca de Jaruco.
- 3 El objetivo de elaborar y desarrollar criterios para el aumento de la efectividad del proceso de exploración de yacimientos en el Grupo Veloz, ha sido cumplido, aunque estos son solo dos caso y un primer paso en dicho empeño.
- 4 El tipo de investigación realizada se debe continuar en el futuro, después de lo cual deberá realizarse un análisis de factibilidad de desarrollar tal tipo de trabajo para toda la zona de interés aflorada del margen continental en Cuba Central.

## **BIBLIOGRAFIA**

- 1) Truit, P; Pardo,G; 1953 Geologic Memorandum PT-21. Geology of Santa Clara-Calabazar-Camajuaní-Placetas Area, ONRM, Inédito.
- 2) Truit, P; Bronniman, P. 1956 Geologic Memorandum PT-49. Revisión of the Gulf Interpretation of the Structure and Structural History of Central Cuba, ONRM, Inédito.
- 3) Pardo, G; 1954. Geological Exploration of the Province Las Villas. ONRM. Inédito.
- 4) Ducloz, Ch; 1958. Generalized geological map, central and northern Las Villas Province, Cuba. Texaco Petroleum Company ONRM. Inédito.
- 5) Pardo, G; 1954. Regional Geologic map of Cuba, sheet 11(D) Cuban Gulf Oil Co, ONRM. Inédito.
- 6) Kantchev, I. L.; Boyanov, Y.; Popov,N.; Cabrera, R.,1978 Geología de la provincia de Las Villas. Resultado de las investigaciones geológicas y levantamiento geológico a escala 1: 250 000, realizado durante el período 1969-1975. Brigada Cubano- Búlgara. Instituto de Geología y Paleontología. Academia de Ciencias de Cuba. ONRM. MINBAS, La Habana. Inédito.
- 7) Linares, E. 1985. Mapa Geológico de la República de Cuba, escala 1: 500 000. Fabrica Cartográfica Industril de Investigaciones Científico- Geológicas " A. Karpinsky, Leningrado.
- 8) Vazquez, C. et al, 1993. Levantamiento Geológico 1: 500 000 y Búsqueda, Norte Las Villas III. ONRM. Inédito.
- 9) Catálogo Nacional de pozos. Provincia Las Villas, Archivo CEINPET.
- 10) Linares, E.; Cruz, R.; Rodríguez Y.; 1989 Informe Geológico de la Región Placetas-Jarahueca. Archivo CEINPET. Inédito.
- 11) Palmer, R. M.; 1030 Geological Report, Santa Clara Province Cuba-Northern. ONRM. Inédito.
- 12) Hatten, Ch. y otros, 1987 Tectonostratigraphic Units of Central Cuba. Transactions of the 11 the Caribbean Geol. Conf. Cient. "Leslie Barker de Barbados.
- 13) Echevarria, G. et al; 1994. Caracterización del Bloque 13, Chambas-Camajuaní. Archivo CEINPET. Inédito.
- 14) Echevarria, G. et al; 1994. Evaluación del potencial de exploración de los Bloques 11 y 12. Archivo CEINPET. Inédito.
- 15) Mérida, M. et al. 1998. Recuperación Mejorada de Petróleo del Yacimiento Boca de Jaruco, Caracterización del reservorio. Archivo CEINPET. Inédito.

- 16) Marujniak N. I. Et al. Esquema tecnológico de explotación industrial del Yacimiento Boca de Jaruco (República de Cuba). Tomo 1 Características geológicas del yacimiento y evaluación de las reservas de petróleo y gas UCRGUIPRONIINEFT; Kiev, 1986. Archivo CEINPET. Inédito.
- 17) Tavares, David. Et al, 1988. Informe para la actualización de la explotación del Yacimiento Varadero 1985-1987. EPEP Centro. Inédito.
- 18) Informe Anual de Explotación 1997. Yacimiento Varadero. EPEP Centro. Inédito.
- 19) Mc Clay K. R. 1992. The Mapping of Geological Structures. Geological Society of Londres Handbook. Handbook Series Editor – Kerth Cox.
- 20) Valladares S, et al. 1996 Reservorios Carbonatados de la UTE Remedios, Cayo Coco, columna dos, Camajuaní, Placetas. Etapa 1, 2, 3, 4 y 6 del Proyecto Reservorios Carbonatados de Cuba. Archivo CEINPET. Inédito.
- 21) Tenreyro R.; Cruz R.; 1997 Neotectónica y Tectónica post-orogénica del Archipiélago Cubano. Asbestos relacionados con el Potencial de Hidrocarburos. Archivo CEINPET. Inédito.
- 22) Tenreyro, R., J.G. López, G. Echevarría, J. Alvarez, J.R. Sánchez. (1994): Geologic Evolution and structural geology of Cuba. Abstracts, AAPG Annual Meeting, 12-15 June, Denver, Colorado.





## VARIACIÓN DE LA COMPOSICIÓN QUÍMICA EN LAS AGUAS DE CAPAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS DURANTE EL PROCESO DE EXPLOTACIÓN. SU IMPORTANCIA.

**ARIEL DIAZ<sup>(1)</sup>, LORENZA MEJIAS<sup>(2)</sup>, LUISA DIAZ<sup>(3)</sup>**

(1) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct  
[arield@ceinpet.inf.cu](mailto:arield@ceinpet.inf.cu)

(2) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct  
[lorenza@ceinpet.inf.cu](mailto:lorenza@ceinpet.inf.cu)

(3) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct  
[luisa@ceinpet.inf.cu](mailto:luisa@ceinpet.inf.cu)

### RESUMEN

Durante la explotación de los yacimientos de petróleo y gas puede ocurrir la variación de la mineralización y microcomponentes de las aguas de capas, al crearse el movimiento hacia las zonas antes ocupadas por el petróleo y gas que fueron extraídos, por lo que un estudio de este tipo nos permite resolver algunas tareas en el proceso productivo.

A partir de una base de datos de análisis de muestras de aguas de capas productivas existente en nuestro centro, son identificadas, agrupadas y ordenadas las mismas en el contexto geólogo-productivo basados en criterios de semejanzas afines utilizando un sistema de reconocimientos de patrones con la ayuda de software SACAN, el análisis de cluster, etc., se realiza el estudio de la variación de la composición química en el transcurso de la explotación del yacimiento. En el trabajo se muestran ejemplos existentes de irregularidad; casos con aumento y disminución de la salinidad, característicos para las estructuras alrededor de las cuales se formaron zonas estancadas de salinidad alta, que pueden alterarse con el proceso de penetración o reflujo de otras zonas o capas de menor o mayor salinidad, que comienzan a interactuar, lo que provoca la reducción en unos casos y el aumento en otros. El trabajo demostró la importancia de realizar estos estudios para prevenir o contrarrestar problemas que puedan surgir en el proceso de explotación de los yacimientos petrolíferos.

### ABSTRACT

During oil and gas field exploitation may occurs the mineralogical and microcomponent variation of the reservoir waters, owing to the fact that the waters take places of oil and gas, which were produced by the well. For that reason, if we consider the study of this effect, we can resolve many problems in the oil production process.

Aster reservoir water data base, mad in our center, we identify get into groups and ordered the tested samples by its similarity. With this information we carry out the variation study of chemical composition during reservoir exploitation. For this we used a potion recognition system complemented with SACAN software and Cluster Analysis.

In this paper we show actual examples of irregularities cases increase and decrease water salinity this occurs because of around the structure exit stagnant zones with high salinity, and they can interact with another, different salinity zones or horizons and then we obtain, in some cases, a salinity decline and in another an increase. The paper demonstrated the necessity of realizing these studies to avoid or to oppose any problem in the reservoir exploitation.



## INTRODUCCION

Durante el proceso de explotación de los yacimientos de petróleo y gas puede ocurrir la variación de la mineralización, la composición iónica general y microcomponentes de las aguas de capas, así como también de la concentración de materia orgánica disuelta y la radioactividad al crearse el movimiento hacia las zonas antes ocupadas por el petróleo y gas que fueron extraídos, por lo que el análisis de la posible variación de estos componentes permite resolver algunas tareas sobre el movimiento de los fluidos en las capas, determinar la velocidad de flujo de los fluidos, la interacción entre pozos y la existencia o no de reflujos entre capas. En el proceso de explotación son posibles cuatro casos de variación con el tiempo de extracción de los líquidos por los pozos [4,5,6]: 1. La mineralización y composición química de las aguas se mantienen estables, 2. Disminuye la mineralización del agua, 3. Aumenta la mineralización del agua, 4. La mineralización y composición química de las aguas varían irregularmente.

La variación de la composición química puede ser inducida con el proceso de inyección de agua para la recuperación mejorada o sostén de la presión de capa.

El objetivo principal de este trabajo está encaminado a resaltar la importancia de estos estudios en el proceso de explotación de los yacimientos petrolíferos, la necesidad de enriquecer el conocimiento del personal productivo en aras de que se lleve un control sistemático de los fluidos de capas, necesarios para acometer trabajos actuales y futuros de incremento de la producción gasopetrolífera.

Es importante realizar estos estudios en el proceso de explotación con vistas a prevenir o contrarrestar la posible inundación y conificación de algunos pozos en producción al crearse reflujos zonales o entre capas de las aguas inferiores, así como consecuencia de estos movimientos, también puede ocurrir una disolución y sobresaturación de minerales, conllevando a la precipitación de sales en la formación, dañando la permeabilidad y por consiguiente la producción [7,10].

## MATERIALES Y METODOS

Para la caracterización de este grupo de indicadores gasopetrolíferos fueron sometidos al análisis, una base de datos existente, donde las muestras de aguas analizadas corresponden a los laboratorios de la UPET Majagua, Corelab (Canadá), y CEINPET. La base de datos fue depurada según los siguientes criterios:

- No corresponden a aguas de capas gasopetrolíferas.
- Agua técnica utilizada en procesos tecnológicos.
- No hay correspondencia entre salinidad y profundidad.
- Otras causas (por ejemplo contaminadas con el filtrado de lodo).

Con vista a corroborar el modelo geológico y perfilar las condiciones del yacimiento, facilitar la interpretación, nuestro estudio se conformó sobre la base de un ordenamiento de la base de datos por capas, por pozos, intervalos, fecha de muestreo y análisis [8].



Para definir o agrupar los criterios de semejanzas afines de las muestras de aguas de capas analizadas pertenecientes a un mismo horizonte acuífero, comunicación hidrodinámica, condiciones del medio, etc., se utilizaron criterios de semejanza y se aplicó el programa SACAN: Sistema Automatizado para la Caracterización de las Aguas Naturales adaptado a nuestras condiciones, elaborado por los especialistas del CNIC, el cual permite evaluar las propiedades químico-físicas de un agua natural procedente de un acuífero de forma gráfica y analítica, utilizando un sistema de reconocimiento de patrones que permite comparar los resultados de las muestras establecidas, a través de gráficos que se basan en el diagrama circular propuesto por el profesor Franco DeFrancesco, incluyendo para cada caso los componentes químicos requeridos, además de incluir una opción para realizar el análisis de estabilidad de un agua mineral, así como evaluar el carácter potable o mineral, además este programa nos permite obtener los diagramas de Stiff, mundialmente utilizado y que refleja de forma gráfica y rápida criterios de semejanza. Empleándose Excel para la estadística preliminar y el software MINITAB versión 5, el cual se empleó durante las etapas de análisis exploratorio de datos, de clasificación y evaluación de la informatividad.

## RESULTADOS Y DISCUSION

A modo de ejemplo de este tipo de estudio, de la variación de la composición química de las aguas de capas con el proceso de explotación, exponemos un estudio llevado a cabo en el yacimiento Pina, donde se utilizó la data procesada y confiable, sometiéndose un grupo de pozos a este análisis [11].

De gran importancia resulta partir de un buen modelo geólogo productivo (bien definido), conocer sus características de reservorios, en las cuales se asocien y distribuyan las características de las aguas presentes en las capas productivas y que estas puedan ser mapeadas, establecer tendencias de distribución, criterios, etc. [3], sobre todo dejar esclarecido las características iniciales sobre las cuales vamos a comenzar el análisis evolutivo en el tiempo con el proceso de explotación.

De acuerdo a las características geológicas, geofísicas (de sellos y reservorios), litológicas, hidrogeoquímicas e hidrodinámicas [1,9,11], las aguas presentes en las capas productivas (Tobas y efusivos) del yacimiento Pina, pertenecen al complejo acuífero vulcánogeno-sedimentario preorogénico del Cretácico Inferior-Superior ( $K_1$ - $K_2^{cp}$ ), caracterizados por una alta mineralización y metamorfismo, un bajo gradiente de presión cercano al hidrostático y en algunos casos por debajo o ligeramente superior. Las rocas colectoras asociadas a este complejo acuífero se caracterizan por presentar un alto volumen de arcilla; por lo cual las porosidades efectivas son en la mayoría de los casos inferiores al 10% y en ocasiones menores o iguales al 1%; las saturaciones de agua residual muy elevadas. En el mismo predomina la presencia de fracturas y microfracturas; estas últimas le dan al colector la propiedad de presentar porosidades de matriz de tipo secundario [2,11].

Las aguas detectadas en el complejo acuífero vulcanógeno sedimentario de Pina se caracterizan por presentar un pH medio de 6.34 oscilando desde débilmente ácidas 4.89 hasta débilmente básicas 7.8 con algunas excepciones hasta 10.7, presentando una densidad media de  $1.08 \text{ g/cm}^3$  correspondiente a una salinidad o mineralización media de 119628.424 mg/L que oscila entre 63897.13-152111.472 mg/L



Basados en los criterios de semejanzas es necesario definir o agrupar las muestras de aguas de capas pertenecientes a un mismo horizonte acuífero, comunicación hidrodinámica, condiciones del medio.

Para ello se tienen los resultados de la caracterización química de las aguas, donde la información primaria está constituida por los siguientes atributos (21): Densidad, pH, NH<sub>4</sub>, Na, K, Ca, Mg, Fe, CL, CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub>, SO<sub>4</sub>, I, Br, NO<sub>3</sub>, OH, S, Suma de cationes, Suma de aniones, salinidad, Na/Cl.

Atendiendo a que en el área de estudio no se posee información que pueda ser tomada como muestra de aprendizaje para el proceso de diagnóstico matemática se utilizaron las técnicas de reconocimiento de patrones no supervisados y supervisados para la separación de la zona bajo estudio en clases, empleándose para ello el Método de Ward y de K Media aportados por MINITAB, además de los resultados obtenidos en el análisis estadístico preliminar.

El método de análisis hasta la cuarta componente principal y de factores aportaron una tipología de las variables y de los pozos, por lo que se puede plantear, que existen grupos de variables correlacionadas entre ellas y sus resultados se corresponden con los obtenidos con la correlación de Pearson al estudiar las variables originales; siendo la Primera Componente la más útil y de mayor semejanza al comportamiento de la salinidad en el área, al presentar una correlación negativa con la misma y permite una mejor diferenciación entre los grupos. Este método permitió realizar, una ponderación de la importancia de las variables, sugiriendo que la información original, puede ser comprimida para ahorrar recursos de cómputo, de laboratorio y tiempo de procesamiento.

Con la información primaria depurada, de las 21 variables originales, **7** son importantes para realizar un estudio de la salinidad desde el punto de vista petrolero. Estas son: la densidad, el calcio, el cloruro y el sodio, las cuales están correlacionadas con la salinidad y permiten una clasificación efectiva de los pozos estudiados y el magnesio, el sulfato y el pH, que no están correlacionados, pero que además de aportar elementos interesantes unidas a las primeras, contribuyen a predecir el comportamiento de otras.

Se pudo establecer, la existencia de una relación lineal entre la salinidad (variable dependiente) y la densidad, el sodio, el calcio y el cloruro (variables independientes). Este resultado es interesante ya que puede aportar un ahorro de recursos y de tiempo durante la aplicación de las técnicas de laboratorio, ya que al emplear el análisis de regresión, o la aplicación de pesos se emplean sólo cuatro variables, mientras que si se emplean las variables originales como en el presente estudio, se necesitan determinar 21 propiedades químicas, para obtener el valor de la salinidad.

Las propiedades que permiten obtener una diferenciación entre los grupos son: la densidad, el CL, el Ca, la suma de los cationes, de los aniones y la propia salinidad, mientras que el resto de las propiedades no garantizan una diferencia entre grupos para los datos analizados, por lo que se puede confirmar que las variables altamente correlacionadas con la salinidad: la densidad, el Ca y el Cl son las propiedades idóneas para estimar la tendencia o comportamiento de la salinidad y dentro de éstas el cloruro es la más significativa, pues se observa un menor solapamiento entre las observaciones de los diferentes grupos.

El dendograma obtenido se muestra a continuación en la Fig. 3.:

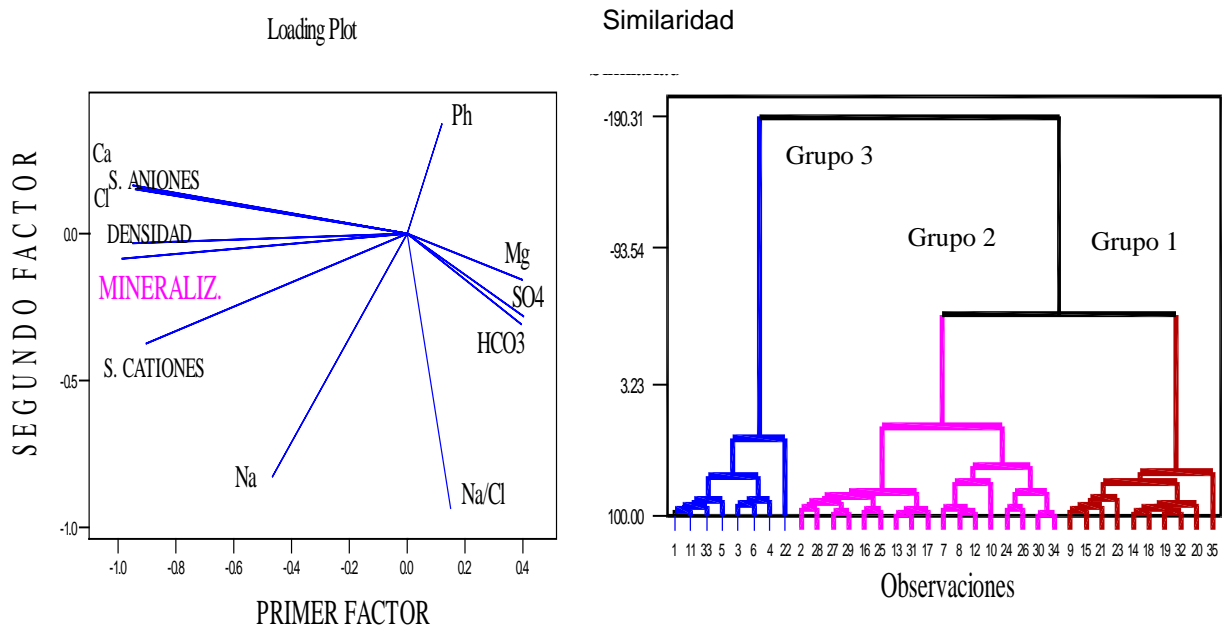


Fig. 1. Tipología de las Variables y los Pozos.

Observándose entonces que es posible, dividir la zona de estudio en tres grupos:

**Grupo 1:** Caracterizado por los valores medios de Salinidad, densidad, calcio, suma de aniones y cationes y cloruro. Cuando el contenido de Na y la relación Na/Cl disminuyen el pH aumenta (Componente 2).

Mayor variabilidad en el contenido de Mg y SO<sub>4</sub>. (Componente 4).

**Grupo 2:** Caracterizado por los mayores valores de salinidad, densidad, calcio, suma de los aniones, cationes y cloruros. Cuando la salinidad y el resto de las propiedades con las cuales está correlacionada son altas, los contenidos de SO<sub>4</sub>, Mg y HCO<sub>3</sub> son bajos (Componente 1).

La mayor variabilidad del grupo 2 se puede observar en las componentes 2 y 3 a través de las variables Na, la relación Na/Cl, pH y HCO<sub>3</sub>.

**Grupo 3:** Caracterizado por los valores de medias mínimos de densidad, pH, suma de aniones y cationes, sodio, calcio y salinidad, mientras que posee los valores superiores de Mg y HCO<sub>3</sub>.

Mayor variabilidad en el contenido de Mg y SO<sub>4</sub>. (Componente 4).

Este método no aportó que existiera ninguna diferencia proporcional, entre la salinidad y las capas propuestas (tobas finas, tobas gruesas, efusivos y orogénicos), por lo que hay presencia de salinidad en todas las capas de la región analizada, estando la mayor similitud entre los orogénicos, aunque se debe señalar que estos están representados por la menor cantidad de muestras. Obsérvese estos resultados en la siguiente figura:

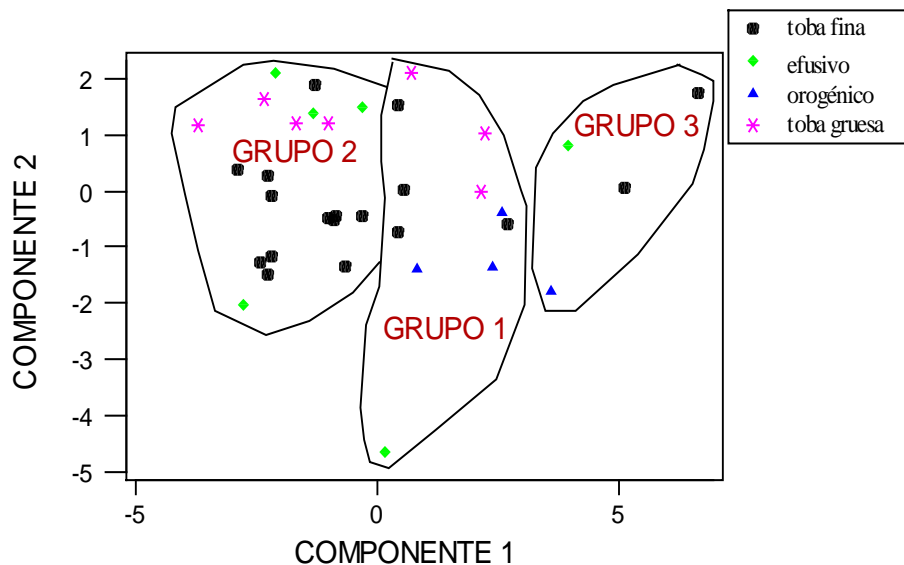
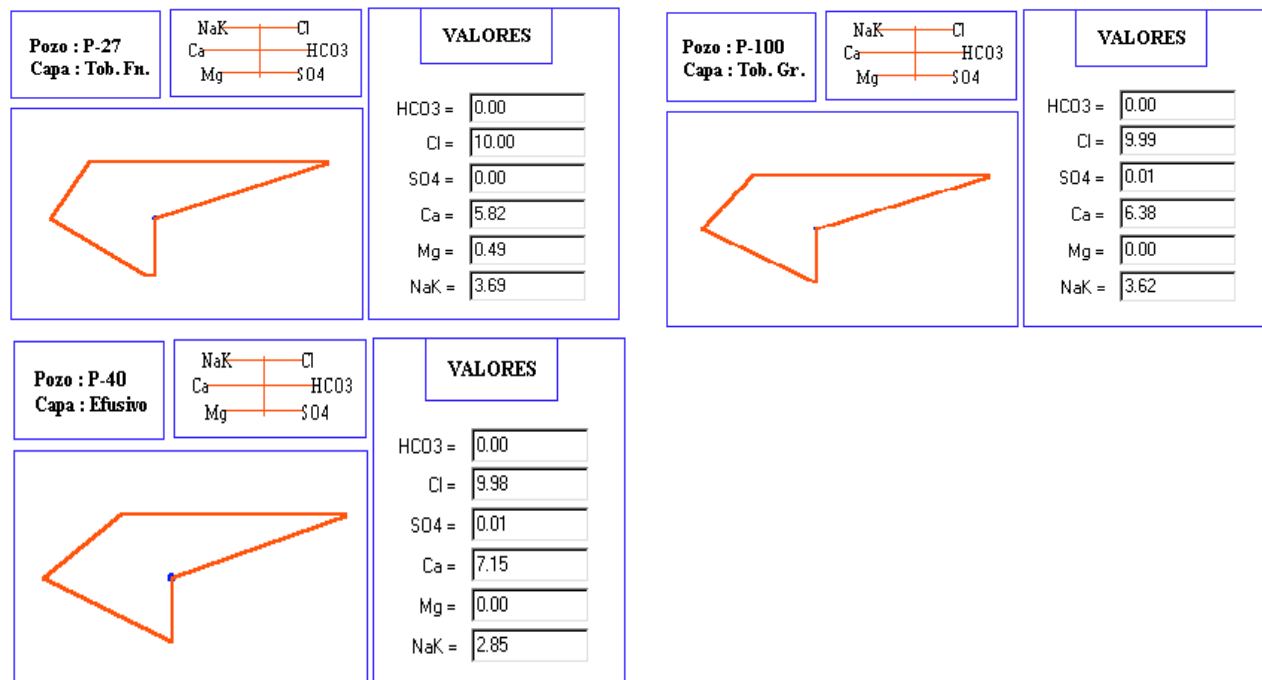


Fig. 2. Relación entre La Salinidad y Las Capas Productivas.

La comparación entre los patrones de aguas de una misma capa de diferentes pozos y con respecto a las otras capas a través de los diagramas de DeFrancesco y diagramas de Stiff ratifican su similitud y afinidad entre sí, por lo que se agrupan en un complejo acuífero con características hidrogeoquímicas similares. De acuerdo a los modelos gráficos obtenidos (mostramos algunos en las figuras 3 y 4) se puede separar dos tipos muy definidos: uno para las tobas-efusivos y otro para las secuencias orogénicas, a su vez estos se logran agrupar en grupos y subgrupos, algunos de estos grupos y subgrupos coinciden con las zonas o lentes establecidos a partir del análisis geólogo-hidrodinámico y de producción.



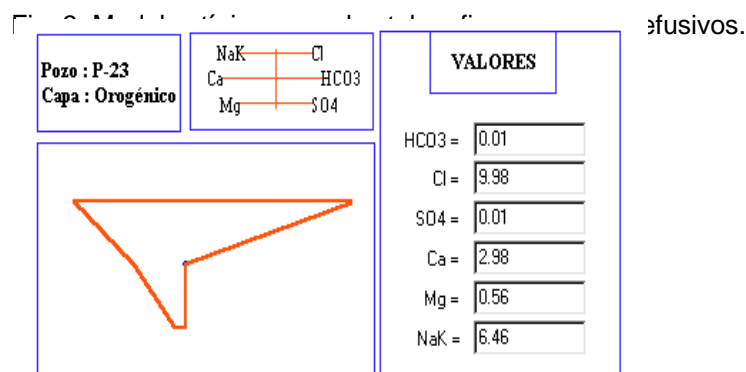


Fig. 4. Modelo típico para las secuencias orogénicas.

Por ejemplo como es el caso en el pozo P-02 las zonas de 820-860 de toba fina, 905-965 mbmr en toba fina-gruesa pertenecen al mismo subgrupo, pero se diferencia de las áreas vecinas del P-100 y P-103 que estan en otro grupo; estos, el P-100 intervalos 976-999 toba fina, 1011-1077 mbmr en toba gruesa y el P-103 intervalos 750-795 y 1041-1058 mbmr en toba fina se definen en un mismo grupo y subgrupo.

En el P-27 se ha detectado tres intervalos en toba fina 837-853, 854-919, y 926-970 mbmr pertenecientes al mismo subgrupo, mientras que el P-107 intervalo 854-874 mbmr de toba fina cae dentro del mismo grupo, pero en otro subgrupo, mientras que el intervalo de 927-946 también en toba fina cae en otro grupo lo que evidencia ciertas diferencias entre estos pozos.

En todos los pozos donde han sido cortados diferentes niveles de agua ya sean dentro de un mismo acuífero o varios se mantiene una regularidad normal acorde a la zonalidad hidrogeoquímica vertical. El Resto de los análisis en intervalos de otros pozos se agrupan en modelos de diversos grupos y subgrupos de forma mezclada sin distinción litológica lo que no concuerda con los lentes definidos a partir del modelo geólogo-hidrodinámico por lo que pudiéramos considerar que esta aproximación indistintamente a los lentes litológicos en los mismos grupos puede estar dada a la evolución en el tiempo a través del intercambio catiónico agua-roca que por condiciones aisladas han llegado hasta nuestros días a los mismos índices de saturación.

Las aguas asociadas al yacimiento de hidrocarburos Pina se clasifican según Sulin V.A. y por iones predominantes de acuerdo al modelo de Kurlov, como clorocálcicas típicas. La génesis de las aguas de acuerdo a la clasificación de V. A. Sulin como clorocálcicas implican sistemas cerrados o semicerrados de régimen estático-semiestático de grandes profundidades, sin intercambio acuoso libre.

Debe señalarse que, valorar datos de este tipo estudio resulta algo difícil, por no existir una periodicidad semestral y anual por parte de la esfera productiva en realizar estos análisis que hubiesen permitido esclarecer mejor cualquier fenómeno asociado con el proceso de explotación y sus consecuencias. No obstante, a lo planteado, se logran alcanzar resultados en la investigación y se intenta enriquecer el





conocimiento del personal productivo, en aras de que se lleve un control sistemático de los fluidos de capas, necesarios para acometer trabajos futuros de incremento y recuperación mejorada de la producción gasopetrolífera.

Las variaciones de la salinidad de las capas o pozos observados deben analizarse en conjunto con una amplia y profunda valoración de la historia productiva de estos, donde se pueda establecer las posibles influencias entre pozos y capas o relaciones productivas. A continuación exponemos como ejemplo algunos de los análisis realizados.

La mayor frecuencia de análisis la posee el Pina 27 toba fina donde el ritmo de extracción influye en la disminución de la salinidad. De marzo a octubre del 91 aumentó la producción mensual, ya desde julio de ese año comienza la producción de agua de este pozo, disminuyendo la salinidad comparada con la salinidad de agua durante el ensayo. La producción en febrero del 92 cae a 71.1ton de petróleo y 171.5 ton de agua, aumentando la mineralización; sube algo la producción desde abril hasta diciembre del 92 (tendencia a mantenerse estable) y vuelve a disminuir la salinidad. Durante 1993 se incorpora una zona y la producción por meses cae hasta aproximadamente 80 ton, la salinidad inicial en esta zona es 138g/L y a partir de enero de 1994 la producción desciende para mantenerse con una caída estable hasta la actualidad alrededor de  $\pm 50$  ton, disminuyendo la salinidad, por lo que en este pozo con el aumento de la producción disminuye la salinidad.

En el pozo Pina 33 en la toba fina durante el ensayo produjo 33.8ton de petróleo y 20.5 ton de agua, hasta junio del 91 no se swabeó, el resto del año produce mensualmente entre 26.7 y 55.9 ton/mes, aumentando la producción de agua por meses. Durante 1992 la producción tiene similares tendencias, aproximadamente  $\pm 40$  ton y la salinidad aumenta, como resultado de un corto tiempo de producción estable, la salinidad aumenta.

En el pozo Pina 35 de toba fina ocurre algo curioso. Hasta marzo del 93 el pozo se encontraba en proceso de evaluación de ensayo, sin embargo en tres análisis realizados hasta febrero de 1992, disminuye la salinidad por lo que este es causado por el efecto de pozos aledaños.

El Pina 2 de toba fina se ensayó en mayo de 1990. El agua da una salinidad de 90.4g/L y en junio de 1990 el pozo produce 294.9ton, sube la mineralización a 116.1 g/L, la producción decrece mensualmente, aumentando la acumulación de petróleo y junto a este la mineralización de las aguas hasta 120.7g/L (abril de 1992).

En el Pina 25 durante 1991 la producción mensual disminuye hasta 8.5 ton, en el mes de noviembre aumenta la producción de agua hasta 213.5t ton y la mineralización con 110.9 g/L. A finales de 1991 se punza una nueva zona superior y durante 1992 sube la producción en el primer semestre hasta 29 a 31 ton/mes y en el segundo semestre vuelve a disminuir. La salinidad en este caso tuvo un incremento hasta 118.1 g/L en marzo de 1992.

De enero a febrero de 1992 en el pozo Pina 40, ocurre una disminución brusca de la salinidad de 138.7 a 118.5 g/L con una producción de 162 ton en este último mes. Durante 1993 hay un incremento de la producción mensual y del acumulado del pozo. A partir de 1994 comienza a declinar la producción



mensual, produciéndose una leve recuperación de la mineralización, como se aprecia en diciembre del 95 de 124.8-127.2 g/L.

El pozo Pina 42 se mantuvo en dos zonas de ensayo de 935-905 (15/8/91) y 865-880 (12/11/91), con entrada de agua. Con análisis realizados hasta enero del 92 se observa una tendencia a disminuir la salinidad causada por el efecto de la explotación de pozos vecinos.

En nuestro caso existe una irregularidad en la variación de la composición química en el transcurso de la explotación del yacimiento; existen casos con aumento y disminución de la salinidad, característicos para las estructuras alrededor de las cuales se formaron zonas estancadas de salinidad alta que pueden alterarse con el proceso de penetración o reflujo de otras zonas o capas de menor o mayor salinidad, que comienzan a interactuar, lo que provoca la reducción en unos casos y el aumento en otros.

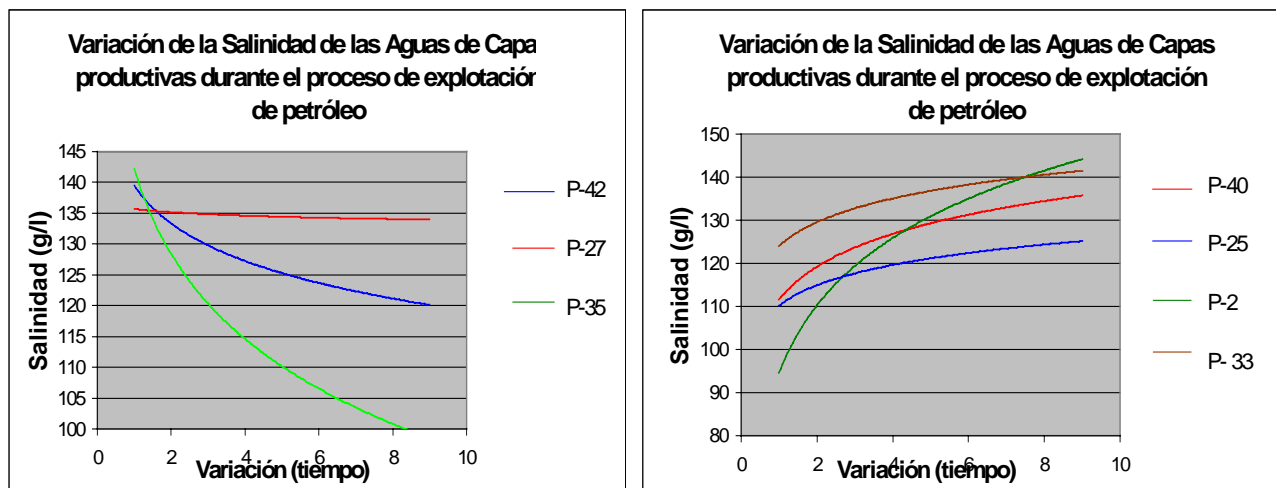


Fig. 5. Tendencia de la Variación de La Salinidad de Las Aguas de Capas Productivas durante el proceso de explotación de petróleo.

## CONCLUSIONES

- 1- El estudio de la variación de la composición química de las aguas con el proceso de explotación se demuestra como resultado la creación de flujos o reflujo entre zonas y capas, donde comienza la interacción de las aguas, disminuyendo en unos casos y en otros aumentando la salinidad.
- 2- El trabajo demostró la importancia de la necesidad de realizar estudios de esta índole para prevenir o contrarrestar problemas que puedan surgir en el proceso de explotación de los yacimientos petrolíferos.

## BIBLIOGRAFIA

1. Castro A., S. Soto. R, Perera C y Otros. (1996): Modelo Geológico del Yacimiento Pina, Archivo Ceinpet.



2. Aguilera R. (1995): Colectores naturalmente fracturados, Penwell Publishing Company Tulsa, Oklahoma,
3. Karsiev A. A. Metodología de Elaboración e Interpretación de las Investigaciones Hidrogeológicas con fines Gasopetrolíferos. Moscú.
4. Karsiev A. A. (1983): Hidrogeología de Explotación de Yacimientos Gasopetrolíferos. Moscú.
5. Shugrin B. P. (1986): Hidrogeología de la Explotación de los Yacimientos Gasopetrolíferos.
6. Case L S. (1977): Water problema in oil Production. Tulsa. Okalma, PPG.
7. Collins H. G. (1975): Geochemistry of oil fields waters. Amsterdam, Elsevier.
8. File de los pozos del Archivo Técnico del CEINPET y de la UPEP Majagua.
9. Milián E y otros, Informe de Caracterización de las facies, colectores y sellos y su ditribución areal para los depósitos Cretácico-Paleogeno de la Cuenca Central de Cuba, Archivo Ceinpet, 1987
10. Perkins E.H. (1996) Geochemistre of Production. CIPID, Edmonton, Canadá.
11. Díaz, L., A. Díaz, et al. (1998). Informe de las etapas 1, 2, 3 y 4 del proyecto 2121 Recuperación Mejorada del Yacimiento Pina. Archivo del CEINPET,

## REGIONALIZACIÓN DE LOS CAMPOS POTENCIALES EN EL SECTOR PINA-CRISTALES-JATIBONICO PARA LA BÚSQUEDA DE ZONAS PERPECTIVAS PARA LA PROSPECCIÓN PETROLERA.

**Raúl R. Gómez García<sup>(1)</sup>, Jose L. Prol Betancourt<sup>(2)</sup>**

(1) Empresa de Geofísica, 19 # 910, Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, C.  
Elect : egmartin@cupet.minbas.cu

(2) Empresa de Geofísica, 19 # 910, Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, C.  
Elect : egmartin@cupet.minbas.cu

### RESUMEN

Con el presente trabajo se pretende mostrar las posibilidades practicas de los Campos Potenciales para la solución de diferentes tareas geológicas.

Se realizaron transformaciones del campo gravitacional y magnético para conjuntamente con otros datos Geólogo-Geofísicos hacer un análisis de la naturaleza geológica de las anomalías regionales y locales.

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

### ABSTRACT

At present work we pretend show the real possibilities of the potential fields for the solution of different jobs.

Was realized gravimetric and magnetic fields transformation for with another geology-geophysics dates, make a study of the geological nature of the regional and local anomalies.

The study of the Pina-Maritza-Jatibonico place permitted to establish zones, different by it geological nature. That created new possibility for value the structures disclosed by the seismic method, according to priority order.

### INTRODUCCION

A primera vista parece que todo el mínimo de la denominada Cuenca Central es generado por las mismas fuentes; sin embargo la perforación ha demostrado que el lóbulo sur occidental coincide con potentes espesores de sedimentos orogénicos y postorogénicos, mientras que en el lóbulo nororiental, zona donde se encuentra nuestro sector de estudio, las rocas del arco se cortan a 500 m. Este es un sector de grandes perspectivas gasopetrolíferas, donde la utilización de los Campos Potenciales pudiera resolver diferentes tareas geológicas, como son la delimitación de diferentes zonas según su naturaleza geológica, la ubicación de fallas y la evaluación de las estructuras reveladas por la sísmica en dicha región.

### MATERIALES Y METODOS

Para la confección del mapa unificado de anomalías en reducción Bouguer se utilizaron datos de tres levantamientos gravimétricos: el mapa de la región Mayajigua-Morón fue confeccionado simultáneamente con el progreso de los trabajos de campo desde julio del 1977 hasta agosto del 1979, bajo la dirección de Saúl Cruz Ramírez perteneciente a la Empresa Nacional de Geofísica. El informe fue redactado en 1980 por Minerva Rodríguez quien se ocupó del control de la calidad del levantamiento. Según se expresa en dicho informe la red de apoyo se construyó atendiendo a un sistema poligonal con

un error medio cuadrático de  $\pm 0.06$  mGal. El error de la red ordinaria alcanzó  $\pm 0.1$  mGal, en tanto que el error del valor de anomalía en reducción Bouguer, que incluye a su vez los errores que introduce la topografía, ascendió a  $\pm 0.17$  mGal.

El levantamiento de la región Arroyo Blanco–Floresencia–Ciego de Avila, a cargo de la empresa de trabajos geofísicos de la Unión Geominera se expuso en un mapa a escala 1:50 000 con intervalo entre isolíneas igual a 0.5 mGal. Lamentablemente no existe un documento independiente que certifique la calidad de las mediciones o los parámetros de adquisición, sabemos que fue incluido en el informe “Sobre el levantamiento geológico 1:50 000 y búsqueda del norte de Las Villas (1993)” del Ing. Claro Vázquez García perteneciente a la empresa Geominera de Santa Clara, donde las precisiones que se asignan al levantamiento gravimétrico parecen exageradamente pequeñas si se toma en cuenta que se utilizaron gravímetros del modelo GNU-KB. El levantamiento fue enlazado a la Red Nacional del año 1987 [6] que tiene una discrepancia de  $-14$  mGal con la red del año 1967. Esta diferencia fue corregida para llevar todos los levantamientos al nivel del año 1967, al cual están referidos los mapas en Cuba.

El levantamiento de Jatibonico, Pina y Esmeralda dirigidos por Minerva Rodríguez en el año 1993 cubrió los sectores sin mediciones detalladas con el objetivo expreso de completar el estudio a escala 1:50 000. el error medio cuadrático de la anomalía fue igual a  $\pm 0.20$  mGal y la metodología de campo fue la misma que la utilizada en el sector Mayajigua–Morón.

Para la región de estudio, los levantamientos realizados después del año 1970 cumplen la distribución de puntos por Km<sup>2</sup>, establecida para la escala 1:50 000 (mayor de 2 puntos por Km<sup>2</sup>). A juzgar por la metodología utilizada y por los errores que constan en los documentos relacionados, también cumplen los requerimientos de la precisión para el levantamiento a esa escala, por lo cual constituyen la mejor información existente en toda el área

Para la confección del mapa magnetométrico se utilizaron los datos del levantamiento de la provincia de Ciego de Ávila, realizado en 1984, cuyas líneas de vuelo fueron espaciadas a 500 m. Las mediciones se efectuaron con magnetómetros protónicos soviéticos del modelo YAMP-3 a una altura de vuelo de 70 m. El posicionamiento se realizaba mediante amarres fotogramétricos. Los errores de determinación del campo DTa no superaron  $\pm 20$  nT. En general, la comparación de los mapas soviéticos en otras regiones de Cuba con otros obtenidos a partir de la más reciente tecnología de medición, no acusa grandes diferencias en los detalles esenciales del campo magnético, por lo cual se puede asignar una buena calidad al material utilizado

## Campo gravitacional

Notemos que el mínimo que caracteriza a la cuenca (Fig.I) posee dos lóbulos (A y B) separados por el máximo local Jatibonico (F). En ambos lóbulos el campo presenta valores similares por lo que cabe admitir que tanto en uno como en otro, la densidad media ponderada de las rocas hasta el basamento es aproximadamente la misma. El pozo Sancti Spíritus, ubicado en B cortó los sedimentos terciarios hasta la profundidad de 3050 m (núcleo 5); en cambio, en Pina (A) los basaltos se alcanzan a una profundidad aproximada de 1 Km. Es lógico suponer la presencia de rocas menos densas (sedimentos) bajo los basaltos capaces de igualar la intensidad de ambos mínimos. Entre los mínimos A y B se ubica el máximo Jatibonico (F) de dimensiones locales que se asocia a un cuerpo enorme, en posición casi vertical, de rocas pertenecientes al Arco Volcánico y/o a la Corteza Oceánica, según lo confirma el pozo Jatibonico 78, perforado en el centro de dicha anomalía. La zona D se asocia a cuerpos densos de la Corteza Oceánica, cuyos afloramientos constan en el mapa geológico de Cuba a escala 1:500 000 ; mientras que C se imputa a grandes espesores de rocas efusivas. Por su parte, la zona E cae con mucha probabilidad bajo la influencia de las calizas densas de UTE Remedios, las que son cortadas por el pozo Morón Norte a la profundidad de 2725 m.

## Campo Magnético

El campo magnético se manifiesta ruidosamente en C (Fig.II), lo que confirma la presencia del Arco muy cerca de la superficie. Lo mismo se observa en D, donde ya se ha mencionado la presencia de peridotitas. Notemos que al norte de alineación N-N' (Fig.II) se desarrolla un mínimo magnético regional que indica la presencia de un gran cuerpo de peridotitas poco alterado a serpentina. El campo ruidoso se debe a una mayor serpentinización solo en la parte superior de dicho cuerpo. En cambio, al sur de dicha alineación el campo ruidoso se incluye dentro de un máximo magnético regional que penetra hacia el sector de Maritza- 1A (Fig.II). La cadena de máximos D-D' corresponde, por ende, a un gran espesor de serpentinitas de orden superior a 2 Km; o a sedimentos que contienen abundancia en fragmentos de serpentinitas, lo que eleva considerablemente su magnetismo. En otros lugares de Cuba, como en la provincia de Camagüey (pozo Camagüey 2) y en Holguín (Farola Norte), también se reporta la presencia de serpentinitas o de sedimentos hasta el Maestrichtiano. Este tipo de cuenca limita por el norte con la denominada Falla Las Villas, conocida en la provincia de Camagüey como Falla Cubitas. En ese sentido la alineación M'-M'' (Fig.II) debe estar muy próxima al contacto casi vertical entre Remedios y los grandes espesores serpentiniticos.

El máximo magnético Jatibonico se asocia a un mínimo local ubicado más al norte. Ese par de anomalías es típico de grandes cuerpos tabulares en posición vertical que se magnetizan bajo el efecto de un campo cuya inclinación es similar a la de nuestro campo normal ( $54^\circ$ ), por ende, el tope del cuerpo no coincide con el máximo magnético, sino con su gradiente norte, hacia la región que cubre el máximo local gravitacional.

### Anomalías locales del campo gravitacional.

Los campos potenciales, desde el inicio de esta investigación se encaminaron a encontrar anomalías locales débiles similares a la que cubre el sector del yacimiento Pina (Fig.III). Evaluando el entorno geofísico donde aparece este máximo se pueden establecer las siguientes condiciones para declarar una anomalía local como perspectiva:

- Que aparezca dentro de un mínimo gravitacional regional.
- Que aparezca dentro de un mínimo magnético regional.

Máximos locales débiles ( $< 3\text{mGal}$ ) se cumplen en Pina (a), cuya naturaleza geológica responde a un ascenso de los efusivos y los efusivos sedimentarios. Máximos de este tipo se reportan en el grupo Maritza- La Rosa (b) y Patria (d); pero no son válidas para Jatibonico (c) que parece estar asociado a un cuerpo de elevada densidad, cuya base se encuentra a profundidad superior de 5 Km. Por su parte, Maritza-La Rosa y Patria tampoco cumplen las condiciones de Pina, ya que se asocian a máximos magnéticos regionales, lo que indica potentes espesores serpentiniticos bajo las efusivas y efusivo-sedimentarias. Todo parece indicar que las anomalías locales se deben al ascenso de los basaltos, ya que el contraste de densidad entre las tobas y los sedimentos suprayacentes no es significativo. El sector Alfonso Las Pozas se encuentra en una zona con predominio de mínimos locales (zona h-g de Fig.III). No obstante entre los pozos Alfonso 1A y Las Pozas aparece un máximo débil de pequeñas dimensiones (i). Lo mismo sucede en el lugar conocido como Mirta (j). Más adelante se precisará la coincidencia entre los prospectos dados por la sísmica y las anomalías locales.

Otra línea de investigación se dirigió a ubicar la denominada "Falla Cristales" en cuya proximidad se encuentra el yacimiento del mismo nombre. Observemos en la Fig.III que la cadena de máximos gradientes define la alineación L-L', que se extiende en las cercanías de los pozos Agustín 1, Ceballos 1, Francisco 1 y Cacahual 1 donde se reportan manifestaciones de petróleo.

### Sobre los prospectos ubicados por la sísmica, en el contexto de los campos potenciales.

La figura III ampliada en el anexo no pretende ser un mapa tectónico. Como su nombre lo indica, se trata del Mapa de Regionalización de los Campos Potenciales, donde, en rasgos generales, se separan las zonas según su interés petrolero. No es necesario aquí repetir la zonación, ya que ésta se ilustra en la figura mencionada más arriba, y se hace constar en la leyenda de la misma. Por ese motivo se hará



referencia a aquellos elementos tectónicos que pueden inferirse partiendo de los datos, sin que sea posible delimitarlos exactamente en el cuadro regional. A juicio de los autores, entre las regiones de mínimo gravitacional residual f-e y h-g (Fig.III) existe al menos una región que actualmente está recubierta por el Arco Volcánico. Las tres zonas por su densidad relativamente baja contribuyen al mínimo regional gravitacional. Por su parte el campo magnético es aquí la transición desde una cuenca rellena con fragmentos de serpentinita (h-g) hasta la región de mínimos locales gravitacionales f-e donde predominan potentes espesores sedimentarios del Terciario y Cretáceo Superior Campaniano-Maestrichtiano, los que generan campos magnéticos poco intensos. Todo parece indicar que los basaltos son poco magnéticos ya que sólo aportan un gradiente entre ambas anomalías magnéticas (A y D' en Fig.II). Los sedimentos que se infieren bajo los basaltos, no continúan hacia Jatibonico donde el Arco es muy potente, sino hacia el occidente. De ser así entonces pudieran incluirse en la U.T.E. Placetas, ya que dichas rocas afloran en la localidad de Jarahueca. Hecho este preámbulo, estamos en condiciones de categorizar los prospectos dados por la sísmica, de acuerdo con la similitud geofísica entre ellos y los lugares donde se conoce la existencia de estructuras petroleras. La escala de valores es arbitraria y sólo pretende resaltar el grado de parecido entre una estructura dada y su patrón anómalo. Así hemos compuesto la siguiente escala:

Tabla I

Tabla 1															
	Campo Gravitacional											Campo Magnético Regional			
Tipo de anomalía	Máx. local débil		Mín. local	Máx. local intenso		Máx. regional		Mín. regional	Gradiente (Falla Cristales)				Mín.		Máx.
Posición del prospecto	centro	flanco	-	centro	flanco	centro	flanco	centro	flanco	<2 km	>2 km	centro	flanco	-	
Coficiente	0.75	0.5	0.25	0.25	0.75	0.25	0.5	0.75	0.5	0.6	0.3	0.75	0.5	0.25	

Como se puede apreciar, hemos considerado los tres tipos de yacimientos que ocurren en el área: Jatibonico, asociado a una intensa anomalía local del campo gravitacional en cuyo centro la perforación no obtuvo buenos resultados; Pina, caracterizado por un mínimo local débil (< 3 mGal) en cuyo centro se encontró el yacimiento del mismo nombre; Cristales, asociado a la falla homónima. La tabla II muestra los índices obtenidos después de la evaluación de cada prospecto.

## CONCLUSIONES

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

En la tabla III se separan los prospectos por categoría:

Tabla III

Categoría	Coficiente entre los Valores	Nº de orden del Prospecto en la tabla II
I	0.16 – 0.20	1,26
II	0.11 – 0.15	9,16,17,18,20,27
III	0.06 – 0.10	2,5,6,7,8,10,14,28,29
IV	0 – 0.05	3,4,11,12,13,15,19,21,22,23,24,25,30

Con el fin de tener una idea más exacta del comportamiento del yacimiento Cristales recomendamos efectuar el levantamiento gravimétrico de alta precisión en su entorno y teniendo esos resultados estudiar las características del campo gravitacional en las estructuras 8, 10, 14, 25 y 30.

La evaluación expresada es parcial, y procede del estudio de los campos potenciales; por consiguiente, deberá completarse con todos los elementos referidos al sistema petrolero y al grado de estudio sísmico.





## BIBLIOGRAFÍA

- Kireev, I. (1963): *Informe referente a la exploración gravimétrica de la Cuenca Central.*
- Ipatenko, S.(1962-63, 1966, 1968): *Informe sobre las investigaciones magnetométrica-gravimétricas en Camagüey.*
- Ministerio de Minería y Geología. (1973): *Normas e Instrucciones Metodológicas para las investigaciones de Gravimetría. Empresa de Geofísica.*
- Rodríguez, M, J. L. Prol. (1980): *Informe sobre el levantamiento gravimétrico detallado del área Mayajigua-Morón. Empresa Nacional de Geofísica*
- Rodríguez, M, R. Domínguez. (1993): *informe sobre los resultados del levantamiento gravimétrico en Jatibonico-Pina-Esmeralda. Empresa Nacional de Geofísica.*
- Vazques, C. *Levantamiento geológico a escala 1:50 000 y búsqueda norte de Las Villas III. Empresa de Geología de Santa Clara.*
- Linares, E. (1985): *Mapa Geológico de Cuba, a escala 1:50 000.*



Tabla II

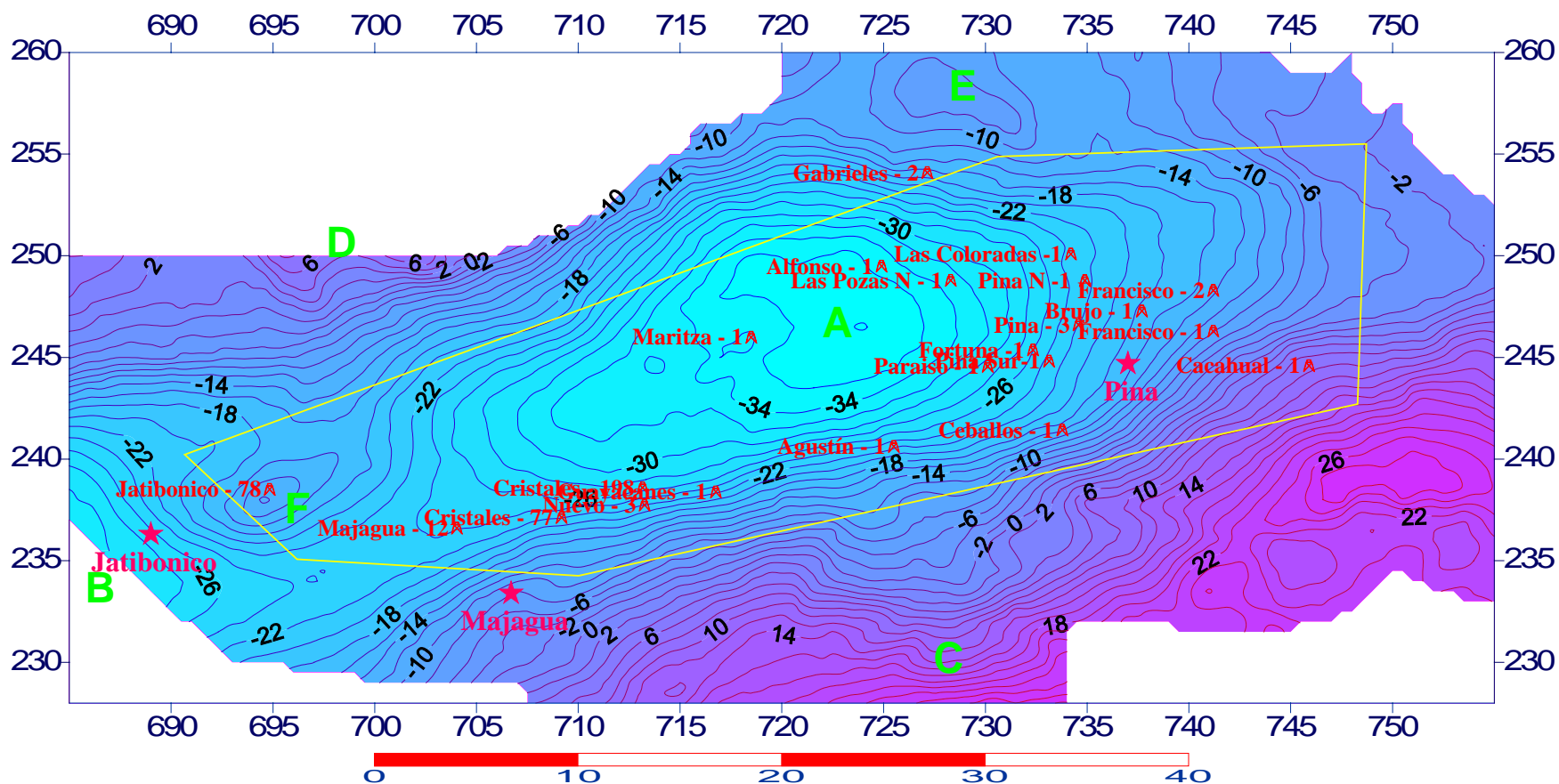
Nº de orden	Nombre	Campo Gravitacional Local			Campo Regional Gravitacional		Proximidad a la alineación L-L´ (Falla Cristales)		Campo Magnético Regional		Producto de las columnas
		Máx.		Mín.	Mín.	Máx.	< 2km	> 2 km	Mín.	Máx.	
		débil	fuerte								
1	Jatibonico Oeste		X 0.75			X 0.5		X *		X 0.5	0.06
2	Reforma	X 0.5			X 0.75			X 0.3		X 0.5	0.06
3	Jobo		X 0.3		X 0.75			X 0.3		X 0.25	0.02
4	La Rosa Norte	X 0.75			X 0.75			X 0.3		X 0.25	0.04
5	La Rosa Sur	X 0.5			X 0.75			X 0.3	X 0.75		0.08
6	Guayacanes Oeste	X 0.5				X 0.5	X 0.6		X 0.5		0.075
7	Guayacanes Este	X 0.5				X 0.5	X 0.6		X 0.5		0.075
8	Mamonal Norte			X 0.25	X 0.5		X 0.6		X 0.75		0.06
9	Mamonal Sur			X 0.5	X 0.5		X 0.6		X 0.75		0.11
10	Cubita Sur			X 0.25	X 0.75		X 0.6		X 0.75		0.08
11	Cubita Norte			X 0.25	X 0.75			X 0.3	0.75		0.04
12	Marcial			X 0.25	X 0.75			X 0.3	0.25	X X	0.01
13	Marcial Este			X 0.25	X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.02
14	Agustín			X 0.25	X 0.5		X 0.6		X 0.75		0.06
15	Alfonso	X 0.75			X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.05
16	Paraíso Oeste	X 0.75			X 0.75			X 0.3	X 0.75		0.13
17	Paraíso Este	X 0.75			X 0.75			X 0.3	X 0.75		0.13
18	Fortuna	X 0.75			X 0.75			X 0.3	X 0.75		0.13
19	Mirta Oeste			X 0.25	X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.02
20	Pina Sudeste	X 0.75			X 0.75			X 0.3	X 0.75		0.13
21	Mirta Este	X 0.75			X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.05
22	Jagua	X 0.5			X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.03
23	Ipa Sur			X 0.25	X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.02
24	Ipa Norte			X 0.25	X 0.75			X 0.3		X 0.3	0.02
25	Francisco Norte			X 0.25	X 0.75		X 0.6	X 0.3			0.03
26	Francisco Sur	X 0.5			X 0.75		X 0.6		X 0.75		0.17
27	Brujo	X 0.75			X 0.75			X 0.3	X 0.75		0.13
28	Cacahual		X 0.3		X 0.5		X 0.6		X 0.75		0.07



Nº de orden	Nombre	Campo Gravitacional Local		Campo Regional Gravitacional		Proximidad a la alineación L-L´ (Falla Cristales)		Campo Magnético Regional		Producto de las columnas	
		Máx.		Mín.	Mín.	Máx.	< 2km	> 2 km	Mín.		Máx.
		débil	fuerte								
29	Cacahual Norte			X	X		X		X		
				0.25	0.75		0.6		0.6		
30	La Finquita			X	X			X	X		
				0.25	0.5			0.3	0.5		

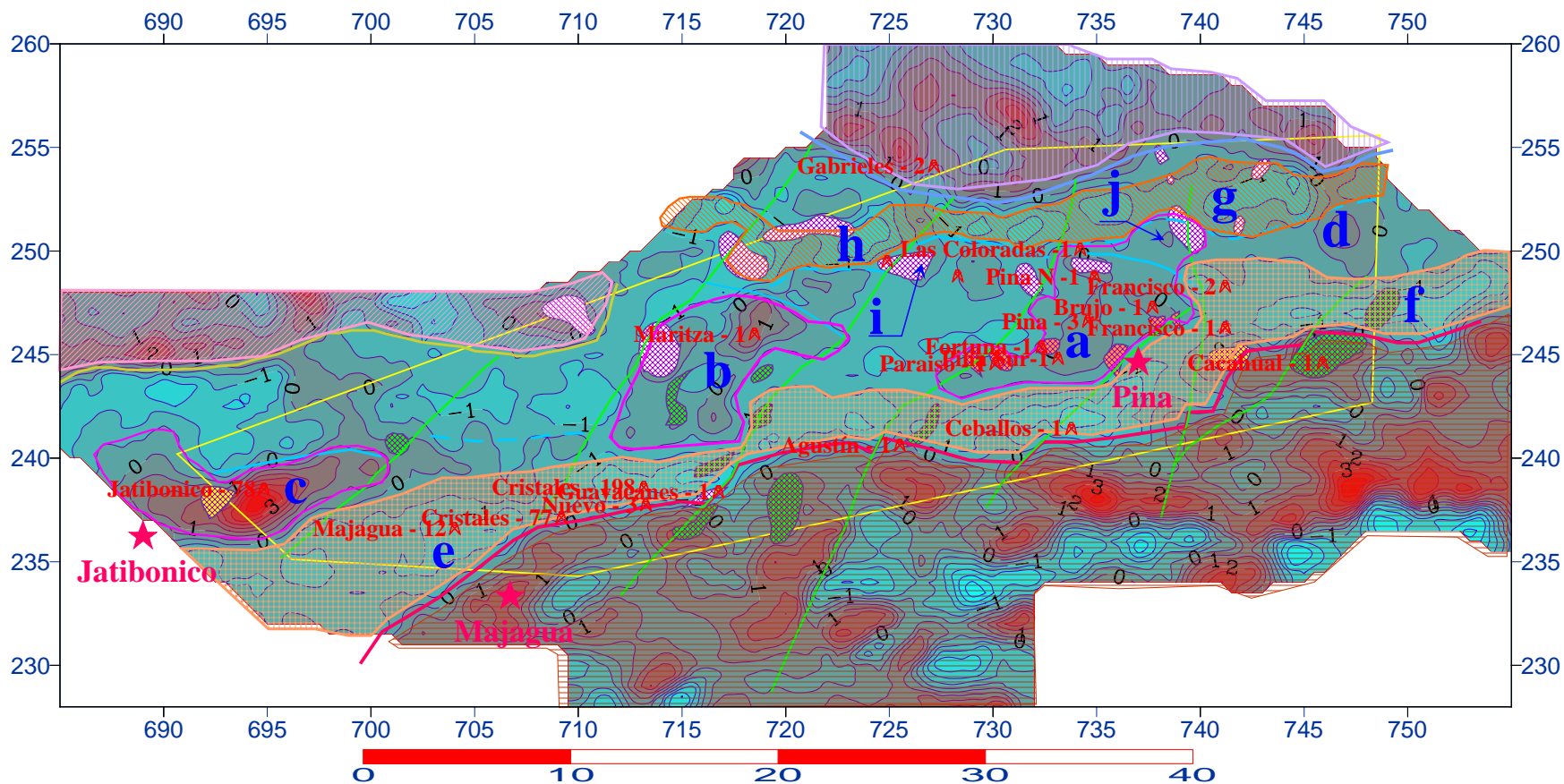
\* Comentario a la tabla: en el caso de Jatibonico no se toma en consideración la distancia a la Falla Cristales pues se parte de la suposición de que el yacimiento no tiene relación con ella.

**Fig.I MAPA UNIFICADO DE ANOMALIAS EN REDUCCION BOUGUER**  
(Obtenido a partir de una matriz con intervalo de 0.5 Km. Ultimos trabajos).  
Prepararon: J. Prol, Raúl Gómez, María Rifa y Carlos E. Sánchez. 2000.





**Fig.III MAPA DE REGIONALIZACION DEL CAMPO GRAVITACIONAL**  
(con isolíneas del mapa residual de 2.41 Km).  
Prepararon: J. Prol, Raúl Gómez, María Rifa y Carlos E. Sánchez.  
2000







## MODELACIÓN GEOLÓGICA DE LA CAPA E, BLOQUE CENTRAL, DEL YACIMIENTO BOCA DE JARUCO Y SU APLICACIÓN EN LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL RESERVORIO.

**Manuel Mérida Llanes<sup>(1)</sup>, Alexis Vilaín Milián<sup>(2)</sup> Rolando García Sánchez<sup>(3)</sup> y Olga Castro Castiñeira<sup>(4)</sup>**

- (1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington No. 169, Esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Eléct: [merida@ceinpet.inf.cu](mailto:merida@ceinpet.inf.cu)
- (2) Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEP-OCC.) km371/2, Carretera Vía Blanca, Finca Caribe, Santa Cruz del Norte, P. Habana, Cuba. C. Eléct: [occ-geo@cupet.minbas.cu](mailto:occ-geo@cupet.minbas.cu)
- (3) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington No. 169, Esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Eléct: [rgarcia@ceinpet.inf.cu](mailto:rgarcia@ceinpet.inf.cu)
- (4) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington No. 169, Esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Eléct: [olgac@ceinpet.inf.cu](mailto:olgac@ceinpet.inf.cu)

### RESUMEN

El proyecto de elaboración de un modelo geológico que respondiera adecuadamente al proceso de extracción de petróleo en la denominada “Capa E”, principal objetivo gasopetrolífero del yacimiento Boca de Jaruco, surgió como fase imprescindible para el análisis de la aplicación de métodos de recuperación mejorada en este yacimiento, el cual se encuentra ubicado en la costa norte de las provincias habaneras a unos 40 km al este de la Ciudad de La Habana.

Para la reconstrucción geológica del Bloque Central (III) se realizó un minucioso trabajo de revisión de todos los materiales geológico geofísicos obtenidos después de largos años de explotación del yacimiento. Mediante la interpretación y síntesis de toda la información se elaboraron esquemas tectónicos, modelos estructurales, correlaciones detalladas, perfiles geológicos y mapas de las propiedades de los reservorios que permitieron, junto a novedosos estudios de fracturas en pozos y afloramientos, definir el estilo tectónico para el área e identificar las particularidades internas del reservorio.

En el trabajo se logró introducir un nuevo modelo geológico para Boca de Jaruco Profundo con una mayor definición de los mantos y estructuras de interés para la perforación. Se definió internamente el reservorio *Capa E*, el cual va a estar constituido por diversas capas de diferente litología y propiedades colectoras y se demostró que el mismo constituye un sistema de dúplex compuesto por patrones de tipo “rampa anticlinal” y “dúplex real”. Todo esto permitió obtener la suma de información necesaria, ya lista y elaborada, para ser aplicada en la simulación numérica del reservorio.

### ABSTRACT

The “*Capa E*” is the main gas-oil object of the Boca de Jaruco oilfield, which is located in the north coast of Cuba, 40 km east of Havana City. The project of elaboration of a geological model for this reservoir, which can give adequately answers to the oil extraction process, emerges as an indispensable step to the application of the enhanced oil recovery in this oilfield.

For the geological reconstruction of Central Block (III), it was carried out a thorough checkup of the geological and geophysical information accumulated in many years of intense extraction and investigation activity. Through the interpretation and synthesis of all the information, we elaborated tectonic and



structural models, detailed correlation, geological sections and reservoir properties maps. All these studies, jointly with the new fracture studies in well and in outcrop, made possible the definition of the tectonic stile for this area and the identification of the internal particularities of the reservoir.

We achieved the construction of a new geological model for the deeper Boca de Jaruco's section, with a better stratum definition and the identification of the interesting geological structures for the oil drilling. The *Capa E* reservoir was internally defined, resulting in several beds with diverse lithology and reservoir properties, and it was demonstrated that such reservoir constitutes a duplex system made up of two duplex patterns: ramp anticlines and true duplex. At the end of the work, we obtained all the necessary information, ready to be applied in the reservoir's numerical simulation.

## INTRODUCCIÓN

El trabajo de elaboración de un modelo geológico para la *Capa E* del yacimiento Boca de Jaruco tuvo como objetivo final el brindar a la simulación numérica del yacimiento un análisis detallado de la constitución geológica de este importante reservorio, que aún en la etapa de declinación de la producción después de muchos años de explotación, continuaba siendo el principal objetivo de la actividad productiva en la EPEP Occidente.

Hasta ese momento los trabajos de modelación solo se limitaban a reflejar la estructura externa del yacimiento dando por sentado el carácter masivo del reservorio, olvidando en cierta medida sus particularidades internas y el carácter heterogéneo de su constitución geológica. Este trabajo focalizó el interior del yacimiento y logró "desmembrar aquel carácter masivo" redefiniendo el depósito como de tipo masivo de capa. La definición interna de una serie de capas en el depósito *Capa E*, aclaró muchos de los complejos fenómenos que surgieron durante el proceso productivo como: la diferencia en la caída de presión en diferentes sectores del depósito, la distribución de las acumulaciones de gas como resultado de la desgasificación del petróleo, las diferencias en el avance del contacto agua petróleo, muchas veces achacada a las conificaciones de agua, y finalmente dio explicación al aparente comportamiento caótico de los efectos de la inyección de agua aplicada al yacimiento a finales de la década de los '80.

Finalmente se definió internamente el reservorio *Capa E*, el cual va a estar constituido por diversas capas de diferente litología y propiedades colectoras. Todo esto permitió tener una visión más amplia del cuerpo geológico, como unidad física, así como de su funcionamiento interno, desde el punto de vista de un sistema hidrodinámico.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Como primer paso para la realización del modelo geológico se resolvió correlacionar detalladamente todos los pozos profundos perforados en el área, para, de esta forma, familiarizarnos con el corte distintivo del lugar y dotarnos de ideas generales acerca de las particularidades tectono-estratigráficas del yacimiento. Esto dio como resultado un nuevo modelo para Boca de Jaruco profundo.

Para la reconstrucción geológica del reservorio se realizó un minucioso trabajo de revisión de todos los pozos que se perforaron hasta "Capa E". Se trazaron, definitivamente, 10 perfiles de sur a norte a lo largo de todo el Bloque Central, proyectándose a estos, todos los pozos del depósito, según el área que

abarcara cada perfil, de manera que ningún pozo quedara excluido del análisis. Igual número de correlaciones fueron realizadas, utilizando para ello, toda la información estratigráfica y paleontológica obtenida en los cortes de núcleos, además de los datos hidrodinámicos (ensayos, CRP, diagramas indicadores etc.) y reportes de producción. Fue elaborado un total de 20 mapas estructurales por los topes y las bases de las capas definidas dentro del reservorio, en correspondencia con la constitución interna del mismo, las cuales serán utilizadas en la simulación del yacimiento.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### I. Tectónica

El apilamiento tectónico de las rocas yacentes en la cuenca del margen continental, depositadas a lo largo del tiempo geológico que abarcó desde Jurásico Superior Oxfordiano hasta el Cretácico Superior Pre-Campanense, así como de las rocas asociadas al arco volcánico del Cretácico y a la corteza oceánica, no solo tuvo como resultado favorable la generación de hidrocarburos, sino también, la formación de elementos estructurales, que sirvieron como futuras trampas para la acumulación de los petróleos y gases generados. Esta superposición de estratos, como es conocido, fue la consecuencia de los movimientos orogénicos que tuvieron su inicio, en el Campaniano durante la interacción del arco volcánico con el margen continental norteamericano.

Dichos movimientos compresivos provocaron el plegamiento a gran escala y a lo largo de todo el frente de colisión de los mantos sedimentarios del Jurásico y del Cretácico y posteriormente dieron lugar a la imbricación y cabalgamiento de los mismos, a través de las rupturas originadas por las fallas inversas.

La imbricación de mantos trajo consigo, entre otros procesos, la formación de “dúplex” en todas sus formas básicas, los cuales van a ser los elementos estructurales fundamentales y los objetivos de mayor interés desde el punto de vista petrolero para la franja norte de crudos pesados de Cuba.

De hecho, la “Capa E” del yacimiento Boca de Jaruco constituye, a nuestro entender, un sistema de dúplex compuesto por patrones de tipo “rampa anticlinal” y “dúplex real” (figs. 1 y 2); (ref. 1 y 2), que buzan hacia el transpaís. El dúplex real esta controlado por una falla emergente (“breaching thrust”), sobrecorriendo a las arcillas de Vega Alta de edad Paleoceno, mientras que el sistema de rampa anticlinal, que yace por debajo de las arcillas, está afectado por fallas internas. La superficie de despegue o sobrecorrimiento, para ambos sistemas, va a estar situada entre las rocas de la formación Cifuentes, en lo que podría ser la superficie de Máxima inundación del Tithoniano.

De esta manera, el pliegue que conforma el dúplex real y que sobreyace a la asociación de rampa anticlinal, formará la parte superior de todo el sistema de dúplex, constituyendo el actual reservorio identificado como Bloque Central o Bloque III. Este bloque está, además, delimitado a ambos lados, por dos fallas transcurrentes de dirección sur-suroeste a norte-noreste. La cúpula de la estructura está

erosionada y cubierta por las rocas arcillosas de la formación Vega Alta de edad Paleoceno- Eoceno Inferior, parte baja, las cuales van a establecerse como sello para el depósito de petróleo.

Gracias al mecanismo de transferencia de desplazamiento (fig. 3; ref. 3), el pliegue superior del sistema de dúplex va a cubrir parcialmente, y solo en la zona central (Bloque III), al horizonte subyacente. De esta forma, en la medida que nos alejamos de esta parte del yacimiento hacia los flancos de la estructura, el esfuerzo que dio lugar al sobrecorrimento va a disminuir, provocando no solo una “retirada” del cuerpo geológico hacia los bordes externos, sino un aumento de la profundidad del tope de la estructura (fig.4). Un testigo de este “retiro” de la placa lo constituye el pozo BJ-231, el cual se encuentra en el extremo más oriental del bloque, y que en su trayecto de perforación no “encontró” la capa  $E_1$ , topando directamente sobre la capa  $E_2$ .

El bloque IV estará ubicado en una zona compleja, desde el punto de vista tectónico, ya que aquí la escama que se imbrica se ha retirado aún más, y los pozos que se perforen en esta área, sobre todo los de mayor desplazamiento, se encontrarán muy cerca del límite frontal de la placa superior ( $E_1$ ), y podrían topar directamente sobre la placa que subyace, en este caso, lo que sería en el bloque central la capa  $E_2$  (ver pozo BJ-193). Mientras, el bloque V se encuentra totalmente “descubierto” y todos los pozos que aquí se perforen están ubicados sobre la capa  $E_2$ . Una prueba de ello podría ser la similitud en la profundidad de yacencia del Bloque V y la *Capa E2* en el bloque central.

## II. Modelación Geológica

Como primer paso para la realización del modelo geológico se resolvió correlacionar detalladamente todos los pozos profundos perforados en el área. Este trabajo arrojó resultados novedosos, ya que por primera vez se logró particularizar, de forma detallada, el corte característico de los estratos que configuran la geología más profunda de esta región, logrando correlacionar y delimitar litológica y estratigráficamente a todas las capas y mantos atravesados por los pozos de largo alcance perforados aquí.

Este trabajo previo fue de vital importancia, ya que permitió ver, de forma global, la configuración del cuerpo geológico que enfrentamos y pasar, con método dialéctico, de lo general a lo particular, es decir a la modelación de la *Capa E*. Este paso era imprescindible, pues muchos de los pozos que se perforaron para *Capa E* no mostraban un corte completo de los mantos, e incluso en muchos casos apenas se penetra unos pocos metros dentro de la capa. Sin embargo, con ayuda del *corte típico* se pudieron definir, casi en su totalidad, las capas en los pozos dirigidos al depósito.

Se trazaron diez perfiles sobre el área de la trampa. Para cada perfil que se proyectó, sobre la base de la distribución de los pozos y del mapa estructural ya existente para la *Capa E*, se realizó una correlación litólogo-estratigráfica detallada, la cual recogió en sí todos los pozos que se proyectaron al paso de dichos perfiles. Estas correlaciones permitieron reconocer la constitución interna de la *Capa E* y fueron en realidad la base de toda la renovación de los conceptos preexistentes sobre esta capa.



De esta forma se definieron y generalizaron para el reservorio que nos ocupa (Capa E), cinco capas fundamentales:

- E<sub>1</sub>**: Secuencias conglomeráticas de la formación Amaro de edad  $K_2^m$
- E<sub>1a</sub>**: Se incluye dentro de la formación Amaro, pero de edad  $K_2^{cp}$ . La diferencia fundamental (según sedimentología), entre esta capa y la E<sub>1</sub> es la casi ausencia de matriz en la roca, una matriz además estéril, que la priva de una datación más exacta y segura. La capa **E<sub>1a</sub>** yace discordantemente sobre la capa E<sub>1b</sub> perteneciente a la formación Cifuentes de edad  $J_3^t$ . Los cambios litológicos la subdividen internamente en zonas con diferentes propiedades colectoras que van a tener su influencia en la dinámica del proceso productivo. Por eso para la simulación del reservorio resolvimos subdividirla en tres capas o subcapas: **E<sub>1a1</sub>**, **E<sub>1a2</sub>** y **E<sub>1a3</sub>**.
- E<sub>1b</sub>**: Rocas pertenecientes a la formación Cifuentes, parte alta  $J_3^{t1}$  (Cif. III)
- E<sub>1c</sub>**: Rocas de edad  $J_3^{t1}$  de la formación Cifuentes, parte media y baja de Cif. III. Esta capa se subdividió internamente para la simulación numérica en **E<sub>1c1</sub>** y **E<sub>1c2</sub>**, entre las cuales se identifica una zona (**Zona 3**) más arcillosa dentro de los carbonatos de esta capa.
- E<sub>1d</sub>**: Capa perteneciente a la formación Cifuentes, de edad  $J_3^{km}$  (Cif. IV). No ha presentado acumulaciones de hidrocarburos en la zona de estudio que nos ocupa.

Esta clasificación conservó básicamente la nomenclatura ya existente, propuesta en trabajos anteriores por la CNW (subsidiaria de la Sheritt). No obstante, las capas definidas y perfeccionadas en el nuevo modelo, además de tener un carácter más abarcador (para todos los pozos del yacimiento) no coinciden en muchos casos con las proposiciones de la mencionada compañía.

En el nuevo modelo se aclara, que las subcapas que conforman a la mencionada *Capa E*, se disponen en *erosional truncation*, lo cual representa la terminación lateral de los estratos producto de la erosión. Estas subcapas están unidas desde el punto de vista hidrodinámico gracias a los procesos tectónicos asociados a la formación de la trampa, los cuales formaron sistemas de fracturas que se comportan como redes de unión entre todas ellas, pero cuya intensidad, carácter de distribución, y dimensiones van a variar, no solo en dependencia de la zonación de la estructura cabalgada, sino también de las propiedades litológicas en cada capa.

Al intensificar la explotación del yacimiento, tanto el petróleo como el agua se moverán con mayor facilidad dentro de cada capa (entiéndase subcapa), por constituir un cuerpo (medio) relativamente homogéneo delimitado por otras capas más arcillosas, donde la intensidad de fractura y la permeabilidad serán menores. Al final tendremos que cada subcapa va a tener un comportamiento relativamente independiente y diferenciado, de acuerdo con sus propiedades, en cuanto a: entrega de fluido, movimiento relativo del CAP, caída de presión y por consiguiente tendrán diferente RGP. Esto explicaría el motivo por el cual teniendo inicialmente un CAP único y un mismo gradiente de presión en todo el

yacimiento, durante el proceso de producción estos indicadores muestran un cuadro aparentemente caótico que no se corresponde con el clásico depósito macivo.

Las variaciones en la constitución interna del reservorio le dan un carácter marcadamente heterogéneo, por lo tanto, es lógico deducir que lo que demoró millones de años equilibrar, en su camino natural, no puede comportarse igual en un proceso acelerado de cambios, como lo es la explotación apresurada de un yacimiento de petróleo. Bajo estas condiciones, lo que inicialmente se encontraba en equilibrio como resultado de un largo proceso de formación y homogeneización hidrodinámica, deja de estarlo desde el instante en que comienzan a moverse aceleradamente los fluidos dentro del espacio poroso de los colectores. A partir de ese momento lo que se encontraba en estado cuasi-estático, pasa a ser un medio dinámico **donde los fluidos se desplazarán por aquellos caminos que le resulten más fáciles para su movimiento**, que por supuesto son las zonas de mayor permeabilidad, entrando a jugar ahí un importante papel las características propias de cada subcapa (ref. 2).

La definición de estas particularidades nos va a permitir: reconocer las zonas propicias a obtener mejores resultados durante la explotación del yacimiento; dónde ubicar un pozo inyector o de explotación de manera eficaz, sin dañar el reservorio, inundando o apresurando sus producciones, así como tomar la medida geólogo-técnica más eficiente.

La identificación de las diferentes subcapas en el corte a partir del trabajo de correlación detallada de pozos, conjuntamente con toda la data acumulada a lo largo de estos años de explotación, tanto de producción como de investigaciones hidrodinámicas, datos de ensayo, trabajos de mantenimiento de presión (inyección) y estudios litologo-estratigráficos y geoquímicos, estuvo respaldada por los datos arrojados en las interpretaciones geofísicas en más de 40 pozos, los cuales definieron para cada subcapa los valores de porosidad, saturación de petróleo y arcillosidad, entre otros, mostrando claras diferencias en el comportamiento de las propiedades de roca reservorio en cada una de ellas.

De esta forma, integrando toda la información posible, se logró entregar a la simulación numérica un modelo geológico que aproximara la interpretación humana a la realidad geológica, lo cual es garantía del éxito a la hora de ajustar adecuadamente el funcionamiento del reservorio.

Como resultados más importantes podemos señalar los siguientes:

- Se logró definir por vez primera un corte típico para el área que facilita la detección y reconocimiento de las diferentes capas constituyentes de las formaciones Cifuentes, Ronda y Amaro.
- Se logra la realización de un modelo geológico para Boca de Jaruco Profundo con una mayor definición de los mantos y estructuras de interés para la perforación. Se enriquece, además, con los datos de geoquímica orgánica (fig.5).
- Por primera vez se define internamente el reservorio *Capa E*, el cual va a estar constituido por diferentes “subcapas”, de diferente litología y propiedades colectoras, aunque van a funcionar como un todo desde el punto de vista hidrodinámico.



- El depósito posee un C.A.P. con carácter masivo en su estado natural y un mismo gradiente de presión, los cuales sufrirán variaciones durante el proceso de extracción de petróleo de manera diferenciada para cada subcapa en correspondencia con sus propiedades internas y la intensidad de la explotación.
- El reservorio *Capa E* constituye un sistema de dúplex compuesto por patrones de tipo “rampa anticlinal” y “dúplex real”, que buzcan hacia el transpaís. El depósito clasifica como de tipo estructural-estratigráfico, cuya cúpula está erosionada y sellada con las arcillas de Vega Alta.
- Se detectan zonas de interés para la explotación de hidrocarburos dentro del reservorio (EI) y también en la *Capa Ell*, así como nuevas áreas de interés para la exploración.

## CONCLUSIONES

1. La interpretación y síntesis de toda la información, junto a novedosos estudios de fracturas en pozos y afloramientos, permitió definir el estilo tectónico para el área e identificar las particularidades internas del reservorio.
2. El trabajo de modelación geológica, enfocado a definir y caracterizar lo más detalladamente posible a nuestros reservorios carbonatados pertenecientes a la franja de crudos pesados del norte de Cuba, es de vital importancia para lograr una explotación racional y eficiente de este vital recurso. Para ello, las correlaciones detalladas y la integración de todos los métodos de investigación posibles destinados a caracterizar el comportamiento productivo de estos yacimientos, son la principal herramienta para lograr una mayor aproximación a la realidad geológica.
3. Los dúplex, en todas sus formas, podrían ser las formas tectono-estructurales más extendidas e importantes para las acumulaciones gasopetrolíferas en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba.
4. El trabajo de modelaje geológico detallado ofrece toda la suma de información necesaria, ya lista y elaborada, para ser aplicada en la simulación numérica del reservorio.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Collectta, B. (1995): “Structures en compression”. I.F.P.
2. Vilain, A., M. Mérida, et al. (1999) “Recuperación mejorada del Yacimiento Boca de Jaruco”, Proyecto 2115, Etapas III y IV, Archivos del CEINPET.
3. Mikalsky, S. M. (1994), “Minor thrust faults within the Boca de Jaruco oilfield, northern Cuba”.

## FIGURAS



Fig. 1. Dúplex rampa anticlinal y dúplex real.  
Mc Clay, 1990.

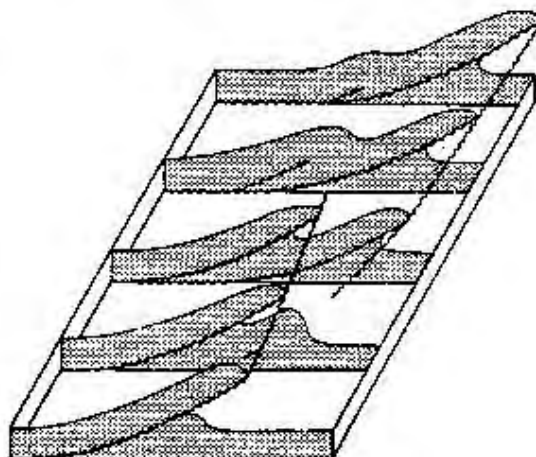


Fig. 3. Transferencia de desplazamiento  
Dahlstrom, 1990

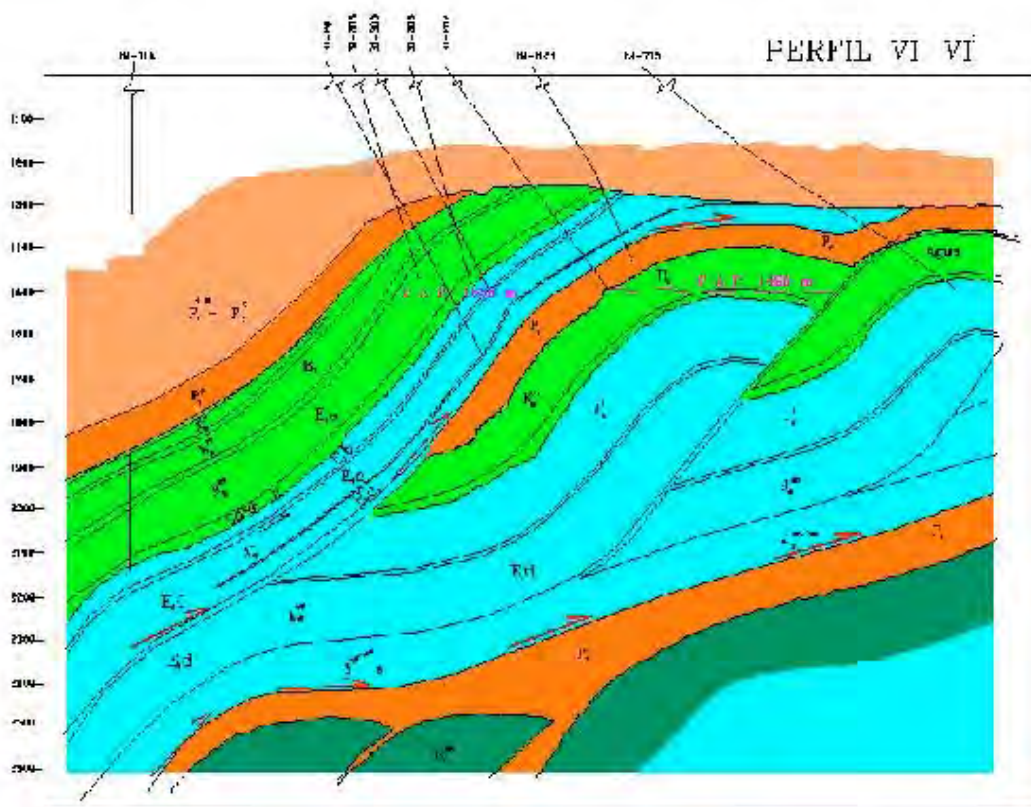


Fig. 2. Perfil geológico VI-VI' perteneciente al bloque central (III) del yacimiento Boca de Jaruco

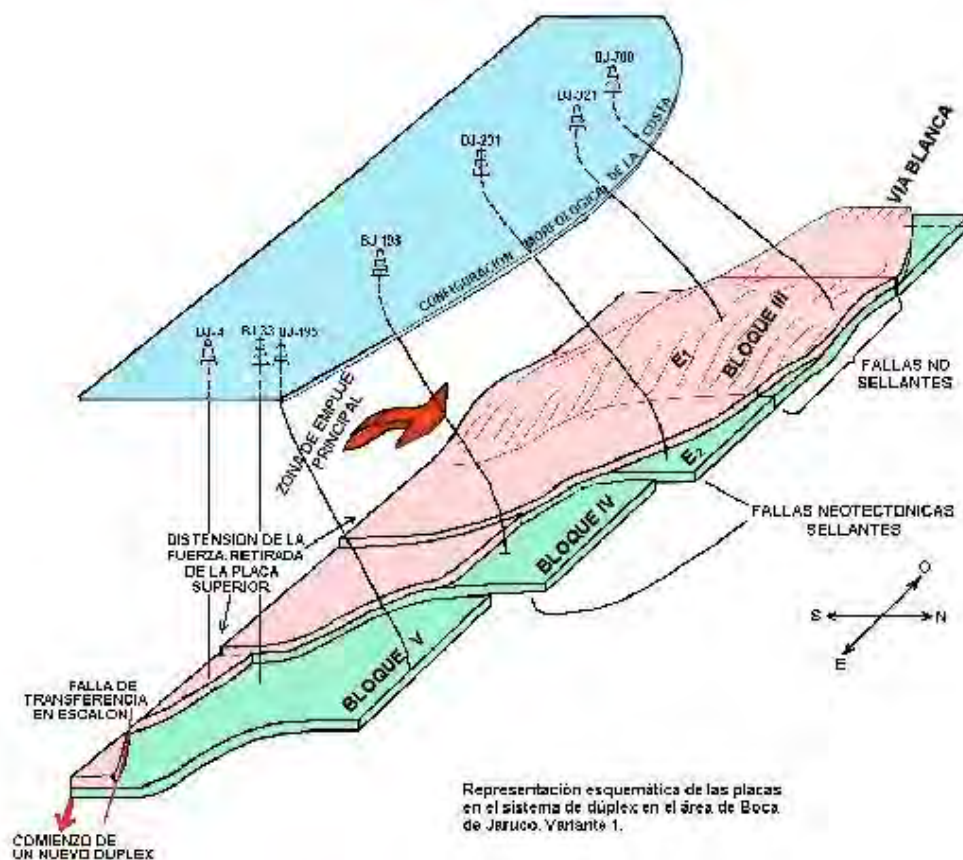


Fig. 4. Representación esquemática de las placas en el sistema de dúplex en el área de Boca de Jaruco.



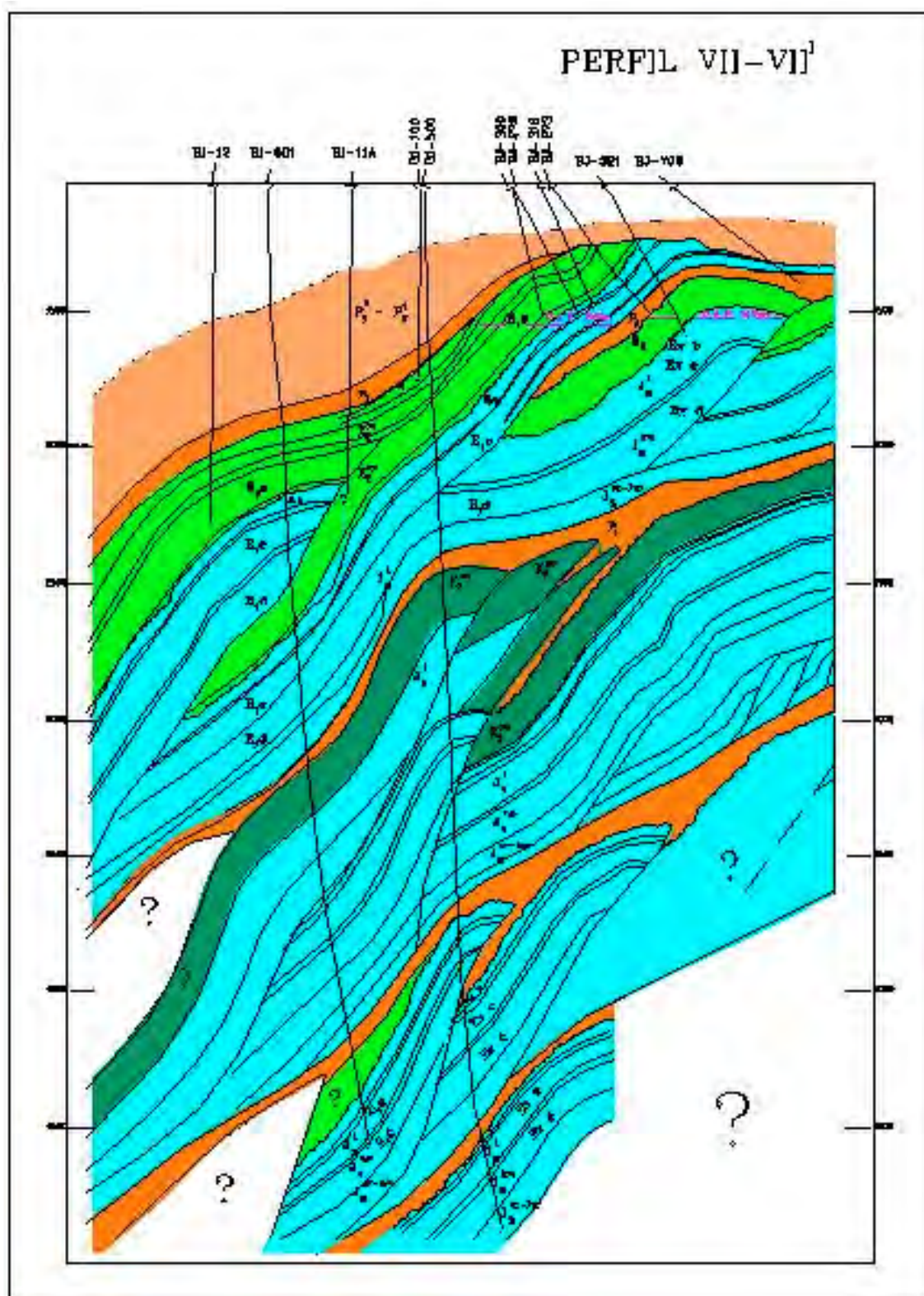


Fig. 5. Perfil geológico VII-VII', Boca de Jaruco Profundo.



## INVESTIGACIONES MICROTECTÓNICA EN LOMA BONACHEA Y SU COMPARACIÓN CON ESTUDIOS SIMILARES EN LOS YACIMIENTOS PETROLÍFEROS DEL NORTE CUBANO.

Autores: Ing. Carlos Sosa<sup>1</sup>; Dr. Juan G. López<sup>1</sup>; Ing. Omar Rodríguez<sup>1</sup>; Ing. Osvaldo López<sup>1</sup>; Ing. Orelvis Delgado<sup>1</sup>; Dr. Carbeny Capote<sup>2</sup>

1.- CEINPET; Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro. C. Habana; 2.- IGP, Vía Blanca s/n esq. Ferrocarril. San Miguel del Padrón. C. Habana

### RESUMEN

La región central de Cuba ha sido sin dudas, la más estudiada geológicamente, desde la década del 30 hasta nuestros días, y la ventana tectónica de Loma Bonachea un área de obligada referencia dentro de ella.

La investigación ejecutada posibilitó la cartografía a escala 1: 10 000 de la misma, utilizando además de los itinerarios geológicos, algunos métodos geomorfológicos y entre ellos, la interpretación de las imágenes Landsat pancromática, fue de inestimable valor.

La presencia en el área de pliegues escamas de las rocas del Grupo Veloz y entre ellas, la Fm. Vega Alta, emplazada tectónicamente, como consecuencia de los esfuerzos compresivos, conforma, quizás, el único testigo – hasta hoy descubierto por la cartografía geológica -, de este fenómeno, conocido en numerosos pozos del litoral norte cubano.

El estudio microtectónico realizado constituye un sólido argumento que demuestra que, las rocas del margen continental, representadas por la Fms. Cifuentes, Ronda y Morena, se encuentran cabalgada de forma compleja, como consecuencia de los esfuerzos mayores “ $\sigma_1$ ”, de dirección SO – NE, aunque para cada pliegue escama, la dirección sufre modificaciones y cierta rotación hacia el Este. Además, los sistemas de fracturas estudiados demuestran que, las fracturas más frecuentes pertenecen al sistema conjugado que se origina diagonalmente a la dirección del esfuerzo mayor “ $\sigma_1$ ”, cuando tienen lugar los sistemas transcurrentes. La intensidad de la fracturación de las rocas Cretácicas y Jurásicas es mayor que las estudiadas en el Daniano y el Eoceno Medio en zonas no lejanas.

De forma análoga, fueron estudiados otros sistemas de fracturas perpendiculares y paralelos a “ $\sigma_1$ ”, en las crestas de los pliegues, pero de mucha menor frecuencia de aparición, pertenecientes a períodos extensivos, según pudimos identificar en los trabajos de campo.

Estudios similares realizados en varios pozos de los yacimientos Varadero, P. Escondido y B. Jaruco, revelan que los sistemas de fracturas principales pertenecen también al sistema conjugado, que tiene lugar durante la aparición de los sistemas Wrech, y diagonales a la dirección del esfuerzo mayor, los que deben haber tenido lugar durante los cabalgamientos.

### ABSTRACT

The central region of Cuba is without doubt the most geologically studied, from the 3<sup>rd</sup> to the present day, and the tectonic window of Loma Bonachea, an area of obligatory reference within it.

The investigation carried out made possible the cartography of the area escale 1: 10 000, using geological field trips as well as some geomorphological methods among those we can find that the interpretation of the Landsat Images were of inestimable value.

The presence in the area of Veloz Group folded sheets, and between them the Vega Alta Formation, tectonically located, as a consequence of the compressive strengths, is today may be the only witness discovered by the geological cartography of this phenomenon, wide known in several wells drilled in the north coast of Cuba .

The microtectonic study carried out is a strong argument to demonstrate that the rocks of the Cifuentes, Ronda and Morena formations belonging to the continental margin, are overthrust in a very complexe way, as a consequence of the main strength “ $\sigma_1$ ” in a SO – NE direction, although for each thrust sheet, there are modification in direction and certain rotation eastward. Besides, the studied fracture systems demonstrate that the most frequent fracture direction belong to the conjugated system which is originated diagonally to the direction of the main strength “ $\sigma_1$ ”, wend transcurrent systems took place. The intensity of the Cretacic and Jurassic rocks fracturation is higher than the studied in Danian and Middle Eocene ages in areas not very far from Loma Bonachea.

In the same way, other fracturation systems perpendiculars and parallels to “ $\sigma_1$ ” in the upper part of the folds, much less existent during extensional periods, as we find out during the field trip.

Similar works carried out in wells of the Varadero , P. Escondido and Boca de Jaruco oil fields, reveal that that the main fractured system belong as well to the conjugated system, which took place during the occurrence of the wrench system, and diagonally to the main strength direction, which took place during the overthrust stage.

## INTRODUCCIÓN

El presente estudio resume los resultados de la “Cartografía geológica detallada de Loma Bonachea y sus investigaciones microtectónicas; comparando los resultados obtenidos con la información de los yacimientos de la franja norte cubana”.

Es evidente, y así lo demuestra el trabajo, que los estudios permiten comprobar que nuestros modelos geológicos pueden ser más complejos y más fraccionados - por un lado -, mientras por otro, los sistemas de fracturas y la estratificación, son semejantes, respondiendo en todos los casos a la acción del esfuerzo mayor dirigido del **SO** al **NE**, aunque para cada área y pliegue en particular esta dirección sufre modificaciones

La idea principal que sirvió de base a la proyección de esta investigación, consideró la necesidad de estudiar áreas patrones “conocidas” en superficie, y realizar estudios geólogo – estructurales a través de los métodos tradicionales de la cartografía geológica y comparar sus resultados con las estructuras determinadas por los pozos en los yacimientos de la franja norte cubana.



Al mismo tiempo, se ejecutaron investigaciones microtectónicas que estudiaron los sistemas de fracturas, fallas, estratificaciones, pliegues y planos axiales, comparando estos con los obtenidos a través de la interpretación de los registros de imágenes (FMS y FMI).

Para las pesquisas se hizo énfasis en el estudio del Grupo Veloz, por estar asociados nuestros principales yacimientos a tal tipo de secuencias.

## DESARROLLO

Para el trabajo de cartografía geológica, se ejecutaron itinerarios geológicos en perfiles, más otros siguiendo la red de caminos existentes y a campo traviesa, documentándose numerosos puntos y la recopilación de muestras para análisis petrográfico – paleontológico.

La interpretación de las imágenes Lansat permitió la confección de un esquema con los principales sistemas de fallas que afectan el área y algunos límites litológicos que son destacados con bastante fidelidad (fig.1). Estos, fueron un valioso instrumento para la confección del esquema geólogo – tectónico (fig.2) del área. En el mismo se observan - claramente -, los sistemas de fallas tansurrentes de dirección **SO – NE – sintéticas** -, que atraviesan la zona, creando tres cinturones de estructuras plegadas y falladas y cada una de ellas con sus características particulares. Los sistemas de fallas de dirección **SE – NO – antitéticas** -, son reveladas también, así como un tercer sistema de dirección **S – N**, también **sintéticas (1)**. Análogamente, muchas de las fallas de rampa, son resaltadas en el propio mapa.

El esquema de drenaje confeccionado y el propio mapa topográfico a escala 1: 10 000, revelaron diáfamanamente que la topografía del terreno es reflejo de la geología de la zona y por ello el mapa topográfico pudo ser utilizado como complemento importante durante la realización de la cartografía geológica.

Las fallas transcurrentes de dirección **SO – NE**, juegan un importante papel, al desplazar en esa dirección los pliegues escamas, que conforman cada una de las fajas plegadas, dando características particulares a cada una de ellas. La faja más oriental se encuentra mucho más tectónizada que las restantes, estando integrada por numerosos pliegues escamas y entre ellos la presencia de una secuencia sin orogénica constituida por una brecha de matriz arcilloso calcárea y fragmentos de distintos tamaños de micritas pertenecientes a varias formaciones, así como por bloques de silicitas de distintos tamaños y otras litologías subordinadas. Las rocas de esta secuencia estudiadas petrográficamente y paleontológicamente fueron localizadas en diferentes puntos del área, siempre situados en las vaguadas, lo que permitió la cartografía - por analogía -, de otras áreas donde no pudieron ser encontradas las mismas; además, el área está afectada por fallas de dirección **S – N** y **SE - NO**, que complican el paisaje geológico de la zona, aunque las más importantes se encuentran al Sur y Oeste de la ventana tectónica.

La complejidad tectónica de esta faja puede observarse también, en los abruptos ángulos de inclinación que se estudiaron en los distintos pliegues, como puede apreciarse en los cortes geológicos I - I' y II - II' (fig. 3 y 4), así como por el fallamiento y fracturamiento intenso dentro de cada uno de ellos, además, por el cambio en la dirección de los mismos, investigado de forma detallada utilizando la microtectónica.

Las dimensiones de los mayores pliegues escamas en el área se comporta así: La longitud varía entre 600m – 1300m, mientras el ancho de los pliegues oscila entre 300m y 700m; lo que comparado con los yacimientos del occidente del país, es menor a los conocidos en los depósitos de hidrocarburos de la faja de crudos pesados norte cubana; por otro lado el sistema de fallas transcurrentes es semejante a los estudiados en los yacimientos de referencia y tienen direcciones aproximadamente parecidas, formando fajas plegadas independientes las unas de las otras. La cadena de pliegues del cinturón central y el Occidental están constituidos por pliegues que tienen menores ángulos inclinación, lo que indica que los esfuerzos que soportaron fueron menos intensos.

La disposición espacial de los sistemas transcurrentes, puede ser explicada a partir del esquema de fracturas de Riedel (2), considerando que los esfuerzos mayores ( $\sigma_1$ ), están dirigidos en la dirección **SSO – NNE** - como se ha demostrado en el trabajo de microtectónica -, los que provocan la aparición de fallas sintéticas y antitéticas.

Por todo lo anteriormente expresado puede llegarse a la conclusión que: **“Los principales sistemas de fracturas estudiados en el área, donde se ubican nuestros principales yacimientos, están afectados por los mismos sistemas investigados en el área de Loma Bonachea”.**

La existencia del pliegue escama de la Fm. Carmita ubicada en una posición extrema al **SO** de la ventana tectónica, indica con claridad, que los mantos integrados por la misma cabalgaron - quizás fuera de secuencia -, a los integrados por las rocas del Gr. Veloz.

Por otro lado, algunos puntos de cartografía determinaron la presencia de las rocas de la Fm. Carmita determinadas paleontológica y petrográficamente, y en dos de ellos, se comprobó el contacto de ésta, con las rocas de la Fm. Vega Alta.

Los mantos cabalgados integrados por las rocas serpentiniticas, imprimen al lugar un sello particular, ya que las mismas pudieron ser estudiadas rodeando toda la ventana tectónica de Loma Bonachea, pero además, las mismas, se observaron imbricadas, con pliegues de la Fm. Carmita, lo que indica que luego de los cabalgamientos fuera de secuencia de las ofiolitas, las rocas del margen continental continuaron su proceso de sobre corrimiento, y lograron imbricarse con las primeras.

El estudio de las rocas de la Fm. Cifuentes del  $J_3^{km-t}$ , en las partes más profundas de la cantera conjuntamente con las rocas de la Fm. Ronda del  $J_3^t - K_1^{br-v}$ , y la Fm. Morena del  $K_1^{h-b}$ , en algunas partes de la ventana tectónica, han servido para demostrar que en el área de investigación han sido estudiadas todas las rocas del Gr. Veloz en yacencia concordante. No obstante, producto de la complicada tectónica, en algunos frentes, esta condición la observamos alterada.

En el afloramiento estudiado en el penúltimo nivel de la cantera, puede observarse los sistemas de fallas inversas que afectan las rocas del mismo. En la primera, se distingue el sistema de fallas con un acimut de  $340^\circ$  y  $10^\circ$  de ángulo de inclinación, mientras en la segunda, se puede apreciar otra falla inversa de acimut  $115^\circ$  y  $45^\circ$  de ángulo de inclinación, está última con un pequeño desplazamiento (0.50m). Ambos sistemas de fallas demuestran que los esfuerzos compresivos han tenido más de una etapa: Una primera durante los cabalgamientos, mientras la segunda, en etapas posteriores

En el afloramiento del nivel superior de la cantera, fueron observadas las fallas inversas con acimut semejante al descrito en el afloramiento anterior y con bajos ángulos; sin embargo, en la parte Este del frente de cantera, se observan fallas inversas con acimut de  $355^\circ$  y ángulos de  $60^\circ$ . En una de estas fallas - entre dos pliegues -, se describieron rocas silíceo arcillosas con fragmentos de serpentinitas, las que fueron datadas del  $P_2^1 - P_2^2$ . En este propio nivel fueron estudiados detalladamente los sistemas de fracturas que afectan las rocas.

En la zona Noroeste de Loma Bonachea, fue descrita una secuencia de micritas, intemperizadas con escasas intercalaciones de argilitas y de pedernales, pertenecientes a la Fm. Ronda, donde el tectonismo se aprecia menos intenso que en los frentes de cantera ubicados al Sur, aunque el grado de fracturación es igualmente intenso.

El trabajo microtectónico ha posibilitado precisar - en primera instancia -, la dirección de los esfuerzos mayores ( $\sigma_1$ ), observándose en los **estereogramas** contruidos a partir de los elementos de yacencia de las fallas, fracturas, estratificación y planos axiales(1 y 3). Para la confección de los mismos fueron utilizadas las proyecciones estereográficas de Wulff y Schmidt en el hemisferio superior.

El procesamiento de los datos de las fallas (fig. 5), expresa con claridad que la dirección de los esfuerzos ( $\sigma_1$ ) es **OSO – ENE**, por obtenerse la mayor parte de la información en el frente principal de la cantera, que corresponde a un gran pliegue escama, y como consecuencia de ello las fallas de cabalgamiento tienen una dirección **SSE - NNO**. Los propios estereogramas exhiben la presencia de fallas transcurrentes y otro sistema, cuyos grandes círculos son perpendiculares a los anteriores, y que pudieran identificarse con el segundo sistema de fallas inversas.

El estudio de los estereogramas de los diferentes afloramientos permite precisar que la dirección de los esfuerzos mayores sufre modificaciones, ya que se aprecian en algunos, giros hacia el Este, produciendo efectos particulares para cada uno de ellos.

Los estereogramas de fracturas, reafirmaron la dirección de ( $\sigma_1$ ) (fig. 6), donde pueden ser identificadas las fracturas conjugadas, diagonales a la dirección de los esfuerzos mayores que tuvieron lugar, durante el desarrollo de los sistemas wrench, originando en los flancos **NE** y **SO** de los pliegues (según la clasificación de Anderson), Fueron identificados otros sistemas paralelo y perpendiculares a la dirección del esfuerzo mayor, que pudiera ser atribuido a fracturas creadas por los sistemas extensivos - los paralelos -, y los perpendiculares pueden asociarse a las fracturas paralelas a la estratificación (tipo flexo - deslizantes), como fue observado en el terreno y en las secciones delgadas.

De forma análoga, los estereogramas de fracturas explican que la dirección de ( $\sigma_1$ ), asume posiciones particulares para cada uno de los pliegues, manteniendo direcciones cercanas al **O – E**, pasando por la dirección más frecuente, **SO – NE** hasta cercanas a la dirección **S – N**, como consecuencia de la rotación que se produce hacia el este.

La ausencia de rocas jóvenes no ha permitido conocer los elementos tectónicos desarrollados en las mismas y comparar estos con los estudiados en la localidad, para poder datar cronológicamente la ocurrencia de los distintos sistemas de fracturas presentes. No obstante la información obtenida en rocas del Maastrichtiano Superior - Daniano ( $K_2^m$  -  $P_1^{11}$ ), Fm. Santa Clara y del  $P_2^{22}$ , Fm. Ochoa, demuestran que la frecuencia en la ocurrencia de las fracturas disminuye en el Maastrichtiano - Daniano y más aun en el Eoceno Medio, lo que evidencia que los esfuerzos fueron disminuyendo con el tiempo y que las rocas del Jurásico Superior - Cretácico Inferior fueron afectadas por sistemas transcurrentes durante la conocida orogenia y de ahí su más intensa fracturación.

Los **estereogramas** de la estratificación (fig. 7), corroboran la dirección general de los esfuerzos principales ( $\sigma_1$ ), y los particulares para cada pliegue, ratificado el rumbo cubano para las estructuras, y además que el mismo sufre un giro hacia el **SSE** – en el área del frente de cantera principal, ubicado en un mismo pliegue escama.

Los planos axiales fueron estudiados también como parte de esta investigación, los que arrojan resultados parecidos, ya que los grandes círculos que los representan, están dispuestos paralelamente a los homólogos que estudian la estratificación

La investigación microtectónica realizada ha sido comparada con estudios semejantes ejecutados en algunos pozos de la región occidental del país, a partir de la interpretación de los registros de **FMS – FMI**. En el área del yacimiento Varadero, se utilizó la interpretación de varios pozos y los estereogramas de polos de los sistemas de fracturas y de la estratificación, ploteados en el hemisferio superior. Los que estudian la estratificación muestran que la dirección del esfuerzo mayor mantenía un acimut de  $220^\circ$  -  $230^\circ$  mientras la estratificación tiene acimut de  $150^\circ$  -  $160^\circ$ . Por otro lado, el análisis de los polos del sistema de fracturas y la forma de dispersión de los mismos, permite asegurar que la mayoría de ellos responden al sistema conjugado, que tienen lugar en los flancos de los pliegues escamas que conforman el yacimiento.

En el área de Puerto Escondido hemos podido analizar la información de algunos pozos (fig. 8). La data estudiada está expresada en los estereogramas de estratificación y fracturas. Los polos, muestran que los esfuerzos principales tiene una dirección **SO – NE**, con un acimut de  $200^\circ$  –  $210^\circ$ , al mismo tiempo, la estratificación es de  $295^\circ$  -  $305^\circ$ , exhibiendo el típico comportamiento del rumbo cubano. Los estereogramas que estudian los sistemas de fracturas - abiertas y parcialmente abiertas -, demuestran que ellas son conjugadas diagonales a ( $\sigma_1$ ), lo que puede suponerse por la forma de la dispersión de los polos.

Las rosas diagramas del límite de la estratificación corrobora la dirección del rumbo cubano de las estructuras en esta área; y la que representa las fracturas (abiertas, parcialmente abiertas y cerradas),

deja ver la presencia del sistema conjugado anteriormente analizado, reforzado en la dirección **SO – NE**, debido a la rotación que sufren los pliegues escamas hacia el este.

## CONCLUSIONES

1. El área Loma Bonachea constituye una ventana tectónica de las rocas del Grupo Veloz -desde el Tithoniano Superior hasta el Barremiano -, integrado por pliegues escamas y entre ellos los sinorogénicos de la Fm. Vega Alta, complicados además por un complejo y amplio sistema de fallas, fracturas y microfracturas.
2. Fueron estudiados los sistemas de fallas transcurrentes de dirección **SO-NE**; **SE-NO** y **N-S**, que afectan el área, lo que ha tenido lugar por la acción de los esfuerzos horizontales de dirección **SO – NE**, explicados a través del **esquema de fracturas de Riedel**. Además los sistemas de fallas de cabalgamiento, bien expresados, que complican el paisaje tectónico de la misma.
3. El estudio de los sistemas de fallas, fracturas, pliegues, estratificación y planos axiales, desde el punto de vista microtectónico, posibilitó la determinación de la dirección del esfuerzo mayor “ $\sigma_1$ ”, para el área integralmente y para la mayoría de los pliegues que conforman la ventana tectónica, con una dirección predominante **SO – NE**.
4. El estudio exhaustivo de los sistemas de fracturas a través de la microtectónica, posibilitó analizar que, la mayor cantidad de fracturas pertenecía al sistema conjugado, que tiene lugar durante el desarrollo de los sistemas transcurrentes, originados en el período de los cabalgamientos y posteriores a éstos. Además, fueron estudiados sistemas de fracturas paralelos a la estratificación (flexo – deslizantes) y las fracturas extensivas paralelas a la dirección de “ $\sigma_1$ ”.
5. La comparación de los pliegues estudiados en Loma Bonachea, comparados con los yacimientos de la faja norte cubana, ha demostrado que las dimensiones de los existentes en el área investigada, son menores a los conocidos en los depósitos mencionados.
6. Las investigaciones microtectónicas, comparada con sus similares ejecutadas en los pozos, demuestra que, los sistemas de fracturas son semejantes y los más frecuentes en los pozos, también son los sistemas conjugados.

## BIBLIOGRAFIA

1. The mapping of Geological Structures. K. R. Mc Clay. Dpto. Geología. Universidad de Londres.
2. Continental Feformation. Paul L. Hancock. Reader in Structural Geology University of Bristol U.K.
3. Curso de Geología Estructural M. Julivert. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos Bogotá. Octubre 1986.



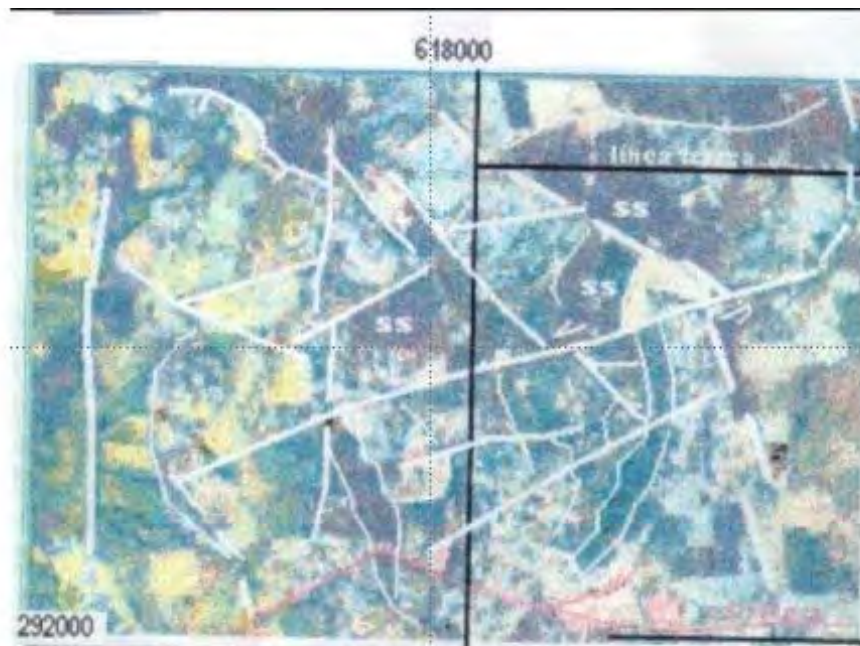


Fig. 1 Mapa de los principales sistemas de fallas, según imagen cósmica.



Fig. 2 Mapa Geólogo- Tectónico del área, escala 1: 10 000.



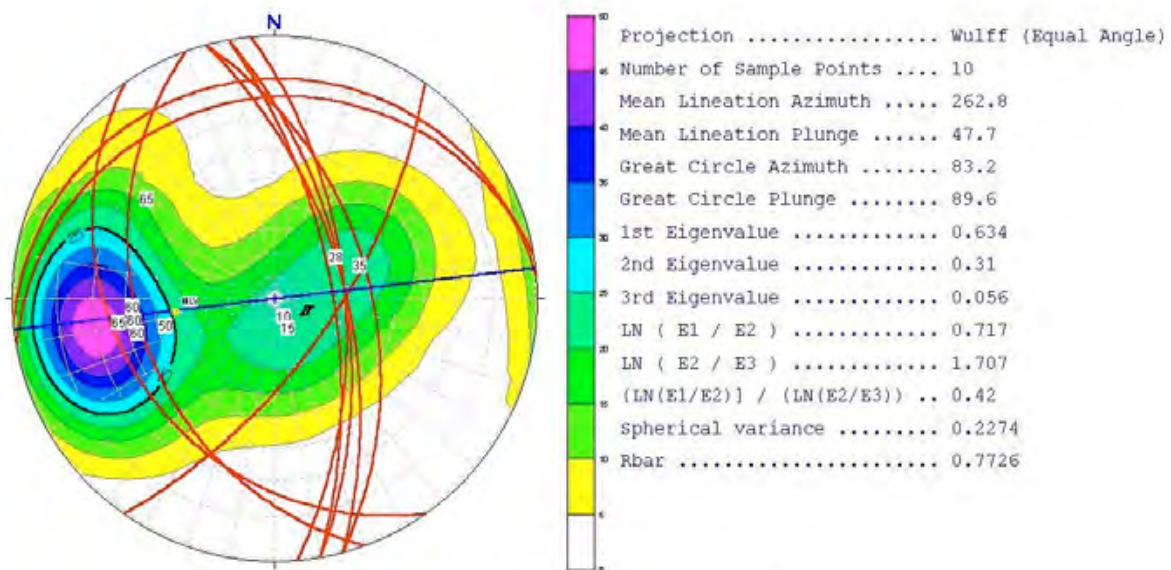
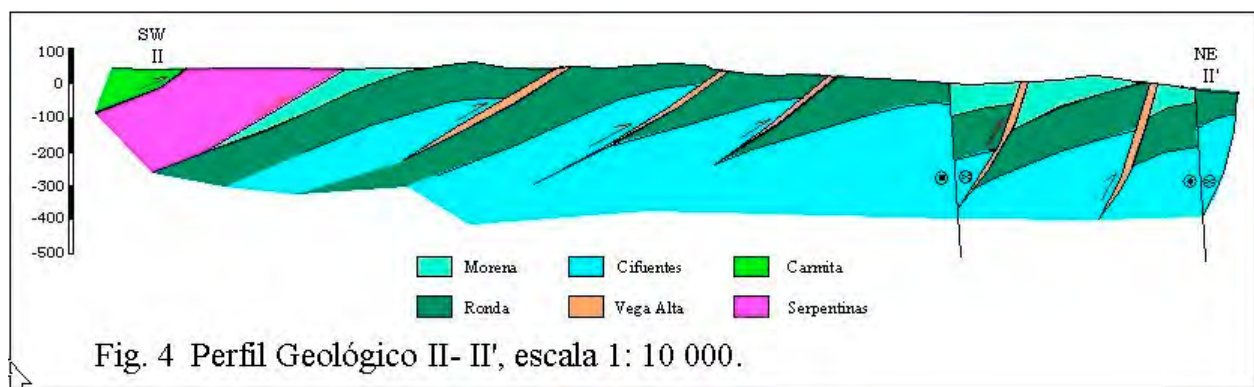
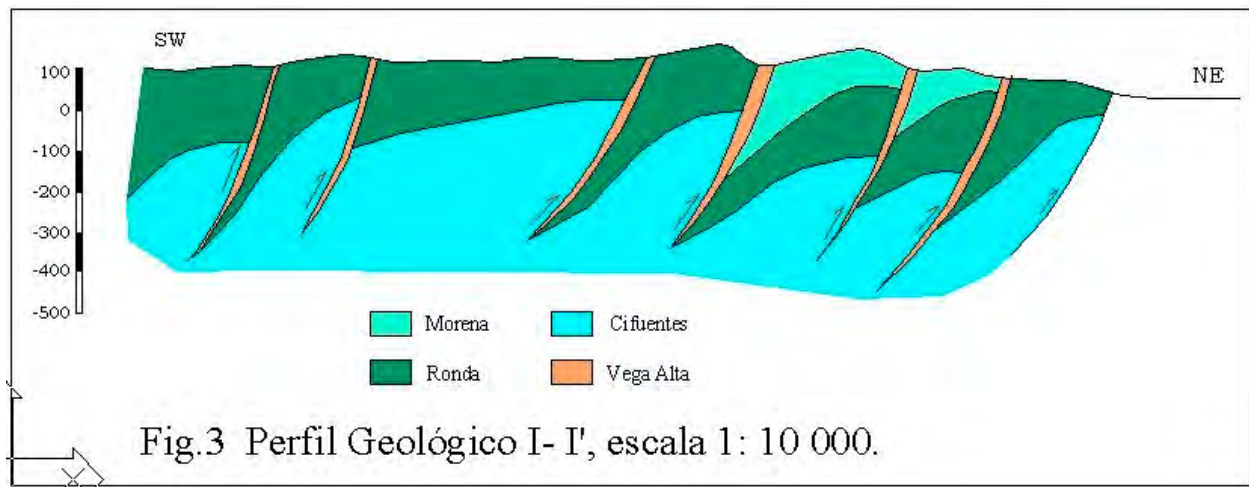


Fig. 5a Estereograma de fallas. Afloramiento 2.

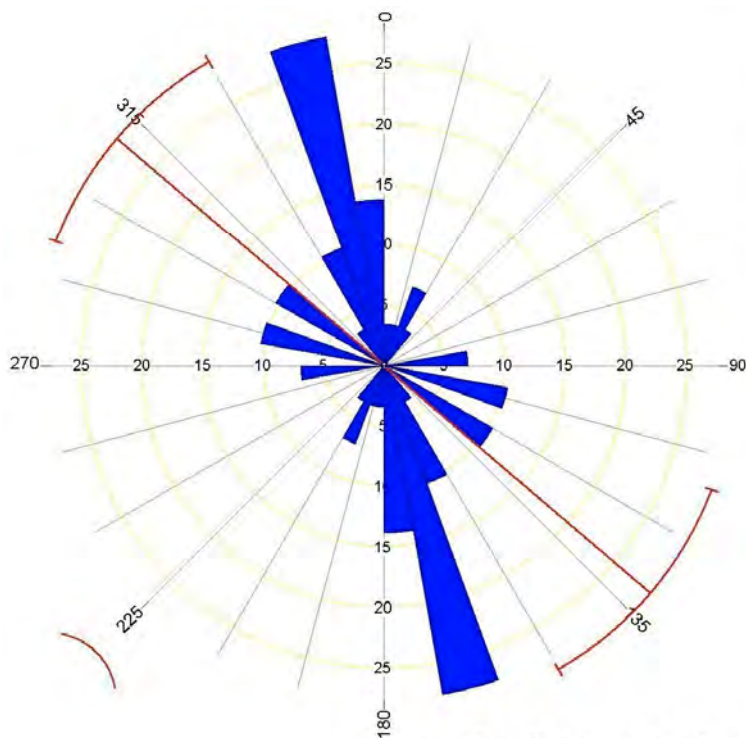


Fig. 5 Rosas Diagramas de fallas. Loma Bonachea.

### FALLAS LOMA BONACHEA

Calculation Method .... Frequency  
Class Interval ..... 10 Degrees  
Length Filtering ..... Deactivated  
Azimuth Filtering ..... Deactivated  
Data Type ..... Bidirectional  
Population ..... 29  
Maximum Percentage .... 27.6 Percent  
Mean Percentage ..... 9.1 Percent  
Standard Deviation .... 6.94 Percent  
Vector Mean ..... 310.45 Degrees  
Confidence Interval ... 19.67 Degrees  
R-mag ..... 0.65

### FRACTURAS LOMA BONACHEA Proyección Schmidt

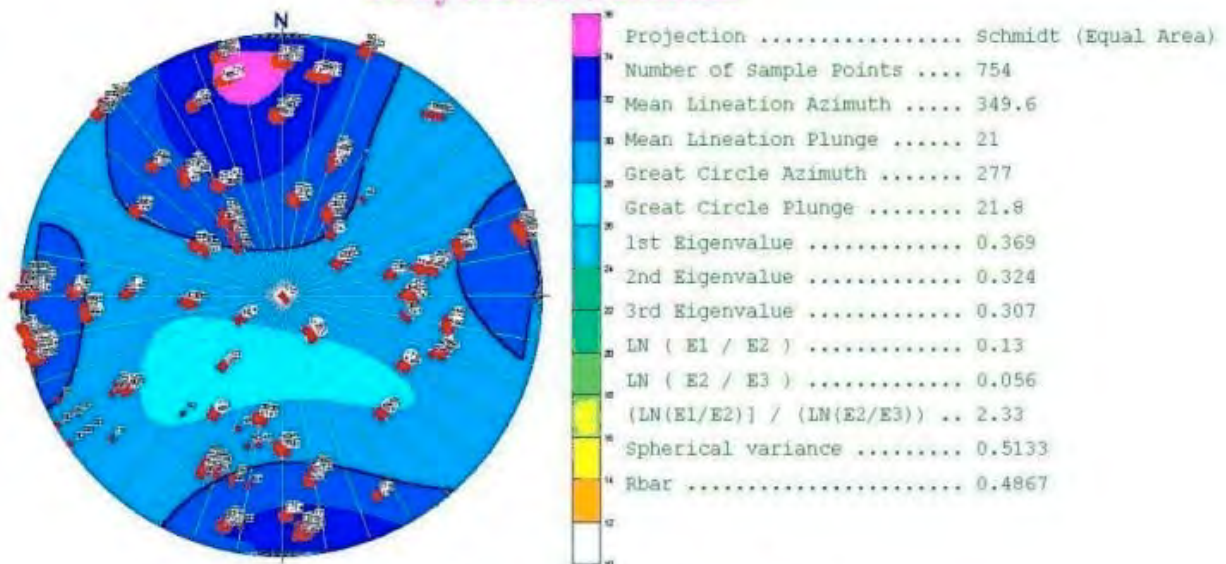


Fig. 6a Estereograma de fracturas. Loma Bonachea.



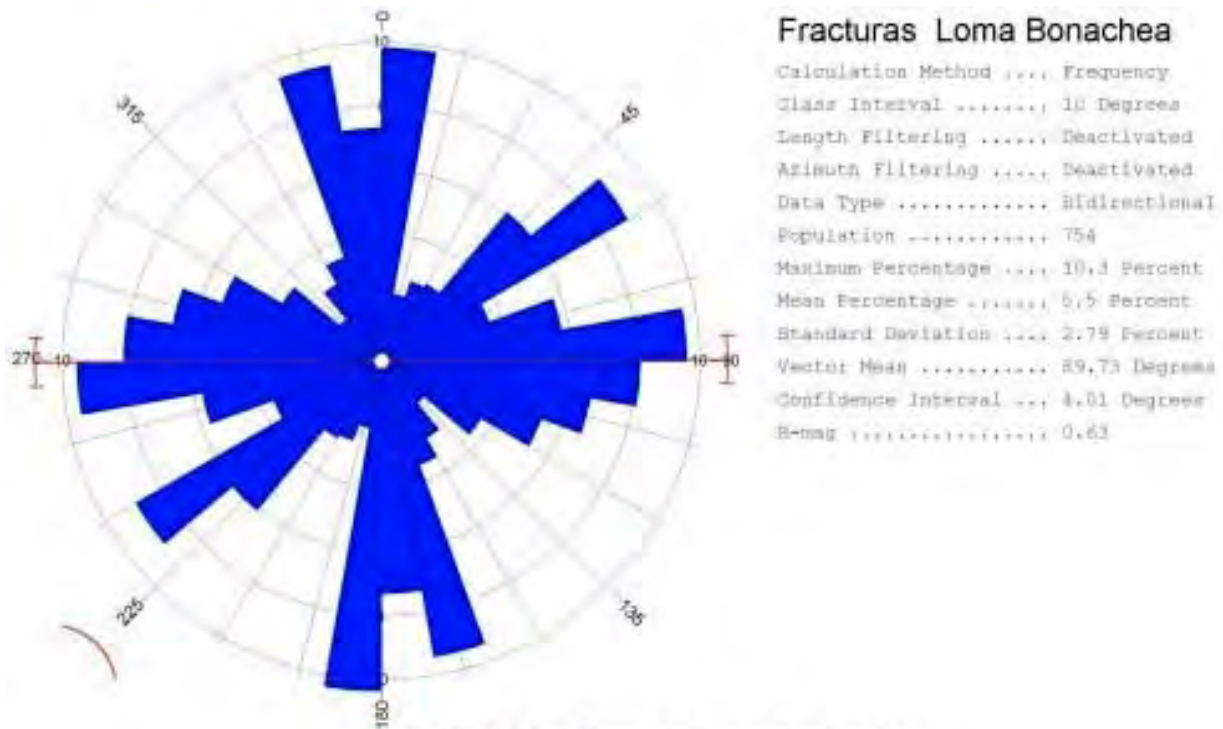


Fig. III.2.4.16 Rosas Diagramas de fracturas. Loma Bonachea.

## Estratificación Loma Bonachea

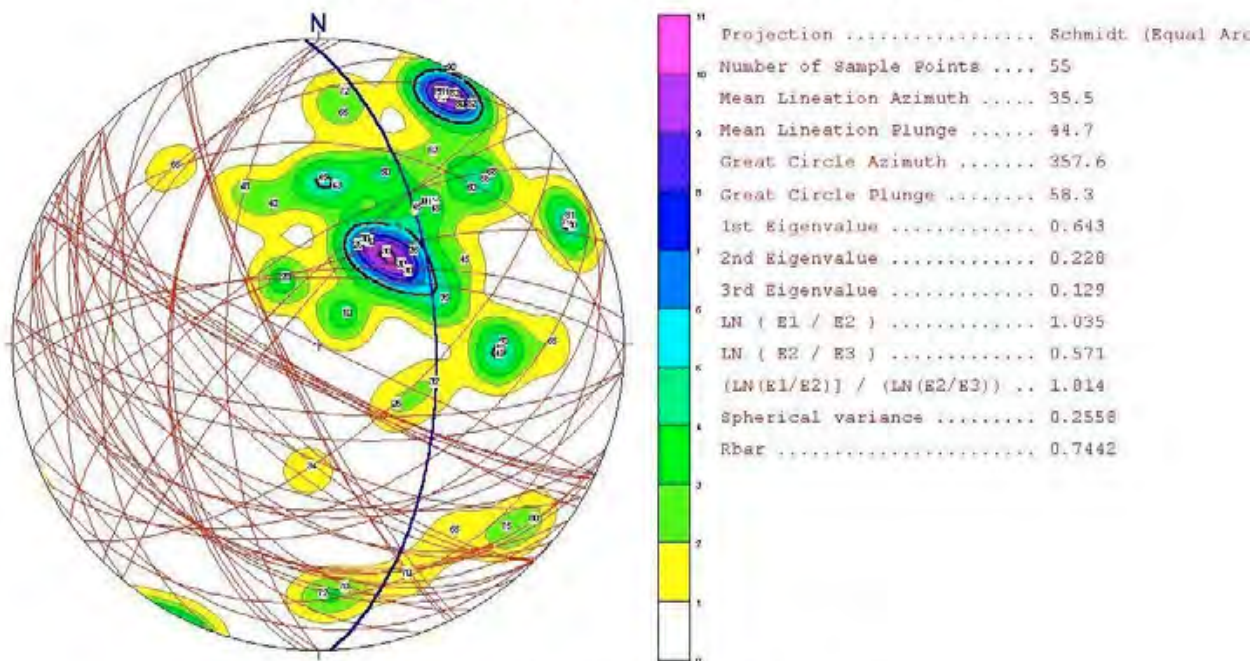


Fig. 7a Esterograma de estratificación. Loma Bonachea.

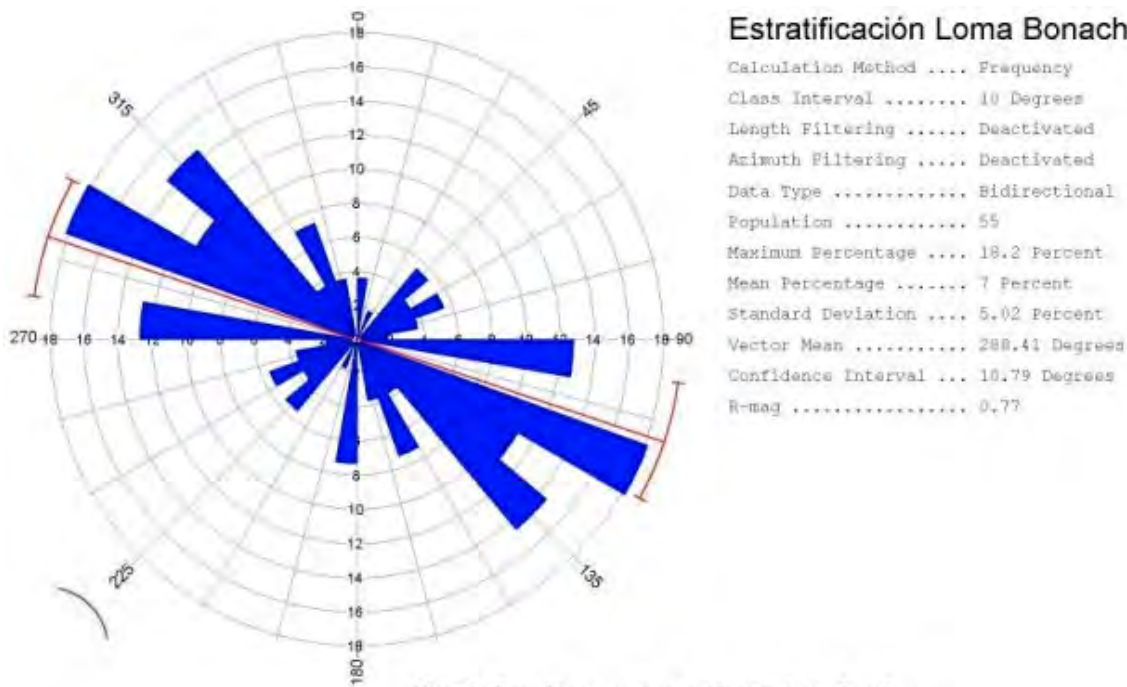


Fig. 7b Rosas Diagramas de estratificación. Loma Bonachea.

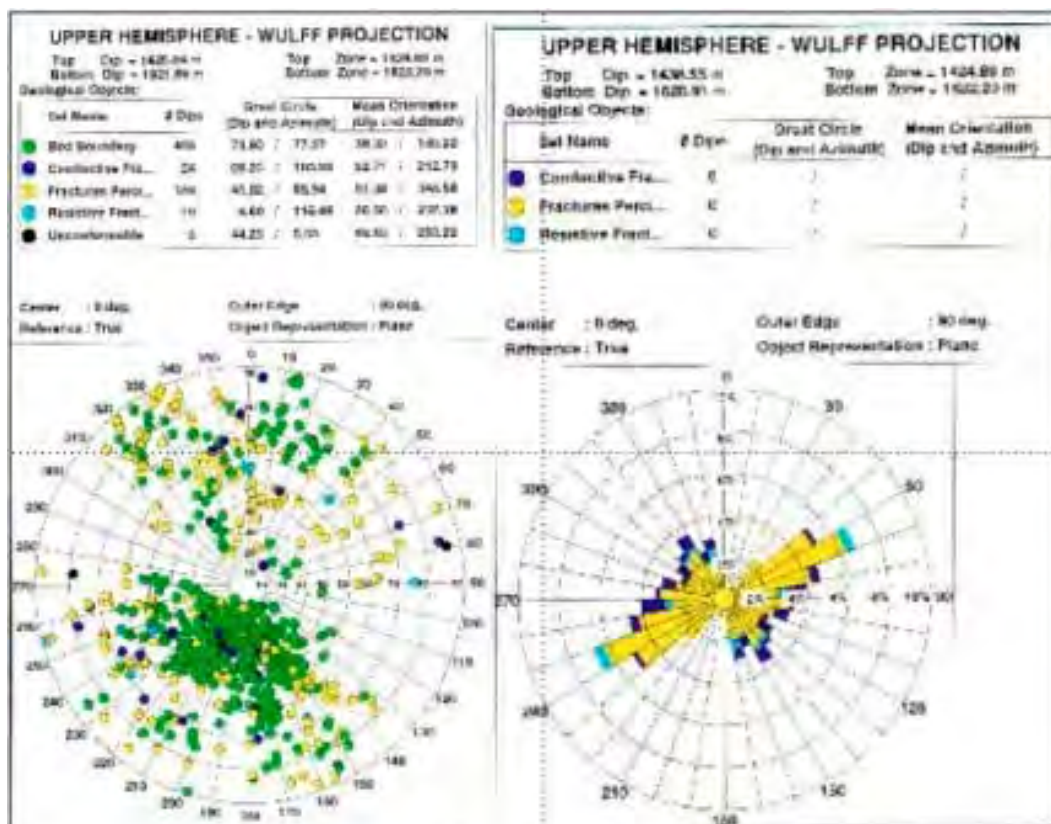


Fig. 8

## MAPA DE LAS UNIDADES TECTONO – ESTRATIGRÁFICAS Y GEOLÓGICAS DE CUBA CON FINES PETROLEROS.

***Evelio Linares, Julio Gómez, Rolando García, Manuel Yero y Pedro Valdés.***

*Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington N0.169 entre Churruca y Vía Blanca, Cerro, C. Habana.e-mail bello@ceinpet.inf.cu*

### INTRODUCCIÓN

Las búsquedas del petróleo y los minerales útiles en el Mundo, están regidas por premisas geológicas y regularidades, que permiten excluir unas áreas, en tanto se seleccionan las más perspectivas. Por ejemplo, para los exploracionistas petroleros, hablar de un ambiente geológico del límite cuenca – plataforma, -objetivo de este tratado-, es sinónimo de augurar importantes yacimientos de petróleo y gas, motiva a pronosticar yacimientos gigantes y supergigantes. En tal entorno, se han conjugado factores favorables, tales como la presencia de rocas madre con buen nivel de maduración, excelentes rocas almacén y grandes trampas.

El ejemplo más importante y cercano a nosotros, lo constituye el Sudeste de México, en las zonas de REFORMA y CAMPECHE (R. Tenreyro y otros, 1996). Esta región, que de hecho se relaciona con nuestra cuenca, es particularmente prolífera en yacimientos de magnitudes comparables a los grandes del mundo.

La propia práctica en nuestros descubrimientos (Yacimientos Varadero, Boca de Jaruco, Yumurí, Puerto Escondido y otros), dirigen las pesquisas principalmente a las zonas donde se detectan en profundidad o afloran, las rocas de cuenca, las llamadas U.T.E. Placetas y Camajuaní. A ellas, se asocian rocas depositadas en un paleoambiente de aguas profundas, donde existieron las condiciones ideales para la deposición y transformación de grandes volúmenes de materia orgánica, generadora de hidrocarburos. Estas secuencias Mesozoicas, conforman cinturones desde Cuba Oriental hasta la mitad norte de la provincia de Pinar del Río y su mar norteño. Tal estructuración del substrato, plegado de Cuba, ha sido observada por numerosos geólogos en el pasado, empleando para separarlas apelativos terrenoestratigráficos o tectonoestratigráficos y nombres geográficos tales como Belts, Zona (Zaza), Unidad Tectónica, Unidad Tectonoestratigráfica (Placetas Terrenos), Miogeosinclinal, Eugeosinclinal, Zona Estructuro – Facial y otros. Sin embargo, esta disposición espacial, no puede sugerir que, festinadamente, se haga la reconstrucción paleogeográfica desde tiempos del Synrift (Jurásico Inferior – Medio) hasta nuestros días. Se trata por el contrario, de enfrentarnos a los eventos ocurridos, que conformaron un complicado Cinturón Plegado y Sobrecorrido, donde se reconocen dos niveles estructurales principales: El Substrato Plegado y el Neoautóctono. Este último, representa las rocas y estructuras originadas a partir del Eoceno Superior Tardío, desarrolladas prácticamente en el mismo lugar que ocupan hoy en el territorio de Cuba. En cambio, el Substrato Plegado, tiene una estructura compleja, conformada por elementos paleogeográficos de muy diversa naturaleza, de edades desde el Prejurásico hasta el Eoceno Superior Temprano, formado fuera de su emplazamiento actual y en condiciones paleogeográficas cambiantes.

En algunos informes y artículos publicados en los últimos años, las reconstrucciones paleogeográficas se han fundamentado en las modernas ideas de la Tectónica de Placas. Iturralde (2000), ha reconocido de norte a sur entre otras, la Megaplataforma Florida – Bahamas. En las Plataformas de las Bahamas distinguió las Zonas de Cayo Coco y de Remedios (plataforma externa). Justo al sur de la Zona Remedios, ubicó la Zona de Camajuaní (talud continental). En los llamados terrenos sudoccidentales, describió el Terreno Guaniguanico con las Zonas Los Organos, Cangre, El Rosario Sur y Norte, Quiñones – Guajaibón y otras denominaciones. En las Unidades oceánicas alóctonas, entre otras, incluyó el Terreno Placetas (cuenca protocaribeña).

De manera casi general, en las últimas décadas, los geólogos han reconocido las zonas o unidades tectonoestratigráficas Canal Viejo de Bahamas, Cayo Coco, Remedios, Camajuaní, Zaza y otras. Pero es a partir de los descubrimientos de yacimientos petroleros en la franja norte de Cuba, que se presta mayor importancia al estudio de su constitución geológica.

En el año 1995, Sánchez y Tenreyro, propusieron un nuevo esquema de reconstrucción de la Zona Cuenca – Plataforma. A diferencia de los anteriores, aquí se precisa un proceso de oscilación de la plataforma, desde una extensión extrema en el Neocomiano y retrogradación hasta el Turoniano, cuando el área de la plataforma es mínima. El escalón inundado corresponde a la Zona Coco – Sur, con secuencias de aguas profundas cubriendo anteriores zonas de plataforma. Esto no impidió, que en algunas zonas, se quedaran arrecifes residuales, asociados posiblemente a los bloques yacentes de las fallas lístricas o planares profundas.



En 1996, J. López y R. Tenreyro, presentaron un esquema de reconstrucción palinspástica del Margen Continental, donde sitúan el Arco Volcánico Cretácico (Arco Volcánico Zaza), muy al sur de la posición actual de Cuba. A continuación, se nota una zonación con dirección NW-SE en forma de franjas, que afecta todas las provincias a excepción de la provincia de Pinar del Río. Aquí por orden, se delimitan las U.T.E. Rosario, Placetas, Camajuaní, Colorados, Remedios, Coco y Bahamas.

Con otra dirección este – oeste, se plantean las unidades tectonoestratigráficas Esperanza y a continuación Órganos, que ocupan la porción sur de Pinar del Río y parte de esta provincia. Por supuesto, que al ocurrir los sobrecorrimientos, la disposición de estos cinturones no se mantuvo tan regular como muestra el esquema.

En síntesis, estos son los modelos más reconocidos hasta el momento.

Cuando estos gráficos, muestran el área de distribución de las Unidades Tectonoestratigráficas y Geológicas de Cuba, generalmente lo hacen de forma más o menos representativa. Se ha querido en esta tesis, hacerlo lo más fiel posible, tomando como base el Mapa Geológico de Cuba 1:250 000 digitalizado, separando aquellas unidades litoestratigráficas que participan por definición de las U.T.E., su correspondiente cobertura y las unidades geológicas.

En tanto, el objetivo fundamental del trabajo es, delimitar las Unidades Tectonoestratigráficas y Geológicas con fines petroleros, se consideran estas también en la profundidad, en todas las áreas de los yacimientos petroleros o donde los pozos las han revelado.

Se resaltan, las secuencias Mesozoicas de aguas profundas de Cuba Central y Occidental, con la finalidad de hacer una comparación entre ellas y su significado para la exploración petrolera. Esto obliga, a reseñar las ideas de otros investigadores en lo que respecta a la paleogeografía de las unidades litoestratigráficas que participan de los diferentes conjuntos petrotectónicos, su edad, composición y evolución geológica hasta su actual emplazamiento.

La mayoría de los geólogos petroleros, reconocen las secuencias de aguas profundas Mesozoicas en el Bloque Habana – Santa Clara (en el sentido de Rosencrantz y Pardo, 1993), asignándolas a las U.T.E. Placetas, Camajuaní y Cayo Coco, singularizando la U.T.E. Colorados, que constituye facies intermedias, entre las calizas densas y pseudoolíticas con Calpionélidos y Nannoplancton calcáreo y aquellas con Miliólidos y algas. Esta unidad no es considerada de aguas profundas, sino como una típica secuencia de rampa carbonatada, desarrollada entre el Albiano y el Maestrichtiano (Sánchez y otros, 1998, 1999).

No se mantiene esta zonación, cuando los investigadores extienden sus tanteos hacia la provincia de Pinar del Río. A pesar de que en los reportes sobre el Yacimiento Martín Mesa, se refieren a secuencias Mesozoicas de aguas profundas, similares a las registradas en los yacimientos desde Guanabo hasta Varadero (Fernández, 1998), se prefiere utilizar las comparaciones con las unidades tectónicas o terrenoestratigráficas empleadas por Pzczolkowski durante varios años, en la provincia de Pinar del Río. Esta es la razón, que motivó la presente investigación cuya finalidad es, probar que son rocas perfectamente correlacionables, que hoy se disponen en diferentes mantos sobrecorridos, y sólo requieren un minucioso estudio y situación en tiempo y espacio.

Llámese de una u otra forma, se demostrará que las rocas de las U.T.E. Placetas, U.T.E. Rosario, parte de las de la U.T.E. Organos y la U.T.E. Esperanza, son correlacionables. Por otra parte, las rocas del Synrift, se considera no razonable, implicarlas en la zonación, porque pertenecen a una megacuena que controlaba la sedimentación terrígena en ambientes desde continental hasta deltáico antes de la apertura de PANGEA, de hecho no existía una zonación. Incluir las rocas del Synrift como propias de un Paleomargen Continental es un error que se comete a menudo.

Se considera que al relacionar el territorio pinareño como “Terreno Guaniguanico”, con elementos tectonoestratigráficos desprendidos del Margen Continental del Bloque Maya (Península de Yucatán), y su división en varias zonas, (Los Organos, Cangre, Rosario Sur, Rosario Norte, Quiñones – Guajaibón), dá la impresión de una diferencia radical de esas unidades con rocas probadamente similares microfacial y paleontológicamente, que afloran o se registran en la profundidad de las provincias Villa Clara, Matanzas, La Habana y Ciudad de La Habana. Esto tiene también connotación práctica. El estudio de los sistemas petroleros, en las zonas con yacimientos comprobados, apuntan cada vez más, hacia una extensión de las llamadas U.T.E. Placetas y Camajuaní hacia la zona de tierra y del mar norteño de la provincia de Pinar del Río.

## **MATERIALES Y MÉTODOS:**

Los autores durante los últimos tres años, trabajaron en los Proyectos N0.2130 y 2135 del Centro de Investigaciones del Petróleo, “Guía Práctica para el Estudio sobre el Terreno de Localidades de Interés Gasopetrolífero”. Como resultado del Proyecto, presentaron en 8 Tomos, 750 Fichas de parajes del territorio nacional, con una abundante información, sobre Estratigrafía, Tectónica, Geoquímica del Petróleo, Historia y Síntesis Estratigráfica de los principales yacimientos petroleros en explotación o agotados, salideros superficiales o manifestaciones someras de hidrocarburos y otros datos de interés. Se hizo énfasis, en la



preparación de Fichas que demostraran en la profundidad, la presencia ininterrumpida de las secuencias Mesozoicas productoras de petróleo. Paralelamente, se hacían de aquellas unidades litoestratigráficas que por definición forman parte de las U.T.E. Placetas y Camajuaní aunque no fueran productoras. Se preparó un Mapa de las Unidades Tectonoestratigráficas y Geológicas escala 1:500 000, empleando el Mapa Geológico de Cuba 1:250 000 digitalizado. Para el Mapa se agruparon las Formaciones Litoestratigráficas y Cuerpos Geológicos en las siguientes divisiones:

**OFIOLITAS:** Incluye las áreas de desarrollo de serpentinitas, harzburgitas, lherzolitas, wherlitas, dunitas serpentinizadas, gabroides no diferenciados, gabros, diabasas, gabrotróctolitas, anortositas, el complejo de diques paralelos, la Formación Zurrupandilla, las rocas ultrabásicas y básica metamorizadas, metagabros y otras rocas de estos tipos.

**SYNRIFT:** Comprende las Formaciones del Jurásico Inferior hasta el Jurásico Superior Oxfordiano Temprano: San Cayetano, Cañada, Agua Santa, Naranjo, Chispa (Felicidad), Sierra Verde, Constancia (parcialmente); Cobrito, Arroyo Cangre y Castellanos.

**UNIDAD TECTONOESTRATIGRÁFICA PLACETAS:** Agrupa las unidades: Fm. Polier, Fm. Pons, Fm. Lucas, Fm. Jagua, Fm. Guasasa, Miembro San Vicente, Fm. Esperanza, Fm. Artemisa, Fm. Veloz (+ Fidencia), Complejo Esmeralda, Complejo Martín Mesa, Fm. Sierra Azul, Miembros El Americano, Tumbadero, Tumbitas, Inferno, Fm. Carmita, Fm. Buenavista (parcial), Fm. Santa Teresa, Fm. Cacarajícara, Fm. Camaján y Fm. Amaro.

Como cubierta de la U.T.E. Placetas, las Formaciones Vega Alta, Pica Pica y Ancón.

**UNIDAD TECTONOESTRATIGRÁFICA CAMAJUANÍ:** Comprende las Formaciones Trocha, Margarita, Paraíso, Mata y Lutgarda.

Su cobertura es la Fm. Vega (Brecha de Sagua).

**UNIDAD TECTONOESTRATIGRÁFICA REMEDIOS:** Incluye las Formaciones Guajabón, Gibara, el Grupo Remedios y la Fm. Jobal. Su cobertura son las Formaciones Caibarién, Grande, Embarcadero (Oriental), Senado, Lesca y Embarcadero.

**UNIDAD TECTONOESTRATIGRÁFICA CAYO COCO:** Está representada en superficie sólo por la Fm. Guaney. Su cobertura son las Formaciones Paso Abierto y Venero.

**ARCO VOLCÁNICO CRETÁCICO (UNIDAD TECTONOESTRATIGRÁFICA ZAZA):** Agrupa las Formaciones Mataguá, Encrucijada, Provincial, Chirino, Yaguanabo, Iberia, La Farola, Téneme, Santo Domingo, Guáimaro, Yeguas, Seibabo, Brujas (con sus Miembros Brujas, Abreus, Agabama), La Trampa, Quiñones, Orozco, Jarao, Carlota, Arimao, Crucero Contramaestre, Grupo Tasajera (con sus Formaciones Cotorro, Salvador, Maquey, Hilario, Palmarito, Minerva y Felipe). Las Formaciones Vidot, Caobilla y Martí.

Se separan las rocas intrusivas y efusivas del Arco en más de 15 variedades.

**LAS UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS COBERTURA DEL ARCO VOLCÁNICO CRETÁCICO son:** Las Formaciones Monte Alto, Vía Blanca, Jíquima, Tinajita, Durán, Bacunayagua, Yáquimo, Lindero, San Juan y Martínez, Grupo Perseverancia (con las Formaciones Guanaja, Esperanza, San Pedro, Cantabria, Isabel), Fm. Jimaguayú, Fm. Peñalver, Fm. Micara, Fm. Santa Clara.

Con edad Paleoceno, se agrupan las rocas del Grupo Vibora, las Formaciones GranTierra, Haticos, Taguasco, Fomento, Cocos, Falcón. Por último entre el Paleoceno y el Eoceno coronan la U.T.E. Zaza las Formaciones Vigía, Vaquería, Miranda, Capdevila, Jucillo, Siguaney, Playa Molino, Perla, Nazareno "A", Universidad, Castillo de Los Indios, Ochoa, Bijabo, Blanquizar, Ranchuelo, Rodas, Yeras, San Ignacio, Peñón, Alvarez, Charco Redondo, Maraguán, Loma Candela, Meyer, Vertientes, Florida, San Luis, Barrancas, Sagua de Tánamo, Guaicanamar, Camarones y Boquerón.

En la región sur de la región oriental se separó el Arco Volcánico Paleogénico (Arco Turquino). En su base se distingue el Substrato del Cretácico: las Formaciones Turquino y Bruja Oriental (Fm. Manacal).

Al Arco Volcánico Paleogénico, se relacionan las Formaciones Cobre, Pilón, Caney, Hongolosongo, Puerto Boniato y Farallón Grande.

Los diferentes cuerpos de rocas efusivas e intrusivas del Arco (diques, cuerpos subvolcánicos y otros), se distinguen por su composición.

En el Neotóctono se ordenan más de 30 unidades litoestratigráficas y tipos de depósitos Cuaternarios.

Por último, se precisan las rocas metamórficas de edad no establecida de las unidades, Formaciones Yayabo, Algarrobo, Loma La Gloria, Complejo Mabujina, Mármoles Sierra Morena, Güira de Jauco y rocas metamórficas no subdivididas.

**RESULTADOS:** La elaboración de los materiales del Proyecto 2135 permitieron hacer un mapa de Unidades Tectonoestratigráficas y Geológicas que muestra los siguientes resultados:

- Se delimitan las evaporitas de edad probablemente Jurásico Medio – Jurásico Superior, que afloran en singulares áreas de Cuba y se conocen en la profundidad de la U.T.E. Cayo Coco al norte de Cuba.

- Las secuencias caóticas en tanto no son unidades litoestratigráficas, ni pueden relacionarse a U.T.E. determinadas; se indican en sus áreas de mayor distribución en la región oriental. Este aspecto puede en un futuro, hacerse en otras regiones.
- Las rocas graníticas así como los mármoles de edad muy antigua, representantes estos últimos del basamento cristalino de Norteamérica, se separan en áreas muy pequeñas.
- Los complejos de rocas metamórficas de edad no establecida, no se relacionan por el momento, a determinadas unidades tectonoestratigráficas, se refieren como unidades geológicas.
- Las rocas metacarbonatadas, a pesar de que muchos investigadores las consideran equivalentes metamorizadas de las secuencias Mesozoicas de aguas profundas, se optó por mostrarla también como unidades geológicas.
- La asociación ofiolítica, de una posible edad Triásico – Cretácico Temprano, se muestran como unidades de la Corteza Océanica.
- El Synrift, que en muchas publicaciones se describe como parte del Margen Continental, se le dá un tratamiento diferente.

A partir de la hipótesis de la Tectónica de Placas, aplicada a la región, se plantea que durante el Triásico Tardío y la parte baja del Jurásico Superior, como resultado del episodio de apertura, se desarrollaron cuencas semigrábenes, que controlaban la sedimentación siliciclástica, en ambientes desde continental hasta deltáicos. Las primitivas cuencas, devinieron conectadas al océano, como se deduce de las calizas de ambiente nerítico en la fase más tardía de su desarrollo.

Como ya expresamos, las rocas constituyen entre otras, la Formación San Cayetano y sus análogos de la Isla de la Juventud, el Macizo Guamuhaya y del extremo oriental de la provincia de Guantánamo. Por esta época, no existieron eventos que causaran una diferenciación en ambientes marinos.

Existía una gran cuenca epicontinental, de centenares de miles de kilómetros cuadrados, situada sobre PANGAEA (Iturralde, 2000).

- Se comprobó –por tanto se delimitan-, que cada U.T.E. tiene su cobertura muy característica.
- La U.T.E. Cayo Coco, aunque aflora en áreas restringidas, se representó por la Fm. Guaney de edad Aptiano – Maestrichtiano.
- La U.T.E. Remedios, comprende todas las unidades litoestratigráficas desde el Cretácico Inferior Berriasiano hasta el Cretácico Superior Maestrichtiano.
- La U.T.E. Camajuaní, por su parte, comienza en el Jurásico Superior Kinmeridgiano hasta el Maestrichtiano.
- A la U.T.E. Placetas, -en tanto portadora de rocas donde se está extrayendo el mayor volumen de petróleo y por ser motivo de controversia su extensión hacia la provincia de Pinar del Río-, se le dió especial atención.

Se prepararon tablas con todas las unidades litoestratigráficas que la conforman. Se sintetizaron las descripciones petrográficas y paleontológicas de las mismas, a partir de los informes del Proyecto 2132 (J. Alvarez y otros, 1998), la Tesis Doctoral de J. Fernández (1998) y el Informe “Reservorios Carbonatados de la U.T.E. Placetas (S. Valladares y otros, 1997).

Tales Tablas se hicieron por regiones a partir de afloramientos y por numerosos datos de pozos petroleros.

La U.T.E Placetas es muy conocida por afloramientos en las provincias de Sancti – Spíritus, Villa Clara y Matanzas. Todas sus unidades han sido caracterizadas por varios levantamientos geológicos a diferentes escalas. Sus rocas se han detectado hasta el sur de Varadero. Pero los mayores estudios paleontológicos y de microfácies, se tienen de los numerosos pozos petroleros que las han cortado. Así, la Fm. Constanza en su parte Oxfordiana y Kinmeridgiana se ha registrado en los Pozos Marbella, Varadero, Cupey 1-X, Litoral Pedraplén entre otros. Los diferentes paquetes de la Fm. Cifuentes, se han descrito en numerosos pozos de los Yacimientos de Varadero. La asociación de fósiles, con especies de **Crassicollaria** y formas grandes de **Calpionella Alpina** fechan el paquete I como Tithoniano; **Saccocoma sp.**, **Chitinoidella boneti** y **Chitinoidella pinarensis** marcan el Tithoniano Medio, (paquete II), **Globochaete alpina**, **Cadosinidae**, **Saccocoma sp.** y Ammonites, (paquete III) fechan el Tithoniano Inferior.

Rocas de ambiente de aguas someras se registran en los paquetes IV y V del Kinmeridgiano (parte alta), con **Favreina salevensis**, **Globochaete alpina**; **Didemnoides moreti**, algas.

Este aspecto es de suma importancia, en tanto se consideraba que no existían análogos faciales de las calizas de aguas someras de la Sierra de Los Organos y Rosario (Fm. El Mirador), en las rocas de la U.T.E. Placetas.

Las Formaciones Ronda (Berriasiano – Barremiano), Santa Teresa (Aptiano – Albiano), Carmita (Cenomamiano – Turoniano) y Amaro (Maestrichtiano Superior), son muy conocidas en los Pozos Varadero, Camarioca, Guadal, Puentes, Cantel, Bolaños, Martí N0.2, Corralillo N0.1, Guásimas, La Manuy entre otros. Desde la zona del Yacimiento Guanabo hasta Yumurí se prueba la presencia de unidades litoestratigráficas de la U.T.E.

Placetas en numerosos pozos, con iguales conjunto de fósiles y microfacies que en la región de los Yacimientos de Varadero y sus adyacentes.

La Fm. Ronda por ejemplo, se ha descrito en pozos de Vía Blanca, Boca de Jaruco, Puerto Escondido y el Canasí 1-X. La Fm. Morena se reconoció en el Pozo Seboruco N0.2; la Fm. Santa Teresa ocurre en varios pozos del Yacimiento Yumurí y algunas de sus escamas tectónicas aflora al sur del mismo por el Valle del Yumurí. Se quiere significar, que las Formaciones Cifuentes, Morena y Ronda, empleada en las investigaciones petroleras, en el Mapa están incluidas en el Grupo Veloz ó Fm. Veloz.

La Fm. Carmita es reconocida en el Guanabo N0.19 y en los Pozos Boca de Jaruco N0.29 y 35. Por último la Fm. Amaro se conoce en las áreas de Boca de Jaruco y Yumurí.

Al pasar hacia el oeste de estas áreas, como ya se expresó, similares rocas se detectan en la profundidad del Yacimiento Martín Mesa, o en pozos perforados por la zona de Cayajabos y sus cercanías. Sin embargo, aquí se han descrito con la nomenclatura tectonoestratigráfica empleada para la región de Pinar del Río por los geólogos polacos. Se prueba, mediante los análisis estratigráficos, la similitud de la Fm. Artemisa con algunos paquetes de la Fm. Cifuentes, especialmente los paquetes de aguas profundas I, II y III.

La presencia de las Formaciones Santa Teresa y Carmita en las Sierras del Rosario y Los Organos, han sido reportada por numerosos trabajos de levantamiento geológico y temáticos en los últimos años. Varias Fichas, se han dedicado a probar su presencia en afloramientos, pozos petroleros y de cartografía geológica. La Fm. Pons, que anteriormente tenía una edad muy amplia, puede ser equivalente a la Fm. Morena, de acuerdo a los últimos trabajos de A. Pszczolkowski (1999). Igual sucede con la Fm. Polier. La Fm. Sumidero (en el sentido empleado por J. Fernández, 1998), es similar en su contenido de fósiles y petrología a las coevas de los yacimientos desde Varadero hasta Guanabo.

El Miembro San Vicente de la Fm. Guasasa es comparable a los paquetes I, II y III de la Fm. Cifuentes.

Como conclusión, en el Mapa de Unidades Tectonoestratigráficas, se extiende la U.T.E. Placetas hasta el occidente de Cuba. Queda para futuros estudios, observar si en las áreas de distribución de las Formaciones Sierra Azul, Lucas y otras del norte de la Sierra del Rosario, está representada la U.T.E. Camajuaní. La Formación Guajaibón, independientemente de la explicación que se dé a su emplazamiento actual, tiene rocas similares a las de la U.T.E. Remedios.

El Arco Volcánico Cretácico (U.T.E. Zaza), incluyó el conjunto de rocas desde el Cretácico Inferior Neocomiano hasta el Cretácico Superior Campaniano Temprano.

Se muestran por separado las rocas intrusivas y efusivas de ese arco, así como su cobertura.

El Substrato del Arco Volcánico Paleogénico (Arco Turquino), de edad Cretácico Inferior – Cretácico Superior Maestrichtiano se delimita, así como el mismo, que tiene edad Paleoceno – Eoceno Medio Temprano.

El Neoautóctono, del Eoceno Superior Tardío – Reciente, cubre gran parte del Substrato Plegado de Cuba.

## BIBLIOGRAFÍA:

- Alvarez, J. y otros, 1998, *Evaluación de Leads para la Exploración Bloques 6,7,9 y 10. Proyecto 2132 Etapa 1: E-368: Archivo del CEINPET, La Habana.*
- Fernández, J., 1998, *Bioestratigrafía del Jurásico Superior – Cretácico Inferior Neocomiano de Cuba Occidental y su Aplicación en la Exploración Petrolera. Tesis Doctoral: Archivo del CEINPET, La Habana.*
- Iturralde, M., 2000, *Sinopsis de la Constitución Geológica de Cuba (en prensa). Acta Geológica Hispánica.*
- López, J. G., R. Tenreyro, J. Sánchez y otros, 1996, *Informe Sistema Petrolíferos de la Zona Limítrofe Plataforma – Cuenca, Proyecto 1-95: E-146: Archivo del CEINPET, La Habana.*
- López, J. G. y otros, 1997, *Informe "Escenarios y Sistemas Petroleros para la Exploración de Cuba". Proyecto 01-95 "Actualización del Potencial de Hidrocarburos de Cuba": Archivo del CEINPET, La Habana.*
- Pszczolkowski, A., 1999, *New Data on the Lower Cretaceous Microfossil and Nannoconid Stratigraphy in the Guaniguanico Terrane of Western Cuba: Studia Geologica Polonica, Vol.114 pp. 7-33.*
- Rosencrantz, E. y G. Pardo, 1993, *An Overview of the Cuban Orogen: University of Texas Institute for Geophysics, Austin, Texas.*
- Sánchez, J. y R. Tenreyro, 1998, *Synrift and Early Drift Jurassic Correlation Events in Southeastern Gulf of Mexico and Western Caribbean; Third Annual Conference of IGCP Project 381 (SAMC III): APG Bol. 2 18 p. 8 figs.*
- \_\_\_\_\_, S. Blanco, R. Tenreyro, M. Rodríguez y S. Valladares, 1999, *Aptian Transgressive Event in the Continental Margin of Cuba: Regional Comparisons. A. Review. 5<sup>th</sup> Brazilian Cretaceous Symposium, 1<sup>st</sup>. South American Symposium and 4<sup>th</sup> Annual Conference of IGCP Project 381 (SAMC IV). UNESP, ISSN, 1516-8239, P. 11-18.*

Valladares, S. y otros, 1997, Informe “Reservorios Carbonatados pertenecientes a la U.T.E. Placetas”. Etapa I. Proyecto 6-95 “Reservorios Carbonatados de Cuba”: E-251, Archivo del CEINPET, La Habana.



## **PETROLEUM AND TECTONICS IN LA HABANA-MATANZAS REGION, CUBA**

Podruski, James A., Alturas Resources Ltd., Calgary, Canada  
Jamison, William R., The Upper Crust Inc., Calgary, Canada  
Jones, Brian A., Excel Geophysics Inc., Calgary, Canada  
Echevarria Rodriguez, Gustavo, Ceinpet, La Habana, Cuba

Most of Cuba's oil production is derived from the Heavy Oil District along the north coast of La Habana and Matanzas provinces in western Cuba, that produces from Jurassic-Cretaceous carbonate reservoirs. Several small light and medium oil fields and shows in Maastrichtian to Eocene sandstones and fractured volcanic or ophiolite reservoirs occur south of this trend, but no large light oil fields have been discovered to date. Understanding the tectonic history with modern data is critical for developing petroleum play concepts in this complex geologic setting.

Cuba currently lies immediately north of the North American-Caribbean transform plate boundary, but has a complex Mesozoic-Cenozoic geologic history. The earliest tectonic event was Middle Jurassic rifting associated with the opening of the Gulf of Mexico. Clastics and evaporites accumulated in these rift basins. Jurassic deep-seated faults and salt influenced structural patterns of later tectonic events, and Type I source rocks may have been deposited in association with the evaporites. The rift sequence strata are overlain by drift sequence of Upper Jurassic to Upper Cretaceous platform to basin carbonates, that are Type II oil source rocks and principal reservoir rocks, where they are fractured and diagenetically altered to enhance porosity.

During the Campanian to Middle Paleocene, Late Jurassic to Cretaceous Caribbean Plate ophiolites, arc volcanics, and back-arc or intra-arc basinal carbonates and cherts were sutured to the Yucatan Block, and the Bahamas Platform, in an oblique collision or transpressional event. This event formed thrust and wrench structures, and sutured subvertical blocks of ophiolites, volcanics, and basinal carbonates over transitional crust and against the continental crust of the Yucatan Block and the Bahamas platform. As a result of this event wrench basins were formed that received coarse to fine clastic turbidite sediments (Via Blanca, Bacunayagua, Manacas) derived from uplifted areas of crystalline rocks or carbonate rocks. Also coincident with this event was the Chixchulub impact, that deposited impact-derived carbonate breccias and conglomerates, that also contain volcanic and older carbonate/chert clasts (Penalver, Cacarajicara). The impact units are the reservoir horizons in the giant Cantarell Field west of the Yucatan Peninsula, that presently produces about 1.3 million barrels per day of oil. Evidence for the principal collision event occurring in this time frame is: initiation of Cuban Basins; clast size and content in the conglomerates and breccias; cessation of arc volcanism in the Campanian; structural discontinuities on seismic sections; and structural reconfiguration of the Bahamas platform from Campanian to Middle Paleocene. Evidence for this being an oblique collision event, rather than direct, is the distribution, thickness, and compositional variations of Cuban Basin rocks of Maastrichtian to Paleocene age; the distribution of arch areas with crystalline volcanic or ophiolite rocks; gravity/magnetic modelling of the geometry of the crystalline rocks; and the absence of a large accretionary wedge.



From the Late Paleocene to Miocene, basinal reconfiguration occurred in a transtensional setting. Lower Eocene clastic turbidites were followed by carbonate turbidite to shelf depositional settings. More reservoir and seal rocks were deposited in these reconfigured Cuban Basins.

Post - Miocene transpression in La Habana - Matanzas has uplifted certain areas, such as the Bejucal Dome and the La Habana - Matanzas Domes. These uplifts are probably cored by salt, and have deformed all rock in the geologic section, and have created the modern structural traps for petroleum accumulations. Oil generation and migration probably has occurred from the late Cretaceous to Recent. Migration is principally vertical in this tectonic environment. Large light oil accumulations are possible where traps have been preserved from degradation during Miocene to Recent structural reconfiguration and salt diapirism.