

*DIS
JES*
CEICOTEM INFO

INTEGRACIÓN DE TECNICAS EXPLORATORIAS PARA EVALUAR EL POTENCIAL PETROLERO DEL BLOQUE 21 A

Orelvis Delgado López⁽¹⁾, Olga Pascual Fernández⁽²⁾, Juan Guillermo López Rivera⁽³⁾, José Luis Prol Betancourt⁽⁴⁾, María Rifa Hernández⁽⁵⁾ y Esthenis Martínez Rojas⁽⁶⁾.

(1,2, y 3) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington 169, Esq. Churruca, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba. ZIP 12000, E-mail: orelvis@ceinpet.cupet.cu
(4,5 y 6)DIGICUPET, Calle 23 # 105 entre O y P, Vedado, Ciudad de La Habana, Cuba, rifa@digi.cupet.cu.

RESUMEN

El objetivo general de este trabajo es realizar una evaluación del potencial petrolero del Bloque 21 a partir de la integración de varias disciplinas de la exploración petrolera. Para cumplir con este objetivo se utilizaron los resultados de técnicas tales como: Cartografía Geológica, Geoquímica Orgánica, Gravimetría y Sísmica. Posteriormente con la ayuda de un Sistema de Información Geográfico se integraron todos los resultados anteriores en un solo mapa de tal manera que fuese más sencillo y práctico realizar una interpretación conjunta de estos resultados.

El desarrollo de esta investigación permitió arribar a las siguientes consideraciones:

- Los datos geoquímicos indican que en las rocas madre que generaron los petróleos presentes en Cuenca Central, se encuentran entre 4000 y 6000 metros de profundidad.
- La integración de los datos gravimétricos y geológicos sugieren que entre la zona de máximo local donde se encuentran las acumulaciones de petróleo en Cuenca Central y la existente al norte relacionada con la Plataforma (UTE Remedios) existe una zona de mínimos locales que pudiesen estar relacionados con los sedimentos del margen continental.
- Desde el punto de vista petrolero el área con mayores perspectivas para encontrar yacimientos de petróleos de la familia II en reservorios del margen continental en áreas del Bloque 21 es la comprendida entre los yacimientos de Cuenca Central y la plataforma al norte.

ABSTRACT

The general objective of this paper is carrying out a petroleum potential evaluation of the Block 21 using an integration of several petroleum exploration disciplines. To complete this objective was used some technical results such as: Geologic Cartography, Organic Geochemistry, Gravimetric and Seismic. Later with the help of a Geographic Information System (GIS) all this previous results was integrated in a single map in such a way that was easier and more practical for the results interpretation.

The development of this investigation allowed arriving to the following considerations:

- The geochemical data indicate that in the source rocks that generated the oils present in the locations of Central Basin, are between 4000 and 6000 meters deep.
- The integration of the gravimetric and geologic data suggest that among the area of local maximum where they are the accumulations of petroleum in Central Basin and the existent one to the north related with the Platform (UTE Remedios) an area of local minima that can be related with the sediments of the continental margin exists.
- The integration of the gravimetric and geologic data suggest that between the local gravimetric maximum zone related with the oils field of Central Basin and Remedios Platform exist a local gravimetric minim zone possibility related with the Continental Margin Sediments.
- From the petroleum exploration point of view the area with more perspectives to find oil accumulations of family II in reservoir of the continental margin in the Block 21 is the one understood between the oil fields of Central Basin and the platform to the north.

INTRODUCCIÓN.

En el presente trabajo se expone una evaluación del potencial petrolero del Bloque 21 a partir de la integración de los resultados de varias disciplinas de la exploración petrolera, con la ayuda de un Sistema de Información Geográfico (SIG).

El bloque 21 se encuentra al norte de la provincia de Ciego de Ávila, y tiene la particularidad de que todos los yacimientos petroleros que en él se encuentran producen de rocas volcánicas, reservorios no convencionales en la geología petrolera mundial. Por tal motivo en los últimos 30 años toda la actividad de exploración de petróleo en este bloque ha estado encaminada a encontrar acumulaciones de hidrocarburos en las rocas del Arco Volcánico Cretácico. Desafortunadamente luego del descubrimiento del yacimiento Pina en 1990, los pozos perforados en este bloque han resultado secos. El presente reporte es parte de una evaluación integral del bloque 21 que se realizó en el año 2007 con el objetivo de realizar una evaluación del potencial petrolero de este bloque.

MATERIALES Y MÉTODOS.

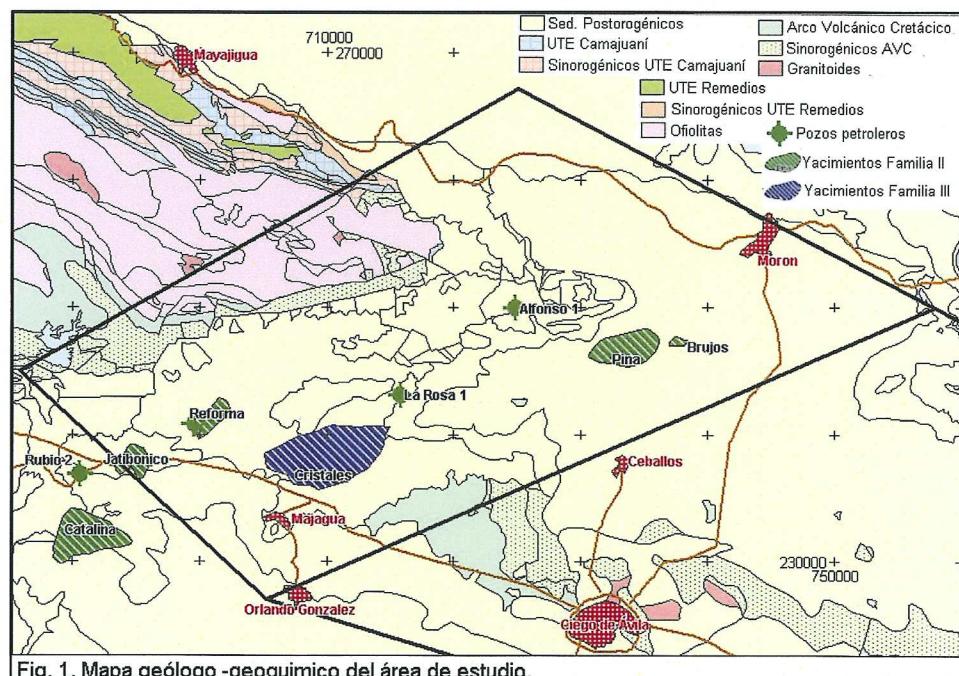
Como datos de partida para desarrollar la investigación se utilizó los resultados de los trabajos desarrollados en el bloque 21. Estos incluyen información escrita, tablas, mapas e imágenes; posteriormente se integran todos los resultados con la ayuda de un SIG para realizar la evaluación del potencial petrolero del área en estudio.

RESULTADOS.

En este material aparecen las caracterizaciones del bloque 21 desde el punto de vista geológico, geoquímico, sísmico y de los campos potenciales (particularmente la gravimetría).

Caracterización Geológica.

En las áreas del bloque 21 se han realizado numerosos trabajos de geología de superficie que resultan en mapas regionales a escala 1: 250 000 y 1: 500 000, así como a estudios detallados a escala 1: 100 000. Al interés de este trabajo los aspectos geológicos (Fig. 1) más importantes de esta zona son:



- Muy escasos afloramientos de sedimentos de cuenca del margen continental norteamericano comprendidos en el intervalo estratigráfico $J_3 - K_2^1$, al cual se asocian las principales rocas madre de Cuba.
- Extensos afloramientos de sedimentos postorogénicos, compuestos fundamentalmente de calizas, calcarenitas, arcillas y margas.
- Afloramientos del Arco Volcánico Cretácico (AVC) y su sinorogénico asociado en la porción sur oriental del bloque y de ofiolitas en la occidental.
- Numerosos y complejos sistemas de fallas siniestras que afectan todas las formaciones presentes en el área.
- Tectónica de cabalgamientos, donde las secuencias ofiolíticas y del Arco Volcánico Cretácico (Terreno Zaza) y sus cuencas "piggy back" asociadas están cabalgadas fuera de secuencia sobre los sedimentos del margen continental y la plataforma (Fig. 2).
- Bajo nivel de erosión.
- Amplios afloramientos de las UTEs Camajuaní y Remedios al oeste del bloque.

Caracterización Geoquímica.

Los estudios geoquímicos realizados en el bloque 21 se realizan solamente sobre la base de la caracterización y clasificación genética de los petróleos, debido a la escasez de afloramientos o cortes en pozos de los sedimentos del margen continental norteamericano (Figuras 1 y 2) que imposibilita la realización de estudios rock eval para caracterizar las rocas madre.

Las investigaciones ejecutadas en este bloque para caracterizar los crudos presentes abarcan las caracterizaciones físico- químicas y los estudios de biomarcadores, así como de geoquímica de producción en los yacimientos Pina, Brujos y Cristales. De esta manera se ha podido establecer que en los límites del citado bloque están presentes las familias II y III de petróleos cubanos; por otra parte que las acumulaciones descubiertas almacenan crudos de calidades comerciales que oscilan entre medias y altas (tabla I).

Tabla I. Calidad comercial de los petróleos encontrados en el Bloque 21.

Yacimiento o Pozo	Reservorio	%API			%S		
		Prom	Max	Min	Prom	Max	Min
Brujo	Tobas	42.30	45.90	40.90	0.46	0.53	0.41
Catalina	Calizas Arco	40.07	51.70	30.50	0.66	1.80	0.09
Jatibonico	Tobas	14.20	14.70	13.70	1.68	1.75	1.61
Pina	Tobas, conglomerados	29.46	41.40	13.40	1.87	3.89	0.40
Pina Sur	Tobas	37.20			0.97		
La Rosa 1	Tobas	38.96			0.33		
La Rosa 54	Tobas	21.70			1.03		
Alfonso 1	Tobas	32.60			0.76		
Rubio 2	Tobas	25.70			0.42		
Paraíso 1	Tobas	38.30			0.57		

- El nivel de madurez de los petróleos encontrados en el bloque 21 va a estar condicionado por el nivel de madurez alcanzado por las rocas madre que los generaron.
- El nivel de madurez alcanzado por las rocas madre va a estar condicionado por los valores del gradiente geotérmico y por la profundidad a que estén las rocas madre en cada sector de la región de Cuenca Central.



Fig. 2. Columna geológica del pozo Morón Norte 1

Por otra parte en el presente trabajo se estimó la profundidad a que deben estar las rocas madre en Cuenca Central a partir del nivel de madurez que exhiben estos petróleos (Tabla II).

La metodología seguida se fundamenta sobre la base de que:

- Entonces conociendo el nivel de madurez de los petróleos, los valores del gradiente geotérmico y la elevación con respecto al nivel del mar puede estimarse la profundidad a que están enterrada las rocas madre.

Tabla II. Estimación de las profundidades de las rocas madre en el Bloque 21.

A Pozo	B G. Geotérmico (° C/Km)	C Prof. Inicio ventana (m) (110° C)	D Prof. Pico ventana (m) (135° C)	E Prof. Mad. Tardío (m) (165° C)	F Prof. Fin ventana (m) (185° C)	G 20S/20s+20r	H $\alpha\beta\beta/\alpha(\beta\beta + \alpha\alpha)$	I Ts/Tm	J 20s/20r	K Ro Equivalente	L Nivel de madurez (Ro, IcE, Tmax)	M Cota (m)	N Temp. Alcanzada (° C)	O Prof. alcanzada	P Erosión estimada (m)	Q Profundidad horizonte (m)
Catalina	28.30	3003.53	3868.93	4947.00	5653.71	0.42	0.58	0.61	0.72	0.71	pico vent.	80	142.20	4141	0.00	4221.34
Rubio 2	30.00	2833.33	3666.67	4666.67	5333.33	0.46	0.51	0.62	1.12	0.91	maduro tardío	90	165.44	4681	0.00	4771.33
Jatibonico	37.50	2266.67	2933.33	3733.33	4266.67	0.40	0.56	0.57	0.67	0.69	pico vent.	100	139.20	3045	0.00	3145.33
Reforma	26.50	3207.55	4150.94	5283.02	6037.74	0.44	0.58	1.00	0.80	0.75	pico vent.	160	147.00	4604	0.00	4763.77
Cristales	25.10	3386.45	4382.47	5577.89	6374.50	0.41	0.56	0.71	0.70	0.70	pico vent.	140	141.00	4622	0.00	4761.51
La Rosa 1	23.50	3817.02	4680.85	5957.45	6808.51	0.50	0.56	0.53	1.37	1.04	maduro tardío	140	171.00	6213	0.00	6352.77
Alfonso 1	21.10	4028.44	5213.27	6635.07	7582.94	0.47	0.50	0.44	0.88	0.79	pico vent.	140	151.80	6009	0.00	6149.48
Paraiso 1	21.50	3953.49	5116.28	6511.63	7441.86	0.40	0.58	0.50	0.67	0.69	pico vent.	80	139.20	5312	0.00	5391.63
Pina	21.10	4028.44	5213.27	6635.07	7582.94	0.41	0.60	0.38	0.71	0.71	pico vent.	80	141.60	5526	0.00	5586.07
Brujos	21.10	4028.44	5213.27	6635.07	7582.94	0.41	0.59	0.49	0.70	0.70	pico vent.	40	141.00	5498	0.00	5537.63

Tabla III. Petróleos del Bloque 7 encontrados en el Terreno Zaza como referencia de similitud de profundidad de las rocas madre

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
Cruz Verde	22.00	3863.64	5000.00	6363.64	7272.73	0.38	0.49	0.72	0.62	0.66	pico vent.	50	136.20	5055	0.00	5104.55
Pardo 4	25.00	3400.00	4400.00	5600.00	6400.00	0.46	0.57	0.89	0.84	0.77	pico vent.	75	149.40	4976	0.00	5051.00

Los valores que aparecen en negrita (rojo) son datos reales

A) El nivel de madurez de los petróleos se determinó a partir de las relaciones de biomarcadores de los esteranos ($\alpha\beta\beta/\alpha(\beta\beta+\alpha\alpha)$, 20S/ 20S+20R, 20S/20R y Ts/Tm), columnas G, H, I y J de la tabla II. A partir de los valores de la relación 20S/20R se calculó el nivel de madurez alcanzado por las rocas madre que generaron estos petróleos a partir de la relación

$$Re = (20S/20R \times 0.5) + 0.35, \text{ donde:}$$

- Re: refractancia de la vitrinita equivalente.
- 20S/20R: relación de biomarcadores, esteranos.
- 0.5: pendiente de la curva del modelo que muestra la relación entre el nivel de madurez de las rocas madre y la madurez del petróleo generado.
- 0.35: intercepto con el eje Y de la curva del modelo que muestra la relación entre el nivel de madurez de las rocas madre y del petróleo generado.

B) Una vez obtenido la madurez de las rocas madre (columnas K y L) de la tabla II se calcula la temperatura alcanzada por estas a partir de los valores de la refractancia de la vitrinita obtenida en el paso anterior, utilizando ecuaciones matemáticas de la relación entre madurez del petróleo – madurez de la roca madre – temperatura (Tabla III).

Tabla III. Relaciones matemáticas utilizadas para calcular la temperatura alcanzada por las rocas madre.

Nivel de madurez	20S/20R	Refractancia vitrinita	Temperatura (° C)	Ecuación
Inmaduro	< 0.50	< 0.60	< 85	$T=(58.33 \times Re) + 50$
Maduro temprano	0.50	0.60 – 0.65	85 – 135	$T=(1000 \times Re) - 515$
Pico madurez	0.60	0.65 – 0.9	135 – 165	$T=(120 \times Re) + 57$
Maduro tardío	1.10	0.9 – 1.35	165 – 185	$T=(44.44 \times Re) + 125$
Sobremaduro	> 1.10	> 1.35	> 185	$T=(115.38 \times Re) + 29.23$

C) Al obtener la temperatura alcanzada por la roca madre, se pude estimar la profundidad a que debió haber estado enterrada para alcanzar dicha temperatura sobre la base de los gradientes geotérmicos determinados o estimados en cada localidad donde existen manifestaciones de petróleo (Tabla II y Fig. 3).

D) Por último se resta a la profundidad obtenida en el punto anterior la erosión y se suma la cota en cada localidad para obtener la profundidad actual de las rocas madre de los petróleos estudiados por biomarcadores en Cuenca Central.

Los resultados obtenidos sugieren que las rocas madre de los crudos estudiados en los yacimientos de Cuenca Central se encuentran entre 4000 y 6000 metros de profundidad (Tabla II). El valor obtenido en el yacimiento Jatibonico (3145 m) indica que la migración en esta acumulación no ocurrió solo en la vertical, sino que hubo una componente horizontal, ya que se conoce que el pozo Jatibonico 78 cortó 4000 m de rocas del Terreno Zaza sin lograr atravesarlas; por otra parte el petróleo de este yacimiento tiene un nivel de madurez menor que el encontrado en el pozo Rubio 2 a pesar de que este tiene menor gradiente geotérmico. El crudo de Jatibonico tiene una madurez similar a la del yacimiento Catalina, donde los gradientes geotérmicos son de 28.3° C/Km. El valor promedio de profundidad de las rocas madre en Cuenca Central, 5068 m es similar a los obtenidos en los petróleos del bloque 7 encontrados en el Terreno Zaza (Tabla II).

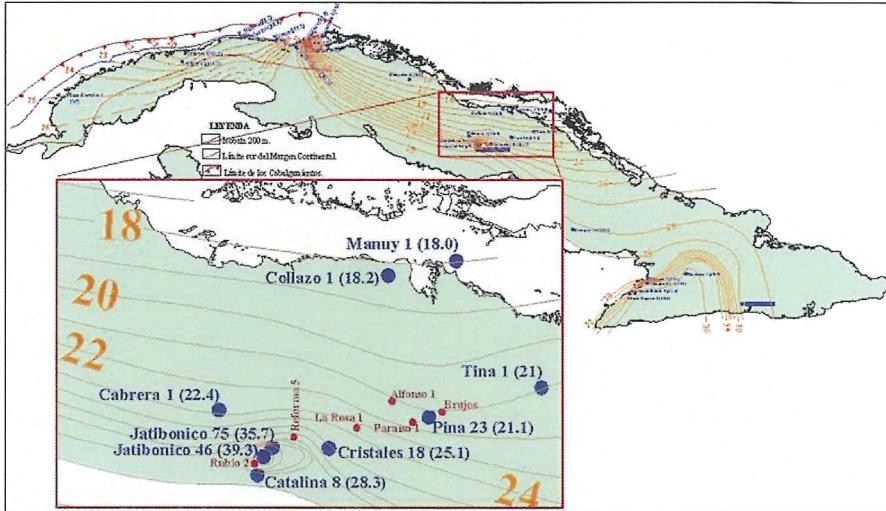


Fig. 3. Tendencia de los gradientes geotérmicos en el área de estudio.

En el caso de los datos gravimétricos las figuras 4A y 4B; señalan como dentro de la llamada zona de mínimo norte cubano, a una escala de detalle aparecen zonas de mínimos y máximos locales. De estos datos debe destacarse:

- La zona de máximo local encontrada al norte que debe corresponder a

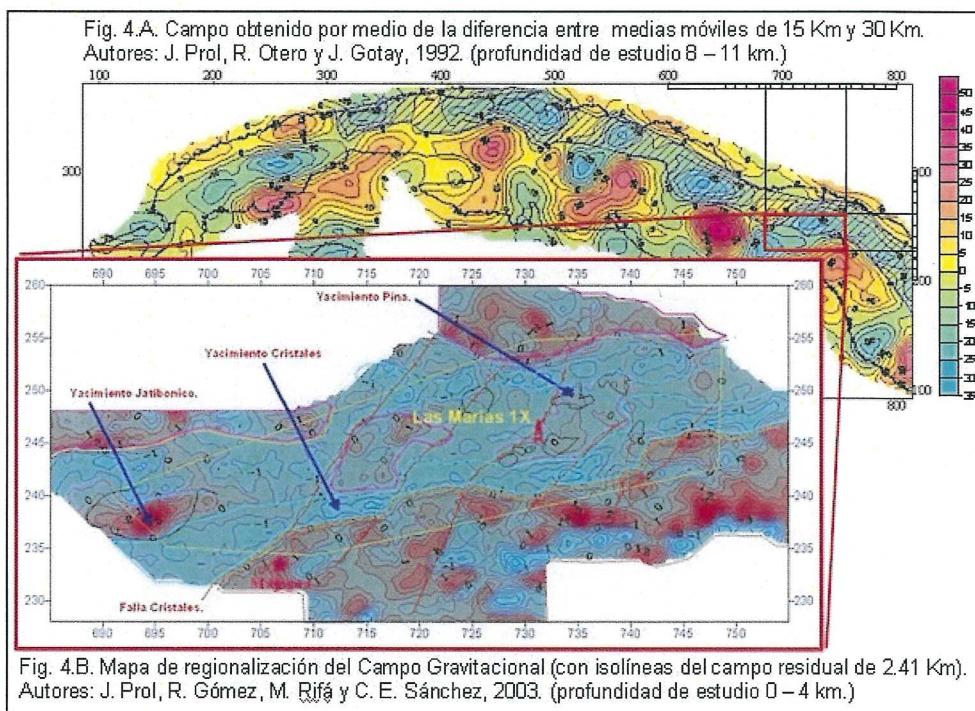


Fig. 4.B. Mapa de regionalización del Campo Gravitacional (con isolíneas del campo residual de 2.41 Km). Autores: J. Prol, R. Gómez, M. Rifá y C. E. Sánchez, 2003. (profundidad de estudio 0 – 4 km.)

la Plataforma Remedios, homologado por los datos geológicos (afloramientos de esta UTE al oeste y pozo Morón Norte 1 (Figuras 1 y 2)).

- Inmediatamente al sur de la anterior existe una zona de mínimos locales que deben corresponder a los sedimentos del margen continental o sedimentos sinorogénicos asociados al margen continental y Remedios.
- Luego se encuentra una zona con valores intermedios correspondientes al Arco Volcánico Cretácico, donde se localizan la mayor parte de los yacimientos descubiertos en Cuenca Central; como excepción se encuentran los yacimientos Cristales y Catalina? que se localizan en una zona de mínimo y Jatibonico que se localiza en una zona de máximo.
- Por último al sur de la falla cristales aparece una zona de máximos locales. Se destaca que en sentido general la dirección de las zonas de máximos y mínimos coincide con el rumbo cubano (afloramientos al oeste) y la dirección de las zonas más cercanas a la falla cristales puede ser un efecto del movimiento transcurrente de la misma.

Caracterización Sísmica.

En la figura 5 se presenta la ubicación de los perfiles sísmicos ejecutados en el Bloque 21, así como el grado de procesamiento e interpretación de los mismos. Por otra parte puede apreciarse las zonas levantadas y hundidas mapeadas por el tope del Cretácico Superior Maestrichtiano.

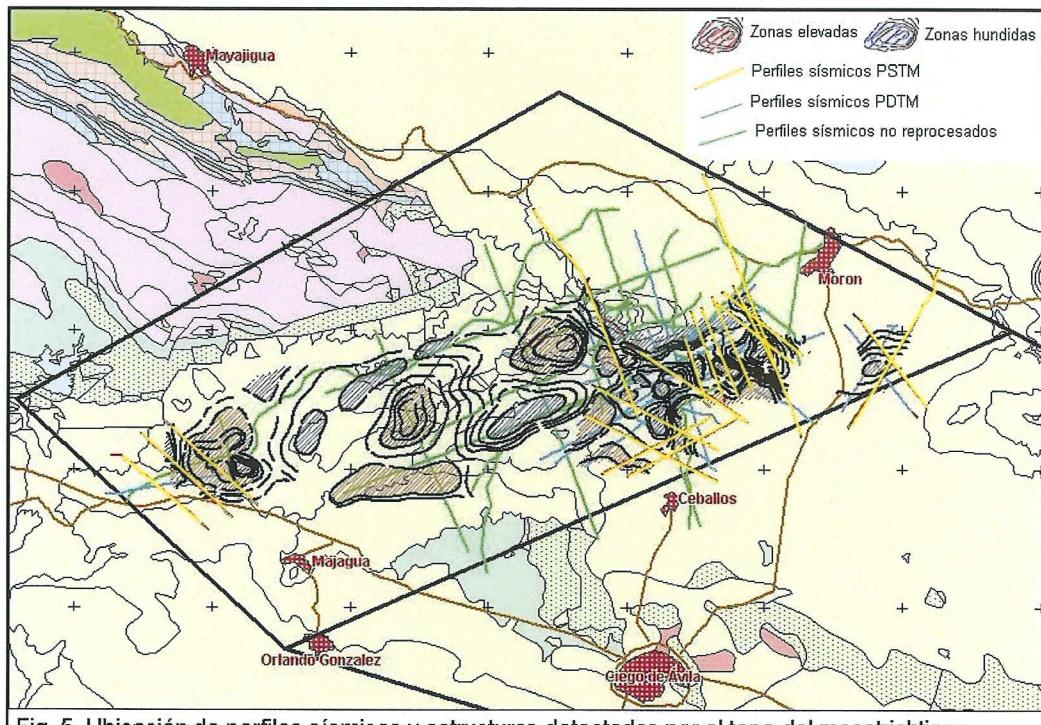


Fig. 5. Ubicación de perfiles sísmicos y estructuras detectadas por el tope del maestrichtiano.

Todas las estructuras mapeadas por la sísmica en este bloque, al día de hoy, se vinculan a las rocas del Arco Volcánico Cretácico; sin embargo en varias líneas sísmicas (CUP2104-15, CUP2104-16, CUP2104-17) se ven reflectores a profundidades que oscilan alrededor de 5000 m, que pudieran estar relacionadas con los sedimentos del margen continental, concordando con los resultados de las estimaciones realizadas por métodos geoquímicos.

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.

Integrando los datos geológicos, geoquímicos, gravimétricos y sísmicos se confeccionó un mapa complejo donde además de los datos referidos anteriormente aparecen las isolíneas que señalan las profundidades a que deben estar las rocas madre en la zona de Cuenca Central (Fig. 6).

Un análisis del mapa resultante de la integración de los datos utilizados en este estudio indica que:

- Al oeste del Bloque 21 existen evidencias en superficie de que el Terreno Zaza cabalgó fuera de secuencia sobre las UTEs Camajuaní y Remedios; de igual forma ocurre en los límites del bloque según el corte del pozo Morón Norte 1.
- El nivel de erosión al oeste del Bloque 21 es de al menos 850 m, estando ausente los sedimentos postorogénicos.

Las zonas de mínimos gravimétricos existentes al norte y sur de la franja de máximos locales más norteña y relacionada con la UTE Remedios, pueden estar señalando la presencia de los sedimentos de cuenca profunda del margen continental norteamericano debajo de los sedimentos postorogénicos y del Terreno Zaza tal y como ocurre al oeste del bloque.

- La presencia de petróleo en las rocas del Arco Volcánico Cretácico en los yacimientos petroleros de Cuenca Central indican la presencia de sedimentos del margen continental norteamericano por debajo de estas en las latitudes donde se encuentran estas acumulaciones.
- Existen perfiles sísmicos que cortan la zona de mínimos gravimétricos comprendida entre los yacimientos de Cuenca Central y la zona de máximos gravimétricos asociada a la UTE Remedios, sin embargo los mismos no están interpretados en esas latitudes (Figuras 6 y 7).
- Al oeste del bloque se han medido buzamientos con valores altos en afloramientos de la UTE Camajuaní en las localidades de Loma de Las Azores (63°), Cantera Caliénes (60°) y La Gloria (58°). Indicando un rápido enterramiento del margen continental por debajo del Terreno Zaza.
- En las zonas de mínimos gravimétricos ubicada al norte de los yacimientos de Cuenca Central y al sur la Plataforma de Remedios pudieran existir yacimientos de petróleo en rocas del margen continental norteamericano, tal y como ocurre en la región Habana-Matanzas.

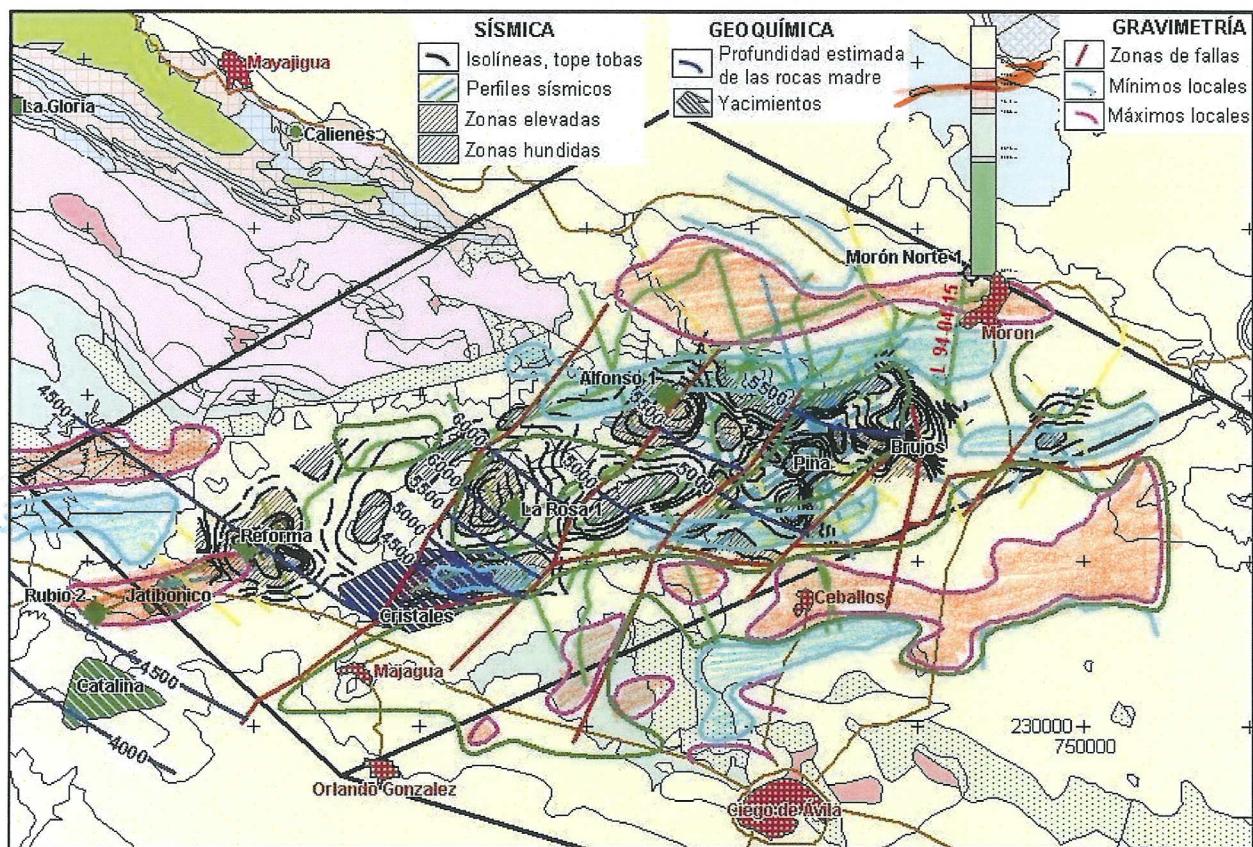


Fig. 6. Mapa complejo (geología, geoquímica, gravimetría y sísmica) del área de estudio.

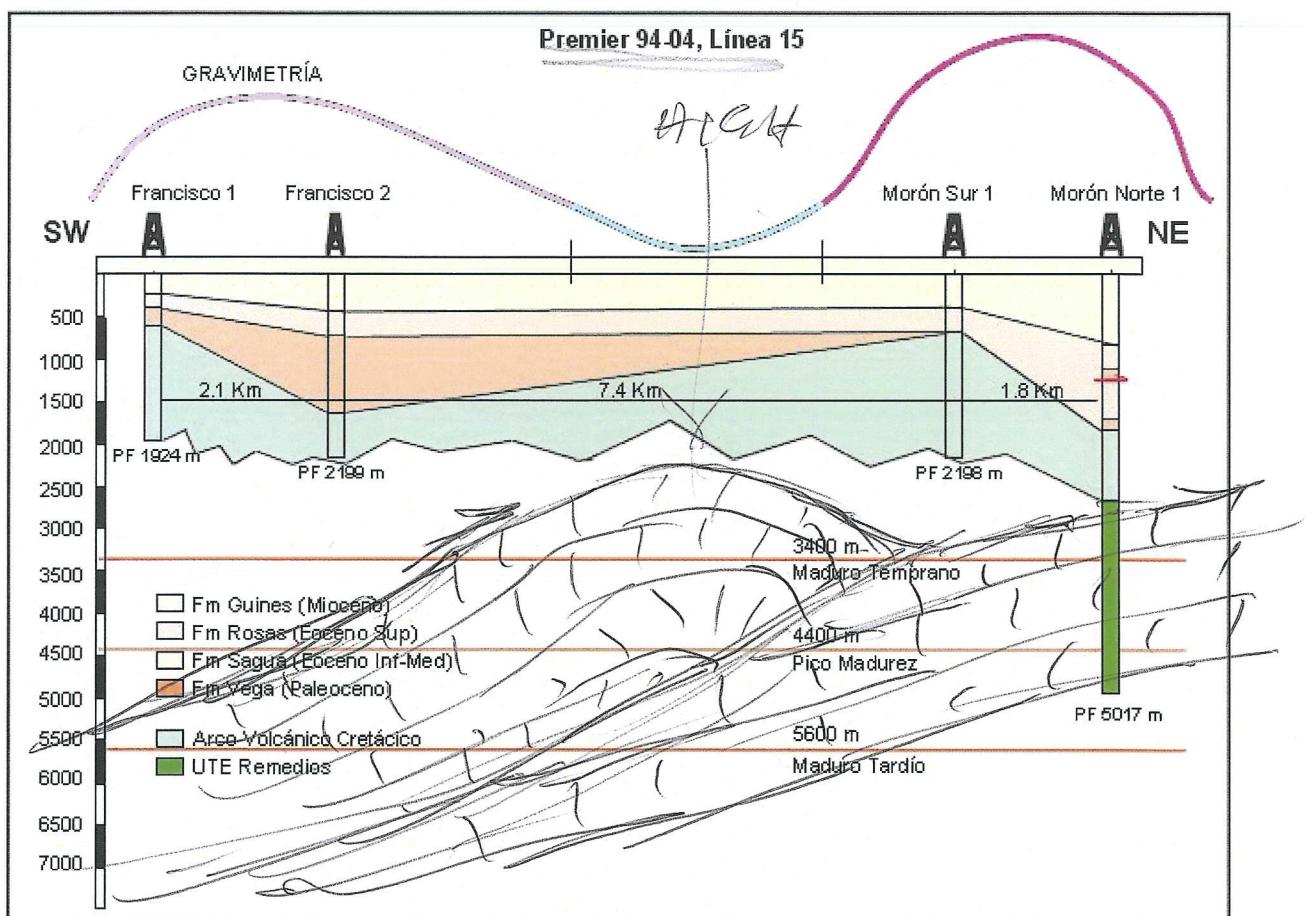


Fig. 7. Perfil geólogo – geofísico por la línea sísmica 94-04-15.

CONCLUSIONES.

El desarrollo del presente trabajo permitió arribar a las siguientes conclusiones:

- Los datos geoquímicos indican que en las rocas madre que generaron los petróleos presentes en Cuenca Central, se encuentran entre 4000 y 6000 metros de profundidad.
- La integración de los datos gravimétricos y geológicos sugieren que entre la zona de máximo local donde se encuentran las acumulaciones de petróleo en Cuenca Central y la existente al norte relacionada con la Plataforma (UTE Remedios) existe una zona de mínimos locales que pudiesen estar relacionados con los sedimentos del margen continental.
- Desde el punto de vista petrolero el área con mayores perspectivas para encontrar yacimientos de petróleos de la familia II en reservorios del margen continental en las áreas del Bloque 21 es la comprendida entre los yacimientos de Cuenca Central y la plataforma al norte.

RECOMENDACIONES.

- Interpretar los perfiles sísmicos que cortan la zona de mínimos gravimétricos locales ubicadas al norte de los yacimientos de Cuenca Central para localizar reflectores profundos relacionados con el margen continental.
- Intentar localizar manifestaciones de petróleo en las zonas de mínimos para estimar las profundidades de las rocas madre.

BIBLIOGRAFÍA.

- Baker, C., 1979. Organic geochemistry in petroleum exploration. AAPG Continuing Education Course Note Series 10, 159 p.
- Cermak, V., M. Krest y otros, 1984. Mediciones profundas de temperatura en Cuba Occidental y Central. Serie Geológica, vol. (2).
- Linares E. y otros, 2000. Guía práctica para el estudio sobre el terreno de localidades de interés gasopetrolífero. CD Archivo del CEINPET.
- Martínez E., J. L. Yparraguirre, R. Gómez, N. Sterling, J. L. Prol, C. Capote, R. García, O. López Corzo y C. Perera, 2007. Configuración tectono-estructural de la región noreste de la Cuenca Central: Una visión preliminar. CD de la Segunda Convención Cubana de Ciencias de la Tierra.
- Rifa M. y J. L Prol Betancourt, 2007. Posibilidades de encontrar sedimentos de talud profundo debajo del Arco Volcánico Cretácico en la Cuenca Central mediante la interpretación del Campo Gravitacional, CD de la Segunda Convención Cubana de Ciencias de La Tierra.
- Seifert, W.K, and J.M. Moldowan, 1986. Use of biological marker in petroleum exploration. Methods in Geochemistry and Geophysics (R.B. Johns, ed). vol. 24: p 261-290.