



ESTUDIO DE LA CORTEZA PROFUNDA EN LA ZEE DE CUBA EN EL GOLFO DE MEJICO A PARTIR DE LOS TRABAJOS DE SÍSMICA DE REFLEXION PROFUNDA

Gerardo Arriaza Fdz⁽¹⁾, José L. Pro⁽¹⁾, René. Domínguez⁽¹⁾.

**Empresa de Geofísica, Calle 19 No. 910 Esq. 8, Plaza de la Revolución, Ciudad
de la Habana, Cuba. C. Eléct. engsofia@netcupet.cu**

RESUMEN

En la Zona Económica Exclusiva de Cuba (ZEE), se llevaron a cabo investigaciones sísmicas de reflexión profunda en el año 2000.

Se interpretaron 71 perfiles para un volumen total de 7380 Km.

Se confeccionaron los mapas de espesores de las rocas ígneas ácidas y básicas y desde el nivel medio del mar los Mapas estructurales siguientes: Basamento, Capa basáltica, y Superficie de Mohorovichich.

Por la observación del comportamiento de las isophisas, se dice que el perfil transversal 130, divide esta región en el sector oriental con el campo de las isohipsas más tranquilo y el occidental con el comportamiento más irregular de las mismas debido al gran basculamiento de estas superficies aquí.

Se detectaron 11 altos estructurales del basamento cercanos a bajos estructurales que sirven de especial atención a las perspectivas gasopetrolíferas.

En el sector oriental los espesores son: Granito 2-6 Km y los basaltos 1-3 Km. En el sector occidental los espesores son: Granito 3-5 Km y los basaltos 4-15 Km. Las profundidades son:

- Capa granítica: 12-17 Km, sector oriental y 4-13 Km en el occidental.
- Capa basáltica: 14-20 Km, sector oriental y 13-18 Km en el occidental.
- La superficie de Mohorovichich: Yace de 26-33 Km en el sector oriental mientras que en el occidental descansa de 21-27 Km.

Se concluye que, de acuerdo a los espesores de las rocas ígneas ácidas y básicas y teniendo en cuenta el estudio de las profundidades de estos elementos estructurales de la corteza profunda, se corrobora, la existencia de una corteza de tipo transicional fina en el sector occidental y una de tipo transicional gruesa en el sector oriental.

ABSTRACT

In the Economic Exclusive Zone of Cuba (EEZ), seismic deep investigations was carried out in 2000. 7380 km were interpreted in the EEZ (71 seismic lines).

The following depth Maps were made from the sea level:

- Igneous metamorphic complex Map
- Igneous basic rocks Map
- Mohorovichich surface Map

Here we also made the igneous-acid-rocks isopach Map and the igneous-basic-rocks isopach Map.

According to the behavior of the depth Map we can say that there are two sectors in this big region: eastern and western sector divided by seismic line 130 that is located near the Mulata bay. The great variation of the basement surface In the western sector is due to the Knolls and Campeche escarpment that are presents here.

Eleven basement structural highs on the regional scale that is in close proximity to a basement structural low that offer special attractions for the oil/gas perspective, were detected.

According to the isopach maps we conclude that there is a much greater development of the igneous basic rocks in the western sector while there is a litter greater development of the igneous acid rocks in the eastern sector.

In the eastern sector, the thickness of the granite and basalt beds are 2-6 Km and 1-6 Km. In the western sector the thickness of the granite and basalt beds are 3-5 Km and 4-15 Km.



The granitic bed lies at a depth of 12-17 Km in the eastern sector and at a depth of 4-13 Km on the western sector. Toward Cuban territory it sinks in both sectors.

The basaltic bed lies at a depth of 14-20 Km in the eastern sector and at a depth of 13-18 Km in the western sector.

The Mohorovichich surface lies at a depth of 26-33 Km in the eastern sector and at a depth of 21-27 Km in the western sector.

In agreement with all this results we can conclude that there is a fine transitional crust in the western sector and a thick transitional crust in the eastern sector.

INTRODUCCION

La realización de las líneas sísmicas de reflexión profunda, fig.1, en el territorio de la ZEE, indudablemente proporcionó obtener la imagen estructural de toda la corteza consolidada, o sea la información de la segunda y la tercera capa de la corteza terrestre (rocas cristalinas). Se observaron reflexiones profundas cuyo análisis nos permitió hacer el estudio litosférico hasta la superficie de Mohorovichich en la ZEE de Cuba en el Golfo de Méjico.

Los estudios llevados a cabo en territorio cubano, costadentro, (Método de Onda de Cambio de los Terremotos), sobre la corteza, (Sherbakova et. al.) y su reinterpretación, (Arriaza G.), nos proporcionó la posibilidad de asociar geológicamente estas reflexiones profundas registradas en la ZEE.

Las reflexiones correspondientes a la parte consolidada de la corteza tienen diferentes expresiones dinámicas según su ubicación geológica. Generalmente se observó buena expresión dinámica de las mismas en la zona de las cuencas.

I.- MAPA ESTRUCTURAL DEL BASAMENTO. ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES

Las velocidades empleadas para el cálculo de la profundidad del basamento o segunda capa de la corteza consolidada, fue la velocidad de intervalo (V_{int}), utilizada durante el procesamiento la cual lleva implícito la Ecuación de Dix. Se confeccionó a partir de estos datos un mapa de V_{int} del basamento fig.2 ; su comportamiento fue el siguiente:

- Existe una gran variación de las mismas desde $2,16-7,01 \text{ Km s}^{-1}$
- Los valores mayores de $5,0 \text{ Km s}^{-1}$ se encuentra en la parte oriental y suroccidental de la ZEE, en las cuencas, al oeste del escarpe de Campeche y en la cuenca de Sygsbee.
- Los valores menores de $4,5 \text{ Km s}^{-1}$ se registran en el sector noroccidental y en algunas partes del sector extremo suroccidental.

Es conocido que la frontera conocida como basamento, que define el espesor de los sedimentos, se obtiene a partir de los estudios de la sísmica de refracción.

La gran limitante para su estudio en este territorio fue no contar con este tipo de perfiles; su identificación se llevó a cabo a partir del análisis del evento tectónico que tuvo lugar aquí como lo fue la apertura del fondo marino en el Triásico-Jurásico Inferior.

Acorde con esto, se observó en las líneas sísmicas un reflector fuertemente dislocado, a tiempos de registro, por lo general, de $5,0-7,5 \text{ s}$, y menos en los lugares altos del basamento, fig.3.



En el proceso de identificación de este horizonte, también sirvió el análisis del sistema deposicional del basamento. En la fig.4 se muestra un tren de reflexiones **coloreados en lila** ubicado encima de la reflexión del basamento, el que pudiera constituir sedimentos terrígenos; por encima de éstos se encuentran la facies correspondiente quizá a sedimentos evaporíticos (**color azul**) cuyo tope correspondería con el tope del Syn-rift. La imagen deposicional del basamento y la del horizonte fuertemente dislocado constituyen los dos elementos de identificación del basamento en estos trabajos de sismica de reflexión profunda.

Se consideró también la curva residual gravimétrica para lograr un estudio más completo de este horizonte. El mapa en profundidad del basamento confeccionado a partir del nivel medio del mar, fig.5 nos brindó una interesante información. El perfil 130 ubicado frente a la Bahía La Mulata, divide a este gran territorio, desde el punto de vista del basamento, en dos zonas: oriental y occidental. En el sector oriental se observa un comportamiento más tranquilo del campo de las isohipsas mientras que en el occidental es más irregular debido al gran basculamiento del basamento, donde la profundidad por debajo del fondo marino oscila entre 300 m en el Knoll de Catoche, 12,0 Km en la zona de Sygsbee y hundiéndose hacia el Cinturón Plegado Cubano. En este sector se destacan los Paleohighs correspondientes a los Knolls de Catoche, Pinar del Río y Jordan.

Generalmente, se destaca que en la zona oriental, el espesor de los sedimentos es mucho mayor que en el sector occidental, alcanzando valores de 8-15 Km por debajo del fondo marino.

Los trabajos de Corine Prieto y J. C. Pratsch en el norte del Golfo de Méjico, aportan datos de interés acerca del estudio del Mapa Estructural del Basamento. Aquí existen un gran número de yacimientos gasopetrolíferos correlacionados al tope de la estructura regional del basamento. En esta región se encuentran reservas probadas, ubicadas en los flancos, altos y bajos estructurales del basamento. O sea que la utilización de la estructura regional del basamento constituye una herramienta fundamental en la evaluación gasopetrolífera en el Golfo de Méjico. Estos autores también plantean que es necesario observar estos elementos en el mapa estructural del basamento. Un alto estructural cercano a bajos estructurales pueden devenir en sitios atractivos para la acumulación y migración del petróleo. Un alto estructural ubicado entre dos bajos estructurales ofrecen especial atención para la migración en ambos lados. Los bajos estructurales podrían ser los depocentros generacionales.

En nuestro caso, se observan en el Mapa estructural del Basamento fig.5, las siguientes zonas de interés:

- I. Dentro del Escarpe de Campeche se observan 5 altos estructurales cercanos a bajos estructurales: 1, 2, 3, 4 y 5
- II. Los altos 6, 8, y 9 se ubican en los Knolls de Catoche, P. del Río y Jordan correspondientemente
- III. Los altos 7, 10 y 11 se ubican dentro de la cuenca regional.

Los altos 9, 10 y 11 son los únicos que presentan sinclinales a ambos lados, significando por supuesto la posible migración en ambos sentidos por lo que éstos constituyen las anomalías más interesantes del Mapa Estructural del Basamento.



II.- ESQUEMA DE ISOHIPSAS DEL TOPE DE LAS ROCAS IGNEAS BÁSICAS. ANÁLISIS DE LAS VELOCIDADES.

La tercera capa de la corteza terrestre o capa basáltica, tiene aún naturaleza confusa; su composición petrográfica es según Jain V. E. desconocida. Sus propiedades físicas se establecieron por la velocidad de la propagación de las ondas sísmicas, que es de $6,5-7,0 \text{ km s}^{-1}$, aunque su denominación basáltica proviene del hecho de que su composición es más cercana a la basáltica.

En este territorio se registró en las zonas de las cuencas, por debajo de la reflexión asociada al basamento, una reflexión con fuerte expresión dinámica, fig 3. Su tiempo de registro fue de $8,0-8,5 \text{ km s}^{-1}$ en su parte más profunda.

Según las investigaciones MOCT realizadas en Cuba costadentro, se pudo obtener corte con fronteras hasta los 30 y más kilómetros de profundidad. En base a estos resultados se asociaron las reflexiones profundas registradas en la ZEE.

El esquema de isohipsas de la capa basáltica, fig 6, se realizó de manera similar a la del basamento.

De acuerdo a este mapa se constata que las profundidades por debajo del nivel medio del mar son las siguientes:

- En el sector occidental: en el Escarpe de Campeche las profundidades son de 9-16 Km; en los Knolls de Catoche, Pinar del Río y Jordan ésta yace a profundidades de 6 Km, 8 Km y 11-16 Km correspondientemente; en la zona de Sygsbee se encuentra de 15-18 Km y en las zonas de las cuencas y plataforma está de 11-18 Km.
- En el sector oriental ésta tiene una yacencia más profunda que en el sector occidental y va desde 14-20 Km
- En dirección al territorio cubano ésta tentativamente parece que se hunde yaciendo de 12-19 Km en el sector occidental y de 18-20 en el oriental

Se calculó la diferencia entre las informaciones de la profundidad de los mapas en profundidad del basamento y el de la capa basáltica la cual nos proporcionó conocer los espesores de las rocas ígneas ácidas. fig 7.

La potencia de la segunda capa en la zona de la cuenca es de 3-6 Km en el sector oriental y en la occidental es más variable con valores de 2-4 Km; en el Escarpe de Campeche tiene valores de 2-6 Km; en los Knolls de Catoche, P. del Río y Jordan tiene 2 Km, 2-3 Km y 2-5 Km respectivamente. De aquí se deriva que hay un ligero y más estable espesor de las rocas ígneas ácidas en la zona oriental de la ZEE.

III.- ESQUEMA DE ISOHIPSAS DE LA SUPERFICIE DE MOHOROVICHICH. ESPESOR DE LAS ROCAS IGNEAS BÁSICAS.

La más reciente división reológica agrupa la corteza y el manto dentro de la litosfera. La corteza descansa sobre la discontinuidad de Mohorovicic y se compone de la parte superior sedimentaria (primera capa geológica) y la inferior consolidada la cual corresponde a las rocas ígneas ácidas y básicas, (segunda y tercera capas).



El límite fundamental de la litosfera es la superficie de Mohorovicic sobre la cual yace toda la corteza. Los tipos de corteza difieren por su composición y principalmente por sus espesores.

El límite corteza inferior-manto, fue determinado por Mohorovichich en 1910 al notar un aumento de las velocidades de las ondas "P" desde 6,5-7,0 Km s⁻¹ hasta 8,0 Km s⁻¹. En 1967 Steinhart definió este límite como la profundidad en la cual Vp aumenta desde 7,6-8,6 Km s⁻¹ (ECORS-PYRINESS). Para la determinación de la profundidad del Moho se usó una velocidad constante de 8,0 Km s⁻¹

Para el análisis de los tipos de corteza y su caracterización se confeccionaron los mapas siguientes:

- Esquema estructural del complejo ígneo-metamórfico de la ZEE de Cuba, desde el nivel medio del mar, fig 5
- Esquema de isohipsas de las rocas ígneas básicas, desde el nivel medio del mar, fig 6.
- Mapa de los espesores de las rocas ígneas ácidas, fig 7
- Esquema de isohipsas por el tope de la superficie de Mohorovichich, desde el nivel medio de mar, fig 8.
- Mapa de espesores de las rocas ígneas básicas.

A tiempos de 8,5-10,0 s, se registró un tren de reflexiones con una expresión dinámica regular. La misma se asoció al tope de la superficie de Mohorovichich por el cálculo estimado de su profundidad y por los trabajos realizados en territorio cubano costadentro.

La superficie de Mohorovichich se correlacionó atendiendo a la base acústica de los registros sísmicos, lo que conlleva imprecisiones en el cálculo de su profundidad.

De acuerdo con el mapa en profundidad de la superficie de Mohorovicic, (por debajo del nivel medio del mar), fig 8, la misma alcanza profundidades de 26-33 Km en el sector oriental, y en la oriental de 21-27 Km. Es de destacar que en dirección al Cinturón Plegado Cubano su hundimiento es notorio hasta profundidades de 33-37 Km.

y tiende a ascender hacia la región noroccidental.

La diferencia de los mapas en profundidad de la capa basáltica y los de la superficie de Mohorovichich nos dio como resultado el conocimiento de los espesores de las rocas ígneas básicas.

Estos espesores son en el sector occidental de 2-12 Km, y en la oriental 1-6 Km. Los análisis de los espesores de las capas granítica y basáltica, demostraron que hay más desarrollo de las rocas ígneas básicas en el sector occidental mientras que hay un ligero mayor desarrollo de las ígneas ácidas en el sector oriental.

De acuerdo a los resultados de los análisis de las profundidades del basamento y Mohorovichich y de los espesores de las rocas ígneas ácidas y básicas se confirma la presencia de una corteza de tipo transicional gruesa en el sector oriental y fina en el occidental.

CONCLUSIONES

1. La capa granítica, que define el espesor de los sedimentos, yace a profundidades de 300 m aproximadamente en el Knoll de Catoche, bajo el fondo marino, 12,0 Km hacia la zona de Sygsbee y a mayores profundidades en dirección al Cinturón Plegado Cubano. En el sector oriental de la ZEE yace de 8-15,0 Km.



2. La capa basáltica yace por debajo del fondo marino a profundidades de 8-19 Km.
3. La superficie de Mohorovichich yace por debajo del nivel medio del mar a profundidades de 20-33 Km
4. Los espesores de las rocas ígneas ácidas son de 3-6 Km en el sector oriental y 2-4 Km en el sector occidental. Existe por lo tanto un ligero mayor desarrollo de estas rocas en el sector oriental
5. Los espesores de las rocas ígneas básicas son de 1-6 Km en el sector oriental y 2-12 Km en el sector occidental. Existe por lo tanto un mayor desarrollo de estas rocas en el sector occidental.
6. De acuerdo al análisis de las profundidades de las capas granítica, basáltica y a la superficie de Mohorovichich y también al análisis de los espesores de las rocas ácidas y básicas, se confirma la existencia de un tipo de corteza transicional fina en el sector occidental y grueso en el oriental.

LISTA DE FIGURAS

1. MAPA DE UBICACIÓN DE LAS LINEAS SISMICAS
2. MAPA DE VELOCIDAD DE INTERVALO DEL BASAMENTO.
3. LINEA SÍSMICA 111 CON LAS CORRELACIONES DE LA REFLEXION ASOCIADA AL BASAMENTO Y A LA CAPA BASALTICA
4. LINEA SÍSMICA 106 MOSTRANDO EL SISTEMA DEPOSICIONAL DEL BASAMENTO
5. MAPA ESTRUCTURAL POR EL TOPE DEL COMPLEJO ÍGNEO METAMORFICO
6. ESQUEMA DE ISOHIPSAS POR EL TOPE DE LAS ROCAS IGNEAS BASICAS.
7. MAPA DE ESPESORES DE LAS ROCAS IGNEAS ACIDAS
8. ESQUEMA DE ISOHIPSAS POR EL TOPE DE LA SUPERFICIE DE MOHOROVICHICH

BIBLIOGRAFÍA

1. **ARRIAZA FERNÁNDEZ G.** 1998 Nuevos enfoques en la interpretación y procesamiento de las ondas refractadas para el estudio del basamento en Cuba. Tesis Doctoral. ISPJAE
2. **ECORS-PYRINESS TEAM.** 1992. Memorias Proyecto Hispano Francés. Interpretación de los perfiles 85PYR01 y 86PIR en términos de facies sísmicas. Pp 51-61.
3. **JAIN V. E.,** 1984. Geotectónica General, parte I. Editorial MIR. Moscú.
4. **MOHOROVICHICH A.** 1910 << Das Beben vom 8.X. 1909, Jahrbach des Meteorologiaschen Observatoriums in Zagreb (Agram) für das Jahr 1909>>. Jahrgang, 9, Teil 4, abschnitt 1, pp. 3-63
5. **PRIETO C., PRATSCH J.C.** Gulf of México study links deep basement structures to oil fields. Offshores June 2000. pp 116-117 y 148
6. **SCHERBAKOVA. B, BOVENKO V. G LUTSENKO T.N, MIRONISHENKO I.P.** 1972-1974 Informe sobre los resultados de las observaciones de los aparatos Zemlia, MOCT, en el territorio de Cuba Occidental. Archivo Empresa Geofísica.
7. **STEINHART J. S** 1967. <<Mohorovichich discontinuity>> In: Runcorn, K. ED. International dictionary of geophysics, Vol 2. Oxford, England. Pergamon Press pp 991-994



FIG. 2 MAPA DE VELOCIDAD DE INTERVALO DEL BASAMENTO

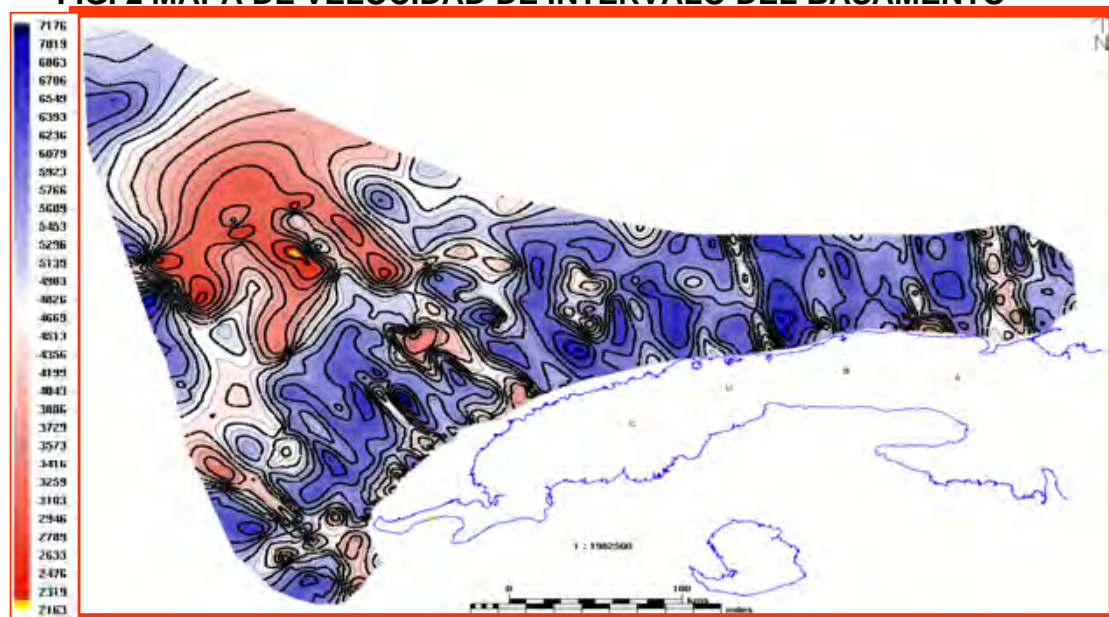


FIG. 1 MAPA DE UBICACIÓN DE LAS LINEAS SISMICAS

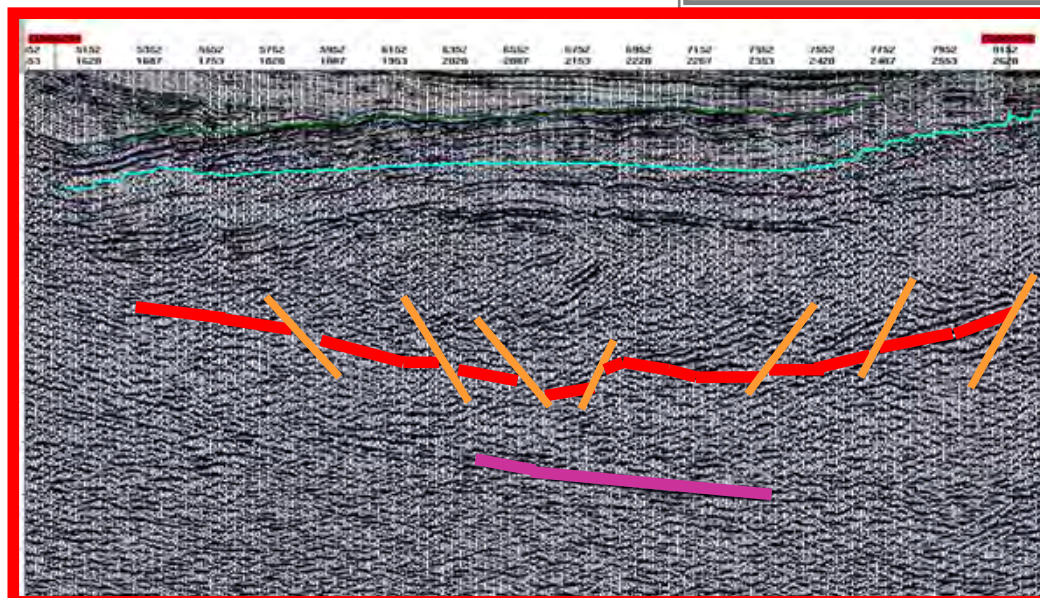


FIG.3 LINEA SÍSMICA CON LAS CORRELACIONES DE LAS REFLEXIONES ASOCIADA AL BASAMENTO Y A LA CAPA BASÁLTICA



FIG. 4.- LINEA 106 CON SISTEMA DEPOSICIONAL DEL BASAMENTO

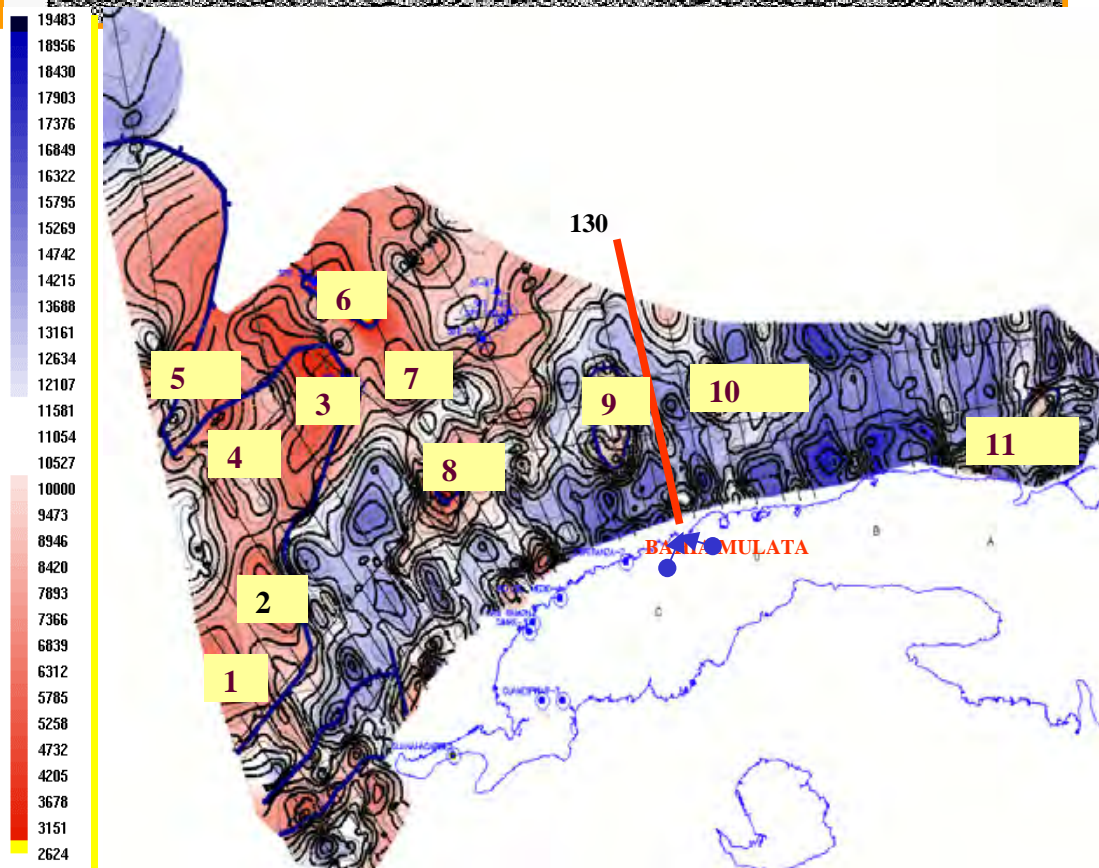
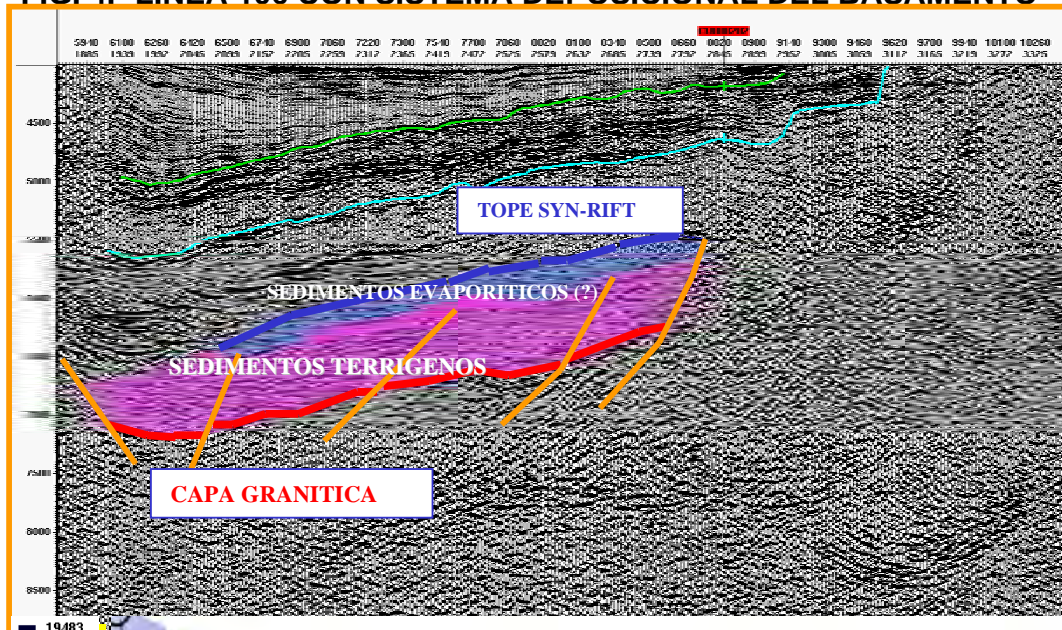


FIG. 5.-MAPA ESTRUCTURAL POR EL TOPE DEL COMPLEJO ÍGNEO-METAMORFICO



FIG.6.- ESQUEMA DE ISOHIPSAS POR EL TOPE DE LAS ROCAS IGNEAS BASICAS

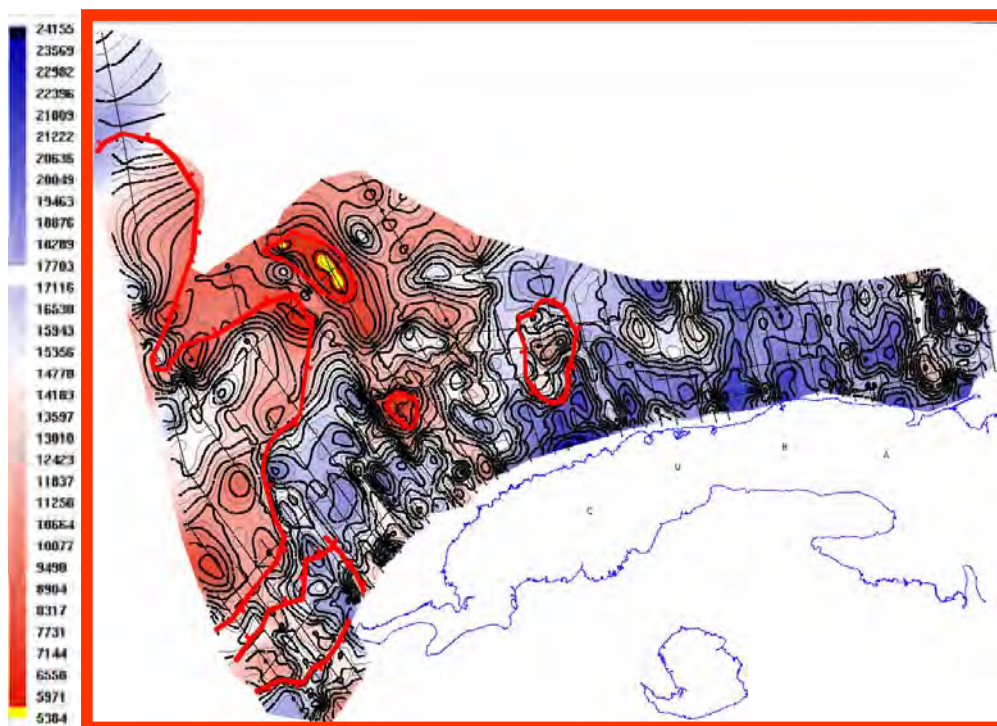


FIG. 7.- MAPA DE ESPESORES DE LAS ROCAS IGNEAS-ACIDAS

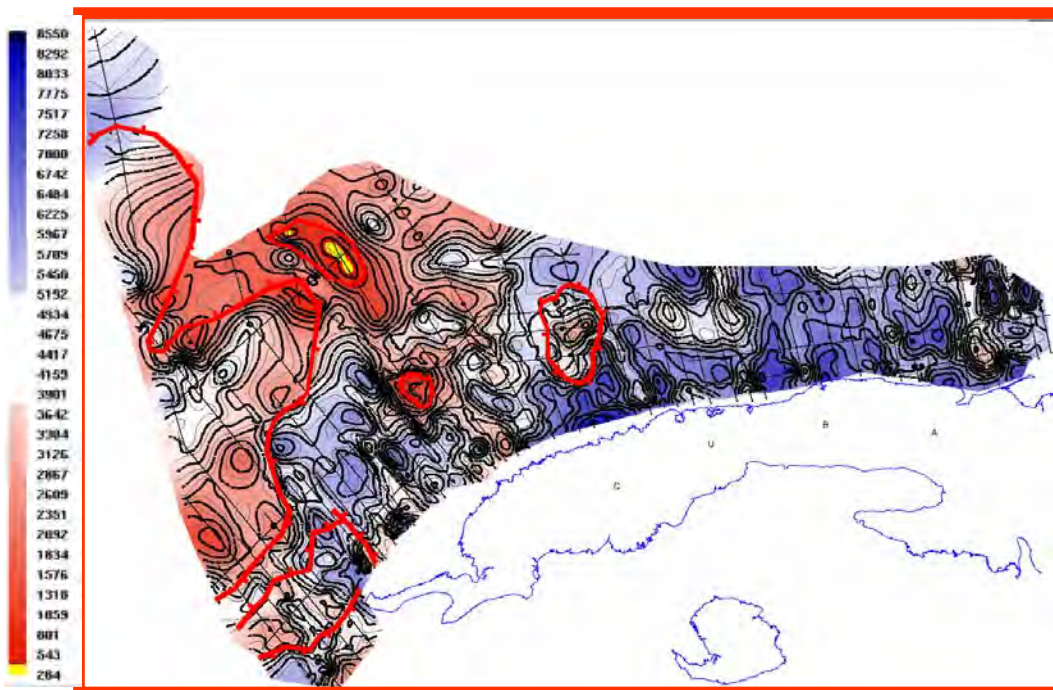
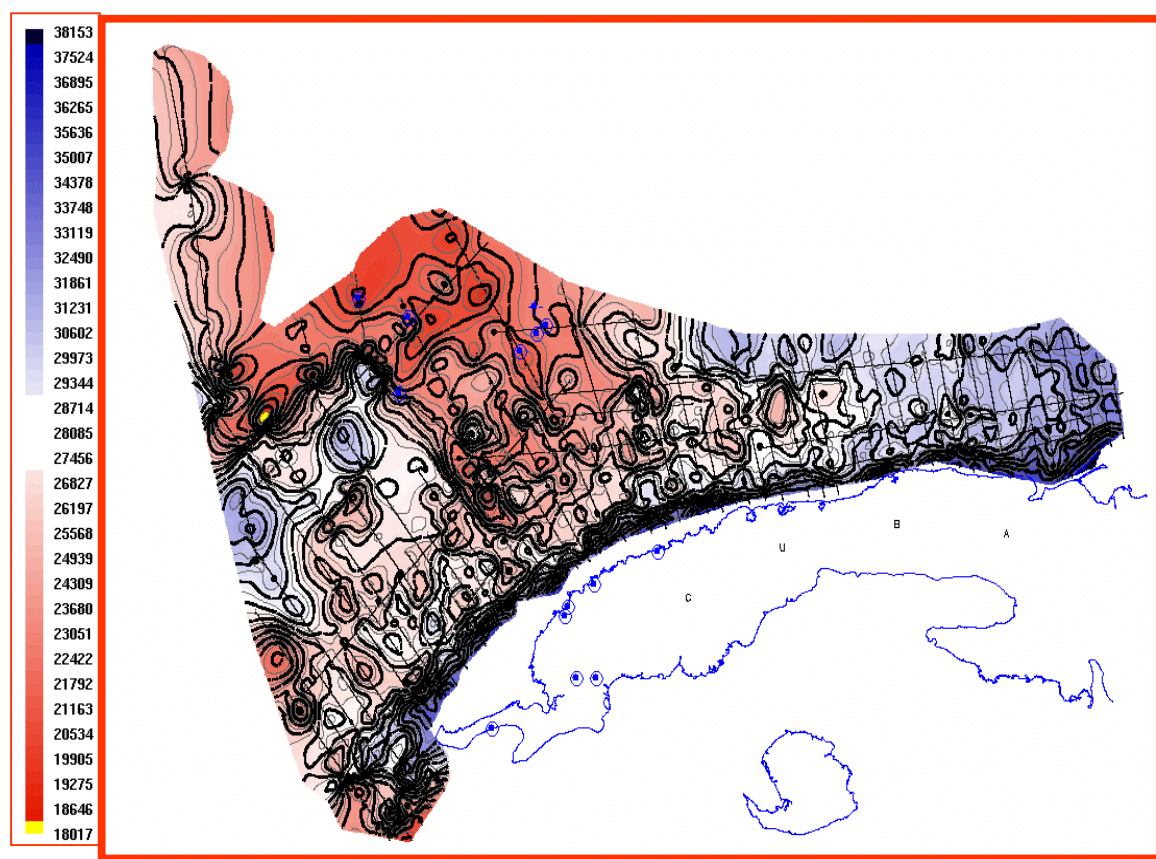




FIG. 8.- ESQUEMA DE ISOHIPSAS POR EL TOPE DE LA SUPERFICIE DE MOHOROVICHICH





ALINEACIONES DEL CAMPO GRAVITACIONAL EN EL GOLFO DE MÉXICO Y SU RELACIÓN CON LA TECTÓNICA PROFUNDA.

José G. Prol Betancourt⁽¹⁾, Carlos Eduardo Sánchez Alarcón⁽¹⁾, Raúl. Gómez García⁽¹⁾ y María Rifá Hernández⁽¹⁾.

(1) DigiCupet, 19 # 910, Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de La Habana, Cuba, C. Elect :
jprol@cupet.minbas.cu

RESUMEN

Las anomalías gravitacionales en el Golfo de México que se revelan a partir de la información satelitaria al alcance de los autores, son interpretadas en este trabajo. De este estudio se desprenden conclusiones acerca del carácter continental de la corteza en las placas de Yucatán y la Florida-Bahamas; en tanto que la Cuenca de Segsbee se interpreta como una corteza oceánica. La disposición de estas grandes anomalías en relación con el Cinturón Plegado Cubano conduce a considerar una diferencia en los ambientes geofísicos cuya frontera es una alineación del campo gravitacional que separa ambos ambientes. Suponer la existencia de dos medios geológicos diferentes es una conclusión que se infiere de la consecuente diferencia en el carácter del campo gravitacional. Siguiendo esta línea de razonamientos cabe suponer que el sector más occidental de la Provincia de Pinar del Río con sus potentes espesores de la Fm. San Cayetano del Jurásico Inferior y Medio corresponde a un fragmento arrancado a la placa de Yucatán durante los movimientos horizontales campaniano-eocénicos que condujeron a la orogénesis cubana. En tal sentido un gran falla transcurrente debería separar las rocas de las denominadas Unidades Tectono-estructurales del Rosario y de La Esperanza, respectivamente. Dicha falla se reconoce en el Mapa Geológico de Cuba como la Falla Consolación, la cual se reconoce por muchos investigadores como un plano de sobrecorrimiento.

En otro orden de cosas cabría buscar la continuidad de esta estructura disyuntiva en el fondo marino aledaño a la costa norte occidental de Cuba. Para ello fueron reanalizados los datos más detallados correspondientes al levantamiento de a bordo que cubre el sector, cuya exactitud es del orden de ± 1 mGal. Al estudiar los gradientes se comprueba la existencia de dos medios geológicos diferentes en el sector separados por una alineación del campo con azimut 0° paralela al Knoll de Jordan. La mencionada alineación de los gradientes persiste cuando la estudiamos en mapas mucho más regionales, lo que demuestra su asociación con una falla transcortical. De ser así entonces el Knoll de Jordan está relacionado de alguna manera con los movimientos tectónicos a lo largo de esa falla. Otra alineación con azimut 340° coincide en la costa norte de Pinar del Río con la ya mencionada Falla Consolación. Esta otra alineación, por su reflejo en los componentes más regionales del campo gravitacional debe tener también un carácter transcortical.



ESTIMACIÓN DEL BASAMENTO MAGNÉTICO Y LA ESTRUCTURA DE LOS TUXTLAS

Rodolfo Marines Campos y José Gutiérrez y Acosta
Instituto Mexicano del Petróleo

El área de estudio se localiza en el Sureste de México, aproximadamente entre los meridianos de 94° 30' y 95° 30' de Longitud Oeste y entre los paralelos de 18° 00' y 19° 00' de Latitud Norte, cubre una superficie de 10,000 km²., al Norte se encuentra limitada por el Golfo de México, al Sur y al Este por la Cuenca Salina del Istmo y al Oeste por la Cuenca de Veracruz, topográficamente se encuentra de 0 a 800 m. sobre el nivel del mar, dichas elevaciones básicamente están constituidas por conos volcánicos.

Desde el punto de vista geológico, el área se encuentra cubierta por rocas ígneas extrusivas, además se han identificado dos tipos de volcanismo, uno alcalino fechado del Mioceno Superior (B. Paz 2000) y otro calcoalcalino del Plioceno (J. Alvarran 1987), en la parte continental es decir al SWW se tienen aflorando rocas sedimentarias del Cuaternario y del Pleistoceno, éstas corresponde al extremo sur de la Cuenca de Veracruz, en el SSE del área se tienen aflorando rocas principalmente del Pleistoceno y del Mioceno superior, medio e inferior.

En la porción continental de los alrededores de los Tuxtlas se tienen varios campos petroleros que son productores en el Terciario o en el Mesozoico, los más cercanos a esta área se encuentran aproximadamente a 50 km. actualmente se tiene la idea de efectuar estudios exploratorios cercanos al complejo volcánico de los Tuxtlas, con el propósito de evaluar las posibilidades de identificar estructuras susceptible de acumular hidrocarburos, para esto necesitamos conocer sus características geológicas de los Tuxtlas en el subsuelo, ya que superficialmente se conoce la distribución de las rocas ígneas extrusivas, desconociéndose si por debajo de éstas se tienen rocas sedimentarias o ígneas intrusivas, por este motivo se propuso hacer éste estudio, utilizando datos aeromagnéticos y geológicos para estimar las características estructurales del subsuelo en el área de los Tuxtlas y sus alrededores.

Se hizo un análisis de las anomalías magnéticas de las rocas ígneas que conforman el área del complejo volcánico de los Tuxtlas, así como su relación con el basamento magnético, para este objetivo se propuso calcular 8 modelos, que a traves de ellos quedó definida la posición y profundidad de los cuerpos ígneos intrusivos, los métodos empleados en la estimación de las profundidades de las fuentes magnéticas fueron Werner, Euler, y análisis espectral; por otra parte quedó definido el relieve del basamento, en él se observan las cuencas de Veracruz y Salina, también se pudo apreciar el levantamiento que corresponde al Batolito de la Mixtequita que se encuentra al Sur del área de estudio. En los modelos se observó que al Sur de los intrusivos de los Tuxtlas el basamento corresponde a una corteza continental y hacia el Golfo de México es decir al Norte de los intrusivos el basamento presenta características de una corteza transicional.



TIMING, KINEMATICS, AND PALEO GEOGRAPHY OF THE EVOLUTION OF THE SE GULF OF MEXICO AND NORTHERN PROTO-CARIBBEAN SEA: TEMPLATE FOR THE PALEOGENE CUBAN OROGENY

James Pindell and Lorcan Kennan, Tectonic Analysis, Ltd.

The evolution of the Gulf of Mexico resulted from the migration of the Yucatán Block away from North America during the early break up of Pangea. Atlantic plate kinematic data and circum-Gulf geological data indicate that the Gulf formed during Jurassic through earliest Cretaceous time. Two stages of opening are evident. Stage 1 (Late Triassic-Early Oxfordian) involved SE-ward directed, asymmetric, low-angle detachment and intra-continental extension of Yucatán Block off of North American continental crust. Stage 2 (Early Oxfordian through Valanginian) involved the generation of oceanic crust in the deep central Gulf as Yucatán rotated counter-clockwise around a SE-ward migrating pole of rotation in the area of NW Cuba. The migration of this pole was manifested as a SE-ward propagating rift zone between Yucatán and Florida.

Concurrently, the Proto-Caribbean Sea opened by rotational extension and seafloor spreading between Yucatán and Venezuela. Much of Cuba's Mesozoic stratigraphy, including San Cayetano Fm, pertains to the opening of this basin. In the SE Gulf and beneath western Cuba, autochthonous basement comprises thinned continental crust at the juncture of Yucatán and Florida, forming a bottleneck between the oceanic areas of the Gulf of Mexico and Proto-Caribbean. Mesozoic depositional systems and the crustal character within this bottleneck define a template for many aspects of Cuba's petroleum system(s). The crustal configuration here also helped to control the structural style of the Paleogene Cuban Orogeny.

The Yucatán Basin south of Cuba also played an important role in Cuba's Paleogene development. We propose a detailed kinematic model for the Yucatán intra-arc basin that formed between the Greater Antillean Arc, now seen in Cayman Ridge, and the Cretaceous Cuban forearc, now seen along the southern half of Cuba. The Paleocene-Middle Eocene opening of this basin allowed the Cuban forearc to migrate northward and to collide with the Bahamas (Cuban Orogeny). We integrate and synthesize these various considerations into a regional model that can serve to guide future exploration in the Cuban region.

Tectonic Analysis, Inc., West Burton, West Sussex, England: jim@tectonicanalysis.com



EVOLUCIÓN GEOLOGICA DE SECTOR SUR DEL MARGEN CONTINENTAL NORTEAMERICANO.

Rafael Tenreyro-Pérez

CUBAPETROLEO. Oficios 154. Habana 10100. Cuba. C-electrónico: rtenreyro@union.cupet.cu

RESUMEN

El margen continental norteamericano en su sector cubano fue deformado intensamente durante la orogenia lo que dificulta enormemente la reconstrucción de su historia geológica. En el sector marino al norte de Cuba se encuentra ligeramente plegado y cubierto por una potente secuencia terciaria. En esta parte los resultados de la sísmica y su relación con las secciones tipo reconocidas en afloramientos y en pozos permite evaluar la evaluación geológica de la zona. A manera de resumen se presentan cinco momentos de la evolución pre - orogénica de las cuencas sedimentarias que representan la situación paleogeográfica con elementos de paleofacies.

Callovense. Ya en este momento la cuencas aisladas y semi - grábenes se han rellenado lo suficiente como para formar una gran depresión del tipo aulacógeno lista para recibir los primeros depósitos marinos o de alta confinación en forma de capas de evaporitas. Todavía resaltan sobre la paleogeografía de aquellos momentos algunos bloques elevados y amplias zonas de erosión anexa tanto en el sur pertenecientes al continente sudamericano como al norte en los bloques de Florida, Bahamas y el orógeno Apalaches-Uachita.

Oxfordense. Presenta un cuadro característico de avance continuo de las condiciones marinas en una transgresión en todas las cuencas. Este proceso es concomitante con las aperturas y aparición de la corteza oceánica en el Proto- Caribe, dividiendo Norte y Sudamérica y el en Golfo de México separando el mesobloque de Yucatán. Donde antes existían condiciones de aguas someras se establece la sedimentación de carbonatos en aguas profundas y aparecen las primeras zonas de sedimentación carbonatada de aguas someras. La zonas de evaporitas se desplazan ahora de las cuencas a los bloques anteriormente elevados, en lagunas tipo sabha rodeadas por bancos carbonatados.

Kimmeridgense. Este es el momento en que se desarrolla la cuenca en condiciones de alto nivel del mar cuando han sido inundadas muchas de las secuencias de carbonatos de aguas someras y la mayor parte de la zona se encuentra bajo las aguas. La apertura del Golfo de México continúa.

Neocomense. Este es el momento de avance de las plataformas carbonatadas coincidiendo con un descenso del nivel de las aguas del océano mundial. En el neocomense cesa la apertura del Golfo de México la que incide en un cese de la actividad de cizalla – extensión.

Turonense. En este tiempo revierte en grandes zonas la progradación de las plataformas carbonatadas del Neocomense. El retroceso de las plataformas carbonatadas y el eventual descenso de la producción en las fabricas de carbonatos se refleja en las bajas tasas de sedimentación en todas las cuencas hambrientas que las rodean. Muchas de estas cuencas van a sufrir erosiones submarinas importantes por los flujos de conturitas que se asocian a las elevaciones sin-orogénicas posteriores.



LA EVOLUCIÓN TECTONOSEDIMENTARIA DE LAS CUENCAS DEL GOLFO DE MÉXICO; SU RELACIÓN CON LOS SISTEMAS PETROLEROS.

Ernesto Miranda**, *James Pindell*, *Jaime Patiño**, *Lorcan Kennan****, *Alberto Marino**, *Adalberto Alvarado**, *José Hernández**, *Miguel Espinosa**, *Ariel Ramírez**, *Manuel Maldonado**, *Amado Marín**, *Ivan Alor**, *Elia Pliego**, *Ruben D. Gómez**, *Alfredo Vera**, *Gustavo Reyes**, *Mario Limón**, *Jerónimo Hernández***, *Humberto Alzaga***, *Josefina Méndez***, *Jorge Jacobo***, *Leopoldo Hernández Ávila***, *Joshua Rosenfeld****, *James Granath****.**

**Pemex Exploración y Producción*

***Instituto Mexicano del Petróleo*

****Tectonic Analysis*

El análisis paleogeográfico palinspástico cuantitativo realizado ha producido un modelo integrado de la evolución de México y sus cuencas sedimentarias, y un marco tectono-sedimentario para entender sus sistemas petroleros. La integración y análisis de datos geológicos y geofísicos de las cuencas sedimentarias de la planicie costera de México, del Golfo de México, del Caribe y la parte norte de Sudamérica, permitió reconocer diferentes elementos geológicos que soportan los modelos aquí planteados.

El modelo inicia con la reconstrucción detallada de la Pangea occidental, y luego traza la abertura del Golfo de México en el marco cinemático y temporal proporcionado por los movimientos tempranos de América del Norte y del Sur. Existen dos claras etapas de la apertura del Golfo. La Etapa 1 involucró la extensión asimétrica de la litósfera del Jurásico Temprano y Medio, en la cual Yucatán fue el bloque activo que se desprendió del margen de Burgos y los Estados Unidos, que representaba el bloque pasivo. En esta etapa se depositaron principalmente capas rojas y sal, aunque existen lutitas marinas en la parte sur-central de México. La Etapa 2 involucró la rotación de Yucatán en sentido contrario a las manecillas del reloj en el Oxfordiano-Berriasiano partiendo de la costa del Golfo de los Estados Unidos; con cizallamiento dextral a lo largo del margen oriental de México, y en parte entre los Macizos de Chiapas y la Mixtequita. La formación de corteza oceánica en el Golfo central y sedimentación principalmente marina, incluyendo las rocas generadoras del Jurásico Superior y del Neocomiano caracterizaron esta etapa.

Las condiciones de margen pasivo del Cretácico cesaron en el Senoniano con el cierre de la cuenca de tras-arco en México central, y con la colisión arco-continente al sur de Chiapas, seguido por el inicio del movimiento hacia el oriente del Bloque Chortís a lo largo del sur de México. Este movimiento de Chortís y la posterior instalación de la subducción se definen con detalle así como sus efectos en la deformación sobre el borde sur del Terreno Xolapa y el Batolito de Chiapas y en la sedimentación en el sureste de México. Se definen las edades de los eventos compresivos, extensionales y transcurrentes en el sureste de México, las causas y sus efectos.

Los modelos propuestos nos permiten entender elementos claves de los sistemas petroleros de las cuencas del Golfo de México en términos de evolución regional, con los beneficios del conocimiento de los mecanismos de causa-efecto, y con mayor entendimiento en la sincronía. El análisis de cómo los sistemas petroleros se relacionan a la evolución, ayuda más a la definición de los sistemas petroleros y permite predicciones donde estos pueden o no ocurrir. Estos conceptos son fundamentales para estudiar el riesgo y orientar el programa exploratorio en la porción mexicana de la Megacuenca del Golfo de México.



CARACTERÍSTICAS DE LA IMAGEN SÍSMICA DE LA ZEE DE CUBA EN LA REGION OCCIDENTAL DEL GOLFO DE MEXICO.

Sofía López Acosta*, Rafael Socorro Trujillo*, Jorge Sanchez Arango, Margarita Juara Zulueta***

*Empresa Geofísica DIGICUPET, Calle 23 No.105 e/ O y P, Vedado Ciudad Habana, Habana 4 Cuba CP 10400 PHONE. 79 2865 Fax: (537) 33 3563

Email: digicupet@cupet.minbas.cu

**Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca y Washington, Cerro, C. Habana, Cuba.

RESUMEN

En el año 2000 fue adquirido por la Cia. CGG un volumen de 7 330 Km. de sísmica 2D en un área aproximada de 110 000 km² que cubre la ZEE de Cuba, con parámetros más pesados y mayor offset, que los utilizados anteriormente, posibilitando aumentar la calidad de la imagen obtenida en sentido vertical y horizontal.

La caracterización de la imagen sísmica se realizó utilizando los cortes sísmicos obtenidos con la migración después de la suma. Mostrando su variabilidad a escala regional, tanto en sentido lateral como vertical, pues se suceden zonas con abundancia y con ausencia de reflexiones. Caracterizando el relieve del fondo marino, una reflexión muy bien expresada, con alta amplitud y continuidad lateral, que expresa sus irregularidades.

Sobresalen, hacia el oeste, elementos geomorfológicos relevantes como son los escarpes y los Knolles, que irrumpen hacia el fondo marino, dentro de las secuencias sísmicas, con una variabilidad de imagen dentro de sí mismos y en sus bordes, generalmente caótica o transparente en el centro y reflexiones continuas y espesas hacia los flancos y los topes.

De sur a norte, se observa la transición geológica de los diferentes escenarios expresados en imágenes bien definidas, permitiendo separar los grandes elementos como:

1. El cinturón plegado y cabalgado cubano.
2. La cuenca de antepaís profunda (con una extensión variable).
3. Lateralmente de este a oeste, tres grandes zonas con imágenes diferentes:
 - A. La plataforma de Florida y sus márgenes.
 - B. La Cuenca Central.
 - C. La plataforma de Yucatán y sus márgenes.

En todas las líneas sísmicas fueron seguidos y mapeados, dos horizontes sísmicos fundamentales: "Verde" y "Azul". El horizonte Verde, seguido con seguridad en toda el área, fue calibrado por todos los pozos del área como la discordancia del Cretácico Medio, la llamada **MCU** en todo el Golfo de México. Es un evento regional, cuyo mapeo ha permitido la detección de grandes estructuras, favorables para la acumulación de los hidrocarburos. El horizonte Azul, es una reflexión de mediana a alta amplitud con buena continuidad lateral al sur, al este y en la parte central del área. Al noroeste y noreste de la zona central, es inseguro, reflexión de poca continuidad y coherencia. Su calibración fue asumida, como el tope de las secuencias jurásicas.

Fueron también identificadas otras reflexiones más profundas en los cortes, que se han podido corresponder con facies del syn-rift e incluso del Basamento.

La variación del cuadro sísmico interno de las grandes secuencias delimitadas por los horizontes correlacionados han permitido estudiar las variaciones cuenca – banco carbonatado.



SISMOESTRATIGRAFÍA DEL MESOCENOZOICO EN EL SURESTE DEL GOLFO DE MÉXICO Y SU IMPORTANCIA PARA LA EXPLORACIÓN PETROLERA.

América Sorá Monroy⁽¹⁾, Jorge Sanchez Arango⁽²⁾, Blanca Sosa Álvarez⁽¹⁾.

- (1) DIGICUPET, Calle 23 No. 105 e / O y P, Vedado Ciudad Habana, Habana 4, Cuba. C. Eléct.: digicupet@cupet.minbas
- (2) Centro de Investigaciones para Petróleo. Washington 169. Cerro. C. de La Habana. jsanchez@ceinpet.inf.cu

Resumen

En el sureste del Golfo de México se han realizado varias campañas sísmicas, de las cuales, la realizada por la Compañía General de Geofísica (CGG) en el año 2000 donde se adquirieron 7330Km. de líneas sísmicas fueron utilizadas para nuestro análisis sismoestratigráfico

Líneas fueron procesadas por la CGG con un grafico Standard obtenido como cortes finales las migraciones después de la suma.

En esta zona fueron perforados alrededor de 10 pozos correspondientes al Ocean Drilling Project (ODP) los cuales nos sirvieron para la calibración cronoestratigráfica, además del conocimiento onshore de la Isla de Cuba.

En esta área se habían correlacionados dos horizontes fundamentales asociados a la Discordancia del Cretácico Medio y al tope del Jurásico Superior los cuales dividen la zona en tres paquetes sedimentarios principales: Terciario, Cretácico y Jurásico. Dentro de cada paquete y de acuerdo a las terminaciones de los reflectores (onlap, dowlap, toplap y truncamiento), se separaron 16 sismosecuencias de 2^{do} y 3^{er} orden, las cuales se muestran el "Esquema de distribución de las sismosecuencias".

Las sismosecuencias se encuentran descritas de acuerdo a la configuración de los reflectores y sus parámetros sísmicos realizando de este el análisis de las facies sísmicas.

Como resultado mostramos los mapas de distribución de las sismosecuencias en diferentes edades y la distribución de reservorios asociados a éstas.



APLICACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA DELIMITACIÓN DE RESERVORIOS

Héctor Moralesi Rodríguez⁽¹⁾, Eleazar Vera Aquino⁽²⁾, Héctor Enrique Zucchi⁽¹⁾.

(1) Schlumberger Geoquest, Av Periférica Norte S/N, Ciudad del Carmen, Campeche, México, Email: hzucchi@ciudad-del-carmen.oilfield.slb.com

(2) Petróleos Mexicanos, Departamento de Incorporación de Reservas Calle 33 No 90 Ciudad del Carmen, Campeche, México, Email: elveraag@mso.pep.pemex.com

RESUMEN

Una descripción detallada de la geología de reservorio se ha realizado sobre la base del cálculo de atributos sísmicos. Depósitos fluviales terciarios, con un elevado potencial como portadores de gas y petróleo, caracterizan el área. Sísmica de superficie y pozos marginales constituyen los datos de entrada. Cuatro secuencias fueron definidas a partir de la interpretación sísmica y se supone que representan la expresión de depósitos progradantes. Post procesamiento (estimación de varianza) fue realizado sobre los datos sísmicos a fin de realzar su calidad y definición y clarificar la forma y relaciones espaciales de los cuerpos sedimentarios. Atributos sísmicos derivados de la amplitud y la varianza se examinaron intentando definir el conjunto óptimo para caracterizar a las secuencias mencionadas. Los mismos constituyeron el dato ingresado en un programa de clasificación en el cual se determinó el número de clases con auxilio de cross-plots. Clases canalizada, de transición y no canalizada fueron el resultado del mapeo facial utilizando algoritmos de clasificación no supervisados.

ABSTRACT

A detailed description of reservoir geology was made based in seismic attributes calculation. Tertiary fluvial deposits with a high potential as gas and oil reservoir characterize the study area. Surface seismic and marginal wells are the available input data. Four seismic sequences were defined by seismic interpretation and understand it as expression of progradational deposits. Post processing (variance estimation) over seismic data was made in order to enhance quality, resolution and clarify shape and spatial relation of sedimentary bodies. Seismic attributes derived from both amplitude and variance cube were calculated and examined trying to define the optimum set for characterize any involved sequence. Any attribute family was input for a classification software system. Attributes cross plots were made for quantity of class definition. Canalized, transition y no canalized class were the final result of these step. No supervised classification methods were run for facial mapping.

Introducción

En el activo Campeche-Golfo sobre el cubo sísmico Campeche B21 se han aplicado un conjunto de técnicas tendientes a caracterizar cuerpos progradantes (¿fluviales?) observados en tiempos superficiales (hasta 1200 ms.)

El área en cuestión se halla delimitada por las inlines 2580 y 2700 y las crosslines 100 y 570 cubriendo una superficie cercaba a los 80 kilómetros cuadrados.



Calidad del dato sísmico

El cubo en cuestión responde a geometría de 25 metros entre crosslines por 75 metros entre inlines; el procesamiento adolece de evidentes defectos en su corrección estática que, sumado a ausencia de datos hacen escasamente confiable cualquier interpretación estructural realizada sobre el mismo.

La figura 1 corresponde a un detalle de la crossline 377; en la misma se pueden apreciar saltos estáticos y ausencia de trazas.

Sin embargo las evidencias de relleno sedimentario y su posible carácter progradante son tan claras que se debe definir una metodología capaz de caracterizarlas dejando de lado las deficiencias de procesamiento ya mencionadas.

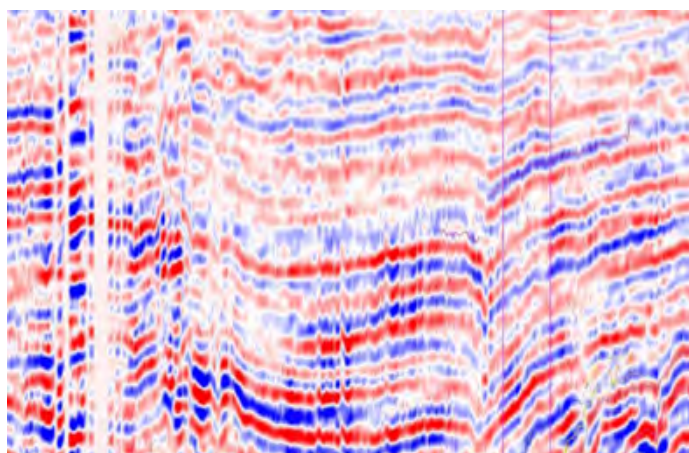


Figura 1

Inline 2618 (figura 2) mostrando detalle de la zona de relleno; el tiempo total corresponde a 400 a 1400 ms y la longitud cubierta es de 9,5 kilómetros.

Abandonada la posibilidad de una caracterización estructural clásica cabe encontrar un método que permita superar las restricciones que impone la calidad del dato; este método debe estar basado en las características intrínsecas de la traza y no en su posición vertical.

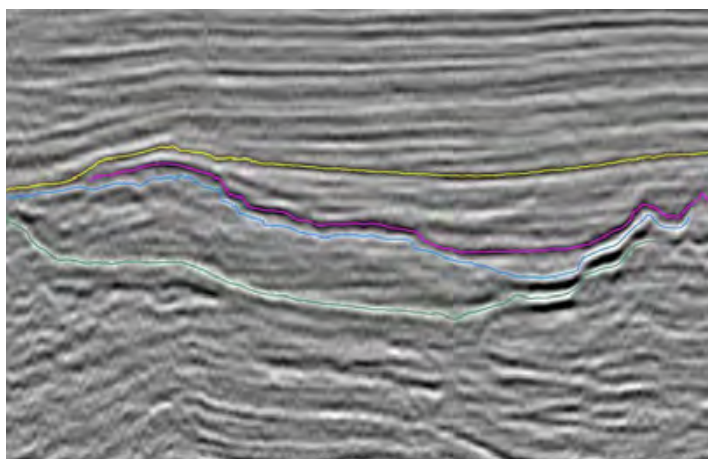


Figura 2

La condición, que necesariamente debe cumplirse para aplicar esta solución, es la posibilidad de reconocer los cuerpos sedimentarios lateralmente de este modo estaremos en condiciones de calcular sus propiedades, mapear e identificar por su distribución y geometría formas sedimentarias.

En general los atributos derivados del cálculo de la traza compleja y el post procesamiento conocido como "cubo de varianza" permiten resolver satisfactoriamente el problema planteado.

Por qué atributos de traza compleja

Nos hemos inclinado en este caso por atributos de tipo volumétrico, es decir aquellos que, independientes del algoritmo matemático, son calculados entre dos niveles de referencia. La extracción de la propiedad depende de la posición relativa de dichos niveles, no de la absoluta que es la que esta en duda.

Del mismo modo el cubo de varianza estima el valor de tal propiedad y la expresa como un nuevo dato; definida una ventana de cálculo mayor que el rango de error estático (en este caso



se utilizó 240 ms.) se elimina el efecto distorsivo de tal error.

De este modo el cubo de varianza presta una doble utilidad; examinado en sí mismo para evidenciar formas depositacionales con el auxilio del visualizador tridimensional y como generador de atributos volumétricos que se combinarán con los derivados de la amplitud en un sistema de clasificación sísmica.

Condiciones para el cálculo de atributos de traza compleja: la computación de este tipo de atributos requiere, del dato primario, las siguientes condiciones a fin de un correcto análisis de sus resultados

- Procesamiento en verdadera amplitud o con ventanas de ecualización mayores que la zona de cálculo.

- Reducción de la señal a fase 0 usando como referencia un perfil sísmico vertical.

En este caso consideramos cumplida la primera condición no teniendo a la fecha elementos para llevar a cabo la segunda.

Dado que el objetivo es netamente cualitativo aceptamos que, la forma de los depósitos se describe correctamente con cualquier tipo de fase.

Niveles limitantes; se han definido por interpretación sin apoyo de perforaciones, cuatro interfaces que definen tres objetivos de interés.

Las mismas se denominan de tope a base: Canal_VP4, Canal_VP3, Canal_VP2, Canal_VP.

Los cuerpos que determinan son de espesor variable y su carácter progradante puede observarse realizando horizontalización a los diferentes topes.

La figura 3 corresponde a la versión, en fase instantánea, de la inline 2618 horizontalizada al nivel Canal_VP2.

Atributos de traza compleja utilizados

Los diferentes atributos miden, utilizando diferentes algoritmos, magnitudes básicas de la señal sísmica. Las mismas son:

- Amplitud; vinculada al contraste de impedancias acústicas que genera la reflexión, varía con el contenido litológico y petrofísico.
- Frecuencia; sus cambios responden a dos factores: número de capas o presencia de fluidos, en especial gas.
- Fase; representativa de la forma de onda, se asocia a cambios laterales como acúñamiento.
- Polaridad; puede ser positiva o negativa, permite una definición más ajustada de las anomalías de amplitud.

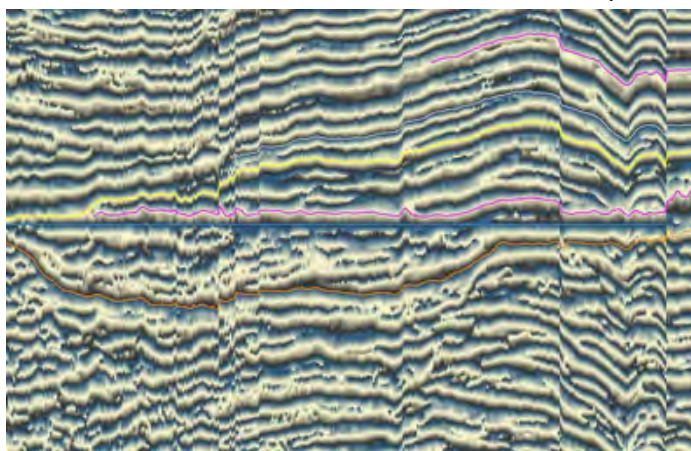


Figura 3

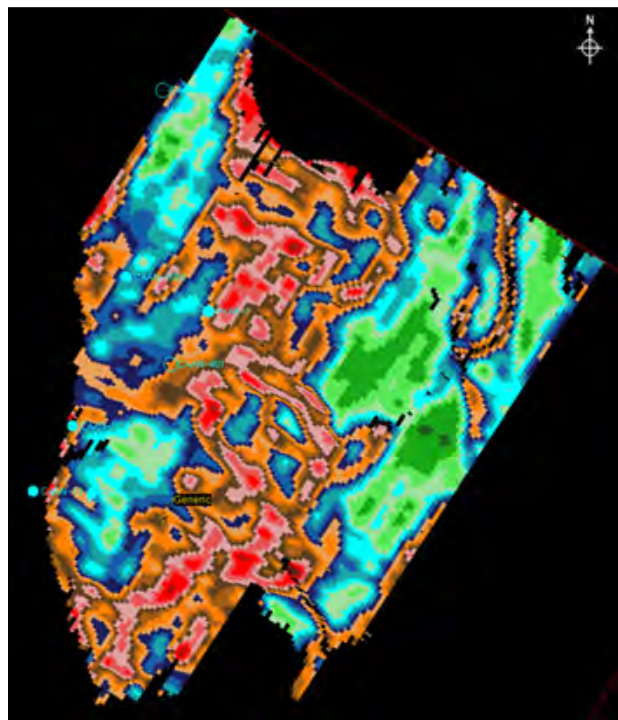


Figura 4



Los resultados de mayor representatividad se obtuvieron a partir de variantes aplicadas sobre atributos de amplitud; los mismos reflejan, con claridad, el carácter canalizado de las secuencias analizadas

La figura 4 corresponde a la extracción del atributo amplitud, correspondiente al nivel Canal_VP, utilizando como dato de entrada el cubo pos procesado en modo Varianza. El rasgo predominante es la faja central de alta amplitud, de rumbo aproximado norte sur y ancho promedio tres kilómetros; dentro de la misma pueden distinguirse diseños curvos menores con anchos que no superan los cuatrocientos metros.

El ruido de adquisición remanente puede reducirse mediante la aplicación de filtros que permiten una mejor definición de las alineaciones.

Resumen de metodología propuesta y aplicada.

A fin de clarificar el análisis de los resultados y la correcta evaluación de los mismos se hará una enumeración de los procedimientos propuestos, indicando cuales de ellos no fueron aplicados.

- 1.- Corrección del dato sísmico por corrimiento estático y rotación de fase; no aplicado por carecer de perfil sísmico vertical en el área en estudio.
- 2.- Interpretación de los niveles de interés haciendo especial énfasis en la identificación de patrones sedimentarios.
- 3.- Cálculo del cubo de varianza a fin de evidenciar las formas de los cuerpos.
- 4.- Visualización tridimensional del mismo y refinamiento de la Interpretación en base a secciones a tiempo constante.
- 5.- Cálculo de atributos derivados de amplitud, varianza, traza compleja en modo volumétrico y siguiendo las superficies interpretadas.
- 6.- Evaluación de los mismos e integración mediante un sistema de clasificación sísmica.
- 7.- Determinación de ambientes.

Cubo de varianza

La varianza sísmica esta diseñada a fin de medir el grado de disimilitud entre trazas vecinas en una ventana de tiempo predeterminada. Su salida es un nuevo cubo cuya amplitud es representativa de este parámetro.

Abruptas modificaciones en el comportamiento del subsuelo acusaran un elevado valor de este parámetro; por esta razón se recomienda para realzar la traza de planos de falla y clarificar relaciones discordantes como las que pueden limitar un cuerpo sedimentario.

Siguiendo esta línea de razonamiento es fácil concluir que cuerpos canalizados, desarrollados en una planicie de inundación laminar, se detectaran con facilidad por este medio.



La morfología de los niveles Canal_VP4 a Canal_VP, así como su carácter canalizado, es claramente definida por medio de este atributo.

En tal sentido se ha preparado la vista compuesta, figura 5 ; en ella se observa la extracción de

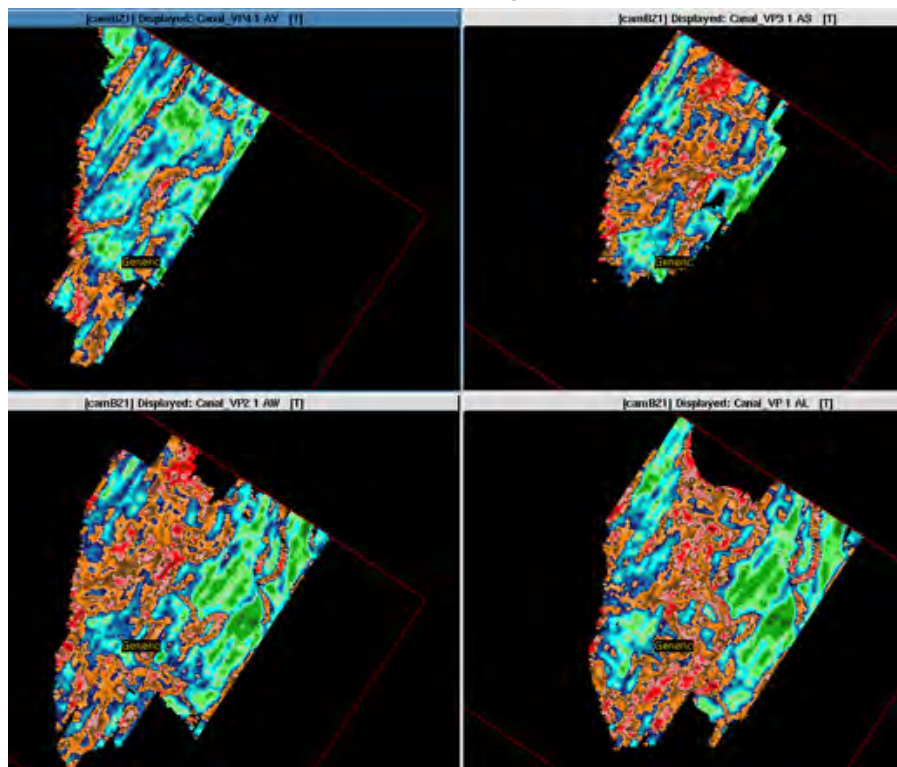


Figura 5

amplitud, derivada del cubo de varianza, para los cuatro niveles mencionados. Las zonas en tonos café rojizo se asignan a cuerpos tipo canal. Los mismos se hacen más complejos al aumentar la profundidad pasando de un único cuerpo superficial a complejos de canales entrelazados.

Sistemas de clasificación sísmica

Parten de la suposición que un conjunto litológico, diferenciable en el subsuelo, debe generar una respuesta sísmica característica. Tal respuesta puede ser expresada por uno o varios atributos que, representados en un espacio multidimensional coherente, definirán asociaciones (clusters) de puntos. Cada una de estas asociaciones define una clase cuya distribución esta controlada por las coordenadas geográficas de sus componentes.

La eficiencia de tales sistemas está íntimamente relacionada con

- la eficiencia del algoritmo matemático que diseña las clases
- la información, provista por el usuario, acerca del número de clases esperado

Respecto a los algoritmos se dividen en dos tipos: supervisados y no supervisados.

Los primeros precisan de datos de control por medio de los cuales son informados, no solo del numero de clases sino, de ubicaciones donde las mismas se desarrollan, de este modo el algoritmo calibra el conjunto de atributos, respecto a situaciones conocidas del subsuelo y se encuentra en condiciones favorables para su tarea de predicción.

En el presente estudio se utiliza un algoritmo no supervisado ya que, en el área analizada y para los niveles interesados, no existe control litológico; de cualquier modo la geometría



observada es suficientemente clara para distinguir las principales facies, que coinciden con el análisis previo realizado sobre secciones verticales.

La aplicación del sistema de clasificación sísmica, a las cuatro superficies estudiadas, fue definido luego de un atento análisis del conjunto de atributos previamente obtenidos. Cabe resaltar que fueron verificados la totalidad de los mismos, en modo volumétrico y superficial, seleccionando aquellos más indicativos.

Análisis de los resultados

Sobre distintas combinaciones de los atributos mencionados se realizaron corridas del programa de clasificación. La cantidad de clases involucradas se orienta basándose en la premisa de estar describiendo un ambiente canalizado, tendiendo a definir dos clases opuestas: canal y no canal. Tras realizar una serie de de crossplots, se verificó la presencia de tres poblaciones (Figura 6), dos de ellas claramente definidas y una tercera de transición; el gráfico permite una simple visualización: en colores rojo y azul las poblaciones principales, la tercera subordinada en color amarillo. Los ejes representados corresponden a Amplitud, Segunda derivada y Coseno de la fase.

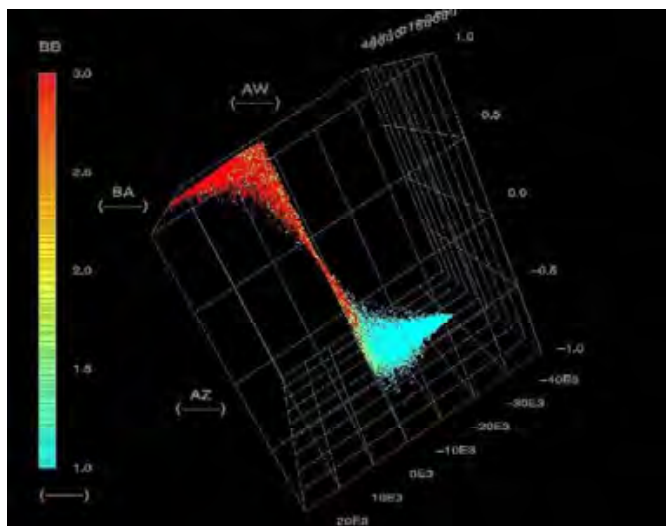
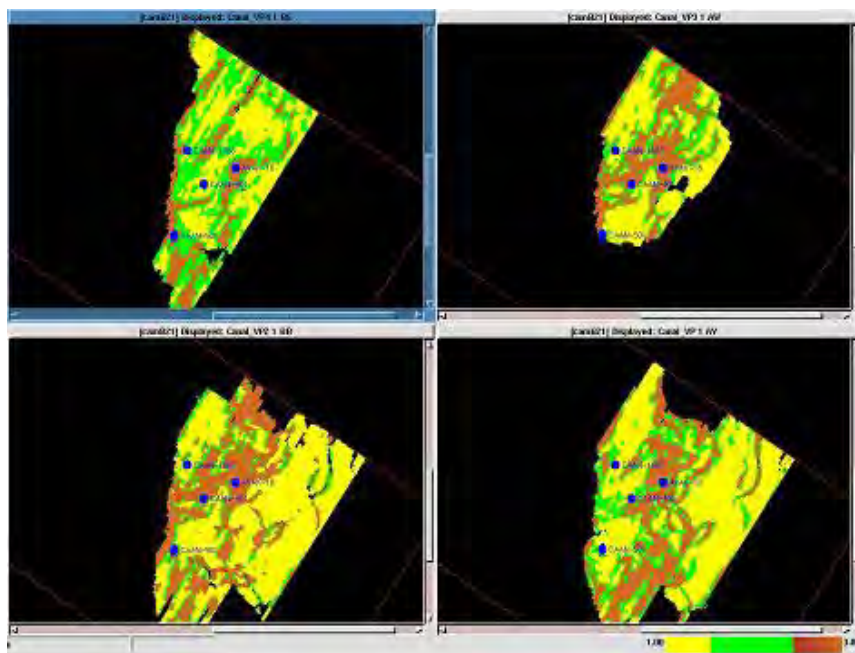


Figura 6



Este hecho, sumado a que la naturaleza sedimentaria puede presentar cambios graduales, condujo a optar por un modelo de tres componentes: canal, transición, no canal.

La aplicación de este criterio llevó a la obtención de los planos de clases sísmicas de la figura 7.

Figura 7.-El código de colores utilizado es **Amarillo:** clase no canalizada, **Verde:** clase de transición **Café:** clase canalizada



Conclusiones

- La metodología utilizada ofrece suficiente amplitud para analizar diferentes ambientes geológicos.
- Permite superar ciertas limitaciones asociadas a la calidad del dato sísmico.
- Las facies canalizadas definidas se convierten en potenciales objetivos a perforar.
- La morfología de las mismas es suficientemente clara para asegurar la consistencia de los resultados obtenidos.

Agradecimientos

Los autores quieren dejar expreso su profundo agradecimiento a la Compañía Petróleos Mexicanos por haber facilitado el material que constituye la esencia del presente trabajo.



ESTUDIO DEL FONDO MARINO EN LAS AGUAS PROFUNDAS AL NORTE DE LA HABANA

Carlos Riaza (1), Mateu Esteban (2), Carlos De Viguera (1) y Conxita Taberner
(1, Repsol YPF Cuba, 2, Carbonates International, Mallorca, 3, Instituto Jaime Almera, CSIC Barcelona)

Resumen

Entre Octubre y Noviembre de 2002, Repsol ha realizado una campaña de estudios de fondos marinos en los bloques 25-29 y 36 de las aguas profundas de Cuba. Durante ese estudio se ha registrado un mapa batimétrico de detalle sobre tres áreas, con tomas de testigos de fondo, medidas de las características del agua, medidas de corrientes y tomas de cientos de fotografías del fondo. El análisis de todo ello ha permitido confeccionar varias teorías sobre el origen de los accidentes que aparecen en el fondo y que pueden tener su conexión con la generación y migración de hidrocarburos en la cuenca. De particular interés son los extensos montículos cubiertos por colonias de corales ahermatípicos (*Lophelia*) e incrustaciones de óxidos ferromangánicos. Estos montículos están formados por cretas de cocolitofóridos y globigerínidos cementadas en micrita peletoidal con vúgulos esferoidales. Montículos de parecidas características e interpretaciones se han detectado en numerosos puntos del Atlántico Norte. La cementación submarina (hardgrounds) de dolomita y calcita, junto con el tipo de vúgulos, la distribución de los montículos y su relación con las facies sísmicas profundas sugieren su relación con chimeneas de gas, episodios de formación y destrucción de hidratos de gas y suministro de fluidos supersaturados en carbonatos.



ESTRATIGRAFÍA INTEGRATIVA APLICADA EN LA ZONA ECONÓMICA EXCLUSIVA (ZEE) DE CUBA EN EL SURESTE DEL GOLFO DE MÉXICO

Jorge R. Sánchez¹, Rafael Socorro², Sofía López², América Sorá², René Domínguez² y Sonia Toucet².

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo. Washington 169, Cerro. La Habana 10400. <jsanchez@ceinpet.cupet.cu>

² Digicupet. Calle 23 no. 105, planta baja. Vedado. La Habana 10200.

RESUMEN

Utilizando los conceptos de la estratigrafía integrativa, se pretende establecer los modelos deposicionales y su evolución vertical y lateral, que expresen las secuencias vinculadas a rocas madres, reservorios y sellos en la ZEE de Cuba.

Sobre la base de los estudios de Sedimentología y Sismoestratigrafía en un contexto geodinámico, se obtuvo una gran cantidad de información, integrando datos de campañas de campo, de pozos profundos en el onshore de Cuba así como de los DSDP en offshore, conjuntamente con el establecimiento de sismosecuencias y su análisis secuencial.

El área de estudio abarcó el Margen de Yucatán (Lengua de Catoche, el margen de la plataforma de Yucatán y el Estrecho de Yucatán), el sureste del Golfo de México (Cuenca Central), el Margen de la Florida – Bahamas (oeste del Estrecho de la Florida), la Cuenca Cubana de Antepaís y el sector septentrional del Cinturón Plegado y Cabalgado Cubano.

Los sistemas tectono-estratigráficos siguientes se identifican:

- El sistema 1 del syn-rift (Jurásico Inferior a Oxfordiano Inferior) se relaciona con la apertura entre Laurasia (placa Norteamericana) y Gondwana (placas de Suramérica y África) y concluye con los depósitos de sal, presentes en el Golfo de México (GM) y a lo largo del margen del proto-Caribe;
- El sistema 2 del syn-rift (Oxfordiano – Berriasiano) que se corresponde con el ensanchamiento oceánico en el GM y la propagación de la apertura entre Yucatán y la Florida;
- El sistema de deriva (post-rift) desarrollado entre el Oxfordiano Medio y el pre-Maestrichtiano, aunque en el norte de la Cuenca Central del sureste del GM comienza en el Valanginiano, una vez concluida la formación de corteza oceánica en Sigsbee;
- El sistema de la cuenca de antepaís, entre el Maestrichtiano y el Eoceno Medio, formado como resultado de la fase de colisión, marcando la deposición de secuencias sin-tectónicas flexurales;
- El sistema post-orogénico, entre el Eoceno Superior y el Cuaternario, asociado a secuencias carbonatado-terrágenas en un régimen transtensional, donde son evidentes el predominio de facies turbidíticas, fuertes corrientes de fondo y hambruna de sedimentos.

Se presenta una carta de distribución de los modelos deposicionales, resaltándose los principales eventos referidos a discordancias, superficies de máxima inundación y la acción de las corrientes de barrido.

Especial referencia se hace al Límite de Secuencia del Cretácico Medio (LSCM), que se define en términos de un fuerte y prominente reflector sísmico. El LSCM marcó el ocaso de los márgenes de plataforma del Cretácico Inferior, un decrecimiento espacial en la sedimentación de ambiente nerítico y un incremento de la sedimentación pelágica. Estos eventos se pueden identificar en la cuenca del GM, en el noroeste de Bahamas, en el sureste del Estrecho de la Florida y en el Cinturón Plegado y Sobrecorrido Cubano.



ABSTRACT

The seismic stratigraphy interpretation is based on a detailed analysis of seismic data covering the offshore domain that rimmed the northern coast of Cuba. Time attribution and facies - lithology calibration come from direct ties to DSDP Leg 77 sites. Indirect ties to ODP sites, selected industry offshore boreholes and Cuba Island wells and outcrops also increase the accuracy of the seismic stratigraphy framework.

We identified 16 seismic sequences from the Jurassic up to the Recent. An age was directly or indirectly assigned to each sequence. We also documented the internal architecture, the termination of the reflectors and the main seismic facies association. Sequences of the Lower-Middle Jurassic and Lower Oxfordian age, which have a spectacularly syn-rift pattern in the northern domains, are limited by a sequence of salt-affinity. It is presumed to be Callovian in age. Deep and shallow water carbonates of Upper Jurassic age then dominated throughout the proto-Caribbean domain, while the syn-rift system continued to the north up to the Berriasian time. During the Lower-Middle Cretaceous shallow water carbonate banks aggraded in the Yucatan and Florida domains. The Central Basin of the southeastern Gulf of Mexico was contemporaneously filled by prograding-aggrading slope carbonates. A thick shallow water sequence (undifferentiated Upper Cretaceous) continued the Cretaceous platform section in the southern Straits of Florida, while starvation, condensation and current scouring dominated elsewhere (Mid and Late Cretaceous unconformities)

The main tectono-stratigraphic phases are listed hereafter:

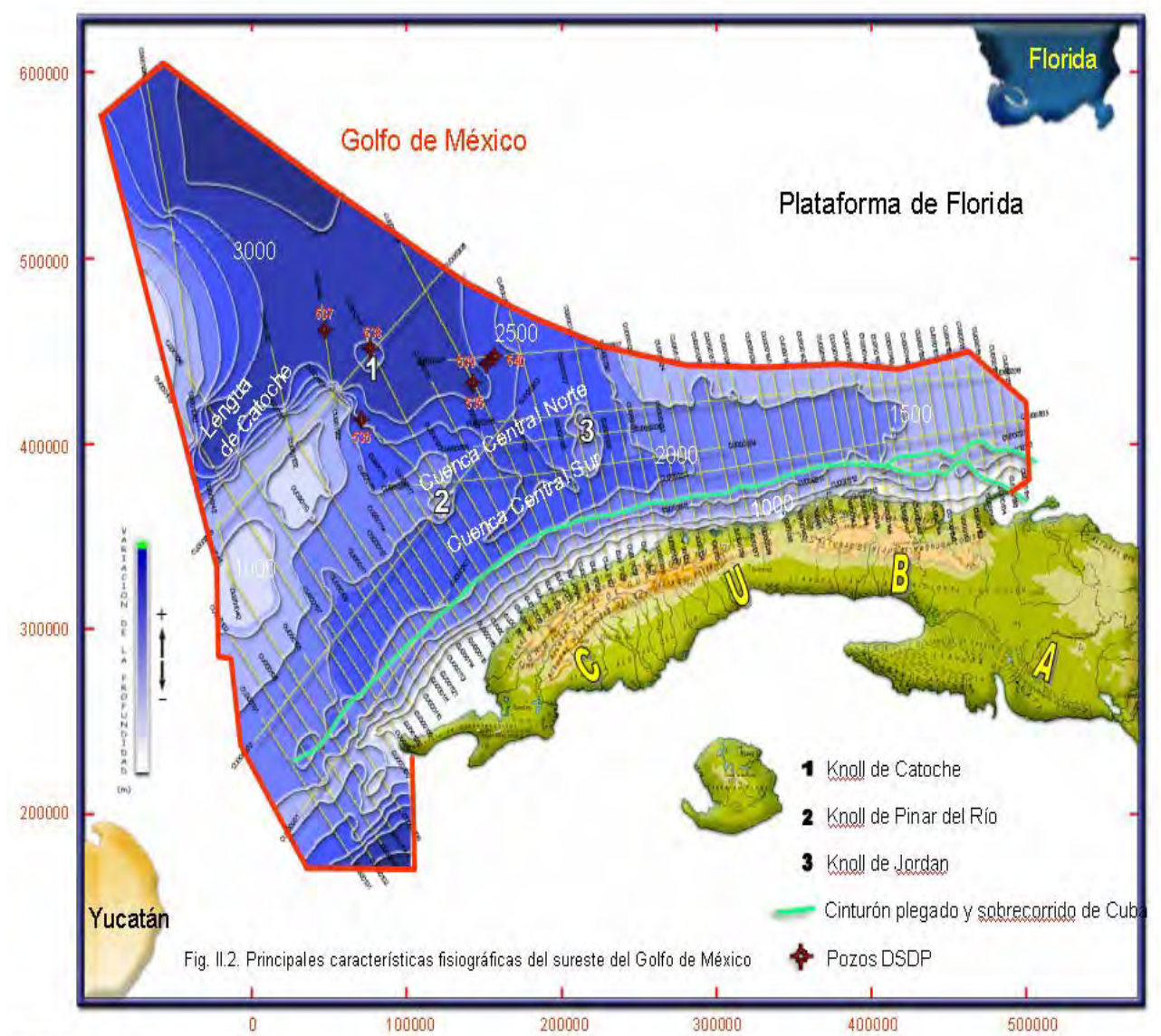
- a) Syn-rift phase I (Lower Jurassic to Middle Jurassic), in relation with the rifting stage between Laurentia (North American plate) and Gondwana (South American and African plates); it ended with late-rift Callovian (?) salts, mainly developed in the Gulf of Mexico and along the proto-Caribbean margin too;
- b) Syn-rift phase II (Oxfordian to Berriasian), which was restricted to the northern Central Basin of the southeastern Gulf of Mexico; it was related to the ocean spreading in the Gulf of Mexico;
- c) Platform building-up phase I along the proto-Caribbean margin (Oxfordian to lower Tithonian), with isolated stacked microbial ramps passing laterally to deep lagoon or starved basin with restricted marine conditions; it recorded the beginning of the proto-Caribbean drifting stage;
- d) Berriasian flooding event when ended oceanic crust formation in the Gulf of Mexico; the previously rifted structures were finally sealed in the northern domains, while the Yucatan and the Florida platforms were separated by a deep marine channel;
- c) Platform building-up phase II (Valanginian to Cenomanian), with four stacked bioclastic platforms that prograded towards the Central Basin;
- d) Breaking up of the Bahamian mega-platform (Aptian to Maastrichtian), with the initiation of intra-shelf basin (Cayo Coco) and the drowning of main platforms that retreated towards the Yucatan and the Florida blocks;
- e) Collisional phase (Maastrichtian-Eocene), with the folding of Cuban Belts and the development of the foreland basin.

INTRODUCCIÓN

El área de estudio comprende el Margen de Yucatán (Lengua de Catoche, el margen de la plataforma de Yucatán y el estrecho de Yucatán), el sureste del Golfo de México (Cuenca Central Norte y Sur) y el Margen de La Florida-Bahamas (oeste del estrecho de la Florida).

La integración de información procedente de la Sedimentología, Sismoestratigrafía, Estratigrafía Secuencial y Paleogeografía ha conducido a producir modelos deposicionales que, tanto en el sentido vertical como horizontal, predicen el registro sedimentario en cuencas poco estudiadas, como en este caso, el sureste del Golfo de México.

Las principales fuentes de datos proceden de: 1) los datos 1D de afloramientos, principalmente del margen continental onshore de Cuba y de numerosos pozos profundos, incluyendo sus diagráfias geofísicas; 2) la reconstrucción 2D de paneles de correlación de pozos, donde se expresa la geometría vertical y horizontal de los modelos deposicionales; 3) los datos de las perforaciones del Ocean Drilling Project, fundamentalmente del Leg 77 y 4) la sismica de reflexión.



Las sismosecuencias establecidas (Fig. 2) se definen por las terminaciones de los reflectores (onlap, toplap, downlap y truncamiento). También identifican superficies de inundación y de máxima inundación, eventos condensados y superficies geomórficas como clinoformas, promontorios y montículos. Las sismofacies contenidas en las sismosecuencias están descritas en función de la arquitectura interna de los reflectores (Sánchez y colaboradores, 2002).

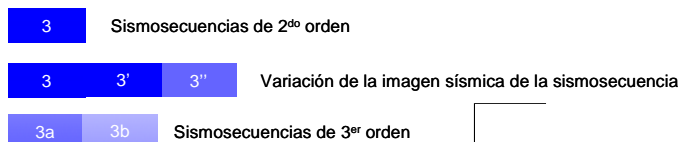
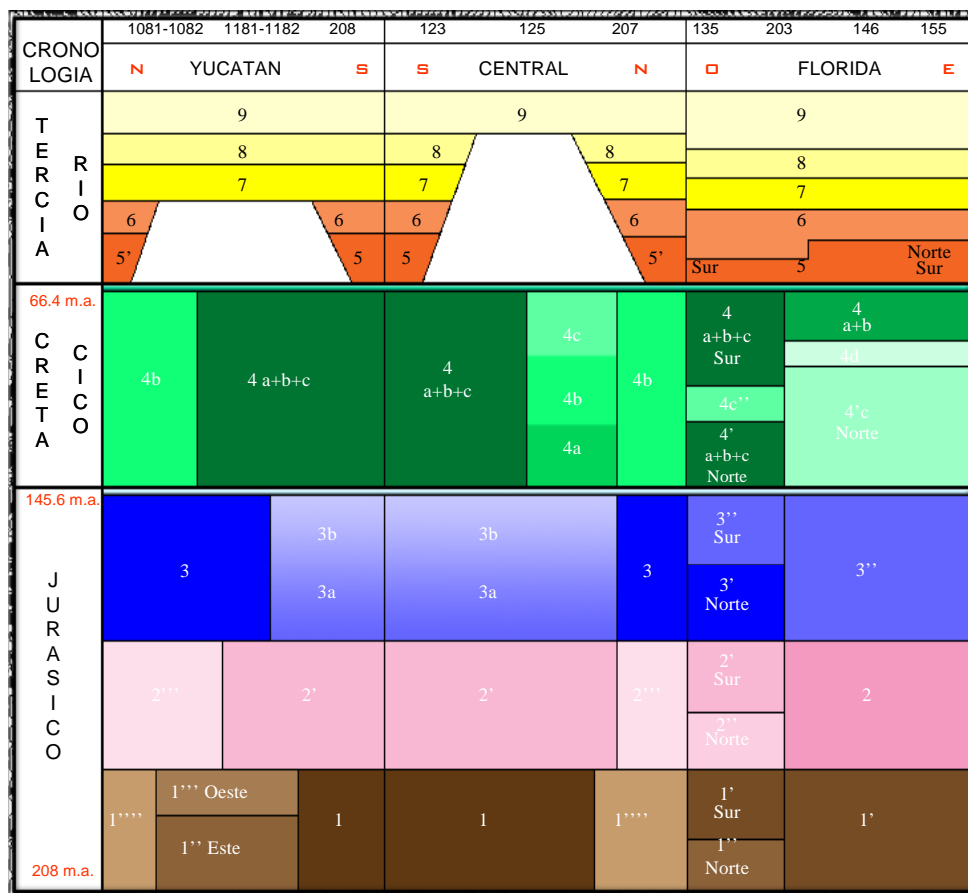


Fig. 2 Esquema de la distribución de la sismo frecuencia

SISTEMA SYN-RIFT EN EL SUR DE LA ZEE: JURÁSICO INFERIOR – JURÁSICO SUPERIOR OXFORDIANO TEMPRANO

Margen de Florida-Bahamas

Las sismo secuencias 1' y 1'' expresan ambiente deposicional de anhidritas y dolomitas con intercalaciones de clásticos (Red Beds?), sobre la base que los reflectores muestran coherencia y amplitud alta. Uno de los mejores reflectores expresado por su coherencia paralela, probablemente se relaciona con un nivel de anhidrita, depositada en una laguna hipersalina subsidente.

La sismo secuencias 2 presentan un predominio de los reflectores incoherentes de alta amplitud con afinidad hipersalina, aunque los niveles transparentes corresponden a dolomitas y las clinoformas a carbonatos de aguas someras. El espesor de las facies se reduce.



Cuenca Central

Las reflexiones coherentes en la sismosecuencia 1 se vinculan con sedimentos turbidíticos distales, probablemente relacionados con la erosión de los bloques elevados y basculados del basamento. Por los reflectores de la sismosecuencia 1^{ma} se asume una sedimentación clástica, con procesos de aportes turbulentos terrígenos de baja energía.

Las sismosecuencias en la Cuenca Central expresan características de un syn-rift, relacionado con la apertura del Golfo de México.

Margen de Yucatán

Además de las identificadas previamente en la Florida y Cuenca Central, se destacan sismofacies en la sismosecuencia 1 que varían de acuerdo a su cercanía a los altos del basamento (pozos ODP 537 y 538 A)

SISTEMA SYN-RIFT EN LA CUENCA CENTRAL NORTE: OXFORDIANO MEDIO A BERRIASIANO

La zona de rift se mantuvo durante el Jurásico Superior y hasta el Cretácico Inferior Berriasiano Tardío solamente en la Cuenca Central Norte, como resultado de la creación de corteza oceánica en Sigsbee y hasta el fin de la rotación del bloque de Yucatán (Marton y Buffler, 1999; Gaumet y otros, 2002). La zona de rift, con una orientación SW-NE, tuvo su límite sur en una línea de cruzara los pozos ODP 536, 535 y 540 (Fig. 2). Las secuencias exhiben una geometría de cuña en cuencas semi-grábenes, observándose terminaciones onlap hacia las crestas de los bloques basculados (F. Gaumet, *op cit.*)

SISTEMA DE DERIVA (POST-RIFT)

Oxfordiano Medio a Berriasiano

Desde el Oxfordiano Medio, la sedimentación carbonatada en condiciones de subsidencia térmica dominó todo el sureste del Golfo de México.

Margen de la Florida

La sismofacies 3', con su configuración caótica, expresa un cuadro ondular de banco carbonatado con carbonatos dolomitizados; se asocia al Kimmeridgiano – Tithoniano, correspondiendo a la Formación Cayo Coco del Supergrupo Marquesas de la Florida (Meyerhoff y Hatten, 1974). En las líneas sísmicas se observan construcciones que corresponden a build-ups. La sismosecuencia 3^{ra} de tercer orden, calibrada con el Oxfordiano Superior, muestra típica terminación onlap.

Margen de Yucatán

En la parte norte, se establece la sismosecuencia 3 en la zona de bloques hundidos que se encuentran en el medio del escarpe de Campeche. En conjunto con la sismosecuencia 2^{ma}, forman un paquete sismogeológico característico de sedimentación profunda confinada. Estas trincheras (troughs) se asocian a sedimentos de laguna profunda durante el Kimmeridgiano – Tithoniano. También están presentes las sismosecuencias 3a y 3b por debajo de la serie de "cuenca" en la parte sur del margen de Yucatán, conformando el mayor espesor jurásico en la parte meridional del Margen de Yucatán.

El margen de la Plataforma de Yucatán se inundó durante el Tithoniano Superior, como se evidencia por la terminación onlap de la sismosecuencia 3b. Como resultado, se desarrolló un área barrida de sedimentos por la acción de las corrientes de fondo y una visible retrogradación de las plataformas de aguas someras hacia el bloque de Yucatán.



Valanginiano – Maestrichtiano

Margen de la Florida

Las sismofacies más características, o sea, mejor expresadas son 4 a+b (al sur del sector oriental) y 4c' (al norte). En el primer caso, se interpreta un modelo deposicional de dolomitas y calizas dolomitizadas, equivalentes a las Formaciones Perros y parte baja de la Formación Palenque, ambas del Supergrupo Marquesas de la Florida y del banco carbonatado onshore de Cuba (Remedios). La sismosecuencia 4c' se calibra con el Albiano Superior – Cenomaniano de la Formación Palenque, atribuida a calizas y dolomitas, con construcciones de build-ups y promontorios.

Cuenca Central

La sismosecuencia 4b (sector norte) exhibe downlap contra la sismofacies jurásica. En el cuadro ondular se observan canales y montículos y los reflectores culminan con toplap contra la Discordancia del Cretácico Medio (MCU).

En el sector sur, las sismosecuencias ocupan la parte media de la Cuenca Central. Presentan buena calibración litológica y bioestratigráfica por el amarre con las perforaciones 535 y 540 (Schlager y Buffler, 1984). En general las facies son carbonatos pelágicos. La geometría de clinoformas evidencian las progradaciones de la plataforma.

Bloque de Yucatán

En el sector norte está presente la sismosecuencia 4b, cuyos reflectores forman downlap contra las sismosecuencias jurasicas, en ocasiones formando canales y montículos; forma onlap contra la MCU. En el sector sur aparecen indiferenciadas las sismosecuencias 4a, 4b y 4c.

Del análisis de los pozos ODP, se colige que la Plataforma de Yucatán progradó desde el oeste hasta 20 km hacia el este del pozo 536 (Fig. 3), donde se reportan cuñas de sedimentos platafórmicos de grano grueso del Aptiano? – Albiano. Desde el Aptiano, prevalecieron condiciones de cuenca hambrienta hacia el norte y noreste, por ejemplo, en la Lengua de Catoche. También se observan depósitos condensados de cuenca que inundaron todos los knolls previamente diferenciados, como los perforados por los pozos ODP 537 y 538A.

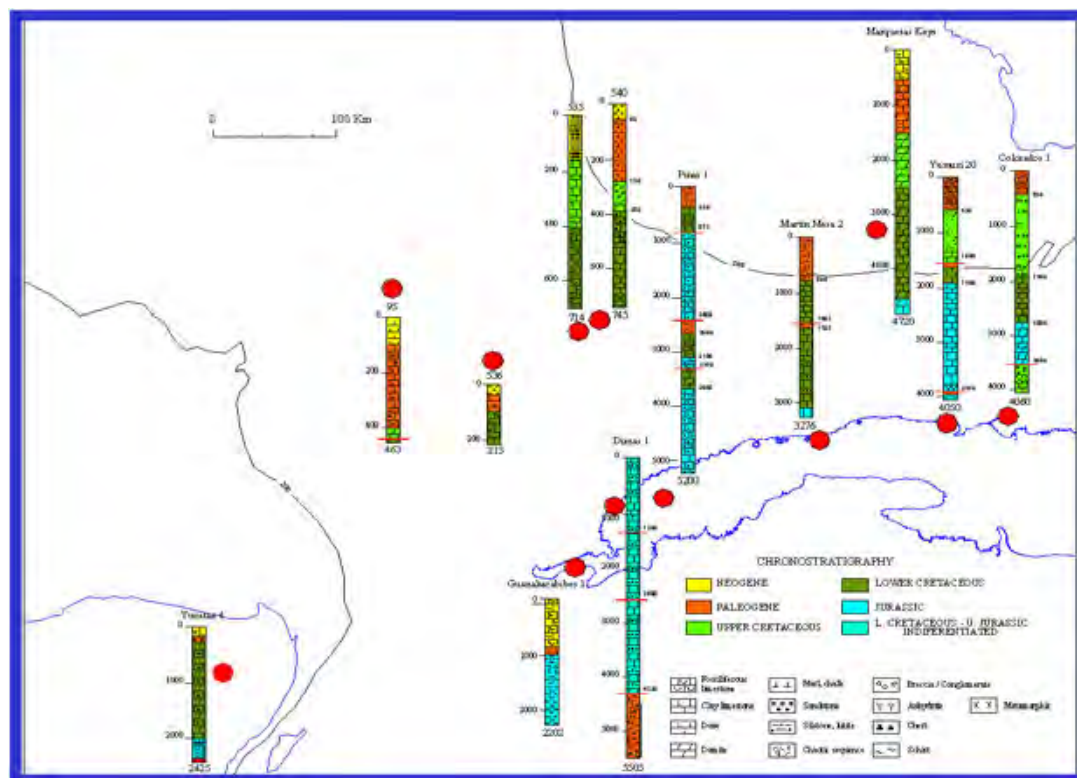


Fig.3 Secciones estratigráficas de algunos pozos en el sureste del Golfo de México y en el Noroeste de Cuba

SECUENCIA SIN-TECTÓNICA: CUENCA FLEXURAL. PALEOCENO-EOCENO

Las sismosecuencias del Paleógeno Inferior (Paleoceno-Eoceno), se definen sólo en la cuenca flexural que bordea la isla de Cuba hacia el norte. La plataforma desarrollada hacia el este parece estar emergida durante todo ese tiempo, aunque con desarrollo local de construcciones elevadas (build-ups) que pudieron desarrollarse sobre los antiguos altos (paleohighs) como resultado de fallas inversas.

Los dominios de la Cuenca Central y Yucatán fueron sitios de acción predominante de no deposición por efectos de hambruna y erosión. Este efecto va a ser limitante en la formación de sellos sobre algunas estructuras mesozoicas.

SECUENCIA POST-OROGENICA: OLIGOCENO AL RECIENTE

La sismosecuencia 7 se refiere a este intervalo, susceptible de subdividirse en varias sismofacies. Se calibra por los pozos ODP 538A y 540. Se distribuye en todos los sectores del sureste del Golfo de México, con la excepción de la porción media de la Cuenca Central, como se demuestra por la sección del pozo 535 (Schlager y Buffler, 1984). Sus reflectores y sismofacies exhiben sedimentos de aguas profundas, con buena estratificación, de composición clástico-carbonatada y margosa, a juzgar por lo atravesado en el pozo 540 (Schlager y Buffler, *op cit.*). Los onlaps se continúan observando hacia el norte de toda el área, bien contra la MCU o contra la sismosecuencia 6 del Eoceno. También se observa onlap contra la parte alta del abombamiento delantero eocénico presente en la Plataforma de Bahamas.

La actividad fuerte de las corrientes de fondo son perceptibles en Yucatán y en la Cuenca Central, con la existencia de sistemas canalizados.



En definitiva, las facies turbidíticas dominantes en el relleno de la sismosecuencia depositadas al pie del talud (toe of slope), fueron originadas por levantamientos del orógeno al sur y representan un buen sello (Sánchez y colaboradores, 2002).

LA DISCORDANCIA DEL CRETÁCICO MEDIO (MCU)

La sección tipo donde fue definida la primera vez se refiere al Sondeo 97 del ODP Leg 10, redescrita después con los datos del Leg 77 y los pozos 535 y 540.

Se define como un fuerte y prominente reflector sísmico que define un marcado contraste de sismofacies por debajo y por encima. Aunque la edad se estableció como Cenomaniano, el evento parece ser diacrónico en tiempo y en espacio.

La MCU marca el ocaso de los márgenes de plataforma del Cretácico Inferior, un decrecimiento espacial en la sedimentación de ambiente somero y un incremento en la sedimentación pelágica. Estos eventos pueden identificarse en la cuenca del Golfo de México, en el noroeste de Bahamas, en el sureste del estrecho de la Florida y en el cinturón plegado y sobrecorrido de Cuba (Gaumet y otros, 2002; Sánchez y otros, 2002).

La mayor importancia de este evento viene dada por su relación genética en la formación de reservorios, tal como se ha demostrado en la Formación Tamabra de los prolíficos campos de Golden Lane y Poza Rica en el sureste de México.

CONCLUSIONES

- 1) Se presenta un esquema sismoestratigráfico nuevo, compuesto por 16 sismosecuencias de 2do. y 3er. Orden, cuyas sismofacies son descritas a partir de su mapeo en líneas sísmicas.
- 2) El esquema sismoestratigráfico resultó indispensable en el reconocimiento de los modelos deposicionales en la ZEE, en la identificación de los sectores de plataforma, pendiente y cuenca profunda.
- 3) Se resalta la importancia, como reservorio de petróleo, de las sismofacies que evidencien depósitos detríticos, post y pre-arrecifales, localizadas en la zona de transición de cuenca a plataforma, en escenarios de rampa carbonatada y pie de talud.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Gaumet, F., J. Letouzey, J. R. Sánchez, J. G. López, J. O. López, E. Linares, G. Hernández, R. Tenreiro, S. Zimine, P. Lapointe, I. Moretti, & C. Magnier. 2002. Reevaluation of the hydrocarbon potential of the Northwestern Cuba Deep Offshore Zone. *Coprep No. G 5314 /01 "Objectifs carbonates des grands fonds", Proprietary Report IFP, CUPET, CGG, TOTALFINAELF*, 2 vols., Paris.
- Marton, G. L. & R.T. Buffler. 1999. Jurassic – Early Cretaceous tectono - paleogeographic evolution of the southeastern Gulf of Mexico Basin. *Caribbean Basins. Sedimentary basins of the world*, 4 ed. by Paul Mann, (Series Editor K. J. Tsü, 63-91.
- Meyerhoff, A. A. & C. W. Hatten. 1974. Bahamas salient of North America: tectonic framework, stratigraphy, and petroleum potential. *Amer. Ass. Pet. Geol. Bul.*, 58 (6): 1201-1239.
- Sánchez, J. R., R. Rodríguez, J. G. López, J. O. López, S. López, A. Sorá, S. Valladares, R. Socorro, R. Domínguez, J. L. Prol, S. Toucet, R. Tenreiro, G. Arriaza y M. Juara. 2002. Síntesis del conocimiento actualizado de la exploración en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México. *Archivo, Oficina Nacional de Recursos Minerales, La Habana*, 83 p., 114 figs.
- Schlager, W., & R. T. Buffler, D. editors. 1984. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, Leg 77. U. S. Government Printing Office, Washington, D. C., 715-738.



HYPOTHETICAL ISOLATION AND EVAPORATION OF THE GULF OF MEXICO AT THE PALEOCENE-EOCENE BOUNDARY WITH CUBA BLOCKING THE GAP BETWEEN YUCATÁN AND FLORIDA: EVIDENCE AND IMPLICATIONS

Joshua Rosenfeld¹ and James Pindell²

1: Yax Balam, Inc., Granbury, TX, USA; email: jrosenfeld@charter.net

2: Tectonic Analysis, Inc., West Sussex, England: jim@tectonicanalysis.com

Several lines of evidence suggest the intriguing possibility that transpression of the Cuban Arc against Yucatán, and terminal docking of the arc against the Florida-Bahamas Platform, isolated the Gulf of Mexico from the world ocean for a relatively short time near the Paleocene-Eocene boundary, causing significant evaporative drawdown.

The evidence supporting this hypothesis is fragmentary, but worthy of further study. This includes the deep elongated canyons cut into the shelf (i.e. Yoakum Canyon, Texas) and slope (Chicotepec and Bejuco-La Laja Canyons, Mexico, and reported in the Cuban sedimentary prism); distal sand deposition in Alaminos Canyon (Unocal's Trident wells); fresh water diagenesis of deep water carbonates (Poza Rica Field, Mexico); shelf margin collapse (Lobo Trend, Rio Grande Embayment); and a deep-water channel incising Lower Cretaceous strata in the Yucatán-Florida Straits.

The geological implications of this hypothetical Late Paleocene to Early Eocene event include: prediction of a major canyon in the Rio Grande Embayment, similar to that of the Messinian Nile Canyon; extensive shelf margin collapse in the clastic margins of the Gulf, with contemporaneous salt evacuation; deep karsting of the extensive peri-Gulf carbonate platforms; sand-rich clastic fans (and possibly deltas) in the deepwater Gulf, including the Cuban forearc clastic wedge; a possible salt layer in the central Gulf; an unconformity on the shelves and slopes of the Gulf, due to evaporative drawdown of hundreds (or perhaps thousands) of meters, followed by a condensed (drowning) section upon rapid return to world sea level. On a global level, sudden hydrate release from the Gulf of Mexico may have caused the worldwide temperature maximum at the Paleocene-Eocene boundary.



IDENTIFICACION DE RESERVORIOS Y SELLOS EN LA ZEE DE CUBA EN EL GOLFO DE MEXICO. COMPARACION CON LOS CONOCIDOS EN CUBA Y EL SE DEL GOLFO DE MEXICO.

Silvia Valladares Amaro⁽¹⁾, Rafael Segura Soto⁽¹⁾, Jose Alvarez Castro⁽¹⁾, Olga Castro Castiñeira⁽¹⁾, Bárbaro Villavicencio Rodríguez⁽¹⁾, Maritza Rodriguez Viera⁽¹⁾, Osvaldo López Corso⁽¹⁾, América Sorá⁽²⁾, Sonia Toucet⁽²⁾, Sofía López⁽²⁾.

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Eléct.: valladares@ceinpet.inf.cu

(2) Empresa de Geofísica, DIGICUPET, calle 23 entre O y P. Vedado, Ciudad de la Habana, Cuba, c. elect. digicupet@cupet.minbas.cu.

RESUMEN

Las rocas carbonatadas relacionadas con los márgenes de Bahamas – Florida y Yucatán constituyen los reservorios conocidos en el onshore cubano y son los que producen en algunos yacimientos como: Boca de Jaruco, Puerto Escondido – Canasí, Yumurí – Seboruco, Varadero y Martín Mesa.

Carbonatos depositados en condiciones de plataforma, talud y cuenca equivalentes a los del onshore cubano aparecen en los pozos DSP 535 y 540 perforados en la ZEE de Cuba.

Procesos diagenéticos afectaron de forma favorable y desfavorable a la porosidad primaria y crearon una nueva porosidad, que se genera en las etapas de diagénesis media y tardía o fundamentalmente en la tardía. Se presentan dos hipótesis sobre estos procesos, evaluando la presencia del “carso profundo”, cuya consecuencia se observa en secciones delgadas y en la sísmica.

Se ejemplifican con algunas líneas sísmicas la presencia de fenómenos de carso normal y profundo, arrecifes, facies de talud, que constituyen los principales objetivos en esta zona, lo cual se debe a su similitud con los yacimientos en las formaciones El Abra y Tamabra en el SE de México.

En la región de Golfo de México ocurren sincrónicamente fenómenos similares relacionados con las plataformas de Córdoba y Tuxpan que a su vez se relacionan con la faja de oro de la parte sudeste del mismo. En el trabajo se presentan similitudes entre láminas de testigos recuperados en pozos de la región mexicana y de pozos en Cuba.

Se describen las secuencias sello en el onshore cubano y sus edades y se comparan con las secuencias sello en el SE del Golfo de México, además se presentan algunas líneas sísmicas de la ZEE donde se destacan facies típicas de sedimentos de cuenca que pudieran ser arcillas o margas.

ABSTRACT

Carbonate rocks related to the Bahamas and Yucatán continental margin are the most important reservoirs in the Cuban onshore. The large Cuban oil fields of Varadero and Boca de Jaruco, Puerto Escondido – Canasí, Yumurí – Seboruco and Martín Mesa belong to these rocks.

Carbonate reservoir rocks deposited in platform, slope and basin environmental are present in DSP 535 y 540 wells drilled in the Cuban EEZ; their lithology are very similar to our main reservoir rocks at the Cuban onshore.

Some diagenetic processes worsened and enhanced primary porosity and it was created a new porosity that was generated at middle and late diagenesis. Two hypotheses about this diagenetic processes were present, fracturing and normal karst and deeper karst. The influence of these processes are showing in thin sections and at the seismic lines.

We show some examples of different facies like, reefal, slope facies and karst at seismic lines that were made in the EEZ of the Gulf of México. This type of facies are similar to the El Abra and Tamabra formations in the SE part of the Gulf of México. At the Gulf of México occurs the same phenomenon as Cuba in the Córdoba and Tuxpan Platform.

We described seal rocks in the Cuban onshore and we compared it with similar facies at the SE part of the Gulf of México. Seismic lines in EEZ shows seismic facies that could represent by shales and marls that can act as a seal.



Introducción

Desde hace algunos años se venía estudiando por nuestros investigadores, (entre ellos Jorge Sanchez Arango, Rafael Tenreyro Pérez y Juan Guillermo López Rivera) la zona del acuatorio de Cuba y comparándola con la parte Mexicana del Golfo de México. Estos estudios contribuyeron al proceso de apertura para la exploración en la Zona Económica de Cuba en el Golfo de México y a su vez a continuar precisando los elementos del sistema o los sistemas petroleros que pudieran existir en la misma.

En los últimos años (1999 – 2002), se han realizado trabajos sísmicos, revisado literatura y datos de pozos perforados en campañas de investigación en esa zona, se ha perfeccionado el estudio en el onshore y en el SE del Golfo de México se han realizado trabajos por otras Empresas extranjeras e incluso un informe conjunto en colaboración entre el IFP/FINA/ELF y el CEINPET/CUPET que nos ha permitido puntualizar aspectos importantes tales como: tipos de plays y trampas principales, reservorios, sellos posibles y su identificación, sismofacies y sistemas petrolero.

De estos trabajos podemos concluir al día de hoy que hay que focalizar los estudios hacia las facies de plataforma y talud en los reservorios y hacia los sellos fundamentalmente formados desde el Terciario al Reciente y su identificación en la sísmica, así como su comparación con los datos reales de pozos perforados en el onshore y offshore cubano y mexicano.

Precisamente de los últimos estudios realizados y sus resultados, trata el presente trabajo.

Procesos diagenéticos en carbonatos derivados de las plataformas Bahamas – Florida y Yucatán.

Procesos e hipótesis según especialistas cubanos.

La descripción que se realizará abarca el estudio de los sedimentos que se depositaron en las Unidades Tectonoestratigráficas que pertenecen a los Dominios Bahamas – Florida (Las Villas) y Yucatán (Pinar), incluyendo su deposición inicial y procesos diagenéticos que los modificaron.

La razón fundamental es que procesos similares deben encontrarse en los reservorios esperados en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México, sobre todo los de carsismo que le impartirán excelentes propiedades.

Los sedimentos del Dominio Bahamas - Florida son los mejor estudiados por perforaciones y superficie pues constituyen los principales yacimientos descubiertos hasta el momento. Aún así no poseen un grado de estudio igual.

Se ha establecido que en las formaciones carbonatadas de edad Jurásico hasta el Cretácico Inferior y Medio, que incluyen desde facies de plataforma hasta batial, la porosidad se formó a partir de la deposición de sedimentos en un ambiente de energía baja a moderada con algunos episodios de elevada energía en los más cercanos a la plataforma y de turbulencia en los de talud, correspondiendo a los del tipo intramicrita y fenestral (muy subordinada). En los diferentes ambientes deposicionales, la porosidad resultó ocluida por sedimentos internos de mudstone con peloides o por mosaicos de dolomita idiotópica y xenotópica (para aguas someras del Jurásico y Cretácico Inferior) y de tipo idiotópica para otras edades o por micrita (cemento sinsedimentario para aguas profundas), quedando constituida la roca consolidada.



Durante el Cretácico Superior existieron condiciones en la plataforma para el desarrollo de bioconstrucciones, formándose sedimentos de carácter arrecifal y, periarrecifal en ambientes de elevada a baja energía correspondiendo a las de tipo biomicrita e intrabiomicrita cuya porosidad primaria prácticamente no fue ocluida aunque si afectada por la recristalización.

La porosidad primaria sufrió inicialmente procesos diagenéticos de reducción fundamentalmente por: calcitización, dolomitización y recristalización, en menor medida por su abundancia y frecuencia también se afectó por silicificación, baritización, piritización, anhidrita y yeso. Otro proceso importante fue el de compactación demostrándose que las rocas que se encuentran por debajo de los 2 550m, presentan una brusca reducción de la porosidad que se hace crítica por debajo de los 2 700m. con valores < del 5%, en el caso de los depósitos arrecifales esto no lo hemos observado porque generalmente yacen a profundidades menores de los 2 550m.

Como procesos diagenéticos que mejoraron la comunicación del espacio poroso e incluso en algunos se incrementaron los valores de porosidad está en primer lugar la fracturación que es favorecida por la recristalización, este proceso es tan importante y frecuente que incluso en los casos afectados por la compactación mejora considerablemente su permeabilidad y por ello encontramos capas productivas por debajo de la profundidad crítica, le siguen en importancia el de carsismo (somero y profundo?) que ocurre en la telogénesis pero que afecta a un gran volumen de rocas y los de lixiviación que ocurren desde la eogénesis y la dolomitización idiótópica que crea porosidad intercristalina generalmente muy pequeña pero que puede mantenerse abierta y en conjunto con otros procesos (fracturación - lixiviación) contribuye a la existencia de reservorios.

Procesos e hipótesis del carsismo y evolución de la porosidad según especialistas extranjeros

Según algunos especialistas (Mateu Esteban, 2000) existe un proceso de carsismo profundo vinculados a la disolución de la calcita depositada en fracturas por ácidos acompañantes del petróleo en su proceso de migración u otros procesos similares. Este especialista estudió muestras cubanas de todas las UTE para la compañía REPSOL – YPF y encontró vestigios de este fenómeno en ellas. (Mateu Esteban, 2001) y confecciona una propuesta de hipótesis para la evolución de la porosidad en los reservorios de Cuba que transcribimos a continuación.

“La figura ... refleja una hipótesis preliminar sobre nuestra visión de la evolución de la porosidad en las distintas etapas diagenéticas. Se propone una tendencia general de reducción de altas porosidades deposicionales por compactación y cementación, seguida de una corrosión a lo largo de una red tridimensional de fracturas, planos de presión – disolución, conductos cársticos y otros tipos de porosidad residual. Se supone que este cambio de tendencia diagenética se produce al final del Paleógeno o Neógeno, tal vez, en asociación con eventos tectónicos post orogénicos, picos máximos de generación de petróleo y reacciones corrosivas en el frente de migración (*roll - front*) u otros procesos de mezclas corrosivas hipogénicas. En esta hipótesis, la evolución es semejante para las diferentes facies deposicionales (plataforma, talud, cuenca), pero, en detalle, se pueden apuntar algunas posibles diferencias. La evolución de la porosidad en la plataforma presentaría mayores fluctuaciones debido a los episodios de exposición sub aérea (y su asociación con *leaching* y cementación vadosa y freática) y al gran impacto del sistema kárstico asociado a la MCU. En las facies de talud, la cementación submarina sería un importante proceso de reducción de la porosidad y el sistema de resurgencia submarina del karst asociado a la MCU implicaría incremento de la porosidad. Se supone que a partir del final de la etapa intermedia, existen mezclas corrosivas hipogénicas localizadas en fracturas y



porosidades residuales, los cuales podrían provocar discontinuidades en la secuencia de cementación o mantener o ensanchar antiguos conductos permeables. Estos episodios corrosivos previos al Neógeno podrían estar relacionados con la maduración de los horizontes de rocas madres más antiguos.”

Podemos concluir de este importante elemento para definir nuestros actuales reservorios que en cualquiera de las hipótesis sobre la evolución de la porosidad están presentes y se pueden observar en los testigos procesos secundarios, fundamentalmente fracturación y carso que dieron lugar a una porosidad y permeabilidad excelente y que la misma es independiente del ambiente inicial de sedimentación, de ahí las altas producciones que se están obteniendo en reservorios carbonatados de facies de aguas profundas con porosidades del orden de 15% y permeabilidades del orden de los Darcy.

Descripción de los principales reservorios posibles a descubrir en la ZEE de Cuba en el Golfo de México. Comparación entre los encontrados en el onshore cubano, pozos de la ZEE y el SE del Golfo de México.

Construcciones arrecifales

Los márgenes de las plataformas están caracterizados por la acumulación de facies asociadas a los arrecifes tanto pre como postarrecifales, las cuales pueden ser observados en la sísmica sobre todo en la parte este de la Z.E.E. del Golfo y son identificados como anomalías del registro sísmico caracterizadas por el debilitamiento o pérdida de la energía y flexión de los reflectores.

En Cuba y su plataforma insular se encuentran bien representados en la Formación Purio (Turoniano – Maestrichtiano) que está compuesta por Wackestone, packstone, grainstone, micritas dolomitizadas y dolomitas con porosidad secundaria, wackestone derivados de parches arrecifales, con evidencias de porosidad de tipo matriz, interfósil, interpartícula, intercrystalina, vugular y fracturada, existen fracturas en varios sistemas abiertos y cementados por calcita. La porosidad es mayor del 10% llegando a valores del 36 % (pozo Cayo Blanco1), exhibe permeabilidades desde 8 a 160 md por núcleo.

Se considera un buen reservorio, aunque no constituye yacimientos.

En el pozo DSP 536 se describe en el núcleo 10 un grainstone de edad Cretácico Superior que por sus facies puede corresponder a este tipo de depósitos con una porosidad por núcleo del 30%. En un pozo de la Formación el Abra en México también se observan grainstones de bioconstrucciones. Se muestran en la figura 1 fotos que lo ejemplifican.

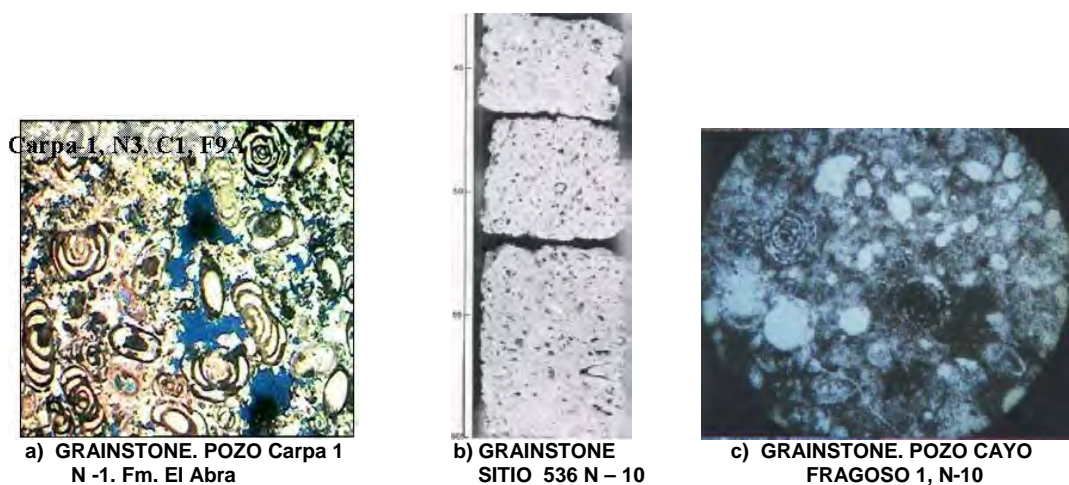


Figura 1 Ejemplo de facies en construcciones arrecifales de Formaciones de Cuba, ZEE y México.

Estas facies se establecen por sísmica preferiblemente en el Cretácico Inferior y Medio donde se observa bien el límite plataforma – cuenca. En la figura 2 se muestra una línea con estas evidencias.

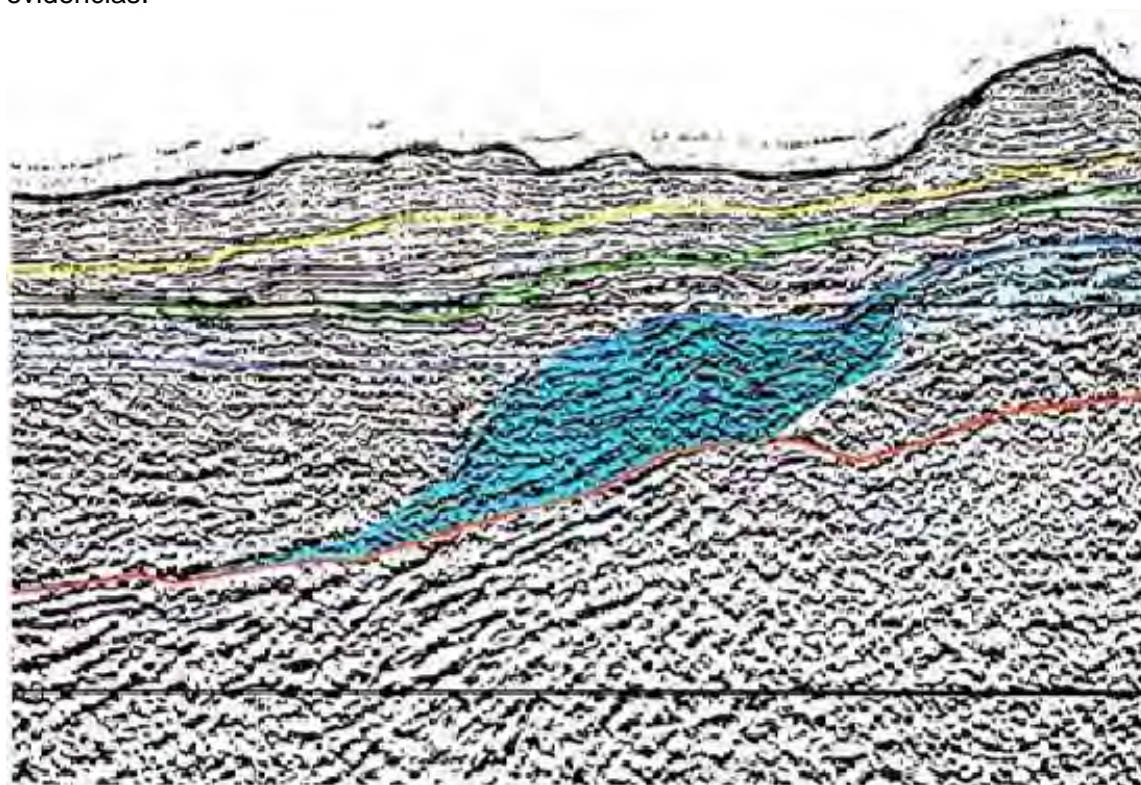


Figura 2 Ejemplos en la sísmica de reservorios arrecifales y de facies de talud.

Brechas de talud

Se depositan en el borde de plataforma y se reconocen por sísmica como prismas sedimentarios adyacentes a los bancos carbonatados tanto del Jurásico Superior como el



Cretácico. El prisma se afina desde el banco carbonatado hacia la cuenca observándose onlap contra su techo. La claridad con que se observan es variable, al igual que el patrón sísmico que las caracteriza, encontrándose varias características, desde reflexiones rectas dispuestas en abanico hasta elementos colinosos con alas de gaviota. Al tener dependencia estas características con la energía de deposición influyen en gran medida en las propiedades de reservorio.

En la parte de tierra del archipiélago cubano se observan brechas de talud en varias regiones.

Este tipo de depósito puede pertenecer a una UTE o a secuencias sinorogénicas. En el primer caso tenemos las Formaciones Mabuya, Hicacos y Colorados del Dominio Bahamas - Florida, al segundo tipo pertenecen las Formaciones Cacarajícara (sinsedimentos que cubren rocas de los Dominios Bahamas y Yucatán) y Amaro (sinsedimentos que cubren rocas del Dominio Bahamas – Florida); algunos autores refieren estos tipos de brechas al contacto K/T en Cuba porque se supone que está relacionado con el choque del meteorito de Chicxulub con la Península de Yucatán (D. García y otros 1998), ya que presentan una secuencia deposicional similares a la Formación Tamabra en México.

Las características como reservorios de estas formaciones en la UTE Colorados, se refieren a edades desde el Kimmeridgiano (?) – Maestrichtiano; compuestos generalmente por Rudstone, Floatstone wackestone, grainstone, mudstone calcáreo, packstone, floatstone, rocas silíceo - arcillosas, radiolaritas, pedernal, dolomita, que presentan porosidad del tipo fracturada, intercrystalina y móldica. Exhiben porosidades desde 5 a 30% y baja permeabilidad por núcleos. Vale decir que sólo ha sido estudiada en dos pozos Colorados 1 y 2 y no aflora. No han demostrado su capacidad productiva.

Como ejemplo de brechas de carácter sinorogénico conocidas por pozos en Cuba onshore y afloramientos son las siguientes está la Fm. AMARO. (Cretácico Maestrichtiano.), compuesta por mudstone calcáreo, floatstone, packstone y grainstones, el tipo de porosidad es por fracturada, vugular e intercrystalina. Exhibe valores de porosidad desde 13% hasta 33.38 %, la permeabilidad por núcleos es baja en el orden de las decenas de md. Este horizonte es productor de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco, región Habana – Matanzas.

Otra formación de brechas de talud en este caso atribuida por algunos autores al límite K/T es la Fm. CACARAJICARA. (Cretácico Maestrichtiano.) que produce gas en el yacimiento Martín Mesa en la Provincia Habana.

En la figura 3 se muestran algunas fotos de núcleos que son característicos de este tipo de sedimentos.

En varias secciones sísmicas se identifican características que pudieran estar relacionadas con brechas de talud. En la figura 2 se muestra una línea con estas evidencias.



Figura 3 Ejemplo de facies en brechas de talud de Formaciones de Cuba y México.

Plataforma carbonatada

Las facies de plataforma carbonatada se reconocen bien en la símica por una zona de gran ausencia de reflexiones. Además en toda el área existen secuencias de este tipo vinculadas a las plataformas de Bahamas – Florida y Yucatán.

En Cuba se han perforado diversos pozos en secuencias puramente de plataforma carbonatada que comprenden las formaciones Cayo Coco, Perros y Palenque y otras secuencias que durante el Kinmeridgiano constituyeron plataformas carbonatadas y que posteriormente se inundaron durante el Thitoniano – Cretácico, nos referimos a las Formaciones Cifuentes (IV y V) (Valladares y otros, 1998; Fernandez J., 1999), hasta aquí del Dominio Florida – Bahamas y a la Formación San Vicente del Dominio Yucatán, cuyas características generales como reservorio son:

La plataforma de Remedios es conocida desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior Maestrichtiano y por lo general lo componen calizas y dolomitas o calizas dolomitizadas que por lo general van siendo menos afectadas por este proceso desde el Aptiano hasta el Maestrichtiano, presentan un tipo de porosidad fracturada, vugular, intercrystalina, la porosidad es baja a media y la permeabilidad baja.

Por ensayos se obtuvo petróleo en el pozo Collazo 1 y agua en el pozo Cayo Francés 5.

En la figura 4 se presentan fotos que ejemplifican el tipo de porosidad y procesos en los reservorios de las Fm. Perros y Palenque.

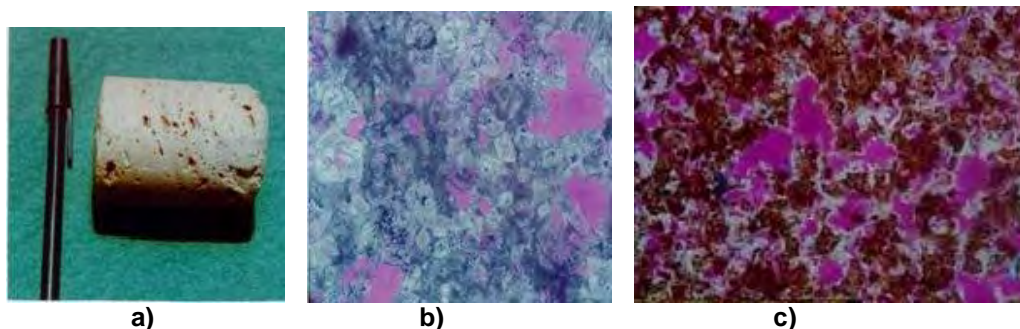


Figura 4 Ejemplo de facies en plataforma:

a) y b) Dolomitas o calizas dolomitizadas con porosidad vugular en las Fms. Perros.

c) Dolomitas o calizas dolomitizadas con porosidad vugular en la Fm. Palenque

En otras UTE se encuentran secuencias de plataforma de edad (Jurásico Kimmeridgiano, Parte Superior). que constituyen buenos reservorios tal es el caso de la Fm. CIFUENTES (Paquetes V y IV) en la UTE Placetas y de la Fm SAN VICENTE en la UTE Organos

Su litología es similar compuesto por wackstone/packstone, mudstone calcáreo, y grainstones, Tipo de porosidad: fracturada, vugular, móldica, interpartícula e intercristalina. Se presentan tres generaciones de fracturas siendo las paralelas a la estratificación y el brechamiento las más importantes. La porosidad no es significativamente alta alrededor de 10% pero exhibe permeabilidades por datos de pozos del orden de los Darcys, forma parte del corte productivo que produce en la Franja Norte de Crudos Pesados.

En varias secciones sísmicas se identifican características que pudieran estar relacionadas con carso subaéreo, el cual se encuentra relacionado principalmente con la Discordancia del Cretácico Medio (MCU) u otra discordancia en el Cretácico Superior, figura 5, líneas sísmicas y estructuras de colapsamiento por carso profundo, fenómeno que puede estar vinculado a movimientos recientes de líquidos ácidos ascendentes, figura 6.

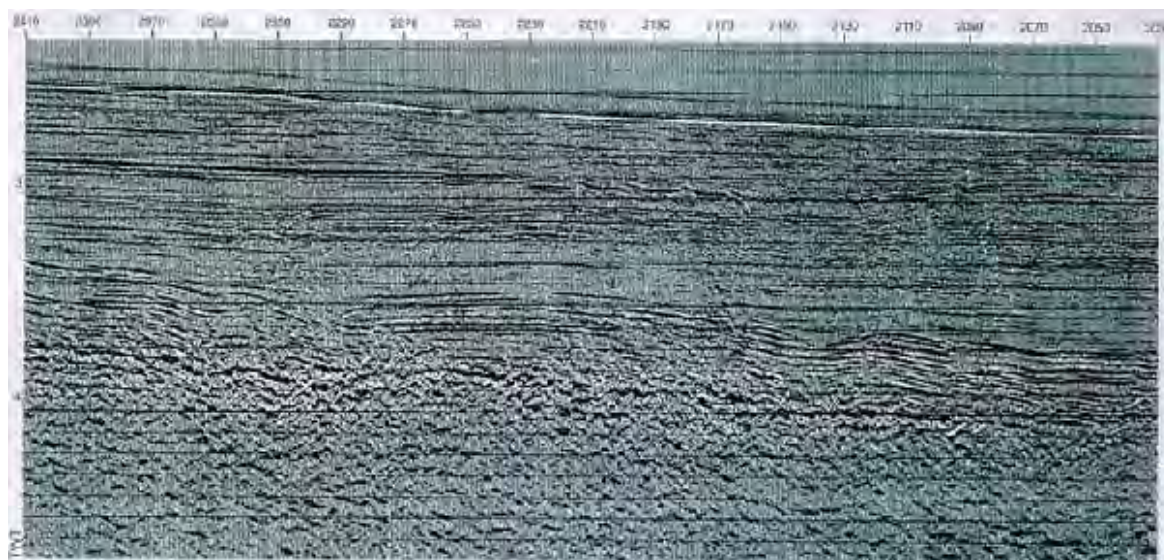


Figura 5 Evidencias sísmicas de reservorios cársicos en la plataforma (MCU)

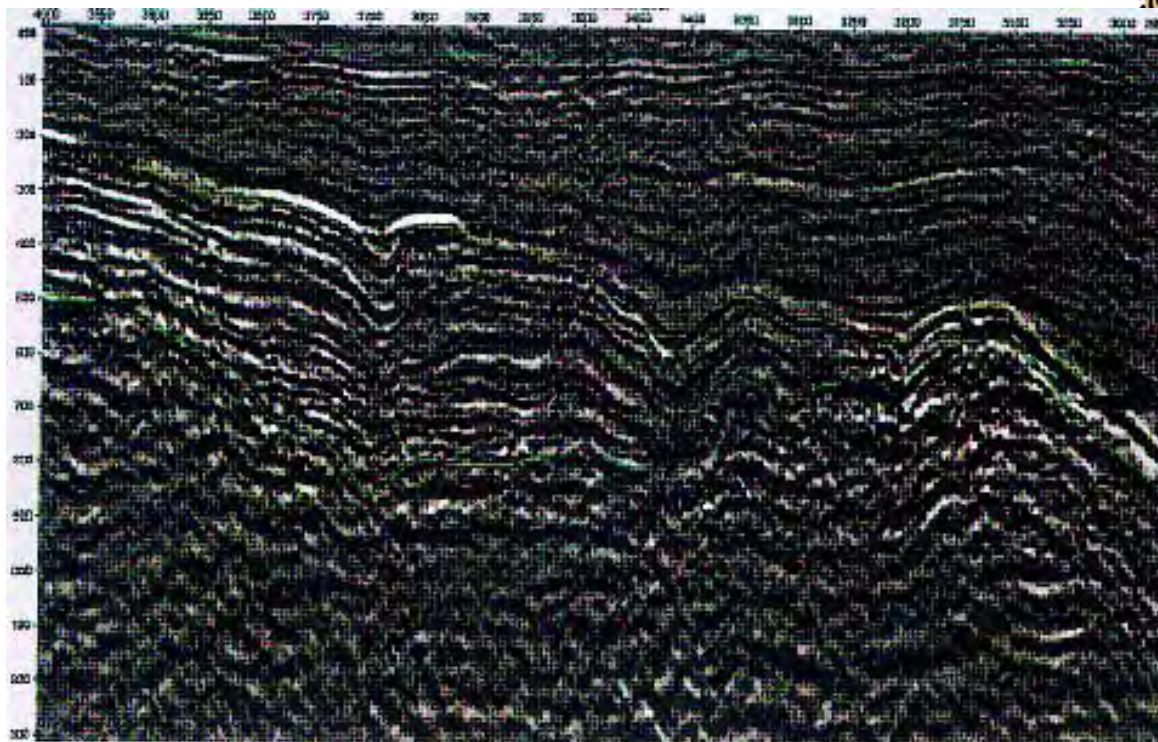


Figura 6 Evidencias sísmicas de reservorios cársicos en la plataforma (estructuras en V)

Sellos reconocidos por la sísmica en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México.

En la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México se pueden reconocer por la sísmica existente hasta 3 tipos de secuencias sedimentarias que por sus características litológicas pudieran constituir sellos.

Sedimentos Sinorogénicos

Las secuencias sellantes de carácter regional conocidas por perforación y afloramientos en el archipiélago cubano se refieren a sedimentos margosos y arcillosos derivados de la descomposición del arco volcánico Cretácico con gran aporte de montmorillonita y clorita enmarcadas entre el Paleoceno – Eoceno (Inferior – Medio) correspondiendo a los Estos sellos son considerados de buena calidad y están vinculados a los principales yacimientos. Presentan espesores variables pero generalmente superiores a 50 m y coeficientes de arcillosidad altos, por lo general mayor del 70%.

Su propiedad como sello disminuye hacia el norte debido a la lejanía de la fuente de aporte (arco volcánico Cretácico). Esta evidencia, definida en la parte conocida (de sur a norte la Formación Vega Alta como la mejor y Caibarién como la peor), debe tener un comportamiento similar en la ZEE, por lo que se prevé que constituya un buen sello para las estructuras relacionadas con el cinturón plegado y menos eficiente para las estructuras cercanas al borde de la plataforma.

En los perfiles sísmicos se interpreta la existencia de los sedimentos de estas edades cubriendo las estructuras cabalgadas y plegadas pertenecientes al cinturón plegado cubano, la cuenca de



antepaís y las brechas de talud. Su espesor disminuye de la parte axial de la cuenca de antepaís (con su máxima expresión) hacia el flanco septentrional de ésta. En el resto del área están ausentes o tienen un espesor moderado. Figura 7

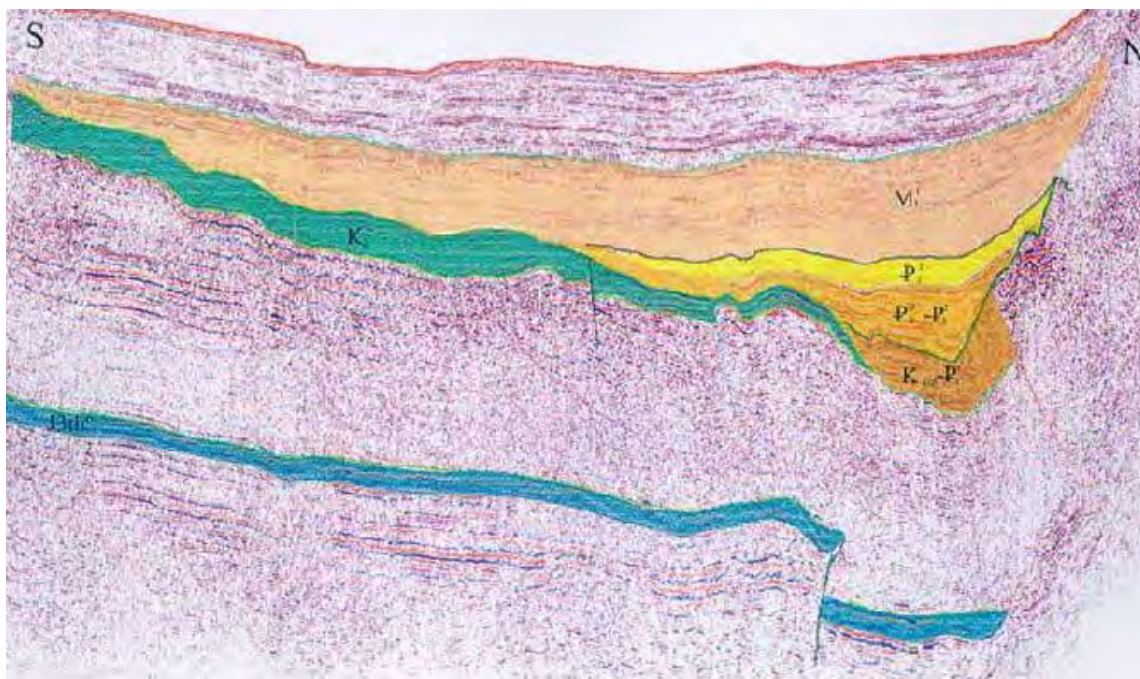


Figura 7 Sellos identificados por sísmica.

Sedimentos Postorogénicos

Los sedimentos postorogénicos están poco estudiados en la Provincia Gasopetrolífera Norte Cubana y por lo general están relacionados con sedimentos de carácter carbonatado – terrígeno, aunque el Oligoceno es más arcilloso.

En la Provincia Gasopetrolífera Sur Cubana tienen un gran desarrollo en las Cuencas Terciarias. La más cercana a la ZEE es la Cuenca de Los Palacios en la que se determinó como el periodo de mayor y mejor carácter sellante el que se encuentra en el Oligoceno por ocurrir una gran transgresión.

El Mioceno por lo general es una sección de aguas someras con gran aporte de carbonatos de origen arrecifal y alto grado de carsificación.

En la Figura 7 se observa que el paquete que abarca del Eoceno Medio al Oligoceno Medio transgrede al paquete inferior anteriormente descrito y llega con características de onlap hasta la parte superior del borde de la plataforma. El Oligoceno Superior transgrede todo lo anterior y cubre los cuerpos arrecifales y parcialmente la plataforma carbonatada incluyendo las posibles zonas de canales. Estas facies tienen su máxima expresión de espesor en la parte axial de la cuenca de antepaís y se estrechan hacia la plataforma.

Según Vicente, J.C y otros, 2001 las secuencias antes descritas tienen el siguiente comportamiento: “de acuerdo con los rasgos sismoestratigráficos y sismofaciales de estas



secuencias, se predice el desarrollo de unidades pelágicas de carácter margoso – carbonatado, con intercalaciones de prismas de resedimentación depositados a pie de la faja plegada. Estos últimos evolucionarían a facies distales con un mayor contenido en facies margoso – arcillosas con un buen carácter sellante”.

En el mismo informe Vicente, J.C y otros, 2001, opinan que los sedimentos del Mioceno presentan un marcado interés como sello, presentando al igual que el Oligoceno – Eoceno Medio, facies turbidíticas proximales que transicionan hacia el norte a facies de aguas profundas. La posibilidad de que esta secuencia constituya un posible sello es discutible, ya que, como dijimos anteriormente el Mioceno en lo conocido es generalmente de aguas someras, incluso en el pozo DSP 540 esta secuencia se describe como de aguas someras. Lo cual puede constituir un riesgo.

En los DSP 535 y 540 los sedimentos del Pleistoceno al Reciente son de aguas profundas lo cual pudiera disminuir el riesgo anterior para el sello.

Sedimentos Cretácicos cubriendo la plataforma externa

Estos sedimentos se reconocen en la UTE Cayo Coco como la Formación Guaney, la cual representa un hundimiento abrupto de la plataforma de Remedios a partir del Aptiano constituyendo paleocanales.

Su litología se hace mas arcillosa con la profundización del canal y ya los sedimentos del Maestrichtiano tiene un carácter margoso – arcilloso.

En algunos perfiles sísmicos que cubren la plataforma se observan facies atípicas de plataforma carbonatada que se asocian a estos sedimentos de aguas profundas. Ver figura 7.

Sedimentos del Jurásico Tithoniano

En el informe de Vicente, J.C y otros, 2001, se plantea la existencia de un cuarto horizonte sellante asociado al Jurásico Superior Tithoniano (parte Media – Alta), formado por calizas arcillosas, margas y arcillas equivalente a la formación Pimienta de México.

En el Tithoniano en la UTE Placetas aparecen lutitas bituminosas muy subordinadas a los carbonatos típicos de la formación Cifuentes que no constituyen un horizonte de extensión areal que le permita servir como sello, debido también a la compresión a que fueron sometidos mezclándose con los sedimentos carbonatados.

Seria posible encontrar facies arcillosas de esta edad hacia la parte más occidental.



Conclusiones

1. Está demostrada la presencia de reservorios carbonatados en el onshore y offshore cubano, los cuales pueden tener excelentes características como tales debido a los procesos diagenético ocurridos y que han dejado huellas en testigos de pozos y en la sísmica.
2. Son de gran importancia los reservorios vinculados a la plataforma carbonatada, facies de plataforma, talud y arrecifes.
3. Existen evidencias por datos de pozos y de la sísmica de la similitud de los reservorios en el onshore y el offshore de Cuba y con las Formaciones El Abra y Tamabra de México.
4. Existen evidencias de sello en el onshore y offshore de Cuba desde el Cretácico Superior hasta el Reciente.

Bibliografía

- Blanco S. , R. Segura, D. Brey. 1998 Facies del Cretácico Medio del paleomargen de las Bahamas en Cuba Central. *Congreso Cubano de Geología y Minería (Ciudad Habana, Cuba)*. Memorias II, III: 268 – 271,
- Blanco S. 1998. Mid'Cretaceous biochronology from Cuba based on planktonic microfossils. *Congreso Geología y Minería '98, (Ciudad Habana, Cuba)*, Memorias II: 467 – 471.
- Castro O., J. Rodríguez, J. Hernández. 1998 Properties of Naturally fractured reservoirs in Cuba *Revista CODICID* 2da edición: 77 –85.
- Fernández Carmona J. 1998 Bioestratigrafía del intervalo Jurásico Superior – Cretácico Inferior Neocomiano en Cuba Occidental y su aplicación en la Exploración Petrolera. Referat de la Tesis en opción del grado científico de Dr. En Ciencias Geológicas.
- Gaumet F., I. Letouzey, I. Moretti, J-C. Lecomte, R. Deschamps, J. Sanchez, E. Linares, R. Tenreyro, J. G. López, G. Hernández, J. O. López, S. Zimine, F. Bertin, J. Mondin, P. Lapointe. Revaluation of the Hydrocarbon Potential of the North West Deep Offshore Cuba. Inédito. IFP/CGG/TFE-CUPET Edition. Archivo Técnico CEINPET.
- Hart, M.B, 1980. A water depth model for the evaluation of the planktonic Foraminifera. *Nature*, 286: 252-254.
- Lorúa D., Díaz C., Gil S., 1998. Contribución al estudio bioestratigráfico de algunas formaciones comprendidas en el límite Cretácico-Jurásico de Cuba. *Congreso Geología y Minería '98, (Ciudad Habana, Cuba)*. Memorias II: 297-300.
- López Rivera J.G, Tenreyro R, López Quintero J., Valladares S, Alvarez J, Pascual O, Castro O, García R, Delgado O. 2001. Análisis de Cuenca y Evaluación del Potencial de Hidrocarburos de la ZEE de Cuba en el Golfo de México. *Archivo CEINPET*, La Habana, Cuba.
- Mitchum, R.M., P.R. Vail, 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis in : Seismic stratigraphy applications to Hydrocarbon Exploration, *A.A.P.G. Memoir* 26: 53-62, Tulsa.
- Pszczolkowski, A, 1987. Contribución a la Geología de la provincia de Pinar del Río. Edit. Científico Técnica, C. de la Habana.
- Reading, H., 1978. Sedimentary environments and facies. Blackwell Scientific Publications, Oxford. 557 p.
- Rodríguez M, D. Brey, S. Blanco, J. Rodríguez, B. Villavicencio. 1997. Reservorios del Jurásico Superior en yacimientos de la Cuenca Norte Cubana. *Memorias Taller Estratigrafía*,



- Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las rocas del Jurásico superior en Mexico*, Tampico, México: 92 – 95.
- Rodríguez M., R. Otero, J. Rdguez-Loeches, J. Hernández, D. Brey, B. Villavicencio, O. Castro 2000. Reservorios y sellos en los prospectos de los bloques 6, 7, 9 y 10. Memorias en CD de Geofísica'2000: *I Congreso Cubano de Geofísica. Ciudad Habana, Cuba*.
- Sanchez J, R. Rodríguez, J.G. López, J.O. López, S. López, A. Sorá, S. Valladares, R. Socorro, R. Domínguez, J. L. Prol, S. Toucet, R. tenreyro, G. Arriaza, M. Juara. 2002. Síntesis del conocimiento actualizado de la exploración en la ZEE de Cuba en el Golfo de México. Inédito. Archivo Técnico CEINPET
- Segura R. , C. Nuñez , D. Brey, J. Hernández. 1997, Modelos sedimentarios del Jurásico Superior de Cuba. Influencia de la diagénesis en el desarrollo de la porosidad en los yacimientos de hidrocarburos. *Taller Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las rocas del Jurásico Superior de México, (Tampico Mexico)*, Memorias: 73 – 76.
- Segura R., D. Brey, J. Hernández. 1998 Sedimentary models of Drifting Terranes in Central Cuba during the Kimmeridgian – Turonian interval. 15 th International Sedimentological Congress, Alicante España, Pag. 709 – 710 Memorias.
- Tenreyro R., Otero R., Toucet S., López J.G, Navarrete L, 1999. Evaluación del potencial de hidrocarburos del sector de influencia económica de Cuba en el Golfo de México.
- Valladares S., D. Brey, B. Villavicencio, O. Castro, M. Rodríguez, C. Nuñez, R. Segura, J. Alvarez, J. Hernández. 1998 Reservorios en rocas carbonatadas del margen continental pertenecientes al dominio las Villas y en las bioconstrucciones del Cretácico., *I Congreso Geología y Minería '98, (Ciudad Habana, Cuba)*. Memorias II: 717- 721
- Valladares S., D. Brey, J. Alvarez. 1998 Carbonate Reservoir Rocks from the Bahamas Continental Margin. *AAPG International Conference Exhibition Río 98, (Rio de Janeiro, Brasil)*: 56.
- Valladares S., R. Segura, S. Blanco, R. García, B. Villavicencio, J. Alvarez, J. Fernández y D. Brey. Monografía "Reservorios en rocas carbonatadas del dominio las Villas y bioconstrucciones del Cretácico – Terciario en Cuba" En edición.
- Vicente, J.C., Quesada, S., Esteban M., 2001 Evaluación Cuba aguas profundas. Informe inédito de la compañía REPSOL – YPF. Archivo Técnico CEINPET. Capítulo III Reservorios y Sellos. Apéndices I y V.



DESARROLLO DE ROCAS MADRE Y PETROLEOS EN NUEVAS FRONTERAS EN EL SURESTE DEL GOLFO DE MEXICO Y SU RELACION CON ZONAS VECINAS.

José Orlando López Quintero, Juan Guillermo López Rivera, Jorge R. Sánchez Arango, Olga Pascual Fernández, Orelvis Delgado López.

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) de CUPET (Cuba).
Dirección: Washington No. 169, Cerro, La Habana, Cuba, CP: 12000.
Teléfono: (53 7) 57 7301
E-Mail: jorlando@ceinpet.inf.cu

El sector del Sureste del Golfo de México en la Zona Económica Exclusiva de Cuba, constituye una nueva frontera para la exploración de petróleo y gas dentro de esa Megaprovincia petrolera, la cual a su vez, forma parte del Dominio del Tethys. Esto crea expectativas positivas en relación con su potencial de hidrocarburos, considerando que el mismo es un área virgen, con una cuenca de antepaís no perforada. Como resultado de los estudios realizados por el Deep Sea Drilling Project (DSDP) han sido descubiertas excelentes rocas madre inmaduras de edad desde el Berriasiano hasta el Albiano Inferior. También se encontraron manifestaciones de petróleo maduro y fracturas rellenas por asfalto. A partir de la información obtenida se propuso la posibilidad de la continuación de las secuencias sedimentarias de la Provincia Petrolífera Septentrional Cubana hacia la Zona de Aguas Profundas de Cuba en el Golfo de México. Recientes investigaciones realizadas en Cuba han aportado nuevos criterios para confirmar esta hipótesis.

En Cuba se desarrollan hasta seis niveles de rocas madre (Jurásico – Eoceno) en las Unidades Tectono – Estratigráficas de la Provincia Petrolífera Septentrional Cubana entre los que se destacan por su extraordinaria riqueza los del Tithoniano y del Cretácico Medio; los que pudieran extenderse en un área de unos 600 por 50 – 100 km.

En los últimos años se han descubierto considerables recursos de petróleo en varios yacimientos en la Provincia Petrolífera Septentrional Cubana. Ello revela las excelentes condiciones para la generación de hidrocarburos en el área. Uno de ellos es el yacimiento Varadero, con más de dos billones de barriles de petróleo in situ. Las edades de las secuencias que los contienen son Jurásico Superior – Neocomiano hasta el Campaniano – Maestrichtiano.

En la Cuenca del Sureste de México se han descubierto excelentes rocas madre en secuencias de edad Jurásico Superior - Cretácico Inferior. También se desarrollan yacimientos de petróleo que clasifican como grandes y gigantes.

Las condiciones propias del Sector Sureste del Golfo de México tomando en cuenta su ubicación en el excelente entorno petrolero regional, permite considerarlo como de grandes perspectivas para el descubrimiento de importantes yacimientos de petróleo y gas.



ESTRUCTURA GEOLOGICA DE LA ZONA ECONOMICA EXCLUSIVA DE CUBA EN EL GOLFO DE MEXICO.

Rafael Socorro Trujillo, Rodobaldo Rodríguez Hernández, René Domínguez Garcés.

Empresa de Geofísica-DIGICUPET, Calle 23 No. 105, e/n O y P, Vedado, Ciudad de La Habana, Habana 4, Cuba, CP 10400, Teléfonos: 8795439, 8792865. Fax: 8733563. Email: digicupet@net.cupet.cu.

RESUMEN

En el año 1999 el gobierno cubano tomó la decisión de abrir a la exploración petrolera su zona de exclusividad económica del Golfo de México.

El primer paso hacia el conocimiento de la estructura geológica de la región consistió en la adquisición, procesamiento e interpretación de más de 10000 kilómetros de líneas sísmicas incluyendo la medición de los valores de la gravedad terrestre.

El estudio e interpretación de los datos geólogo-geofísicos y de perforación en tierra y costa afuera ha permitido confirmar la presencia de una cobertura sedimentaria que alcanza hasta 12 kilómetros de espesor. En esta cubierta sedimentaria se han revelado dos pisos estructurales principales: inferior y superior.

El piso inferior comprende las facies del synrift y las de deriva continental. Las facies del synrift a su vez han quedado subdivididas en dos periodos: inferior, restringido al Jurásico Inferior- Jurásico Medio Oxfordiano Temprano, y el superior, que alcanza el Jurásico Superior Tithoniano en la denominada Cuenca Central del sudeste del Golfo de México.

Las facies de deriva continental se relacionan a las facies platafórmicas y pelágicas comprendidas en el rango estratigráfico Jurásico Superior Oxfordiano Medio – Cretácico Superior Turoniano de los márgenes continentales de las plataformas de Yucatán (zona occidental) y Florida-Bahamas (zona centro-oriental).

El piso superior abarca los depósitos flyshoides y sílico-clásticos de la cuenca del antepaís cubano (Cretácico Superior Tardío? – Cuaternario).

El límite entre estos dos grandes elementos estructurales lo constituye la Discordancia del Cretácico Medio (MCU) que representa un evento geológico regional en la megaprovincia del Golfo de México.

Las secuencias de los márgenes continentales de Yucatán y Bahamas se encuentran en yacencia alóctona en el extremo meridional de las líneas sísmicas formando la parte frontal del cinturón plegado y cabalgado cubano. En dirección norte-noroeste, costa afuera, esas secuencias yacen en forma autóctona.

Las investigaciones realizadas han permitido confirmar la presencia de los dominios paleogeográficos de Pinar del Río (Yucatán) y Las Villas (Bahamas) con sus unidades tectono-estratigráficas (UTE) respectivas y conocidas en tierra firme. Esta confirmación tiene una gran importancia en la evaluación del potencial petrolero de la región.

El mapeo estructural de las facies pelágicas y de los bordes platafórmicos de Yucatán y Bahamas con sus facies transicionales (calcareníticas y arrecifales) sugieren la presencia de rocas generadoras y reservorios.

En las líneas sísmicas se ha podido establecer la presencia de trampas de tipo estructural en la parte frontal del cinturón plegado cubano así como de tipo estratigráfico en los márgenes platafórmicos costa afuera. También se han revelado trampas combinadas en la zona de articulación de los cortes alóctono y autóctono.

La presencia de sedimentos terrígenos flyshoides recubriendo a las secuencias de deriva continental garantizan un sello para las acumulaciones de hidrocarburos que tuvieron lugar en dichas secuencias por lo cual existen las premisas estructurales necesarias para el descubrimiento de nuevos yacimientos gasopetrolíferos en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México.



STRUCTURAL CONTROLS ON THE HYDROCARBON PROSPECTIVITY OF BLOCKS 25-29 & 36, OFFSHORE NORTHERN CUBA

Alan Chambers, Susana Torrescusa Villaverde, Pujianto Lukito, Cristina Solla Hach (Repsol-YPF) and Heinz Bachmann

The deepwater Blocks 25-29 & 36 (offshore N. Cuba) offer exploration opportunities in a number of different plays. In this paper the main structural controls upon hydrocarbon prospectivity are presented including regional plate tectonic considerations, carbonate platform margin interpretations, definition of the deformation front of the Cuban thrust belt and the role of salt tectonics.

Atlaswin Pro software has been used to visualize the plate tectonic evolution of the region. This evolution can be simplified into three main phases namely, the development of the carbonate-dominated Florida-Bahama passive margin, the convergence and collision of the Cuban volcanic arc with the Florida-Bahama passive margin and the post-collisional infill, compression and erosion of the Cuban foredeep basin.

The evolution of the Florida-Bahama platform margin has been defined using a regional 2D seismic dataset. To the west of Florida this margin is reflected by the Present day bathymetry but in the North Cuban offshore area the platform margin has retreated since Mid-Cretaceous times. The location of the MCU margin has been constrained using regional subsidence patterns and is interpreted to be incorporated into the Cuban thrust belt in the eastern part of the study area.

The taper of the Cuban thrust wedge changes dramatically along strike and three segments have been defined. These segments are fundamentally controlled by the changing nature of the foreland. In the west, a deepwater basinal area was overthrust by the advancing thrust wedge. In the centre of the study area, the thick Mesozoic carbonate platform was overthrust resulting in an increase in wedge taper. However, in the east, the taper reduces dramatically and it is inferred that the thrust wedge has exploited a low-friction, ductile detachment layer, possibly the Punta Alegre Fm equivalent evaporites.

3D seismic data have been acquired over two zones in the study area. In one area the structural style is dominated by Mesozoic fault trends that have been extensionally reactivated during platform margin collapse. In the other, this pre-existing extensional framework has been strongly overprinted by oblique sinistral compression. Two phases of compressional deformation can be identified, but dating of these events is currently hindered by the lack of biostratigraphic data in the area. The first occurred when the carbonates of the Florida-Bahama platform lay near the seabed (Eocene?). The second occurred when the platform had been buried beneath 1-1.5km of foredeep sediment (Miocene?). Despite the large scale compressional regime, the majority of the small-scale, seismically-observed faults are extensional in nature and may potentially enhance reservoir performance.



POTENCIALES TRAMPAS PETROLERAS DETECTADAS EN LA ZEE DE CUBA EN EL GOLFO DE MEXICO

B. René Domínguez Garcés, Sonia Toucet, Gerardo Arriaza.

Empresa Geofísica DIGICUPET, Calle 23 No.105 e/ O y P, Vedado Ciudad Habana, Habana 4 Cuba CP
10400 PHONE. 79 2865 Fax: (537) 33 3563
Email: digicupet@netcupet.cu

RESUMEN

Los trabajos sísmicos realizados en la ZEE del Golfo de México permitieron como principal resultado práctico, el reconocimiento de una serie de formas geométricas que de acuerdo a los modelos geológicos elaborados, pueden ser trampas petroleras de interés para continuar los trabajos de exploración. En el presente trabajo se hace un recorrido por estos objetivos, teniendo en cuenta la analogía existente entre ellos y otros similares que han sido reconocidos en otras latitudes y presentan una probada capacidad gaso-petrolífera.

En general se relacionan objetivos de dos grupos fundamentales: Estructurales y Estratigráficos.

Objetivos estructurales.

Están asociados principalmente a la zona de influencia de los cabalgamientos, donde las fuerzas compresivas ocurridas desde finales del Cretácico Superior formaron flexuras de diferente tipo que ahora se reconocen en las líneas off-shore.

a) Estructuras de cabalgamientos.

Estos son objetivos asociados a anticlinales de rampa y cabalgamientos ciegos cubiertos por el prisma terciario de la cuenca de antepaís. Este objetivo aparece a lo largo del frente de los cabalgamientos.

b) Plegamientos de las secuencias autóctonas de cuenca y del margen de plataforma.

Se identifican como anticlinales, que se observan en algunas líneas sísmicas bajo los depósitos de la cuenca de antepaís. Estas deben haber estado relacionadas con los eventos comprensivos del sur. Su cercanía a la parte frontal de los cabalgamientos les otorgan posibilidades de carga desde la roca madre situada al sur, bajo los cabalgamientos.

Objetivos estratigráficos.

Se refieren fundamentalmente a las zonas de contraste del corte litológico que se asocian a los cambios plataforma cuenca. Estos ocurren de forma más evidente dentro de las secuencias sismo estratigráficas del Jurásico y Cretácico. Se han identificado los siguientes:

a) Brechas de talud.

En el borde de las plataformas se reconocen como prismas sedimentarios tanto del J3 como del K1. Las brechas de pie de talud constituyen importantes horizontes productores en el Golfo de México debido a sus excepcionales propiedades de reservorio.

b) Construcciones arrecifales.

Se identifican en los márgenes de las plataformas como anomalías del registro sísmico caracterizadas por la pérdida o debilitamiento de la energía y flexión de los reflectores sísmicos. Estas pudieran corresponder a zonas de acumulación de facies pre y postarrecifales fundamentalmente del Cretácico que poseen excelentes propiedades de roca reservorio.

c) Depósitos de rampa carbonatada

Forman promontorios que con frecuencia están relacionados genética y espacialmente a cañones u otros tipos de vías de transporte de sedimentos, las cuales se trazan a lo largo del plano del talud de la plataforma,

d) Acuñamientos estratigráficos.

Se encuentran en todos los niveles estratigráficos desde el Jurásico Inferior hasta el Terciario. Los acuñamientos se presentan tanto en las discordancias angulares como en los límites de plataforma. Sus potencialidades están en dependencia de la composición litológica de las secuencias detectadas, lo cual es una incógnita en este momento.



SISTEMAS PETROLEROS DEL SURESTE DEL GOLFO DE MÉXICO Y SU GEOHISTORIA

Juan Guillermo López Rivera⁽¹⁾, José Orlando López Quintero⁽¹⁾, Isabel Moretti⁽²⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington N0.169, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba. ZIP 12000, E-mail: jorlando@ceinpet.cupet.cu

(2) Instituto Francés del Petróleo, E-mail: isabelle.moretti@ifp.fr

En el presente trabajo se exponen los resultados de un estudio multidisciplinario sobre el potencial de hidrocarburos del sureste del Golfo de México y su entorno realizado bajo la óptica de la metodología de los sistemas petroleros.

Como base para el estudio sirvieron, los datos e informaciones geólogo – geofísicas del Archipiélago Cubano, del sureste del Golfo de México y de su entorno regional (pozos, campañas sísmicas, cartografía geológica, y los campos potenciales) y lo concerniente a las rocas madre y petróleos presentes.

En el desarrollo geológico utilizado en el trabajo se destacan:

- Una etapa de ruptura (rifting) que abarca el Jurásico Inferior y Medio.
- Una etapa de deriva (subsistencia térmica) en el contexto del Margen Continental de la Placa Norteamericana, con la presencia de zonas de cuenca y de plataforma y sus áreas de transición, durante el Jurásico Superior – Cretácico Medio.
- Un evento de discontinuidad regional del Turoniense ("MCU"), que provoca, en sentido general "erosiones" de parte del relleno sedimentario ya formado, seguido de una subsidencia considerable de las zonas de plataforma.
- Una etapa de comprensión durante el Cretácico Tardío – Eoceno Medio (para el sureste del Golfo abarca sólo el Eoceno Inferior – Medio) en la que se forman el Cinturón Plegado y Cabalgado Cubano, y la cuenca de antepaís adyacente al norte.
- Una etapa postorogénica a partir del Eoceno Medio Superior hasta nuestros días, con la formación de rellenos sedimentarios considerables en sectores de la cuenca de antepaís y en la Cuenca de Sigsbee, y menores encima de las Plataformas de Yucatán y Florida y en el área entre ellas.

En el plano geológico actual en el sureste del Golfo de México están presentes seis elementos estructural - tectónicos principales, con características propias del relleno sedimentarios del Jurásico – Cuaternario: (fig.1).

- El Cinturón de Cabalgamientos de Cuba en el extremo sur, donde las rocas carbonatadas del margen continental de tipo cuenca, (Jurásico Superior – Cretácico Medio), recubiertas por sedimentos terrígeno – arcillosos sinorogénicos (Cretácico Superior Campaniano – Eoceno Medio Temprano), forman diferentes mantos tectónicos, en los que se desarrollan pliegues duplex y antiformas, bien estudiados en los yacimientos de petróleo de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba.
- La Cuenca de Antepaís ubicada directamente al norte, a todo lo largo, del cinturón de cabalgamientos, en cuyo relleno sedimentario están presentes depósitos del Synrift, del margen continental, sinorogénicos y postorogénicos. El relleno sedimentario alcanza hasta 12-13 km de espesor y de acuerdo a los espesores de los sedimentos sinorogénicos y postorogénicos se puede dividir en 3 sectores: oriental y occidental (con menores espesores) y central en donde alcanza 5.0 y más km.
- La Plataforma de Florida, ubicada en el noreste, en cuyo relleno sedimentario se destacan los mismos pisos tectónicos que para la Cuenca Foreland, sólo que el mayor peso en dicho relleno sedimentario, lo tienen las secuencias carbonatadas de aguas someras del margen



continental. En la plataforma de Florida se distinguen sus partes interna, su borde y su talud – pie de talud, con estructuras en todas ellas de mucho interés para la exploración petrolera.

- La Plataforma de Yucatán, ubicada hacia el oeste y suroeste, con características similares a la Plataforma de Florida.
- La Cuenca de Sigsbee, en el extremo noroeste, en donde, sobre una corteza oceánica, yacen sedimentos del margen continental del Jurásico Superior (?) y del Cretácico, recubiertos por un potente espesor de depósitos Terciario – Cuaternario.
- La “Cuenca Central” ubicada entre los últimos cuatro elementos estructural – tectónicos, en la cual predominan espesores disminuidos de los sedimentos del margen continental y del Terciario.

En el sureste del Golfo de México se han realizado modelaciones 1D y 2D de los procesos de generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos por diferentes compañías e instituciones, las que tienen algunas diferencias en cuanto a la interpretación y asociación de l corte geológico presente, y en las hipótesis de los regímenes térmicos utilizados, pero en todas se reconocen, en general, los mismos niveles de rocas madre, los mismos tipos de petróleos y los mismos elementos estructural – tectónicos. Lo anterior hace que los resultados principales aunque presenten algunas diferencias y enfoques particulares en determinados aspectos, tengan al mismo tiempo, una serie de características y resultados comunes.

Los datos e informaciones geológico – petroleras, en conjunto con las modelaciones de la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos, permitió, destacar la presencia, de seis sistemas petroleros en el sureste del Golfo de México, con grados de confiabilidad disímiles, en dependencia de la fundamentación que sustenta a cada uno de los mismos. Dichos sistemas petroleros y sus características son:

- El Sistema Petrolero del Jurásico Superior – Cretácico Inferior del Cinturón de Cabalgamientos de Cuba, demostrado (fig.2) cuya riqueza y capacidad de carga lo avala la existencia de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba, con yacimientos como el de Varadero con más de 3,000 millones de barriles de petróleo in situ y producciones diarias por pozo que han alcanzado cerca de 6000 barriles.

La geohistoria de este sistema se muestra en la fig.3, de la cual se debe destacar que el apilamiento tectónico juega el papel fundamental en la formación de los reservorios, los sellos, las trampas y la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos, procesos que ocurren básicamente, posterior a los cabalgamientos.

- El sistema petrolero del Jurásico Superior – Cretácico Medio de la Cuenca de Antepaís, hipotético (fig.4) el cual presentaría una capacidad de carga igual o superior al anteriormente descrito, para la carga de las trampas que se visualizan por la sísmica, asociadas a altos estructurales en la base de la Cuenca Foreland; a altos estructurales (posiblemente arrecifales) del borde de las Plataformas de Florida y Yucatán; a altos estructurales dentro de las plataformas, a depósitos de brechas carbonatadas de talud y pie de talud de las plataformas.

Una variante particular de este sistema petrolero o un nuevo sistema podría ser el caso, de cuando la generación proveniente de las rocas madre del Jurásico Superior Oxfordiano y del Tithoniano alimentasen las trampas estratigráfico – estructurales de las plataformas del Jurásico – Kinmeridgiano.

De la geohistoria de este sistema se debe destacar que la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos ocurre en la etapa postorogénica de desarrollo debido al enterramiento normal de los seis niveles principales de rocas madre presentes. Como se observó en la fig.4 del esquema de eventos de este sistema, los momentos críticos para el mismo pueden ser variados (y hasta nuestros días); en dependencia de las profundidades a que se encuentren los citados niveles de rocas madre.



El sistema petrolero de la Cuenca de Antepaís es el de mayor importancia del área de estudio, por las magnitudes de sus cocinas petrolíferas (la propia de la Cuenca de Foreland y la presente debajo de los cabalgamientos); lo que le dan una capacidad de carga considerable, para el llenado de las trampas anteriormente mencionadas.

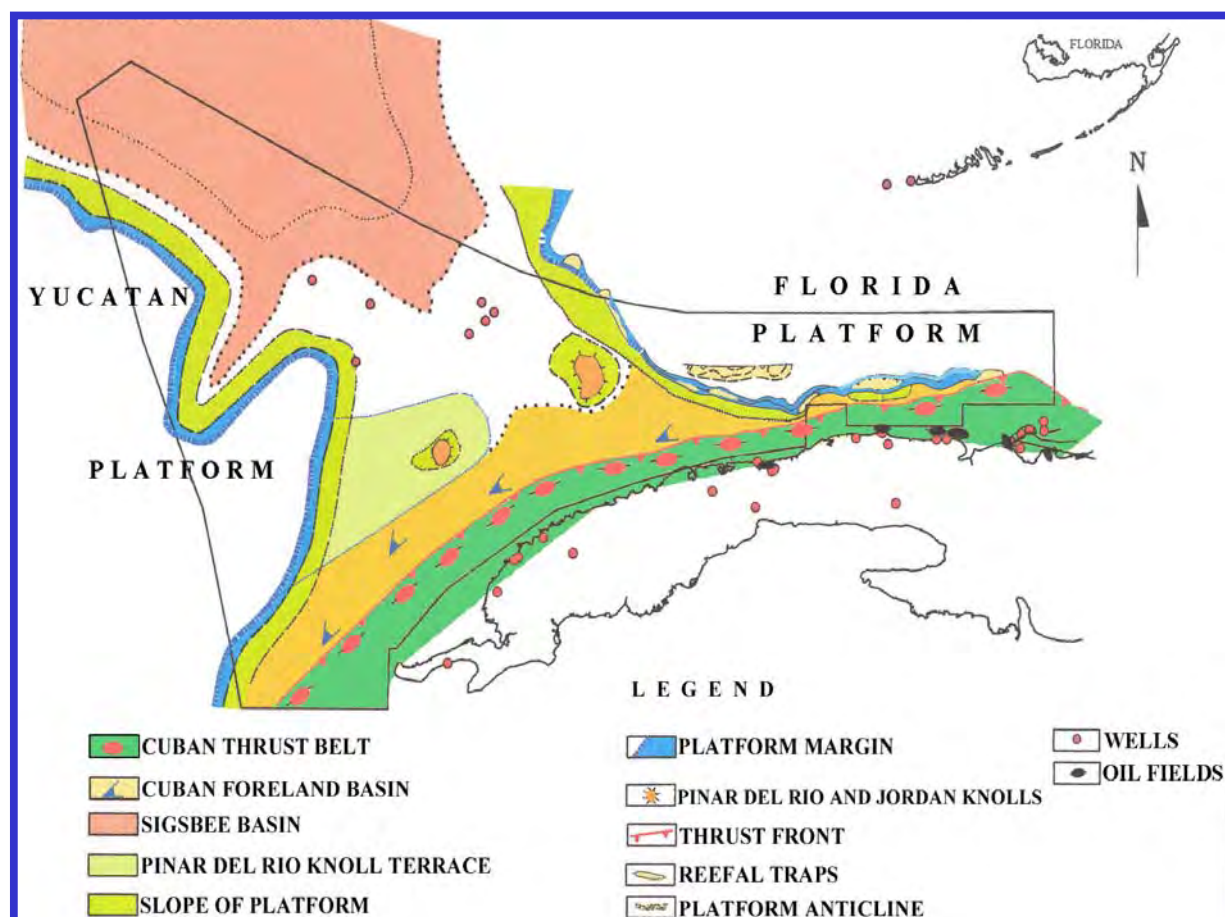
- El Sistema Petrolero del Synrift.
- El Sistema Petrolero Jurásico Superior – Cretácico de la Cuenca de Sigsbee.
- El Sistema Petrolero del Jurásico – Cretácico Medio de la Plataforma de Florida.
- El Sistema Petrolero del Jurásico – Cretácico Medio de la Plataforma de Yucatán.

Los últimos cuatro sistemas petroleros por la cantidad de datos e informaciones que en la actualidad existen de los mismos sólo alcanzan la categoría de especulativos, debido fundamentalmente al bajísimo nivel que la exploración alcanza para esta zona, prácticamente virgen para el negocio petrolero.

Al mismo tiempo la postulación de los mencionados sistemas petroleros representan posibilidades complementarias para la formación de yacimientos de petróleo y gas.

Los resultados alcanzados permiten considerar por una parte una cronología de la relación formación de la trampa con la generación, la migración y el entrampamiento favorable en sentido general, y por otra, que una parte importante de los petróleos formados, con buenas condiciones de maduración, presentarán calidades comerciales adecuadas para la exploración – producción en aguas profundas.

Fig. 1. Tectonic



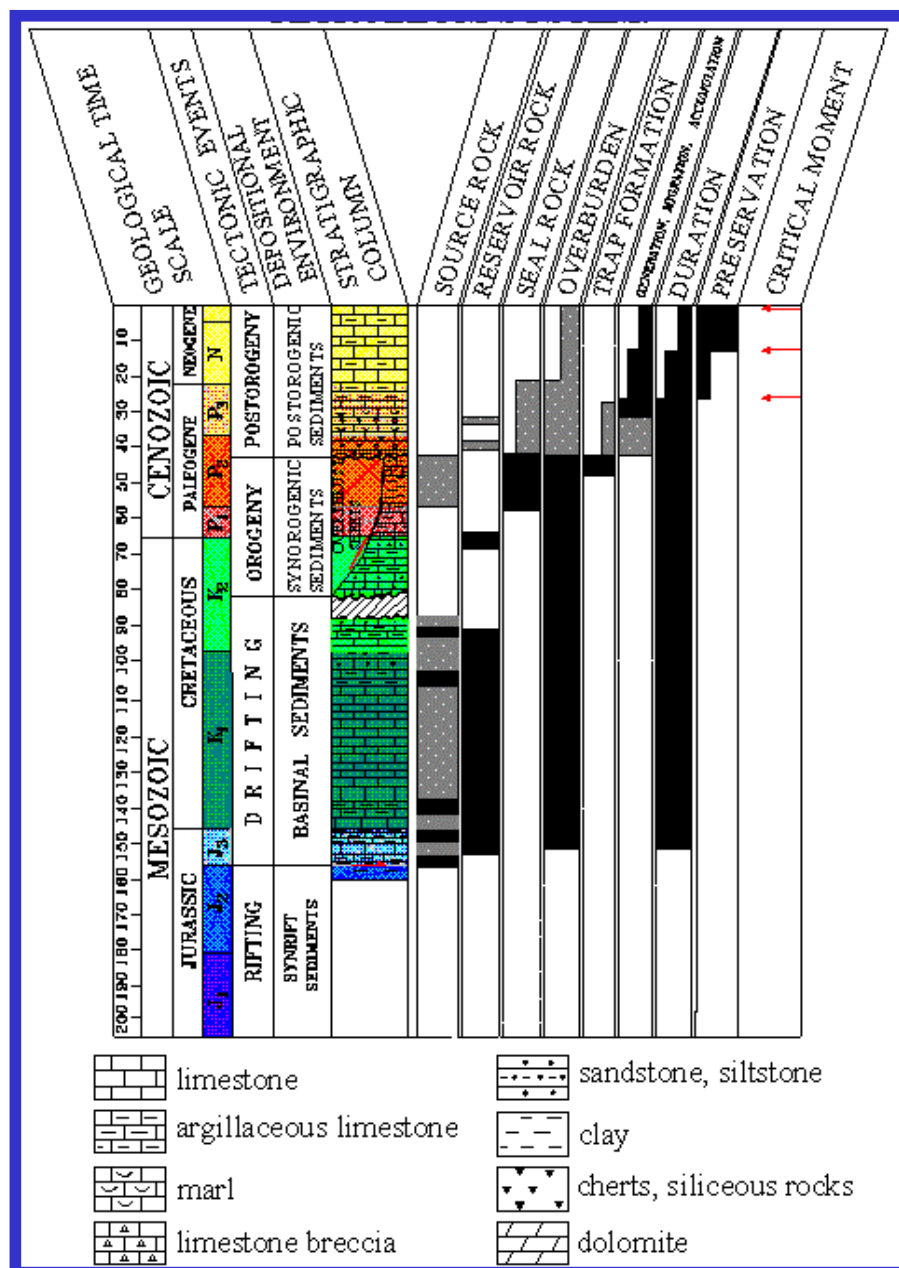


Fig. 2. Upper Jurassic – Neocomian Thrust Belt Petroleum System.

Fig. 3. Geohistory of Northern Cuba Thrust Belt Petroleum System

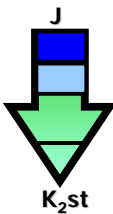
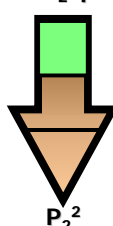
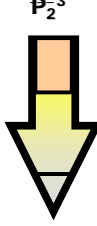
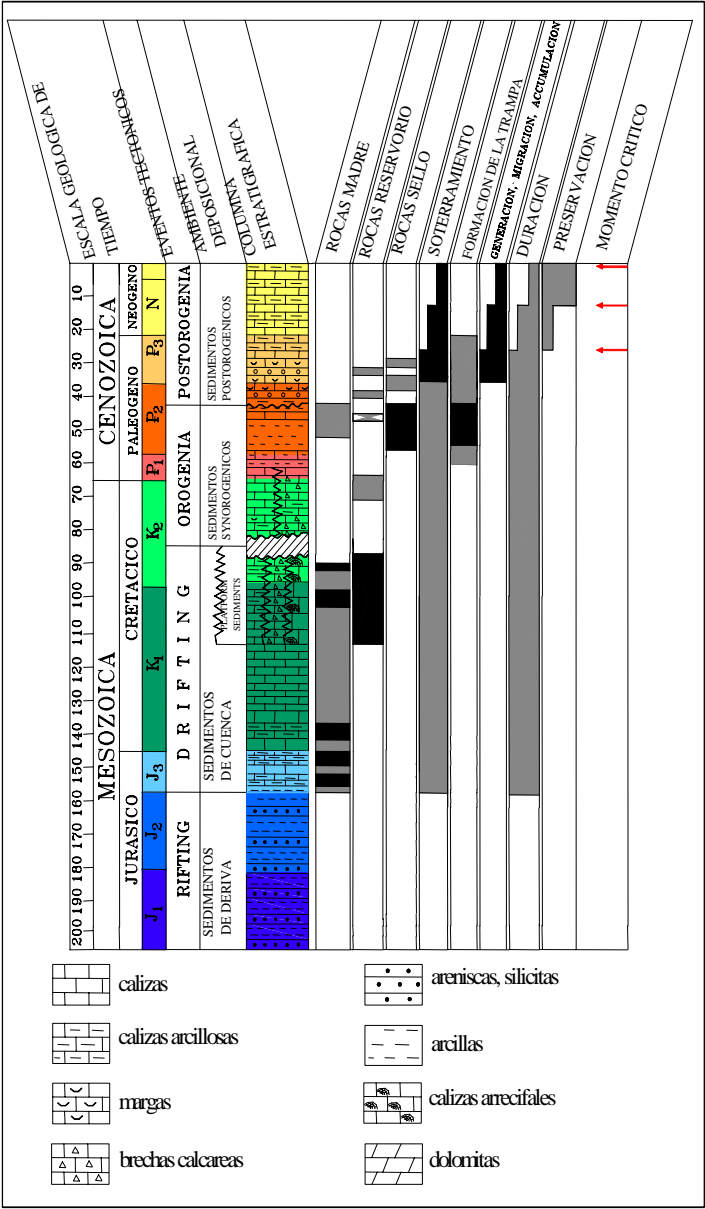
TECTONIC REGIME	PERIOD	DURATION	HIGHLIGHTS
EXTENSIONAL	PREOROGENIC		<ul style="list-style-type: none"> • FORMATION OF SOURCE ROCKS. —IN SEDIMENTS OF NORTH AMERICAN CONTINENTAL MARGIN (FROM J₁₋₂, J₃, K_{1ne}, K₁-K_{2t}).
COMPRESSIONAL	OROGENIC		<ul style="list-style-type: none"> • FORMATION OF RESERVOIRS. • FORMATION OF SEALS. • FORMATION OF TRAPS.
TRANSCURRENT -- EXTENSIONAL	POSTOROGENIC		<ul style="list-style-type: none"> • FORMATION OF RESERVOIRS. • MATURATION OF SOURCE ROCKS. • GENERATION OF HYDROCARBONS. • MIGRATION OF HYDROCARBONS AND CHARGE OF TRAPS. • CHANGES IN THE OIL FIELDS (BIODEGRADATION, REMIGRATION)

Fig. 4. Upper Jurassic
–Middle Cretaceous
Foreland Petroleum System





CUBA EEZ – NEW ASSESSMENT OF HYDROCARBON POTENTIAL WITH PROBABILISTIC BASIN MODELLING

Lorenzo Vassalli (1), Anna Corradi (2), Cristina Daturi (3)

(1) ENI E & P Division – New Ventures Americas & Europe, via Emilia 1, San Donato Milanese 20097, Milan Italy - Email: lorenzo.vassalli@agip.it

(2) ENI E & P Division – Petroleum System Evaluation, via Emilia 1, San Donato Milanese 20097, Milan Italy - Email: anna.corradi@agip.it

(3) ENI E & P Division – Petroleum System Evaluation, via Emilia 1, San Donato Milanese 20097 Milan Italy - Email: cristina.daturi@agip.it

ABSTRACT

On the occasion of the Geomin'2001, ENI presented a paper regarding a probabilistic approach applied to the generation and expulsion modelling in unexplored areas such as the Cuban Exclusive Economic Zone. The simulation showed that the postulated Lower Jurassic synrift and the Upper Jurassic carbonatic sources have expelled potentially economic amounts of oil and gas. The conclusions did anticipate a further step of the modelling once a better definition of the geological model is performed on the basis of new and more reliable data.

This paper summarizes a new assessment of the hydrocarbon potential of the EEZ deriving from both new input parameters and a more refined probabilistic approach.

More reliable data are available from:

- 2D Pre-Stack depth migration of a key seismic line carried out by ENI;
- stratigraphic interpretation made by COPREP consortium on seismic data within the sea bottom to Upper Jurassic section, partly extrapolated from DSDP;
- new geochemical database showing additional source rock data such as thickness, TOC, kerogen type from Cupet studies.

Furthermore, a more refined approach was used in the modelling workflow. To evaluate temperature evolution, a probabilistic approach was used instead of the previous deterministic approach, introducing uncertainty in the thermal model (two hypotheses of thermal history were assumed). Concerning the generation-expulsion modelling a wider number of scenarios (about one hundred) was obtained by considering the uncertainties of a greater number of input parameters such as thickness, TOC, relative permeability water-HC and compaction curves relevant to the selected Upper Jurassic and Lower Cretaceous source rocks.

The study includes the probabilistic 2D modelling for the hydrocarbon generation-expulsion and gives the probabilistic distribution of the expelled amounts of oil and gas in the key points of the modelled line. It was confirmed that the expulsion occurred generally in the deepest part of the line from the Valanginian to Bajocian source intervals, the expulsion zone from Bajocian being wider than from the younger intervals. The probability to have economic amounts of expelled condensates and oil is interesting from the exploration point of view up to Valanginian age. The expulsion from the upper part of Lower Cretaceous is very critical.



SISTEMAS PETROLÍFEROS EN EL OFFSHORE DE CUBA: EXPECTATIVAS

Santiago Quesada, Carlos de Viguera, Cristina Solla Hach, Pujianto Lukito, Heinz Bachmann

REPSOL Exploración SA. Paseo de la Castellana 280. 28080 Madrid

RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados del análisis y modelado del sistema petrolífero del offshore de Cuba. La metodología ha consistido en la integración de la interpretación sísmica con los datos geológicos, geoquímicos y térmicos disponibles para la elaboración de un modelo conceptual del área, y en la simulación térmica y de flujo de fluidos mediante software unidimensional, bidimensional y multisondeo. Los resultados han sido comparados e integrados con el conjunto de los datos sobre los sistemas petrolíferos en las cuencas del S-SE del Golfo de Méjico.

Los principales eventos del modelo geológico se pueden sintetizar en: i) una etapa inicial de *rift* de edad Jurásico inferior-medio; ii) una etapa de subsidencia térmica en un contexto de *forearc* durante el Jurásico superior-Cretácico inferior, en la cual se desarrollan importantes dispositivos de plataforma carbonatada-cuenca; iii) una discontinuidad eustática regional durante el Cenomaniense (*MCU; Middle Cretaceous Unconformity*) seguida de un importante hundimiento de la plataforma, iv) una etapa de compresión en el Terciario inferior, responsable del desarrollo del cinturón de plegamiento y cabalgamiento de Cuba y de una estrecha cuenca de *foreland* adyacente al frente del cabalgamiento, y v) condiciones fundamentalmente postorogénicas a partir del Terciario superior, con el relleno pasivo de la cuenca de *foreland* y el solapamiento progresivo de la paleogeografía heredada de los dispositivos cretácicos de plataforma-cuenca.

Las litologías de las diversas unidades fueron estimadas a partir de los datos de tierra y de los pozos del DSDP, mediante la extrapolación de los diversos dominios paleogeográficos a la zona de estudio. Se crearon mezclas litológicas detalladas en porcentajes de litologías puras para las diferentes unidades de roca que se espera encontrar, incluidas aquellas ausentes por erosión durante las principales discontinuidades. Se han modelado 4 intervalos principales de potenciales rocas madre: Oxfordiense, Titónico, Valanginiense y Cretácico medio-superior (Aptiense-Albiense y Cenomaniense-Turonense). Los espesores netos, los valores de riqueza, potencial generador y parámetros cinéticos de las rocas madre se extrapolaron a partir de los estudios de tierra y de los sondeos del DSDP para cada uno de los intervalos.

Durante la simulación se asumieron diversas hipótesis térmicas a partir de los datos disponibles de gradientes geotérmicos y flujos de calor. El gradiente geotérmico calculado en la actualidad en Cuba a partir de valores corregidos de temperatura de fondo de pozo muestra un aumento de norte a sur, desde valores medios de unos 20 °C/km en la parte más septentrional de la isla hasta unos 37 °C/km en la parte central. Los valores de flujo de calor calculados en los sondeos del DSDP varían entre 0.825 a 0.99 HFU (34.54-41.45 mw/m²). En las simulaciones se utilizó una temperatura de fondo del mar constante de 4 °C.

Los resultados obtenidos del modelado indican que son varios los sistemas petrolíferos, que asociados a las citadas rocas madre, han podido contribuir activamente al desarrollo de acumulaciones de hidrocarburos en el área. En ausencia de eventos térmicos significativos, cabe esperar que la maduración de las diversas rocas madre se deba al enterramiento sedimentario y localmente a sobrecarga tectónica en las proximidades del cinturón de cabalgamiento. Los modelos indicaron además que la edad de los procesos de generación y expulsión es especialmente sensible al tipo de kerógeno presente (especialmente a la presencia de kerógenos ricos en azufre).

Se ha calculado un amplio rango de madurez térmica de las diversas rocas madre asociado a su variable grado de enterramiento. Las máximas condiciones de enterramiento y madurez de todo el offshore de Cuba se calculan en la estrecha cuenca de *foreland*, adyacente al frente del cinturón de plegamiento y cabalgamiento



que representa la isla, con máximos valores en el sector de La Habana-Varadero. Es en esta cuenca de foreland donde se espera que las rocas madre hayan experimentado además, un proceso más continuo de enterramiento, que alcanza su máximo en la actualidad.

Desde la cuenca de *foreland* las principales unidades sin y post orogénicas se adelgazan o desaparecen hacia los sectores de paleoplateforma de Florida y Yucatán, y hacia los dominios de cuenca relativa entre ambas plateformas. Estas unidades presentan claros fenómenos de solapamiento expansivo en el talud y margen de los sectores de paleoplateforma adyacentes al *foreland*, y están ausentes en grandes áreas de la plateforma interna donde depósitos, posiblemente del terciario superior, reposan sobre unidades interpretadas como cretácicas. De todos modos, el gran espesor de las unidades carbonatadas del cretácico inferior en estos sectores, compensa el adelgazamiento de las unidades sinorogénicas y postorogénicas del foreland y condiciona un importante enterramiento de las potenciales rocas madre.

Como resultado de lo expuesto es posible predecir, por tanto, la presencia de niveles activos de rocas madre en las diversas ventanas de generación de hidrocarburos a lo largo de los diversos dominios de la zona de estudio, y se ha calculado una diacronía en los procesos de generación y expulsión desde el Terciario a la actualidad. Este hecho es común en otras cuencas del sur y sureste del Golfo de Méjico, donde se han probado petróleos con diversas propiedades físico-químicas asociadas a los diversos grados de maduración de las rocas madre. A los estados tempranos de maduración se pueden asociar crudos con valores de gravedad moderados. Crudos de gravedad API progresivamente mayor representan sucesivos niveles de maduración, hasta la fase de generación de petróleos ligeros y condensados.

Los resultados del modelado sugieren el desarrollo en el área de un modelo de migración vertical y lateral de distancias relativamente cortas, similar al propuesto en otras cuencas del S-SE del Golfo de Méjico. Se interpreta que los procesos de migración vertical, están claramente favorecidos en el área por la presencia de conductos asociados a la intensa red de fracturación de los paleomárgenes de plateforma y la posible corrosión de los carbonatos detectada en la interpretación sísmica (ej. "*V structures*"). Los procesos de migración lateral están igualmente favorecidos por la intensa red de fracturación y corrosión junto con la presencia de discordancias internas (ej. MCU).



PETROLEUM SYSTEM OF THE CUBAN NORTH-WEST OFFSHORE

Moretti*, R. Tenreiro, E. Linares**, J. G. Lopez**, J. Letouzey*, C. Magnier*, F. Gaumet*, J.C. Lecomte*, J.O. Lopez**, S. Zimine**** Institut Français du Pétrole, Géologie-Géochimie Dpt, 1-4 av de Bois préau, 92852 Rueil Malmaison – France**

** CUPET, Centro de Investigaciones del Petroleo - La Habana - Cuba

*** Compagnie Générale de Géophysique, Massy – France

corresponding author: isabelle.moretti@ifp.fr

ABSTRACT:

In order to quantify the petroleum potential of the north-west offshore of Cuba, the source rock potential has been estimated as well as the maturation level and the possible migration pathway. An interpretation of new seismic lines acquired by CGG has been carried out coupled with field work and well data synthesis. To better characterize the source rocks, the IFP's Rock-Eval 6 apparatus was run for about 300 samples and the analyses have been added to the existing IFP and CUPET database. Specific kinetic parameters have been computed and modelling performed using both 1 and 2D models of maturation and migration processes.

Several source rock intervals could be defined in the area, (1) syn rift clastic Jurassic, (2) the carbonated deep basin Upper Jurassic and Lower Cretaceous formations and (3) the Middle Cretaceous, also carbonated, facies. One of the main results of this study is the evidence of the potential of a deep petroleum system in the silici-clastic rift sequence. The shales from the Middle Jurassic syn-rift section appear to have an initial good potential. It might be mature offshore, if the initial syn-rift half grabens are deep enough or if the post rift carbonates are a couple of kilometers thick. At the opposite, the Upper Jurassic / Lower Cretaceous source rocks, associated with deep water carbonates, are largely immature in the deep offshore (Northwest Cuba) except near the coast, where maturity level is high mainly due to the thrusting and/or the thickness of the foreland deposits. The third source rock is the Middle Cretaceous (Aptian/Cenomanian), recognized onshore Cuba as well as in the ODP well, and which appears to be an excellent source rock. In the offshore zone, these source rocks are only mature when buried under the flexural basin. Migration pathway under the Jurassic evaporites and the Middle Cretaceous Unconformity may lead to long northward as well as lateral migration from the kitchens. In the vicinity of the Cuba island, in the first 100-150 km northward from the coast, the various petroleum systems are active and the high quality of the numerous Cretaceous source rock intervals show promising potential for hydrocarbon exploration in the area.

Key words: Cuba, Petroleum system, San Cayetano Fm, Carbonated source rocks, Gulf of Mexico.



IMPORTANCIA DE LAS AMPLITUDES EN EL DESARROLLO DE UN CAMPO DE GAS

Ignacio Pereznegrón Zarco, Camilo Viniegra Martínez

PEMEX Exploración y Producción, Región Sur, Activo de Exploración Salina del Istmo. Marbella"

RESUMEN

El área de estudio se localiza en el sureste de la República Mexicana dentro del municipio de Huimanguillo, Tab., a aproximadamente 65 km al SE de la Ciudad de Coatzacoalcos, Ver. Geológicamente pertenece a la Provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste y más específicamente se encuentra en la margen oriental de la Cuenca Salina del Istmo.

En los años 60's con información sísmica 2D y un enfoque estructural se identificó una estructura anticlinal que se le llamó La Central y que fue perforada por el pozo Central-1, el cual no cumplió con el objetivo original pero fue el descubridor de la principal arena productora de gas seco en el campo. Recientemente se perforaron dos pozos con el objetivo de encontrar esta arena pero los resultados no fueron muy favorables. Por consiguiente, el objetivo de este trabajo fue el de determinar el modelo geológico-sedimentario y así conocer la posible causa de los pozos improductivos. Sísmicamente esta arena corresponde con un reflector que presenta alta amplitud y frecuencia (*bright spot*).

La amplitud fue de vital importancia en el presente estudio ya que con el análisis realizado se determinó el modelo geológico y la posible extensión de los yacimientos en el campo La Central. Se identificaron otras áreas de oportunidad con objetivos múltiples y alta probabilidad de éxito, debido a que algunas arenas productoras de hidrocarburos están asociadas a anomalías de amplitud; Además, se encontró que las arenas presentan características lenticulares y exhiben alta variabilidad y extensión lateral.

Los resultados obtenidos nos permitieron incrementar las reservas remanentes 1P de 3 a 11.7 MMMPCG para la principal arena productora (PS-3) y en 2.5 y 9.6 MMBPCE para 1P y 2P, respectivamente, en las arenas PS-4, PS-4A y FLS-5.



CORE FRACTURE ANALYSIS IN CARBONATE RESERVOIR: THE VAL D'AGRI OIL FIELD EXAMPLE

Antonella Bersani⁽¹⁾, Sandro Atzei⁽²⁾

(1) ENI E & P Division – PETROGRAPHY DPT., via Maritano 26, San Donato Milanese 20097, Milan Italy - Email: antonella.bersani@agip.it

(2) ENI E & P Division – PETROGRAPHY DPT., via Maritano 26, San Donato Milanese 20097, Milan Italy - Email: sandro.atzei@agip.it

POSTER TEXT

The Val d'Agri field is the most important oil field in the Southern Apennines of Italy.

The main reservoir rock are the Cretaceous fractured carbonates of the Inner Apulian Platform.

The field is characterised by a neogenic deep thrust system, NE verging, involving the Apulian Platform Carbonates. The structure is complicated by a NE-SW system of lateral ramp and Apennine back-thrust.

The inner Apulian Platform Carbonates are of Cretaceous to Miocene age and represent a platform depositional environment with sharp facies transitions that can be related to a complex geometry of the platform edge. The average thickness of the vertical oil bearing sequence is about 800 mt. The oil column is characterised by an upper light oil and a lower heavy oil section.

The "matrix" porosity and permeability are, in general, very low, ranging from less than 1 to few porosity units. So the hydrocarbon production is strongly conditioned by the fault and fracture system which represents the major path for fluid flow and probably also the main storage system.

In the Val d'Agri field fracturing covers a wide range of scale, from core to seismic and the understanding of the properties of the fracture system at different scale is necessary in order to understand the total fracture network. Moreover the definition of "producing fractures" require an integrated approach among different, static and dynamic types of data: core fracture description and measurements, litho/stratigraphy and structural analyses, petrophysical studies, image log results, temperature logs, production logs, stress trends, well test analyses, etc.

The petrophysical study of a fractured reservoir always needs a very accurate fracture system characterisation because of the presence of two different pore systems: the "matrix pore system" and the "fault/fracture network system".

Concerning the Apulian Platform Carbonates, fractures and microfractures represent the main storage porosity and permeability.

The fracture analysis at core scale, integrated with other disciplines, provides the following informations:

- producing fracture characterisation,
- calculation of geometrical parameters needed for static fracture modelling at wellbore scale (*orientation, size, termination*)
- fracture-matrix relationship
- comprehension of fluid flow mechanism

giving a basic contribution to

- * estimate the OOIP
- * estimate the fluid flow path and thus
- * **estimate the reserves**

X-Ray Tomography improves core handling and analysis, enabling us to investigate the whole core and increasing the knowledge of the fracture system and the comprehension of fluid flow mechanism

Manual transcription of the fracture traces on transparency films allows us to study intensely fractured cores, providing direct information about, for instance, fault zone (*gouge zone*).



FRACTURE ANALYSIS FROM CORE: A CONTRIBUTION TO RESERVOIR CHARACTERISATION

Antonella Bersani⁽¹⁾, **Sandro Atzei**⁽²⁾

(1) ENI E & P Division – PETROGRAPHY DPT., via Maritano 26, San Donato Milanese 20097, Milan Italy - Email: antonella.bersani@agip.it

(2) ENI E & P Division – PETROGRAPHY DPT., via Maritano 26, San Donato Milanese 20097, Milan Italy - Email: sandro.atzei@agip.it

POSTER TEXT

A core represents the only direct datum coming from subsurface and allows us to completely characterise the fracture system and distinguish between natural and drilling induced fractures and/or among different planar events (*open, oil bearing, mud filled, clay filled, calcite filled fracture etc.*). But a core, specially if oriented, is very expensive, so it is worth "squeezing" it in order to obtain as much information as possible, without compromising its physical integrity.

In fractured reservoirs, where fractures are considered to represent not only permeability but also the whole storage porosity, a precise description of the structural geometry of the fault and fracture network is fundamental. ENI E&P Division has set a complete workflow for an integrated analysis of both core and image log to optimise the integration and interpretation of core and log data, in order to enhance reservoir characterisation and fracture system modelling.

The use of core and log images allows:

- * an accurate core-log depth shift evaluation (particularly in case of lost recovery);
- * a better geological characterisation of the events detected on well bore images;
- * the possibility of extrapolating the fracture characteristics determined for the cored intervals to the not cored ones;
- * the possibility of orienting not oriented cores, in order to acquire quantitative data (*orientation, equivalent minimum radius*) otherwise lost.

Both resistivity and acoustic tools (FMI, UBI, ARI CBIL...) and core images (360° external core surface; sunlight and U.V. light; slabbed core; X-Ray pilot images...) are used in order to perform a really integrated analysis of core and log image data.

The following softwares are used:

Recall (Baker Atlas).

Fracture traces are picked directly both on the wellbore image log and the external core surface image. The software automatically calculates the plane orientation (*dip & dip direction*).

Fracture tracelength, equivalent minimum radius and fracture density ($P21 = \text{sum of tracelength/unit area}$

$[m^{-1}]$) are computed by using a proprietary module, embedded in Recall environment.

Freefract (ENI E&P Division)

When unrolled core photos are not available or inadequate, an alternative procedure based on the manual transcription of the fracture traces on a transparency film can be applied.

The resulting image is processed by the proprietary Freefract software that automatically reconstructs the geometry of each trace.

The above tools provide results in the same format, so they can be easily merged.

Results of core fracture analysis are:

- * geometrical description of each event in terms of :
 - position
 - orientation (*dip & dip direction*)
 - tracelength
 - equivalent minimum radius
 - termination type (I, T or X ; useful in order to infer the chronology of the events)
- * qualitative characterisation of each recognised fracture (*open, open & fluorescent, cemented...* and also *extensive fracture, shear plane...*)



- * calculated fracture density log

- * estimation of fracture aperture at reservoir condition, obtained by measuring the spacing between cemented fracture walls.

The final target of this analysis is providing input data for stochastic fracture network models, which can be considered the most appropriate approach to describe this complex phenomenon (fracture network) and obtain reliable estimates of fundamental parameters such as **fracture porosity**, **fracture connectivity** and **matrix block size and shape**.



INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA DEL SECTOR OCCIDENTAL DE LA ZEE DE CUBA EN EL GOLFO DE MÉJICO. ÚLTIMOS RESULTADOS.

Sonia Toucet Téllez*, América Sorá Monroy*, Sofía López*, René Domínguez*, Gerardo Arriaza*.

*Empresa Geofísica. DIGICUPET, Calle 23 No.105 e/ O y P, Vedado Ciudad Habana, Habana 4 Cuba CP 10400 Telf. 79 2865 Fax: (537) 33 3563 Email: engsofia@netcupet.cu

Resumen

En los últimos trabajos de interpretación realizados en la Zona Económica Exclusiva de Cuba por parte del grupo de interpretación de DIGICUPET se logró diferenciar en esta área por sus características deposicionales, historia estructural, etc, tres regiones que se denominaron Yucatán (parte occidental), Cuenca Central (parte central) y Florida (parte oriental).

En la zona occidental (Yucatán) se logró diferenciar en el corte además de las características estructurales reveladas por las principales discordancias asociadas al tope del Jurásico Superior y a la discordancia asociada al intervalo Cretácico Medio - Cretácico Superior (MCU) y el intervalo terciario, diferentes sismosecuencias para estos intervalos y las características sismofaciales de las facies que integran los paquetes limitados por cada una de estas discordancias.

De acuerdo a los tipos de discordancias que limitan las sismosecuencias y estudiando la configuración interna de las reflexiones dentro de las sismofacies se pudo predecir los diferentes ambientes deposicionales que subyacen en el área así como tentativamente pronosticar su litología. Se muestran también las posibles zonas de interés por la presencia de diferentes tipos de reservorios gasopetrolíferos que resultan atractivos para futuros trabajos de exploración.

Los resultados logrados se debe fundamentalmente al grado de resolución alcanzado por la tecnología de adquisición utilizada, el procesamiento realizado y la experiencia adquirida en esta área por el grupo de trabajo, además se contó con la integrabilidad de los estudios de pozos onshore y offshore que fueron de utilidad para la identificación y seguimiento de las sismofacies y discordancia que la limitan.



METODOLOGIA EMPLEADA EN LA CONFECCION DE MAPAS DE VELOCIDADES EN EL AREA DE LA ZEE DE CUBA EN EL GOLFO DE MEXICO.

María Margarita Juara Zulueta.

Empresa Geofísica DIGICUPET, Calle 23 No.105 e/ O y P, Vedado Ciudad Habana, Habana 4 Cuba
CP 10400 PHONE. 79 2865 Fax: (537) 33 3563 Email: engsofia@netcupet.cu

RESUMEN

En la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Cuba en el Golfo de México que cubre unos 110,000 km² solamente existen unos pocos pozos perforados.

Para lograr construcciones estructurales precisas se hizo imprescindible la determinación de las velocidades de los diferentes intervalos delimitados por las principales horizontes sísmicos correlacionados.

Esta tarea se llevó a cabo usando el software de interpretación sísmica SeisX, adquirido recientemente por nuestro país.

Para la obtención de los mapas de velocidades en el SeisX se utiliza un módulo denominado "Módulo de tiempo-profundidad" que requiere de tres parámetros: Tiempo, Velocidad y Profundidad de los topes de las formaciones que se corresponden con las fronteras correlacionadas y son cortadas por los pozos.

Para el área estudiada se obtuvieron como resultado mapas de velocidad para:

La Discordancia del Cretácico Medio (desde el fondo marino).

El Tope del Jurásico (desde el fondo marino).

En este trabajo se describe la metodología utilizada para la confección de estos mapas.



REGIONALIZACIÓN DE LOS CAMPOS POTENCIALES EN LA ZEE DE CUBA EN EL GOLFO DE MÉXICO.

Carlos E. Sánchez Alarcón⁽¹⁾ y José L. Prol Betancourt⁽²⁾

(1) DIGICUPET. CEINPET. 23 N° 105. Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, c. elect: eduardo@digi.cupet.cu

(2) DIGICUPET. CEINPET. 23 N° 105. Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, c. elect : prol@digi.cupet.cu

RESUMEN

El material primario fundamental empleado es el obtenido simultáneamente con el levantamiento sísmico por la firma Fugro LCT para CGG entre el 29 de junio y el 12 de septiembre del 2000. Se trata de un levantamiento de a bordo. Según el informe de los trabajos las mediciones fueron corregidas por los efectos de "Cross- Coupling", "Eötvös" y "Luna y Sol".

El procesamiento y posterior interpretación de esta información nos permitió definir en el Mapa de Anomalías en Reducción Bouguer dos regiones diferentes por la intensidad del campo gravitacional y por el carácter cualitativo de las anomalías. En general, un cambio de este tipo indica que en algún lugar existe una falla que separa dos ambientes geofísicos diferentes.

Partiendo de mapas de gradientes se constató que existe una alineación en esa zona de cambio que prolongada hacia el territorio cubano coincide con la denominada Falla San Andrés.

Por último, todos estos datos fueron llevados a un mapa de regionalización, obtenido a partir de un mapa residual con radio de promediación de 8 Km. que nos permitió establecer zonas que consideramos de interés para posteriores trabajos de detalle:

- Grandes espesores sedimentarios, al sur, en los que es de esperar la presencia de rocas colectoras y al norte esos grandes espesores pueden incluir facies de borde de plataforma.
- Posibles elevaciones de los sedimentos eocénicos o del Cretáceo Inferior bajo sedimentos más jóvenes.
- Posibles zonas de bancos carbonatados y asociados a estos lugares favorables al crecimiento de formaciones arrecifales. En ese sentido, los flancos de bancos y la región inmediata a ellos son perspectivas para el hallazgo de estructuras del tipo Pinchout.

ABSTRACT

The gravity data employed was acquired by Fugro-LCT for CGG, between June 29th 2000 and September 12th 2000. It is a geophysical survey on board. The Report says that the data was corrected due to these effects: "Cross- Coupling", "Eötvös", "Moon and Sun".

Processing and interpretation of this information permitted us to define in Bouguer Map two different zones. These areas are different for the intensity of the field and for the qualitative character of the anomalies. In general, a change of this type indicates that in some place there is a fault that separates two different geophysical atmospheres.

The map of gradients confirms that an alignment exists in that area of change that lingering toward the Cuban territory it coincides with the one denominated Fault San Andrés.

Lastly, all these data were taken to a compile map, obtained from a residual map with radio of 8 Km. that allowed us to determine areas that we consider of interest for later detail works to settle down:



- Big sedimentary thickness, to the south, possibly with presence of collector rocks and to the north those big thickness can include facieses of platform border.
- Possible elevations of MCU low younger silts.
- Possible areas of carbonated banks and associated to these favorable places to the growth of reef formations. In that sense, the flanks of banks and the immediate region to them are perspectives for the discovery of structures of the type Pinchout.

INTRODUCCIÓN

La presencia de dos medios cuantitativa y cualitativamente diferentes, fácilmente visibles en los mapas gravimétricos, indican la presencia, por tanto, de dos medios geológicos diferentes. La ubicación de una falla que los separa es parte importante en este trabajo.

Un aspecto en que los datos gravimétricos ofrecen gran apoyo a la interpretación geólogo-geofísica es precisamente en delimitar zonas de grandes espesores sedimentarios y zonas en que los altos valores de anomalías en reducción Bouguer nos hace pensar en la presencia de bancos carbonatados similares a los que se encuentran al norte de las provincias centrales.

La extensión hacia el norte del Cinturón Plagado Cubano se manifiesta con gran claridad en los mapas gravimétricos.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los materiales primarios empleados en el procesamiento e interpretación de los datos correspondientes al área son los obtenidos simultáneamente con el levantamiento sísmico por la firma Fugro LCT para CGG entre el 29 de junio y el 12 de septiembre del 2000. Se trata de un levantamiento de a bordo (barco "Académico Lazarev") llevado a cabo sobre las líneas del levantamiento sísmico (Fig.1). Según el informe de los trabajos [1] las mediciones fueron corregidas por los efectos de "Cross-Coupling", "Eötvös" y "Luna y Sol".

El levantamiento está enlazado a la Red Nacional de 1969 (punto Puerto Habana). En el informe mencionado se dice que para realizar la Reducción Bouguer fueron efectuadas en un solo paso la corrección de capa intermedia y la de relieve. Se asume una densidad igual a 2.2 g/cm^3 para los sedimentos del fondo marino, por lo tanto la corrección incluye el contraste dado por la diferencia $2.2 - \sigma_a \text{ (g/cm}^3\text{)}$, donde σ_a es la densidad del agua salada [1,p-10].

La corrección del Campo Normal fue realizada según la fórmula del Geodetic Reference System (GRS 67) del año 1967.

Según el texto del reporte de Fugro, sobre las líneas de medición fue aplicado un algoritmo de nivelación para repartir en toda la red las discrepancias que se reportan en los cruces de los perfiles. Aún así, cierto paralelismo de las anomalías locales con las líneas de medición hacen suponer que persisten en el mapa altas frecuencias asociadas a errores no repartidos total o parcialmente. De cualquier manera consideramos confiables las anomalías locales presentes en los mapas en tanto constituyan "trends" correlacionables en varios perfiles.

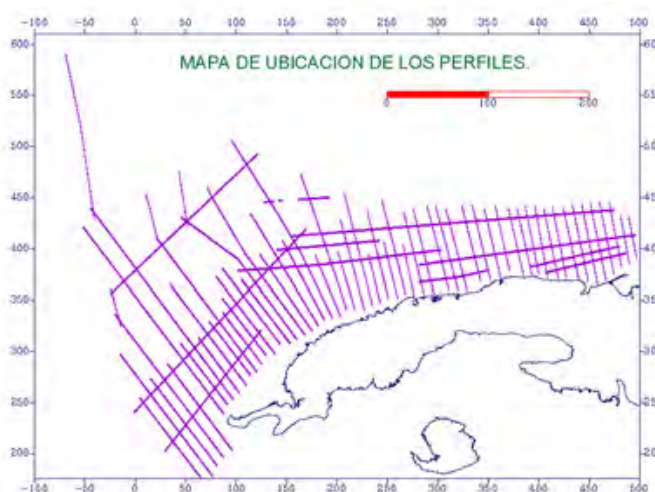


Fig. 1. Mapa de Ubicación de los Perfiles

PROCESAMIENTO DE LOS DATOS.

Para corroborar la existencia de alineaciones siguiendo el rumbo de los perfiles y tratar de eliminarlas se decidió reorientar el Sistema de Coordenadas. Previamente el grid, obtenido originalmente por los



autores del presente trabajo, con distancia entre nodos de 4 Km. fue densificado mediante el uso de una función spline de tal manera que los nodos de la red regular se distanciaron a sólo 0.25 Km. Este Grid fue convertido en un fichero con extensión .DAT, a partir del cual se realizó la rotación de los ejes coordenados. A continuación se muestran las ecuaciones mediante las cuales fue realizada la transformación:

$$X = X' \cos \theta + Y' \sin \theta$$

$$Y = Y' \cos \theta - X' \sin \theta$$

Donde:

$$\theta = \alpha - \pi$$

$$\alpha = \arctan(m) \quad m - \text{pendiente de la recta (perfil)}$$

Una vez rotado el sistema, se obtuvo nuevamente un grid cuyo eje Y se orienta paralelamente a las líneas de medición del levantamiento. En esas condiciones se aplicó una media móvil cuya "ventana" tenía una extensión de 65 filas por 3 columnas. Tal ventana apenas afecta las frecuencias en la dirección "y"; pero reduce considerablemente las amplitudes de los armónicos cuyas longitudes de onda son iguales o menores de 65 filas; es decir, 16 Km. Se puede comprobar que esta distancia coincide con el doble de la distancia media entre las líneas de medición.

El sistema, ya limpio de las componentes paralelas a las líneas de medición, fue rotado a su posición original para confeccionar el mapa filtrado. Este proceso es equivalente a un filtrado direccional y fue realizado primero para el sector occidental del levantamiento; y posteriormente para su sector oriental.

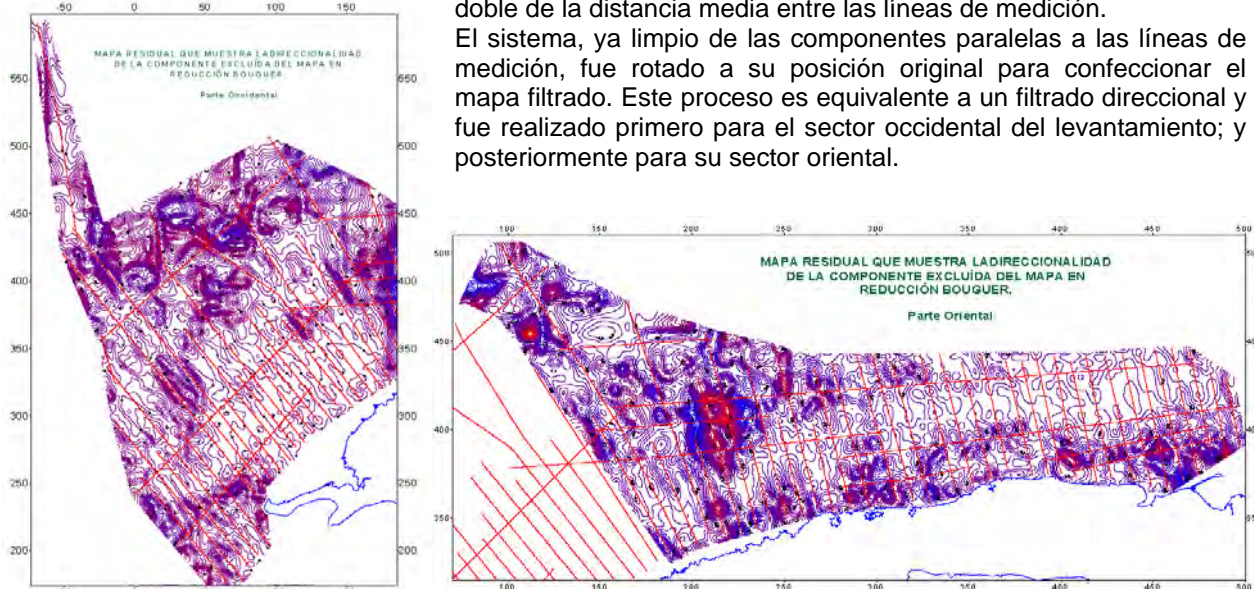


Fig.2. Figuras en las que se observan alineaciones de anomalías locales a lo largo de los perfiles

Al sustraer del Mapa de Anomalías en Reducción Bouguer sin corregir los valores del campo filtrado; se obtienen residuos que demuestran el paralelismo con las líneas de medición (Fig. 2).

De esa manera el nuevo Mapa de Anomalías en Reducción Bouguer queda libre de estos ruidos (Fig.3).

Acerca de las Anomalías Regionales.

En el Mapa de Anomalías en Reducción Bouguer (Fig.3) se muestran dos regiones A y B, diferentes por la intensidad del campo gravitacional y por el carácter cualitativo de las anomalías.

En general, un cambio de este tipo indica que en algún lugar existe una falla que separa dos ambientes geofísicos diferentes. La zona occidental se caracteriza por la presencia de una zona de máximos **B**, en



tanto, en la zona oriental predomina un mínimo regional **A**. Así, en la región oriental las anomalías conservan un rumbo este-oeste, en tanto que en la zona occidental las anomalías se orientan con azimut noreste.

Hasta ahora, sólo ha sido supuesta la existencia de la falla por el carácter cualitativo de los campos, sin precisar su ubicación. Es conocido que los gradientes de los campos potenciales son indicadores para la ubicación de fallas. Por ese motivo fueron obtenidos los gradientes de dos mapas residuales; el primero había sido obtenido mediante una media móvil con radio de 8 Km., el segundo comprende la resta de dos medias móviles de 8 y 20 Km. respectivamente. Una vez obtenidos los gradientes horizontales de estos mapas, ambas matrices fueron sumadas. Se cumple que los eventos coherentes se refuerzan, en tanto, se anulan aquellos que poseen una baja correlación. Así aparece una alineación (I-I' en Fig.4) donde los ejes de las anomalías se interrumpen y cambian su rumbo bruscamente. Resulta notable el hecho de que la alineación mencionada coincide con la denominada Falla San Andrés cuando la prolongamos al territorio cubano. La mencionada falla es visible en el mapa geológico de Cuba a escala 1:500 000 [4]; y separa las rocas cretácicas de la Sierra del Rosario de los sedimentos jurásicos de la Sierra de los Órganos. Otra alineación visible en el mapa, con azimut promedio igual a 0°, parte de la anterior y bordea por el este al Knoll de Jordan.

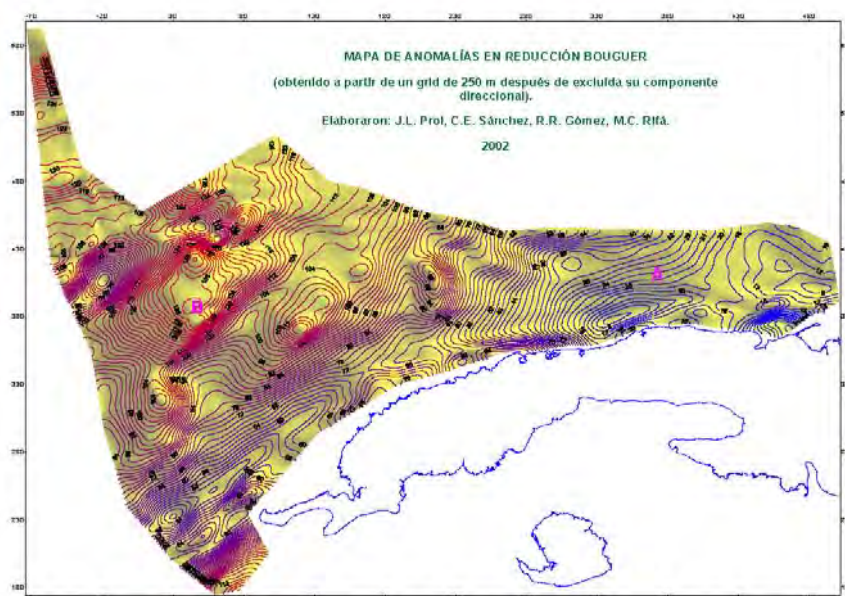


Fig.3. Mapa de Anomalías en Reducción Bouguer

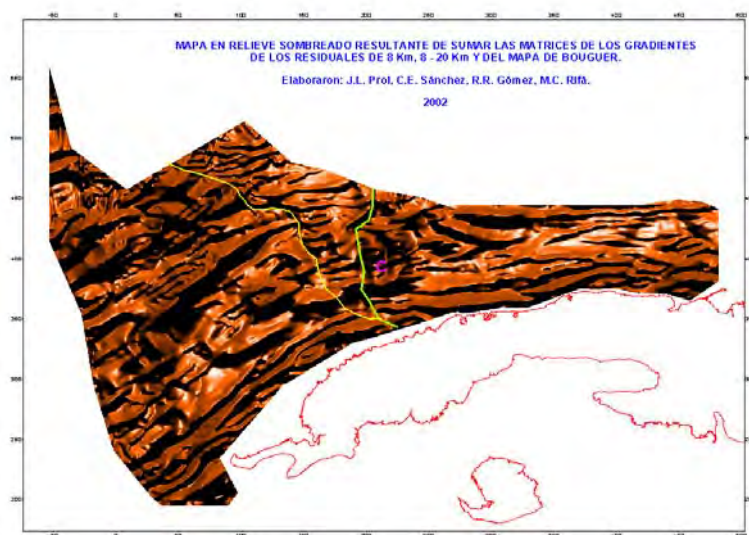


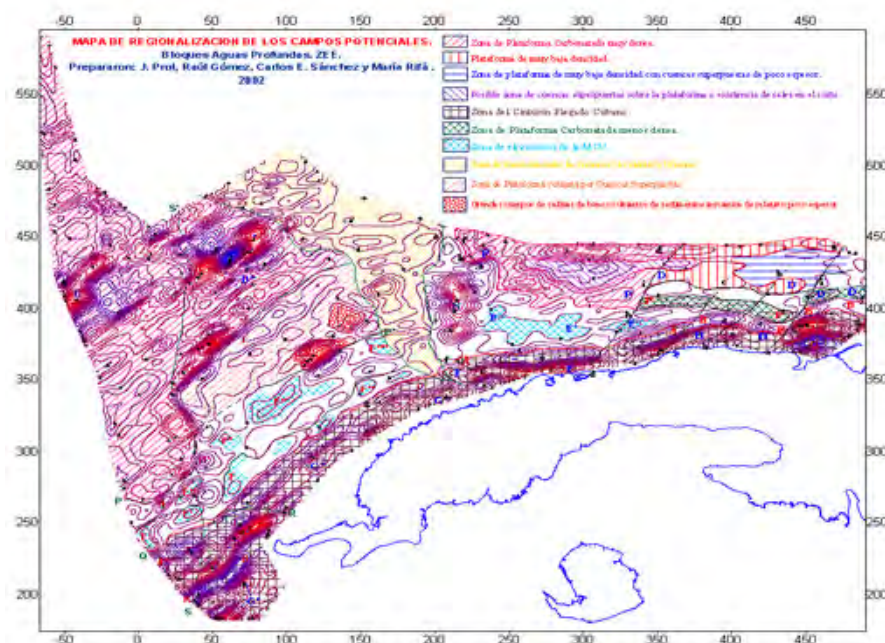
Fig.4. Mapa en relieve sombreado resultante de sumar las matrices de los gradientes de los residuales de 8 km, 8 - 20 km y del Mapa de Bouguer.

paralelamente a la costa norte de la isla. Dentro de esta secuencia de mínimos, las anomalías A-A'

ACERCA DEL MAPA DE REGIONALIZACIÓN DEL CAMPO GRAVITACIONAL.

Sector Oriental.

El Mapa de Regionalización (Fig.5) fue confeccionado a partir de un mapa de anomalías residuales mediante la promediación con un radio de 8 Km. A primera vista una cadena de mínimos locales corre



definen la parte frontal del Cinturón Plegado Cubano (CPC); de manera que su gradiente norteño señala el final de las rocas plegadas y corridas. La interpretación de los datos sísmicos, cuyos resultados han sido comparados con los mapas residuales y de gradientes, confirma esta coincidencia. La secuencia de mínimos A-A' puede ser entonces generada por un gran apilamiento de sedimentos depositados y plegados en la última etapa de

la orogenia.

Dentro del CPC, se destaca una cadena de máximos locales alargada paralelamente a los mínimos locales mencionados más arriba. Tanto F-F' como H-H' son generados por cuerpos densos, cuya naturaleza geológica es, dado el estado actual del grado de estudio, muy difícil de pronosticar. No debe olvidarse que apenas a 1 Km. al sur de Boca de Jaruco, en el pozo Basilio, existe un corte eminentemente ofiolítico, lo que también se cumple en los pozos Mariel. En ese sentido, suponer la presencia de cuerpos de ultrabasitas imbricados en una trama de complicados plegamientos, es una posibilidad a tener en cuenta.

Por otra parte, entre los mínimos B''-B''' y G, se destacan dos máximos locales intensos y bien definidos, cuyo origen pudiera estar dado por un potente espesor de calizas de banco, reconocidas en el pozo Cayo Blanco al noreste de la península de Hicacos.

En cuanto al mínimo G, no cabe la menor duda de que esta dado por los apilamientos de las UTE Placetas y Camajuaní, cuya densidad contrasta negativamente con rocas más densas al norte y al sur.

Al parecer, una región de plataforma relativamente densa se extiende al norte de la región, cuyo límite meridional se ubica al sur de los máximos P-P' y D-D', siguiendo la alineación h-h'-i-i'. Especialmente en el corte geológico que genera los máximos P-P' debe predominar una densidad relativamente alta, dada posiblemente por dolomitas y anhidritas similares a las cortadas en los pozos Cayo Coco, dentro de las cuales algunas variedades alcanzan 2.8 Km. [3]. Por su parte en el corte que genera a D-D' pudieran



coexistir sales o, inclusive, sedimentos de facies más profunda, los que contribuirían a una disminución relativa de la densidad media ponderada. Dentro de esta amplia región de plataforma existen además mínimos probablemente ocasionados por un aumento considerable de sales en el corte, o por cuencas jóvenes depositadas sobre las calizas de banco. Por supuesto que aquellos mínimos más intensos y mejor definidos, tienen mayores posibilidades de estar condicionados por la presencia de sales. De aquí la clasificación que hemos propuesto para estos mínimos en el Mapa de Regionalización de los Campos Potenciales.

De todo lo anterior se desprende que entre las alineaciones g-g' y h-h'-i-i' se desarrolla la Cuenca de Antepaís donde se manifiestan anomalías de interés desde el punto de vista petrolero. En ese sentido los máximos E-E' pudieran estar relacionados con la elevación de sedimentos de facies profunda bajo la Discordancia del Cretáceo Medio (DCM), dado que en los registros sísmicos dicha frontera se destaca como un poderoso contraste de impedancia acústica. De cualquier manera no se descarta totalmente la posibilidad de que al máximo contribuyan fronteras más profundas que la (DCM). Otro punto de vista sostenemos en torno a los máximos P''-P''' y D''-D''' los que parecen corresponder a una plataforma carbonatada, cuya densidad debe ser menor que la pronosticada para P-P', debido a la intensidad menor de aquellos en relación con éstos. Así, la densidad media ponderada del corte en P''-P''' y D''-D''', disminuye posiblemente a cuenta de la presencia de sedimentos de facies más profunda dentro del corte de calizas someras.

Sector Occidental.

Para este sector fueron separadas las regiones de interés petrolero que mencionaremos a continuación y que han sido señaladas en el Mapa de Regionalización.

Cinturón Plegado Cubano (ubicado inmediatamente al sur de la alineación Q-Q').

- Partes elevadas de los mantos de rocas densas de plataforma al norte o del Arco Volcánico Cretáceo al sur: **Caracterizados por las cadenas de máximos locales G, G', G'' y G'''.**
- Zona frontal del Cinturón Plegado Cubano dada por sedimentos sinorogénicos o por sedimentos de cuenca en cualquier caso de baja densidad: **Cadena de mínimos J-J'. Al occidente de la alineación R'-R, el mínimo se complica interdigitándose con los máximos de la cadena G.**
- Zona del Cinturón Plegado afectada por posibles movimientos post- eocénicos: **Toda el área ubicada al sur de las alineaciones Q-R' y R-R'.**

Zona de Plataforma Carbonatada (ubicada al norte de la alineación P-P').

- Zonas de elevaciones de las de calizas de banco con grandes espesores: **Zonas de máximos locales D, D' y D'' donde aumenta la probabilidad de existencia de estructuras arrecifales.**
- Zonas de cuencas post- Eoceno Medio que yacen sobre la plataforma: **Caracterizada por los mínimos I.**

Cuenca de Antepaís (ubicada entre las alineaciones P-P' y Q-Q').

- Elevaciones de la Discordancia del Cretácico Medio o de fronteras más profundas dentro del espesor sedimentario: **Máximos F, F', F'', F''', F''''.**
- Elevaciones de la Discordancia del Cretácico Medio o de fronteras más profundas dentro del espesor sedimentario remodeladas por movimientos horizontales posteriores al Eoceno Medio: **E, E' y E''.** **También perspectivas para contener estructuras arrecifales.**



- Franja de desarrollo de sedimentos próximos a la plataforma: **Asociado a la cadena de mínimos H-H'.**
- Zona de hundimiento de la Discordancia del Cretácico Medio: **Caracterizado por los mínimos J''-J'''.**

CONCLUSIONES.

- La **cadena de mínimos locales A-A'** puede explicarse por una acumulación de sedimentos de baja densidad muy plegados y tectonizados posiblemente depositados durante la última etapa de la orogenia en cuyo frente la prospección sísmica ha encontrado numerosas estructuras.
- La **cadena de máximos locales F-F' y H-H'** puede estar generada por las partes elevadas de un manto correspondiente a las rocas de margen continental pero ante la presencia de grandes cuerpos de ultrabasitas en los sectores terrestres aledaños se requiere de datos magnetométricos para confirmar su naturaleza geológica.
- La **cadena de mínimos B-B' y B''-B'''** es, desde el punto de vista gravimétrico la continuación de la **cadena A-A'**, pero según los datos sísmicos no forma parte del **Cinturón Plegado Cubano**, por lo cual pudiera estar asociada a un aumento local del espesor sedimentario dentro de la Cuenca de Antepaís.
- Todo parece indicar que la **cadena de máximos locales P''-P''' y D-D''** han sido generados por cuerpos densos relativamente estrechos y potentes en posición vertical lo que pudiera asociarlos a un banco carbonatado. De ser así sus flancos deben ser perspectivos para encontrar en ellos trampas estratigráficas. También dentro del área que ocupan y en sus flancos pueden existir trampas de tipo arrecifal.
- Los **máximos locales E, E' y E''** por su forma irregular y su baja intensidad parecen corresponder a elevaciones de la Discordancia del Cretáceo Medio bajo sedimentos más jóvenes; pero no excluimos la posibilidad de que se trate del ascenso de fronteras más profundas.
- La **cadena de máximos locales P-P'** corresponde a anomalías más intensas y extendidas que la **cadena P''-P'''**, por ende puede tratarse de una plataforma más densa y mejor desarrollada, donde están predominando dolomitas y anhidritas similares a las cortadas en los pozos Cayo Coco, Fragoso, Felipe y Cayo Blanco. En el interior de estas áreas pueden existir trampas arrecifales y estructuras de tipo pinch-out.
- La **cadena de máximos D-D'** por su posición parece ser la continuación de la plataforma carbonatada que genera las anomalías de la **cadena P-P'**; sin embargo su intensidad muy débil, dada sin duda por una disminución de la densidad media ponderada del corte geológico, parece indicar la intercalación de sedimentos menos densos entre las calizas de banco.
- El **mínimo G** por su posición al oeste de Varadero debe corresponder con grandes apilamientos de sedimentos correspondientes a las UTE Camajuaní y Placetás; por lo tanto se trata de un área con una alta perspectividad.
- El **máximo C'** puede ser la continuación hacia el oeste de su homólogo que fue perforado en Cayo Blanco. En consecuencia estamos aquí con mucha probabilidad en presencia de una plataforma carbonatada muy densa. El hecho de estar en contacto con los apilamientos de pliegues correspondientes a los sedimentos de facies profundas ubicados al sur, inclina a pensar que dicha plataforma fue plegada y desplazada; por lo cual está dentro del Cinturón Plegado Cubano, tal como sucede en la estructura Felipe donde también aparece un máximo local alargado.
- En cuanto al **Máximo C'** albergamos las mismas dudas que con los **máximos F-F' y H-H'**. Así, **C** pudiera estar generado por un banco carbonatado, o por un cuerpo muy denso de ultrabasitas. Hasta donde conocemos, es muy poco probable que una anomalía tan intensa tenga su origen en un potente apilamiento de las UTE Camajuaní y Placetás.
- Las zonas de los máximos locales D, D' y D'' dentro de máximos regionales, especialmente sus flancos, **pueden considerarlos lugares favorables al crecimiento de formaciones arrecifales, ya que éstas han existido en lugares elevados expuestos al mar abierto. En ese sentido, los flancos de esos máximos y la región inmediata a ellos de los mínimos que los circundan, son perspectivos para el hallazgo de estructuras del tipo Pinchout.**



- Las zonas de los mínimos H y H' ubicadas inmediatamente al sur de los máximos locales D, D' y D'' **podrían estar asociadas con grandes espesores sedimentarios que pueden incluir facies de bordes de plataforma.**
- Las zonas de los máximos locales (F- F''' y E- E'') ubicados en la Cuenca de antepaís **son perspectivas por corresponder posiblemente con elevaciones de horizontes profundos MCU y tope del Jurásico Superior y constituir, por tanto, trampas favorables a la acumulación de hidrocarburos migrados desde la cuenca.**
- Las zonas de los máximos G, G' y G'' en los frentes de cabalgamiento dentro del Cinturón Plegado **son perspectivas ya que pudieran contener trampas del tipo de escamas tectónicas.**
- **No se excluye la posibilidad de encontrar trampas asociadas al mínimo J-J' en el borde frontal del Cinturón Plegado en virtud de contener un gran espesor sedimentario plegado, de baja densidad, donde con mucha probabilidad abundan las rocas colectoras.**

RECOMENDACIONES

Realizar en el área levantamientos aeromagnéticos con los siguientes objetivos:

- Determinar la profundidad del basamento; y con ello el espesor sedimentario.
- Estudiar la posición de fuentes magnéticas intrasedimentarias lo que resulta útil para la correlación con la sísmica en los lugares de poca información.
- Definir la ubicación del límite norte de los grandes cuerpos de ultrabásita.

En las zonas de posibilidad de arrecifes, y en aquellas de grandes espesores sedimentarios, es necesario realizar levantamientos gravimétricos de abordaje tratando de aumentar al máximo la precisión de las mediciones ya que tanto trampas arrecifales como trampas anticlinales pueden ser localizados mediante la interpretación compleja de los datos sísmicos, gravimétricos y magnetométricos.

Continuar la exploración en los lugares indicados en este informe mediante la aplicación combinada de los métodos sísmicos, magnetométrico y gravimétrico.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Slack, David, Walter, Stewart. Gravity and Bathymetry Survey Offshore North West Cuba. Gulf of Mexico. Processing Report prepared by Fugro- LCT Limited. November 2000.
- [2] Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1: 500 000. E. Linares, 1985.
- [3] C. Shaposnikova. Propiedades Físicas de las Rocas de Cuba. Instituto de Recursos Hidráulicos. Publicación Especial N° 7, La Habana 1969.



TECNOLOGÍAS PETROLERAS EN AGUAS PROFUNDAS.

Orlando Bagué Maceo⁽¹⁾, Odalys Reyes Paredes⁽²⁾, Haymée Fustes Izquierdo⁽³⁾ y Elsa Doblado Rodríguez⁽⁴⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: obague@ceinpet.cupet.cu

(2) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: oreyes@ceinpet.inf.cu

(3) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: afi@ceinpet.cupet.cu

(4) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: edoblado@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La perforación costa afuera evolucionó en dos direcciones principales. En primer lugar, en el desarrollo de tecnologías para perforar pozos en zonas en las que la columna de agua aumentaba año tras año. Las plataformas más comúnmente utilizadas para la perforación de pozos petroleros de exploración y desarrollo a estas profundidades son las semi-sumergibles y barcos anclados o de posicionamiento dinámico. En una segunda dirección, se han desarrollado los equipos y herramientas de terminación de pozos que se han sumergidos en el agua, en lo que se denomina completamiento submarino.

La producción de petróleo en aguas profundas también se caracteriza por una producción temprana, capaz de garantizar en sus inicios la producción de petróleo de los campos marinos. Las completaciones submarinas, las líneas de flujo hacia la superficie, las unidades flotantes de almacenamiento y descargue (FSO por sus siglas en inglés), las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descargue (FPSO por sus siglas en inglés), son algunas de las técnicas que caracterizan este período.

El camino inevitable para encontrar y producir nuevas reservas de hidrocarburos en regiones de aguas profundas y ultraprofundas mundialmente ha alcanzado un paso significativo en los años 1998 y 1999; y parece cierto que la industria por sí misma reconoce que estas aguas le proporcionarán la llave de su supervivencia futura y éxitos internacionales.

ABSTRACT

The offshore technology developed in two main directions. First, in the technology to drill exploration and development wells in deep and ultra-deepwater zones. The floating platforms more usually used for the exploration and development well drilling are the semi-submergibles and ships anchored or dynamically positioned. In the second direction, it was developed the completion equipment and tools, which were submerged in water. This was named subsea completion.

The oil production in deepwater also is characterized by an early production, capable of guaranteeing the first oil offshore production of the field. The subsea completions, the flow pipelines towards surface, the Floating Storage and Offloading Vessels (FOS), the Floating Production, Storage and Offloading Vessels (FPSOs) are some of the techniques that characterize this period.

The inexorable drive to find and produce new hydrocarbon reserves in both deep and ultra-deepwater regions worldwide has gathered significant pace in 1998 and 1999, and what seems apparent is that the industry itself recognizes that these waters hold the key to its future survival and international success.

Introducción

La industria del petróleo y el gas ha extendido sus operaciones de exploración y producción hacia el mar. Esta evolución se ha producido a lo largo del último siglo, a partir de 1897 cuando se instaló el primer mástil de perforación encima de un muelle en las costas de California



(EE.UU). Más adelante, se comenzaron a utilizar los equipos de perforación costa afuera, con plataformas marinas, semi-sumergibles y Jack up y embarcaciones de perforación con sistemas de posicionamiento dinámico.

En el presente trabajo se actualiza a la compañía nacional petrolera Cuba Petróleo (CUPET) en las tecnologías empleadas para la exploración y producción de campos petroleros en aguas profundas y ultraprofundas mediante una búsqueda bibliográfica amplia y actualizada de estas actividades.

Se realiza una búsqueda de información a través de INTERNET, bibliotecas especializadas, participación en cursos con profesores extranjeros, consultas y asesorías con personal de CUPET y otras compañías. Se revisaron las Revistas OFFSHORE de los años 1998 hasta octubre del 2002, se visitaron los sitios Web de más de 20 compañías petroleras entre otros, se realizó una búsqueda de todos los países que en el ámbito mundial aplican la tecnología offshore. El procesamiento de la información nos condujo a la precisión de los factores fundamentales a tener en cuenta en la tecnología petrolera offshore que aparecen estandarizados por compañías que operan en las principales áreas del mundo.

La tecnología de aguas profundas, por su naturaleza, es algo que cambia con el tiempo, permitiéndole a la industria trabajar cada vez más a mayores profundidades. Hoy en día, se consideran aguas profundas a aquellas que sobrepasan los 500 metros de tirante de agua; y ultraprofundas a las que sobrepasan los 1500 metros. Esta clasificación varía de acuerdo a la localización geográfica, así, en el caso del Golfo de México, el Gobierno de E.U. considera un tirante de 300 metros como límite para las aguas someras.

Actualmente las áreas con mayor actividad en aguas profundas a escala mundial son, en primer orden, el Golfo de México, las costas de Brasil, el Golfo de Guinea, el margen del Atlántico (Oeste de las Islas de Shetland), las costas profundas de Noruega (Cuencas de Moere y de Voering) y el Noroeste de Australia. Todo esto ha sido posible gracias a los avances de la tecnología offshore, la cual ha reducido grandemente los costos técnicos (exploración y desarrollo) en la producción de un barril de petróleo.

La perforación en aguas profundas

La realización de una perforación petrolera en aguas profundas requiere de la utilización de una plataforma flotante o anclada sobre el fondo del mar capaz de reproducir todas las funciones que se pueden encontrar normalmente sobre un equipo de perforación en tierra. Estas condiciones aumentan la complejidad de una plataforma de perforación en el mar y explican por sí solas el costo diario muy superior a aquel de un aparato en tierra con idénticas características.

La perforación en la exploración de aguas profundas

Se trata frecuentemente de zonas nuevas no equipadas de infraestructuras en el mar y a veces desprovistas de un puerto que pueda servir de base operacional. La elección de la plataforma de perforación se efectúa según las directrices siguientes:

- ☐ profundidad superior a 100 metros: barco o semi-sumergible,
- ☐ zona aislada, presencia de icebergs: naves de posicionamiento dinámico,
- ☐ mar difícil: semi-sumergible,
- ☐ profundidad superior a los 400 metros: naves de posicionamiento dinámico,



Otros criterios pueden ser tomados en cuenta para la elección de un equipo para la perforación de un pozo exploratorio, como notablemente la disponibilidad o la movilidad para el caso de un programa de perforación de varios pozos. La capacidad o la carga móvil del equipo deben ser elegidas en función del programa de perforación escogido y del alejamiento de la base logística.

La perforación durante el desarrollo de los yacimientos

En todos los casos existe un ambiente petrolero con una base en tierra para el almacenamiento de los materiales y de los productos. La elección del equipo de perforación depende esencialmente de las condiciones meteorológicas. Las perforaciones de pozos de desarrollo en las profundidades marinas (>300 metros) se consideran un caso particular ya que se trata del límite de la tecnología actual. Se realiza frecuentemente con la ayuda de un semi-sumergible anclado o de un navío de posicionamiento dinámico; la producción se realiza entonces a partir de cabezales de pozos submarinos. En todos los casos, ya que la perforación es agrupada en estructuras fijas emergentes, el drenaje de los yacimientos se realiza mediante perforaciones dirigidas.

Las plataformas para la perforación en aguas profundas

Existen dos grandes categorías de equipos de perforación utilizados en el mar: los equipos móviles flotantes o anclados en el fondo; y los equipos integrados a las estructuras fijas de producción para la perforación de pozos de desarrollo.

Para la exploración y producción de petróleo en aguas profundas es imprescindible la utilización de plataformas flotantes o ancladas para la perforación de los pozos. Cuando la profundidad del agua sobrepasa los 100 metros, se está prácticamente obligado a prevenir una instalación flotante de perforación, frecuentemente mantenida en posición por un sistema de anclaje funicular (con cables enlazados a las anclas) o por un sistema de posicionamiento dinámico. A causa de los movimientos de las olas y de las variaciones del nivel marino, una plataforma como esta, necesita un dispositivo de compensación de la longitud en la sarta de perforación.

Los barcos de perforación

Para su utilización en la perforación, el navío es transformado y se le monta un equipo de perforación. El puente se convierte en almacén de tuberías, el bombeo y el tratamiento del lodo son instalados en las bodegas. El mantenimiento del navío en el sitio de la perforación es garantizado por un sistema de anclaje funicular de 8 a 10 líneas. Estos navíos estaban limitados a profundidades de agua del orden de los 200 metros a causa de sus capacidades reducidas de almacenamiento. Otra generación aparece a principios de los años 70, con cascos especialmente contruidos de 150 a 160 metros de longitud, de 20 a 22 metros de ancho y de 7 a 8 metros de láminas de agua. La capacidad de cargas variables del orden de las 8000 toneladas permite almacenar de 600 a 1000 metros de riser y material para las perforaciones de 5000 metros. El anclaje funicular es entonces reemplazado por un sistema de posicionamiento dinámico que utiliza los propulsores principales y los propulsores transversales en túnel que mantienen al equipo en la vertical del punto de perforación. La potencia instalada sobrepasa los 11 MW. Estos navíos de grandes movilidades han permitido la exploración de zonas difíciles en los mares árticos concurridos por los icebergs (o en láminas de agua mayores de 2000 metros donde los descubrimientos de los yacimientos quedan por el momento inexplorados).

Las plataformas semi-sumergibles



Alrededor del año 1966, aparecen los primeros gran semi-sumergibles constituidos de pontones inmergidos, asegurando la flotación y enlazados a un puente por columnas. En comparación con un navío de perforación de 160 x 25 metros, la sección de las interfaces agua/aire es reducida por un factor 10, lo que asegura una gran estabilidad incluso por la influencia de una fuerte ola. La altura del puente a la base de los pontones es del orden de los 40 metros con una inmersión de 22 metros en posición de perforación. El traslado se efectúa sin líquido en sus compartimentos, con un tirante de agua de aproximadamente 7 metros en correspondencia con la altura de los pontones. El anclaje es realizado por medios de cadenas o cables, asociados a anclas de 10÷15 toneladas. A finales de los años 1970, los semi-sumergibles podían perforar a 500 metros de lámina de agua con un anclaje funicular clásico, a un precio de aumento del tonelaje. Ciertos aparatos estuvieron dotados de posicionamiento dinámico y el desplazamiento alcanzó las 50000 toneladas (Henri Goodrich).

El anclaje de las plataformas flotantes

Previamente a su anclaje, es conveniente determinar la dirección, según la cual será orientada la plataforma con el objetivo de que las acciones de los elementos exteriores entren lo menos posible en conflicto con el desarrollo de las operaciones de la perforación.

Un barco, cualquiera que sea, es siempre vulnerable sobre sus flancos y el solo medio de defensa que él puede oponer a la fuerza de estos elementos es poner su proa de frente a las olas. Si los elementos lo golpean transversalmente, obtenemos como resultado una presa importante del viento, debido a las fuertes tensiones en las líneas de anclajes laterales que conllevan a un desgaste de las anclas y a veces, a la ruptura de las líneas; y un balanceo importante, interrumpiendo toda operación. Entonces, es conveniente determinar el sector de origen de los vientos y las olas más frecuentes para que el barco se encuentre con la proa frente a ellos por si las condiciones ambientales se convierten desfavorables.

Para un semi-sumergible, la acción de los elementos con relación al eje principal tiene mucha menos importancia que para un barco. La elección de la posición de la membresía es subordinada a la posición del helicóptero, de los puestos de amarre de los barcos de abastecimientos y de los flears (antorchas). Como en el caso anterior, después de haber determinado las direcciones y los sectores de origen de los vientos y las olas, se elige la orientación que permita al helicóptero de aterrizar y despegar de frente a los vientos dominantes, sin ser molestado por la torre de perforación; a los barcos de abastecimientos de atracar frente a las olas dominantes con el fin de limitar sus movimientos durante las operaciones de carga y descarga y de poder utilizar las antorchas en todo momento.

Posicionamiento dinámico

Los barcos de posicionamiento dinámico utilizan propulsores laterales y las hélices de desplazamiento convencionales para mantenerse en la vertical de la cabeza del pozo submarino. La gran ventaja de esta técnica es la movilidad de la embarcación gracias a la ausencia del sistema de anclaje. Por lo tanto, este sistema de posicionamiento dinámico es independiente de la lámina de agua.

Para una perforación petrolera, el récord de profundidad de la cabeza del pozo es superior a los 2000 metros. Las dificultades en la actualidad se presentan en el comportamiento mecánico y el peso del riser.



Operaciones wireline realizadas en aguas profundas.

Las operaciones wireline en aguas profundas no requieren de grandes complejidades tecnológicas, estas se realizan desde la plataforma o barco, donde existe un espacio disponible para ubicar la unidad de registro. Las unidades de registro son unidades O.S.U (offshore service unit), tales como la unidad O.S.U-FE de la compañía Schlumberger. Esta unidad se traslada en barco hasta la plataforma. Una vez ubicada la unidad de registro y las herramientas, las cuales son trasladadas en la canasta de herramientas, se procede a bajar la herramienta al pozo utilizando el winche acoplado a la unidad de registro.

En plataformas flotantes los registros a cable representan un desafío debido a que la embarcación se levanta por causas de movimientos irregulares, lo que trae consigo la degradación de la resolución vertical de los datos y variaciones en la profundidad de los registros. Las correcciones por el movimiento irregular de las herramientas son críticas para aquellos registros que implican una estadística volumétrica (neutrónicos), imágenes de alta resolución (FMS y BHTV) y mediciones compensadas del agujero (ejemplo, sónicos) y para precisar los datos de la toma de núcleos. En este caso la utilización de un wireline heave compensator (WHC) minimiza los efectos de movimiento de las herramientas de registro.

Se pueden realizar registros a hueco abierto (open hole logging), registros a hueco encamisado (cased hole logging) y registros durante la perforación. El tiempo de duración de los registros depende de muchas variables, como es profundidad del agua, longitud del intervalo a registrar, velocidad del registro, tipo y número de herramientas a utilizar.

Operaciones de registro utilizando coil tubing

En pozos altamente desviados (encima de los 60°) y pozos horizontales existen grandes dificultades para correr las herramientas dentro del hueco, de ahí la posibilidad de utilizar coil tubing o tubería flexible para correr las mismas. El tubing es usado para empujar o arrastrar la herramienta al intervalo de interés y serán herramientas nucleares dado que son las únicas capaces de leer a través del tubing.

Para realizar los registros utilizando coil tubing el cable es ensartado a través del coil tubing y entonces la cabeza del cable para la herramienta de registro es fijada rígidamente al final del coil tubing, una vez conectada la herramienta de registro en el coil tubing, el cual es relativamente flexible, puede ser empujada hacia el intervalo que va a ser registrado dentro del pozo. La velocidad del registro puede ser controlada. El tubing generalmente tiene un diámetro de 1.25 o 1.5" (3.2-3.8cm) con una pared de espesor ligeramente menor que 0.10" (0.25 cm), la máxima profundidad es de 15,000' (4,571m). El registro puede hacerse a una velocidad por encima de los 200 pie/min. (65m/min). El coil tubing, como una tubería flexible, puede fracasar dado una torcedura o durante la tensión en el arrastre o empuje de la herramienta al agujero.

Registros durante la perforación (LWD)

En muchas áreas los tiempos largos de operación en pozos en condiciones difíciles generan una porción significativa de los costos de perforación, especialmente en áreas marinas donde las tarifas de los taladros son elevadas. En estos ambientes las operaciones LWD son de costo efectivo ya que permiten obtener medidas de la formación durante la perforación, reduciendo drásticamente el tiempo necesario para evaluar un pozo por métodos convencionales. Por otro lado se dispone de la información en tiempo real, lo que permite tomar decisiones rápidas como revestir o no el pozo, ajustar los programas de extracción de núcleos, definir los intervalos de terminación y determinar el programa de perfilaje a pozo abierto. Un beneficio adicional del



LWD está dado por el hecho de que los hoyos se encuentran en mejores condiciones a temprana edad, minimizando los efectos ambientales que requieren corrección. Actualmente los perfiles LWD se obtienen eficientemente adaptando un diseño modular de las herramientas de medición, estos se corren actualmente mientras se perfora para obtener perfiles previamente a la degradación del pozo y libres de efecto de lodo.

Telemecánica

Operaciones de los vehículos operados por control remoto (ROV)

Los ROV permiten la aplicación de la vigilancia submarina y el control de la tecnología, algunos tienen 360 grados de maniobrabilidad estabilizada para operaciones avanzadas. Con ellos se realizan servicios de investigación ambiental, biología marina y varias aplicaciones militares. Estos vehículos están equipados con manipuladores y herramientas, los cuales lo hacen imprescindible durante las instalaciones de las estructuras en el fondo marino, inicio de umbilicales y líneas de flujos, y en la asistencia con ganchos, facilidades de producción flotante, almacenaje y descargue.

Los equipos (ROV) están equipados con cámaras de vídeo, rastreo acústico, sistemas de rastreo, paquetes de manipuladores y herramientas que ofrecen un mejor servicio de apoyo a la construcción y tareas concretas manuales. Durante los últimos años se han empleado un gran número de ROV para realizar operaciones de avanzadas por debajo del nivel del mar como:

- Servicios a oleoductos.
- Rectificación de oleoductos.
- Inspección, mantenimiento y reparación de oleoductos.
- Servicios a la perforación.
- Anclaje de las plataformas.
- Inspecciones anuales a las instalaciones submarinas
- Enterramiento de cables y oleoductos de apoyo a la perforación
- Varios trabajos de construcción submarina

En el año 1997 se introdujo el concepto de “cuadrilla” para la industria petrolera; este sistema esta basado en el uso de cuadrillas para operar dos o más vehículos desde un mismo barco o instalación con el objetivo de reducir los costos operacionales y para incrementar la experiencia operacional del personal involucrado.

Los vehículos ROV pueden ser usados como unidades independientes, ser usados para servicios o trabajos de construcción, para un rango de profundidad de cero a 500 m y de cero a 4000m y ser usados como sensores o manipuladores.

Se oferta un amplio rango de ROV con sistemas eléctricos o hidráulicos estandarts aceptables para tareas de simples operaciones hasta servicios clásicos completos, operaciones de intervención y construcción.

Existen emisiones de sondas de profundidad 3D a tiempo real, también llamadas cámaras acústicas. Ellas tienen numerosas aplicaciones, incluyen evasión de obstáculos, medición de oleoductos, observación en aguas turbias, monitorear bajadas de objetos hasta tocar fondo, inspección de oleoductos, detección de fugas de petróleo y gas, navegación de ROV, observación de sitios de construcción, servicios de colisión y servicios de fondos. Pueden ser usados para manipular (en tiempo real), cuando los sistemas ópticos no pueden ser usados



debido a sus rangos limitados de trabajo. Estas cámaras acústicas 3D son ideales para la detección en tiempo real de las fugas de petróleo y gas. Son utilizados diferentes tipos de cámaras de observación en la industria petrolera.

Existen ROV con un alto sistema de alta versatilidad modular, diseñado para ejecutar la mayoría de las operaciones submarinas.

Estos ROV están compuestos de un vehículo centro, al cual se le puede adicionar opciones para satisfacer requerimientos y tareas específicas sin la necesidad de ser rediseñados. Puede transportar un peso de hasta 5000Kg superior a su propio peso y puede trabajar hasta profundidades de hasta 4000m. Puede operar con, o sin sistema de dirección con cable (TMS), el cual le permite al operador mayor flexibilidad en múltiples operaciones.

Existen ROV diseñados fundamentalmente para apoyar las operaciones en aguas profundas, las intervenciones y servicios básicos. Generalmente tienen un máximo de 5 cámaras que son operadas a través de un umbilical de fibra óptica.

También existen ROV de la familia de los manipuladores que presentan doble control, el control de velocidad y el control maestro –esclavo con 5, 6 ó 7 grados de libertad. El brazo tiene a elección dos hombros giratorios: el estándar de 100 grados y la opción de 360 grados con el mismo grado de movimiento disponible en la muñeca. Existen equipos novedosos con 7 funciones maestro-esclavo en los manipuladores, con un rango exitoso de efectividad de los brazos robots operados por control remoto

Completamiento en aguas profundas.

Los primeros pozos submarinos se completaban desde taladros de perforación semi-sumergibles con ayuda de buzos que dirigían el emplazamiento de los equipos y operaban las válvulas. Hoy en día, las completaciones submarinas pueden resultar demasiado profundas para los buzos, de tal modo que los equipamientos de producción se controlan y manejan por medio de vehículos operados por control remoto (ROV). El simple conjunto de cabezal de pozo y tuberías de conducción se ha ampliado hasta incluir varios cabezales conectados a un conjunto de válvulas de distribución a través de líneas de flujo, y luego a un sistema de producción flotante, a una plataforma cercana o a las instalaciones emplazadas en la costa.

La tecnología submarina comprende hoy en día una amplia variedad de equipamientos y actividades: cables guías para descender los equipos al fondo del mar, árboles de válvulas de cabezal de pozos, o de producción, preventores de reventones (BOP), árboles de intervención y de pruebas, conjunto de válvulas y de distribución, plantillas, vehículos operados por control remoto (ROV), líneas de flujo, tubos ascendentes (risers), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo, medición de fluidos, separación y reinyección de agua.

En algunas zonas, como el Golfo de México y el área marina de Brasil, será necesario traspasar las barreras de la tecnología limitada por la profundidad. En todo el mundo solo se han completado unos pocos pozos desde profundidades del fondo del mar, superiores a los 1524 m (5000 pies).

Existen dos tipos de embarcaciones capaces de realizar la perforación, el completamiento y los servicios en los pozos submarinos: un sistema flotante anclado al fondo del mar y otro que



mantiene su ubicación sobre el pozo con un sistema de posicionamiento dinámico. En ambos casos es necesario que la embarcación se mantenga en la ubicación correcta o en posición.

El proceso básico de completar un pozo submarino con un árbol de producción horizontal se puede describir como una serie de cinco pasos, que comprenden varias tareas derivadas dentro de las cinco categorías principales: suspensión del pozo, instalación del árbol de producción, completamiento, instalación e intervención y aislamiento y preparación para la producción. Para garantizar el éxito de las operaciones, las compañías operadoras y contratistas se enfrentan a nuevos desafíos en el desarrollo de los campos petroleros situados en áreas de aguas profundas. Estos desafíos comprenden temas relacionados con la seguridad y el medio ambiente, el diseño conceptual, los costos, la productividad de los pozos y la confiabilidad del equipamiento.

Habitualmente, las completaciones en aguas profundas se caracterizan por pozos submarinos con árboles de válvulas secos: diseñadas para una tasa de producción elevada; y por pozos submarinos con árboles de válvulas húmedos: son mucho más complejas que las completaciones para plataformas convencionales

En los últimos 5 años, se han producidos importantes cambios en la tecnología, el diseño conceptual y la complejidad de las operaciones en aguas profundas. Para mantener el constante crecimiento de estas operaciones, la industria petrolera se verá obligada a realizar continuos avances, para lo cual tanto los operadores como las compañías de servicios deberán ofrecer soluciones para los nuevos desafíos técnicos que se les presenten.

Plataformas de producción

¿A qué le llamamos producción temprana? No es más que la decisión de una compañía de desarrollar un campo con un sistema de producción temprana hasta que las instalaciones principales del mismo estén completadas. Este período también es asimilado por las compañías para maximizar y refinar las informaciones del yacimiento y mejorar los aspectos económicos del proyecto.

En la industria petrolera cuando se precisa de este tipo de producción en tierra no se requieren de grandes recursos para llevarla a cabo; sin embargo cuando nos referimos a yacimientos costa afuera, este período se encarece grandemente producto de la inexistencia de facilidades tecnológicas, de las condiciones hostiles concernientes a la producción offshore y a las medidas de seguridad ambiental que son necesarias tener en cuenta durante la extracción de petróleo en alta mar.

Los trabajos en profundidades cada vez más grandes y en lugares más aislados llevan a la industria petrolera a asumir una serie de nuevos retos. El primero de todos ellos es la construcción de plataformas más adecuadas a las profundidades y a los tipos de extracción de crudo y gas de las diferentes regiones.

Es importante hacer énfasis en este punto, ya que una plataforma adecuada permite reducir costos en la operación y en el mantenimiento de estas estructuras, como también ofrecer respuestas a las necesidades de las distintas compañías.

Existen en la actualidad cinco tipos de plataformas para hacer trabajos de explotación en el mar. La primera clase de plataformas es aquella que se encuentra fija en el fondo del mar, y es



utilizada en aguas poco profundas (hasta 400 metros). Esta estructura se denomina plataforma fija y fue desarrollada en la década de los setenta.

La otra clase de estructura marina, denominada torre flexible y anclada al fondo del mar, soporta las corrientes marinas y los vientos. Se empezó a desarrollar en los años ochenta debido a que se requería llegar a mayor profundidad en exploración y explotación. Esta estructura es utilizada en profundidades de hasta 1.100 metros.

La tercera clase de plataforma es la TLP (Tension Leg Platform) que, a diferencia de las estructuras anteriores, está anclada al fondo del mar sólo por cables, en su mayoría de acero o de poliéster. Este último material está utilizándose por ser más económico y más liviano. Las plataformas se emplean en profundidades de hasta 1.500 metros (aguas profundas) y se empezaron a desarrollar a mediados de los años ochenta e inicios de la década del noventa.

La cuarta plataforma que existe es la SCF (Single Column Floater), que también se considera una plataforma flotante, más conocida como plataforma SPAR. Es una estructura que reduce el peso total de la construcción, lo que hace que su instalación sea más sencilla. Lo más interesante es que puede ser fabricada verticalmente, como una sola unidad, y ser transportada directamente al punto de instalación. La característica principal de la SCF es su capacidad para adaptar las condiciones del movimiento hidrodinámico de la plataforma a las diferentes cargas y a los cambios ambientales.

La última clase de plataforma, y quizás la más avanzada, es el FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading), nombre que se da al tipo de embarcación que produce, almacena y transfiere petróleo, una opción actualmente muy utilizada para producir en campos de aguas profundas y ultraprofundas. Esta estructura es muy versátil debido a su capacidad de producir en volúmenes cercanos a los 150.000 barriles por día y casi 4 millones de metros cúbicos de gas (estos parámetros en la actualidad pueden ser variados). Esta embarcación se ha desarrollado desde finales de la década de los noventa y tiene capacidad para explorar en profundidades de hasta 3.000 metros de lámina de agua. Paralelamente a los barcos de producción (FPSO), se han desarrollado las plataformas semi sumergibles.

En la actualidad se están haciendo investigaciones para el desarrollo de una nueva plataforma denominada ETLF (Extended Tension Leg Platform), una variación de la TLP (Tension Leg Platform). Una de sus cualidades es su base más amplia y, además, puede disponer de tres o cuatro pilares que están en función de la carga superior. Sus características principales son menor peso de la estructura metálica de cubierta, menor carga de las olas y de las corrientes en el casco, menor respuesta de los amarres en estados de fatiga o desgaste y una mayor flexibilidad.

Para esta tarea en el mundo petrolero offshore se utilizan las ya mencionadas plataformas de producción y las facilidades submarinas (tied back). Generalmente son barcos conectados a los pozos submarinos, los cuales poseen un equipamiento mínimo necesario para procesar el crudo y posteriormente este crudo es bombeado para otro navío, encargado de transportarlo hacia tierra.

Existen diferentes tipos de barcos almacenes encargados de procesar y almacenar el crudo hasta que este sea recogido en alta mar. Su tipo y tamaño depende de la profundidad del lecho marino, de las producciones esperadas del yacimiento, del sistema de completamiento submarino, etc. La mayoría de estos barcos almacenes son diseñados con dos sistemas de descargues, uno para operaciones normales con una boya y el otro es un sistema de descargue



de reserva. Tienen una torre giratoria; y a través de ella es que se bombea el crudo hacia las otras embarcaciones. La misma gira para evitar accidentes en caso de mal tiempo y de esta forma asegurar un descargue continuo sin interrupciones. Ambos sistemas se localizan en la proa del barco; aunque en algunos barcos pueden encontrarse en la popa. Las instalaciones submarinas deben garantizar el traslado de la producción desde el cabezal del pozo hasta la superficie (los barcos de producción y almacenaje). Ellas pueden ser diversas y dependen fundamentalmente de las profundidades marinas y de las producciones esperadas del yacimiento.

Conclusiones

Teniendo en cuenta las características específicas de la zona económica exclusiva del Golfo de México que pertenece a Cuba y nuestro trabajo a través de las especialidades analizadas, podemos concluir lo siguiente:

- Las únicas embarcaciones capaces de perforar y completar pozos en aguas profundas y ultraprofundas son las flotantes: barcos y semi-sumergibles.
- La nueva tecnología offshore se implanta fundamentalmente en los equipos de perforación y las instalaciones submarinas.
- Las diferencias fundamentales entre las operaciones onshore - offshore están vinculadas con la forma de operación y ejecución de los programas en la plataforma.
- Los registros durante la perforación (LWD) nos posibilita la obtención de información más fidedigna y establecer criterios en cuanto a la terminación del pozo y corridas posteriores de registros.
- Las instalaciones submarinas requieren de completamientos inteligentes.
- Las terminaciones submarinas se realizan con vehículos operados por control remoto (ROV).
- Existen dos tipos de completaciones submarinas: con árboles de válvulas secas y con árboles de válvulas húmedas.
- El personal de CUPET debe calificarse a través de cursos y entrenamientos para la explotación de yacimientos de hidrocarburos costa afuera.

Referencias bibliográficas

- Ashley Kishino A.C., J. Cromb, R. Hensley, otros. (2000): Oilfield Review. Schlumberger, primavera de 2000, 1-33
- Catalogo Cameron 1998-1999. Cameron
- Dewan J.T.(1983): Essentials of modern Open hole log interpretation. PennWell Publishing company. USA
- Duey R., 1999, "Spec Surveys Bargains" Oil and Gas World, Vol. 91 No. 3, pag. 15-18
- Nguyen J.P.(1993): Le forage. Techniques d'exploitation pétrolière. Editions TECHNIP. No 861. Francia.
- Offshore Tecnology- The Website for Offshore Oil and Gas Industry
- Revistas E&P.Publicaciones HART. Años 1999-2000
- Revistas OFFSHORE. Años 1998-2000
- Revistas Oil and Gas Latinoamericana. Años 1998-2000.
- Sitios Web de las firmas: Halliburton, Horizonoffshore, Schlumberger, Bjservices, Oil-gas, Petrobrás, Bakerhughes, Offshoreguides, www.deepwater.com
- Smolen J.J.(1996): Cased hole and production log Evaluation. PennWell Publishing company. USA



METODOLOGÍA Y EQUIPOS PARA EL ESTUDIO DE LA OCEANOGRAFÍA GEOLÓGICA DEL GOLFO DE MÉXICO

Orlando Bagué Maceo⁽¹⁾, Aymée Fustes Izquierdo⁽²⁾ y Elsa Doblado Rodríguez⁽³⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: obague@ceinpet.cupet.cu

(2) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: afi@ceinpet.cupet.cu

(3) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: edoblado@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

La oceanografía geológica o geología marina se encarga de estudiar la naturaleza y desarrollo de las cuencas oceánicas y los cambios que han sufrido desde que se formó nuestro planeta. Se han diseñado equipos y metodologías que nos permiten obtener muestras de esta corteza.

Así, se inicia la construcción de aparatos llamados *sondas o nucleadores*, con los que se intensifican estos estudios. Estos equipos se fueron perfeccionando, pudiéndose obtener muestras a mayor profundidad y de mayor longitud.

Las determinaciones de laboratorio más comunes para las muestras son: la determinación granulométrica y textural, la dosificación de carbonatos, análisis de componentes de la fracción de arena y el estudio de las arcillas con los rayos X.

Los ensayos geotécnicos de los suelos marinos son muy importantes para la explotación de yacimientos de hidrocarburos en aguas profundas. El propósito de un estudio geotécnico en el mar es conocer las propiedades mecánicas del sedimento y la respuesta del mismo frente a diferentes cargas de carácter externo o ambiental.

Estos estudios se comenzaron a realizar recientemente en el área del Golfo de México, perteneciente a la Zona Económica Exclusiva de Cuba con el objetivo de darle a la industria petrolera la seguridad de los suelos marinos en la zona de estudio para el anclaje e instalaciones de las plataformas marinas, así como para el asentamiento de los equipamientos submarinos que garanticen la exploración y explotación de los yacimientos gaso-petrolíferos en aguas profundas y ultra profundas.

ABSTRACT

The geologic oceanography or marine geology takes charge of studying the nature and development of the oceanic basins and the changes that have suffered since our planet was formed. Equipment and methodologies have been designed that allow us to obtain samples of this bark.

This way, begins the construction of apparatuses called probes, with which these studies are intensified. These equipments left perfecting, being able to obtain samples to more depth and samples of more longitude.

The most common laboratory determinations for the samples are: the textural determination, the carbonate dosage, analysis of components of the fraction of sand and the study of the clays with X rays.

The rehearsals geotechnics of the marine floors are very important for the exploitation of hydrocarbons reservoirs in deep waters. The purpose of a geotechnical study in the sea is to know the mechanical properties of the silt and the answer of the same one in front of different loads of external or environmental character.

These studies began to carry out recently in the area of the Gulf of Mexico, belonging to the Exclusive Economic Zone of Cuba with the objective of giving to the oil industry the security of the marine floors at this location, for the anchorage and facilities of the marine platforms, as well as for the establishment of the submarine equipment, guarantying the exploration and exploitation of gas oil reservoirs in deep and ultra deep waters.



Introducción

La explotación de las sustancias minerales de la corteza terrestre, que pueden encontrarse tanto en la superficie como en las profundidades, puede realizarse por procedimientos de extracción sólida, líquida o gaseosa.

Las características de las zonas marinas de donde se obtienen estas sustancias, son como las de tierra firme, es decir, un conjunto de huecos de distintas formas, en donde las labores que se pueden llamar mineras deben ejecutarse para llegar al yacimiento, enlazarlo con la superficie, dividirlo en secciones para extraer el mineral de una manera ordenada, segura y económica. Antes de iniciar las labores mineras se tiene que localizar y determinar el yacimiento, realizando los trabajos conocidos como "búsqueda y prospección".

La minería submarina puede llevarse a cabo de diferentes formas: por dragado o excavación directa del fondo del mar en los yacimientos situados en superficie de rocas; por la explotación subterránea de pozos o galerías, cuando el mineral está situado a mayor profundidad, y por la explotación con sondeo para las sustancias especiales, como el petróleo, el gas, el azufre, y diferentes sales.

Metodología y equipos para el estudio de la oceanografía geológica.

La oceanografía geológica o geología marina se encarga de estudiar la naturaleza y desarrollo de las cuencas oceánicas y los cambios que han sufrido desde que se formó nuestro planeta. Para realizar este estudio es necesario conocer la parte sólida de la superficie terrestre cubierta por el agua del mar, para lo cual se han diseñado equipos y metodologías que nos permiten obtener muestras de esta corteza.

Al iniciarse la investigación oceánica, se utilizaron las sondas de mano y un tipo de sonda llamada escandallo. La tecnología propició el diseño de aparatos que permitieran estudios más completos, debido a que las simples descripciones con las que se contaba no eran suficientes para el avance del conocimiento de los fondos marinos, sobre todo de las profundidades oceánicas. Así, se inicia la construcción de aparatos llamados sondas o nucleadores, con los que se intensifican estos estudios.

Con los datos que se obtuvieron con este tipo de muestreo se pudieron hacer cartas más exactas. Fue entonces cuando apareció un nuevo método de sondeo — la primera ecosonda práctica. La tecnología para diseñar ecosondas se ha desarrollado mucho, llegando a utilizar las ondas ultrasónicas en las ecosondas de precisión, con las que pueden estudiarse las máximas profundidades del mar.

Durante los últimos años, se han introducido múltiples perfeccionamientos a los aparatos de sondeo ultrasónico. Gracias a ellos, actualmente es posible determinar la profundidad con la máxima precisión. Asimismo, las sondas o nucleadores se fueron perfeccionando, pudiéndose obtener muestras a mayor profundidad y de mayor longitud.

Con el fin de lograr mejores resultados, las muestras se cubren con parafina o plástico para que conserven sus características y de esta forma poderlas estudiar posteriormente en los laboratorios en tierra.

Como en muchas ocasiones no se dispone de buques lo suficientemente grandes para comenzar el trabajo de análisis a bordo, las muestras se conservan sin cortar y, llegando a la



base, se colocan a una temperatura constante de 5° C, no habiendo pasado más de 10 días a la temperatura ambiente. En el laboratorio son seccionadas en fracciones de 1.50 metros, aserradas en sentido longitudinal con su tubo de plástico. La mitad se conserva en la cámara frigorífica, mientras la otra sirve para los análisis.

Cuando las muestras llegan al laboratorio, todo un equipo entra en actividad para proceder a su estudio, que es largo y minucioso. Las determinaciones más comunes para las muestras son: la determinación granulométrica, la dosificación de carbonatos y el estudio de las arcillas con los rayos X.

Técnicas de muestreo.

Las muestras del fondo marino se obtienen con unos equipos denominados dragas y sacatestigos. Estas técnicas permiten conocer los tipos de sedimento que conforman el fondo marino y el subsuelo.

Las dragas permiten una obtención superficial del sedimento, pero sin una preservación de los primeros centímetros de su estratigrafía ya que aparece totalmente removilizado. La draga consiste en dos muelas o cucharas que penden de un cable, y permanecen separadas cuando descienden por la columna de agua. Cuando la draga toca fondo, las muelas o cucharas de hincan en el sedimento superficial y el dispositivo que las separa se libera. El sedimento es recogido o bien porque las muelas se cierran con presión, o bien cuando se iza a la draga. Actualmente se siguen empleando, ya que tienen la ventaja de ofrecer una primera visión del tipo de sedimento y procesos sedimentarios que caracterizan los ambientes sedimentarios modernos. Además, desde el punto de vista tecnológico su utilización y manejo a bordo es fácil por lo que puede ser empleado incluso en condiciones de mala mar.

Los sacatestigos permiten la obtención de testigos continuos de sedimento que conservan las estructuras y las secuencias sedimentarias. El más simple de todos es el sacatestigo de gravedad, que consiste en una cabeza cilíndrica de gran peso (500 Kg. o más), con lanzas de acero de varios centímetros (9, 11 cm) de diámetro y varios metros de longitud, con ojivas de acero en su extremo y sistema para retención de sedimento en flejes de acero inoxidable. Otro sistema de sacatestigos, pero más sofisticado, es el sacatestigo de caja, que tiene un diámetro mayor para reducir la fricción, hecho que favorece además que se puedan tomar varias muestras del mismo nivel de sedimento.

Un sistema similar al sacatestigo de caja pero aun más complejo es el sistema de multicore, que consiste en un trípode multitubo de muestreo del sedimento superficial (hasta 40 cm.) y de la interfase agua-sedimento con un alto grado de preservación. Tras depositarse el sistema sobre el fondo, el equipo entra en funcionamiento introduciendo hasta ocho tubos de metacrilato dentro del sedimento gracias a un dispositivo hidráulico de pistón. Estos tubos quedan herméticamente cerrados por su base y techo.

La técnica empleada para la obtención de rocas del fondo marino, es un sistema muy complejo que conlleva la instalación de torres de perforación. La tecnología es similar a las perforaciones realizadas en tierra.

Para apoyar las investigaciones del fondo oceánico utilizando las sondas y las dragas, se emplean métodos relacionados con la *prospección geofísica* de gran aplicación en oceanografía sobre todo cuando ésta tiene finalidades prácticas. Este tipo de prospección consiste en



determinar la naturaleza y la estructura del sustrato, empleando métodos indirectos como los usados en sismología, en gravimetría y en los estudios del magnetismo terrestre.

Los geólogos que se ocupan en la búsqueda del petróleo en el fondo del mar tienen que determinar la naturaleza de las capas geológicas existentes bajo la capa sedimentaria reciente. En la actualidad se han alcanzado profundidades de perforación de casi 8 000 metros en algunos pozos petrolíferos marinos.

En nuestros días, la exploración petrolera se ha extendido hasta el talud continental y los grandes fondos marinos. En el talud continental del Golfo de México se ha perforado a profundidades de 1 500 metros y con el buque perforador *Glomar Challenger* se ha llegado a profundidades de 6 000 metros en grandes cuencas abisales.

En estos estudios sobre los océanos, desde las más antiguas expediciones, existen entre los científicos de todo el mundo, una colaboración que no reconoce fronteras, ni nacionalidades; así, por ejemplo, en la famosa expedición del *Challenger* aportaron su colaboración, además de los investigadores ingleses, que la organizaron, especialistas alemanes, franceses y españoles.

Técnicas de laboratorio

Análisis granulométrico y textural

El análisis granulométrico se realiza dividiendo la muestra en dos fracciones mediante tamizado en húmedo a través de un tamiz estándar de 50 micras. La fracción gruesa es separada por tamaños mediante el tamizado en seco en una columna de tamices de aperturas entre 50 y 2000 micras o se analiza mediante la técnica del tubo de sedimentación. La fracción menor de 50 micras, se estudia mediante un analizador de tamaño de partículas (sedigraph o Coulter), con el que se obtiene una curva granulométrica en forma de porcentaje acumulativo, en peso, de la fracción entre 50 y 0,3 micras. El método más usado para esta descripción es el de los momentos o estadística-m.

Análisis de componentes de la fracción arena

La fracción mayor de 63 μ m se estudia mediante una lupa binocular, realizándose el conteo de 300 a 500 granos por cada muestra, identificándose entre diversos componentes biógenos y terrígenos. Los componentes analizados habitualmente son los siguientes:

- Terrígenos: Cuarzo, minerales ligeros, mica, y minerales pesados.
- Biógenos: Foraminíferos plantónicos enteros y fragmentados, foraminíferos bentónicos enteros y fragmentados, pterópodos, enteros y fragmentados y otros organismos no planctónicos (gasterópodos, bivalvos, corales, briozoos, espículas, ostrácodos...etc).
- Otros componentes: minerales autigénicos de morfología variada, especialmente globosa o alargada, o formando rellenos internos de foraminíferos planctónicos, fundamentalmente constituidos por pirita y glauconita.



Análisis de rayos X

Los análisis de rayos X permiten estudiar las estructuras sedimentarias (laminaciones paralelas, onduladas, bioturbaciones, fracturas...) que a simple vista no se observan durante la apertura y descripción del sedimento. Asimismo, las radiografías de sedimento permiten identificar variaciones en el tipo de textura del sedimento, límites entre tipos de sedimento, y detectar componentes biógenos dentro del sedimento.

Ensayos geotécnicos

El propósito de un estudio geotécnico en el mar es conocer las propiedades mecánicas del sedimento y la respuesta del mismo frente a diferentes cargas de carácter externo o ambiental. Además de la presión ejercida por la columna de agua, el sedimento está sujeto a diversos esfuerzos causados por la propia carga sedimentaria, olas de diversos tipos...etc. Algunos esfuerzos de origen ambiental son de naturaleza cíclica y en áreas sísmicamente activas deben ser también investigados los efectos que los terremotos pueden producir sobre el sedimento del fondo. El conocimiento de las propiedades geotécnicas del sedimento puede ser fundamental de cara a la comprensión de los procesos que en él han tenido lugar, y que han quedado reflejados en su estructura, como el proceso de depósito, empaquetamiento del esqueleto sólido, modificación del mismo por diversas causas (bioturbación, generación de gas), grado de consolidación, cementaciones...etc. Asimismo, proporciona información acerca de la posible inestabilidad sedimentaria originada por los diferentes factores oceánicos y ambientales.

Un estudio geotécnico puede ser afrontado mediante la utilización de tres diferentes metodologías:

- a) ensayos in-situ
- b) ensayos sobre muestras en laboratorio
- c) correlación empírica con propiedades índices, características geofísicas o tipo de sedimento.

Análisis molecular

Los análisis moleculares se utilizan en la disciplina de creación reciente denominada estratigrafía molecular, que se basa en el análisis de la materia orgánica que se forma de las partes blandas de los organismos. La estratigrafía molecular se basa, pues, en el estudio de biomarcadores, que son muchos y variados, así como de la información que de ellos se desprende. El continuo avance y desarrollo de la biogeoquímica ha permitido la identificación de un tipo de biomarcadores que permiten la estimación de la temperaturas siendo de gran aplicación a los estudios de Paleoceanografía y Paleoclimatología.

Tratamiento estadístico

El tratamiento estadístico es habitualmente utilizado en sedimentología, ya que con frecuencia estos estudios requieren el trabajo con un número considerable de muestras, en las que se han analizado diferentes propiedades, que se pretende agrupar en clases relacionadas genética o composicionalmente. La estadística, en estos casos, es una herramienta útil para la descripción y agrupación de las muestras, y permite establecer la relación entre las diversas variables cuantificadas.



Tecnología de los fondos submarinos

La exploración de las aguas profundas de los océanos y de las características de los fondos marinos (incluyendo su geología) no se podría realizar sin el desarrollo de equipos muy especializados. Se necesitan nuevas tecnologías para investigar el medio pelágico, a menudo peligroso. Hay numerosos proyectos financiados por el programa MAST (Ciencias y tecnologías marinas) de la Unión Europea que desarrollan tecnologías en este campo, inspirados por numerosos proyectos EUREKA coordinados por el "proyecto-paraguas" EUROMAR. He aquí cuatro ejemplos:

1. *Proyecto ALIPOR* - Se trata de un submarino totalmente automático que desciende hasta el fondo del mar para realizar experimentos y recoger datos y, una vez terminada su misión, vuelve a la superficie.

2. *SIRENE* es un vehículo teledirigido que instala, con suma precisión, laboratorios submarinos hasta 6.000 metros de profundidad, utilizando un sistema de comunicación teleacústica de punta.

3. *El proyecto ROMAN*, iniciado en el marco del "proyecto-paraguas" EUROMAR, ha creado un robot que puede realizar trabajos pesados a gran profundidad y sustituir a los buzos en situaciones peligrosas.

4. *AMADEUS* es un programa de investigación para mejorar la destreza y las capacidades sensoriales de los sistemas submarinos de manipulación teledirigidos. En la foto se ve un prototipo que recoge muestras de organismos, de sedimentos o de rocas con enorme precisión.

Riesgos geológicos

El gran desarrollo económico y tecnológico ligado a las sociedades industrializadas además de una creciente presión demográfica sobre el medio, creó la necesidad del desarrollo de la tecnología necesaria para evaluar los riesgos geológicos a los que las comunidades y su actividad pueden estar expuestas.

El análisis del impacto de los riesgos geológicos en el mar es pues una "disciplina" en la que se incluye la geotecnia como el estudio de las propiedades mecánicas de sedimentos o rocas sobre los que se quiere realizar obras arquitectónicas o de ingeniería. Pero el análisis de los riesgos geológicos más allá del límite tierra-océano es un aspecto a menudo ignorado en parte debido a dificultades técnicas. El incremento de las actividades desarrolladas en los márgenes continentales durante las últimas décadas, hace que este estudio cobre un especial interés tanto científico como socioeconómico.

La evaluación y el conocimiento de los mecanismos de inestabilidad del fondo marino tienen un gran interés ya que son procesos presentes en todos los márgenes continentales. Son además procesos que pueden tener una fuerte repercusión sobre estructuras asentadas sobre el fondo o sumergidas tales como plataformas petrolíferas, cables de comunicaciones submarinos y tuberías. Asimismo los procesos de inestabilidad son una variable muy importante a tener en cuenta sobre estructuras costeras como instalaciones portuarias y áreas industriales en terrenos ganados al mar.

Las características físicas del sedimento marino en cuanto a granulometría, composición mineralógica, empaquetamiento, porosidad, grado de saturación, propiedades físico-químicas



del fluido intersticial, peso específico, plasticidad etc., le confieren un comportamiento sensiblemente diferente al de los materiales continentales. Si además tenemos en cuenta todos los factores intrínsecos al medio marino (oleaje, corrientes etc.) es fácil entender que el estudio de los procesos marinos de inestabilidad sedimentaria tiene una entidad propia que requiere una alta especialización y la integración de un amplio abanico de técnicas adaptadas y específicas.

Entre los procesos a considerar como riesgos geológicos en el medio marino, pueden destacarse la inestabilidad en el sedimento originada por carga sedimentaria, tormentas, olas, terremotos o accidentes tectónicos; procesos erosivos debidos a corrientes, y la existencia de sedimentos de baja capacidad portante y que en ocasiones pueden contener gas.

A partir de la sísmica de reflexión, pueden identificarse determinadas características del fondo que sugieren condiciones de inestabilidad: presencia de topografía irregular posiblemente debida a deslizamientos superficiales, desplazamientos en el fondo debidos a fallas, diapiros (domo o pliegue anticlinal cuyas rocas suprayacentes han sido deformados por la intrusión en los mismos de un material menos denso y de consistencia plástica) y delimitación de áreas donde existan importantes acumulaciones de gas próximas a la superficie, etc.

Entre los procesos más importantes a considerar como riesgos geológicos pueden establecerse tres grandes clases en función de su origen:

- A) Relacionados con procesos sedimentarios y diagenéticos, por la acumulación de potentes cuerpos sedimentarios en zonas inestables y la existencia de sedimentos subsuperficiales con alto contenido en gas.
- B) Relacionados con la oceanografía (corrientes profundas que tienen carácter erosivo).
- C) Relacionados con la configuración estructural de la zona, responsable de numerosos accidentes tectónicos recientes, en forma de pliegues, fallas, diapiros...

Procesos sedimentarios y diagenéticos.

Una importante sedimentación favorece que se produzcan fenómenos de inestabilidad por carga sedimentaria. Este proceso ha sido muy importante durante periodos eustáticos bajos, en los que se produjo el desarrollo de potentes cuerpos progradantes en el talud afectados por gran número de estructuras de inestabilidad. La presencia de gas a presión en sedimentos profundos, en cambio, debe ser considerada como un importante riesgo de origen geológico, especialmente para actividades como los sondeos submarinos. Perforaciones, o cualquier estructura artificial penetrante, a través de acumulaciones de gas o interceptando las fallas que atraviesan sedimentos cargados en gas, pueden proporcionar una vía directa y descontrolada para la migración de gas y agua hacia la superficie, produciendo la pérdida total de la resistencia del sedimento, y conducir a la destrucción de todo tipo de estructuras asentadas sobre el fondo.

Procesos erosivos debidos a corrientes de fondo.

La existencia de corrientes de fondo intensas constituye un problema para la instalación y mantenimiento de conducciones y estructuras sumergidas. Estas estructuras son estables en virtud de su gran masa y su extensa base, que les proporciona un centro de gravedad bajo; el



problema surge cuando se produce la pérdida de soporte debido a la existencia de un sustrato inestable por acción de corrientes erosivas. La existencia de constricciones topográficas a la circulación de la corriente, con la consiguiente generación de remolinos y turbulencias, puede dar como resultado una profunda erosión. Esta erosión puede producir la abrasión o corrosión mecánica de determinadas estructuras, como los cables telefónicos, y ha sido citada como uno de los problemas más frecuentes de rotura de los mismos.

Procesos asociados a la sismicidad y fallas activas.

La sismicidad es un fenómeno comúnmente relacionado con la existencia de deslizamientos, tanto en tierra como en mar. La sismicidad debe ser invocada como agente causante de fenómenos de inestabilidad sedimentaria en los que no exista evidencia a favor de otro tipo de factores desencadenantes. El efecto de un terremoto en el sedimento del fondo puede consistir en la aplicación de velocidades o aceleraciones horizontales en el sedimento, que pueden provocar la rotura no drenada del talud, o en el desarrollo de presiones intersticiales en exceso sobre la hidrostática, que pueden dar lugar a fenómenos de licuefacción en sedimentos arenosos, o producir la rotura de sedimentos arcillosos al disminuir la resistencia de los mismos a la cizalla.

Además de las grandes fallas profundas ligadas a los terremotos, otras fallas de menor tamaño, superficiales o subsuperficiales, pueden ser responsables de inestabilidad a escala local en el talud. Las fallas subsuperficiales se relacionan con procesos tectónicos, subsidencia o compactación diferencial, mientras que las superficiales se deben a roturas por cizalla del sedimento, y pueden presentar planos curvos o rectilíneos, dando lugar con ello a diferentes tipos de deslizamientos.

Conclusiones y recomendaciones

De lo anteriormente expuesto y descrito en nuestro trabajo se desprenden las siguientes conclusiones:

1. Es de vital importancia los estudios oceanográficos antes de comenzar los trabajos de exploración y explotación de los yacimientos costa afuera
2. No se pueden descartar los estudios geotécnicos ya que de ellos se derivan las soluciones futuras de anclaje y asentamiento de los equipamientos submarinos.
3. Se deben contratar los equipamientos necesarios para llevar a cabo el muestreo del fondo marino del Golfo de México.
4. Un estudio de los suelos marinos mediante las técnicas de la geofísica somera se hace necesario para el control y conocimiento de estos suelos.

Se recomienda la preparación del personal de CUPET en las actividades de la oceanografía o geología marina como medida de preparación de nuestros especialistas en la asimilación de la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México para la exploración y explotación de yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas, y ampliar los conocimientos sobre la materia tratada en este trabajo mediante cursos, seminarios y entrenamientos en países con amplio desarrollo en la geología marina al servicio de la industria petrolera offshore.



Bibliografía

Seminario de tecnología offshore. Petrobras. 2002.

Seminario de tecnología offshore. Petrad. 2002.

Archivo técnico del Instituto de Investigaciones Marítimas.

Artículos e investigaciones del Centro de Información GEOCUBA.

Sitio Web: Grupo de Geología Marina del Institut de Ciencies del Mar de Barcelona – CSIC, 2000.
<http://www.icm.csic.es/geo/gma/tema2/>

Sitio Web: Compañía Schlumberger, 2002. http://www.slb.com/seed/es/notes/joid_gui.htm
BD Petróleo en Abstract.