



OPENING OF THE EXCLUSIVE ECONOMIC ZONE (EEZ) OF CUBA IN THE GULF OF MEXICO FOR PETROLEUM EXPLORATION

MANUEL MARRERO⁽¹⁾

(1) MINISTERIO DE LA INDUSTRIA BASICA DE CUBA. SENIOR PETROLEUM ADVISOR. AVE. SALVADOR 666, LA HABANA, CUBA. Email: marrero@chab.minbas.cu

ABSTRACT

On June 1999 the Government of the Republic of Cuba has opened its Exclusive Economic Zone in the Gulf of Mexico to foreign investment. This territory of around 112000 km² is practically unexplored and is located in deep waters between 1000 and 2500 m depth of the seabottom.

This area forms a triangle with its base located along the western part of the Cuban archipelago and its vertex pointing to the center of the gulf with a NW direction. The northern side of the EEZ is formed by the USA-CUBA marine border defined on 1976 between the two governments. The side of SE direction is formed by the MEXICO-CUBA marine border defined on 1977 between the two governments.

In order to facilitate the negotiations with foreign oil companies, the Cuban authorities have divided the EEZ area in 59 blocks, the majority of them of 2000 km².

During the 80's in this area have been shot more over 5000 km of 2D seismic lines and also have been drilled 8 shallow well sites by the GLOMAR CHALLENGER vessel. Last year the french service company C.G.G. has shot 7400 km of non-exclusive 2D seismic lines. Close to the offered area is located the western part of Cuban orogen, which has in the Pinar del Rio province many oil and gas shows on the surface and also in very deep wells drilled in early 80's. Besides, in Pinar del Rio outcrop the most rich source rocks of Cuba, sometimes with 5-10 % TOC. This data, together with the geological and geophysical information from the SE Gulf of Mexico northamerican and mexican sectors, give the possibility to make the first approach to the knowledge on the geology and petroleum potential of the Cuban ZEE.

According to the high exploration risk of this new frontier region, the Cuban authorities have made more attractive the PSA model.

.



AN APPROACH TO THE STRATIGRAPHY OF THE CUBAN AREA IN THE SOUTHEASTERN GULF OF MEXICO

Jorge R. Sanchez, Rafael Tenreyro, Juan G. Lopez, Jose O. Lopez, Silvia Blanco, Silvia Valladares and Roberto Otero.

Centro de Investigaciones del Petroleo (CEINPET), Washington 169, Cerro, Ciudad de La Habana 1200.
Cuba, E – mail: jsanchez@ceinpet.inf.cu

ABSTRACT

The pre-orogenic passive margin sequence of proto – Cuba is divided into two paleogeographic domains based on the type of continental basement and their geologic evolution. The Las Villas paleogeographic domain is composed of North American continental basement, whereas the Pinar del Rio continental basement originally belonged to the Yucatan continental microplate. The Pinar del Rio domain occurs in the extreme west of Cuba and was separated from Las Villas by the major San Andres transform fault which was primarily active during the Late Jurassic and Cretaceous. Both domains are divided into a number of tectono – stratigraphic units (TSUs), based on their geologic history and original paleogeographic position. The term is only applied during the thermal subsidence or drift phase (Late Jurassic – Late Cretaceous).

The Pinar del Rio PD contains the following TSUs:

- Sierra de los Organos and
- La Esperanza.

Las Villas PD includes the following TSUs:

- Bahamas;
- Cayo Coco Norte;
- Remedios;
- Cayo Coco Sur;
- Colorados;
- Camajuani;
- Placetas and
- Sierra del Rosario.

Deep Sea Drilling Project Leg 77 Holes 535 and 540 (basin sites) exhibit close affinities during the Cretaceous to the Placetas and Camajuani TSUs respectively in terms of proven source rocks, reservoirs and facies. The section of the Hole 536 shows similarities to the Colorados TSU.

The importance of these comparisons is that the deformed basinal facies occurred during the Cuban orogeny at northern west / central Cuba are well preserved to the west of the Florida platform.

INTRODUCTION



The southeastern Gulf of México represents a unique and key area for studying major global thematic problems as well as solving many regional problems related to the early evolution of the Gulf of Mexico / Caribbean region. The Cuban area is located inside the prolific Gulf of Mexico Hydrocarbon Province, which is part of the Tethys realm.

During the Jurassic the area was part of a broad plate boundary zone that extended from what is now Mexico to the Atlantic Ocean. This complex zone evolved as South America separated and drifted southeastward relative to North America during the breakup of Pangea (Buffler and Marton, 1991).

However, the Mesozoic geologic history of southeastern Mexico is inadequately understood. Little is known about the paleoceanography and paleogeographic of the Gulf / Caribbean area.

The studied area includes the following geologic scenarios from south to north:

- A triangle zone related to the folded and overthrust belt;
- A foreland basin which includes a section up to 6 km of Tertiary and probably Upper Cretaceous sediments;
- The open sea including a pelagic basin and flooded carbonate platform.

METHOD

The stratigraphic data are referred to different tectonostratigraphic units (TSUs) corresponding to the continental margins and summarized in the geologic column (Fig.1). This is the basis for the study of the basins, their palinspastic reconstruction as well as for the correlation with neighbouring areas of the southern Mexico. The term "tectonostratigraphic unit" is typically only used to refer to the stratigraphy deposited during the thermal subsidence of drift phase. It means an area of development of rock with a geological history based on its stratigraphic relationships, limited by deep faults and its paleogeography maintaining more or less successive or coherent relationships (Simon et Cupet eds., 1993). The stratigraphic descriptions are synthetic and focused in a practical sense for hydrocarbon exploration. The onshore data are based on outcrops, petroliferous areas or prospects represented by drilled wells. The Cuban area in deep waters in the southeastern Gulf of Mexico is partially known from the available information which includes several seismic lines acquired by CUPET and the information from the Deep Sea Drilling Program Leg 77 (Schlager et al., 1984).

STRATIGRAPHIC FRAMEWORK

The stratigraphic sequences are identified corresponding to syn – rift and drift stages (Sanchez et Tenreiro, 1996).

Syn – rift: Late Triassic – Early Upper Jurassic.

Rifting presumably began in the Liassic with the development of half – graben basins controlling sedimentation. Environments varied from continental to deltaic and neritic marine. The initial basins became connected and were linked to the ocean.



In western Cuba the sequence is known as San Cayetano Formation and lithologically monotonous, composed of mudstones, sandstones and siltstones with some intercalations of conglomerates and limestones towards the top of the formation.

In the late stage of the rifting episode, in the Middle Jurassic, probably during the Callovian, hundreds of meters of salt (pre – marine evaporites) were deposited. Associated to the salt, four diapiric structures are known as Punta Alegre, Turiguano, Cunagua and possibly San Adrian. Elsewhere in the southern Gulf of Mexico basin, the salt has only been reached in diapiric structures as in northern Cuba (Salvador, 1987).

Drift: Early Upper Jurassic – Upper Cretaceous.

The pre – orogenic passive margin sequence of proto – Cuba is divided into two paleogeographic domains (PD) based on the type of continental basement and their geological evolution (Fig. 2). The Las Villas PD is composed of North American continental basement, whereas the Pinar del Rio PD its continental basement originally belonged to the Yucatan continental microplate. Both PD were separated by a major transform fault (San Andres Fault) which was primarily active during the Late Jurassic and Cretaceous.

The Pinar del Rio PD contains the following TSUs: Sierra de los Organos and La Esperanza. The Las Villas PD contains the following TSUs: Sierra del Rosario, Placetas, Camajuani, Colorados, Cayo Coco Sur, Remedios, Cayo Coco Norte and Bahamas.

Following a brief summary of each TSU is given.

La Esperanza Tectono-stratigraphic Unit

Only Upper Jurassic and Lower Cretaceous rocks are known from this unit. The most representative stratigraphic sections come from deep wells although these rocks are completely imbricated in tectonic sheets. The oldest part of this basin corresponds to the sandy-clayey-carbonate, clayey-sandy-carbonate sediments and carbonates of the Esperanza Group. The palaeodeposition is related to turbidite deposits resulting from slides activated at the edge of the continental slope, probably “shingled” turbidites. The original thickness seems not to have exceeded 1800 m.

Sierra de los Organos Tectono-stratigraphic Unit

This comprises a carbonate bank sequence from Oxfordian to Kimmeridgian passing into a deep water carbonate sequence in the Tithonian to Turonian. Siliceous rocks are mainly present in Albian/Cenomanian. Probably the Turonian sediments (Pons Formation) represent a condensed sequence. Thickness attains 1300 m.

Sierra del Rosario Tectono-stratigraphic Unit

This unit comprises variably dolomitised micritic limestones, sandstones and mudstones with subordinate cherts deposited in deep neritic to bathyal outer shelf to shelf slope settings characterised by pelagic and turbiditic sedimentation. During the Late Neocomian pelagic sedimentation was episodically interrupted by



turbidity currents transporting quartz-rich sands supplied from cratonic areas. Two magmatic events have been recognised in this unit. Originally the section comprised 1300m.

Placetas Tectono-stratigraphic Unit

This unit contains variably argillaceous, siliceous and/or organically rich micritic limestones with subordinate calcarenites, sandstones, and mudstones, deposited in shallow shelf to deeper neritic/bathyal shelf slope settings in the lower part (Jurassic) and in mainly pelagic bathyal settings with subordinate turbidites in the Upper Cretaceous. Many exploration wells have encountered or passed through this unit (Figure 6). From this evidence the interpretation of overthrust sheets from south to north is evident, with a repetition of sequences that attain 4000m of thickness. Frequently the average dip of the beds is 60°, and sometimes, the beds are vertical. The deepest water sediments of the basins of the continental margin in Cuba are related to this unit. In some Mesozoic rocks there is an influx of pyroclastic material coming from sources close to the Zaza Volcanic Arc Terrane. The Coniacian-Santonian unconformity is prominent and is related to a regional orogenic episode. A continental margin magmatic event occurred in the Upper Jurassic as can be observed at the eastern area in the outcrops (Iturralde-Vinent, 1988).

Camajuani Tectono-stratigraphic Unit

This unit whose oldest sedimentary rocks known to date are of Kimmeridgian age, comprises variably argillaceous, mainly micritic limestones with subordinate cherts, cherts and mudstones, silty mudstones deposited in deep neritic shelf-slope settings characterised by mainly pelagic sedimentation with shelfal elements supplied by turbidity currents. There is a tendency for dolomitisation of the limestones to increase; the cherts are less common than in the Placetas Unit, as well as the terrigenous rocks, and there is no evidence for magmatism. The thickness is about 1500 metres.

Colorados Tectono-stratigraphic Unit

In this TSU are included the Jurassic dolomites and limestones and muddy dolomites of the Upper Jurassic and Lower Cretaceous. These are considered as intermediate facies between the dense to pseudoolitic limestones of the Camajuani Unit with calpionellids and **Nannoconus spp.**, and the dense to pseudoolitic limestones with miliolids and algae of the Remedios Unit. Likewise, the calcareous breccias of the Cenomanian and the calcarenites of the Upper Cretaceous, are typical deposits of a carbonate ramp (carbonate slope and turbidite deposits). The Unit is only known in the subsurface by drilling of two deep wells as well as by seismic lines. The thickness attains 3000 metres.

Remedios Tectono-stratigraphic Unit

Remedios Unit is composed of a group of platform carbonate rocks, occurring in stratified sequences, characterised by the widespread development of dolomitic bodies and dolomitic intervals of diagenetic origin. The thickness of the Mesozoic rocks is about 4000 m, including the Upper Jurassic and the



Cretaceous. In it there are some hiatuses linked to non-depositional sequences and the formation of hardgrounds.

Cayo Coco Tectono-stratigraphic Unit

In recent times, the Cuban petroleum geologists have been considered that this Unit is really defined by the presence of a paleochannel of carbonate rocks and cherts of Albian to Maastrichtian age. The existence of these paleochannels was previously mentioned by Pardo (1975). It means that the ancient Cayo Coco Unit was an early platform sequence up to the Aptian, which subsequently became a deep channel in the northern Cayo Coco and a massive ramp facies corresponding to the flooded and slope shelf facies of the Cayo Coco Sur. The paleochannel is known from several deep wells drilled on the northern coast of the current provinces of Ciego de Avila and Camagüey, and the adjacent northern keys. The maximum thickness of the paleochannel is known from the Cayo Coco 2 well and it attains 950 m.

Bahamas Tectono-stratigraphic Unit

The general type section of the Lower Cretaceous and Jurassic of the South Florida and Bahamas lagoonal (coastal margin) evaporite basin illustrates that alternating sequences of shallow water carbonates (limestone and dolomite) are interbedded between evaporites (anhydrites) (Wallis, 1993). Meyerhoff and Hatten (1974) introduced the name Marquesas Supergroup for the best known Portlandian-Early Cretaceous unit of the Florida- Bahamas subsurface. The incomplete thickness in the type section is 2365 metres. During the Late Cretaceous within the platform, shallow-water carbonates and dolomites are dominant but limestones and chalky limestones corresponding to deep-basinal environments (Pine Key Formation) also occur as in northern Cuba (Cayo Coco Unit-Guaney Formation).

Orogenic phase: Late Cretaceous – Middle Eocene.

The syn – orogenic sediments are included in the foreland basins and in the early foreland basins properly.

The early foreland basin comprise the terrigenous – calcareous flysch sequences. These basins developed to the north of the Cretaceous volcanic arc or arcs, located in the front of active thrust belts, where the main direction of transport was towards the developing basin.

The onset of the foreland basin was : 1) The uplift areas in front of the thrust wedge of different TSUs and 2) The carbonate platform to the north where uplift due to peripheral bulge migration can explain the existence of reworked platform derived material occurring to the south.

Western basin.

The sediments comprise the interval from the Campanian to Early Lower Eocene. An angular unconformity separates them from the post – orogenic sediments of Late Lower Eocene. The rocks are flysch-like . Average known thickness by wells is 1,500 meters (Fig. 3). The oldest sediments drilled to



date correspond to the Campanian and Maestrichtian age and comprise intercalations of siltstones, sandstones, fine polymictic conglomerate and arkosic sandstone, with thin mudstone beds.

The Paleocene sediments are represented by polymictic conglomerates with cobbles of fossiliferous limestone and volcanics redeposited. Lithologies within the Early Lower Eocene range from conglobreccias with subrounded cobbles of limestone, basic extrusives and dolerites to silty sandy, argillaceous biomicrites, marl and fossiliferous clayey limestones.

The Paleogene sediments were accumulated in a bathyal environment characterized by normal temperatures and salinity.

The section of the foreland basin offshore area exhibit several seismic horizons related to different units composed of carbonate and terrigenous sediments (Tenreyro et al., 2000) (Fig. 4). Unit D is the base of the foreland basin, where it forms a wedge with a maximum thickness of 3 km. The sedimentation was composed of proximal turbidites. The characteristics of the reflections demonstrates that the main source was to the south. Unit E is a cover sequence with little thickness (500 – 800m) representing different seismic facies from proximal turbidites to pelagic sediments. Unit F has three observed seismic facies: continuous parallel, subparallel of variable continuity and hummocky. The continuous parallel seismic reflections are interpreted as intercalations of distal turbidites with pelagic elements. The subparallel facies can be interpreted as intercalations of pelagic sediments and distal turbidites. The hummocky reflections, of local character, is associated to submarine fans.

REGIONAL CORRELATIONS

Deep Sea Drilling Project Leg 77 was carried out in 1981 to provide ground data for extensive seismic surveys and to document the pre – Tertiary history of the southeastern Gulf of Mexico.

Holes 535 and 540 were drilled in a basinal terrane. The oldest rocks penetrated correspond to rhythmic alternations of light bioturbated and dark laminated carbonaceous limestones which represent the Early Cretaceous interval (Schlager et al., 1984).

Stratigraphic columns of Sites 535 and 540 (basin sites) in the Cretaceous interval, mainly referred to the Neocomian, show close affinities to the Las Villas PD in northern Cuba. Our opinion is that Early Cretaceous sediments of Site 535 may be equivalent to the Veloz Group, Placetas TSU. The Berriasian – Valanginian carbonate interval exhibit good correlation in lithology and microfauna (calpionellids) with Ronda Formation. Both units are good proven source rocks and fractured carbonate reservoir (Sanchez et al., 1984).

The Middle Albian – Early Cenomanian section at Site 540 seems equivalent to the Aptian – Albian (Alunado Formation) and Albian – Turonian (Mata Formation) of the Camajuani TSU (central Cuba). The shallow – water debris included in these proximal turbidites in both locations suggest that the Florida platform was a major source for this debris instead of the Yucatan – Campeche platform.

The importance of these comparisons is that the deformed basinal facies occurred during the Cuban orogeny at north – central Cuba are well preserved to the west of the Florida platform. The present



geometry of the continental margin to the west of Florida supports the assumption that the first 0.4 sec. of the sequence below the hole 535 (Earliest Cretaceous) consists of deep water carbonates similar to those already penetrated at this site. These deep water carbonates are referred to the uppermost part of the Cifuentes Formation (Placetas TSU) as the main productive horizon in the Cuban North Belt of Heavy Crude Oils.

Finally, the carbonate ramp deposits (Colorados TSU) in north – central Cuba (Sanchez et al., 1998) and westernmost part of Martin Mesa oil field (western Cuba) are equivalent in age and facies to the Mid – Cretaceous Tamabra facies in Veracruz, Mexico (Golden Lane and Poza Rica fields) as well as “Deep Edwards” of the Gulf Coast (Texas). In terms of best reservoirs, the Cuban facies are closer to the Mexico ones due to the influence of the Paleogene orogeny, increasing the process of dissolution and fracturing. In addition, the slope deposits penetrated in hole 536 exhibit great similarity with the Tamabra facies (Schlager et al., 1984).

CONCLUSIONS

- Stratigraphic sequences are identified corresponding to the sediments of syn – rift and drift stages as starved basins and platform.
- During compression, deposition occurred on the developing thrust wedge. On the proto – Cuban passive margin, fine grained material derived largely from the volcanic arc and the ophiolitic complex was deposited on top of a regional unconformity.
- The deformed basinal and slope facies at western and north – central Cuba are well preserved to the west of Florida Platform where the Holes 535, 540 and 536 of DSDP Leg 77 exhibit good correlation with the Placetas, Camajuani and Colorado sequences in Cuba.

REFERENCES

- BUFFLER, R.T. and G. MARTON. (1991): Evolution of a Jurassic Seaway, Southeastern Gulf of Mexico. Proposal for Scientific Ocean Drilling, Univ. of Texas at Austin, 40 p., 29 figs.
- SALVADOR, A. (1987): Late Triassic – Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin. American Assoc. Petrol. Geol. Bull., v. 71, p. 419 – 451.
- SANCHEZ, J.R., J.O. LOPEZ, S. VALLADARES and R. SEGURA. (1994): Stratigraphy, Source Rocks, Reservoirs and Seals in the oil provinces of Cuba. Transactions, American Assoc. Petrol. Geol., Annual Meeting, Denver, Co.
- SANCHEZ, J.R. and R. TENREYRO. (1996): Stratigraphy and Geological Evolution of the continental margins in Cuba. South Atlantic Mesozoic Correlations Project, ISSN 1413 – 6813, 8 p., 8 figs., Rio de Janeiro; SAMC NEWS, no. 5, August, p. 54 – 57.
- SANCHEZ, J.R., R. TENREYRO, R. SOCORRO, S. BLANCO and D. BREY. (1998): Relaciones cuenca – plataforma en el paleomargen continental Bahamas – Cuba: estratigrafía, sedimentogénesis y paleogeografía. Memorias, tomo II, Geología y Minería 98, La Habana, p. 312 – 315.



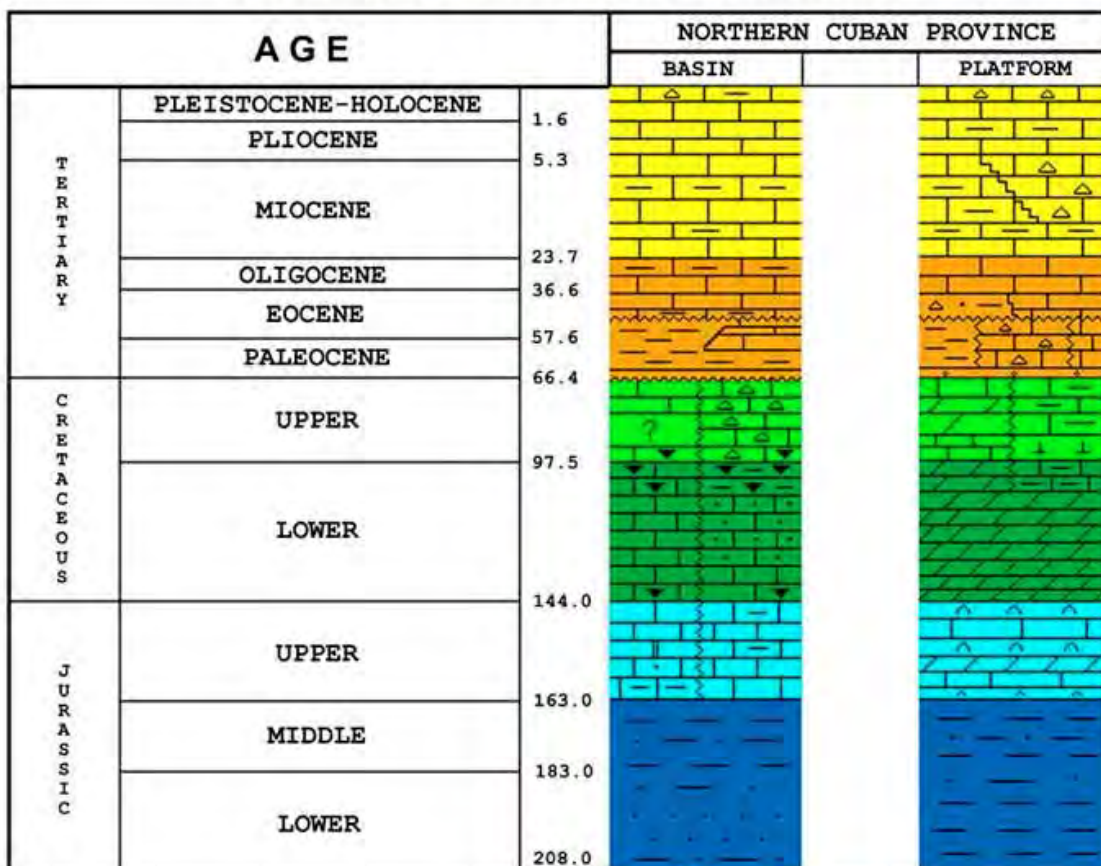
SCHLAGER, W., R.T. BUFFLER, D. ANGSTADT, and R.L. PHAIR. (1984): Geologic history of the southeastern Gulf of Mexico. In: Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, 77, U.S. Government Printing Office, Washington, D.C. p. 715 – 738.

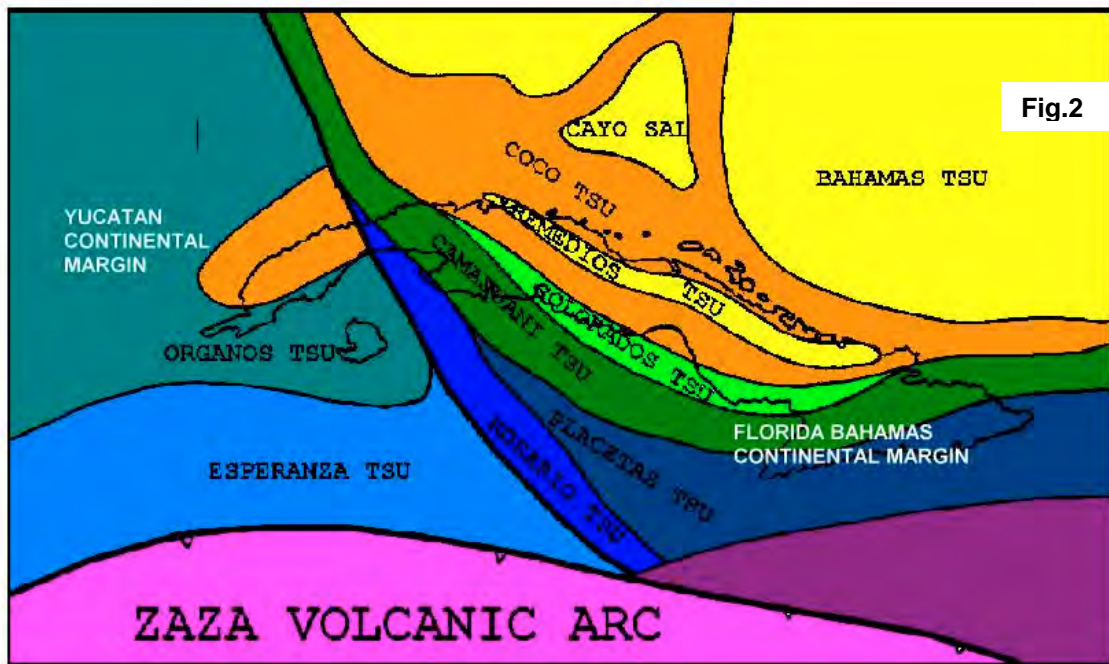
SIMON PETROLEUM AND TECHNOLOGY LIMITED and CUBAPETROLEO eds., (1993): The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba. Proprietary Report, Simon Petrol. Tech. Ltd., Llandudno, UK, Text and 10 Boxes.

TENREYRO, R. J.R. SANCHEZ, R. OTERO, S. TOUCET and JUAN G. LOPEZ. (2000): Análisis sismoestratigráfico y secuencial en la zona económica exclusiva de Cuba en el Golfo de México. Geofísica 2000, Primer Congreso Cubano de Geofísica, 21 – 24 Mayo, La Habana, Resúmenes, p.51, Memorias de GEOINFO – CESIGMA, Grupo CADIC, CD disponible.

GENERALIZED STRATIGRAPHY

Fig.1





MAP OF NORTH AMERICAN DRIFTING CONTINENTAL MARGIN BEFORE THE CUBAN OROGENY
DISPOSITION OF THE TECTONO-STRATIGRAPHIC UNITS (BELTS) IN BAHAMAS-FLORIDA AND
YUCATAN MARGINS

SOME REPRESENTATIVE WELLS DRILLED IN THE WESTERN BASIN

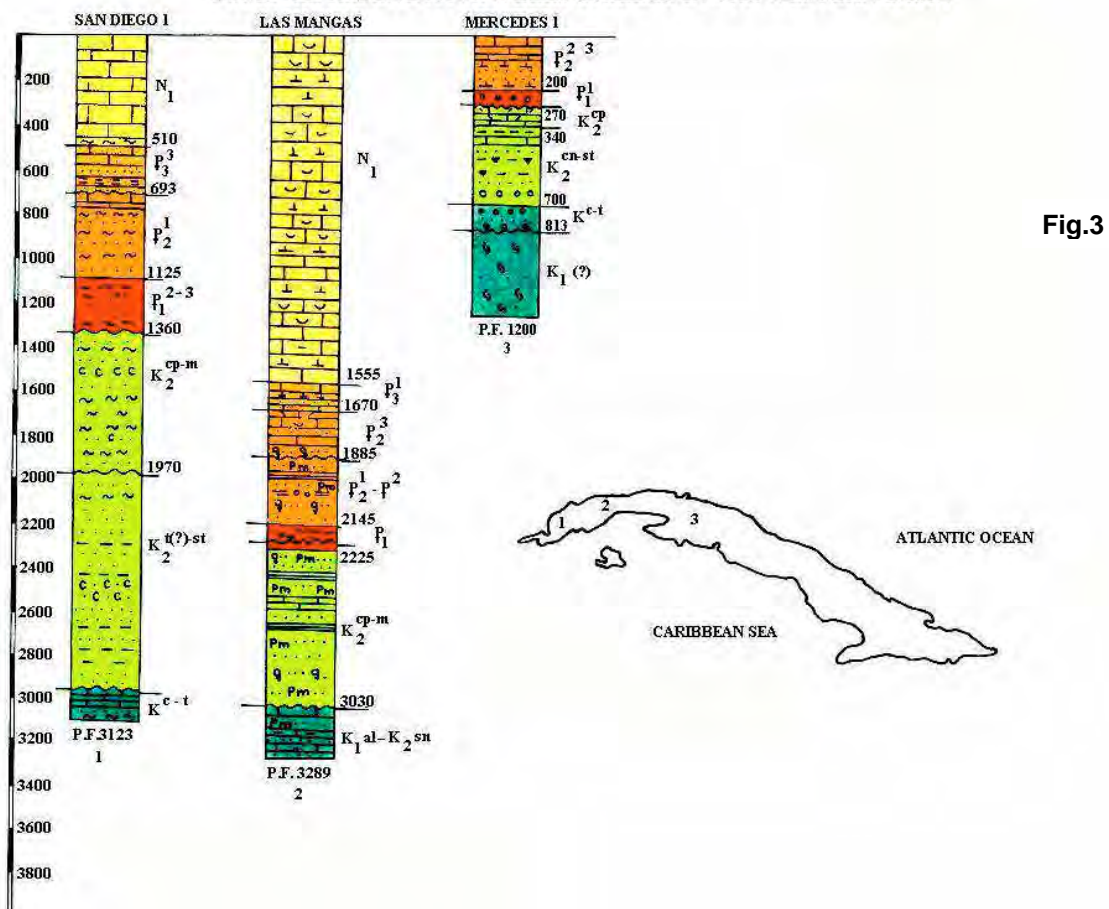
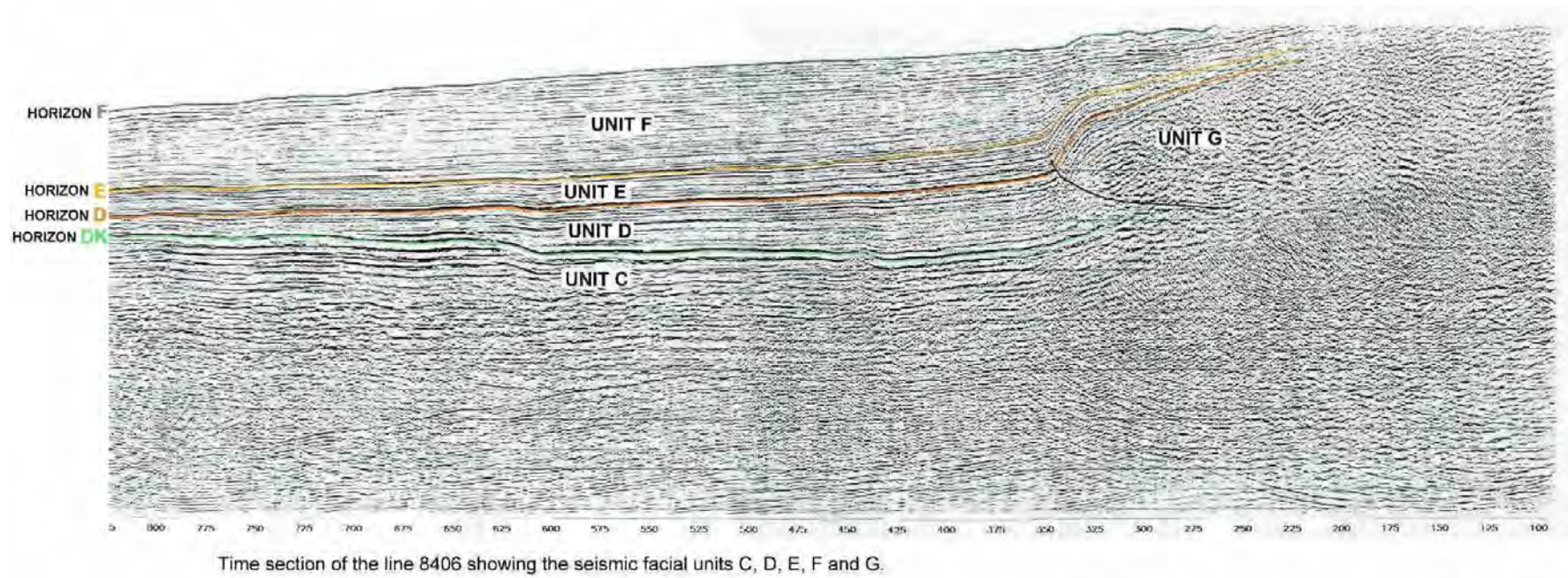


Fig.4





RESERVORIOS CARBONATADOS DE CUBA DERIVADOS DEL MARGEN CONTINENTAL DE LAS BAHAMAS. SEMEJANZAS CON LOS RESERVORIOS DEL SUDESTE DEL GOLFO DE MEXICO.

Silvia Valladares Amaro⁽¹⁾, Rafael Segura Soto⁽¹⁾, Jose Alvarez Castro⁽¹⁾, Rolando García Sánchez⁽¹⁾, Dania Brey del Rey⁽¹⁾, Maritza Rodriguez Viera⁽¹⁾.

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

RESUMEN

Las rocas carbonatadas relacionadas con el margen continental de las Bahamas aparecen en la actualidad en finas bandas sub paralelas conformando las denominadas Unidades Tectono Estratigráficas (UTE) de Remedios – Cayo Coco, Colorados, Camajuaní y Placetas. Constituyen los principales yacimientos de Varadero, Boca de Jaruco, Puerto Escondido y Yumurí.

Los reservorios carbonatados tienen una porosidad primaria formada en ambientes desde baja a alta energía en dependencia de su posición en la paleocuenca.

Algunos procesos diagenéticos redujeron la porosidad primaria entre ellos los más importantes fueron: la calcitización, la dolomitización y la compactación.

Los procesos diagenéticos que mejoraron la porosidad están: la fracturación, el paleocarro y la lixiviación; la dolomitización idiopática creó porosidad intercrystalina.

Los reservorios actuales fueron clasificados atendiendo al ambiente de deposición y a los procesos diagenéticos que los afectaron y se ejemplifican por épocas que a su vez están relacionadas con las variaciones eustáticas de la paleocuenca.

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.

La mayoría de los reservorios carbonatados cubanos relacionados con el desarrollo del Margen Continental de la plataforma Bahamas tienen buena calidad independientemente de su ambiente deposicional y muestran altas porosidades y permeabilidades.

ABSTRACT

At present, carbonate rocks related to the Bahamas continental margin are located on the surface in sub parallel thin bands forming the Tecto Stratigraphic Units (TSU) called Cayo Coco, Remedios, Colorados, Camajuaní y Placetas. The large Cuban oil fields of Varadero and Boca de Jaruco, Puerto Escondido and Yumurí belong to these rocks.



Carbonate reservoirs have porosity formed in low to moderate energy environment with episodic high-energy environment close to the platform reaching turbulent stage in slope areas.

Some diagenetic processes worsened primary porosity. The main processes are calcite deposition, dolomitization and compaction.

The diagenetic processes that enhance porosity are mainly fracturing and recrystallization, paleokarst and leaching, since the eogenesis, also affected a large volume of rocks. Idiomatic dolomitization improves intercrystalline porosity.

The classification of reservoirs considers sedimentation environment and diagenetic processes. We divided carbonate section in three periods from Oxfordian to Maestrichtian.

At the Gulf of Mexico occurs the same phenomenon as Cuba in the Cordoba and Tuxpan Platform.

Most of the carbonate reservoirs in Cuba related to the development of Bahamas Continental Margin have good quality, regardless the depositional environment and show high porosity and permeability. Similar situation occurs in the southeaster part of Gulf of Mexico.



CUBA DEEP OFFSHORE - BASIN EVALUATION BY PROBABILISTIC SCENARIOS MODELLING

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

(1) ENI Agip Division – New Ventures Americas & Europe, via Unione Europea, 3 San Donato Milanese 20097, Milan Italy Email: lorenzo.vassalli@agip.it

(2) ENI Agip Division – Petroleum System Evaluation, via Unione Europea, 3 San Donato Milanese 20097, Milan Italy Email: anna.corradi@agip.it

(3) ENI Agip Division – Petroleum System Evaluation, via Unione Europea, 3 San Donato Milanese 20097 Milan Italy Email: cristina.daturi@agip.it

ABSTRACT

The offshore Exclusive Economic Zone of Cuba (EEZ), which was recently opened to exploration, is a truly unexplored area located in the SE Gulf of Mexico. The geology of this deep part of the GOM can be interpreted only by means of geophysical data since few direct geological data are available.

Due to the great uncertainty in the evaluation of the whole petroleum system, 2D and 3D Basin Modelling studies carried out with a probabilistic approach can help to evaluate the unexplored petroleum systems through different possible scenarios on the hydrocarbon generation and the charge history.

The key elements of the hydrocarbon habitat within the EEZ are best understood in the context of a plate tectonic/palaeogeographic reconstruction. Combining the regional background with the geological model, two source rock can be postulated at distinct stratigraphic levels: during the syn-rift phase (type III kerogene in prodelta-neritic environment) and during post-rift phase (type IIS kerogene, in carbonatic levels). Assumed geochemical parameters have been derived partly from DSDP and onshore data. Potential reservoirs are assumed to be the fractured Upper Jurassic to Lower Cretaceous carbonates and the Jurassic nonmarine sandstones. The Upper Jurassic deep marine carbonates and the Lower Cretaceous marly limestones can be assumed to be the main seals. Based on the data available to date, the inferred play concept can be structural and can include block fault, tilted blocks and 4-way dip closures. Stratigraphic play such as reef complex can be also inferred for the Jurassic limestones.

The present basin thermal setting was defined by DSDP data but its evolution through time has been carried out utilizing a Thermo-Tectonic modelling approach with the aim of reducing the uncertainty about the thermal model and of developing a reliable thermal model based on the definition of crustal type and properties.

Generation and expulsion concerning the mentioned sources have been assessed by a 2D simulation on a key depth converted seismic line crossing the Cuban foredeep. The results made it possible to predict for each postulated source rock a depth range where the hydrocarbon expulsion occurred and to evaluate the HC types introduced into the petroleum system and their amounts. According to the geological model, which has to be better defined with additional geological and geophysical data, the generation and expulsion simulation has pointed out that the postulated syn-rift sources have expelled potentially economic amounts of oil and gas, even in the most conservative hypothesis of source thickness. As far as the two carbonatic source layers are concerned, only the deeper one has expelled HC; this amount of oil introduced in the petroleum system could be interesting from exploration point of view.

A Monte Carlo approach to secondary migration could be subsequently applied to detailed structural interpretation of the carriers system. In this way the possible traps could be evaluated and ranked on the basis of the probability to be charged by hydrocarbons.



INTRODUCTION AND SCOPE

This paper summarises the results of the probabilistic methodology which can be utilized to model unexplored petroleum systems, such as the Cuba's EEZ, that are usually difficult to define with simple, deterministic parameters. The offshore Cuba's Exclusive Economic Zone covers the coastal fringe of northwest Cuba and the shelf to deep-ultradeep waters between the maritime boundaries with U.S and Mexico to the NE and W. In early 2000, the Cuban Authority opened the area to exploration formally inviting foreign oil companies to participate in a 112,000 sqkm acreage covering 59 blocks (Fig.1).

Geophysical and geological informations are available only in the Northern EEZ through the results of the DSDP, the regional seismic surveys made in 1978-80 by U.S. Geological Survey and academic institutions, particularly by the Institute for Geophysics of the University of Texas at Austin. This part of the deep Gulf represents the only place where Mesozoic sediments have been penetrated by drilling.

Previous exploration in the EEZ was limited to non-exclusive seismic data, i.e. 1,650km of '84 2D data reprocessed by CGG in 2000; CGG was also contracted by Cupet to acquire additional 7,000 km of new 2D non exclusive data available in early 2001.

The geology and, consequently, the whole petroleum system of this part of the Gulf of Mexico can be therefore interpreted only by means of geophysical data since very few direct geological data are available and geological extrapolations with the onshore in Cuba are difficult.

Due to the limited amount of calibration data and, consequently, to the great uncertainty about basin evaluation, the probabilistic methodology seems to be very suitable to model unexplored petroleum systems. The use of input ranges of parameters instead of single values, often difficult to assess, and of the large number of parameters that can be set, provides a better link between conceptual geological models, physical reality and mathematical modelling thus helping to perform more realistic prospect assessment. 2D and 3D Basin Modelling studies carried out with a probabilistic approach (Monte Carlo simulations) can help to determine different possible scenarios on the hydrocarbon generation and expulsion and the charge history (see Corradi et al., 1999).

HYDROCARBON HABITAT

Regional geology

The key to understanding the hydrocarbon potential of the EEZ, which is best understood in the plate tectonic/palaeogeographic context, lies in reconstructing the Mesozoic history of the Pangea supercontinent; including the adjacent regions of North American, African and South American Plates (Fig.2). The southeasternmost part of GOM, where the EEZ is situated, was essentially a Late Triassic-Jurassic rift basin located between the Bahamas Bank and the Yucatan Platform (as defined by vv.aa.), which was subsequently affected by a relative stability during Late Jurassic-Early Cretaceous times and by a vast influx of prograding terrigenous clastic wedge caused by Late Cretaceous through Eocene "Laramide" deformation of Cuba.

The regional data available from DSDP campaigns merged with the modern non-exclusive new seismic data recently shot by CGG indicate that the area was thus affected by extensional, compressional and transtensional tectonic regimes.



Geological model

The model is based on regional evidences, including gravity, magnetic, paleomagnetic, seismic reflection and refraction data, plate reconstruction and stratigraphic studies.

In the EEZ, the majority of available seismic data presents a fairly comprehensive picture of the stratigraphy and structure of only the shallower part of the basin: a section of layered sedimentary rocks 3 to 5 sec twt thick was observed in the foredeep between Cuba thrust and the Campeche Terrace (Fig. 3). The analysis of seismic facies and the correlations with deep Gulf data made it possible to subdivide the sedimentary section into two main sequences separated by a main reflector/unconformity which is inferred to be mid-Cretaceous in age ("MCSB", according to the Vail terminology). The MCSB represents a major turning point in sedimentation throughout the Gulf. Other reflectors/unconformities within the two sequences were tentatively interpreted on seismic data and attributed to the tops of the Basement, Triassic-Lower Jurassic (TJ), Middle Jurassic (J1), Upper Jurassic (J2), Paleocene (KC1) and Upper Eocene (KC2+KC3).

The pre-MCSB section (Fig. 3) represents a complex history involving the early evolution of the basin through the Late Triassic to Middle Jurassic stretching of continental crust and the formation of transitional crust (pointed out in EEZ by the presence of tilted graben fills on faulted basement), the Oxfordian marine transgression and the Late Jurassic through Early Cretaceous cooling, subsidence and building of extensive carbonate platforms and the Mid-Cretaceous drowning of the carbonate platforms.

The post-MCSB history was dominated in the EEZ by the filling of the foredeep basin with a thick wedge of siliciclastic sediments derived from Cuba during Late Cretaceous Eocene times (Fig. 3). Starting from the Eocene, the collision of the Cuban arc with the North America margin stops the flysch sedimentation; from the Oligocene a regional transtensional regime is created by the Caribbean plate eastward movement (Pindell and Dewey, 1982). The rest of Cenozoic is represented by pelagic sedimentation.

Among the possible source rocks that can be postulated on the basis of the geological model, the regional studies, the DSDP data and the Northern Cuba data (where the most important source rocks are of Middle Tithonian to Barremian age, *Lopez-Quintero et al., 1994*), two main source rocks were selected for the simulation at the following stages (Fig. 3):

- type III kerogen syn-rift prodelta and neritic shales, represented by two layers within the TJ sequence (Upper Triassic-Lower Jurassic) and one layer at the bottom of J1 interval;
- type IIS kerogen post rift marine bathyal carbonatic-clayey sequence, represented by one layer within the J2 interval and one layer at the bottom of EK interval.

The syn rift lacustrine shales, which were assumed to be deposited at the base of graben fills (bottom TJ interval, Fig. 3), were excluded from the study due to the great uncertainty about their areal extent.

In the EEZ potential reservoirs are inferred to be the Upper Jurassic to Lower Cretaceous fractured carbonates and the Upper Triassic – Jurassic sandstones. Potential seals are represented by tight carbonates and/or intraformational argillaceous intervals.

BASIN MODELLING

A 2D basin modelling study has been performed on a depth converted seismic line. Due to the lack of a dense grid of seismic data, it was not possible to carry out a complete 3D modelling.

In a basin modelling study it is important to reconstruct the thermal history affecting the sedimentary sequence. The present thermal state has been evaluated using DSDP values. A GeoMS proprietary thermo-tectonic modelling namely TECMOD 2D has been performed to assess the paleo heat-flow history, due to the lack of paleothermal calibration indicators. TECMOD is based on mathematical models of rifted sedimentary basin evolution that elaborate, on the lithosphere model of MacKenzie (1978) and incorporate the rheological, thermal and flexural isostatic consequences of lithosphere extension. The thermal model thus obtained is characterised by a heat flow increase up to 2.2 HFU during Late Triassic-Early Jurassic rift, then a decrease during Cretaceous until the heat flow reaches the present value of about 0.8 HFU.

A deterministic approach was then used to compute pressure and temperature evolution in the basin, utilizing the 2D version of Eni-Agip proprietary SEBE3 basin modelling tool.

A great uncertainty concerns the source rock characteristics since no data in the simulation area are available; only for the Cretaceous sources some information can be extrapolated from DSDP.

Regarding the syn-rift source, due to the uncertainty about age and thickness, three different layers within the TJ sequence were simulated at different stratigraphic levels; using two hypotheses for the thickness range (from about 100 to 300 mt in the 1st hypothesis and twice as much in the second, more favorable, hypothesis). These sources were simulated using a type III kerogen.

The deepest part of the layer between MJ and UJ was simulated as a carbonatic source. DSDP data indicate that also the Lower Cretaceous (Valanginian- Albian) is a possible carbonatic source in the study area. Being the thickness of this layer unknown as well, two different hypotheses have been formulated. In the first case, the thickness ranges from 380 to 940 m, in the second, more optimistic case from 480 to 1200 m. For both carbonatic sources type IIS kerogen was used. Kinetic parameters for both kerogen types are taken from Eni-Agip database.

For each modelled source two different TOC values, two different compaction curves and two relative permeability curves (water-HC) have been chosen. Combining in all possible ways all these parameters, 8 scenarios for each source were obtained.

The software used to compute HC generation and expulsion is a version of PMOD (Braun and Burnham, 1993) modified in house. The expulsion has been computed at top and bottom of each source.

The aim of this probabilistic approach is to obtain, for oil, gas and wet gas minimum and maximum curves of expelled HC vs burial-depth. For each of the two simulated source types (syn-rift and carbonatic sources) the computed expulsion values in all the points sampled along the section (both top and bottom) of all the layers belonging to that source type have been analysed together (however keeping separate the two different hypotheses about source rock thickness), in order to have a more complete understanding of the expulsion behaviour of that source type at different depths. For each source type, each of the modelled scenarios has been analysed individually, and eventually curves of expelled HC vs. depth for oil, gas and condensate are obtained. These expulsion curves are functions that fit the expulsion values calculated by PMOD. Among all the different scenarios that were simulated, we focused our attention on two of them, i.e. those that give respectively the minimum and maximum expulsion curves.

For the syn-rift source only HC expelled after 135 My have been considered, this age should represent the deposition of an efficient regional seal. In Fig. 5 minimum and maximum expulsion scenarios for the



syn-rift source are represented (case with low source thickness): the plot includes all expulsion values calculated by PMOD and expulsion curves obtained by fitting these values.

The depth of the oil and gas windows seems to be independent from the scenario for the syn-rift source, as can be seen in Fig. 5 for 2 of the 8 scenarios. All the uncertainties that have been taken into account result only in different amounts of expelled HC.

The same kind of analysis has been performed for the carbonatic sources. The results are shown in Fig. 4. Unlike the syn-rift source, the minimum and maximum scenarios are characterised not only by different amount of expelled HC, but also by a different depth of the top of the oil and gas windows. The Lower Cretaceous source, both in the thin and thick hypotheses, has never expelled HC.

The expulsion functions obtained can be applied to a depth map of the source to compute expelled HC maps. As an example the functions obtained for syn rift source, were used to compute expelled oils and gas on the "burial" TJ. The map used has been obtained from depth converted Top TJ to which the sea bed was subtracted. In Fig.6 the data represent the amount of oil (million of cubic meters for square meter of source at standard conditions) expelled from 135 My to present time. In the North-Western part the burial did not allow the oil expulsion (light blue to green colour in Fig. 6). In the Southern part the source has reached the expulsion depth range before 135 My. The highest expulsion values occur in the central part of the study area. Gas expulsion, instead, shows the highest values in the central-southern part (Fig.7).

Secondary migration study has been performed with an Eni-Agip proprietary software based on the ray-tracing technique. A regional carrier above the Top TJ has been used as migration surface. In Fig 8 and 9 oil and gas pathways are shown. Possible traps along the regional migration pathways are very likely to contain HC.

CONCLUSIONS

The aim of a probabilistic approach to generation and expulsion modelling is the best way to evaluate the petroleum potential in an unexplored area. The different HC expulsion functions provide a range of HC amounts and their expulsion depths.

According to the geological model, which has to be better defined with additional geological and geophysical data, the generation and expulsion simulation has pointed out that the postulated syn-rift sources have expelled potentially economic amounts of oil and gas, even in the most conservative hypothesis of source thickness. As far as the carbonatic sources are concerned, only the deeper one has expelled HC; this amount of oil introduced in the petroleum system could be interesting from exploration point of view.

A Monte Carlo approach to secondary migration could be subsequently applied to detailed structural interpretation of the carriers system.



ACKNOWLEDGEMENTS

ENI Agip Division gratefully acknowledges Dr. S. Schmalholz and Yu. Podladchikov of GeoModelling Solutions in Zuerich for the contribution concerning the Thermo-tectonic modelling for palaeo heat-flow assessment.

Special thanks are also due to CGG and Cupet for their kind permission to use some of their proprietary data.

BIBLIOGRAPHY

VV.AA (1991), *The Gulf of Mexico Basin* (Vol. j of *The Geology of North America*), Department of Geological Sciences The University of Texas at Austin, Austin, Texas

Buffler, R.T., Schlager, W., et al., 1984, *Init. Repts. DSDP 77: Washington* (U.S. Govt. Printing Office).

Petroconsultants S.A. (2000), *North Cuban Province Basin Monitor*, Geneva, Switzerland

Braun R.L. and A.K. Burnham (1993), *User's Manual for PMOD, a pyrolysis and primary migration model*, Lawrence Livermore National Laboratory.

Corradi A. et al. (1999), *Prospect evaluation by probabilistic basin modelling*, AAPG Hedberg Conference "Multi-Dimensional Basin Modeling", Colorado Springs.

McKenzie, D., (1978), *Some remarks on the development of sedimentary basins: Earth and Planetary Science Letters*, v. 40, p. 25-32.



GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS FORECAST OF NORTH CUBA AND ADJOINS GULF OF MEXICO AQUATORIES.

Konstantin A. Kleshev, Victor I. Petersilie, Vasiliy S. Shein.

All–Russia Research Geological Oil Institute (VNIGNI)

VNIGNI, 36, Shosse Entuziastov, Moscow 105118, Russia, E–mail: vnigni@dol.ru

Lecture theses

Sedimentary basins, connected with Mesozoic continental margins of North America and the Cretaceous island arc of Cuba, are selected in the limits of considering region. The sedimentary basin connect in the west part of region (the east part Gulf of Mexico) with Florida transform continental margin, and in the east (the Bahaman islands, and Cuba) – with Bahamas Mesozoic passive margin of the paleocontinent, collided with island arc of Cuba in the end of Cretaceous period – beginning of Paleogene, and transformed in Orogen of collision. Therefore the generation of sedimentary basins in the west and the east parts this region occurred in different ways.

The west part of region (West Floridian basin). Floridian transform continental margin are formed during Mesozoic and Cainozoic, having the wide shelf, sharp continental slope along the transform fault during Mesozoic.

Isostazia, block tectonics prevailed here in Cainozoic, the shelf widen considerably in consequence of it here, therefore the history of development of indicated basins is very simple.

The east part of region (North Cuban basin). Bahamas passive continental margin are characterized here, quite the reverse, presence offshore plan, the flat wide shelf, sharp continental slope and gentle continental step, where the enormous prism of sedimentary rocks have accumulated. The geodynamic evolution of the basin is complex.

The first stage (Triassic – middle Jurassic) connect with rifting of south margin North American paleocontinent with forming of rifts, the second (late Jurassic – Neocomian) – went to breaking Central American continental block of North American paleocontinent and origin of passive continental margin (Bahamas and Central American) on its margins. In third stage (Aptian-Turonian), the forming of Bahamas passive margin have continued and Cuban island arc have appeared. Forth stage (Coniacian – Santonian) – is the collision of Cuban island arc with Bahamas passive margin, the fifth – (Campanian – early Eocene) – is the appearance of Cuban collision orogen of foredeep, nappes, allochton obduction oceanic basement, therefore – foliation of the thick (12-15 km) prism of sedimentary and magmatic rocks to series of tectonic complexies (autochton, paraautochton, allochton and others). And, at last, the final stage of geodynamic evolution (middle Eocene – Anthropogen) took to isostatical levelling in zone of orogen and its block breaking up.

Forming history of the west and east region parts took to appearance of sedimentary basins, characterized by definite potential of oil and gas bearing. The tectonic activity, accumulation of much volume sedimentary rocks, riched by disperse organic matter, forming of reservoirs for oil and gas determined the oil and gas bearing conditions at North Cuban basin. West Frolidian basin developed without significant transformations and collisions, the sediment volume is sufficiently great here, the traps are formed slowly because of weak tectonic processes have gentle wings and considerable sizes. It is a favorable factor for forming and preservation oil and gas pools.

The processes, caused by modern geodynamic took into account the modern stress deformational field, play highly imported role in estimation of perspective oil and gas bearing of reservoirs. North Cuban basin is characterized more significant modern geodynamic activity compared with West Floridian basin.



Selection technology of reservoirs (objects) with consideration of modern geodynamic include complex interpretation of cosmic graphs, detailed bathymetric maps, geological, seismic, gravimetric, magnetic, geochemical data. It would make it possible to select areas (in plan) and intervals (in section) of compact and dilatancy rocks, therefore – to forecast and outline fracture collectors zones and covers, to definit the parameter of valuation oil and gas reserves.

THE ADDED VALUE OF DEPTH IMAGING IN DEEP WATERS E & P ACTIVITIES

Cesare Alberti di Catenaja⁽¹⁾, Marco Marchesini⁽²⁾, Luigi Piffaferri⁽³⁾

⁽¹⁾ ENI-Agip Division, Via Dell'Unione Europea 3, 20097 San Donato Milanese (Milano), Italy
E-mail: cesare.alberti@agip.it

⁽²⁾ ENI-Agip Division, Via Dell'Unione Europea 3, 20097 San Donato Milanese (Milano), Italy
E-mail: marco.marchesini@agip.it

⁽³⁾ ENI-Agip Division, Via Dell'Unione Europea 3, 20097 San Donato Milanese (Milano), Italy
E-mail: luigi.piffaferri@agip.it

ABSTRACT

Pre-Stack Depth Migration (PSDM) can be the solution to many imaging problems, not only in presence of complex structures but also in much simpler cases. The presence of sea bottom variations and deep waters introduce distortions on the seismic image that might not be easily detectable with simple approaches like depth conversions via the much used layer cake approach. In many instances a more complex depth migration approach is required. This would be able to solve not only the large scale anomalies but also the smaller scale ones.

In case of a 3D survey the final depth volume allows a better integration of the many professionals involved in the E & P process like geophysicists, subsurface and structural geologists and also reservoir engineers. The integration starts indeed during the construction of the velocity model when the geophysical tools must be supported by a more comprehensive vision of all aspects of the exploration/development project. With this respect a close co-operation between time and depth processors must always be implemented since the pre-stack processing must be adequately targeted to the depth migration results.

To illustrate how depth imaging can greatly improve the interpretability of deep waters areas we present four cases taken from different areas and geological settings: Mediterranean Sea, West Africa, Gulf of Mexico and offshore Cuba.

It is ENI experience that depth imaging is a highly interpretative process that requires the active presence and strong interaction of geoscientists with different backgrounds. They must apply not only their own specialistic knowledge but also encourage discussion and creativity. This is the only way of producing not only a better focused seismic image but also an improved understanding of the geology of the area of interest that, at the end, represents the real objective of such projects.

The use of depth imaging, from the beginning of exploration through appraisal and development until mature production stage is reached, substantially decreases the uncertainty of reservoir characterisation

with reduction of asset cycle time and optimisation of capital expenditures.

INTRODUCTION

In geologically complex areas and also in much simpler cases, depth migration algorithms are nowadays frequently used as processing tools. In fact they are theoretically more fit to solve positioning problems (migration) in presence of sea bottom variations, deep waters, subsurface velocity anomalies and steep dips, in other words whenever the seismic time image is heavily distorted with respect to the actual structural setting.

In case of 3D surveys the elaboration of a depth volume requires a close integration between the many professionals involved in the E & P process, like geophysicists, subsurface and structural geologists and also reservoir engineers. The integration starts indeed during the construction of the velocity model when the geophysical tools must be supported by a more comprehensive vision of all aspects of the exploration/development project. With this respect a close co-operation between time and depth processors must always be implemented since the pre-stack processing must be adequately targeted to the depth migration results (Pizzaferrri L. et al., 1998).

Nowadays Pre-Stack Depth Migration (PSDM) algorithms are becoming more and more fashionable and less expensive, still maintaining a high cost. PSDM has proved indeed to be a very effective tool for better seismic imaging. The less expensive Post-Stack Depth Migration (PoSDM) still maintains its appeal in less complicated areas and in case a project requires a very fast turn-around time without sacrificing quality.

The following four case histories are taken from different geographical and geological environments but all illustrate how depth imaging can greatly improve the interpretability of deep waters areas: Mediterranean Sea, West Africa, Gulf of Mexico and offshore Cuba. The methodological approach is also different from one case to the other.

1st CASE HISTORY - MEDITERRANEAN SEA: DEEP WATERS AND LARGE VELOCITY VARIATIONS

This case (Alberti C. et al., 1999) illustrates the methodological approach followed to solve a complex problem of depth imaging in the Mediterranean deep waters offshore Egypt. The original time image was thought as being distorted not only by sea bottom variations (from few hundred to a thousand meters) but also by the presence of large scale (thick high velocity Pleistocene) and smaller scale velocity anomalies (low velocity shales and high velocity evaporites).

In the study area the possible targets of Miocene age lie below a thick sequence of Plio-Pleistocene sediments and are sealed by an evaporitic sequence of varying thickness. Moreover the Miocene sequences have low but almost uniform velocity, thus causing poor reflectivity and hence a poor signal-to-noise ratio. An exploratory well found an unexpected thick layer of relatively high velocity Pleistocene instead of prognosed low velocity Pliocene. This caused a complete rethinking of the depth conversion approach. It was decided to use the most up-to-date technologies: Pre-Stack Depth Migration. Since there were constraints either in term of budget and time, it was decided to use 2D PSDM along 22 in-lines to determine the velocity field and then perform a full 3D Post-Stack Depth Migration of the entire volume, allowing a good compromise in terms of cost/benefit ratio. The final depth volume allowed a completely different interpretation with respect to the time migrated volume (fig. 1), demonstrating the absolute necessity of 3D depth imaging in complex areas.

A strict integration between depth imagers and the geologists and geophysicists acquainted with the complex area proved to be one of the winning factors in the successful completion of the study together with the use of PSDM tools in the construction of the velocity volume.

2ND CASE HISTORY - WEST AFRICA: SEISMIC RESOLUTION ENHANCEMENT BY 3D PSDM

By a theoretical point of view, it is a well known fact that in presence of large velocity variations a seismic migration in the time domain is not able to give a correct geometry of events. Still it comes to some surprise when we find it in a real case.

The West Africa Offshore developed as a passive continental margin after the Atlantic Ocean rifting, and is well known as a hydrocarbon province because of the presence of good source-rocks, structures with good reservoirs properties and widespread sealing. The drilling of a few wells on a structure of the West Africa Offshore gave surprising results in terms of dips of the events: dipmeter data and seismics where almost in the opposite directions. A simple 2D test showed that the only possible solution could be found in a 3D PSDM processing of the seismic volume. Since the original seismic data were quite affected by noise and poor signal to noise ratio it was decided to re-process the whole data set in order to produce the best possible pre-stack gathers. The complex geological framework of the area, marked out by important sea bottom depth variations, by clastics, carbonates and evaporites causing important velocity variations, and by the presence of many geological interfaces like regional unconformities, bottoms of erosive channels and salt bodies boundaries, required a multi-disciplinary approach. A good integration of geophysicists and geologists allowed the preparation of a very detailed velocity model, consistent with the well velocity information. The final 3D PSDM volume lead to correctly locate the structures and consequently showed a very good match between dipmeter data and seismic (fig. 2).

The final PSDM depth volume allowed a correct interpretation of reservoir geometries with a great impact on field development strategies.

3RD CASE HISTORY: GULF OF MEXICO - ENHANCEMENT OF SEISMIC IMAGE BY PoSDM

Even if Pre-stack Depth Migration must be considered as the best approach in difficult areas, the Post-stack Depth Migration approach (PoSDM) still has its appeal when the time constraints are necessarily strong or when the CMP data are not immediately available. The whole 3D PoSDM may take just a fraction of the time needed by a PSDM, without compromising too much the final quality. The case presented here concerns a seismic volume treated with PoSDM. The study area is located in the Gulf of Mexico in an area where the water depth exceeds 4000 ft. We find the presence of a clastic series overlying on allochthonous salt bodies. Underneath the salt there are structured tertiary sediments, target of the oil exploration. In order to speed up the process, instead of using a more sophisticated seismic velocity analysis, we used simply the seismic velocity functions derived from the time processing either in the post and pre salt sequences, applying a constant velocity for the water and the salt itself. Such an approach required four iterations of PoSDM, each followed by the interpretation in the depth domain of the relevant horizons (Sea Bottom, Top and Bottom Salt). The comparison of the velocity volume with the available well data showed remarkably good agreement. The overall quality of the seismic depth volume was very good as compared with the time volume, showing improvements both in the salt bodies definition and at the target series. The Bottom Salt in depth is seismically very well focused while the pre-salt sequence shows good reflectors making the seismic interpretation easier and more confident (fig.3).

The success of this work depended on the power of the depth imaging tools and on the accuracy of the process, and also on the good quality of the input data (g.e. the accurately picked stacking velocity functions and the good S/N ratio in the stack time volume) and on the robustness of the geological model.

4TH CASE HISTORY: OFFSHORE CUBA – 2D PSDM

CGG has recently acquired a non-exclusive seismic survey of 7000 km in the offshore Cuba's Exclusive Economic Zone (EEZ). Such an area, that is truly unexplored, covers the coastal fringe of Northwest Cuba and the shelf to deep-ultradeep waters to the North. The few data available show a very complex geology, affected by extensional, compressional and transtensional tectonic regimes. The seismic sections present a fairly comprehensive picture of the stratigraphy and structure of the shallower part of the basin: a section of layered sediments 3 to 5 seconds TWT thick located in the fore deep between the Cuba thrust and the Campeche Terrace. The Basement is quite difficult to be observed and the acoustic basement is assumed to be simply the lowermost coherent reflection.

In order to improve the seismic image and the interpretability of the seismic sections, it was decided to test a 2D PSDM approach on a single line. Thank to the courtesy of CGG that provided the CMP time gathers together with stack and time migrated sections, ENI-Agip Division was able to run the test with encouraging results. The distortion introduced by the sea bottom variations could be adequately compensated, the correct definition of the velocity field inside the post Middle Cretaceous Sequence Boundary (MCSB) produced a better focused seismic image of the sequence itself. Even the pre-MCBS sequence was better imaged in spite of the great depth, that is far exceeding the acquisition cable length.

The interpretative processing approach and the use of the most up-to-date technologies, like local tomography (Koren Z. et al., 1999), together with a layer consistent velocity model building technique proved to be a winning factor in the successful completion of the test (fig. 4).

CONCLUSIONS

All the examples that have been presented show that depth migration can greatly improve the seismic image in deep waters areas, either for exploration and production activities.

Depth migration is a highly interpretative process that requires the active presence and strong interaction of geoscientists with different backgrounds. They must apply not only their own specialistic knowledge but also encourage discussion and creativity. This is the only way of producing not only a better focused seismic image but also an improved understanding of the geology of the area of interest that, at the end, represents the real objective of such projects.

Moreover each project needs appropriate tools and it is responsibility of the depth imaging experts the correct choice of the best methodological approach to each individual project, always optimizing the cost-benefit ratio.

The use of depth imaging, from the beginning of exploration through appraisal and development until mature production stage is reached, substantially decreases the uncertainty of reservoir characterisation with reduction of asset cycle time and optimisation of capital expenditures.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors wish to thank ENI-Agip Division management for permission to publish this paper and many of their colleagues for their co-operation during the preparation of the paper.

Special thanks are also due to CGG for their kind permission to use some of their proprietary data.

REFERENCES



Pizzaferri L., Delfini E., Francescato G., Barsoum K. (1998): *Depth Imaging of a Complex Structure: An Integrated Approach*; I Simposio Internacional De Geofísica Minera, II Conferencia Latinoamericana de Geofísica, Congreso Venezolano de Geofísica, October 25-29, 1998; Caracas (Venezuela).

Alberti C., Pizzaferri L., Bricchi G., Luoni F., Marchesini M. (1999): *Depth Imaging in Deep Waters: a Case History*; Sexto Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica; August 15-19, 1999; Rio de Janeiro (Brasil).

Koren Z., Zackhem U., Kosloff D. (1999): *An Interactive Approach for Velocity-Depth Model Refinement Based on local Tomography*; 61st EAGE Conference, June 7-11, Helsinki (Finland).

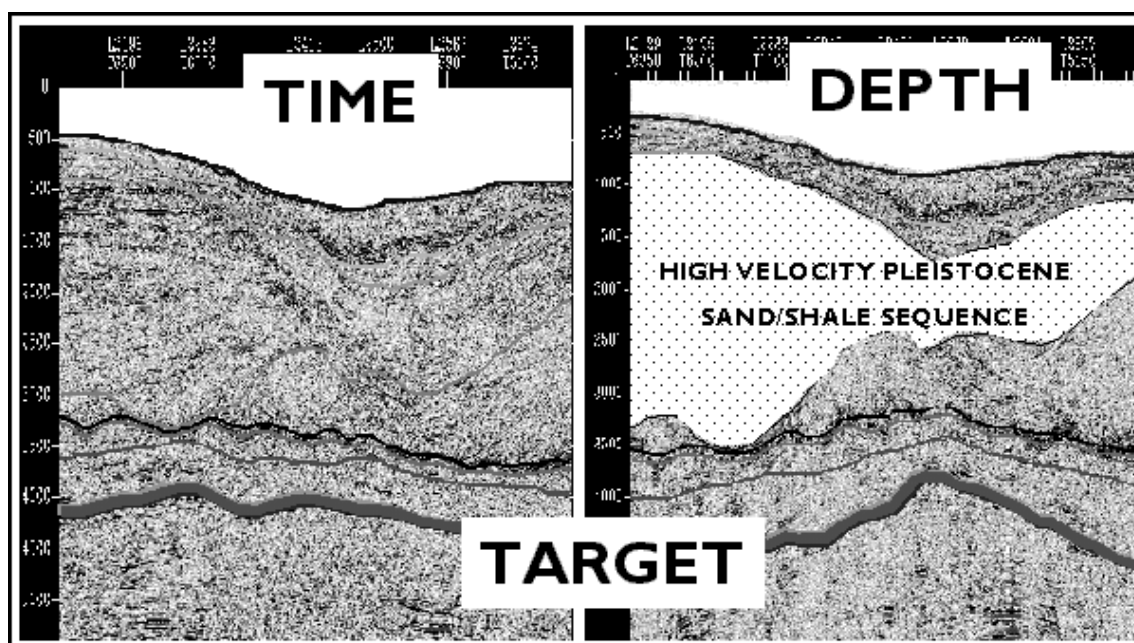


Fig. 1 – 1st Case History: Comparison Between Time and Depth Images

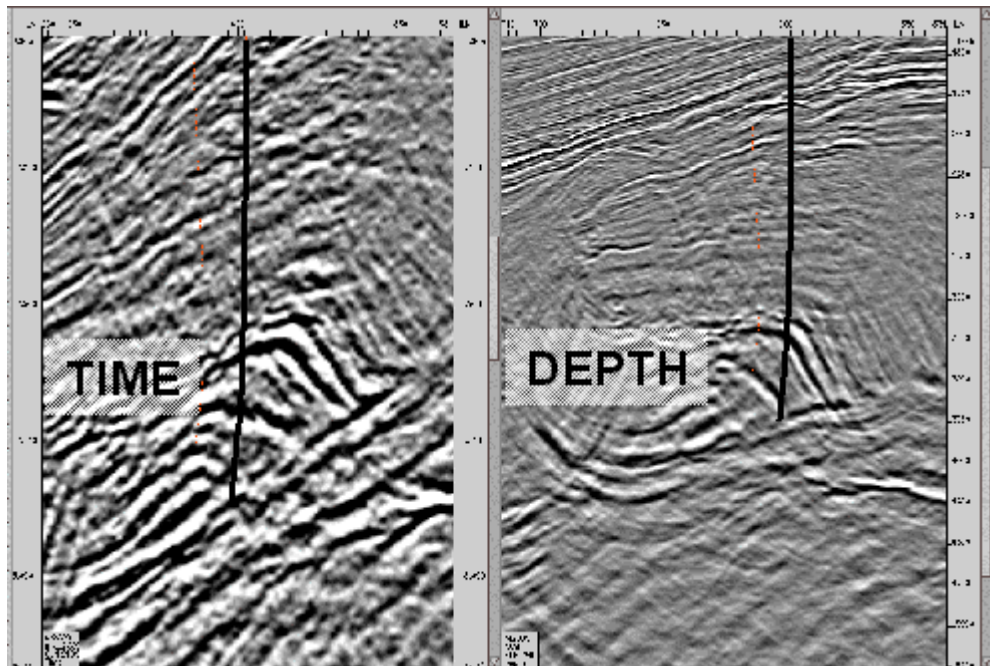


Fig. 2 – 2nd Case History: Comparison of time and depth migration (notice the effects of migration on the structure at the well location)

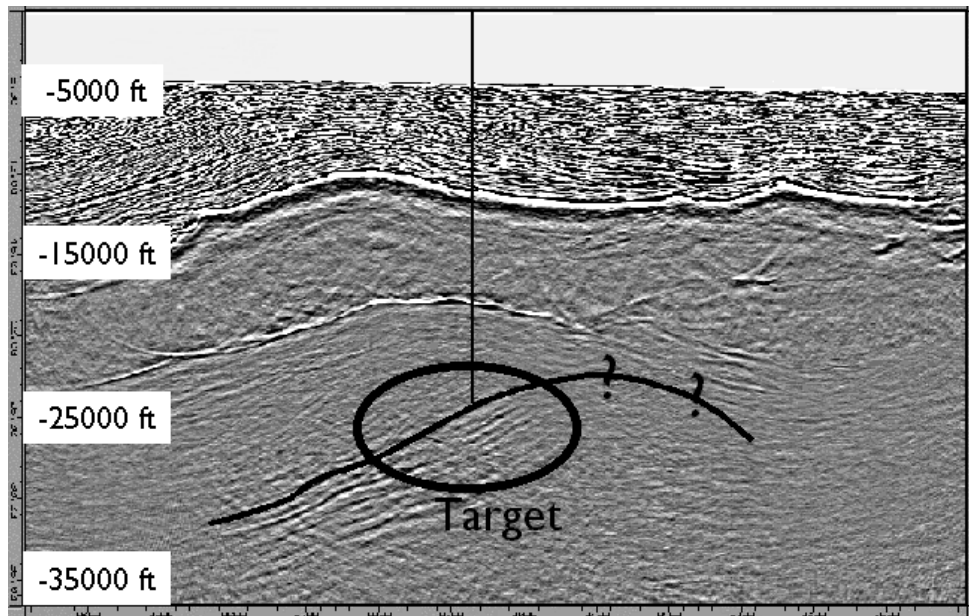


Fig. 3 – 3rd Case History: Depth volume at target

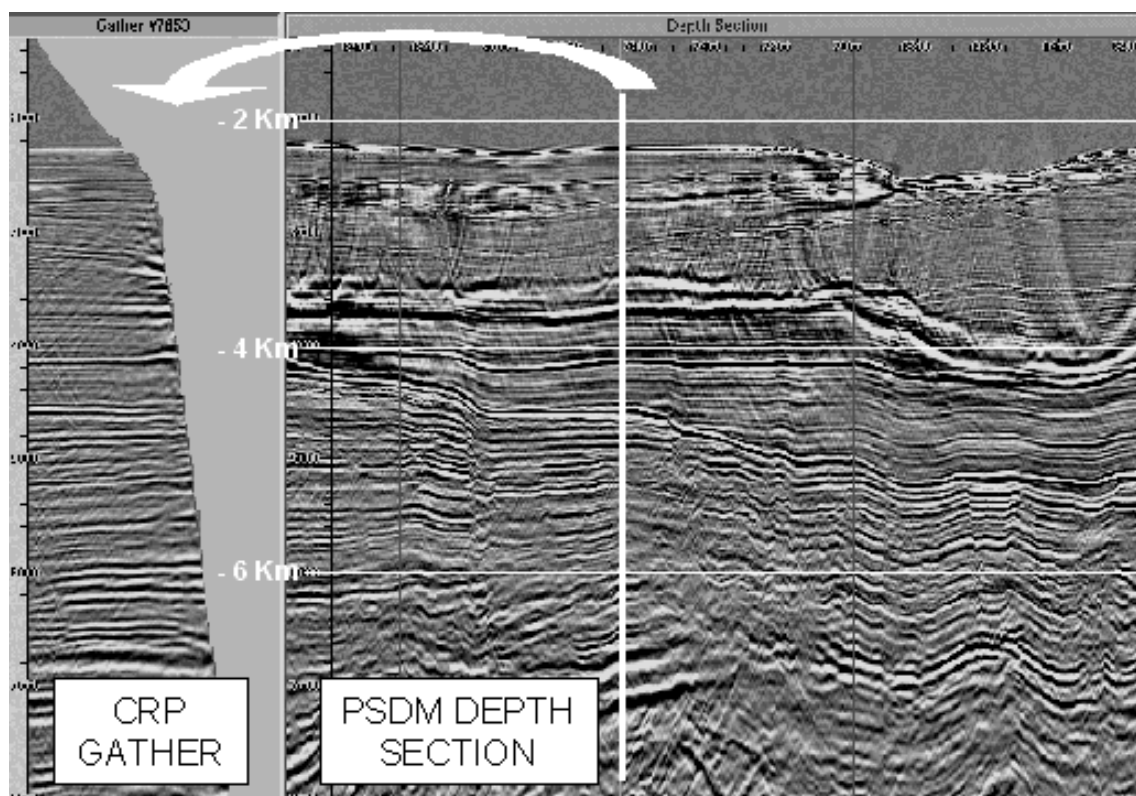


Fig. 4 – 4th Case History: Preliminary QC of velocity model on CRP depth gathers

GEOLOGICAL STRUCTURE, OIL AND GAS FORECAST OF NORTH CUBA AND ADJOINS GULF OF MEXICO AQUATORIES.

Konstantin A. Kleshev, Victor I. Petersilie, Vasiliy S. Shein.

All–Russia Research Geological Oil Institute (VNIGNI)
VNIGNI, 36, Shosse Entuziastov, Moscow 105118, Russia, E–mail: vnigni@dol.ru

Lecture theses

Sedimentary basins, connected with Mesozoic continental margins of North America and the Cretaceous island arc of Cuba, are selected in the limits of considering region. The sedimentary basin connect in the west part of region (the east part Gulf of Mexico) with Florida transform continental margin, and in the east (the Bahaman islands, and Cuba) – with Bahamas Mesozoic passive margin of the paleocontinent, collided with island arc of Cuba in the end of Cretaceous period – beginning of Paleogene, and transformed in Orogen of collision. Therefore the generation of sedimentary basins in the west and the east parts this region occurred in different ways.

The west part of region (West Floridian basin). Floridian transform continental margin are formed during Mesozoic and Cainozoic, having the wide shelf, sharp continental slope along the transform fault during Mesozoic.

Isostazia, block tectonics prevailed here in Cainozoic, the shelf widen considerably in consequence of it here, therefore the history of development of indicated basins is very simple.

The east part of region (North Cuban basin). Bahamas passive continental margin are characterized here, quite the reverse, presence offshore plan, the flat wide shelf, sharp continental slope and gentle continental step, where the enormous prism of sedimentary rocks have accumulated. The geodynamic evolution of the basin is complex.

The first stage (Triassic – middle Jurassic) connect with rifting of south margin North American paleocontinent with forming of rifts, the second (late Jurassic – Neocomian) – went to breaking Central American continental block of North American paleocontinent and origin of passive continental margin (Bahamas and Central American) on its margins. In third stage (Aptian-Turonian), the forming of Bahamas passive margin have continued and Cuban island arc have appeared. Forth stage (Coniacian – Santonian) – is the collision of Cuban island arc with Bahamas passive margin, the fifth – (Campanian – early Eocene) – is the appearance of Cuban collision orogen of foredeep, nappes, allochton obduction oceanic basement, therefore – foliation of the thick (12-15 km) prism of sedimentary and magmatic rocks

to series of tectonic complexies (autochton, paraautochton, allochton and others). And, at last, the final stage of geodynamic evolution (middle Eocene – Anthropogen) took to isostatical levelling in zone of orogen and its block breaking up.

Forming history of the west and east region parts took to appearance of sedimentary basins, characterized by definite potential of oil and gas bearing. The tectonic activity, accumulation of much volume sedimentary rocks, riched by disperse organic matter, forming of reservoirs for oil and gas determined the oil and gas bearing conditions at North Cuban basin. West Frolidian basin developed without significant transformations and collisions, the sediment volume is sufficiently great here, the traps are formed slowly because of weak tectonic processes have gentle wings and considerable sizes. It is a favorable factor for forming and preservation oil and gas pools.

The processes, caused by modern geodynamic took into account the modern stress deformational field, play highly imported role in estimation of perspective oil and gas bearing of reservoirs. North Cuban basin is characterized more significant modern geodynamic activity compared with West Floridian basin.

Selection technology of reservoirs (objects) with consideration of modern geodynamic include complex interpretation of cosmic graphs, detailed bathimetric maps, geological, seismic, gravic, magnetic, geochemical data. It would make it possible to select areas (in plan) and intervals (in section) of compact and dilatancy rocks, therefore – to forecast and outline fracture collectors zones and covers, to definit the parameter of valuation oil and gas reserves.

CUBAN MODEL OF PRODUCTION SHARING AGREEMENT FOR DEEP WATERS

JUAN A. FLEITES MELO (1)

(1) COMERCIAL CUPET S.A. GENERAL MANAGER. CALLE 11 No 511, VEDADO, HAVANA, CUBA. E-MAIL: jfleites@cupetsa.co.cu

ABSTRACT

CUBAPETROLEO (CUPET) is the state-owned company authorised to enter in association with foreign companies to explore for and exploit hydrocarbons in the Republic of Cuba.

With that objective, CUPET provides interested companies a new model of contract which has had in account experiences of other countries and the worldwide current trends for Production Sharing Contracts (PSC) in deep waters.

Minimum work program to be fulfilled by the Contractor in the exploration period will be agreed during negotiations with CUPET. Contractor will have commitments in volume of work (Km of seismic and exploration wells) rather than in amount of expenses.

Fiscal regime is simple and flexible, its main aspects are:

For the cost recovery as well as for the profit oil of the Contractor, formulas are agreed which take in consideration volume and price of hydrocarbons in such a way that the Contractor gets back the investment in a reasonable time.

No signature bonus. No royalties or rentals.

Only one tax is paid on the annual net profit to the central state administration. No taxes of any kind are paid in provinces or municipalities.

Equipment and materials imported in a temporal basis for oil operations do not pay any custom duties. Those imported in a definite basis do pay custom duties which are considered reimbursable as expenses for oil operations.

Contractor does not pay any taxes for exportation of profits or hydrocarbons.

Contractor can freely dispose of his share of produced hydrocarbons, and in the event of selling them in Cuba, the payment will be made at the international market price.

Every contract is approved individually by a Government Resolution and can not be cancelled except by the means clearly establish in the contract.

Discrepancies which can not be solved in an amicably way will be submitted for a definite solution to the International Arbitrage Court of the International Chamber of Commerce of Paris.



RESERVORIOS CARBONATADOS DE CUBA DERIVADOS DEL MARGEN CONTINENTAL DE LAS BAHAMAS. SEMEJANZAS CON LOS RESERVORIOS DEL SUDESTE DEL GOLFO DE MEXICO.

Silvia Valladares Amaro⁽¹⁾, Rafael Segura Soto⁽¹⁾, Jose Alvarez Castro⁽¹⁾, Rolando García Sánchez⁽¹⁾, Dania Brey del Rey⁽¹⁾, Maritza Rodriguez Viera⁽¹⁾.

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

RESUMEN

Las rocas carbonatadas relacionadas con el margen continental de las Bahamas aparecen en la actualidad en finas bandas sub paralelas conformando las denominadas Unidades Tectono Estratigráficas (UTE) de Remedios – Cayo Coco, Colorados, Camajuaní y Placetas. Constituyen los principales yacimientos de Varadero, Boca de Jaruco, Puerto Escondido y Yumurí.

Los reservorios carbonatados tienen una porosidad primaria formada en ambientes desde baja a alta energía en dependencia de su posición en la paleocuenca.

Algunos procesos diagenéticos redujeron la porosidad primaria entre ellos los más importantes fueron: la calcitización, la dolomitización y la compactación.

Los procesos diagenéticos que mejoraron la porosidad están: la fracturación, el paleocarso y la lixiviación; la dolomitización idiopática creó porosidad intercrystalina.

Los reservorios actuales fueron clasificados atendiendo al ambiente de deposición y a los procesos diagenéticos que los afectaron y se ejemplifican por épocas que a su vez están relacionadas con las variaciones eustáticas de la paleocuenca.

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.

La mayoría de los reservorios carbonatados cubanos relacionados con el desarrollo del Margen Continental de la plataforma Bahamas tienen buena calidad independientemente de su ambiente deposicional y muestran altas porosidades y permeabilidades.

ABSTRACT

At present, carbonate rocks related to the Bahamas continental margin are located on the surface in sub parallel thin bands forming the Tecto Stratigraphic Units (TSU) called Cayo Coco, Remedios, Colorados, Camajuaní and Placetas. The large Cuban oil fields of Varadero and Boca de Jaruco, Puerto Escondido and Yumurí belong to these rocks.

Carbonate reservoirs have porosity formed in low to moderate energy environment with episodic high-energy environment close to the platform reaching turbulent stage in slope areas.

Some diagenetic processes worsened primary porosity. The main processes are calcite deposition, dolomitization and compaction.

The diagenetic processes that enhance porosity are mainly fracturing and recrystallization, paleokarst and leaching, since the eogenesis, also affected a large volume of rocks. Idiopathic dolomitization improves intercrystalline porosity.

The classification of reservoirs considers sedimentation environment and diagenetic processes. We divided carbonate section in three periods from Oxfordian to Maestrichtian.

At the Gulf of Mexico occurs the same phenomenon as Cuba in the Cordoba and Tuxpan Platform.

Most of the carbonate reservoirs in Cuba related to the development of Bahamas Continental Margin have good quality, regardless the depositional environment and show high porosity and permeability. Similar situation occurs in the southeaster part of Gulf of Mexico.



INTRODUCCION

Los estudios realizados por los autores conllevaron a definir los procesos que afectaron la roca original y se concluyó que a pesar de que algunas de ellas se depositaron en condiciones de plataforma, la porosidad primaria fue ocluida. Procesos posteriores contribuyeron a que ésta fuera mejorada o reducida, todo lo cual conforman los actuales reservorios, los que a su vez se describen por épocas y ambientes deposicionales. El estudio fue realizado sobre numerosas muestras de pozos que abarcan una amplia región de Cuba, lo que se muestra en la figura 1, aunque por supuesto el grado de estudio no fue el mismo para todas las UTE analizadas.

Posteriormente basado en artículos y eventos en los que participaron algunos de los autores se pudieron encontrar algunas semejanzas entre los sedimentos depositados en las plataformas de Córdoba y Tuxpan en la parte sudeste del Golfo de México con las cuales se relacionan los yacimientos gigantes de Campeche, Poza Rica, Taumalipas, Reforma, Chiapas, Tabasco vinculados a las fajas de oro de México.

En el trabajo se exponen sus semejanzas y diferencias así como algunas consideraciones sobre el desarrollo de reservorios en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México y la vinculación del contexto más regional pre Maestrichtiano con la existencia de numerosas plataformas carbonatadas.

POROSIDAD Y DIAGENESIS EN LOS CARBONATOS DERIVADOS DE LA PLATAFORMA DE BAHAMAS

La porosidad en los carbonatos relacionados con la plataforma de Bahamas (Valladares S y otros, 1998) se formó a partir de la deposición de sedimentos generalmente 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 las 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 de las rocas del Jurásico y Cretácico Inferior) o por micrita (cemento sinsedimentario para aguas profundas), quedando constituida la roca consolidada. La porosidad relacionada con los sedimentos de tipo arrecifal y periarrecifal, que se formaron en ambientes de elevada a baja energía, corresponde a las de tipo biomicrita e intrabiomicrita cuya porosidad primaria prácticamente no fue ocluida aunque si afectada por la recristalización principalmente.

Los procesos diagenéticos se relacionaron con los establecidos en la literatura (Choquette and Prey, 1985). En cada etapa de la diagénesis se definieron los que contribuyeron al empeoramiento o mejoría de la porosidad, siendo los más importantes los que se describen a continuación:

Como procesos diagenéticos que empeoraron la porosidad se encuentran en primer lugar los de calcitización (para las rocas de cuenca y talud) y la dolomitización para los de plataforma



durante el Jurásico - Cretácico Inferior; como menos importantes aparecen los de reducción del espacio poroso por soluciones con yeso, anhidrita, barita, pirita, y el sellado por calcita espática.

Un aparte para el efecto de compactación que afectó la porosidad en dos ocasiones; la primera cuando ocurrió de forma normal debido al peso de los sedimentos y la segunda cuando por fenómenos tectónicos fueron sobrepuestas grandes masas rocosas sobre los carbonatos ya existentes; este fenómeno se comienza a apreciar a partir de los 2700m que es donde ocurre en todos los casos el cambio brusco en la porosidad.

Como procesos diagenéticos que mejoran la comunicación del espacio poroso e incluso en algunos se incrementan 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 sigue en importancia el de carsismo que ocurre en la telogénesis pero que afecta a un gran volumen de rocas, los de lixiviación que ocurren desde la eogénesis y la dolomitización idiótópica que favorece la porosidad intercrystalina que en determinadas rocas se mantiene.

CLASIFICACION DE LOS RESERVORIOS CUBANOS

Clasificamos los reservorios basándonos en los ambientes en que se depositaron y los procesos diagenéticos que sufrieron, llegando a las definiciones siguientes por edades (Valladares S y otros, 1998):

En el Oxfordiano- Kinmerigdiano existen evidencias de que había una sola cuenca cuya profundidad no sobrepasaba los 100m, y que se expresa mejor en los sedimentos de la actual UTE Placetas. Los reservorios correspondientes al Oxfordiano de tipo areniscas, arcillas y mudstones, descubiertos hasta el momento por perforaciones profundas, por efecto de la compactación y poca intensidad de fracturación, son de baja calidad.

En las calizas (grainstones de peletas y peloides, wackestones, packstones y mudstones) del Kimmeridgiano (parte alta (?)) encontramos reservorios de buena calidad sobre todo en el yacimiento Boca de Jaruco. Estos están afectados por una intensa fracturación y carsismo dando lugar a porosidades de diferentes tipos con valores medios inferiores al 5% sin embargo con permeabilidades de hasta cientos de milidarcy.

En el Tithoniano ocurrió una profundización de la paleocuenca que se dividió en tres facies correspondientemente a los ambientes deposicionales predominantes y encontramos reservorios de buena calidad en todas las formaciones; esta situación se mantiene durante el Neocomiano. así en la Plataforma carbonatada de aguas someras (UTE Remedios) tenemos dolomitas y calizas con porosidad de hasta 15%; en algunas áreas más afectadas por la intensa dolomitización los reservorios se encuentran irregularmente distribuidos en el corte y están fundamentalmente relacionados con algunas fracturas y vórgulos por lo que la porosidad disminuye a valores menores



del 10%. En la Zona de Talud (UTE Colorados - Camajuaní) se presentan grainstones, wackestone y packstones con incluso con aporte de la plataforma y porosidad variable, no existiendo suficientes datos para hallar un valor medio. En la parte Batial se depositan mudstones calcáreos, wackestones - packstones de bioclastos y hacia el Neocomiano predominan los wackestone radiolárico; en esta facie se desarrollan reservorios asignados a la UTE Placetas que fueron afectados por la fracturación y el carsismo a lo que se suman vóculos y porosidad móldica dando lugar a altas porosidades (de hasta 30% y 15% como promedio) y permeabilidades (del orden de los darcy por investigaciones hidrodinámicas en pozos); estos últimos son productores en los yacimientos Varadero, Puerto Escondido, Yumurí y B. Jaruco.

Un ejemplo con las electrofacies y valores de porosidad de la sección del Jurásico – Neocomiano correspondiente a los depósitos de la UTE Placetas, principales productores en la Franja Norte de Crudos Pesados se muestra en la figura 2.

Durante el Aptiano ocurrió la mayor diferenciación en la paleocuenca que corresponde con las denominaciones actuales de las UTE y que se dividió en cinco facies correspondientes a los paleoambientes predominantes Esta situación se mantiene hasta fines del Campaniano

Este periodo se caracteriza por marcadas diferencias en los reservorios y su calidad, pues aparecen los depósitos del paleocanal (UTE Cayo Coco) con calizas margas y silicitas, los que debido al tipo de roca y el poco grado de fracturación se definen mejor como un sello que como reservorio; sin embargo los depósitos propios de la plataforma (UTE Remedios), comienzan a ser menos dolomitizados y empiezan a aparecer bioconstrucciones de rudistas que tienen su máxima expresión durante el Maestrichtiano por lo que constituyen buenos reservorios con porosidad primaria y secundaria cuyos valores alcanzan hasta el 25%; los correspondientes al Talud (UTE Colorados) presentan mejor calidad que mejora hacia el Turoniano y Maestrichtiano en el que se observan “debris” de la plataforma con facies de grainstones y calcarenitas alcanzando porosidades de hasta el 30%; los depósitos pertenecientes a la UTE Placetas comienzan a tener un mayor contenido de arcilla y sílice lo que les hace disminuir sus propiedades como reservorio aunque la fracturación los mejora siendo productores en algunos yacimientos como Cantel, Guásimas, Varadero Sur y Boca de Jaruco.

Durante el Maestrichtiano la orogenia produce un gran promontorio de las rocas de Placetas y su destrucción provoca una brecha calcárea con buenas propiedades como reservorio que es productora en el yacimiento Boca de Jaruco.

COMPARACION ENTRE LOS RESERVORIOS CUBANOS Y DEL SUDESTE DEL GOLFO DE MEXICO

En el contexto regional los reservorios cubanos y del sudeste del Golfo de México se relacionan con el desarrollo de plataformas carbonatadas que existieron desde el Oxfordiano hasta el Maestrichtiano en toda la región, tales como las de Bahamas, Córdoba y Tuxpan (Tenreyro y



otros, 1998), figura 3. Estas plataformas se vinculan con rocas propias de la plataforma, de talud y de cuenca.

Basándonos en varios trabajos de la región hemos establecido algunas comparaciones entre las formaciones productivas del sudeste del Golfo de México y los reservorios cubanos también altamente productores en algunos yacimientos de Cuba.

Según Nehring R, 1991 el Kinmeridgiano es la unidad del Jurásico más prolífera del sudeste del Golfo de México estando los campos de Campeche y Reforma en el offshore y los de Chiapas-Tabasco en el onshore, entre los de mayor producción de petróleo en el mundo. Estos depósitos del Kinmeridgiano pertenecen a la formación Tamán, Miembro San Andrés.

Según el autor y Amos S, 1991 fueron depositados en ambiente de aguas someras dentro de un ambiente de alta energía y corresponden a dolomitas y grainstones de peloides con una porosidad de matriz baja entre 4 – 6% que se incrementa hasta 15% debido a la intensa fracturación con una permeabilidad excelente obteniéndose producciones iniciales del orden de los 5 000 – 20 000 barriles por día.

Los depósitos de Kinmeridgiano en Cuba pertenecen a la UTE Placetas Formación Cifuentes, paquetes V y IV; son mudstones calcáreos, wackestones, packstone y grainstones de peletas y peloides que presentan una porosidad de matriz del orden de 5%, con altas permeabilidades debido a la intensa fracturación y carsismo, presentan producciones iniciales del orden de los 4 000 barriles por días de petróleo pesado que pudiera ser superior en petróleos más ligeros. Estos depósitos son los de mayor producción junto con los del Tithoniano en los yacimientos Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Yumurí y Varadero en Cuba formando parte de la Franja Norte de Crudos Pesados, nuestra actual Franja de Oro.

Según los autores antes mencionados los depósitos del Tithoniano en el sudeste del Golfo de México no son altamente productores aunque poseen reservas de gas, sin embargo constituyen una roca madre excelente en la Formación Pimienta que contiene arcillas muy bituminosas.

En Cuba el Tithoniano de la UTE Placetas, Formación Cifuentes, paquetes III, II y I contiene también arcillas bituminosas y son excelentes rocas madres, pero a su vez reservorios fracturados y cavernosos en los wackestones de bioclastos y packstones y mudstones calcáreos que la componen. Producen generalmente con los depósitos del Kinmeridgiano en la Franja Norte de Cudos Pesados y presentan porosidad de hasta 30% y permeabilidades del orden de los darcy. La perforación horizontal perpendicular al sistema de fracturas ha incrementado su producción respecto a los pozos verticales en 20 veces.

También son productivos en Cuba y en el sudeste del Golfo de México las secuencias del Hauteriviano – Aptiano. En México pruce de calizas fracturadas de la Formación Taumalipas Inferior en el campo de Tampico. En Cuba son productoras en la UTE Placetas, formaciones Ronda, Morena y carmita en los yacimientos de Boca de Jaruco y Varadero y los perisféricos de Varadero.



Las secuencias del Albiano – Cenomaniano Inferior son altamente productivas en las formaciones El Abra y Tamabra. El Abra con facies de arrecifes de rudistas que poseen una alta porosidad secundaria y permeabilidad creada por una exposición subaérea en el Eoceno y Oligoceno (Nehring R, 1991). Esta facie la tenemos en Cuba dentro de la plataforma de Remedios correspondiente a la formación Palenque que posee buenos reservorios de tipo primario y secundarios; esta formación no ha sido descubierta en pozos dentro de estructuras favorables por lo que no produce petróleo actualmente pero se define muy bien por la sísmica y es un prospecto a desarrollar en el futuro en el offshore.

Tamabra contiene facies de “debris” de la plataforma y porosidades entre 8 – 20% con permeabilidades entre 5 – 1 000 md. Condiciones similares encontramos en la UTE Coalorados, Formación Colorados en Cuba que son “debris” de la plataforma con alta porosidad, sin embargo sólo ha sido perforada en 1 pozo donde tuvo manifestaciones de petróleo.

Se muestran dos fotos de secciones delgadas que ejemplifican las características de los reservorios de las formaciones palenque y Colorados. (figuras 4 a y b.)

CONCLUSIONES:

1. Existen reservorios en todas la épocas, independientemente que la porosidad primaria fue ocluida para las rocas del Jurásico al Cretácico Medio depositadas en ambientes de plataforma, talud y cuenca. Los depósitos arrecifales del Cretácico Superior también manifiestan un carácter de buenos reservorios y conservan la porosidad primaria.
2. Como efectos negativos para la porosidad se definen: la calcitización, dolomitización y el de compactación que afecta a las rocas por debajo de los 2 700m.
3. Como efectos positivos que mejoran la porosidad están la fracturación, carsismo y lixiviación. La dolomitización actúa positivamente en algunos casos.
4. Existe cierta semejanza en el desarrollo de las plataformas de Bahamas, Córdoba y Tuxpan desde el Oxfordiano al Cretácico Superior. Debido a ello se desarrollan facies reservorios parecidas en su origen y procesos diagenéticos.
5. Las secuencias altamente productivas del Kinmeridgiano en los campos de Taumalinas, Reforma, Campeche y otros en el ssudeste del Golfo de México pueden ser comparadas con las de los yacimientos Boca de jaruco, Yumurí, Puerto Escondido y Varadero en Cuba.
6. Otras secuencias del Jurásico Superior – Cretácico Inferior son productivas en ambas zonas.
7. Las formaciones El Abra y Tamabra poseen facies similares a las formaciones Palenque y Colorados respectivamente. Estas facies pueden representar horizontes productivos perforadas en condiciones estructurales favorables en Cuba.



BIBLIOGRAFIA

- Amos S. (1991) The Gulf of Mexico Basin. The Geology of North America, Volumen J. Department of Geological Sciences. The University of Texas at Austin. Chapter 8 pag 131 - 244
- Choquette P.W. and Prey L.C (1985) Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. Reservoirs III Carbonates AAPG Treatise of Petroleum Geology Reprint Series, N 5 pag 1 –45.
- Nehring R. (1991) The Gulf of Mexico Basin. The Geology of North America, Volumen J. Department of Geological Sciences. The University of Texas at Austin. Chapter 15 pag 445 – 494.
- Tenreiro R, Otero R., Toucet S, López J. G., Navarrete L. E. 1998 Evaluación del potencial de hidrocarburos del sur del Golfo de México. Pag. 319 - 321 Memorias II. Congreso Geología y Minería '98, Ciudad Habana, Cuba,
- 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. Pag. 717- 721, Memorias I Congreso Geología y Minería '98, Ciudad Habana, Cuba.

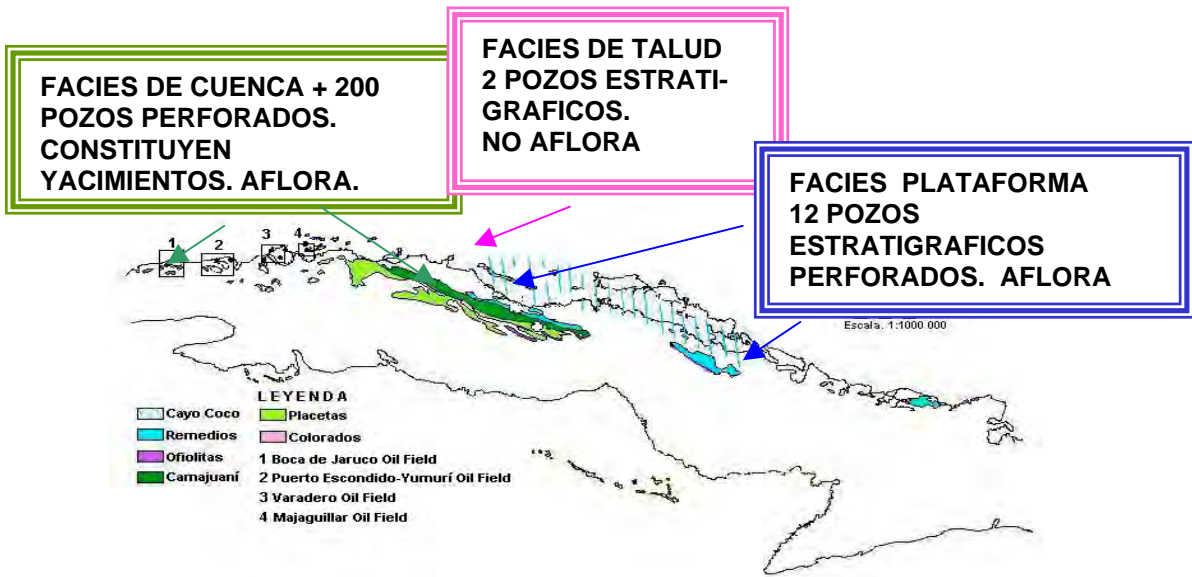
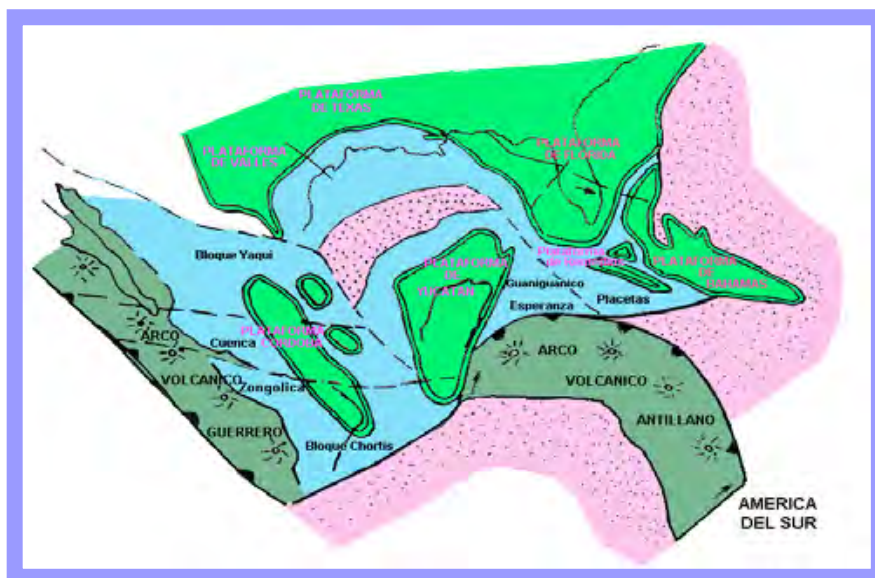


Figura 1 Ubicación y grado de estudio de las secuencias pertenecientes al margen continental de Bahamas estudiadas.

Fm	AGE	BIOFACIES	MICROFACIES	mineral	ELECTROFACIES	POROSITY	RESERVOIR TYPES
SEAL	Pg						
MORONA	K ₁ ^h	nannococcus spp. of radiolarians	argillaceous calcareous mudstone			14,2%	fracture mic rofractura moldic
	K ₁ ^h	calpionellid zones	bioclastic wackestone of radiolarians and calpionellid argillaceous calcareous mudstone; rare chert			12,6%	fracture mic rofractura
RONDÁ	K ₁ ^h	calpionellid zones and calpionellopsis	calcareous mudstone radiolarian wackestone and calpionellid chert abundant shale			13,5%	fracture mic rofractura vug moldic karat
	K ₁ ^h	calpionella zone and calpionellopsis	bioclastic wackestone of radiolarians and calpionellid some chert abundant shale			7,5%	fracture mic rofractura
CIUFUEÑTES	J ₃ ^t	crinoidal spp. calcareous shale	mudstone wackestone shale			10,7%	fracture mic rofractura
	J ₃ ^t	crinoidal spp. calcareous shale	calcareous mudstone wackestone packstone shale and rare chert			10,7%	vug moldic karat
	J ₃ ^t	calcareous apteous radiolarian and calcareous chert	calcareous mudstone bioclastic wackestone packstone shale rare chert			9,3%	fracture moldic intercrystalline
	J ₃ ^m	calcareous mudstone peloidal wackestone packstone grainstone and shale	calcareous mudstone peloidal wackestone packstone grainstone and shale			5,8%	fracture mic rofractura
	J ₃ ^m	globobaculites alpinus (abundant)	peloidal mudstone wackestone packstone argillaceous mudstone			10,5%	fracture vug karat
CON	J ₃ ^m	sandy shale and subordinate carbonate				6,7%	fracture mic rofractura

Figura 2 Ejemplo de facies, electrofacies y propiedades de reservorios del Jurásico Superior - Neocomiano en la UTE Placetas



(a)



(b)

- a) Rudistas de la Formación Palenque;
- b) Grainstone de rudistas de la Formación Colorados



CONDICIONES PARA LA FORMACION DE YACIMIENTOS DE PETROLEO Y GAS EN LA ZONA CUBANA DE AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MEXICO.

Juan Guillermo López Rivera⁽¹⁾, José Orlando López Quintero⁽¹⁾, Rafael Tenreiro Pérez⁽¹⁾.

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) Washington No. 169, Cerro, La Habana 12000, Cuba Teléfono (537) 577309, Fax (537) 666021, E-mail: jorlando@ceinpet.inf.cu, rafael@ceinpet.inf.cu,

RESUMEN

El sector cubano del Golfo de México, tomando en cuenta su ubicación en el excelente entorno petrolero regional presenta expectativas positivas en relación con su potencial de hidrocarburos, considerando que es un área virgen, con una cuenca de antepaís no perforada.

Este sector presenta una columna geológica que incluye un basamento continental prejurásico y un relleno sedimentario constituido por secuencias de ruptura, deriva y postderiva, con espesores desde 12 y 13 Km al sur y hasta 6-7 Km al norte.

En el área de estudio se destacan 5 elementos tectónicos principales: 1) Cinturón de cabalgamientos de Cuba (sur), 2) Cuenca de antepaís inmediatamente al norte del citado cinturón, 3) Plataforma de Florida al este, 4) Plataforma de Yucatán al oeste, 5) Cuenca abierta de aguas profundas, ubicada entre los tres últimos elementos tectónicos mencionados.

Cada uno de estos elementos tectónicos tiene condiciones específicas para la formación de yacimientos de hidrocarburos y las condiciones propias de la Zona Cubana de Aguas Profundas del Golfo de México, permite considerar a la misma como de grandes perspectivas para el descubrimiento de importantes yacimientos de petróleo y gas.

ABSTRACT

The Cuban sector in the Gulf of Mexico is located in an excellent regional framework for petroleum exploration, with positive expectations considering that this is a virgin area with non – drilled foreland basin.

The geological column of the sector includes a pre-jurassic continental basement and a sedimentary section constituted by rupture, drift and post-drift sequences, with 12 – 13 km thickness towards the south and 6 – 7 km to the north.

There are 5 main tectonic elements in the studied area: 1) Cuban overthrust belt to the south, 2) Foreland basin immediately to the north of the mentioned belt, 3) Platform of Florida to the east, 4) Yucatan Platform to the west, 5) Deep water open basin located between the last three tectonic elements.

Each of those tectonic elements have specific conditions for oil field formation. The Deep water Cuban Zone in the Gulf of Mexico has high perspectives for the discovery of significant oil and gas fields.



PROVINCIA GASOPETROLIFERA SUR CUBANA: RECIENTES PERFORACIONES Y COMPARACIONES DE LA SECUENCIA SEDIMENTARIA DEL CRETÁCICO SUPERIOR CON LOS PRINCIPALES YACIMIENTOS DE LA CUENCA CENTRAL.

***C.Perera Falcón *J.Fernández Carmona,*J. Alvarez Castro, *S. Blanco Bustamante,*J. Hernández, * O. López Corso,L.Pérez Estrada.**

**Centro de Investigaciones y Desarrollo del Petróleo.Washington #169 esq.Churrucá ,Cerro.Ciudad Habana.Cuba.C.elect:cperera@ceinpet.inf.cu*

RESUMEN.

Se muestra una comparación del escenario geólogo-estratigráfico entre los sedimentos del Cretácico Superior presentes en la parte meridional de Cuba Central (depresión de Ana María) y los conocidos de la misma edad mediante las perforaciones en los dos últimos años, como son Ana María 1-2 y 3,Santa Rosa-1X y Angelito-1X.

Para el segundo caso, mas de una docena de pozos incluyendo los más recientes en Pina fueron incorporados a este estudio.

Los objetivos principales de las nuevas perforaciones se relacionan con el hallazgo de horizontes vinculados a arrecifes del Cretácico, la existencia de estructura almacenadas (reservorios),la forma de yacencia del Arco Volcánico Cretácico y la determinación del potencial petrolífero de la sucesión sedimentaria-volcanógena.

Se muestran los cortes estratigráficos de los pozos, sus variaciones faciales y la yacencia del arco volcánico;tanto en los dos principales yacimientos de la Cuenca Central (Pina y Cristales) como en su porción sur onshore (Santa Rosa y Angelito) y offshore (Ana María).

Se establece la estrecha similitud entre los eventos bioestratigráficos de ambas áreas y se comprueba la edad Maestrichtiano para la cuenca que evoluciona sobre el arco volcánico abortado. Así mismo se contacta que los pozos exhiben una sedimentación y características paleoambientales comunes.

Se concluye que a partir del Maestrichtiano,las cuencas del arco volcánico evolucionan en su paleogeo-grafía hacia una cuenca sinorogénica "piggy-back" hasta la discordancia principal intra Eoceno Medio.

ASBTRACT

It is shown a comparison of geologic-stratigraphic scenary between theUpper Cretaceus present sediments in meridional Central Cuba (Ana María Basin) and the isochronological ones from drillings of Cristales and Pina oil fields,located at the northen part of Cabaiguán Basin.



For the first case, we utilized the well data obtained in last years, like Ana María 1,2,3; Santa Rosa-1; Angelito 1X. For the second case, more than one wells dozen, including those recently drilled in Pina oil field.

The main objectives of new drillings, are related with Cretaceous reefs horizons, the existence of reservoirs, the Cretaceous volcanic arc lying and the oil potential determination belonging to the sedimentary-volcanogenic succession.

The wells stratigraphic profiles are shown, their facies variations and volcanic arc lying, in the two Central Basin oil fields (Cristale and Pina) and it is established the intimate similarity between the both areas biostratigraphic events and it is confirmed the Maestrichtian age for the basin developed over the aborted volcanic arc. It is confirmed also that wells exhibit common sedimentogenesis and concluded that belonging in Maestrichtian, the volcanic arc basins developed in carriage tops, the "piggy-back" type until the intra Middle Eocene main discordance.

UTILIZACION PRACTICA DE LOS CAMPOS POTENCIALES PARA LA EXPLORACION PETROLERA EN LAS CONDICIONES DEL CINTURON PLEGADO CUBANO

José G. Prol Betancourt⁽¹⁾ y Raúl. Gómez García⁽²⁾

Empresa de Geofísica, 19 # 910, Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, C.

Elect : egmartin@cupet.minbas.cu

Empresa de Geofísica, 19 # 910, Vedado Plaza de la Revolución, Ciudad de la Habana, Cuba, C.

Elect : egmartin@cupet.minbas.cu

RESUMEN

Como base de este trabajo se han utilizado las investigaciones gravimétricas y magnetométricas en diferentes escenarios tectónicos del territorio cubano y aguas adyacentes cuyos datos fueron procesados para obtener los correspondientes mapas residuales.

La interpretación de los campos potenciales teniendo en cuenta toda la información geóloga-Geofísica nos ha permitido:

- Excluir de la investigación zonas donde no existen grandes espesores sedimentarios.

- Delimitar los sectores de amplios territorios que se caracterizan por potentes espesores sedimentarios (cuencas postorogénicas o apilamiento de pliegues de las UTE Placetas y Camajuaní).

- La regionalización tectónica de amplios territorios.

- Ubicar las fallas de diferente naturaleza con el fin de diseñar la red optima de perfiles sísmicos.

- Pronosticar la posición de las estructuras en un territorio también con la intención de contribuir al diseño de la red de perfiles sísmicos.

- Una vez determinada la posición de una estructura por el método sísmico pronosticar cual es su constitución geológica.

Como conclusión del presente trabajo se pudo mostrar la naturaleza geológica de las anomalías en los diferentes ambientes geofísicos tanto regionales como locales.



ESTUDIOS DE COMPARTIMENTACION EN UN YACIMIENTO EN RESERVORIOS CARBONATADOS FRACTURADOS EN CUBA

José Orlando López Quintero⁽¹⁾, Olga Pascual Fernández⁽¹⁾, Zulema Domínguez Sardiñas⁽¹⁾, Gloria Llabre Reurell⁽¹⁾, Orelvis Delgado López⁽¹⁾, Valia Barreras Fernández⁽¹⁾, Omar Rodríguez Bóveda⁽¹⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) Washington No. 169, Cerro, La Habana 12000, Cuba Teléfono (537) 577309, Fax (537) 666021, E-mail: jorlando@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

El estudio de Geoquímica de Reservorios se realizó en un yacimiento de petróleo pesado, en reservorios carbonatados fracturados. La producción se efectúa con la técnica de pozos horizontales perpendiculares al sistema principal de fracturas, con intervalos productores muy grandes y que en ocasiones comunican mantos diferentes.

Para el estudio realizado se tomaron muestras de 11 pozos. Se realizaron estudios de las propiedades físico - químicas, composición de grupo, CG C15+ y C15- a las 11 muestras y CG – EM a 4 seleccionadas. Los petróleos del yacimiento estudiado son pesados, altamente sulfurosos y con predominio de los compuestos asfalto – resinosos sobre los saturados. Todos tienen un mismo origen y similares niveles de maduración.

Los petróleos se encuentran afectados por procesos secundarios, como biodegradación y probablemente, fraccionamiento evaporativo y lavado por agua. Se observa buena compartimentación entre el manto septentrional y el meridional.

Los pozos que producen del manto meridional occidental tienen una comunicación horizontal bastante aceptable con huella dactilar y diagramas de estrella muy similares. Se observan variaciones laterales en la composición de los crudos de los pozos que producen del manto meridional oriental, las que pueden deberse a fenómenos de lavado por agua y biodegradación.

Los pozos que pasan al manto septentrional, en el sector oriental del yacimiento presentan buena comunicación entre sí. Entre los que pasan al sector occidental del manto meridional, la comunicación es aceptable y existe deficiente comunicación horizontal entre ambos sectores (occidental y oriental).

ABSTRACT

A Reservoir Geochemistry study was made in an oilfield with heavy oils in fractured carbonates. The wells were drilled horizontally, with very big production intervals, in several cases communicating different sheets.

Samples were taken for the performed study from 11 wells. Were made studies of the physic – chemical properties, group composition (S.A.R.A.), GC C15+ y C15- for all samples and GC – MS for 4 selected samples. The oils are heavy, with very high sulfur content and predominance of asphalt – resins compounds. All the studied oils have a common source and similar levels of maturation.

All oils are affected by secondary processes as biodegradation and probably water – washing and evaporative fractionation. There have been observed good compartmentalization between the northern and southern sheets of the field.

Oils from the southern – western sheet have a quite acceptable communication with very similar fingerprint and star diagrams. Have been observed lateral variations in oil composition in wells producing from southern – eastern sheet due to biodegradation and, probably, water - washing.

Those wells that could reach the northern sheet in the eastern sector of the field show good communication between them, in the western sector the communication is acceptable, and between the two sectors the communication is worst.

ANÁLISIS SISMOESTRATIGRAFICO Y SECUENCIAL EN LA ZONA ECONÓMICA EXCLUSIVA DEL CUBA EN EL GOLFO DE MEXICO

**Rafael Tenreyro Pérez⁽¹⁾, Jorge Sánchez-Arango⁽¹⁾, Roberto Otero Marrero⁽¹⁾,
Sonia M. Toucet Téllez⁽²⁾, Juan G. López Rivera⁽¹⁾.**

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo. Washington 169. Habana 12000 Cuba. C. Eléct.:
rtenreyro@ceinpet.inf.cu

(2) Empresa de Geofísica, Calle 19 esq. 8, Vedado, Plaza, Ciudad de La Habana, Cuba. C. Eléct.:
engmartin@cupet.minbas.cu

RESUMEN

La Zona Económica Exclusiva en aguas profundas al Norte de Cuba en el Golfo de México es una zona de gran potencial. La información existente hasta el momento que incluye varios miles de km de sísmica adquiridos por CUPET a mediados de los años 80, varias líneas sísmicas del Instituto de Geofísica de la Universidad de Texas y los pozos del Deep Sea Drilling Program

En el área se siguen, con seguridad y continuidad, dos eventos sísmicos: la discordancia del Cretácico Superior (DK) y un horizonte sísmico debajo de esta discordancia denominado DKJ asociado a la base del Cretácico Inferior. En sectores se pueden cartografiar los horizontes de la cuenca de antepaís y los que delimitan el relleno de las cuencas de ruptura. La sección propiamente dicha de cuenca de antepaís (post-campanense) presenta varios horizontes sísmicos los cuales limitan las unidades D, E y F con una litología supuesta a partir sus características sismofaciales de depósitos carbonatadas y terrígenas de aguas profundas en la parte inferior a sedimentos turbidíticos terrígenos en la parte superior.

La Unidad D constituye la base de la cuenca de ante país, donde forma una cuña con sus espesores máximos al sudoeste (3 km). La sedimentación ocurrió a partir de corrientes turbidíticas y deslizamientos

ocasionales de rocas mas viejas. Las divergencias de las reflexiones en dirección hacia Cuba, demuestran que la principal fuente de aporte de las rocas para su relleno se encontraba al Sur.

UNIDAD	EDAD	ESPESOR (m)
D	K ² cp-P ₁₋₂	2000 - 3000
E	P ₂ ² - P ₂ ³	800 - 500
F	P ₃ ² - Q	1000 - 500

La Unidad E es una secuencia de cobertura que envuelve todo el complejo de rocas infrayacentes, y presenta un espesor relativamente pequeño

(500-800 m). Presenta diferentes facies sísmicas tales como divergentes continuas lo que se identifica como flujos turbidíticos proximales, subparalelas de continuidad variable (discontinuas) representadas por sedimentos pelágicos y fuertemente discontinuas.

En la unidad F se pueden observar tres facies sísmicas: Paralela continua, subparalela de continuidad variable y colinosa. Las reflexiones sísmicas paralelas, presentan amplitud variable y se interpretan como intercalaciones de turbiditas distales con elementos pelágicos. Las reflexiones de la facie subparalela discontinua, no presentan una amplitud constante, a veces llegan a ser caóticas. En ocasiones esta facie puede ser fuertemente discontinua producto de la intercalación de sedimentos pelágicos y turbiditas distales interrumpidas posiblemente por turbiditas proximales y deslizamientos gravitacionales. Las reflexiones colinosas tienen carácter local. Las mismas conforman un cuadro de ondas complejo, que recuerda la forma de lentes con reflexiones internas que se interdigitan. Tal tipo de facie se relaciona con los abanicos de aporte asociados con cañones submarinos y deslizamientos.

SUMMARY

The Exclusive Economic Zone of Cuba in deep waters in the Gulf of Mexico is an area of great potential. The available information includes several thousand of kilometers of seismic lines acquired by CUPET in the middle of the 80s and the information of the Deep is Drilling Program.

The main seismic events are the Upper Cretaceous Unconformity (DK) and a seismic horizon DKJ related to the base of Lower Cretaceous. The section of the foreland basin (post-Campanian) presents several seismic horizons which divides the units D, E and F of carbonate and terrigenous deposits.

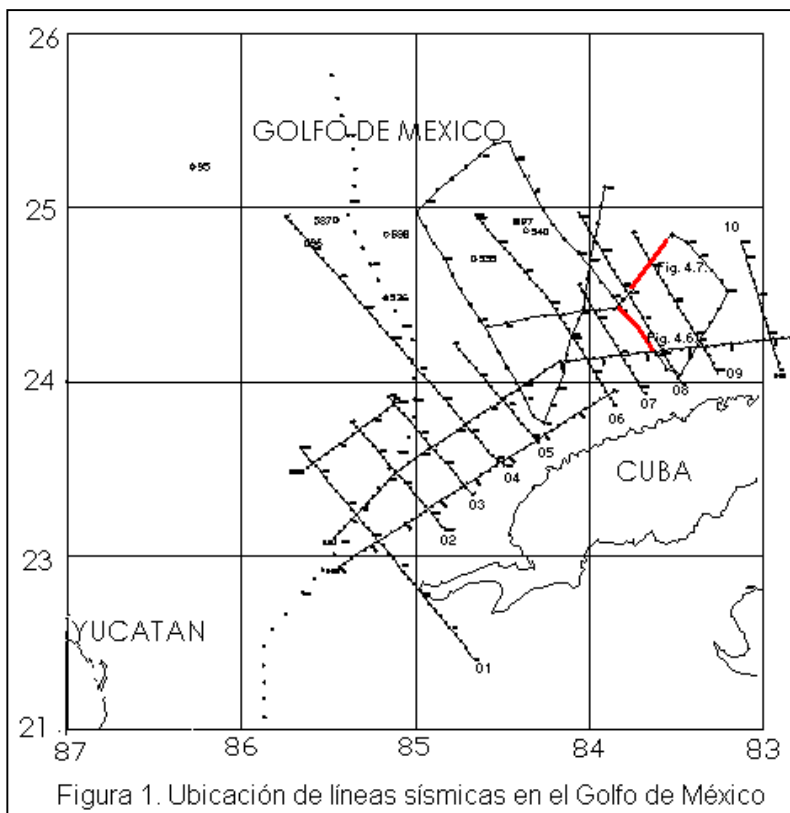
UNIT	AGE	THICKNESS (m)
D	$K_{cp}^2 - P_{1-2}$	2000 - 3000
E	$P_2^2 - P_2^3$	800 - 500
F	$P_2^2 - Q$	1000 - 500

Unit D is the base of the foreland basin, where it forms a wedge with its maximum thickness of 3 km. The sedimentation is composed by proximal turbidites. The characteristics of the reflections demonstrates that the main source of sediments was in the South. Unit E is a cover sequence

which presents a relatively little thickness (500-800 m). The Unit presents different seismic facies from proximal turbidites fluxes to pelagic sediments.

Unit F has three observed seismic facies: continuous parallel, subparallel of variable continuity and hummocky. The continuous parallel seismic reflections presents variable amplitude is interpreted as intercalations of distal turbidites with pelagic elements. The subparallel facie, can be interpreted as the intercalation of pelagic sediment and distal turbidites. The hummocky reflections have local character. This seismic facie is associated with submarine fans.

INTRODUCCION



La Zona Económica Exclusiva en aguas profundas al Norte de Cuba en el Golfo de México abarca un área de 112000 kilómetros cuadrados. Esta es una zona prácticamente inexplorada pero de gran potencial para la existencia de yacimientos grandes e incluso gigantes. En los años 60 se realizan las primeras investigaciones sísmicas de la zona por parte de CUPET con el barco de investigaciones Vladimir Obruchev. Desde los años 70 - 80 tanto CUPET como organizaciones científicas norteamericanas y soviéticas han realizado trabajos sísmicos multicanales Fig. 1.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La secuencia sedimentaria se observa en tiempos dobles que varían entre 0,2 - 8,0 s. En toda el área se siguen, con seguridad y continuidad, sólo dos eventos: la discordancia del Cretácico Superior (DK) y un horizonte sísmico debajo de DK denominado DKJ. El horizonte DK es una reflexión fuerte de alta amplitud y frecuencia media la cual divide la sección en dos intervalos bien diferenciados:

- El superior, que presenta eventos de amplitud media - alta y frecuencia visible alta, está conformado por varias unidades sismoestratigráficas delimitadas por reflexiones de relativa continuidad.
- El inferior, con eventos de amplitudes bajas a medias y bajas frecuencias, presenta reflectores menos continuos en área y su seguimiento es menos confiable.

El horizonte DK, coincide en buena parte con el denominado horizonte MCU, que se refiere en múltiples artículos sobre la geología y evolución del Golfo de México (Buffler R. T., op. cit.). Este horizonte es parcialmente coincidente con el horizonte sísmico V de referencia en los informes de síntesis de las campañas de 1985-1990 de SNG y de CUPET. Sobre la base de la calibración con los pozos 535 y 540 así como, la síntesis de correlación estratigráfica regional de Cuba (SPT - CUPET, 1993; Sánchez J. et al., 1994; López J. G. et al., 1995) y la tabla de niveles isostáticos del mar (Vail y Mitchum, 1982) se considera que la edad de esta discordancia va a ser pre Campanense (posiblemente pre NC-19; A - ZC-4) antes de 80 Ma. Esta discordancia debe ser posterior a la superficie de máxima inundación del Cretácico Medio (MCFS) o sea después de 90 Ma. Esta interpretación no coincide con la edad que se da

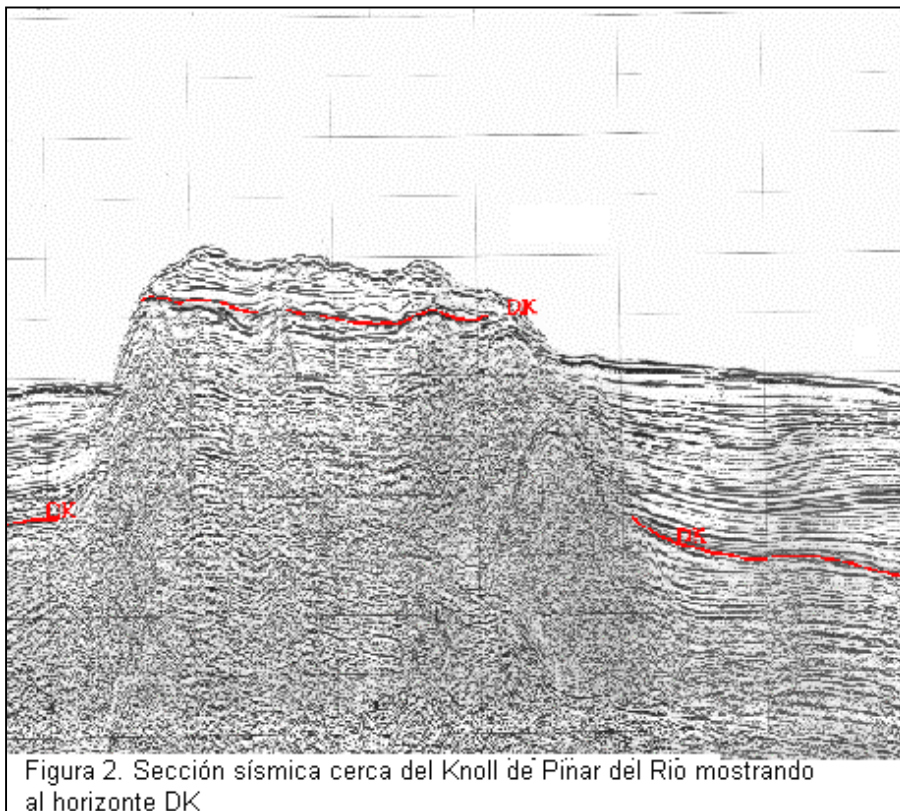


Figura 2. Sección sísmica cerca del Knoll de Pinar del Río mostrando al horizonte DK

en otros informes y publicaciones en el área la cual por lo general en un intervalo más cerrado limitado al TLC 94 Ma del Cenomaniano Medio. En los pozos del área, al igual que en toda Cuba, no están descritas secuencias del Coniaciano Santoniano y su edad se infiere de un intervalo no datado en el pozo 540. El horizonte DK es el principal límite de secuencia en toda el área. Se identifica discordante por los onlap y downlap en la parte superior y los

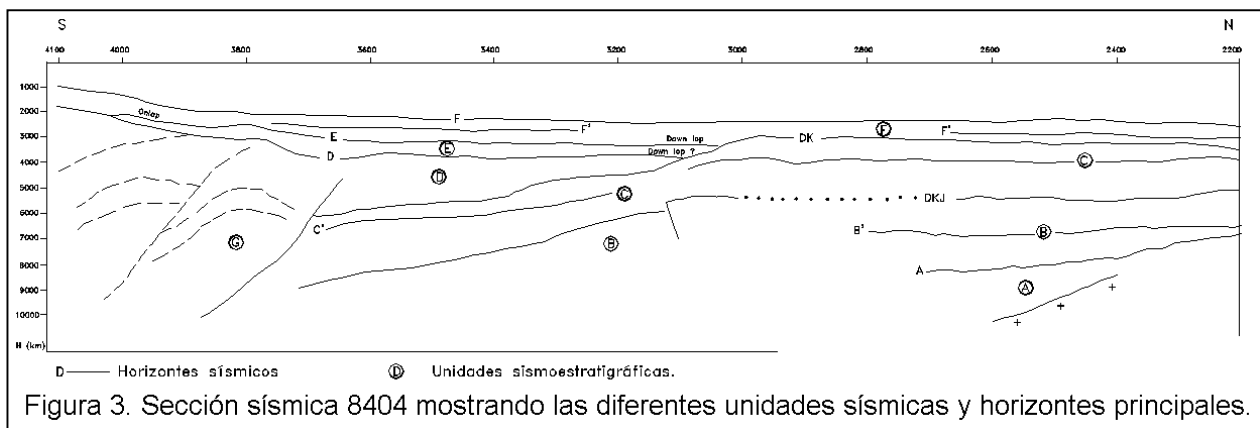
truncamientos en la parte inferior (toplap) (Fig. 2). En las cuencas, el horizonte DK es un reflector fuerte,

seguro, extenso y de fácil correlación pero en las zonas de banco, su identificación es más difícil producto del carácter de la secuencia que lo cubre.

El horizonte DKJ se asocia a la base de las secuencias del Cretácico Inferior. Es una reflexión de continuidad y expresión dinámica variable, de amplitud baja y frecuencia baja. El horizonte DKJ separa dos secuencias generalmente diferentes por su macrotextura (configuración interna de los reflectores). Se supone que el DKJ es el límite entre el Jurásico Superior y el Cretácico a partir de la configuración de los reflectores, tanto por encima como por debajo. Las secuencias asociadas al Jurásico Superior se acúñan o se condensan hacia el noroeste. Debajo de esta secuencia se sigue en casi toda el área un paquete de reflexiones paralelas de varios kilómetros de espesor y que se identifica como una plataforma carbonatada de transición del Jurásico Medio. En Cuba su análogo pudiera ser el paquete de rocas carbonatadas que cubre la Formación San Cayetano.

Encima de la DKJ la secuencia del Cretácico aumenta su espesor en dirección hacia la plataforma de la Florida y parcialmente hacia Cuba. En las cercanías de La Florida el paquete de rocas del Cretácico ha sido fragmentado en pequeñas unidades (Bufler R. T. et al., 1990) con una calibración bastante segura con los pozos 535 y 540. Es en este sector donde la DKJ alcanza su mayor profundidad 7,5 s, cerca del frente de los cabalgamiento alcanza 5,6 s. En el banco de Campeche se estima a tiempos del orden de los 3 segundos mientras que en el escarpe de La Florida no se logra seguir.

En la Fig. 3 se presenta una sección en profundidad representativa de los resultados de la interpretación de la línea 8404. El área se divide en 3 zonas de Sur a Norte:



1. La zona de cabalgamientos, la que se caracteriza por un cuadro de onda extremadamente complejo, reflejo del grado de plegamiento de la sección sedimentaria de esta área.
2. Zona cuenca de antepaís (foreland basin): tiene un su espesor oscila entre 7 y 8 km, en esta zona alcanza los mayores espesores las secuencias sincrónicas a la orogenia desde Cretácico Medio hasta el Eoceno cubiertas por las rocas depositadas en el periodo post – orogénico (post – Eoceno). Las edades que se le asignan a estos paquetes se presentan en la Tabla I a continuación.

En la parte baja del corte, debajo del horizonte DK, en este sector solo podemos seguir la unidad asociada al Jurásico Inferior, cuyo espesor varia 1500 m - 3000 m.

Tabla I. Edades y espesores de los paquetes
sismoestratigráficos de la cuenca de antepaís

UNIDAD	EDAD	ESPESOR (m)
D	$K^2_{cp}-P_{1-2}$	2000 – 3000
E	$P_2^2 - P_2^3$	800 – 500
F	$P_3^2 - Q$	1000 – 500

3. La tercera zona se denomina cuenca meridional del Golfo de México: Aquí las unidades de la secuencias terciarias han sufrido por momentos erosiones considerables (submarinas) por lo que disminuye su espesor hasta 800-500 m o

desaparece casi por completo. En los escarpes están constituidos por secuencias de aguas profundas derivadas de las plataformas terciarias vecinas. Su espesor total es del orden de 800 - 1300 m.

DESCRIPCIÓN DE LOS AMBIENTES SISMOFACIALES.

En los cortes en tiempo, se pueden observar siete unidades sismofaciales. Estas unidades están divididas entre si por horizontes sísmicos que representan con frecuencia discordancias estratigráficas y se denominan de abajo hacia arriba: A, B, C, D, E, F y G. (Fig.3).

UNIDAD A.

Esta unidad conforma el relleno de las cuencas de ruptura (syn-rift onlap fill). La configuración interna de las reflexiones es divergente de continuidad variable y alta amplitud. El carácter sísmico de las reflexiones sugiere la presencia de sedimentos no marinos (abanicos no aluviales, depósitos lacustres y evaporitas). Esta unidad se observa en las líneas sísmicas en la región entre los escarpes de la Florida y Campeche. El tope de esta unidad puede haber sido muestreado por el pozo 536 donde está representado por dolomitas de aguas someras de edad probable J_{1-2} .

UNIDAD B.

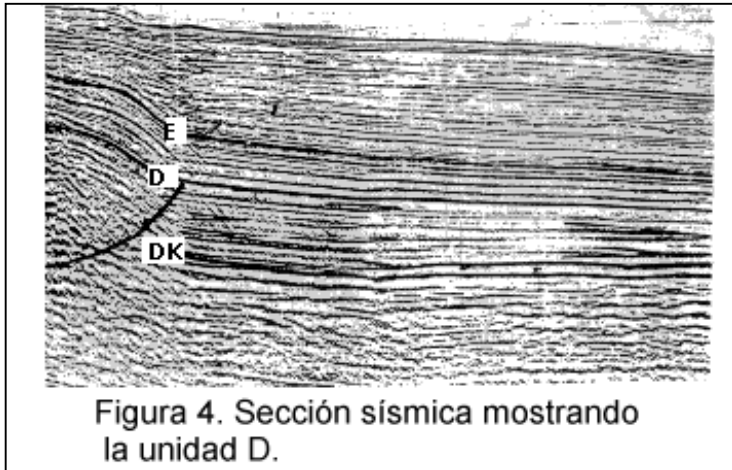
Esta unidad esta delimitada por el horizonte A en su base y el DKJ en el tope. Se encuentra extendida sobre la mayor parte del área y está ausente en los bloques elevados del noroeste donde fue confirmada su ausencia por los pozos 536, 537 y 538. Las reflexiones son paralelas continuas, de baja frecuencia y amplitud generalmente alta, lo que puede ser interpretado como depósitos de aguas profundas en la parte central del área, que transiciona a menos profundas hacia los escarpes. En base a la configuración interna de las reflexiones y al pozo 535, que cortó los depósitos del Cretácico Inferior por encima de esta unidad, su edad se infiere como Jurásico Superior.

UNIDAD C.

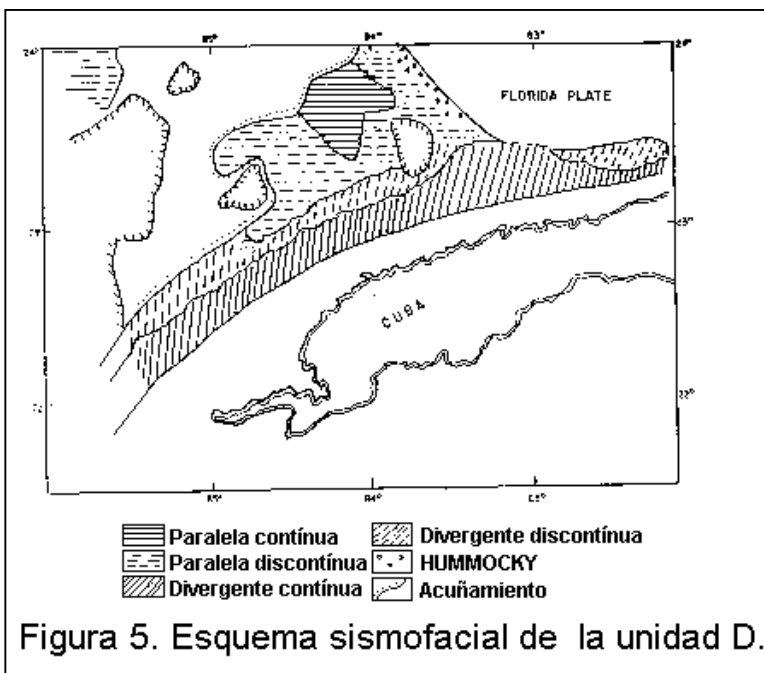
Se encuentra extendida en la mayor parte del área, con espesores aproximados de 2 km en el Norte y el Este, donde las reflexiones son relativamente uniformes y paralelas, lo que se interpreta como calcilutitas de aguas profundas. En los bloques elevados del sur y el oeste la unidad tiende a afinarse. A lo largo del escarpe de la Florida las reflexiones se hacen mas discontinuas, irregulares,

subparalelas y a menudo con buzamientos opuestos ("hummocky") interpretados como depósitos turbidíticos de talud. La edad basada en los pozos 535, 536, 537, 538A y 540 es Cretácico.

UNIDAD D.



Esta unidad fig. 4 forma una cuña con sus espesores máximos al sudoeste (3 km). La unidad está delimitada en su parte superior por el horizonte D. La discordancia regional del Cretácico superior (horizonte DK), que le sirve de base, se sigue a gran profundidad en la parte sur central (4,5 s) y en el extremo noroccidental (6,5 - 7 s) alcanzando valores mínimos (2-3 s) en los bloques



elevados (escarpes y knolls).

La configuración de las reflexiones en esta unidad es variable, conformando diferentes sismofacies cuya distribución puede observarse en el mapa que se muestra en la Fig. 5. Para la interpretación genética de estas facies sísmicas tomamos como base la Tabla II (Vail, Mitchum 1977).

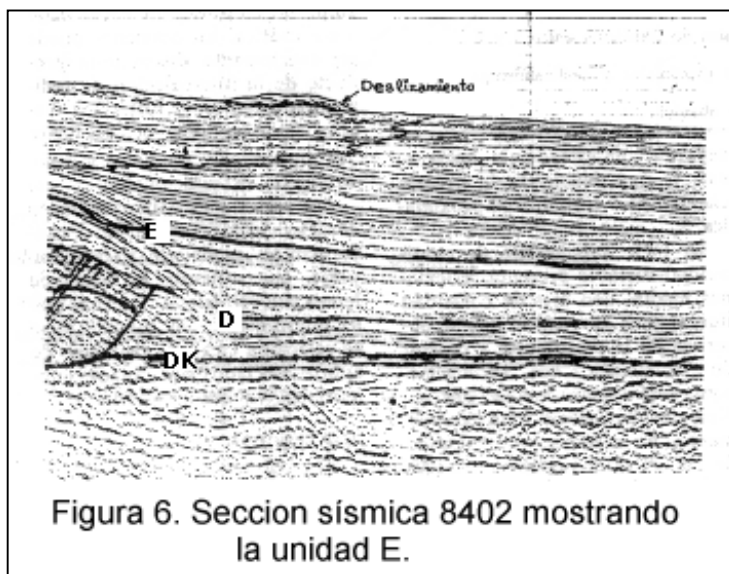
Las rocas que integran la formación D se forman a partir de corrientes turbidíticas y deslizamientos ocasionales de rocas mas viejas. Las divergencias de las reflexiones en dirección hacia Cuba, demuestran que

la principal fuente de aporte de las rocas para su relleno se encontraba al sur. Se observa un aumento esporádico de la impedancia acústica causado, posiblemente, por la aparición tanto de rocas turbidíticas. Las facies paralelas de continuidad variable son reflexiones de alta a mediana amplitud, y por lo visto caracterizan la presencia de ambientes pelágicos con la aparición de esporádicos torrentes turbidíticos provenientes de los escalones de la Florida y Campeche o de las columnas (knolls) de Jordán y Pinar del Río. El pozo 540 cortó una pequeña parte (56 m) de sedimentos, asociados a esta unidad, consistentes en flujos gravitacionales (cretas cubiertas por conglomerados y areniscas) e intercalaciones finas de calizas hemipelágicas. La edad estimada para la misma es K_2^{cp} - P_2^1 .

TABLA II. INTERPRETACION GENETICA DE LAS FACIES SISMICAS DEL AREA DE ESTUDIO.

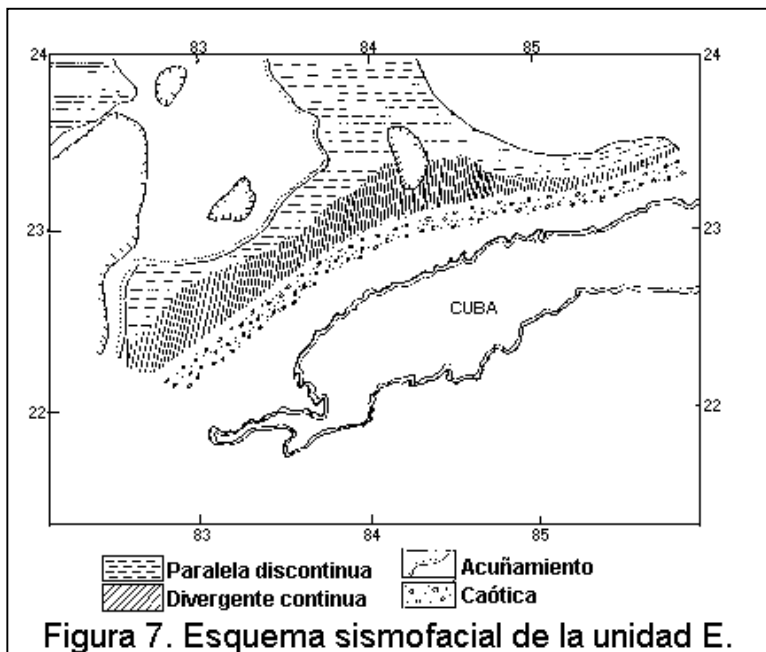
CONFIGURACION DE LAS REFLEXIONES	INTERPRETACION DE FACIE AMBIENTAL
1. Paralela continua.	Pelágica con turbiditas distales intercaladas.
2. Divergente continua.	Hemipelágica: turbiditas proximales con un componente pelágico presente.
3. Paralela discontinua.	Hemipelágica de transición entre 1 y 2.
4. Divergente discontinua.	Turbiditas proximales y deslizamientos.
5. Colinosa (hummocky)	Flujos de abanico.
6. Caótica.	Flujos gravitacionales y depósitos turbidíticos de alta energía.

UNIDAD E.



La base de la unidad E es el horizonte D y el tope el horizonte E. Es una secuencia de cobertura que presenta un espesor relativamente pequeño (500-800 m) Fig. 6

La reflexión del horizonte superior E es una oscilación fuerte de dos, a veces tres fases, que en algunas partes (hacia el Norte) se debilita y se hace discontinua. Al Norte y al Este ocurre una coincidencia casi total de los horizontes D y E. La unidad presenta tres facies

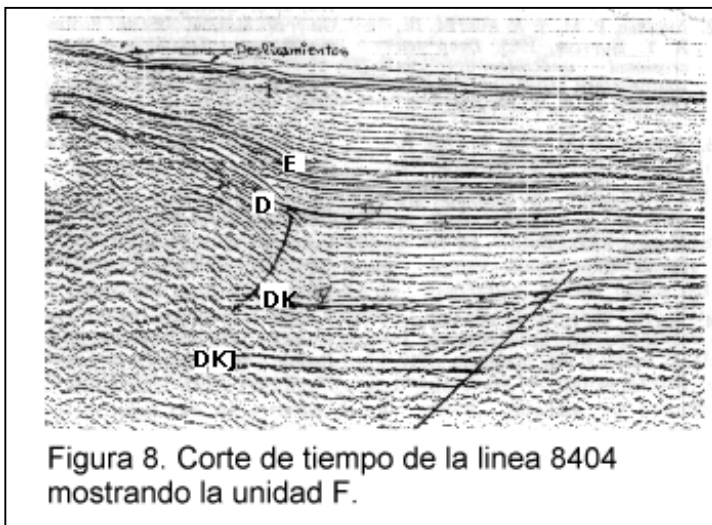


sísmicas: Divergentes continuas, subparalelas de continuidad variable (discontinuas) y fuertemente discontinuas (Fig. 7).

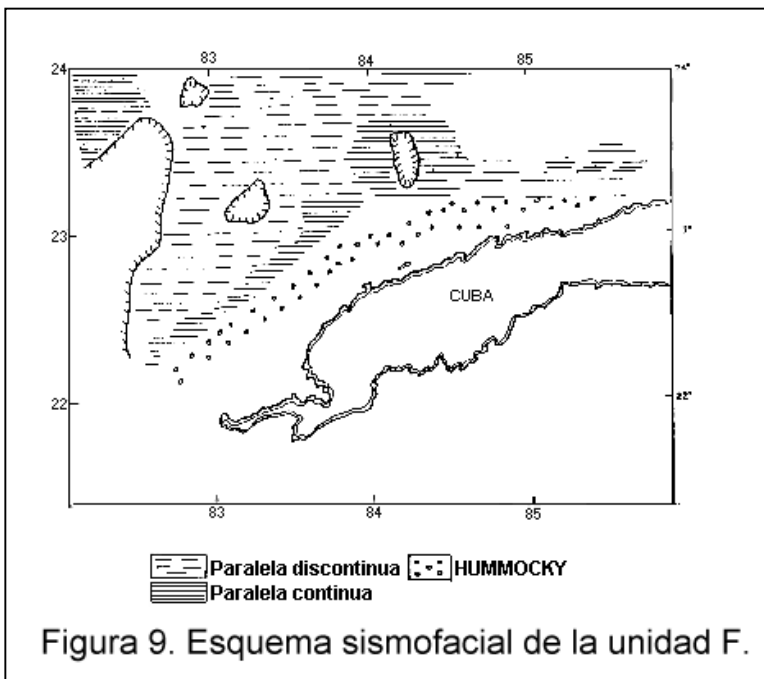
La facie continua divergente está representada por reflexiones de baja a media amplitud, que se separan paulatinamente hacia el sur, hacen pensar en la presencia de flujos turbidíticos proximales. La facie subparalela de continuidad variable presenta reflexiones medias con ejes de cofasidad ligeramente curvados, que se observan en la parte Norte y

central de la cuenca. Las secuencias, aquí, están representadas por sedimentos pelágicos. El carácter interrumpido de las reflexiones puede estar ligado a flujos, que disturbán ocasionalmente el ambiente pelágico de deposición. Las reflexiones fuertemente discontinuas y colinosas (alas de gaviotas) se observan en las cercanías de la costa, sobre las secuencias de la zona de triángulo. La edad estimada para esta unidad es el P_2^2 . Esta unidad fue maestreada por el pozo 540, que cortó 29 m de intercalaciones de cretas y calizas margosas oscuras.

UNIDAD F.



La unidad sismofacial F yace sobre las unidades anteriores o directamente sobre la parte frontal de los cabalgamientos (unidad G). El tope de esta unidad es el horizonte de reflexión F, correspondiente al fondo del mar, y su base la constituye el horizonte E. En la figura 8, el extremo sur del perfil 8404, se puede observar la unidad F. En esta unidad se presentan tres facies sísmicas: Paralela continua, subparalela de continuidad variable y colinosa (fig. 9).



Las reflexiones sísmicas paralelas, presentan amplitud variable y se interpretan como intercalaciones de turbiditas distales con elementos pelágicos. Las reflexiones de la facie subparalela discontinua, no presentan una amplitud constante, a veces llegan a ser caóticas. En ocasiones esta facie puede ser fuertemente discontinua producto de la intercalación de sedimentos pelágicos y turbiditas distales interrumpidas posiblemente por turbiditas proximales y deslizamientos gravitacionales. Las reflexiones colinosas tienen carácter

local. Las mismas conforman un cuadro de ondas complejo, que recuerda la forma de lentes con reflexiones internas que se interdigitan. Tal tipo de facie se relaciona con los abanicos de aporte

asociados con cañones submarinos y deslizamientos.

UNIDAD G.

Esta unidad está representada por la parte frontal de los cabalgamientos (posible zona de triángulo) donde las características sismogeológicas presentes hacen que el cuadro de onda sea extremadamente complejo. La configuración de las reflexiones aquí es caótica complicada con numerosas ondas difractadas (producto de la pendiente abrupta del fondo marino). No obstante en determinadas líneas sísmicas podemos delimitar con relativa seguridad algunos despegues y pliegues internos que conforman esta unidad.

CONCLUSIONES

1. La Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México incluye la cuenca desarrollada sobre el borde sur del margen continental Norteamericano con grandes espesores de sedimentos.
2. La cuenca esta integrada por seis unidades sísmofaciales (A, B,C, D, E Y F). La Unidad A de sedimentos continentales y marinos representa el relleno de las cuencas que aparecen durante la ruptura de Pangea (Fm. San Cayetano). Las Unidades B y C representan las secuencias de deriva con rocas carbonatadas de aguas profundas, de talud y plataformas. Las unidades D, E y F representan el relleno de las cueca de antepaís y son secuencias de aguas profundas, con terrígenos y carbonatos del sistema de baja.
3. La zona del Golfo de México tienen un gran potencial las trampas estratigráficas con arenas de aguas profundas y secuencias de talud.

BIBLIOGRAFIA

- Applegate, A. V., Winston G. O. and Palacas j. g. (1987). *Sub-division and regional stratigraphy of the pre - Punta gorda rocks lowermost Cretaceous - Jurassic (?) in Florida. In Maurrasse F. R., ed. Symposium of South Florida. Miami Geological Society Memoir. No. 3. p.5.*
- Buffler R. T. (1991). *Seismic stratigraphy and geologic history of the deep Gulf of Mexico Basin. En Salvador A. Ed. The Gulf of Mexico basin : Boulder Colorado, Geological Society of America Bulletin, The Geology of North America v. J. P. 353 - 387.*
- Buffler R. T Schlager w. and Scientific Party. (1984). *Initial reports of the Deep Sea Drilling Project. Vol. LXXVII. Washington. 77 - 747 p.*
- Buffler R. T Sawyer D. S. (1985). *Distribution of crust and Early history of the Gulf of Mexico basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, V. 35, p. 333 - 344.*
- Buffler R. T Marton, G., Muller, D., Galhagan, I., Sawyer, D. and Rosenthal, D., (1990). *Crustal types and North-West trending structural features: Constraints on reconstructing the Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America. Abstracts with Programs V. 22, No. 7, p. A186.*

- Buffler R. T., Thomas, w. a., (1994), *Crustal structure of the Southeastern margin of North America and the Gulf of Mexico. In Speed, R. C. Phanerozoic evolution of North American continent-Ocean transition. Boulder Colorado. GSA DNAG Continent-Ocean transect Volume, p. 219-264.*
- Linares, E. y colectivo de autores** (1985). *Mapa Geológico de la República de Cuba a escala 1: 500 000. Centro de Investigaciones Geológicas. MINBAS.*
- López, J. G., Tenreyro R., Sánchez J., López J.O., Valladares S., Alvarez J. (1995). *Geología de los Sistemas Petrolíferos de Cuba. Archivo CEINPET.*
- López, J. G., Tenreyro R., Sánchez J., López J.O., Valladares S., Alvarez J. Echevarría G. y Marrero M. (1994). *Petroleum Systems and Hydrocarbon Potential of Cuba. Memorias de la AAPG. Annual Convention, 1994, Denver Colorado USA.*
- Simon Petroleum Technology Limited/CUPET (1993). *The Geology and Hydrocarbon Potential of the Republic of Cuba. Proprietary Report , SPT, Vol 1. Text and enclosures. Llandudno, United Kingdom.*
- Tenreyro R López, J. G., . Echevarría G., Alvarez J., Sánchez J. R. (1994). *Geologic Evolution and structural Geology of Cuba. Abstracts AAPG Annual Meeting, June 12- 15. Denver Colorado.*
- Tenreyro R., Toucet, S. Y Skobelskaya S. (1989) *Estratigrafía sísmica en el Sur del Golfo de México. Revista Tecnológica, Vol XIX No. 2 Pag. 29-36*
- Walter M.D., Austin J.A., Buffler R. T. (1994). *Seismic stratigraphy and geologic history of middle Cretaceous Through Cenozoic Rocks, southern strait of Florida. AAPG Bull. Vol. 78. Pag. 461 - 487.*
- Winker C. D. Y Buffler R. T. (1988) *Paleogeography evolution of early deep - water Gulf of Mexico and margins Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean): AAPG Bull. V. 72., pag. 318 – 346.*

FRANJA NORTE CUBANA DE CRUDOS PESADOS. PRONOSTICO DE SU DESARROLLO OFFSHORE.

Rodobaldo Rodríguez Hernández⁽¹⁾, Rafael Socorro Trujillo⁽¹⁾, Sofía López Acosta⁽¹⁾.

(1) Empresa de Geofísica, 23 # 105, e/n O y P, Vedado, Plaza de la Revolución, Ciudad de La Habana, Cuba. C. Electrónico: digicupet@cupet.minbas.cu

RESUMEN

En la exploración petrolera a escala mundial actualmente se invierten enormes recursos financieros en la asimilación de yacimientos en aguas profundas del océano mundial. Esto obedece a tres causas principales:

- disminución de la frecuencia de hallazgos económicamente atractivos en tierra firme.
- las condiciones de "virginidad" de extensas áreas oceánicas.
- el descubrimiento de yacimientos gigantes en el Golfo de Méjico, Mar del Norte, costa atlántica del Brasil, etc.

Durante décadas la exploración petrolera ha asimilado yacimientos "fáciles" en la parte continental, pero la Era de estos descubrimientos comienza a declinar. La situación es diferente: los yacimientos en tierra firme están cada vez más profundos y resultan más difíciles de explorar. Citemos un solo ejemplo: el gigante Cusiana, ubicado en el pie de monte andino colombiano, se encontró sólo después de veinte años de trabajos exploratorios y yace a 15000 pies de profundidad lo cual encarece extraordinariamente su asimilación.

Nuestro país se percató muy pronto de que la exploración petrolera costa afuera era una necesidad impostergable. De esta forma, disparó alrededor de cincuenta mil kilómetros de líneas sísmicas con tecnologías modernas de adquisición, procesamiento e interpretación. Estas investigaciones arrojaron los resultados siguientes:

- confirmación de grandes espesores sedimentarios (12 km) asociados al margen continental (J-Q) en sus mares septentrionales.
- confirmación de espesores sedimentarios (7 km) asociados a cuencas de retroarco cretácicas en sus mares meridionales.
- presencia de trampas asociadas a la orogenia cubana, constituidas por pliegues imbricados y afectados por varios niveles de despegue.

Por su parte la perforación exploratoria de pozos inclinados y horizontales en la región Habana-Matanzas ha confirmado la producción industrial de crudos pesados en reservorios carbonatados fracturado-porosos.



El análisis de los datos geólogo-geofísicos ha permitido pronosticar que la franja norte cubana de crudos pesados se extiende por más de 200 km, desde Mariel hasta Corralillo (Dominio Las Villas) con un ancho promedio de 15 km. En esta extensa región se han identificado tres cadenas de estructuras de las cuales sólo ha sido alcanzada por perforación la situada más cerca de la costa, lo cual equivale a una tercera parte de las áreas perspectivas.

En el occidente cubano (Dominio Pinar del Río) igualmente se han identificado cadenas estructurales en la misma situación geológica que las anteriores. La presencia de gas de hidrocarburos en los pozos profundos perforados en la costa norte de Pinar del Río, así como las manifestaciones en superficie de crudos ligeros permiten pronosticar que las trampas costa afuera deben estar cargadas con crudos de mejor calidad que los encontrados en la región Habana-Matanzas.

ABSTRACT

The investments in the offshore oil world exploration are increasing now a day due to:

- decrease of the discovers of new oil fields in economic way onshore.
- “virginal” status of the world ocean.
- discover of giants oil fields in the Gulf of Mexico, North Sea, Atlantic coast of Brazil, etc.

During several years the oil exploration has assimilated “easy” oil fields onshore, but these times have changed. Now the situation is different: oil fields onshore are deeper, so its exploration results more expensive. For instance: the giant Cusiana, in Colombia, was discovered at depth 15000 fots after a long exploration period (around 20 years).

Taking into account those facts, our government took an strategic decision: carry out a great seismic survey offshore (more 50000 kilometers) employing the new technology in acquisition, processing and interpretation. The more important results are:

- confirmation of a great sedimentary cover associated to the continental margin of the north American plate. There have been mapped preliminary three structural trends.
- presence of back arc basins (7,0 km thick).
- presence of traps related to the Cuban orogeny. The traps are formed by imbricated folds with some detachment levels.

On the other hand, exploration drilling has confirmed the presence of several oil fields which produce from fractured-carbonated reservoirs (deep water facies).

The new geological and geophysical dates let us to confirm that the North Cuban Heavy Oil Trend has more than 200 kilometers long and 15 kilometers wide from Mariel to Corralillo (Las Villas Domain). Up today is known by drilling only the first structural trend located near the coast of the Habana-Matanzas region.

In the seismic lines shot in the western region (Pinar del Río Domain) also have been identified others structural trends probably associated to eastern margin of Yucatan platform.

The presence of gas and light oil shows in the exploration wells onshore in Pinar del Río let suppose that the traps located offshore should be charged by light oil.

INTRODUCCION

El presente trabajo aborda el pronóstico de desarrollo de la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados (FNCCP) costa afuera a partir de la reinterpretación de las líneas sísmicas y los nuevos datos aportados por la perforación inclinada-dirigida en la región comprendida desde la Península de Hicacos hasta el Golfo de Guanahacabibes. Este pronóstico constituye un tema muy polémico y está en plena vigencia en el ámbito de la exploración petrolera por su importancia estratégica para el país.

En esta extensa región se han adquirido alrededor de 15000 kilómetros de líneas sísmicas en tirantes de agua que oscilan entre 200 y 3000 metros. Adicionalmente en aguas someras (0-200 metros) se han ejecutado alrededor de 3000 kilómetros de líneas sísmicas.

En la costa noroccidental cubana se han perforado varias decenas de pozos exploratorios cuyos resultados permitieron hacer una calibración más exacta de los reflectores sísmicos, caracterizados por ejes cortos de cofasidad y afectados por una tectónica de compresión desde el Cretácico hasta el Eoceno Medio.

Como resultado de la integración de los datos geológicos, geofísicos y de perforación han sido identificados los eventos siguientes:

- parte frontal de los cabalgamientos del cinturón plegado cubano sobre el margen continental de la placa norteamericana.
- la cuenca del antepaís (K_2cp-Q).
- secuencias del margen continental ($J - K_2tur$).

La FNCCP está ubicada totalmente en la zona de desarrollo de los mantos cabalgados de las facies de aguas profundas de las UTE Placetas, Camajuaní, Colorados, Remedios y posiblemente Cocos (Echevarría G. 1991, Meyerhoff A.A. 1974).

La cuenca del antepaís tiene una expresión muy clara en las líneas sísmicas las que se caracterizan por reflectores extensos. Por su parte, los depósitos del margen continental subyacentes tienen una expresión menos segura, probablemente por el efecto de apantallamiento de la señal sísmica que ejerce la parte superior del corte geológico.

El estudio realizado en este trabajo permite afirmar que actualmente conocemos con seguridad sólo una tercera parte del área total que ocupa la FNCCP, que tiene posibilidades de convertirse en una franja petrolera con crudos medianos y ligeros hacia el Dominio de Pinar del Río y el Golfo de Méjico.

INTERPRETACIÓN GEÓLOGO-GEOFÍSICA

La experiencia adquirida en la exploración petrolera durante más de tres décadas, nos permite afirmar que el archipiélago cubano posee una constitución geológica mucho más compleja en el subsuelo que en la superficie. Un simple vistazo al mapa geológico (Furrazola G. 1964, Linares E.



1985.) nos muestra la presencia de varias unidades tectónicas alóctonas, separadas entre sí por un nivel de despegue fundamental en el Terciario Temprano.

Los datos de perforación exploratoria profunda nos demuestran, sin embargo, que las rocas del margen continental fueron afectadas por esfuerzos de compresión desde el Cretácico Medio hasta el Eoceno Medio y por esfuerzos principalmente de cizallamiento desde el Oligoceno hasta el momento actual (Iturralde M. 1978, Shein V.1985, Rodríguez R. 1989,1995) Socorro-Trujillo R. 1995). En estas condiciones, en dichas rocas se conocen hasta el momento siete niveles de despegue pero no se descarta la posibilidad de que existan otros más (Geology of petroleum systems of Cuba 1995).

Este evento geológico prolongado ha provocado el rediseño en varias etapas de las estructuras iniciales lo cual dificulta enormemente la reconstrucción palinspástica cuantitativa del cuadro geológico antes de la orogenia cubana (Simon Petroleum Technology Limitet/Cupet).

Por esta razón, el medio sismogeológico tiene una expresión muy variada y complicada en las línea sísmicas disparadas en la costa noroccidental cubana. Sin embargo, al mismo tiempo estas características nos han permitido trazar con seguridad el límite frontal de los cabalgamientos e identificar dentro de ellos varias cadenas de estructuras positivas que se extienden con un rumbo NO-SE en el área comprendida desde Corralillo hasta Mariel (Dominio Las Villas) (Socorro R. 2000) y con rumbo SO-NE desde Mariel hacia el oeste (Dominio Pinar del Río)(Rodríguez R. 2000). En este tipo de medio sismogeológico se encuentran todos los yacimientos gasopetrolíferos cubanos conocidos, exceptuando los ubicados en la denominada Cuenca Central.

En la franja comprendida desde Corralillo hasta Mariel las tres cadenas de estructuras tienen una mejor expresión en el corte sísmico que en la región occidental (Mariel-Guanahacabibes) . Hasta el presente se conoce por perforación sólo una de ellas, la que está más cercana a la costa. Sin embargo, las dos restantes tienen las mismas características geomorfológicas y estructurales, a saber: son pliegues anticlinales alargados y estrechos, muy comprimidos. Frecuentemente estos pliegues están imbricados formando estructuras dúplex.

La franja Corralillo-Mariel tiene una longitud de 200 kilómetros por 15 kilómetros de ancho como promedio. Las dimensiones de la franja Mariel – Guanahacabibes son menos precisas debido a que el nivel de información sísmica es menor.

En dirección sur-norte, en las líneas sísmicas perpendiculares al rumbo general de las estructuras, se observa la regularidad siguiente:

- un cuadro sísmico caótico y ruidoso en la parte superior del corte asociado a las secuencias cabalgadas del margen continental. Generalmente este tipo de corte está presente hasta tirantes de agua de 500 metros y en ocasiones más.
- un cuadro sísmico transicional con un mayor nivel de información en toda la sección geológica. En ocasiones se observa el talud continental lo cual tiene una importancia extraordinaria para el establecimiento de los períodos de progradación y retrogradación de la plataforma así como para el pronóstico de trampas arrecifales.

-un cuadro sísmico tranquilo, caracterizado por abundantes reflectores subhorizontales en toda la sección geológica que caracterizan la cuenca del antepaís y los depósitos del margen continental en yacencia supuestamente autóctono.

Las franjas Corralillo-Mariel y Mariel-Guanahacabibes están separadas condicionalmente por la falla cortical Pinar del Río (Rodríguez R. 2000) la cual, de acuerdo con los datos sísmicos, geológicos y de los campos potenciales, penetra en la plataforma marina por la región de Mariel.

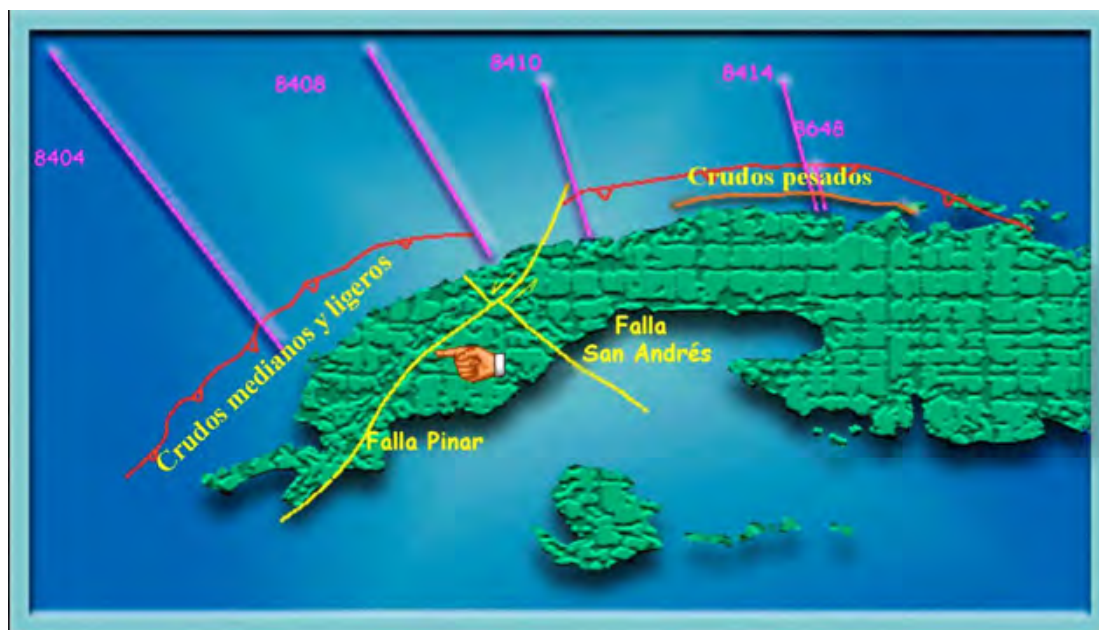
RESULTADOS GEOLÓGICOS Y DISCUSION

En el presente trabajo se han identificado los principales eventos geológicos que inciden en la exploración petrolera:

- calibración geológica de los reflectores sísmicos
- espesores sedimentarios
- clasificación de las secuencias sedimentarias de acuerdo a su evolución geotectónica lo cual se presenta en modelos geológicos a lo largo de varias líneas sísmicas
- trampas potenciales para hidrocarburos

Como resultado fundamental del trabajo se presenta un mapa (Fig. No. 1) con los límites de desarrollo de la FNCCP (región Corralillo-Mariel) y de una franja geológicamente similar a la anterior (Mariel-Guanahacabibes), con posibilidades de tener trampas saturadas de crudos medianos y ligeros, como los encontrados en los pozos perforados en el litoral de la provincia de Pinar del Río, en el yacimiento Martín Mesa y en las manifestaciones de superficie.

Resulta un tema de discusión el papel que desempeña la falla Pinar como límite geológico entre las dos regiones así como el rumbo general de las secuencias alóctonas del margen continental en la región Mariel-Guanahacabibes.



CONCLUSIONES

- 1.- La FNCCP se extiende costa afuera en la región Corralillo-Mariel y en sus límites se han identificado tres cadenas de estructuras asociadas a las secuencias alóctonas del margen continental de las cuales sólo una está en la etapa de exploración. La extensión de la FNCCP prácticamente se ha triplicado lo cual eleva las perspectivas gasopetrolíferas del país.
- 2.- En la región Mariel-Guanahacabibes se ha identificado un cuadro sismogeológico similar, aunque más complicado y ruidoso, al de la región Corralillo-Mariel lo cual permite pronosticar la continuación hacia el occidente cubano de las estructuras productoras de hidrocarburos en esta última.
- 3.- La presencia de crudos medianos y ligeros en la región Mariel-Guanahacabibes permite pronosticar la posibilidad de que las trampas situadas costa afuera estén saturadas con esos tipos de hidrocarburos.
- 4.- Los altos costos de la perforación costa afuera exigen un estudio más detallado de la estructura geológica del subsuelo previamente. Por esta razón la próxima etapa en el conocimiento geológico de esta extensa región debe ser la realización de trabajos sísmicos tridimensionales que permitan contornear con mayor precisión las trampas reveladas.

BIBLIOGRAFÍA

- Echevarría-Rodríguez G. et al. 1991. Oil and gas exploration in Cuba. *Journal of Petroleum Geology*, vol.14., No. 3, p. 259-274.
- Furrazola-Bermúdez G. et al. 1964. *Geología de Cuba*. ICRM, 239 p. La Habana.
- Geology of the petroliferous systems of Cuba. 1995. CUPET. 51 p. La Habana.
- Iturralde-Vinent M. 1978. Los movimientos tectónicos de la etapa de desarrollo platafórmico de Cuba. *Geotektonics* (4): 63-78. Moscú.
- Linares E. et al. 1985. *Mapa geológico de la República de Cuba*. Centro de Investigaciones Geológicas. La Habana.
- Meyerhoff A.A. 1974. Bahamas salient of North America: tectonic framework, stratigraphy and petroleum potential. *Bull. Am. Assoc. Pet. Geol.*, v. 58, no.6, p 1202-1239.
- Rodríguez-Hernández R. 1989. Pronóstico de la presencia de estructuras arrecifales y salinas en la plataforma marina septentrional de Cuba. *Serie Geológica*, p 92-129. La Habana.
- Rodríguez-Hernández R. 1995. Deep geological structure of the southern shelf of Cuba. *New Implications. Abstracts, AAPG Annual Convention, 5-8 March, Houston, Texas*.
- Rodríguez-Hernández R. et al. 2000. Probable extensión de la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados. *Taller sobre el Golfo de Méjico*. MINBAS. La Habana.
- Shein V.S et al. 1985. *Mapa tectónico de Cuba*. *Rev. Tecnológica*, v.15, no.1, p 37-39. La Habana.
- SIMON PETROLEUM TECHNOLOGY LIMITET/CUPET. 1993. *The geology and hydrocarbon potential of the Republic of Cuba*. London.



Socorro-Trujillo R. et al. 1995. Wrench tectonics in the geology of Cuba. Abstracts, 14th Caribbean Geol. Conf., Trinidad and Tobago.



ESTRUCTURA GEOLOGICA DE LA REGION SUR DE CUBA ORIENTAL DE ACUERDO A LOS RESULTADOS DE LAS INVESTIGACIONES GEOFISICAS

B. René Domínguez Garcés⁽¹⁾, Sonia Toucet Telles⁽¹⁾, Pilar Aballí Fortén⁽¹⁾, José

Prol Betancourt⁽¹⁾, Guillermo Miró⁽²⁾

⁽¹⁾Empresa de Geofísica, DIGICUPET. Calle 23 # 105 e/ O y P. Vedado, C. Habana.
C.elec digicupet@cupet.minbas.cu.

⁽²⁾Instituto Superior Politécnico José. A. Echevarría geofísica@civil.ispjae.edu.cu

RESUMEN

Con la generalización de todos los datos geofísicos obtenidos en los trabajos de exploración petrolera realizados en las cuencas del sur de Cuba oriental, se ha llegado a conclusiones geológicas que aportan nuevos elementos al modelo geólogo-estructural de esta región.

Los resultados están basados en la interpretación de una gran cantidad de líneas sísmicas. La imagen obtenida nos ha permitido diferenciar varias unidades sismoestratigráficas, que incluyen diferentes secuencias deposicionales. Estas varían lateralmente en correspondencia con los cambios faciales que ocurren en cada uno de los pisos estratigráficos. Se detectaron cuatro discordancias que han sido correlacionadas en casi toda la red de líneas sísmicas.

Las rocas sedimentarias se distribuyen en las cuencas marginales que constituyen los principales depocentros del Cretácico. Estas son: la Cuenca de retro-arco Guacanayabo-Cauto y la cuenca intra-arco Ana María. Las mismas han sido rediseñadas por los fenómenos de transcurrencia ocurridos en el Cretácico Superior. De esta manera surgieron depresiones pull-apart, donde se calculan espesores sedimentarios que pueden sobrepasar los 6-7 km, como ocurre en la cuenca Cauto. Estos espesores resultan favorables para la generación de hidrocarburos. Se pronosticaron dos posibles plays asociados a una gran variedad de formas geométricas que pueden constituir trampas gaso-petrolíferas.

Con los mapas de campos potenciales se destacaron los principales elementos tectónicos existentes, como la Sierra Maestra y el bloque de Levinston, donde las anomalías están originadas por los cuerpos Volcánicos del Paleógeno así como por el ascenso del basamento. Todos los elementos detectados están representados en el esquema tectónico de la región.

ABSTRACT

A great basin has been developed to the southeastern shelf of Cuban Island. More than 5-6 km of sedimentary thickness are supposed to exist here, taking on count the last seismic surveys carried out in order to exploration for oil and gas during the last years.



From the geological point of view this basin is located southern of the volcanic terrain named "Zaza" and it includes a marine area: Guacanayabo and Ana María Gulfs and Cauto Basin, on land. Terrigenous and carbonate–terrigenous rocks and some others, such as volcanic-sedimentary deposits, build the infill of the basin, which have been mainly deposited in an abroad environment. At the present they are not as deformed as the northern part of the island, where the continental margin rocks show a great degree of compression.

A good characterization of this kind of deposits has been possible from the seismic lines. A group of structural deformations occurred during the transurrence stage, seems to be present from those data. The influence of a volcanic event which took place to the southern of the Cauto basin during the Paleocene is observed on the morphology and the lithological constitution of this territory. Tectonical events occur from diverse nature. Several type of movements have occurred along different faults. Even now this is an active tectonical region. For this reason we can find on the seismic records, different structures that could be oil and gas potential targets, both for cretacic and for paleogenic level.

INTRODUCCIÓN.

El presente trabajo se refiere al estudio las cuencas: Ana María -Vertientes y, Guacanayabo - Cauto. Ellas ocupan toda la parte sur de Cuba Oriental que incluye a las provincias de Camagüey, Las Tunas y Granma (Fig. 1) La mayor parte de este territorio se encuentra en el mar y el resto en tierra firme. Aquí se han realizado varias campañas sísmicas 2D que han dado como resultado el reconocimiento de los dos posibles plays de mayor interés petrolero en este territorio. También se ha detectado una gran variedad de formas geométricas que pueden constituir trampas gasopetrolíferas, tanto estratigráficas como estructurales.

El modelo geológico regional elaborado en el Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba (CEINPET) en 1993, plantea que en la Cuenca del Cauto hay una coincidencia espacial, de dos cuencas de retro-arco, una cretácica y otra paleógena, debido a que sus sedimentos están directamente relacionados con la evolución del arco de islas. La cuenca de retroarco del Cretácico se extiende más al Oeste llegando hasta el Sur de Camagüey (Fig. 2 y 3).

Al norte de esta gran región están los amplios afloramientos de secuencias vulcanógenas correspondientes al arco magmático y las ofiolitas "Terreno Zaza". Este complejo se encuentra en posición alóctona sobre las unidades del margen continental y se extiende prácticamente a todo lo largo del eje central de la isla.

Otros afloramientos magmáticos se han mapeado al sur, en la Sierra Maestra donde se reconocen rocas ígneas más jóvenes que quedaron como testigos de lo que fue el arco volcánico del Paleógeno. Todo parece indicar que la mayor parte de éste nuevo arco volcánico fue desplazada al Este por la falla Caimán – Barttlet durante el Oligoceno - Mioceno.



En la cuenca del Cauto-Guacanayabo (extremo Este del área) se han perforado más de una decena de pozos. Sin embargo en ellos no se han descubierto rocas de edades más antiguas que las del Paleoceno Inferior y Medio que fueron reportadas en el pozo Manzanillo 1, a 1504 m de profundidad. El tope de las rocas cretácicas en toda la región de la cuenca de retroarco se correlaciona tentativamente con una frontera sísmica detectada a 2200 m (1.5 s.), por debajo del fondo del mencionado pozo. Este horizonte marca una variación tal del patrón sísmico que sugiere la presencia de dos complejos formados en condiciones geológicas diferentes. En ocasiones el espesor del Terciario es muy grande y se opaca la señal sísmica del Cretácico. Esto se debe a que en la región del Cauto esta cuenca aumentó su capacidad de sedimentos durante el Cretácico Superior producto de la ocurrencia de un gran hundimiento pull-apart que estuvo asociado al movimiento de la falla Cauto-Nipe (Fig. 3).

El Cretácico fue descubierto en el Golfo de Ana María (extremo occidental) por tres perforaciones profundas. En la misma se cortaron rocas sedimentarias del Cretácico Inferior que caracterizan a una cuenca intra-arco. Esta depresión se extiende hasta Vertientes, en tierra firme, al sur de la provincia de Camaguey. Dichos sedimentos revelaron manifestaciones de hidrocarburos. Este criterio es muy importante a los efectos de la exploración petrolera ya que nos demuestra que estamos en la etapa inicial del reconocimiento de una gran cuenca que ha quedado bien delimitada por los campos geofísicos, en la cual parecen existir condiciones para la formación de yacimientos de hidrocarburos.

INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS GEOFÍSICOS

Para el estudio de esta región contamos con los mapas de Anomalía de Bouguer a escala 1:100 000, los cuales reflejan la existencia de un gran mínimo regional que se extiende al Sudeste de la isla de Cuba y abarca la región de los Golfos de Ana María y Guacanayabo y se extiende en dirección onshore por la mayor parte de la costa sur de la Provincia de Camagüey, Las Tunas y toda la llanura del río Cauto. El mínimo gravimétrico está ocasionado por potentes espesores sedimentarios que predominan en esta región. El mínimo se interrumpe por algunas zonas de máximo relativamente intensos que coinciden con anomalías del campo magnético. Presumiblemente estos sectores están asociados a las elevaciones de bloques de rocas volcánicas del Terreno Zaza, que rodean a las cuencas sedimentarias. Dentro de los mínimos gravitacionales regionales frecuentemente se observan algunas anomalías residuales positivas, pero de poca intensidad que no se asocian a ningún tipo de alteración significativa del campo magnético. Este tipo de anomalía son objetivos importantes para los trabajos de exploración petrolera, ya que ellas no parecen estar asociadas a rocas magmáticas, sino al ascenso de algún tipo de rocas menos densa que estas, como pueden ser los carbonatos. En varios casos se ha comprobado que en los lugares donde esto ocurre se han detectado por la sísmica, pliegues anticlinales. En la zona oriental se destaca el máximo de la Sierra Maestra, provocado por los cuerpos Volcánicos del Paleógeno así como por el ascenso del basamento. En los mapas magnéticos de Δt , estos sectores se caracterizan por un campo muy alterado.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA.



Los resultados obtenidos están basados en la interpretación de una gran cantidad de líneas sísmicas 2D disparadas en varias etapas. La imagen obtenida nos permite diferenciar varias unidades sismoestratigráficas que incluyen diferentes secuencias deposicionales. Estas varían lateralmente en correspondencia con los cambios faciales que caracterizan a cada uno de los pisos estratigráficos, tanto en el Golfo de Ana María como en el de Guacanayabo, así como en la llanura del Cauto los complejos se pueden separar a partir de discordancias que han sido correlacionadas en casi toda la red de líneas sísmicas.

Primera unidad sismoestratigráfica.

Corresponde a los depósitos del Neógeno-Cuaternario. La misma está caracterizada por elementos de reflexión prácticamente horizontales de alta frecuencia y débilmente resaltados, pero extensos, que indican una deposición muy tranquila fundamentalmente en los pisos superiores. Dentro de esta unidad se destaca como horizonte fundamental, la discordancia del Mioceno Medio, que tiene un carácter regional.

Segunda unidad sismoestratigráfica.

Comprende todos los depósitos del Paleógeno. La presencia de estas rocas por debajo de la Cuenca ha sido demostrada por todas las perforaciones que se han realizado en esta región sin embargo, estas presentan variaciones faciales de Este a Oeste. En la zona del Cauto se observan facies sedimentarias asociadas a los terrenos volcánicos del sur, cuyas secuencias deposicionales se caracterizan por una buena cantidad de elementos de reflexión con patrones sigmoidales, que varían a clinomorfos en las rocas del arco volcánico del Paleógeno. Hacia las cuencas más Occidentales el patrón de elementos de reflexión indica la presencia de depósitos de alta energía, formados en ambiente sub-platafórmico. Dentro del Paleógeno se destacan las fronteras correspondientes a los siguientes eventos geológicos:

Base del Oligoceno.

Discordancia del Eoceno Medio.

Tope del Paleoceno.

Tercera unidad sismoestratigráfica.

Corresponde al nivel Cretácico. La frontera que se correlacionó como tope de esta unidad se localiza en la mayor parte de las líneas sísmicas, con diferente grado de seguridad. En todos los casos este horizonte marca un cambio en la calidad del cuadro ondulatorio. Por debajo de ella la información es menos nítida. Los elementos de reflexión continúan apareciendo, pero en este nivel son difíciles de correlacionar en largos tramos de los perfiles, este corte parece pertenecer a una cuenca sedimentaria que se extiende, incluso hasta el extremo sur de las líneas del Golfo de Guacanayabo, por lo cual podemos inferir que el límite meridional de la cuenca de retroarco cretácica no se encuentra dentro de los límites del sector estudiado sino más al sur, esto indica que estamos en presencia de un área de exploración de vastas dimensiones.



RESULTADOS GEOLÓGICOS

Por su importancia en la prospección petrolera hemos centrado nuestra atención en las zonas de cuenca, ya que en ellas se concentran las mejores condiciones, no solo para la generación de hidrocarburos, sino también para su acumulación, ya que dentro de ellas, las líneas sísmicas han permitido localizar una gran variedad de formas geométricas que pueden ser posibles estructuras petroleras.

El origen de las mencionadas cuencas está asociado a fallamientos extensionales que posiblemente comenzaron a ocurrir en la zona dorsal del arco Cretácico durante la etapa final de su formación. En esta época presumiblemente quedaron diferenciados los territorios correspondientes a la zona de retro-arco y de intra-arco. Al parecer, el sistema extensivo tuvo algunas reactivaciones tardías que se observan en los mapas estructurales que se han construido por fronteras correspondientes al Terciario. En el Cretácico Superior se activaron las grandes fallas transcurrentes de dirección SO-NE (Cauto – Nipe, Amancio – Tunas y La Trocha) (Fig. 3) y asociadas a ellas ocurrieron considerables hundimientos pull-apart. Las dos primeras fallas rediseñaron el relieve de la cuenca de retro-arco, profundizándola más en los sectores de Amancio Rodríguez y la llanura del Cauto. Asociada a la falla "La Trocha" se formó la Cuenca Central cuyo basamento no es de tipo sedimentario sino volcánico. Todas estas depresiones se caracterizan por presentar un espesor incrementado de las secuencias sinorogénicas del Cretácico Superior y del Paleógeno.

Posiblemente durante el Eoceno Superior la tectónica transcurrente tuvo una reactivación que dio origen a nuevas deformaciones, producto de fenómenos transpresionales que ocasionaron la formación de anticlinales que involucran a varios niveles del corte estratigráfico tanto en la Cuenca del Cauto – Guacanayabo como en la de Ana María - Vertientes. De esta manera quedaron formadas varias estructuras anticlinales que se reconocen en toda esta región, a la vez que se definieron las potenciales vías de migración de hidrocarburos.

Como resultado de los estudios geofísicos regionales quedaron delimitados los principales depocentros de interés para la generación de hidrocarburos, los cuales se encuentran distribuidos en dos grandes cuencas sedimentarias que son:

Cuenca Intro-Arco (Ana María-Vertientes)

Cuenca Retro (Guacanayabo-Cauto)

Cuenca Ana María - Vertientes.

La mayor parte de la cuenca intra arco se encuentra en el mar (Golfo de Ana María) y solo su extremo Este, en tierra firme (Vertientes). Los depósitos del Terciario que se han conocido por las perforaciones marinas son fundamentalmente rocas carbonatadas y arcillosas y algunas han sido reconocidas como buenos sellos, especialmente las del Eoceno Inferior.



En el Cretácico se han descubierto secuencias pre -arrecifales del Campaniano - Maestrichtiano, así como arcillas con abundante aporte vulcanógeno con manifestaciones de hidrocarburos. Este es el intervalo de mayor interés gasopetrolífero.

La estructura de esta cuenca es muy tranquila y por lo general solo se observan plegamientos suaves y fallas extensionales de dirección meridional, que son más claras por la frontera tope del Cretácico. Hacia el Este, la depresión está limitada por la falla transcurrente "Camagüey". El movimiento izquierdo de esta falla originó una zona de compresión en el bloque occidental que trajo como consecuencia la formación de dos anticlinales. El objetivo a alcanzar en estas estructuras debe ser el play correspondiente al Cretácico Superior, donde debe cortarse una secuencia parecida a la descubierta en los pozos del Golfo de Ana María, pero con un mayor aporte de fragmentos de rocas del arco cretácico. En superficie se conoce la formación Jimaguayú, del Maestrichtiano, compuesta de calizas biogénicas, típicas del borde de la cuenca, las cuales pueden constituir buenos reservorios.

Cuenca Guacanayabo – Cauto.

En esta depresión se observa un mayor desarrollo de las secuencias del Terciario que en la anterior. Dentro del Eoceno Medio se conocen facies pre-arrecifales, cortadas por los pozos del sur de la cuenca. En los cortes sísmicos se notan varios tipos de anomalías de velocidades que inicialmente se asociaron a arrecifes de esta edad. Recientemente al se perforó una de ellas y se descubrió un lente de rocas vulcanógeno - sedimentarias de matriz arenosa. Aun así, no se descarta todavía la presencia de arrecifes (1, 3) en este intervalo estratigráfico. Las formaciones Rihito y Charco Redondo contienen este tipo de depósitos, los cuales ya fueron cortados en el pozo Vicana 1.

En el borde norte de la cuenca, por el tope del Cretácico se observa una interesante estructura de horsts y gravens que ha sido desvirtuada por los eventos transcurrentes ocurridos a partir del Cretácico Superior. Este sistema de bloques se asocia fundamentalmente al borde norte de la cuenca de retro-arco y constituye el sistema primario de posibles trampas de hidrocarburos con reservorios que pudieran estar asociados a sistemas arrecifales del Cretácico Superior.

Los hundimientos pull – apart que ocurrieron a partir de los finales del Cretácico debieron acentuar la formación de zonas de generación de hidrocarburos en el eje de la depresión del Cauto. Los sedimentos de retro-arco del Paleógeno junto a los del Cretácico Superior rellenaron este nuevo depocentro e incluso también la cuenca San Luis – Guantánamo. Esto justifica la existencia de una potente cobertura sedimentaria, que de acuerdo a nuestros datos sísmicos puede sobrepasar los 6-7 Km. La sísmica permitió revelar algunos sectores alineados en el eje de la cuenca pull-apart, donde la frontera correlacionada con el tope de las rocas cretácicas está cercana a los 5000 m de profundidad.

Como resultado de los estudios regionales se reconocieron las peculiaridades de los campos geofísicos que identifican a los dos bloques elevados de gran incidencia de



rocas magmáticas, los cuales limitan a las cuencas y en cuyos bordes pueden existir trampas estratigráficas o estructurales. Estos son:

Bloque elevado Cacique (asociado al arco Zaza del Cretácico).

Bloque elevado Sierra Maestra (asociado al Arco Turquino del Paleógeno).

Bloque Cacique.

Recibe su nombre a partir del pozo perforado en él. Consiste en un macizo compuesto por rocas ofiolíticas y volcánicas que se extiende al Sur de la cuenca Ana María - Vertientes, separando a ésta de la Cuenca Guacanayabo – Cauto. Este sector se caracteriza por un campo magnético de altos valores, así como una extensa anomalía gravimétrica positiva. El cuadro sísmico en las líneas que lo cruzan es prácticamente mudo. En estos momentos dicho bloque no constituye un objetivo regional para la búsqueda petrolera, aunque no se excluye la posibilidad de que en sus bordes puedan existir condiciones para el entrapamiento de hidrocarburos generados en las cuencas que él separa. Regionalmente se caracteriza por una gran banda de anomalías gravitacionales y magnéticas.

Bloque Sierra Maestra.

Otro factor formador de estructura debe haber sido el esfuerzo compresivo de dirección Sur - Norte ocurrido como consecuencia del desplazamiento izquierdo de la falla Caimán - Bartlet, el cual contribuyó a la elevación del bloque de la Sierra Maestra. Este proceso se vio favorecido por la ocurrencia de fallas secundarias dispuestas en forma de abanico. Si la cuenca de retroarco del Cretácico se extiende por debajo de la Sierra Maestra, sería entonces factible la presencia de estructuras de interés gasopetrolífero tanto en los bordes de estas elevaciones como por debajo de ellas. Pero esto es un punto que está lejos de ser demostrado debido al difícil acceso que presenta esta región, lo que encarece considerablemente la realización de trabajos sísmicos.

La gran incógnita que presenta la exploración petrolera en esta región es que no se ha probado la presencia de una roca generadora de petróleo que pueda abastecer las numerosas estructuras que han sido detectadas por la sísmica (Fig. 4). Sin embargo la presencia de manifestaciones de petróleo y gas en los pozos del Golfo de Ana María, así como en el pozo Manzanillo, es un factor alentador en este sentido. De las líneas sísmicas se pudiera deducir que la discordancia que se observa por debajo del tope del Cretácico puede corresponder al Cenomaniano - Turoniano, el cual es un nivel de rocas generadoras de petróleo a nivel mundial. Al sur de la Sierra Maestra afloran secuencias carbonatadas de esta edad, pero su potencial generador no ha podido ser establecido hasta este momento.

CONCLUSIONES

En la región de estudio se han observado espesores sedimentarios que parecen superar los 5 - 6 Km, lo cual es suficiente para que haya existido generación de petróleo.



Dentro del mínimo gravitacional regional presentan especial interés los máximos locales débiles, por estar generalmente asociados al ascenso de las rocas cretácicas de la cuenca de retroarco, bajo la cubierta terciaria. Este criterio está respaldado por los resultados de la sísmica, ya que las zonas elevadas que se observan en la mayoría de los casos, coinciden con ese tipo de anomalías.

En la región estudiada hay predominio de la tectónica transcurrente. Las fallas de este tipo determinan la existencia de bloques elevados por basculamiento, que son potenciales objetivos para continuar la búsqueda de hidrocarburos.

A partir de los datos sísmicos se corroboran tres de los aspectos fundamentales del sistema petrolero: estructuras, sellos, vías de migración (Fig. 3 y 4). La existencia de rocas generadoras está por confirmar en el área. Posiblemente estas, estén relacionadas con la discordancia del Cenomaniano - Turoniano, que se piensa ha sido detectada en algunas líneas.

Según se observa, en el área existen al menos cuatro tipos de trampas tectónicas (Fig. 4) y cuatro tipos de trampas estratigráficas. Algunas, fundamentalmente las estratigráficas, se observan mejor en el Paleógeno de la Cuenca del Cauto. En estos momentos consideramos las más importantes a las del Cretácico, que pueden ser tectónicas o mixtas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alvarez J. (1994): Caracterización geológica del Bloque 20. CEINPET,
2. Aballí P, Domínguez R. (1999): Informe sobre los resultados de los trabajos sísmicos ejecutados en el Bloque 20 (Cuenca del Cauto) DIGICUPET.
3. Domínguez R. et.al (1999): Generalización de los Datos Geofísicos de los bloques de Cuba Sur-oriental. Digicupet.
4. Flores R. Millán G. (1997): Tectónica de Cuba Oriental. IGP,
5. García R. Castro O. (1997): Caracterización Geólogo-geofísica y posición estratigráfica de las rocas sellantes en la Provincia Gasopetrolífera Sur Cubana. CEINPET.
6. López J.G. et.al. (1994): Monografía sobre la geología de Cuba y su potencial de hidrocarburos. CUPET.
7. Miró G. (1993): Aplicación de los métodos geofísicos, morfométricos y de teledetección al estudio geológico de la Cuenca del Cauto. ISPJAE.
8. Toucet S. Domínguez R. (1995): Informe Sobre Los Resultados De Los Trabajos Sísmicos Realizados Por La Firma "Taurus Petroleum" En Los Golfos De Ana María Y Guacanayabo. DIGICUPET.

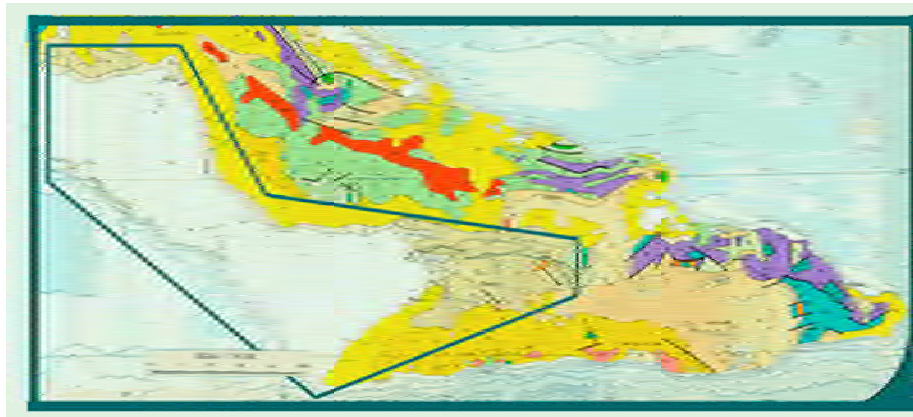


FIG.1. UBICACIÓN DE LA REGION DE ESTUDIO

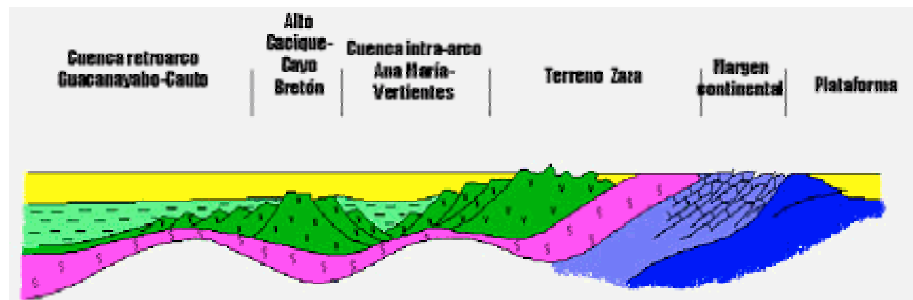
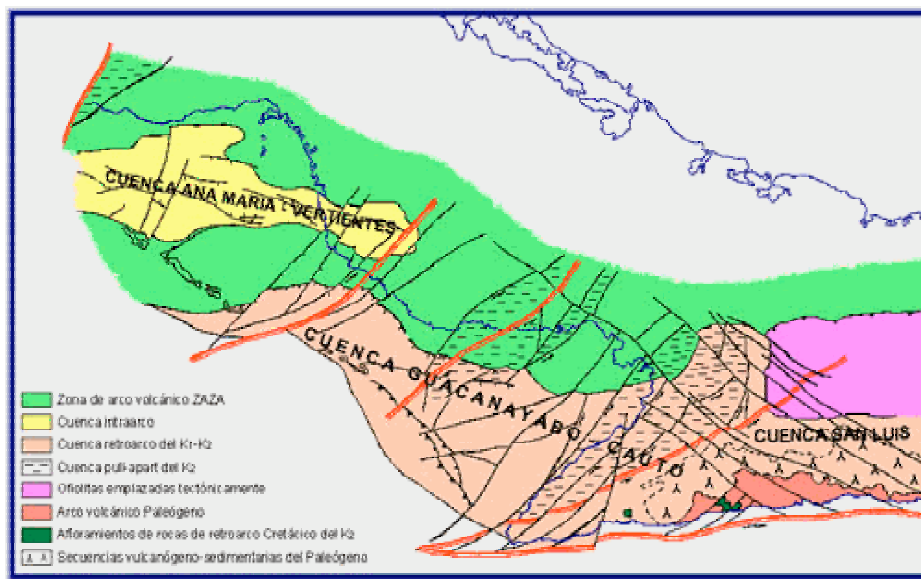


FIG. 2. Modelo geológico generalizado de las cuencas de Cuba Sur-oriental

FIG. 3. Esquema de los principales lineamientos tectónicos de Cuba Sur-oriental



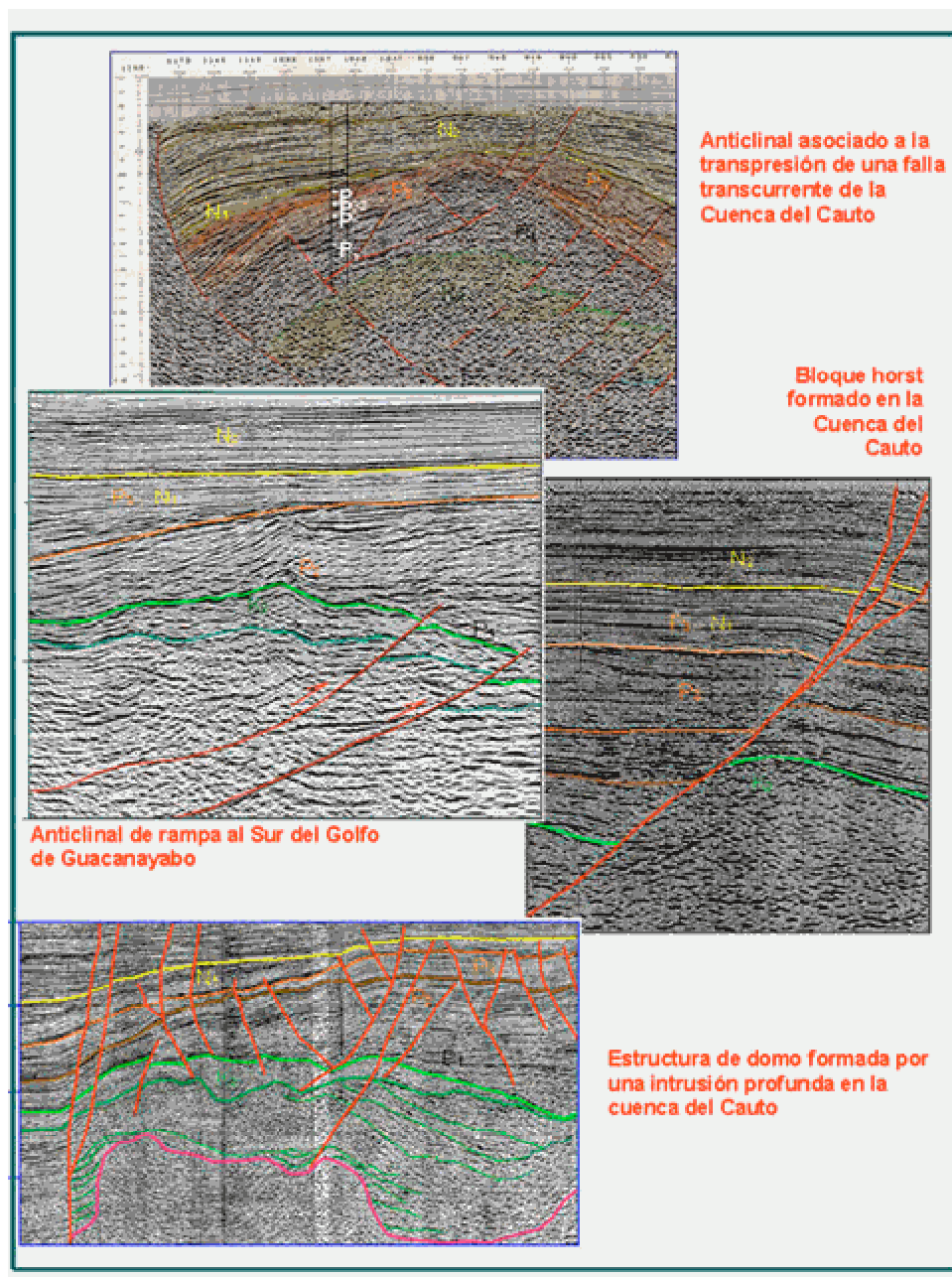


FIG.4. Algunos tipos de trampas detectadas por la sísmica.



RESERVORIOS JURASICOS EN CUBA Y SU COMPARACION CON ANALOGOS EN EL SURESTE DE MEXICO.

Maritza Rodriguez Viera⁽¹⁾, Rafael Segura Soto⁽¹⁾ y Silvia Valladares Amaro⁽¹⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo. Washington 169 esq. Churrucá. Cerro . La Habana
Museo C. Elect. : mrviera@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

En la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Cuba, ubicada al norte, en las aguas profundas del Golfo de México, se prevee la existencia de un gran potencial de hidrocarburos. Debido a que es una zona prácticamente virgen, la información es muy pobre, lo que justifica la necesidad de realizar estudios bibliográficos que permitan establecer similitudes y diferencias entre los reservorios de ambas regiones. A partir de estas premisas, el objetivo del presente trabajo ha sido establecer una comparación en cuanto a la: Litología, ambiente de deposición y eventos (trasgresión y regresión), caracterización por electrofacies y propiedades de las rocas reservorios.

Algunos de los resultados obtenidos de la comparación realizada son de gran interés como es la coincidencia de los ambientes de deposición y de las electrofacies comparadas; en la litología descrita se observan algunas similitudes, pero no es lo más frecuente ya que zonalmente existieron cambios de composición. La gran abundancia de materia orgánica presente en el Tithoniano, independientemente de su litología, tanto en los yacimientos cubanos como mexicanos, hace que este intervalo se pueda considerar generador de hidrocarburos para toda la región. En los reservorios hay diferencias también ya que en México se conserva la porosidad interpartícula de los carbonatos, mientras que en Cuba, la compactación, cementación, recristalización y dolomitización hace que desaparezca la porosidad primaria, prevaleciendo la secundaria, jugando un papel primordial la fracturación. De esta forma la comparación realizada resulta un punto de partida de gran interés para la prospección en dicha región.

ABSTRACT

In the Economically Exclusive Zone (EEZ) of Cuba, located to the north, in deep waters of Gulf of Mexico, it is suspected the existence of a great hydrocarbons potencial. Because of the unknown character of this zone, the data are scarce and this justifies the necessity of the bibliographic studies, in order to establish similarities and differences between reservoirs of both regions. After these premises, the objective of the present report has been to establish the comparison in base of lithology, deposition environments and events (transgression and regression), electrofacies characterization and properties of reservoir rocks.

Some of the obtained results from this comparison are very interesting just like coincidence of deposition environments and corresponding electrofacies; some similarities are observed in studied lithology, but zonally exist composition changes. The great abundance of organic matter during Tithonian, independently of lithology, in Cuban and Mexican reservoirs, makes possible to consider this interval as hydrocarbon generator for all region. In reservoirs there are also differences, because in Mexico is conserved the carbonates interparticle porosity, while in Cuba compaction, cementation, recrystallization and dolomitization occlude primary porosity, but prevails secondary porosity, mainly by fracturation. Then, the analyzed comparison means a great interesting starting point for prospecting works in this region.



INTRODUCCION.

Este trabajo se ve motivado fundamentalmente por la necesidad de conocer, al menos por analogía, las posibilidades gasopetrolífera de la Zona Económica Exclusiva de Cuba, ubicada al norte, en las aguas del Golfo de México. Ya se conoce de estudios anteriores que la corteza de Cuba es comparable con la existente en el Golfo de México y Bahamas y es esto precisamente lo que hace suponer pudieran estar presentes en Cuba eventos, ambientes y procesos similares a los acaecidos en estas regiones colindantes.

Se seleccionó el Jurásico, pues es una secuencia de gran interés gasopetrolífero y además porque se contaba con mucha información reciente para consultar y comparar. La necesidad de conocer las características de los reservorios hace que incluyamos entre los índices a analizar : la litología, el ambiente de deposición y los posibles eventos de trasgresión y regresión, la caracterización por electrofacies que permite interpretar en los registros algunos de estos procesos e identificarlos, y lo más importante, la comparación de las rocas almacén o reservorios que serán las que definirán la posibilidad de existencia del yacimiento.

ANALISIS BIBLIOGRAFICO

Como este trabajo constituye un estudio bibliográfico, los materiales utilizados corresponden a la bibliografía consultada. A continuación presentaremos una síntesis de las que resultaron base para este estudio; estas son:

- “Reservorios Carbonatados en Cuba”: Es el compendio de estudios realizados en el Centro de Investigación de Petróleo de Cuba (CEINPET) en el año 1996, los que se basan en la evaluación y sistematización para cada Unidad Tectono Estratigráfica de tres elementos fundamentales: ubicación en espacio y tiempo mediante la creación de un modelo paleoambiental de deposición de los carbonatos; procesos de cambio de la estructura del espacio poroso y definición de los reservorios y sus propiedades. Aquí fueron consideradas las secuencias carbonatadas de Cuba conocidas hasta el momento, excepto las de la región occidental, en Pinar del Río.
- A manera de consulta se consideraron otros trabajos para Cuba como “Contribución a la geología de Pinar del Río” de Pszczolicolski; “Evaluación del Potencial de Hidrocarburos del Sector de Influencia Económica de Cuba en el Golfo de México” de Rafael Tenreiro y “La Geología de los Sistemas Petroleros Cubanos” de Juan Guillermo López.

Para la parte del Golfo de México, se tuvieron en cuenta algunos de los trabajos presentados en el Evento de “Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior” realizado en Tampico, Tamaulipas en noviembre de 1997 seleccionados por la información aportada en cuanto a los índices propuestos analizar; estos fueron:

- “Modelo geológico del yacimiento San Andrés del Campo Tamaulipas - Constituciones”: Abarca el estudio la Zona Norte en el yacimiento de San Andrés del campo Tamaulipas - Constituciones, cerca de la línea de costa del Golfo de México. Se realiza un estudio integral



del yacimiento, se sitúan los ambientes de deposición por edades, la estratigrafía y se hace un estudio detallado de la diagénesis y la zonificación a partir de las electrofacies.

- “Características geológicas de los Plays del Jurásico Superior área Náyade-Lamprea”: Se ubica en la Zona Central de la Plataforma Continental del Golfo de México. Se identificaron las secuencias estratigráficas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en el pozo Náyade 1 que sirvió de amarre a las correlaciones sísmicas. Se analizaron los Plays del Oxfordiano (Fm. Zuloaga) y Plays Jurásicos (San Andrés) en cuanto a la litología, distribución, modelo del depósito, espesor, sistema poroso, trampas, sellos y se muestran las electrofacies desde el Oxfordiano hasta el Cretácico.
- “Estratigrafía de las secuencias carbonatadas del Jurásico en la porción occidental del área Reforma-Comalcalco” : Se aplicó la metodología de estratigrafía de secuencias carbonatadas para predecir la morfología y distribución de las facies almacenadoras. Quedaron diferenciadas o zonificadas ocho secuencias muy definidas por electrofacies y se definieron varios eventos transgresivos donde se depositaron rocas carbonatadas con características de rocas generadoras. ”: Este trabajo se realizó en la Zona Sur de la Planicie Sureste de México, estado de Tabasco Chiapas.
- “El Tithoniano formación productora de Hidrocarburos en la Sonda Campeche”: Ubicado en el Golfo de México, al Sureste de la República Mexicana, frente a los estados de Tabasco y Campeche, el trabajo se propone demostrar las características productoras del Tithoniano considerada sólo como roca generadora hasta este momento.
- A manera de consulta se tuvieron en cuenta otros trabajos como: “Procesos diagenéticos en la Formación San Andrés en afloramientos al norte de Teziutlán, Pue” de Raúl Hernández de la Fuente; “Caracterización estática del yacimiento San Andrés Superior del campo San Andrés” de Domingo Saavedra Torres; “Sedimentología y diagénesis de la porción Norte de la Cuenca Tampico – Misantla” de Román Ramírez Sánchez; “Potencial Petrolero remanente Jurásico (Play San Andrés), porción SE de la Cuenca Tampico – Misantla” de D. Vélez Scholvink y “Evaluación de Formaciones en México” de la Schlumberger.

ALGUNAS REFLEXIONES SOBRE LOS INDICES COMPARADOS.

En la *Litología* de ambas regiones se observan ciertas similitudes, pero también diferencias; a ellas nos referiremos a continuación:

- ♦ En el Jurásico Inferior y Medio de ambas se refieren areniscas – lutitas y areniscas con intercalaciones calcáreas tanto en la Formación San Cayetano en Pinar del Río, Cuba, como en Huayacocotla en Veracruz, México.
- ♦ En general se refieren areniscas también en las formaciones del Oxfordiano (Jurásico Superior), pero se diferencian en su composición : en la Formación Constancia (Cuba) existe mezcla con materiales arcillosos, mientras que en la Formación Zuloaga (México) hay abundancia de dolomías.



- ♦ En el Kimmeridgiano son comparables las rocas referidas en la Formación San Andrés (Sonda Campeche) de carbonatos con alternancias de terrígenos finos con micro y macro dolomías, con la Formación Cifuentes V y IV (UTE Placetas). Los bancos oolíticos y oolitas de la Formación San Andrés no se han reportado en Cuba.
- ♦ Guardan similitud los sedimentos carbonatados de la Sonda Campeche con los de la UTE Placetas, Formación Cifuentes III, II, I en el Tithoniano; también resultan comparables la Formación Pimienta de Tamaulipas – Constituciones con la Formación Artemisa y el Miembro El Americano de la Sierra de los Organos en Pinar del Rio, Cuba, lo cuál está avalado en trabajos anteriores (José Fernández, 1996).
- ♦ Las secuencias de Tabasco – Chiapas del Jurásico Superior son análogos con las de la Formación Cayo Coco de la UTE Remedios – Cayo Coco, ambas son preferentemente dolomíticas.

En cuanto a los *Ambientes de Deposición*:

- El ambiente de depósito deltaico – reductor de San Cayetano aparece en el isócrono de México, Formación Huayacocotla en sus niveles más bajos; en el resto hay evidencias de transgresión marina.
- En el Oxfordiano hubo transgresión marina también tanto en Constanica (Cuba), como en la Formación Zuloaga (México); en todos los casos el ambiente de deposición es de aguas poco profundas especificándose en ambas el carácter restringido, anóxico. En las UTE de la provincia de Pinar del Rio, la deposición ocurrió también en aguas someras donde se observa además un incremento de la energía hidrodinámica.
- Continúa el ambiente de plataforma somera en el Kimmeridgiano en todas las regiones y unidades tanto en Cuba como en México, reportándose en todos la ocurrencia de transgresiones.
- El Tithoniano está marcado por la transición de plataforma a cuenca hasta llegar a profundidades batiales; así en Cuba en la UTE Pinar del Rio es nerítico externo a batial; en la UTE Placetas es batial, en la Formación Jaguita (UTE Camajuaní) de pie de talud y en Cayo Coco supramareal e intramareal . El mismo modelo se observa en México, así en Tabasco – Chiapas el ambiente varía entre Cuenca – plataforma y borde de talud (transicional) y en la Sonda Campeche se depositó en rampa; también ocurren transgresiones en ambas regiones.

Las *electrofacies* que se compararon corresponden a las siguientes regiones (Figura 1).

De México:

- Tamaulipas – Constituciones (Zona Norte)
- Náyade – Lamprea (Zona Central).
- Reforma Comalcalco (Zona Sur).
- Sonda Campeche (Zona Sureste).

De Cuba:



- UTE Placetas (Parte Noroccidental , Boca de Jaruco – Puerto Escondido)
- UTE Placetas (Parte Central, Varadero).

Llama la atención que independientemente de la litología (variable considerando todas las regiones) existe

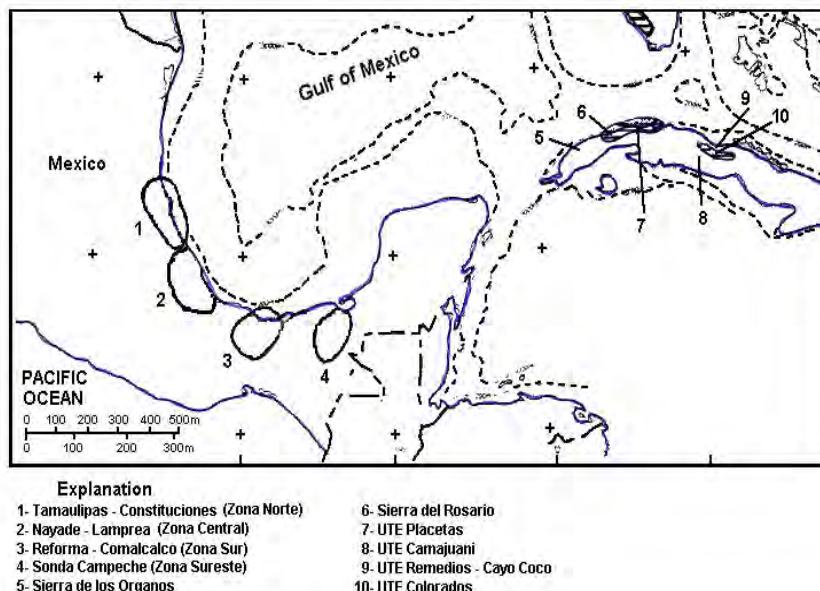


Figura No 1: Mapa de ubicación de las zonas comparadas tanto en Cuba como en México

una tendencia del gamma a elevar su nivel en el Tithoniano; esto puede deberse a que independientemente de que sea arcilloso o carbonatado, siempre tiene una gran abundancia de materia orgánica, lo que hace que sea roca generadora o madre por excelencia tanto en Cuba como en México. Es también interesante observar como el gamma “firma” las diferentes transgresiones ocurridas en las distintas zonas comparadas. En el resto de los métodos también se denota la similitud gráfica en todas la zonas: la resistividad y neutrón más elevados en el Kimmeridgiano que en el Tithoniano, de tal forma que se diferencian bien el ambiente de la plataforma, talud y cuenca a partir de las electrofacies.

De la valoración realizada en los *Reservorios* se puede decir que:

- El Jurásico Inferior y Medio resultan Sello – Roca generadora en las formaciones analizadas tanto en Cuba como en México..
- De la valoración realizada en los *Reservorios* se puede decir que En el Oxfordiano, en la Formación Constancia, la porosidad inicial es de tipo interpartícula e intramicrita, pero fue destruida por la diagénesis, considerándose como un reservorio pobre con Porosidad promedio de 6,7% y Permeabilidad de 3.25 md. En la Formación Zuloaga sin embargo la porosidad primaria se conservó y es de tipo intergranular e intercristalina con valores de Porosidad que van de 11 a 23 %, lo que hace que se considere un buen reservorio.
- Lo mismo ocurre con la Formación San Andrés del Kimmeridgiano, la que conservó la porosidad primaria en la zona de los bancos oolíticos y areniscas. En Cifuentes ésta fue



destruida por cementación, compactación, dolomitización, etc y sólo cuenta con la porosidad secundaria formada fundamentalmente por fracturación, lixiviación, recristalización incompleta; en pozos dirigidos alcanza valores mayores la Porosidad, con un promedio de 10,5 % y Permeabilidad de 376 md. Esta formación cubana parece tener mayor similitud con la de la Sonda Campeche, pero no contamos con suficiente información para argumentar debidamente.

- En cuanto al Tithoniano puede ser similar la Formación de la Sonda Campeche F y H (que van del Tithoniano Inferior hasta el Superior) con la Formación Cifuentes III, II – I. No se tiene información sobre el tipo de Porosidad en la Sonda Campeche, pero se conoce que los valores fluctúan en la capa F entre 3 y 9 % y en la H de 2 a 8 %. En Cifuentes, en la Zona Central de la UTE Placetas presenta valores promedios de 8,5 % en la Cifuentes III y 10,7 % en la II – I. En la parte Occidental en los pozos dirigidos, algunos horizontales alcanza valores promedios de 18,3%. Estas porosidades son secundarias.

CONCLUSIONES

1. En la Litología descrita se encuentran similitudes entre las rocas isócronas del Jurásico en ambas regiones, pero no necesariamente pues zonalmente existieron cambios de composición y en ocasiones se desarrollaron por ejemplo bancos de oolitas muy bien expresados en México y que sin embargo en Cuba no se han reportado,
2. Los ambientes de deposición son coincidentes: nerítico interno, de aguas someras, en ocasiones restringidas, anóxicos, para el Oxfordiano; de plataforma somera en el Kimmeridgiano, con marcadas transgresiones ocurriendo en el Tithoniano el cambio hacia aguas más profundas, reportándose ambientes desde neríticos externos, pie de talud, depósito en rampa hasta batiales, tanto en Cuba como en México; son evidentes varias transgresiones.
3. Las electrofacies comparadas resultan muy similares.
4. Las rocas almacén del Jurásico Superior de México guardan la porosidad interpartícula de los carbonatos, en mayor o menor grado mientras que en Cuba ocurre todo lo contrario, esta fue destruida por procesos diagenéticos, y sólo se cuenta con porosidad secundaria, fundamentalmente por fracturas.

BIBLIOGRAFIA

- Angeles Aquino F. (1997): *Estratigrafía del Jurásico Superior en la Sonda Campeche. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre. pag 27 – 30.*
- González F. y otros (1997): *Características Geológicas de los Plays del Jurásico Superior, area Náyade – Lamprea. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 54 – 60.*



- Hernández de la Fuente R. (1997): *Procesos diagenéticos en la Formación San Andrés en afloramientos al norte de Teziutlán, Pue. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 46-50.*
- López J.G y otros (1995): *La Geología de los Sistemas Petroleros Cubanos. CEINPET*
- Ortuño E. Y otros (1997): *El Tithoniano Formación productora de hidrocarburos en la Sonda Campeche. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 61 – 70.*
- Meyerhooff A. and Hatten C.W. (1974) : *Bahamas salient of North america: Tectonic Framework, Stratigraphy and Petroleum Potencia. The american of Petroleum Geologist Bolletin . V.58, No 6 Part II , pag. 1201 – 1239.*
- Pintado N.M y otros (1997) *Estratigrafía de secuencias carbonatadas del Jurásico en la porción occidental del área Reforma Comalcalco. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 37 – 40.*
- Rodríguez Viera M. y otros (1997): *Reservorios del Jurásico Superior en yacimientos de la Cuenca Norte Cubana. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 92 – 95.*
- Ramírez R. (1997): *Sedimentología y diagénesis de la porción Norte de la Cuenca Tampico – Misantla. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag126 – 131.*
- Saavedra D. (1997): *Características Estática del Yacimiento San Andrés Superior del campo San Andrés. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 86 – 91*
- Schlumberger (1984): *Evaluación de Formaciones en México.*
- Pszczołowski y otros (1987): *Contribución a la geología en Pinar del Río. Editorial Científico – Técnica, C. De la Habana.*
- Valladares S. Y otros.(1997) *Reservorios Carbonatados de Cuba. CEINPET.*
- Vélez D. y otros (1997): *Potencial petrolero remanente Jurásico (Play San Andrés), Porción SE de la Cuenca Tampico Misantla. Libro de Resúmenes del Evento Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior, en Tampico, Tamaulipas del 3-5 noviembre, pag 147 – 151.*
- Tenreiro R. Y otros (1997): *Evaluación del Potencial de hidrocarburos del sector de influencia económica de Cuba en el Golfo de México. CEINPET.*