



DISEÑO DE UN SISTEMA ÁCIDO AROMÁTICO EMULSIONADO PARA LA ESTIMULACIÓN DE RESERVORIOS CARBONATADOS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS.

A. M. Casal, M. Fonseca, E. B. Martín, T. Charlot, F. Echevarría, L. Lesmes, A. Quesada, I. López.

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N° 169 esq. a Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Eléct casal@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

Al abrir una capa productiva de un pozo petrolero, los propios fluidos usados para perforar pueden dañar la formación geológica, lo cual trae como consecuencia una disminución de la productividad del pozo.

La causa de este fenómeno se atribuye a que los canales de comunicación comienzan a obstruirse fundamentalmente por la precipitación de asfaltenos, taponeando dichos canales, así como la deposición de partículas finas en suspensión que aportan los fluidos empleados en la operación de perforación. Una de las opciones recomendadas consiste en efectuar un tratamiento de estimulación ácida.

Este procedimiento implica la inyección de una solución ácida (generalmente clorhídrico, fluorhídrico o sus mezclas) la cual se deja actuar por un determinado periodo de tiempo dentro de la formación, extrayéndola posteriormente. Otros procedimientos consisten en la inyección de solventes.

Si bien estos procedimientos mejoran en algo la situación ellos representan sólo una solución parcial al problema.

En el caso de la inyección de ácido desde que este entra en contacto con la formación geológica, comienza a reaccionar con esta en forma tal que cuando el inyector llega a la profundidad deseada puede estar totalmente agotada.

Se diseñó una composición de ácido aromático emulsionado que incluye ácido clorhídrico, un tensoactivo de cualidades detergentes-dispersante, aceite de circulación ligero (LCO) como portador de compuestos aromáticos, un secuestrante de hierro y un inhibidor de corrosión.

A dicha composición le fue conferido Certificado de Autor de Patente de una invención por la Oficina Cubana de la Propiedad Industrial, con el N° 22819 de Registro.

Esta composición ha sido evaluada en más de 10 pozos en los yacimientos Boca de Jaruco, Marbella y Varadero con excelentes resultados.

ABSTRACT

In opening the pain zone of an oil web, the proper fluids employed in drilling may cause damage in the geological formation, causing a decrease in well permeability.

The main origin of these phenomena is attributed to channel communication obstruction mainly caused by asphaltene precipitation as well as by fine particles deposition ported by the drilling fluids employed.

One recommended option comprises an acid stimulation treatment.

This procedure includes the injection of an acid solution (generally hydrochloric, hydrofluoric or mixes of both) and this is let to act for a period of time in the formation and extracted later. Another procedure comprises solvent injections.

These procedures are only a partial solution of the problem. In the case of acid injection, this acid begins to react with the formation just in the injection moment, in this way when the acid reaches the desired depth it may be completely spent.



It was designed an acid aromatic emulsified composition that includes hydrochloric acid, a tenside with detergent dispersant properties, light circulation oil (LCO) as a carrier of aromatic compounds, an iron sequestering and a corrosion inhibitor.

To this composition was conferred Patent Invention Certificate by the Cuban Office of Industrial Property with a Register number 22819.

This composition has been tested in more than ten oil wells in Varadero and Boca de Jaruco reservoirs with excellent results.

INTRODUCCIÓN.

Uno de los mayores retos de la Ingeniería de Yacimientos en la actualidad, lo constituye la rehabilitación de reservorios, que por su explotación a lo largo del tiempo han sufrido un decrecimiento sensible en su producción o el agotamiento.

Es conocido que al abrir la capa productiva de un pozo, los propios fluidos usados en la operación de perforación pueden dañar la formación, lo cual trae como consecuencia una disminución en la permeabilidad y por ende una disminución en la productividad del pozo. (Rios 1996)

Las causas de este fenómeno, se atribuyen a que los canales de comunicación comienzan a obstruirse, fundamentalmente por la precipitación de asfaltenos taponeando dichos canales, así como por la deposición de partículas finas en suspensión, que aportan los fluidos de perforación.

Una de las soluciones comúnmente recomendadas consisten en efectuar un tratamiento de estimulación ácida al pozo, dejando actuar este ácido por un determinado período de tiempo, extrayéndolo posteriormente. (King 1986)

Otros procedimientos consisten en la inyección de solventes, fundamentalmente del tipo aromático.

Si bien estos procedimientos mejoran en algo la situación, representan solo una solución parcial al problema.

En el caso de las inyecciones de ácido, es el clorhídrico el mas recomendado para la estimulación de reservorios carbonatados. Las ventajas de su empleo pueden resumirse en un moderado costo y la generación de productos de reacción solubles (cloruro de calcio, cloruro de magnesio y CO₂ gaseoso)

Su empleo también introduce algunas desventajas. La principal es su alta corrosividad y considerando la temperatura existente en el interior del pozo la velocidad de corrosión se incrementa. Otra de las desventajas es que el ácido reacciona con las tuberías introduciendo hierro a la formación, al consumirse el ácido durante el tratamiento se originan precipitados de hierro III que actúan negativamente taponeando la formación. (Williams 1979)

Otro inconveniente a considerar es que el ácido, por su alta reactividad hacia los minerales de la formación, comienza a reaccionar con esta el mismo momento en que es inyectado por lo cual cuando llega a la profundidad deseada dentro del pozo puede encontrarse parcial o totalmente agotado, lo cual resta eficiencia al tratamiento por no crearse canales adicionales. (McLeod 1984)



En el caso de la inyección de solvente, generalmente se requieren grandes volúmenes de éste y solamente se consigue limpiar los depósitos orgánicos, restableciéndose solo parcialmente las condiciones iniciales del pozo, además se corre el riesgo de la reprecipitación de asfaltenos sobre la formación en el momento de la extracción de los fluidos.

Los inconvenientes señalados anteriormente pueden eliminarse con la incorporación de agentes tensoactivos al fluido de estimulación. De esta forma puede obtenerse una emulsión estable del ácido en el solvente aromático lo cual ofrece las siguientes ventajas:

Se retarda la reacción del ácido con la formación propiciando, que este penetre a mayores profundidades, creando canales mas largos. (Hoefner 1987)

Se logra una reducción significativa de las tensiones interfaciales, superficiales y de la viscosidad del petróleo.

Mantiene los finos, arcillas y asfaltenos en suspensión evitando su reprecipitación sobre la formación.

La principal objeción para la aplicación de la tecnología de ácido aromático emulsionado en nuestro país, ha sido fundamentalmente el alto costo del tratamiento ya que además de tener que comprar todos los aditivos químicos se requería el pago por alquiler de las herramientas y asesoría.

Es el objetivo de este trabajo el diseño de un sistema de ácido aromático emulsionado para la estimulación de reservorios carbonatados.

Un segundo objetivo lo constituye el hecho de utilizar materias primas nacionales, sub productos o productos comerciales de fácil adquisición con la finalidad de disminuir el costo por concepto del tratamiento y poder aplicar este de forma extensiva.

Finalmente obtener una formulación propia que nos libere de la dependencia del mercado externo.

MATERIALES Y MÉTODOS

a) Tensoactivos. Se estudiaron tensoactivos aniónicos, considerando sus elevadas cualidades detergentes dispersantes y su capacidad de producir emulsiones estables, cuando son dosificados adecuadamente, además de que en general funcionan a dosis baja, reduciendo el costo de formulación.

b) Solventes. El estudio de formulación se comenzó con el tradicional xileno, posteriormente se estudio la posibilidad de sustitución del mismo por un sub producto de la refinación del petróleo que posee un alto contenido de aromáticos.

c) Ácido. En el caso de reservorios carbonatados la recomendación de la literatura es emplear ácido clorhídrico por las ventajas ya mencionadas.

Además se añaden, un secuestrante de hierro y un inhibidor de corrosión.

MÉTODO DE PREPARACIÓN DE LAS EMULSIONES.



Para obtener una emulsión estable se hace imprescindible que todos los aditivos incluidos en la misma sean compatibles, manteniéndose en solución, para que cada uno pueda cumplir su función dentro de la formulación. Por ello se incluyeron en el estudio de formulación todos los aditivos que tendrá la formulación final. La emulsión se prepara en dos etapas.

Preparación de la solución N° 1

En el recipiente de preparación se añade entre un 20-30 % de agua, el inhibidor de corrosión entre 0.01- 0.1 %, un secuestrante de hierro 0.5–3 % y a continuación el ácido clorhídrico entre un 20 –30%. El conjunto es agitado para facilitar la disolución de todos los componentes.

Preparación de la solución N° 2

En otro recipiente de preparación se añade entre un 30-50% del solvente aromático y la cantidad de tensoactivo seleccionada para la experiencia, agitando para homogeneizar el conjunto.

Lentamente y con agitación vigorosa se añade la solución N° 2 sobre la solución N° 1 con el fin de obtener la emulsión.

EVALUACIONES.

Como primer aspecto se evaluó la estabilidad durante las primeras 8 horas y luego diariamente por un periodo de 5 días

Las emulsiones fueron vertidas en probetas de 250 ml y observadas a fin de determinar la posible separación de fases o precipitación de algún componente para tener un criterio comparativo de estabilidad con los diferentes tensoactivos y solventes.

Adicionalmente se evaluaron: la compatibilidad con el petróleo y la roca, el pH de la formulación y se realizaron los ensayos de simulación en medio poroso.

RESULTADOS Y DISCUSION.

a) Evaluación de tensoactivos.

Se evaluaron 3 tipos de tensoactivos aniónicos en diferentes dosis.

Se comenzó por trabajar con xileno como solvente por ser el tradicionalmente recomendado por la literatura siguiendo la metodología ya descrita

En la tabla I se presentan los resultados.

Tabla I Influencia sobre la estabilidad del tipo y dosis de tensoactivo.

Tipo de tensoactivo aniónico	Dosis (%)			
	1	2	3	5
Base ácidos resínicos	Rota 2 horas	Rota 2 horas	Rota 2 horas	Rota 2 horas
Base ácidos grasos	Rota 5 horas	Rota 2 horas	Rota 2 horas	Rota 2 horas
Base ácidos sulfónicos	Estable + de 5 días	Estable + de 5 días	Estable + de 5 días	Estable + de 5 días



Como se observa empleando el tensoactivo base ácido sulfónico, se obtienen los mejores valores de estabilidad aún trabajando a la dosis menor (1%), por lo que los estudios posteriores se continuaron con este tensoactivo y tratando de disminuir la dosis. Debe señalarse que estas emulsiones se formulan *in situ* en el propio momento de la inyección, por lo cual no se requieren períodos largos de almacenamiento, no obstante se valoró un período de 5 días de estabilidad para minimizar los riesgos de posibles contratiempos o interrupciones y que la emulsión no estuviera en óptimas condiciones para ser inyectada.

b) Sustitución del Xileno por el sub producto LCO

El LCO es un sub producto de la refinación de petróleo y esta caracterizado por un alto contenido de aromáticos. El mismo fue caracterizado con la finalidad de emplearlo en las emulsiones como sustituto del xileno en aras de reducir los costos de formulación.

En la tabla II se presentan sus características

Tabla II Resultados de la caracterización del LCO

Contenido de Aromáticos (%)	Contenido de parafínicos (%)	Índice de Yodo (g/100 de muestra)	Azufre (%)	Rango de Ebullición (°C)
70.0	21.9	1.87	2.31	180 - 384

En las figuras N° 1 y 2 se presentan los espectros Infrarojo y Ultravioleta del xileno y el LCO comprobándose similitud entre ellos y que las absorciones observadas se identifican con las de compuestos aromáticos.

Se prepararon las emulsiones siguiendo la metodología ya descrita empleando el tensoactivo base ácido sulfónico En la tabla III pueden observarse los resultados de la estabilidad.

Tabla III Influencia sobre la estabilidad de la presencia de LCO así como tipo y dosis de tensoactivo.

Tensoactivo	Dosis (%)		
	0.5	0.75	1
Base ácido Sulfónico	Estable mas de 8 horas	Estable mas de 24 horas	Estable mas de 5 días

Los experimentos confirman la posibilidad de emplear LCO en la formulación, paralelamente se confirma que la dosis de 1 % del tensoactivo es la que origina las emulsiones mas estables. Los resultados de las evaluaciones complementarias también fueron satisfactorios, por cuanto se observa:

Una adecuada compatibilidad del ácido emulsionado con la roca y con el petróleo

Una adecuada compatibilidad entre todos los elementos de la formulación manteniéndose todos en solución.

El pH de la formulación permanece por debajo de 2.2 lo cual garantiza que no tenga lugar la precipitación de ión férrico durante el tratamiento.



Esta composición fue objeto de Patente de Invención.

REALIZACIÓN DE TRATAMIENTOS EXPERIMENTALES.

Previo a la realización de tratamientos experimentales se realizaron los ensayos de simulación en medio poroso, de los cuales se observó un aumento en la permeabilidad de la formación, no observándose incompatibilidad ni con el petróleo ni con la roca, comprobándose que su empleo no causa daño a la formación.

Según estos resultados la formulación inicial fue ajustada según se refleja en la tabla IV

Tabla IV Dosificación utilizada

Aditivo	Dosis (%)
Acido clorhídrico	15
Secuestrante de hierro	2
Inhibidor de corrosión (Ceinpet JC 2)	0.4
Tensoactivo (Ceinpet EB 2)	1.0
LCO	41.6
Agua	40

DISEÑO DEL TRATAMIENTO

Se diseñó un tratamiento para un pozo del yacimiento Varadero, el cual incluyó las siguientes operaciones:

Se inyectó 1 m³ de ácido emulsionado y se desplaza con 3.5 m³ de agua de capa, se hizo el cambio de instalación de superficie para el casing y se comenzó de reverso del tubing a casing, con un total de 8 m³ de agua de capa.

Terminada esta operación se instaló de nuevo el tubing y se comenzó a inyectar el preflujo de 10 m³ de LCO. Para realizar el trabajo se llenó la tubería con 4.5 m³ de LCO y luego se cerró el casing para hacerle la prueba de admisión al pozo.

Se inyectaron 2 m³ de LCO a presión entre 100 – 140 atm. Terminada la inyección de preflujo, la presión en el casing fue aumentando hasta alcanzar 6 Mpa.

Se formuló la emulsión y se inyectó en el pozo un volumen de 16 m³ de ésta, a una presión promedio de 170 atm. Y se desplazó con 5 m³ de agua de capa. Durante el tratamiento la presión en el casing siguió aumentando hasta alcanzar al final del trabajo un valor de 160 atm.

Terminado el tratamiento, el pozo quedó surgente devolviendo los fluidos. En un periodo de 4 horas se colectaron 21 m³ de fluido y en las 10 horas siguientes alrededor de 10 m³ adicionales.

Entonces se inyectaron 17 m³ de petróleo ligero, empleando el compresor hasta alcanzar una presión de 80 atm.

Como resultado de la operación, el pozo quedó nuevamente surgente, devolviendo los 17 m³ de petróleo inyectado, posteriormente se repitió el ciclo y el pozo produjo alrededor de 9 m³ de agua de capa.



Concluida la aerización, se desalojó el aire por el tubing y se repitió el tratamiento al día siguiente.

Como resultado el pozo quedó surgente produciendo 8 m³/día.

Con fines de comparación en la figura N° 3, se recogen los datos de producción histórica del pozo y en la figura N° 4, la producción antes y después del tratamiento.

La producción promedio del pozo fue seguida diariamente por un periodo de 41 días aproximadamente, colectándose en este periodo 293 m³ de petróleo, lo que equivale a un promedio de 7 t/día.

Hasta el momento han sido estimulados con el sistema de ácido aromático emulsionado un total de 10 pozos en los yacimientos de Varadero y Boca de Jaruco, los cuales han permitido obtener incrementos significativos en la productividad de los pozos estimulados

CONSIDERACIONES ECONOMICAS

En las tablas V y VI se reflejan los costos de producción por metro cúbico de fluido de estimulación empleando productos comerciales y con el sistema de nuevo diseño

Tabla V Costo de producción por metro cúbico de fluido de estimulación empleando productos comerciales

Elementos	U.M.	Cantidad	Precio unitario	Costo
Inhibidor de corrosión	Litro	4.20	17.00	71.40
Dispersante	Litro	0.70	4.80	3.36
Emulsificante	Litro	10.50	17.00	178.50
Secuestrante de hierro	Litro	0.42	30.00	12.60
Secuestrante de hierro	Litro	6.30	32.00	201.60
Solvente	Litro	300.00	0.83	249.00
Acido	Litro	304.00	1.47	446.88
Agua	Litro	373.88	-	-
SUB -TOTAL		1 000.00	-	1163.34

Tabla VI Costo de producción por metro cúbico de fluido de estimulación empleando el sistema de nuevo diseño

Elementos	U.M.	Cantidad	Precio unitario	Costo
Inhibidor de corrosión	Litro	3.60	3.50	12.60
Tensoactivo	Litro	0.30	7.34	2.20
Emulsificante	Litro	6.00	4.00	24.00
Secuestrante de hierro	Litro	9.00	6.44	57.96
Tensoactivo	Litro	0.00	32.00	0.00
Solvente	Litro	400.00	0.22	88.00
Acido	Litro	304.00	1.47	446.88
Agua	Litro	277.10	-	-
SUB -TOTAL		1 000.00	-	631.64

Como se observa existe una reducción en el costo de producción del orden del 50 %.



Se obtienen además ventajas adicionales, por el hecho de disponer de un tensoactivo propio, una formulación nacional y una tecnología de implantación también propia, lo cual nos independiza del mercado externo.

Al sistema ácido aromático emulsionado le fue conferido Certificado de Patente de Invención por la OCPI el cual posee el No de Registro 22819. (Casal 2002)

CONCLUSIONES.

1. Se logró por primera vez en Cuba el desarrollo de un sistema de ácido aromático emulsionado que incorpora un agente tensoactivo diseñado al efecto (Ceinpet EB -2) y el LCO en sustitución del xileno. Intervienen además en la formulación los tradicionales inhibidores de corrosión y secuestrante de hierro.
2. El sistema desarrollado muestra una adecuada estabilidad garantizando de esta forma la retardación en el efecto del ácido sobre la formación, permitiendo que este llegue a profundidades mayores en la formación y cree canales adicionales.
3. El tratamiento efectuado a un pozo del yacimiento Varadero, tuvo resultados exitosos por lo cual el tratamiento ha sido aplicado hasta la fecha a mas de 10 pozos, los cuales mejoraron significativamente su productividad
4. El costo del tratamiento por concepto de productos químicos se reduce en un 50%, lo que brinda la posibilidad de aplicarlo de forma mas extensiva en los yacimientos del país.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Casal A. M. y col. (2002) Certificado de Autor No 22819 Composición de ácido aromático para estimulación de reservorios en yacimientos de petróleo y gas.
- Hoefner M. L. (1987) Role of diffusion in matrix acidizing. JPT. February. (70-78)
- King G.E. (1986) Acidizing concepts matrix vs. fracture acidizing. JPT. May (28-35)
- McLeod. O. (1984) Matrix acidizing. JPT. December (15 -20)
- Ríos E. 1996) Curso de daño a la formación y estimulación de pozos. Segunda Edición, INTEVEP. Venezuela.
- William B.B. (1979) Acidizing fundamentals. Second Edition. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York.

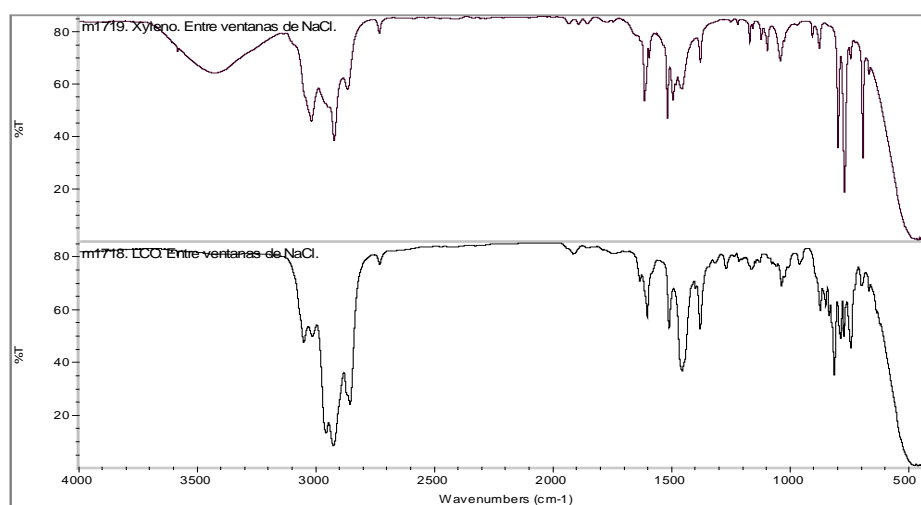


Fig. N° 1 Espectros Infrarrojos del Xileno (superior) y del LCO (inferior)

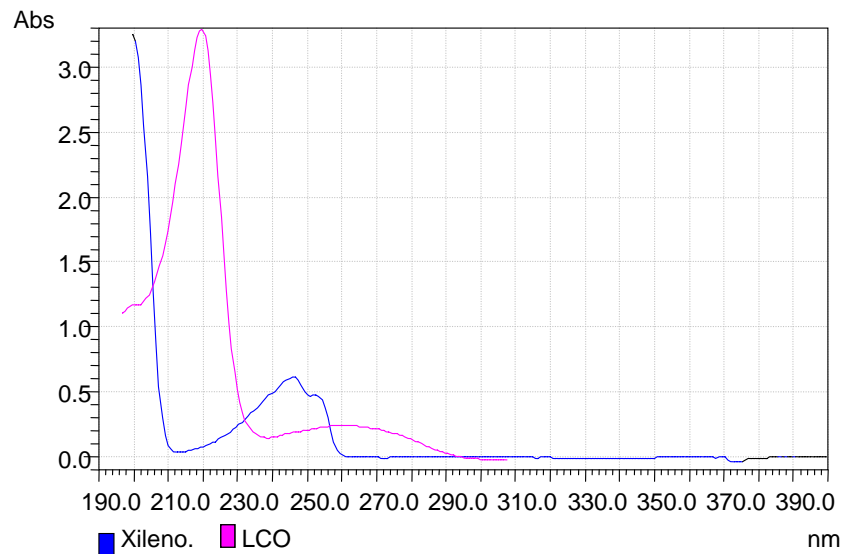


Fig. N° 2 Espectro Ultravioleta del Xileno y del LCO .

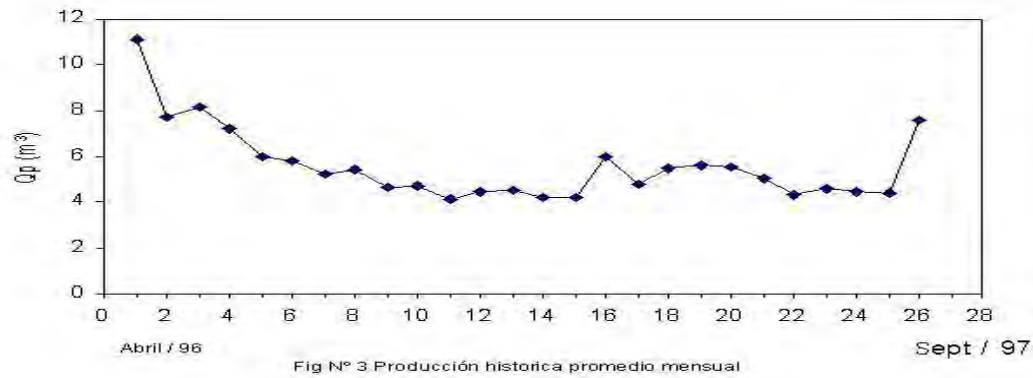


Fig N° 3 Producción historica promedio mensual

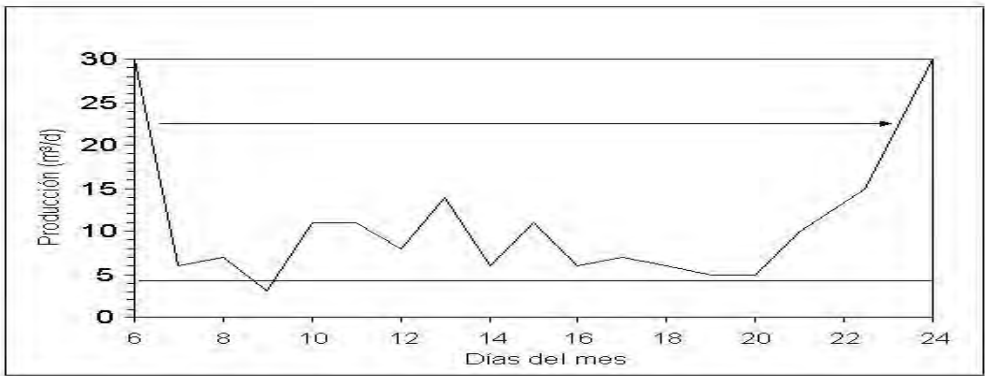


Fig. 5 Comportamiento de la producción después del tratamiento

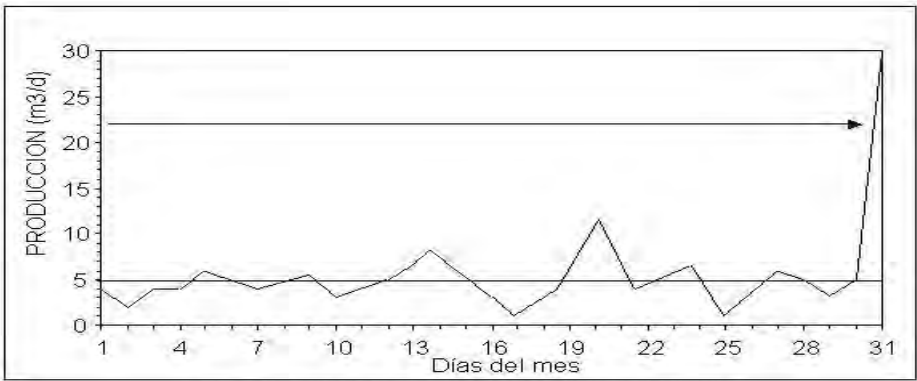


Fig. 4 Comportamiento de la producción antes del tratamiento



FRANJA DE CRUDOS AL NORTE DE PROVINCIA HABANA. APLICACIÓN DE LOS CAMPOS POTENCIALES EN LA DETECCIÓN DE ESTRUCTURAS PETROLERAS

Gustavo Echevarría, José L Prol, José Álvarez Castro, Rafael Socorro

Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington 169, Cerro, Habana 12000, Cuba, TEL. (53) 7 57 7309, FAX (53) 7 66 6021, E-mail ceinpet@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

En la región norte de Habana- Matanzas se ha logrado aumentar la producción de petróleo y gas natural a partir de la perforación del pozo horizontal Puerto Escondido No.5 que reveló una nueva tecnología aplicada para perforar espesores de hasta 3000 m de rocas productoras de las formaciones del Grupo Veloz y Cifunte de edad J_3 - K_1 dentro de los mantos sobrecorrados pertenecientes a la UTE Placetas, donde hasta cuatro mantos paralelos se han cortado.

Los yacimientos descubiertos en la costa coinciden con las áreas de mínimos.

Aunque la sísmica de reflexión constituye la herramienta principal exploratoria, la misma mapea horizontes que en casos yacen por encima de las rocas productoras en lo que se denomina envolvente.

Se considera realizar en la región la sísmica de detalle en las áreas de mínimos previamente revelados.

ABSTRACT

At the north coast of Habana-Matanzas oil and gas production has been considerably increased after the first horizontal well drilled five years ago. Since the first one named Puerto Escondido 5, several new wells have been able to drill up to 3000 meters horizontal of the carbonate section of J_3 - K_1 age along the thrust belt and north of it. Up to four thrust sheets have been drilled south-north.

In general the discovered oil fields have a coincidence with gravity lows. Although reflexion seismic is very useful tool not always maps the top of the productive section. The gravity allows to shoot detailed seismic in advance.

Introducción

La región Habana-Matanzas es de interés gasopetrolífero desde el año 1914 al descubrirse el pequeño yacimiento Bacuranao en la asociación ofiolítica y 54 años después el Boca Jaruco en carbonatos de edad J_3 - K_1 y posteriormente hacia el este de la franja de crudos pesados de Puerto Escondido Yumurí con un pobre potencial productivo inicial, que mejoró de forma considerable al aplicarse la perforación horizontal.

Desarrollo

La constitución geológica de la región es muy compleja, pues en el sector terrestre al sur de la costa norte aflora un complejo de rocas del terreno Zaza de considerable espesor debido al sobrecorrimento, expresado por ejemplo en el pozo Basilio 1 con 4003 m de espesor de la asociación ofiolítica. Sin embargo en la costa y al norte de ella, el espesor de sedimentos carbonatados es superior a esa cifra y desaparece el terreno Zaza en el sector marino.

Los trabajos gravimétricos revelan una alineación de mínimos a lo largo de la costa que coinciden con los yacimientos carbonatados descubiertos. Al sur la presencia de los mínimos

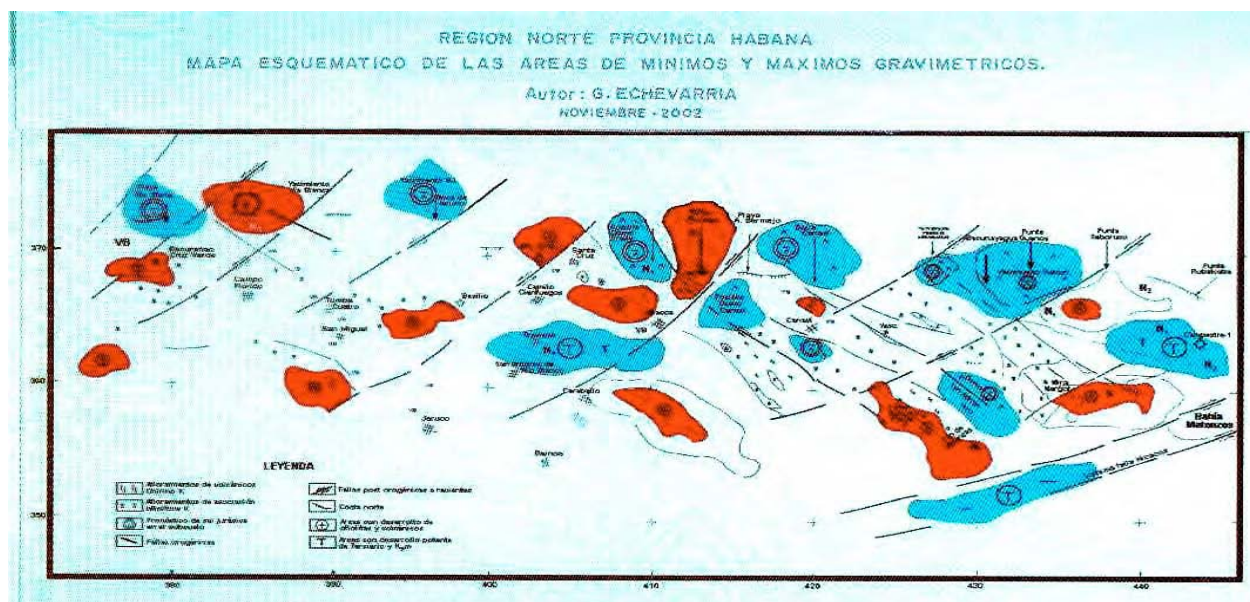


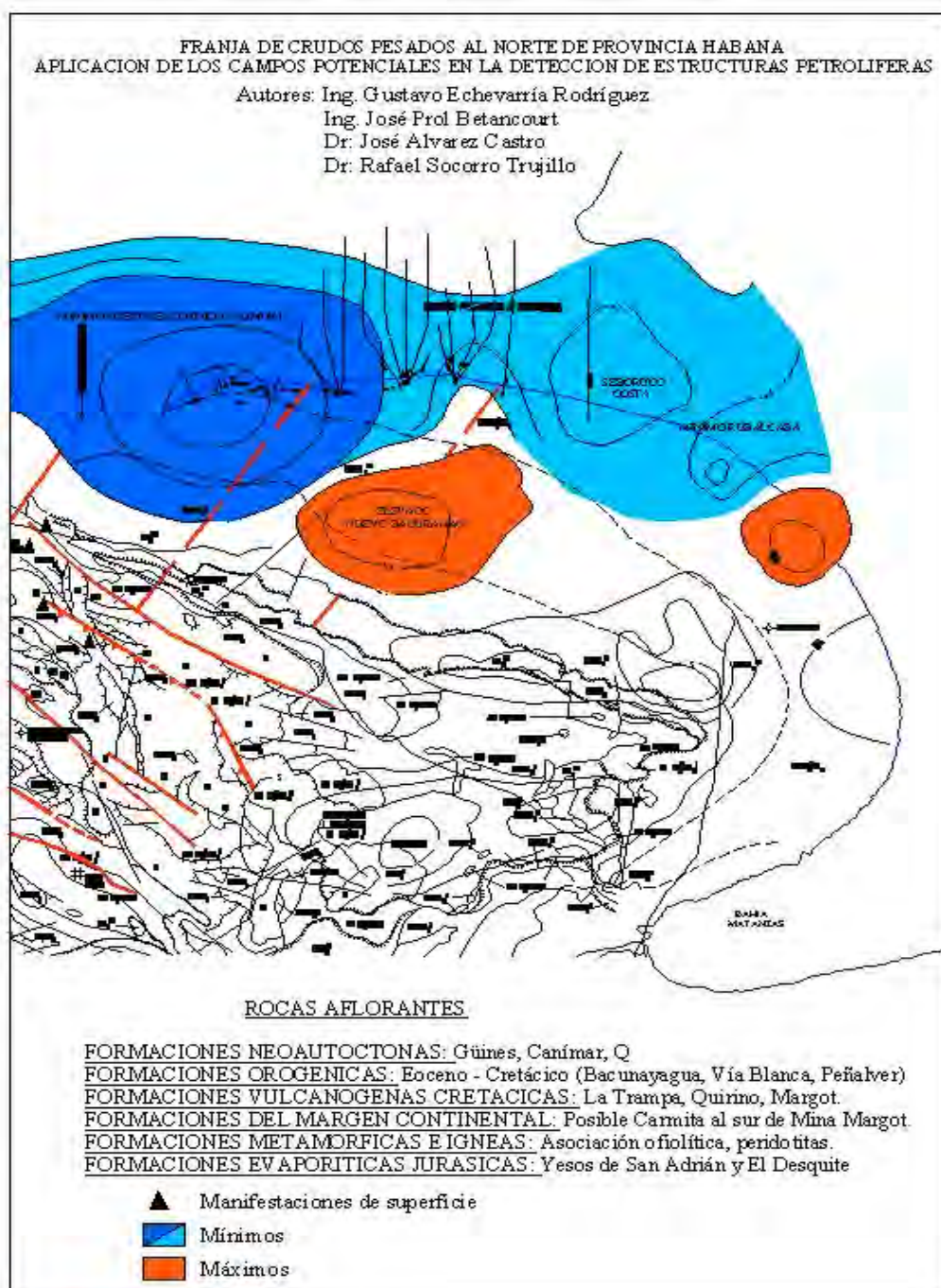
no corresponden con la presencia de los carbonatos en un caso, en San Adrián, con la existencia de rocas evaporíticas y en otro con la presencia de alternancias de sedimentos clásticos y serpentinitas re-depositadas de baja densidad con un espesor de 3000 m en el caso del mínimo Campestre y otros casos señalados en el mapa como Travieso.

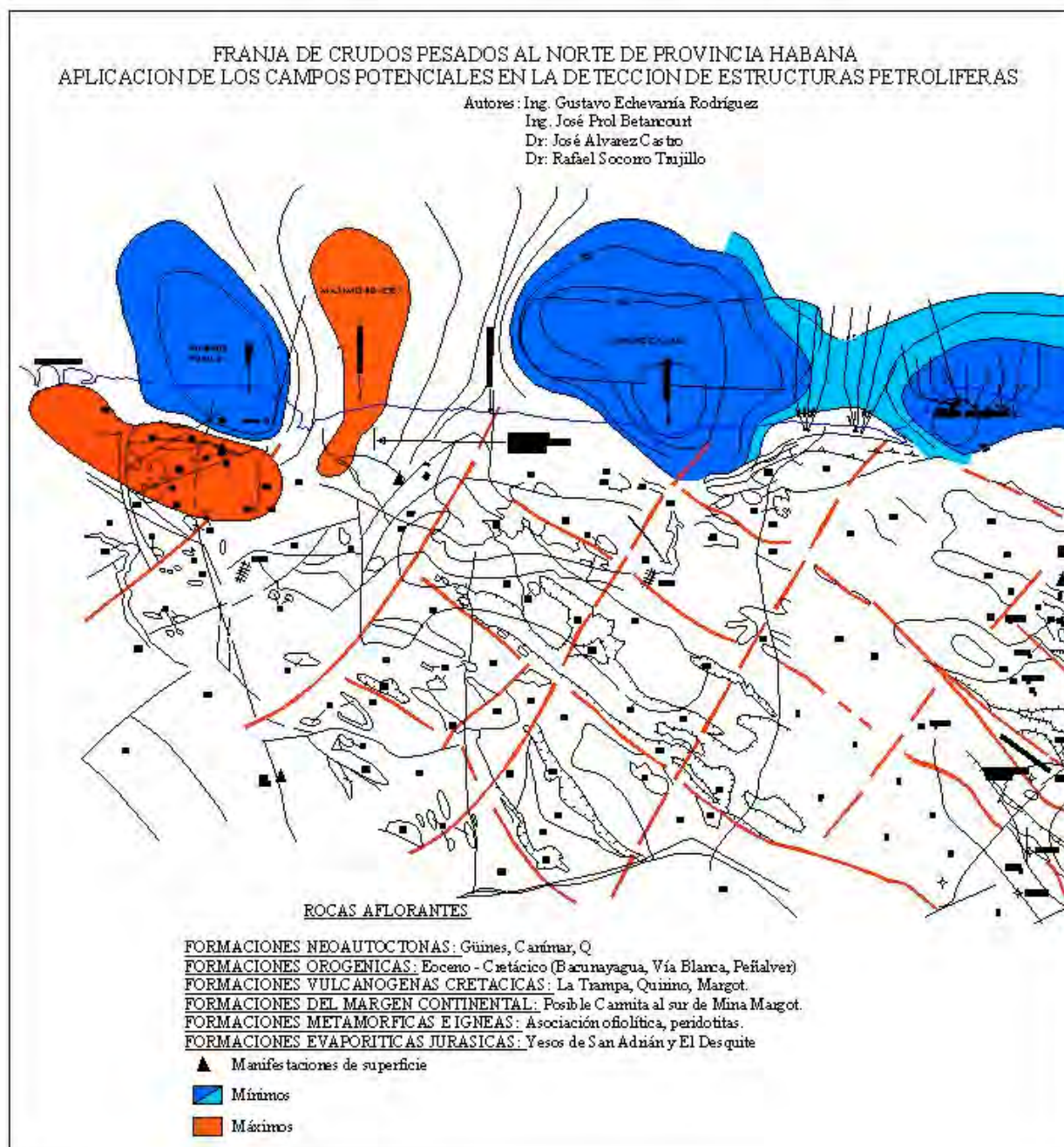
Se considera que los mínimos coincidentes con los yacimientos descubiertos en la costa y mar contiguos de la franja norte sea debido al gran grado de fracturamiento de las rocas carbonatadas de edad J_3 - K_1 constituyentes de las formaciones del grupo Veloz y Cifuentes.

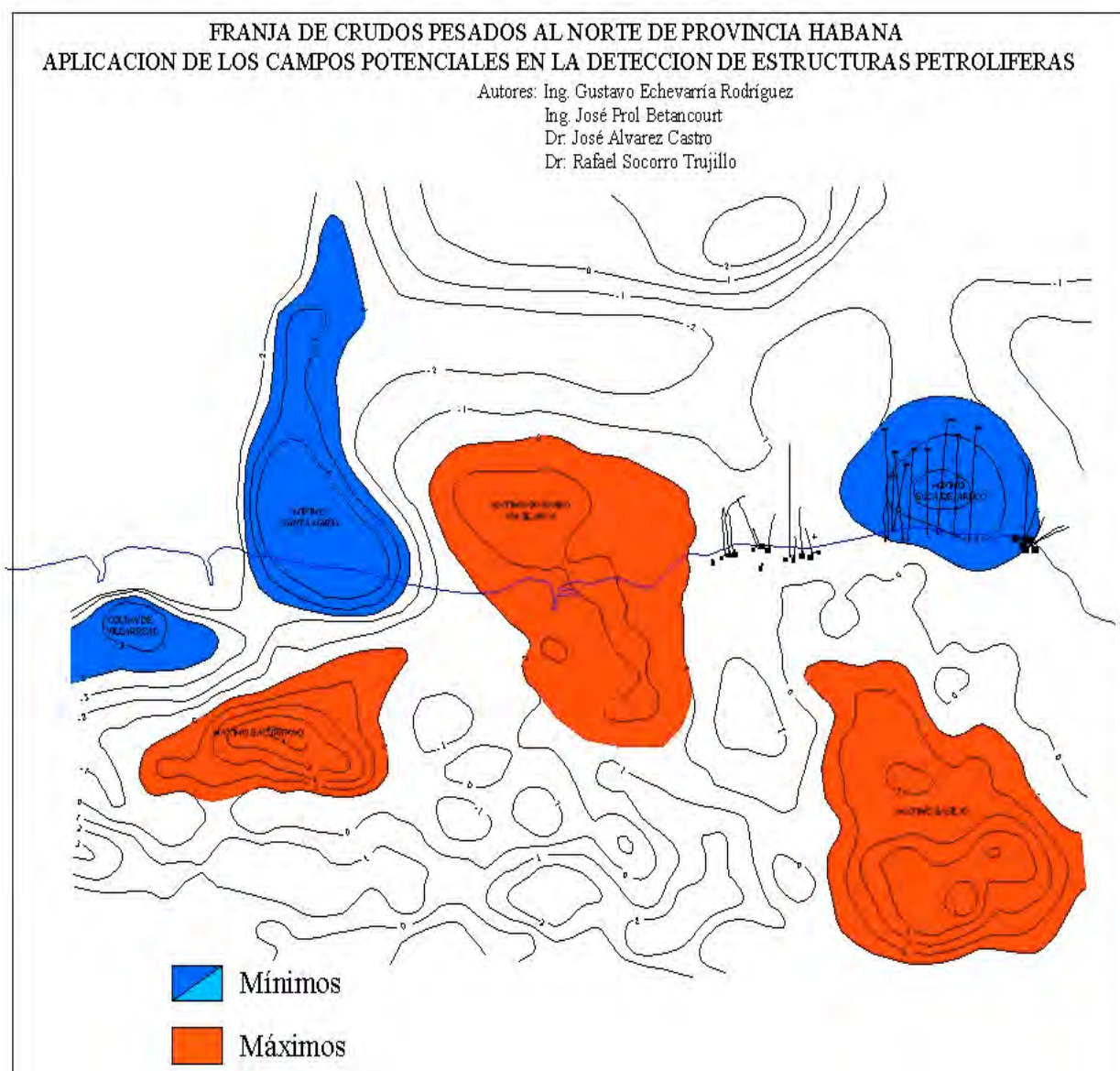
Resultados

1. Existe coincidencia de los yacimientos descubiertos y los mínimos detectados.
2. Algunas zonas como Playa Santa María del Mar se pueden pronosticar un futuro lugar de descubrimiento.
3. El territorio al oeste a lo largo de la costa norte y aguas adyacentes se recomiendan realizar nuevos trabajos gravimétricos de detalle antes de ejecutar nueva sísmica de reflexión.











LOS DEPOSITOS SYN-RIFT EN EL POZO LOS ARROYOS 1. ¿RESERVORIOS ?

Rafael Segura Soto⁽¹⁾, Maritza Rodríguez Viera⁽²⁾ y Rolando García Sánchez⁽³⁾.

(1) Centro de Investigación del Petróleo. Washington 169 Esq. Churrucá, Cerro, La Habana. E-mail: segura@ceinpet.inf.cu

(2) Centro de Investigación del Petróleo. Washington 169 Esq. Churrucá, Cerro, La Habana. E-mail: mrviera@ceinpet.inf.cu

(3) Centro de Investigación del Petróleo. Washington 169 Esq. Churrucá, Cerro, La Habana. E-mail: rgarcia@ceinpet.inf.cu

RESUMEN:

Los depósitos syn-rift se han asignado en Cuba a la Formación San Cayetano, de edad Jurásico Inferior y Medio, aflorante en la provincia de Pinar del Río. En el pozo Arroyos 1 la secuencia se revela bajo los 3810 m, después de atravesar un cuerpo de diabasa, y se extiende hasta los 5003 m (pf).

La presencia de la Formación la atestiguan:

1. Palinomorfos con edad diagnóstica.
2. Carácter flyschoid de las rocas.
3. Desaparición de intercalaciones de carbonatos, presentes en las suprayacentes formaciones

Se trata de una secuencia alternante de areniscas y argilitas. Las areniscas se refieren a arenitas y vacas cuarcíferas. La selección es pobre y la matriz está constituida por sericita impregnada por materia orgánica. Las rocas sufrieron procesos diagenéticos y dinamo metamórficos, que unidos a los tectónicos provocaron fracturas, brechamiento, superficies de fricción y vóculos.

En los perfiles geofísicos se observan comportamientos diferenciados por el gamma natural, asociado los más altos y aserrados valores, a la parte más profunda. La porosidad es baja en todo el pozo (no excede el valor de 7.5 %), sin embargo se aprecia un cierto aumento de la misma, al ser cortada esta formación a pesar de que se esperaba fuera menor al estar sometida a la compactación. Como resultado final de este estudio se llegó a la conclusión de que en la medida que la secuencia esté más intercalada de arcilla, filita y menos fracturada, la posibilidad de que San Cayetano pueda constituir reservorio disminuye, por lo que puede funcionar como sello.

ABSTRACT

In Cuba the syn-rift deposits are assigned to San Cayetano Formation of Lower Middle Jurassic age, which outcrops in Pinar del Río province. In Los arroyos 1 well, the sequence is revealed down 3810 m, after crossing a diabase body, and extends to 5003 m (td).

The presence of this Formation is tested by:

1. Palinomorfes with diagnostic age.
2. Flyschoid character of rocks.
3. Disappearance of carbonate intercalations, present in overlying formations.

It is an alternating sequence of sandstone and argillites. The sandstones are referred to quartz arenites and wackes. The sorting is poor and the matrix is composed by sericite impregnated by organic matter. The rocks suffered diagenetic and dynamometamorphic processes, which together with tectonic ones, produced fractures, brecciation, slicken sides and vugs.

In geophysical logs are observed different behaviours because of natural gamma, with the highest and serrated values related to the deepest part. Porosity is low in the entire web (no more than 7.5 %), but



there is certain porosity enhancement when the formation is crossed, though it was expected its diminishment because of compaction. The ultimate result of our study gives us the idea that with the increasing of clay, phyllite, and less fracturation, the reservoir possibilities diminishes in San Cayetano, and then can operate like seal.

INTRODUCCIÓN

Las secuencias Syn-rift son altamente productoras de petróleo en diversas regiones del mundo. En Cuba se hallan representadas por la Formación San Cayetano, que aflora ampliamente tanto en la UTE Sierra del Rosario como en la UTE Sierra de los Órganos, ambos distribuidos en la provincia de Pinar del Río, aunque su color general debido a la meteorización difiere del propio encontrado en subsuelo.

En el pozo Los Arroyos 1, ubicado en la localidad de igual nombre, bajo el núcleo 33 (33802-3803m), constituido por diabasa piroxénica, aparecen los depósitos de la Formación San Cayetano, que se extienden hasta el núcleo 52 (4998- 5003) correspondiente a la profundidad final del pozo. La presencia de los depósitos la atestiguan:

1. Las determinaciones de los palinomorfos en los núcleos 34 (3824- 3826), 45 (4459- 4462), 50 (4796- 4798) y 51 (4881- 4883 m), que revelan la edad Jurásico Inferior y Medio.
2. La desaparición de los carbonatos primarios, presente en la suprayacente UTE Esperanza en el propio pozo.

MATERIALES UTILIZADOS.

En los núcleos del pozo Arroyos 1, se realizó tanto el estudio detallado sedimentológico, como el análisis petrofísico de las muestras: Carbonatosidad, Coeficiente de Intercambio Catiónico Q100 (el que refleja la actividad de las Arcillas), Porosidad y Permeabilidad. Para la consideración de la Permeabilidad se incluyeron los datos correspondientes al intervalo donde por caracterización y correlación de los registros de pozo, se infiere la Formación San Cayetano en los pozos Esperanza 2 de 2410 a 3128 m y el pozo Río del Medio 1 de 4390 a 4604 m.

Fue fundamental el empleo de los registros de los pozos antes referidos los que incluyen los métodos radioactivos de Gamma Natural y Neutrón Gamma, Resistividad, Potencial Espontáneo y Caliper, en escala 1:1000, a partir de los cuales se pudieron diferenciar las facies.

METODO EMPLEADO.

En primer lugar se hizo un análisis sedimentológico, indispensable, y posteriormente un estudio de las propiedades de reservorios y sellos según las observaciones de los núcleos y también a partir de las características observadas en los registros y parámetros petrofísicos medidos en el laboratorio y procesados estadísticamente.

Sedimentología.

Se trata de secuencias monótonamente compuestas por intercalaciones flyschoides de areniscas y argilitas, frecuentemente en estratos laminares. Las areniscas se refieren a arenitas y vacas cuarcíferas, en dependencia del incremento de la matriz. Los granos están compuestos



fundamentalmente por cuarzo a veces hasta 100 %. Muy subordinados, granos de cuarcita, feldespato potásico y plagioclasa albíta u oligoclasa. La selección textural es pobre así como el redondeamiento. Los elementos accesorios se refieren a granos de circón, turmalina, epidota y metálicos, así como laminillas de moscovita. La matriz está constituida por sericita, a menudo orientada e impregnada por materia orgánica acompañada de pirita. Las laminas de argilita también se impregnan por materia orgánica y pirita, lo cual produce un aspecto carbonoso microscópico (tizna los dedos). En ocasiones las argilitas recrystalizan a esquistos sericiticos incipientes. No se observan carbonatos primarios intercalados en ningún caso.

En cuanto al origen de los sedimentos se toma como proveniencia un área constituida por rocas sedimentarias y meta sedimentarias de bajo grado, que se erosionaron durante el syn' rift ocurrido en el continente Pangea. Se diferenciaron distintas facies, según los estudios de Haczewski en superficie (1987) donde G, H e I tienen carácter turbidítico de flysch, relacionadas con la deposición de un delta que creció progresivamente a partir de los materiales descargados fluvialmente en el mar. Con el cese paulatino de la descarga clástica ocurrió una transgresión marina, comenzando así la deposición intercalada de carbonatos, como se observa en las secuencias de la UTE Esperanza.

Propiedades de Reservorio y de sello según las observaciones de los núcleos.

Las rocas están afectadas por procesos diagenéticos y dinamo metamórficos incipientes, que pueden determinar sus propiedades de reservorio. Dichos procesos se originaron e incrementaron por los movimientos tectónicos, como se evidencia por los pronunciados desplazamientos de las capas registradas en los núcleos. Incluso en un solo núcleo se observan ángulos de desplazamiento de 0- 60°. Tales movimientos originaron la fracturación en las tres direcciones conocidas:

1. Fracturas dispersas, ahora rellenas por cuarzo más calcita.
2. Fracturas paralelas a la laminación, que ahora muestran superficies de fricción muy pulidas.
3. Fracturas diagonales y subverticales, que interceptan a las anteriores.

De este modo pudo originarse el brechamiento y microbrechamiento adquiriéndose así la porosidad secundaria. La posible porosidad primaria de las areniscas debió ser muy pobre, debido a la mala selección de los granos y a la oclusión de la porosidad intergranular de la matriz. Debido a la ausencia de carbonatos intercalados y por consiguiente, escasez de soluciones depositarias de calcita secundaria, no se diferenció poros ni vugulos, solo excepcionalmente en el núcleo 35 (3900- 3902) donde se registran vugulos de 6 mm de diámetro.

Propiedades de Reservorio y de sello según las características y parámetros petrofísicos.

A pesar de la monotonía de las secuencias compuestas por intercalaciones flyschoides de areniscas y argilitas, en las electrofacies se observan tres comportamientos enmarcados fundamentalmente por el Gamma natural:

- ❖ De 3800 a 4225 m con niveles medios, resistividad media- baja
- ❖ De 4226 a 4530 m nivel bajo; resistividad media- baja
- ❖ De 4531 hasta el final del pozo, 5000 m Nivel alto, resistividad aserrada.

Anteriormente se había hecho notar las diferentes facies que se han encontrado en superficie en la Formación San Cayetano denominadas como G, H e I, las que tienen carácter turbidítico de flysch pero que se diferencian sobre todo por el tamaño de los granos, más finos en la G,



medios en H y más gruesos en la I. Esto hizo concebir la hipótesis de que posiblemente los cambios en el nivel de radioactividad gamma tuvieran que ver directamente con el cambio facial y lo que podía conllevar a una diferenciación en cuanto a las características intrínsecas y propiedades de las rocas.

Se analizó a partir de las diferencias de las facies (o niveles de gamma) las magnitudes petrofísicas que evalúan la composición, Carbonatosidad y Coeficiente de Intercambio Catiónico (Q100) y las que valoran las posibilidades como reservorio, Porosidad y Permeabilidad, en los núcleos del 34 al 52. Los valores petrofísicos están reflejados en la Tabla No I.

- **Carbonatosidad:** El contenido de Carbonato es muy bajo. Sólo en los núcleos No 40 con valores de 13,3 y 16,7 % y en el No 41 de 36,9 % (Gamma Medio), y en el No 44 el que refiere más de 90 % (con Gamma Bajo); en estos núcleos es donde único se refiere la existencia de venillas de calcita las que rellenaron las fracturas en etapas tempranas.
- **Q100:** Este parámetro también es muy bajo, y sólo toma valores de 5,2 a 10,9 en los núcleos No 34 y No 36 con Gamma Medio y el No 47 con Gamma Alto; en las secciones vistas sólo hay argilita y limoargilita en estos núcleos a diferencia del resto donde además se describen arenita – vaca cuarcífera.
- **Porosidad:** También tiene valores muy bajos y sólo presenta algo mayores, aproximadamente de 5 %, en el núcleo No 44 (Gamma Bajo) y No 47. (Gamma alto); en el primer caso observamos que es uno de los pocos que refiere venilla de calcita rellenando fracturas y en el segundo se destaca muy brechado, microbrechado, fallado. No sólo en esta secuencia, sino en todas las formaciones atravesadas en este pozo, las porosidades son muy bajas, en el rango de los reservorios de tipo fracturados, esto es, menor de 6 %, disminuyendo grandemente a partir de los 3 000 m aproximadamente debido a la compactación (Fig.1)
- **Permeabilidad:** La permeabilidad también es muy baja y como la data era muy reducida, incluimos la del resto de los pozos Río del Medio 1 y Esperanza 2, pero de todas formas no se encontró relación alguna con los diferentes niveles de Gamma

RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LOS MISMOS.

Los depósitos del syn rift en muchos lugares del mundo constituyen buenos reservorios. Sin embargo en el caso de Cuba, la Formación San Cayetano, nunca tuvo una buena porosidad primaria debido a la mala selección además de estar muy mezclada con argilita.

Del estudio de los núcleos, tanto desde el punto de vista sedimentológico, como de las propiedades se puede observar que el que tenga tan baja Carbonatosidad y Q100, nos evidencia una abundancia de areniscas y vaca cuarcífera en los núcleos analizados; los altos valores del primero sólo se encontró en los núcleos que poseían venillas de calcita (Gamma Medio-Bajo) y en el caso del Q100 sólo superó el valor de 5 a 10 meq/100 gr, en las partes de los núcleos que sólo tenían argilitas y limoargilitas (Gamma Medio- Alto). No obstante en la definición de los registros se observa mayor presencia de material arcilloso al presentar resistividad y neutrón bajos y potencial positivo.

En el caso de la Porosidad, muy baja en todo el corte, se observa de que a pesar de que la Secuencia San Cayetano se encuentra a gran profundidad, alrededor de los 3800 m, ésta tiende a aumentar en un rango similar al que se encuentra por encima de los 1500 m. Los valores de porosidad más elevados se refieren a los pocos núcleos donde se evidencia la presencia de calcita en las fracturas y al único núcleo donde se señala brechamiento.



En la dispersión de la Permeabilidad vs la Porosidad (Fig.), teniendo en cuenta los niveles de Gamma de todos los pozos, no se pudo establecer ningún límite, zona o ley que indique que la variación de facie está relacionada con la Permeabilidad.

En ningún caso, ningún parámetro medible se ha podido relacionar con los niveles gamma observados en las diferentes facies.

CONCLUSIONES.

1. La Formación de San Cayetano debido a la presencia notable de argilita y a la compactación de la misma puede actuar como Sello.
2. La posibilidad de constituir Reservorio en esta situación, está en dependencia de la Fracturación y de la disolución de la Calcita, que puede ayudar al aumento de la comunicación en la roca almacén.
3. Este es un análisis puntual, por lo que en otras áreas puede manifestarse de manera. Más favorable, dependiendo de la selección, compactación y contenido de argilita y arcilla.

BIBLIOGRAFÍA.

- Haczewski, G (1987): Reconocimiento sedimentológico de la Formación San Cayetano: un margen continental acumulativo en el Jurásico de Cuba Occidental. "Contribución a la Geología de la provincia de Pinar del Río. Ed. Científico-Técnica Habana, 228 – 247.
- López J.G (2001): Análisis de Cuenca y Evaluación del Potencial de Hidrocarburos del Sureste del Golfo de México. Archivo CEINPET, La Habana.
- Pszczolkowski (1987): Secuencias Miogeosinclinales de la cordillera de Guaniguanico; su litoestratigrafía, desarrollo de facies y paleogeografía. "Contribución a la Geología de la Provincia de Pinar del Río. Ed Científico Técnica, Habana; 5 – 84.

Tabla No I: Valores Petrofísicos de la Formación San Cayetano en el pozo Arroyos 1.

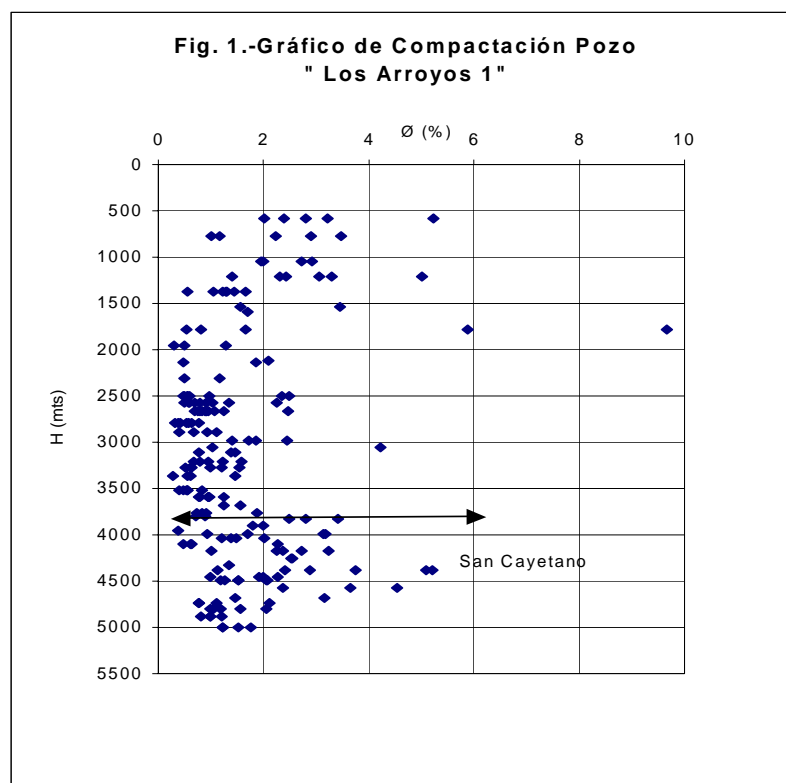


Núcleo	Nivel Gamma	Tope	Base	C (%)	Q100 (meq/100)	Porosidad (%)	kh (m Darcy)
34	2	3824.00	3826.20	2.8	0.6	2.49	
34	2	3824.00	3826.20	3.1	10.9	3.41	
34	2	3824.00	3826.20	4.4	16.5	2.81	
35	2	3900.00	3902.00	9.2	1.4	1.79	2.625
35	2	3900.00	3902.00	4.9		1.99	
36	2	3950.00	3952.30	1.3	6.5		
36	2	3950.00	3952.30	7.9	1.0	0.37	
36	2	3950.00	3952.30	2.8	6.7		
36	2	3950.00	3952.30	2.5	5.2		
37	2	3990.10	3993.60	3.3		0.93	0.105
37	2	3990.10	3993.60			1.69	
37	2	3990.10	3993.60	2.5	3.4	3.18	
37	2	3990.10	3993.60	3.8		3.14	
39	2	4036.10	4037.90	1.0	0.6	2.02	
39	2	4036.10	4037.90	4.1	0.4	1.39	
39	2	4036.10	4037.90			1.48	
39	2	4036.10	4037.90	3.8		1.20	2.030
40	2	4100.00	4101.30	1.0		0.62	
40	2	4100.00	4101.30	13.3	0.9	0.61	
40	2	4100.00	4101.30	16.7		0.47	0.010
40	2	4100.00	4101.30	1.3		2.26	
41	2	4175.00	4177.50	36.9	0.4	1.02	
41	2	4175.00	4177.50			3.23	
41	2	4175.00	4177.50	7.6	0.6	2.73	1.210
41	2	4175.00	4177.50			2.37	
41	2	4175.00	4177.50			2.24	0.010
42	1	4253.00	4254.40			2.53	
42	1	4253.00	4254.40			2.55	
43	1	4329.00	4330.10			1.34	
44	1	4382.00	4387.00			5.09	
44	1	4382.00	4387.00	0.8	1.4	2.88	
44	1	4382.00	4387.00			3.75	
44	1	4382.00	4387.00	97.9	0.8	2.40	0.010
44	1	4382.00	4387.00	97.9	1.0	1.13	
44	1	4382.00	4387.00			5.20	
45	1	4459.00	4462.30	2.0	3.0	1.92	0.230
45	1	4459.00	4462.30			1.99	
45	1	4459.00	4462.30			0.98	0.310
45	1	4459.00	4462.30			2.26	
46	1	4493.00	4496.00	9.6	2.1	1.18	0.255
46	1	4493.00	4496.00	4.6	3.5	1.26	
46	1	4493.00	4496.00	5.0	2.7	2.04	
46	1	4493.00	4496.00	6.2	2.4	1.51	
46	1	4493.00	4496.00	6.2	2.1	1.52	
46	1	4493.00	4496.00	3.7	2.2	2.07	
47	3	4575.00	4577.00	3.3	5.0	3.66	
47	3	4575.00	4577.00	5.4	4.4	4.54	
47	3	4575.00	4577.00	7.5	5.0	2.36	
47	3	4575.00	4577.00	5.8	3.6		
48	3	4683.00	4686.00	11.9	3.6	1.46	
48	3	4683.00	4686.00			3.17	
49	3	4732.00	4734.00	3.8		2.11	
49	3	4732.00	4734.00	4.1		1.10	



49	3	4732.00	4734.00	7.4		0.77	
49	3	4732.00	4734.00	4.1		0.78	
50	3	4796.00	4798.40	3.3	5.2	2.06	
50	3	4796.00	4798.40	3.7	6.0	1.04	
50	3	4796.00	4798.40	3.3		0.98	
50	3	4796.00	4798.40	5.1		1.18	
50	3	4796.00	4798.40	2.9		1.57	
51	3	4881.00	4883.50	1.7		1.21	
51	3	4881.00	4883.50	4.2		0.99	
51	3	4881.00	4883.50	4.6		0.81	
51	3	4881.00	4883.50	4.2			
51	3	4881.00	4883.50	4.2		0.99	
52	3	4998.00	5003.00	4.2	1.0	1.23	
52	3	4998.00	5003.00	3.7	1.2	1.52	
52	3	4998.00	5003.00	6.2	2.0	1.23	
52	3	4998.00	5003.00			1.76	

Nota: Nivel Gamma Bajo es 1; Medio es 2 y Alto es 3.





COMPARACIÓN ENTRE LAS SECUENCIAS MESOZOICAS DE AGUAS PROFUNDAS Y SOMERAS DE CUBA CENTRAL Y OCCIDENTAL. SIGNIFICADO PARA LA EXPLORACIÓN PETROLERA.

Evelio Linares-Cala.

Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington No. 169 Esq. Churrucá, Cerro Ciudad de La Habana, Cuba C.P. 12000. E-mail: bello@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Se realizó la comparación estratigráfica y sedimentológica entre las secuencias mesozoicas del Synrift y del Margen Continental desde Cuba Central hasta el noroeste de Pinar del Río, incluyendo informaciones del Golfo de México.

Los resultados se muestran en correlaciones estratigráficas para cada Unidad Tectono – Estratigráfica, esquemas de la evolución paleogeográfica de la Región Caribe – Norteamericana por pisos, con la posición original de las unidades litoestratigráficas antes de su actual emplazamiento. Paralelamente, se estimó el potencial de rocas madre, su nivel de maduración y posibles vías de migración de los hidrocarburos.

Los tanteos se orientaron metodológicamente mediante la Terrenoestratigrafía, distinguiéndose los Dominios Paleogeográficos del Synrift y Margen Continental. Así, se demostró la estrecha semejanza regional, de los conjuntos petroectónicos de ambos dominios, su marcada analogía estratigráfica y sedimentológica, especialmente la equivalencia de las facies pelágicas y su sedimentogénesis, coincidentes en el tiempo geológico.

La datación de horizontes del Synrift mediante palinología, permitió orientar pesquisas geoquímicas, que revelaron las posibilidades de un nuevo sistema petrolero en la profundidad donde se emplazan las rocas del Synrift. Tales unidades, que ocurren en bastos territorios, pudieron alcanzar suficiente profundidad para madurar sus rocas madre al ser cubiertas por potentes espesores de secuencias carbonatadas del Margen Continental y las de las cuencas frontales.

Posteriormente, ocurrieron eventos geológicos que favorecieron la generación y almacenamiento de los hidrocarburos, lo que estimula la prospección hacia amplias regiones no exploradas o pobremente conocidas de Cuba Central y Occidental así como en la Zona Económica Exclusiva Cubana del Golfo de México.

ABSTRACT

Stratigraphic and sedimentologic comparison of Mesozoic synrift and southern north american continental margin rocks from Central Cuba to northwestern Pinar del Río province as well as southern Gulf of Mexico was carried out.

Results are shown by stratigraphic correlations from tecto – units, related to geodynamic evolution of Caribbean – North american by geologic stages before Thrusting. Source rock potential, maturity and hydrocarbon migration paths, were considered.

Results were obtained using the method of the stratigraphic terranes being outstanding the paleogeographic synrift and continental margin domains. Petrographic regional relationship with respect to sedimentology and stratigraphy, their marked analogy and pelagic sedimentology similarities along geologic times, were also demonstrated.

Synrift deposits age was determined by palynological determinations and allowed organic geochemical results which support a new petroleum system at depth under the thick overthrust carbonate rocks lying above. This fact is in favour of generation and further trapping of hydrocarbons in huge non explored poorly known areas in onshore Western and Central Cuba as well as in the new offshore Cuban Exclusive Economic in the Gulf of Mexico.



Introducción

Los principales yacimientos petroleros de Cuba se han encontrado en las rocas del Dominio Paleogeográfico del Margen Continental asociados a la U.T.E. Placetas y en menor proporción a la U.T.E. Camajuaní. Pero hasta la fecha, estas unidades no se describen en Pinar del Río. La investigación tiene como objetivo demostrar mediante el método de la Terrenoestratigrafía y con datos de geología de superficie y subsuelo que existieron iguales condiciones en los paleoasentamientos de las rocas que hoy afloran o se registran en el subsuelo de Cuba Central y Occidental, lo que no justifica separar estas regiones en dos dominios que da idea de desigualdades. También para ello se emplean otros atributos de análisis geoquímicos para petróleo especialmente los de ROCK-EVAL.

Con ello se estimula la búsqueda hacia el norte de Pinar del Río y la Zona Económica Exclusiva, parte cubana del Golfo de México, con argumentos demostrados científicamente.

Materiales y métodos

Se emplearon los materiales de levantamiento geológico ejecutados por el autor desde 1966 hasta el 2002 y numerosos informes sobre reservorios carbonatados, de Estratigrafía, de bloques petroleros, geoquímica para el petróleo y otros de numerosos investigadores del Centro de Investigaciones del Petróleo y del Servicio Geológico Nacional. Adicionalmente se usó la información del CD "Oil and Geosite" que contiene datos de 750 localidades de interés para la prospección petrolera, fruto de un proyecto dirigido por el autor de la presente comunicación (Linares y otros, 2000).

Como metodología, se empleó la Terrenoestratigrafía y el concepto de Sistema Petrolero para abordar las comparaciones. Los resultados de estudios estratigráficos y de geoquímica se ilustran en tablas lo que permite comprobar rápidamente las ideas que a continuación se expondrán.

Resultados y discusión

El tiempo de desarrollo del Dominio Paleogeográfico del Synrift se sitúa entre el Triásico Tardío (?) – Jurásico Superior Temprano. En la comparación se catalogan las formaciones Castellanos y Francisco de las U.T.E. La Esperanza y Sierra del Rosario respectivamente, como transicionales entre los regímenes tectónicos del Synrift y la Deriva. Estas unidades sucedieron en el tiempo a la formación San Cayetano que tipifica el Synrift. Las formaciones oxfordianas Jagua y Pan de Azúcar, conocidas en Pinar del Río, no se han revelado en otras áreas de la zona que se analiza. Los miembros San Vicente y El Americano de la Fm. Guasasa, así como la Fm. Artemisa de la Cordillera de Guaniguanico, se equiparan perfectamente con los paquetes I al V de la Fm. Cifuentes de Cuba Central. Los paquetes IV y V –que anteriormente no se conocían en el subsuelo-, corresponden a ambientes de sedimentación nerítica del Kimmeridgiano (ver Gráfico 1 como ejemplo). Los paquetes I-III de la Fm. Cifuentes son reconocidos en varios pozos desde el yacimiento Varadero hasta la zona de Cayajabos y muestran su coincidencia con el Miembro El Americano y la Fm. Artemisa. Durante el Tithoniano ocurrió un ciclo de máxima inundación marina (Sánchez-Arango y otros, 1999, 2002). Los análisis estratigráficos en Cuba Central y Occidental no muestran diferencias notables que justifiquen separar dos dominios diferentes. Son excelentes rocas madre (Moretti y otros, 2002).



Entre el Kimmeridgiano y el Tithoniano en la U.T.E. La Esperanza, se notan singularidades litológicas, con aumentos de componentes terrígenos en las rocas carbonatadas. Las rocas que hoy conforman la U.T.E. La Esperanza fueron depositadas no muy lejos de aquellas coetáneas que forman hoy las U.T.E. Placetas o Sierra del Rosario en un Dominio Paleogeográfico de Margen Continental muy cercano al Bloque Yucatán. Al grado de estudio actual no se conocen rocas de este tipo en otras zonas de Cuba.

Se cotejaron las formaciones Ronda y Sumidero y los Miembros Tumbadero y Tumbitas del Berriasiano – Valanginiano, comprobándose su equivalencia en fósiles, ambiente de sedimentación y descripciones petrográficas, lo que se prueba con decenas de pozos del norte de La Habana y Matanzas, Martín Mesa y el área de Cayajabos. Estos pisos se caracterizan en su parte superior, por la extinción de la familia Calpionella y por batimetrías superiores a 1 500 metros. (Fernández, 1998).

Se encontraron algunas pequeñas diferencias litológicas entre las formaciones Polier de Pinar del Río y Morena de Cuba Central, pertenecientes al Hauteriviano – Barremiano, pero sus fósiles y batimetría son similares. Se opina que imperan las calizas, muchas de ellas nannocónicas y el contenido de capas de areniscas es insignificante.

Se reseña la Fm. Santa Teresa del Aptiano – Albiano tanto por afloramientos como por pozos petroleros, considerando su extensión regional, aportándose datos sobre la existencia de varias capas de calizas en esta unidad. Los fósiles y ambiente de sedimentación demuestran profundidades batiales oscilando entre los valores de la profundidad de compensación de los carbonatos (Segura y otros, 2002). Se señalan nuevas áreas de sus afloramientos. La Fm. Santa Teresa al igual que la Fm. Carmita, del Cenomaniano – Turoniano, son conocidas desde Cuba Central hasta Pinar del Río por afloramientos y numerosos pozos petroleros. Con la Fm. Carmita terminan las rocas de cuenca de la U.T.E. Placetas. El autor considera como cubierta de la U.T.E. Placetas, la Fm. Amaro y las rocas del Paleoceno – Eoceno Inferior (Fm. Vega Alta) depositadas bajo un régimen tectónico diferente.

La U.T.E. Camajuaní sólo se compara por sus afloramientos de Cuba Central y su presencia en la profundidad del Yacimiento Varadero. Todavía no se tienen datos de su existencia en Pinar del Río, pero no se descarta esa posibilidad. Los afloramientos en las Sierras de Jatibonico y Meneses y los de Sagua la Grande hasta Corralillo, son perfectamente comparables con los similares del subsuelo en el Yacimiento Varadero, que resulta el último lugar hacia el Occidente donde se han revelado.

En las unidades litoestratigráficas de la U.T.E. Camajuaní, al igual que en las de la U.T.E. Placetas, imperan las rocas carbonatadas de aguas profundas, observándose un ligero aumento de la dolomitización de las calizas. Las silicitas, aunque no tan abundantes como en la U.T.E. Placetas, también existen en las formaciones Alunado y Mata. Entre las Formaciones Margarita, Morena y Ronda, se notan pocas diferencias en su litología, fósiles y contenido de materia orgánica. La forma de estratificación en capas de poco espesor es similar. La Fm. Jagüita es muy cercana por su génesis a los “Paquetes I, II y III” de la Fm. Cifuentes. Se creyó práctico incluir la Fm. Jagüita como parte del Grupo Trocha, ya que en los mapas geológicos no se encuentran formaciones que lleguen al Kimmeridgiano y en los pozos sí. Los afloramientos del estratotipo del Grupo Trocha correlacionan bien con rocas similares identificadas en el subsuelo de Varadero.



En la comparación se consideró la U.T.E. Colorados debido a que algunas “facies” que afloran en Cuba Central pudieran considerarse como típicas de rampa carbonatada y pueden equipararse con la de algunos pozos cercanos a Varadero.

Los sedimentos de las U.T.E. Camajuaní y Colorados, comienzan a diferenciarse claramente entre el Aptiano y el Albiano. Siendo los primeros de talud distal en tanto los de la U.T.E. Colorados son de talud proximal. A fines del Albiano y comienzos del Cenomaniano, existió una gran diferenciación con la deposición de rocas de rampa de profundidad media del agua entre 200-1000 m en la U.T.E. Colorados, mientras en la U.T.E. Camajuaní ocurrían silicitas entre los carbonatos, indicando cierta profundidad en la transición talud distal – cuenca proximal.

Algunas formaciones de la U.T.E. Remedios se compararon con rocas coetáneas que afloran en Sierra Azul y el Pan de Guajaibón en Pinar del Río. No se encontraron marcadas similitudes sedimentológicas y se cree que su deposición ocurrió paleogeográficamente en lugares diferentes, con condiciones paleoambientales parecidas. El autor, fundamentado en trabajos conjuntos con geólogos del Instituto Francés del Petróleo (Gaumet y otros, 2002), opina que el lugar donde se depositaron las rocas de la Fm. Guajaibón, no estuvo al norte de la región occidental a juzgar por los resultados de los perfiles sísmicos realizados en el Golfo de México, donde no se revelan horizontes atribuibles a cortes del tipo U.T.E. Remedios. Se supone, que fueron formados cerca de la Plataforma de Yucatán, porque las calizas de la Fm. Guajaibón tienen algunos elementos clásticos que denotan conexión con áreas continentales cercanas y sus fósiles indican ambientes de aguas algo profundas.

Uso de algunos atributos de los sistemas petroleros para la comparación.

Resumidamente, mediante tablas de los principales estudios de ROCK-EVAL (Gráfico 2 como ejemplo), de las manifestaciones superficiales de hidrocarburos (Gráfico 3 como ejemplo) y de parámetros de reservorios carbonatados (Gráfico 4 como ejemplo), se reafirman las coincidencias que existen entre las rocas de Cuba Occidental y Central que sólo fueron posibles si en el entorno regional, existieron conformidades paleogeográficas, paleoambientales y de la evolución geodinámica de las mismas. Se emplearon para estos análisis más de 300 de las últimas muestras estudiadas por el IFP, la base de datos del CEINPET y los últimos informes de varios autores del Centro de Investigaciones del Petróleo (López y otros, 1994 y 1997; López-Rivera y otros, 1995, 1996, 1997, 2001; Valladares y otros, 1996, 1997; Segura-Soto y otros, 2002).

Se destaca que en la parte alta del Synrift y en su transición hacia el episodio de la Deriva, existen rocas madre con buenos contenidos de Carbono Orgánico Total (C.O.T.).

Igualmente, en las rocas del Margen Continental de edades Jurásico Superior a Cretácico Medio, existen buenos horizontes como son las rocas del Tithoniano atribuidas a las Unidades Fm. Cifuentes, Miembro El Americano, Fm. Artemisa; los horizontes del Cretácico Inferior: Fms. Sumidero y Ronda, Miembros Tumbadero, Tumbitas, El Infierno, las Fms. Polier y Morena entre otras. Entre el Aptiano y Turoniano, los depósitos de aguas profundas de las Fms. Santa Teresa y Carmita, muestran buenos valores de C.O.T. En las rocas de la U.T.E. Camajuaní, también entre el Tithoniano y el Cretácico Medio, se notan valores que permiten catalogar varios horizontes como rocas madre.

Los estudios de la subsidencia y la maduración demostraron de forma general, que en grandes áreas de los D.P. del Synrift y Margen Continental, existieron sedimentaciones normales de rocas siliciclásticas y carbonatadas con algunas intercalaciones terrígenas desde el Triásico



Tardío (?) hasta el Cretácico Superior Turoniano. Inicialmente se depositaron en ambientes desde continentales (lacustre, palustre) y después marinos de aguas someras, que van profundizándose desde el Oxfordiano hasta el Cretácico Inferior, lo que ocasionó cambios en la composición litológica de las rocas madre así como en los tipos de materia orgánica. Entre el Coniaciano y el Santoniano no existió sedimentación, o bien si existió, se trataban de secuencias condensadas que se erosionaron posteriormente (Sánchez-Arango y otros, 2002). Desde el Campaniano hasta la parte baja del Eoceno Medio, ocurrieron depósitos terrígenos y carbonatados. Paralelamente, ocurría el apilamiento de mantos tectónicos de diferentes dominios paleogeográficos, incluyendo rocas del Arco Volcánico Cretácico y las ofiolitas. Esta disposición condicionó, que varios mantos tectónicos con rocas madre, se concentraran, resultando gruesos espesores con buenos contenidos de materia orgánica, emplazadas en áreas relativamente reducidas. Así, se elevó el potencial generador y consecuentemente se crearon condiciones favorables para maduración de la materia orgánica (López y otros, 1994 y 1997).

De lo expuesto, se concluye que en la parte norteña del Occidente y Centro de Cuba, el contenido de materia orgánica y posibilidad de generación de hidrocarburos de las rocas madre, nunca será el parámetro débil a la hora de evaluar las posibilidades gasopetrolíferas regionales. Las condiciones de analogía de sedimentaciones y su posterior evolución tectónica similar así lo sugieren.

Por último, se resaltan las manifestaciones superficiales y someras de hidrocarburos en las rocas del Margen Continental. Lo anterior, unido a las cercanías de estas manifestaciones a los yacimientos descubiertos y la presencia de aguas sulfurosas y termales en el entorno, permiten considerar la concurrencia de estos elementos como indicios favorables de búsqueda a la hora de investigar en áreas poco exploradas.

Conclusiones

- Los análisis microfaciales y de paleoambientes sedimentarios mediante el método de la Terrenoestratigrafía, permiten separar dos importantes dominios Paleogeográficos: Synrift y Margen Continental.
- La confrontación por pisos de las unidades litoestratigráficas del D.P. Margen Continental en Cuba Central y Occidental a pesar de mostrar eventuales diferencias microfaciales, revelan el imperio de las similitudes en varios atributos geológicos, que testimonian sobre la correspondencia de su asentamiento paleogeográfico y coincidencia de los paleoambientes de rocas coetáneas.
- Se prueba un nuevo elemento a considerar como probable en el potencial petrolero de la región, teniendo en cuenta el espesor y el desarrollo de las rocas del Synrift.
- Existe correspondencia entre los niveles estratigráficos de igual edad y el contenido de C.O.T. lo que resulta otro atributo geológico para las equivalencias de las rocas del Margen Continental de Cuba Central y Occidental.
- Se demuestran análogos faciales y temporales de los paquetes Tithonianos de la Fm. Cifuentes y rocas coetáneas de las U.T.E. Sierra de Los Organos y Sierra del Rosario.
- Se demuestra la coincidencia espacial de manifestaciones superficiales y someras de hidrocarburos, aguas sulfurosas y termales con el descubrimiento de yacimientos de petróleo y la presencia en el subsuelo de rocas del D.P. Margen Continental.



Referencias bibliográficas

- Fernández, J., 1998, Bioestratigrafía del Jurásico Superior – Cretácico Inferior. Neocomiano de Cuba Occidental y su aplicación en la exploración petrolera: Tesis Doctoral, Archivo del CEINPET, (La Habana).
- Gaumet, F., Letousey, J., Sánchez, J. R., López J. G., López, J. O., E. Linares, G. Hernández, R. Tenreyro, S. Zimine, P. Lapointe, I. Moretti, and C. Magnier, 2002. Reevaluation of the Hydrocarbon Potential of the Northwestern Cuba Deep Offshore Zone. Coprep. Project N0. G5314/01 "Objectifs Carbonates des Grands Fonds", Proprietary Report IFP/CUPET/CCG/TFE, 2 vols. (París).
- Linares, E., J. Gómez, R. García, M. Yero, P. Valdés, S. Blanco, I. Hernández, C. Fariñas, 2000. Oil and Geosite: Guía Práctica de Localidades de Interés Gasopetrolífero. ISBN 959-7160-03-X.
- López, J. O., E. Navarrete, R. Tenreyro, 1997, *Rocas madre del Jurásico Superior en Cuba y su potencial de generación. PEMEX. Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior en México: Memorias (Tampico, Tamaulipas, México):* (3-5) Nov. 1997.
- López, J. O., P. G. Campos, E. Navarrete, M. Príncipe, 1994, *Cuban Source Rocks. Memorias del IV Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica de ALAGO*, (Bucaramanga, Colombia).
- López, J. G., 1997, *Importancia de las Rocas del Jurásico Superior en los Sistemas Petrolíferos de Cuba. PEMEX. Estratigrafía, Sedimentología, Diagénesis y Petrofísica de las Rocas del Jurásico Superior en México: Memorias.* (Tampico, Tamaulipas, México): (3-5) Nov. 1997.
- López, J. G., R. Tenreyro y otros, 1995, La Geología de los Sistemas Petroleros de Cuba: Archivo del CEINPET, E-100, (La Habana). Inédito.
- López, J. G., R. Tenreyro, J. Sánchez, J. O. López, S. Valladares, M. Yero, E. Linares, J. Alvarez, C. Sosa, 1996, Informe Sistemas Petrolíferos de la Zona Limítrofe Plataforma – Cuenca, Etapa 1 Proyecto 1-95 "Actualización del Potencial de Hidrocarburos de Cuba": E-146, Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.
- López, J. G., R. Tenreyro, J. O. López, S. Valladares, J. Sánchez, J. A. Castro, R. García, O. Delgado, O. Rodríguez, 2001. Análisis de Cuenca y Evaluación del Potencial de Hidrocarburos del Sureste del Golfo de México. Proyecto 2228. Etapa 1.3. Archivo CEINPET, (La Habana). Inédito.
- Moretti, I., R. Tenreyro, E. Linares, J. G. López, J. Letousey, C. Magnier, F. Gaumet, J. C. Lecomte, J. O. López, S. Zimine, 2002, *Petroleum system of the Cuban North – West Offshore: Gulf of México – A.A.P.G. – memoir.* (E.U.A.)
- Sánchez-Arango J., R. Segura, S. Valladares, S. Blanco, R. Tenreyro, D. Brey, M. Rodríguez, B. Villavicencio y O. López, 1999, Estudio de las correlaciones mesozoicas regionales en el Norte de Cuba, Bahamas y sureste de La Florida, Proyecto 2133 CEINPET: Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.
- Sánchez-, J. R., R. Rodríguez; J. G. López; J. O. López; S. López; A. Sorá; S. Valladares; R. Socorro; R. Domínguez; J. L. Prol; S. Toucet; R. Tenreyro; G. Arriaza; M. M. Juara, 2002: Síntesis del Conocimiento actualizado de la Exploración en la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México. Informe. Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.
- Segura, R., R. García, M. Pendás, M. Rodríguez, J.G. López, 2002. Reservorios de la provincia de Pinar del Río U.T.E. La Esperanza. G.M. 26, Informe. Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.
- Valladares S., D. Brey, B. Villavicencio, O. Castro, M. Rodríguez, C. Núñez, R. Segura, J. Alvarez y J. Hernández, 1997(a), Informe "Reservorios Carbonatados pertenecientes a la U.T.E, Placetas". Etapa I, Proyecto 6-95 "Reservorios Carbonatados de Cuba". E-251. Informe. Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.
- Valladares, S., D. Brey, B. Villavicencio, O. Castro, M. Rodríguez, C. Núñez, R. Segura, J. Alvarez y J. Hernández, 1997(b), Informe del Proyecto 2006 "Reservorios Carbonatados pertenecientes a la U.T.E. Camajuaní". Etapa II, E-259. Informe. Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.
- Valladares, S. D. Brey, B. Villavicencio, O. Castro, M. Rodríguez, C. Núñez, R. Segura, J. Alvarez y J. Hernández, 1996, Informe "Reservorios Carbonatados pertenecientes a la U.T.E. Remedios y Cayo Coco". Etapas 3 y 4 E-163. Informe. Archivo del CEINPET, (La Habana). Inédito.

MA DE CORRELACIÓN DE UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS DEL DOMINIO PALEOGEOGRÁFICO DEL MARGEN CONTINENTAL Y SU SUBSTRATO
DEL SYNRIFT TARDÍO DESDE CUBA CENTRAL HASTA CUBA OCCIDENTAL

a Estratigráfica (Piso)		Millones de Años	Fósiles Indicadores															Paleoambiente										Eventos Principales		Unidades Litoestratigráficas											
																														Cuba Central						Cuba Occidental					
no			Abathomphalus mayaroensis, Omphalocyclus macroporus, Globotruncanita stuarti, Rosita contusa, R. fornicata, Vaughanina cubensis, Orbitocyclina sp.?, Sulcoperculina globosa, S. dickersoni, S. sp., Globotruncana spp. Fragmentos de Rudistas.															BATIAL En el pie del talud										Posible Tsunami asociado con Límite K/T		Fm. Amaro Fm. Camajuaní						Fm. Peña Fm. Cacarajícara					
																												Episodio Orogénico Desplazamiento de Placas Caribe y Norteamericana													
			Globigerinelloides spp., Hedbergella spp., Clavihedbergella sp., Rotalipora sp., Ticinella sp., Schackoina cenomana, Planomalina sp., Praeglotruncana sp., Pithonella ovalis, Stomiosphaera sp., Nannoconus y Radiolarios.															PLATAFORMA EXTERNA (Inferior) BATIAL Ambiente anóxico										Procesos Turbidíticos Distales		Fm. Carmita						Fm. Carmita					
			Rotalipora subticinensis, Hedbergella sp., Globigerinelloides sp., Ticinella sp., Globigerina infracretácea, Nannoconus s.l., Abundantes moldes de Radiolarios.															SEDIMENTOS DE CUENCA OCEANICA PROFUNDA										Comienzo del desarrollo de la familia Colomiellidae		Fm. Santa Teresa						Fm. Santa Teresa (antes Fm. Panchita y Mbro. Sabanilla).					
			Colomisphaera spp. Abundancia de Nannoconus s.l., dándole a las calizas aspecto de calizas nannocónicas. Radiolarios.															Cuenca profunda con alternación de niveles condensados y más altos en la tasa de sedimentación												VELOZ	Fm. Morena Aprox. 250 m.		Fm. Polier Aprox. 200-300 m.								
			Calpionella alpina, C. elíptica, Tintinnopsella oblonga, T. Longa, T. Carpathica, Remaniella sp., Calpionellopsis oblonga, Calpionellites darderi Nannoconus colomi, N. globulus, N. steinmanni, Stomiosphaerina proxima. Palinomorfos: Druggidium rhabdoreticulatum, Tangodinium magneticum. Radiolarios.															Talud Batial profundo a cuenca. Batimetría superior a 1500 m.										Extinción de la familia Calpionellidae			Fm. Sumidero	Fm. Jobosí		Guasasa	Mbro. Tumbitas						
																																Fm. Ronda Aprox. 300 m.			Mbro. Tumbad.						
																													GRUPO	Fm. Cifuentes >250 m.		Fm. Sumidero	Guasasa	Mbro. El Americano Mbro. La Zarza de la Fm. Artemisa		Mbro. San Vicente					

CO 1

GRÁFICO 2 ROCK EVAL DE PINAR DEL RÍO

VALORES NOTABLES DE ANALISIS DE ROCK EVAL EN ROCAS DEL SYNRIFT: FM. SAN CAYETANO, SIERRASDE LOS ORGANOS Y DEL ROSARIO, PROVINCIA DE PINAR DEL RÍO.																			
Coordenadas		Mstra	TOC	S1	S2	S3	S3'	S3	S3'	PC	RC	RC/	PYRO	OXI	MINC	OI	OICO	TPI	Tmax
X	Y		%	%	%	%		CO	CO			TOC	MINC	MINC					°C
		CS286	7.61	0	0	0.85	3.53	0.01	0	0.02	7.58	1	0.1	5.04	5.14	11	0		274
		CS287	5.82	0	0	1.14	4.93	0.25	0.01	0.04	5.78	0.99	0.13	6.64	6.68	20	4	0	363
		CS288	4.78	0	0	0.44	3.34	0	0	0.01	4.77	1	0.09	2.56	2.65	9	0		274
		CS289	2.26	0	0	0.57	8.48	0.06	0	0.02	2.24	0.99	0.23	2.4	2.63	25	2		272
		CS290	2.29	0	0	0.66	4.59	0.14	0.19	0.02	2.27	0.9	0.13	1.52	1.64	29	6		272
		CS304	2.12	0	0	0.25	9.31	0	0	0.01	2.11	1	0.25	7.39	7.65	12	0	1	272
		CS305	1.87	0	0	0.42	8.39	0.1	0	0.02	1.86	0.9	0.23	8.59	8.82	23	5	0	371
		CS307	1.08	0	0	0.66	9.15	0	0	0.02	1.06	0.98	0.25	7.27	7.52	61	0	0.7	375
		CS295	1.5	0	0	0.27	2.99	0.27	0.08	0.02	1.48	0.99	0.08	11.1	11.2	18	18		274
		CS296	3.98	0	0	0.23	5.24	0.06	0.01	0.01	3.97	1	0.14	8.93	9.08	6	2		273
		CS297	3.94	0	0	0.75	5.45	0.05	0	0.02	3.92	0.99	0.15	3.43	3.57	19	1		271
		CS298	4.4	0	0	1.01	4.79	0.01	0	0.03	4.37	0.9	0.13	5.42	5.55	23	0	0	330
		CS299	2.89	0	0	0.52	6.85	0	0	0.01	2.87	1	0.19	8.47	8.66	18	0	1	273
		CS312	1.38	0	0.03	0.09	2.32	0.13	0.21	0.01	1.37	0.99	0.06	0.01	0.08	7	10	0	598
		CS314	3.21	0	0.15	0.32	6.38	0.43	0.41	0.04	3.17	0.99	0.17	0.01	0.18	10	13	0	600
282104	328806	EL-111-20	1.93	0.15	1.73	0.3										15.54			428
282104	328806	EL-111-20	1.19	0	0							0.99						0.06	484
282966	329686	CUB-156	1.23	0	0							0.99						0.05	481
282966	329686	CUB-154	1.03	0.01	0.02							0.96						0.06	460
282966	329686	CUB-153	1.22	0.03	0.03							0.96						0.09	458
282104	328806	CUB-80	1.41	0.02	0.04							0.93						0.04	433
282104	328806	CUB-81	1.49	0.03	0.05							0.94						0.07	434
282104	328806	CUB-82	1.32	0.05	0.04							0.92						0.07	430
282104	328806	CUB-83	1.4	0.08	0.08							0.91						0.1	429
282104	328806	CUB-84	1.09	0.03	0.03							0.95						0.08	429
282104	328806	CUB-85	2.05	0.04	0.08							0.9						0.05	431
282104	328806	CUB-86	1.51	0.04	0.1							0.9						0.08	432
282104	328806	CUB-87	1.08	0.05	0.02							0.94						0.09	427
282104	328806	CUB-88	1.04	0.07	0.03							0.89						0.08	429
282104	328806	CUB-89	1.82	0.03	0.03							0.85						0.02	430
226973	323580	CUB-29	1.02	0	0.02							0.99						0.28	504
226973	323580	CUB-31	1.4	0.01	0.03							0.99						0.25	611
226973	323580	CUB-32	0.98	0	0.01							0.98						0.09	609

	PROVINCIA DE VILLA CLARA (PARTE NORTEÑA)					
"LOCALIDADES CON MANIFESTACIONES SUPERFICIALES Y SOMERAS DE HIDROCARBUROS"						
FICHA	LOCALIDAD	COORD. LAMBERT		HOJA	TIPO DE	DOMINIO
Nº.		X	Y	ICGC	HIDROCARBURO	PALEOGEOGRÁFICO
309	Batey Fé.	667990	274130	4382 IV	Asfalto	Margen Continental
309	La Piedra.	670850	272340	4382 IV	Asfalto	Margen Continental
302	La Culebra.	662700	277040	4382 IV	Asfalto	Cubierta Margen Cont.
526	Cantera San Agustín.	649250	285350	4283 II	Asfalto	Margen Continental
501	Mina Eloisa.	616800	291000	4283 III	Asfaltita	Manto de ofiolitas
274	Mina Esperanza.	633250	275550	4282 I	Asfaltita	Manto de ofiolitas
273	El Naranjo.	633120	289790	4283 II	Petróleo grueso	Cubierta Margen Cont.
272	Oeste de J. María Pérez.	633070	290160	4283 II	Petróleo grueso	Cubierta Margen Cont.
270	Prudencia (Sur Camajuaní).	632080	290130	4283 II	Petróleo grueso	Margen Continental
278	Central Juan P. Carbó.	637490	281700	4283 II	Petróleo ligero	Margen Continental
277	Central J. María Pérez.	635880	290090	4283 II	Petróleo grueso	Margen Continental
281	Jiquí (Placetás).	638720	283300	4283 II	Petróleo	Ofiolitas sobre Marg. Cont.
282	Caturla (Zulueta).	641600	283860	4283 II	Petróleo grueso	Cubierta Margen Cont.
291	Central Chiquitico Fabregat.	649370	284080	4283 II	Petróleo	Margen Continental
293	Mina Crispín (Buenavista).	655770	280100	4383 III	Asfaltita	Margen Continental
298	Tobar (Buenavista).	660300	279800	4383 III	Asfaltita	Margen Continental
509	Arroyo Biajaca.	563500	337250	4184 IV	Asfalto	Margen Continental
229	Cantera Jumagua (L. Pentón)	589100	330850	4184 II	Petróleo grueso	Cubierta Margen Cont.
251	Cantera Aguada La Piedra.	605200	312800	4283 IV	Petróleo	Margen Continental
264	Loma Bonachea.	618800	292500	4283 III	Petróleo y asfaltita	Margen Continental

GRÁFICO 3

RESERVORIOS CARBONATADOS DEL DOMINIO PALEOGEOGRÁFICO MARGEN CONTINENTAL U.T.E. CAMAJUANÍ Y U.T.E. PLACETAS							
mpiló E. Linares con datos del Informe “Reservorios Carbonatados U.T.E. Camajuaní y Placetas”, Valladares y otros, 1997.							
FORMACIONES, U.T.E.	EDAD	FACIES FAVORABLES	CARACTERÍSTICAS DIAGENÉTICAS	TIPO POROSIDAD	VALORES POROSIDAD	PERMEABILIDAD	A.P.I.
Jagüita y Margarita (“Complejo Inferior”) U.T.E. Camajuaní	$J_3^t - K_1^{ne}$	Mudstone calcáreo, wackestone, packstone, rudstone	Lixiviación y cementación por calcita	Fracturada (principal) interpelítica, interfósil, interintraclástica móldica y microvugular	Por registros: 3.20 % Por núcleos: 0.27-23.7 % Para Fm. Jagüita: 1.6 % Para Fm. Margarita: 2.59 % Para Fm. Paraíso: 4.42 %	0.001-33.66 milidarcy	11-17.3
Alunado y Mata (“Complejo Superior”) U.T.E. Camajuaní	$K_1^a - K_2^t$	Mudstone calcáreo, wackestone y silicitas		Fracturada (principal) intergranular ocasionalmente	Por registros: 12-30 % Fm. Mata Por núcleos: 4.5-23 % ø: 16.34 %	0.47 – 1.8 m.d.	6
Fm. Constancia U.T.E. Placetas	$J_3^{ox - k}$	Mudstone calcáreo y en menor grado arenitas	Cementación, recristalización, fracturación, lixiviación y dolomitización	Fracturada a veces móldica e intercrystalina	6.08 % 1.01 % < ø < 30.19 %	KnL: 3.245 m.d. KnV: 0.794 m.d.	
Fm. Cifuentes U.T.E. Placetas	$J_3^{k - t}$	Mudstone calcáreo, wackestone/, packstone, en menor grado grainstone	Cementación, recristalización, fracturación, lixiviación, dolomitización y carsismo	Fracturada, vugular, móldica interpartícula e intercrystalina	øñ: 2.7 % < 9.32 % 1.01 % < øñ < 39.64 %	Kn: 3.714-257.43 m.d. 0.01 < Kn < 3,500 m.d. por investigaciones hidrodinámicas puede llegar a 10 D	10.5 ⁰ A.P.I. hasta 13 ⁰ A.P.I.
Fm. Ronda U.T.E. Placetas	$K_1^{b - v}$	Wackestone bioclástico y mudstone calcáreo	Recristalización, fracturación, lixiviación dolomitización, y algo de carsismo	Fracturada, vugular, móldica interpartícula e intercrystalina	øñ: 379-13.45 % 0.13 < øñ < 33.15 %	Kn: 038-10.436 m.d. 0.01 < Kn < 57.965 m.d.	10.50 ⁰ A.P.I. hasta 13 ⁰ A.P.I.
Fm. Morena U.T.E. Placetas	$K_1^{h - b}$	mudstone calcáreo y Wackestone bioclástico	Cementación, recristalización, fracturación, lixiviación y dolomitización	Fracturada, móldica y ocasionalmente intercrystalina	øñ: 14.23 % 0.4 < øñ < 30.63 %	Kn: 0.572 m.d. 0.01 < Kn < 3.254 m.d.	
Fm. Santa Teresa U.T.E. Placetas	$K_1^{a - al}$	Mudstone calcáreo, wackestone - packstone, en menor grado grainstone	Cementación, recristalización, fracturación, lixiviación y dolomitización	Fracturada en los pedernales	øñ: 7.21 % 0.55 < øñ < 19.91 %	Kn: 0.793-1.155 m.d. 0.001 < Kn < 3.29 m.d.	
Fm. Carmita U.T.E. Placetas	$K_2^{c - t}$	Mudstone calcáreo, wackestone/ packstone, en menor grado grainstone	Cementación, recristalización, fracturación, lixiviación dolomitización y carsismo	Fracturada, vugular, móldica interpartícula e intercrystalina	øñ: 2.54 % 0.24 < øñ < 27.3 %	Kn: 1.382-2.195 m.d. 0.001 < Kn < 40.82 m.d.	20.7 ⁰
Fm. Amaro U.T.E. Placetas	K_2^{m2}	Mudstone calcáreo, floatstone, packstone y grainstone	Piritización, fracturación, lixiviación dolomitización y carsismo	Fracturada, vugular e intercrystalina	øñ: 7.2-13.38 % 0.1 < øñ < 33.38 %	Kn: 0.683-2 342 m.d. 0.01 < Kn < 6.98 m.d.	14 ⁰

GRÁFICO 4



EVALUACIÓN MORFOTECTÓNICA DE LOS BLOQUES 6, 7, 9 Y 10, CON UN OBJETIVO PETROLERO

Ramón Cruz Toledo, José Álvarez Castro, Roberto Otero Marrero, Julio Gómez Herrera y Lorenza Mejías Rodríguez.

Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, e-mail: cruzt@ceinpet.inf.cu.

Resumen

Este trabajo abarca los bloques de licitación 7, 9 y 10, situados en las provincias de Habana y Matanzas, enmarcados en un ambiente de sobre corrimientos abruptos de las rocas de la UTE Placetas en lo fundamental y de la UTE Camajuaní en algunas partes del área; el bloque 6 situado en las provincias de Pinar del Río y la Habana, correspondiente a la UTE Rosario.

Los materiales cartográficos y su interpretación dentro de otros métodos de superficie, fueron los datos primarios en la elaboración de diferentes esquemas morfométricos y del drenaje que propiciaron la elaboración de esquemas de tectoalineamientos y rosas diagramas. Estos esquemas mostraron los accidentes que evidencian los sistemas compresivos y extensivos, en bloques y alineados, que se corresponden a estructuras de posibles trampas en la dirección del rumbo cubano y la dirección de los esfuerzos principales que muestran las posibles vías de migración (NE) en los bloques 7, 9 y 10. Los tectoalineamientos en dirección NE se relacionan con la dirección de dos grandes fallas, Pinar e Hicacos, corroborando sus desplazamientos sinestrales en la morfología de la costa.

La estructuración en la dirección (NW) se relaciona con la Falla Cochino y en el bloque 6, la posible migración se debe realizar en la dirección NE.

Los trabajos geofísicos (campos potenciales y sísmicos) confirmaron los tectoalineamientos detectados por geomorfología y por tanto en las áreas vírgenes se deben comenzar con los trabajos geomorfológicos que son de poco costo y rápidos para después poder realizar la interpretación de los trabajos geofísicos con mayor seguridad.

Abstract

This study refers to the blocks of tender 7, 9 and 10, located in Havana and Matanzas provinces, in the geological environments of strong overthrusts of Placetas TSU rocks and also in some parts of Camajuaní TSU; and block 6, located in Pinar del Río and Havana provinces, belonging to Sierra del Rosario TSU.

The cartographic materials and their interpretation inside another surface methods, were the primary data for elaboration of different morfometric schemes and about drainage, which conciliated the elaboration of tectonic - Trend and rose diagrams. These schemes demonstrated the accidents about compressive and extensive systems, in blocks and in lines, which correspond to structures of possible traps in Cuban strike direction and direction of main stresses that show de migration possible ways (NE in blocks 7, 9 and 10).

The NE direction is related to two major faults, Pinar and Hicacos, confirming their sinistral displacements in the shore morphology. The structuration in NW direction is related to Cochinos fault. In block 6, the migration is expressed in the same NE direction.

Introducción

El momento actual de plena actividad de la Exploración a riesgo con compañías extranjeras las cuales han realizado trabajos sísmicos, gravimagnetométricos y perforaciones profundas con resultados variables, ha impuesto a la parte cubana la necesidad de evaluar los posibles



objetivos y prospectos en diferentes ambientes geológicos. En este análisis interdisciplinario la Geomorfología fue esencial en el enfoque estructural y tectónico en la búsqueda de áreas más perspectivas.

A partir del material cartográfico digitalizado en escala 1:250 000 digital, proyecto INFOPET (Fig. 1, 4 y 7), se pasó a la interpretación de los mismos, la cual arrojó diferentes esquemas cualitativos y morfométricos, como la red de drenaje, esquemas de tectoalineamientos, la disección y la Rosa Diagrama de cada uno de ellos que en su conjunto aportaron la información geomorfológica, la cual nos sirvió para la elaboración final del esquema morfotectónico.

El sistema de drenaje ayudó a dividir el Bloque en áreas y sectores, nos orientó sobre el rumbo estructural, el desarrollo de la neotectónica, delimitó estructuras circulares y permitió identificar el cinturón fundamental del Parte Agua, todos expresados en el esquema morfotectónico.

El esquema de Tectoalineamiento nos orienta sobre el desarrollo tectónico y sus diferencias en el rumbo y densidad. Nos precisó el desarrollo tectónico regional. El mapa de Altimetría nos brindó la posibilidad de que a través de la disección se pueda reconocer la actividad neotectónica, establecer gradientes y dirección del desarrollo altimétrico.

Texto del trabajo

Materiales y Métodos

Los materiales primarios para la interpretación geomorfológica han sido en lo fundamental la altimetría digital adquirida en el Ceinpet en el proyecto Infopet, de escala 1:250000, los cuales fueron elaborados por la Empresa Geocuba - La Habana, a partir de los mapas topográficos cuya información cartográfica corresponden al año 1988. La metodología parte del principio de la interpretación catográfica de la cual se elaboran diferentes mapas cualitativos y morfométricos, donde el drenaje es un factor esencial en la obtención de resultados morfotectónicos que nos orientan sobre las posibles vías de migración, trampas y las zonas levantadas geomorfológicamente que han tenido plena coincidencia en trabajos anteriores con la geofísica.

Resultados y Discusión

Análisis geomorfológico de los bloques estudiados:

- **Bloque 6**

El bloque 6 se presenta muy diferente desde el punto de vista estructural y tectónico, con respecto a los bloques 7, 9 y 10. El desarrollo del drenaje es muy similar a través del Bloque, se observa que el Parte Agua fundamentalmente y la morfología de la costa norte se orientan en la dirección NE. El Parte agua predominante atraviesa el Bloque en su parte central y de Este a Oeste (Fig. 1 y 2) la Rosa Diagrama expresa como la dirección NE, va a ser la responsable y generadora del relieve, le continua la dirección NW con MENOR desarrollo (Fig. 3).

Se logra dividir el Bloque en pequeños sectores que se delimitan fundamentalmente por el desarrollo de los tectoalineamientos en la dirección NE, sintéticos a la dirección de la falla Pinar e Hicacos (Fig. 2 y 3).

Haciendo un análisis integral del Bloque, observamos que el efecto de la dirección de las fallas transcurrentes de dirección NE, coincide con las posibles vías de migración y no deben existir muchos niveles de estructuración, como el resto de los bloques que se estudian por los



elementos alineados en los esquemas (fig 2 y 3), la dirección del esfuerzo en este bloque coincide con la dirección del rumbo cubano.

• Bloque 7

Con el análisis de todos los métodos morfométricos aplicados conjuntamente con el conocimiento regional del área, se pudo precisar que el Bloque 7, desde el punto de vista geomorfológico se divide en dos áreas, con características muy específicas: un área septentrional y otra meridional (Fig. 5).

El bloque 7 presenta un sistema de fallas transcurrentes de tipo sinistral, con dirección NE, intercomunicadas con un ambiente de fallas dextrales (de dirección NW), que posibilitan la identificación de diferentes sectores con características tectónicas y estructurales muy favorables, estas son:

Sector A: Ubicado en el extremo más septentrional y Occidental, donde aparecen tectoalineamientos de dirección NE y NW, estructuras circulares en la dirección NW, y ubicados en zonas de encuentro de fallas. Este sector se encuentra limitado por la falla A1 y B1 (con desplazamiento sinistral y dextral respectivamente), y desde la línea de costa hasta casi el Parte Agua (Fig. 6).

Sector B: Ubicado en el extremo septentrional y más oriental, limitado desde la costa hasta las fallas B1 y D1 de tipo dextral y sinistral respectivamente. Aparecen los elementos mencionados en el sector anterior, con la diferencia que se presenta muy bien la dirección NW, estableciendo muy bien un sistema estructural combinado con estructuras circulares en la dirección de los esfuerzos.

Sector C: Ubicado entre las fallas A1 y D1 sinestrales de dirección NE y B1 con desplazamiento dextral. En él aparece fundamentalmente el sistema de fallas transcurrentes.

Sector D: Ocupa el área más sur – oriental del Bloque y está limitada por el norte con la falla de tipo sinistral D1, apareciendo también el desarrollo estructural expresado por las fallas de rumbo NW, sintéticas a la falla B1.

Area Septentrional.

- Area levantada desde el punto de vista geólogo – geomorfológico y un gran desarrollo de la Neotectónica (Fig. 4).

- El gradiente altimétrico prácticamente limita el área al norte y sur. Muestra además el desarrollo altimétrico hacia el Norte y Sur, de forma general se presenta la dirección de la pendiente al Norte y Sur respectivamente (Fig. 4 y Fig. 5).

- El Parte Agua fundamental (zona levantada) corresponde aproximadamente al límite sur aunque queda situado en la parte septentrional (Fig. 6).

- Area que tiene la mayor cantidad de sectores A, B y C y la mayor cantidad de estructuras circulares (Fig. 6).

- El desarrollo del gradiente tiene una peculiaridad ya que al Norte se mantiene con un rumbo NW, similar al rumbo cubano, mientras que los gradientes al Sur tienen una dirección NE similar a la dirección de los esfuerzos y el emplazamiento de las fallas transcurrentes (Fig. 5).

- De acuerdo al panorama que muestra el Parte Agua la falla Hicacos posee un desplazamiento sinistral (Fig. 6)

Area Meridional.

- Se identifica como un área de mayor estabilidad tectónica relativa (Fig. 4).

- La línea de gradiente altimétrico Sur, limita el área en su parte Norte y esta muestra el desarrollo altimétrico hacia el Norte (Fig. 5).

- Con esta área coinciden una menor cantidad de sectores y menor desarrollo de las estructuras circulares (Fig. 6).

- Hacia esta área existen rumbos de desarrollo E – W, aunque también siguen presentes las direcciones NE – NW (Fig. 5 y 6).

- Fundamentalmente el área refleja estar atravesada por fallas sinestrales (Fig. 6).



Después de un análisis por áreas y sectores dentro del Bloque, se pueden realizar algunas definiciones según la Rosa Diagrama (Fig. 6), se observa que la dirección fundamental es hacia el NE, la cual es generadora del relieve y responsable de las fallas transcurrentes del tipo sinistral, posibles vías de migración y coincidentes con la dirección de los esfuerzos compresivos principales.

La otra dirección no menos importante se establece hacia el NW, coincidente con el rumbo cubano y expresando el desarrollo estructural, sintéticamente relacionadas con fallas de tipo dextral.

Este Bloque prácticamente se ubica dentro del efecto de dos grandes fallas transcurrentes la falla Pinar e Hicacos de dirección NE.

El sector A abarca las estructuras conocidas de los yacimientos Boca de Jaruco y Vía Blanca, donde según especificaciones anteriores en este sector aparecen condiciones estructurales en la dirección NW y el emplazamiento de sistemas de fallas sinistral, que hacen del Bloque una zona de interés

Es interesante el cinturón – Parte Agua fundamentalmente que atraviesa al Bloque en su parte central con dirección E – W, a través de esta faja se pudieron identificar diferentes estructuras circulares que en ocasiones se manifiestan de forma parcial y en otras de forma total. Especial atención muestra el Parte Agua que nos brinda información sobre desplazamientos sinistral.

• Bloque 9 y 10

En el terreno que ocupan los Bloques 9 y 10, se pueden determinar dos grandes área, que desde el punto de vista geomorfológico y tectónico presentan diferencias notables, estas se nombran: área occidental y área oriental.

Area Occidental: Esta se presenta prácticamente como una estructura circular, donde la morfología de la costa es sintética a los sistemas de las fallas Hicacos y Cochinos, relacionado esto con los procesos de actividad neotectónica producto de los movimientos compresivos y distensivos que se producen producto de los desplazamientos sinistral y dextral. Según la Fig.8 se identifican tres sectores fundamentales, los cuales se nombran: A, B y C. El área es tectónicamente compleja, reflejando un gran desmembramiento del relieve (Fig. 7) lo que nos lleva a pensar en una zona de gran inestabilidad neotectónica, fundamentalmente hacia el sector A en su extremo centro – sur donde rigen estructuras levantadas. Esta área se incluye dentro de estructura 7, 8 (Mapa de estructuras Geomorfológicas en Tenreiro 1997).

Area Oriental: Se presenta con un marcado desarrollo de las fallas inversas, responsable de la expresión de mantos cabalgados. Estas fallas mantienen un desplazamiento de tipo dextral, que se observa en la morfología de la costa norte, así como los cambios rectangulares que se producen en el drenaje. La Fig. 8 muestra un menor desarrollo areal de la tectónica. Se identificaron según las características morfológicas y tectónicas diferentes sectores que se nombran: D, E, F, G, H y se incluyen en la estructura regional 9 (Esquema de estructuras Geomorfológicas en Tenreiro 1997).

Sector A: Limitado por las fallas A1 y C1, de tipo sinistral y por las fallas A3 y A2 sintéticas a Cochino de posible desarrollo dextral. Esta última marca el desarrollo estructural y tectónico. Es relativamente mucho más compleja y esto prueba, que esta área no sea favorable, corroborándose en pozos perforados como Preciosa, los cuales tuvieron resultados negativos.

Sector B: Se identifica por un límite nombrado A2, descrito por Ramón Cruz et al 1992. Esta falla A2 es sintética a la morfología de la costa oriental del sector y sintética a la vez a la falla Cochinos, con desplazamiento de tipo dextral. Al sur la limita la falla C1, sintética a Hicacos con desplazamiento de tipo sinistral.

Sector C: Limitado por fallas C1 (sinistral) y C2 (dextral) que cubren en el área a estructuras circulares que anteceden arealmente a los límites que provocan el desarrollo estructural como reflejo de los cabalgamientos, estas son condiciones que se repiten en los diferentes sectores de los Bloques 9 y 10 y es interesante el hecho de que estas zonas están asociadas a la zona



más levantada y por tanto de mayor curvatura y fracturación, por tanto se relaciona con una mayor permeabilidad.

Sector D: Limitado por las fallas sinestrales C1 y F1 al norte y sur respectivamente y las destrales C2 y D2 por el este y oeste.

Sector E: Limitado por la falla sinistral F1 al sur y sintético a la morfología de la costa corte, limitada por el oeste y este, por las fallas D1 y la morfología de la costa respectivamente.

Sector F: Se encuentra entre las fallas sinestrales F1 y de tipo dextral D1, con un sistema de estructuras semicirculares al sur.

Sector G: Limitado por la falla sinistral F1 al norte y D1, G1 por el este y oeste respectivamente.

Sector H: Es un área pequeña limitada por la falla sinistral G1 y los límites de la costa norte.

La Rosa Diagrama (Fig. 8) muestra como la dirección NW en las fracturas se expresa predominantemente, aunque se denota que la dirección Esta interpretación geomorfológica, en los bloques 7, 9 y 10 presentaba los elementos de estructuración, las posibles vías de migración y la divisoria de las aguas como posibles zonas levantadas. El bloque 6, que también presentaba todas estas condiciones, pero los elementos de estructuración presentaban menor dimensión, por lo que las perspectivas petrolíferas deben ser inferiores.

Estas evidencias morfotectónicas estuvieron interrelacionadas con los elementos de la cúpula y flancos de la divisoria de las aguas donde en los trabajos de detalles escala 1:25000 hubo plena coincidencia con los métodos geofísicos y se corroboró la existencia de áreas levantadas NE, secundaria, presenta un rango máximo relativo, el cual cubre los rumbos desde 30 – 800. Esto nos muestra que en estos Bloques si están muy bien definidos los sistemas estructurales donde estas fallas de tipo dextral y sus sintéticas limitan los pliegues escamas en la dirección de los cabalgamientos, desarrollando un sistema de estructuras todas relacionadas con zonas levantadas, que ocupan el área de la zona elevada del pliegue (bóveda) donde deben existir mayores fracturas producto de la microtectónica relativa, esto nos indica una zona de máxima curvatura y por tanto de mayor permeabilidad. Así también la dirección NE, con sentido sinistral ocupa un lugar de interés ya que es la responsable de los movimientos compresivos que desarrolla actividad en la neotectónica y que provocan la reactivación de los sistemas cabalgados.

Conclusiones

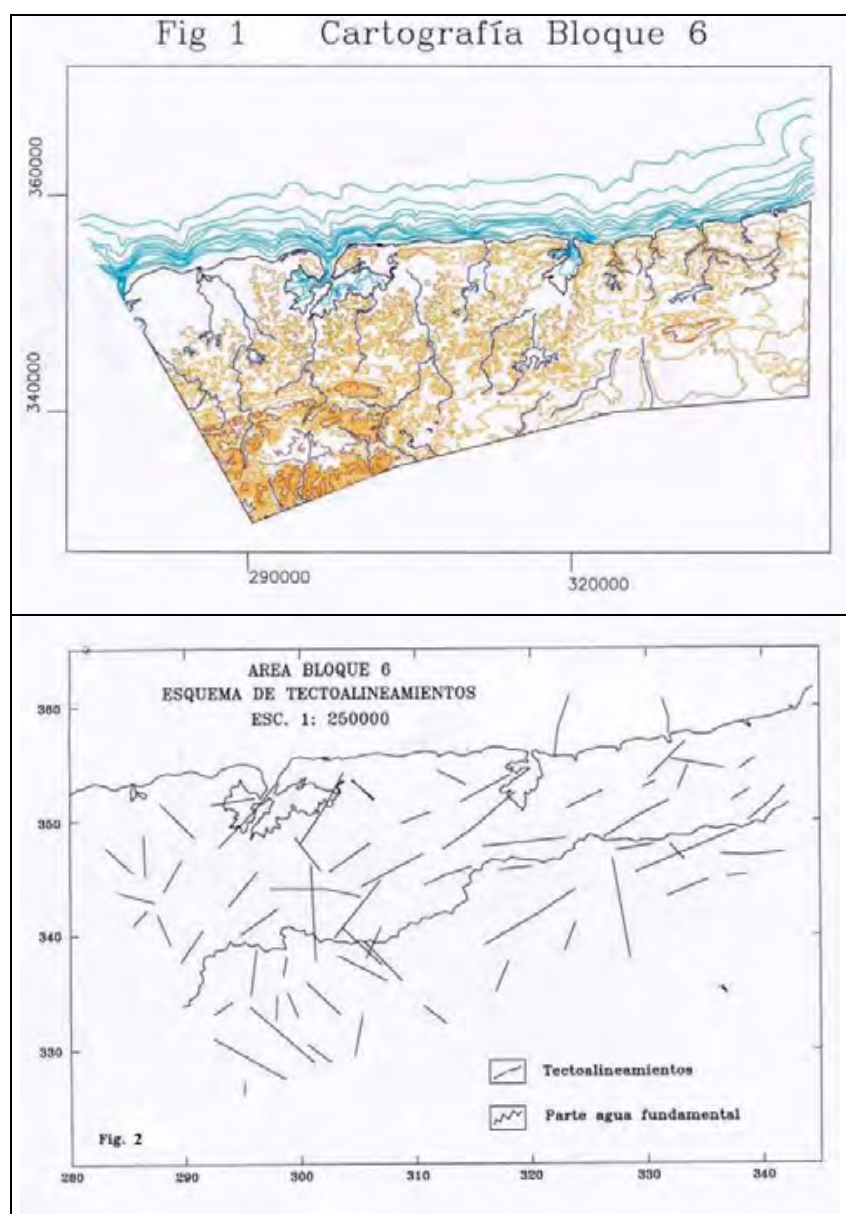
1. Estas evidencias morfotectónicas estuvieron interrelacionadas con los elementos de la cúpula y flancos de la divisoria de las aguas donde en los trabajos de detalles escala 1:25000 hubo plena coincidencia con los métodos geofísicos y se corroboró la existencia de áreas levantadas
2. El análisis Geomorfológico (incluyendo todo el material cartográfico y fotográfico) es de gran interés en el mapeo de las estructuras en escala 1: 250 000.
3. Las áreas que ocupan estos Bloques están influenciadas por la acción de la falla Hicacos, Cochinos y sus sintéticas.
4. Los Bloques 7, 9 y 10 se relacionan de manera positiva ya que el desarrollo estructural se orienta con el rumbo cubano (NW). Presentan un sistema de fallas transcurrentes sintéticas a la falla Hicacos como medio de LAS VIAS DE MIGRACION.
5. Las áreas que ocupan los Bloques mencionados son producto del desarrollo de una neotectónica (sinistral y dextral) activa debido a todos los desplazamientos que se corresponden en general con la morfología de la costa y el sistema de drenaje.
6. En el Bloque 7 se determina un orden de prioridad en los sectores B, A, C y D producto fundamentalmente de la presencia de un desarrollo estructural positivo.



7. En el área que ocupan los Bloques 9 y 10 establecemos el orden de prioridad de los sectores desde B, C, D, E y G sin restarle interés al resto de los mismos, todo esto está avalado por el desarrollo estructural con los elementos geomorfológicos planteados.
8. Todos los sectores que tienen orden de prioridad en los Bloques 7, 9 y 10 se concluyen en zonas favorables por presentarse en los límites de los cabalgamientos (zona de bóveda estructural) y por tanto una mayor permeabilidad relativa y comunicación entre el sistema de fallas sinestrales y dextrales que limitan este sector.
9. El Bloque 6 se presenta desde el punto de vista geomorfológico y tectónico con características muy diferentes respecto a la existencia de un desarrollo estructural que se corrobora con la Rosas diagrama se determina que los alineamientos en la dirección del rumbo cubano (NW) pueden ser posibles trampas, para los bloques 7, 9 y 10, mientras que para el bloque 6, lo constituye la dirección relacionada con la Falla Pinar(NE)

Referencias bibliográficas

- Alvarez Castro J. y Cruz, R., 1999, Geología, Geofísica, Yacimientos, Exploración y objetivos someros a mediana profundidad (1200 - 2300 m), Informe inédito Archivos Ceinpet Evaluación de prospectos para la exploración
- Alvarez Castro J. et. Al, 1998. Proyecto 2132, Etapa 1. Evaluación de leads para la exploración. C. Habana, Cuba: 19 -24.
- Cruz, R et al. 1998. La Geomorfología como arte del complejo de métodos para la exploración petrolera utilizada en Pinar del Río *Resúmenes Geología y Minería 98 (Cuba), Español*
- Gómez J., et. al., 1994. Pronóstico gasopetrolífero en la asociación ofiolítica cubana aplicando modelación matemática. *Geofísica Internacional (México)*, 33
- IGP. Mapa Geológico 1:250 000 de la República de Cuba, (1980).
- Otero, R y otros. 2002. Informe del Proyecto 2411 Etapa 1. Caracterización del Territorio Compreendido por el Bloque 7, según su grado de perspectiva a escala 1: 50 000 y estudio detallado de las áreas perspectivas a escala 1: 25 000. Archivo del CEINPET.
- Tenreiro R., et. al, (1997). Neotectónica y tectónica post - orogénica del archipiélago cubano. Aspectos relacionados con el potencial y la exploración de hidrocarburos, Archivo Técnico CEINPET, Habana,



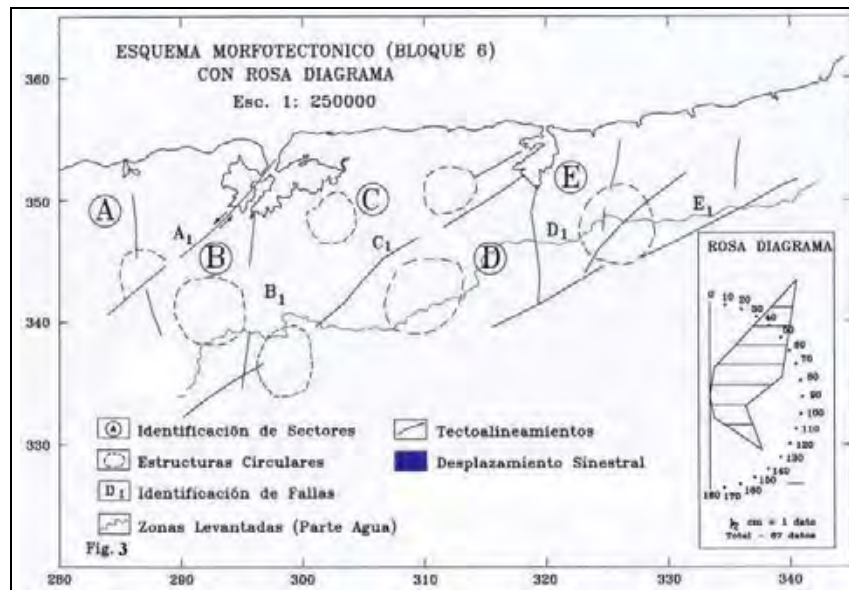
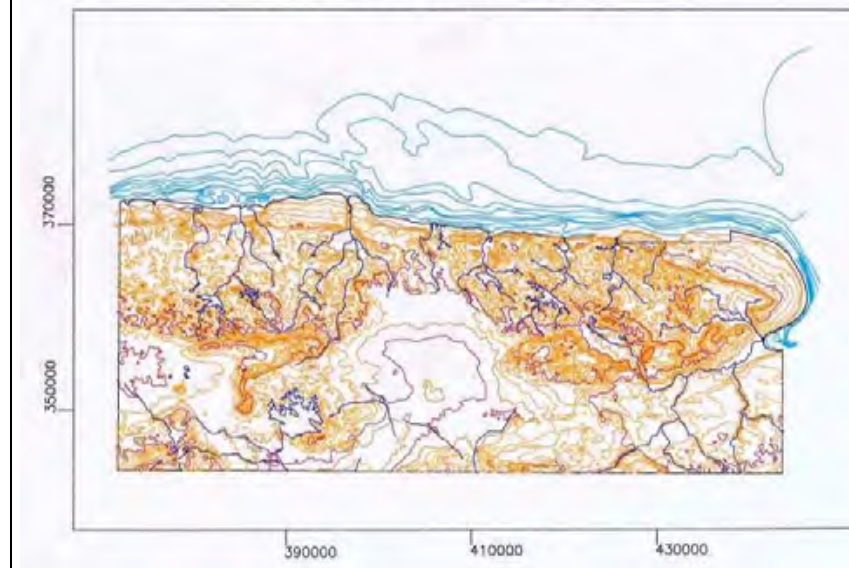


Fig. 4 Cartografía Bloque 7



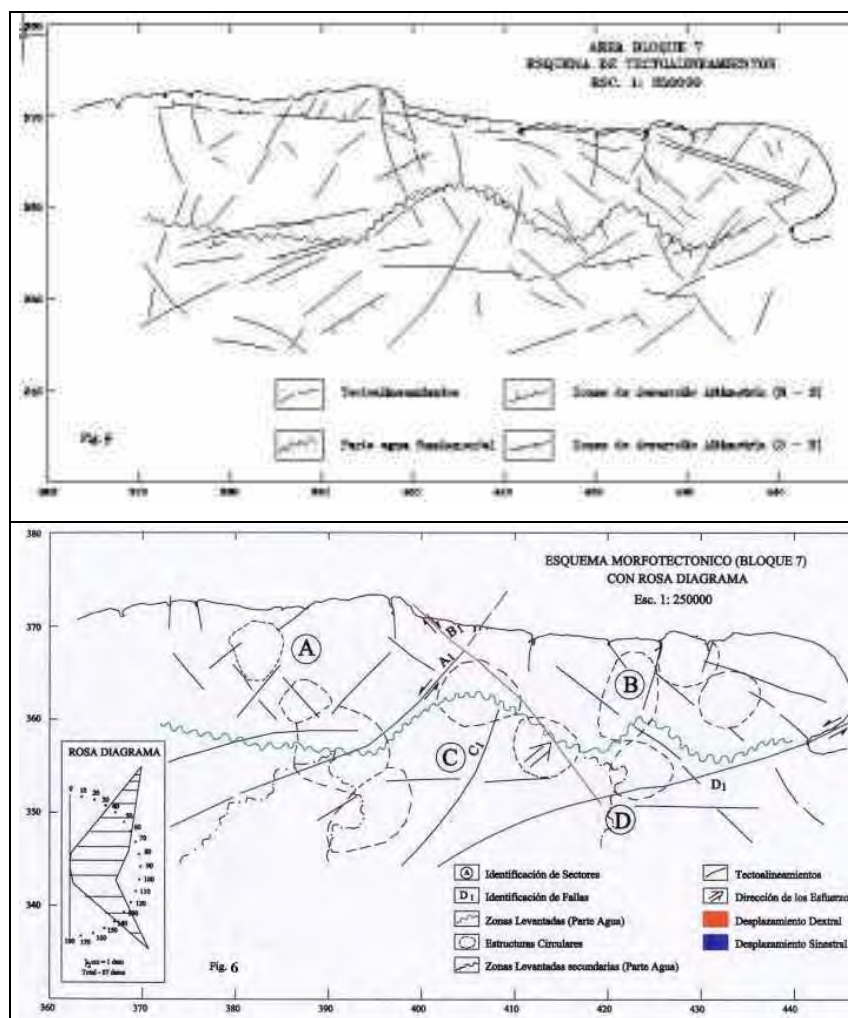
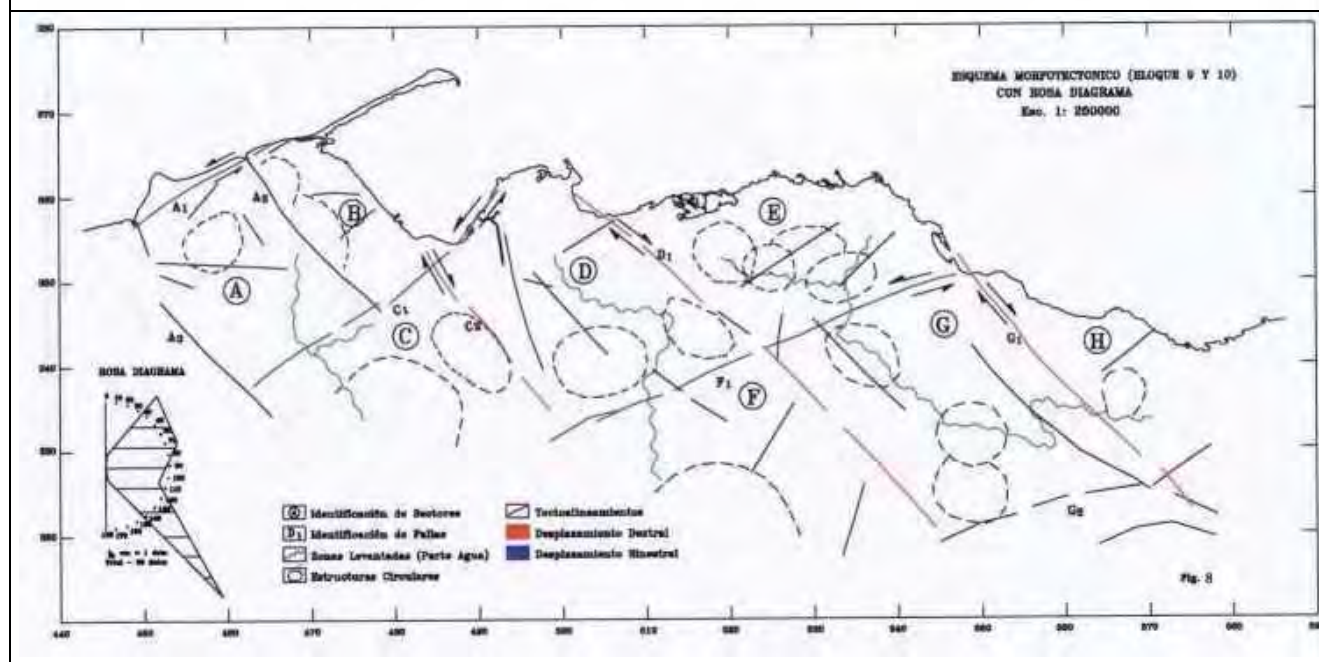
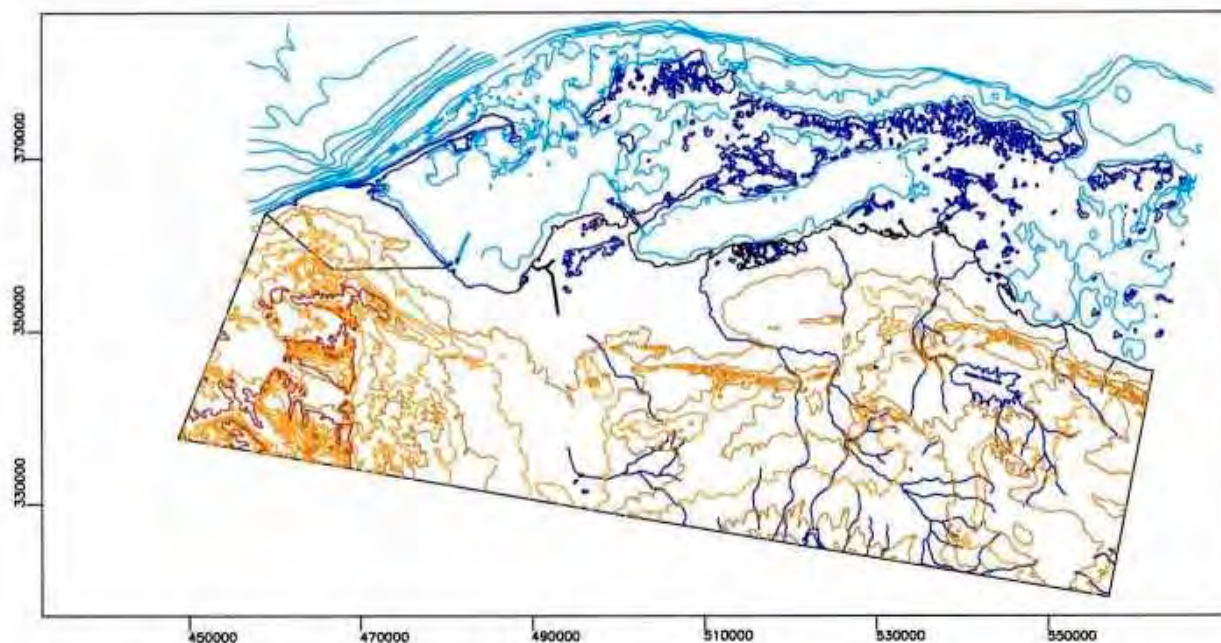




Fig 7 Cartografía Bloque 9 y 10





THE NEOGEN SALT FORMATION FROM ROUMANIA

Stratulat Maria Iuliana

The president of the National Agency of Mineral Resource
Drăgănescu Liviu
S.N.S.-S.A.Bucureşti - Salina Slănic

On the basis of the contribution of numerous Roumanian researchers, they made a series of the remarkable progresses in specification of the stratigraphy and tectonics of the salt formations, as well as molasse formations. In the last decades, by the study of the salt formations they're concerned M.Paucă (1967,1972,1975), Gr.Popescu et al.(1973), C.Stoica (1981), L. Drăgănescu (1996,1997). The studies about molassa formations were elaborated by the : V.Lăzărescu & C.Grujinschi (1969), Mariana Mărunţeanu (1984) L.Drăgănescu (1998). On the Roumanian territory there are 2 salt neogene formations, one of the lower, dated Lower Burdigalian, and the other one, dated Langyan. Among them there are the lower molassa and over the upper salt formation, repose the higher molassa. The both of salt formations were affected by a dyapirism explained since 1906 by L. Mrazec.

1. The Lower Salt Formation

1.1. The areal of the avantfossa of the Eastern Carpathians

At the end of the Savic folds, at the edge of the raiting of Central Carpathian zone, on the emplacement of the paleogenic bassin, they've sketched the Carpathic avantfossa, delimited at the outside by the emerge grounds of the vorland. It evolved in the time of final phase of development of carpathian geosynclinal. Longitudinal, the Carpathian avantfossa divides in 2 sectors, one of each Eastern and the other one meridional(southern), or the Getic Depression. In its framework were separated 2 zone : one internal and the other one external. The internal flank of the avantfossa or Strebnik zona is known also line zone or subcarpathic saeet. It's ereposes on the geosynclinal foundation, regenerated alpine, and the external one it's situated on the foundation by the epialgonian platforme (vorland) in north and the restly epihercynic. The areal of the avantfossa of Eastern Carpathian is delimited at western by the marginal fault of the flysch, and at eastern part of the flexion on the alignment of the localities: Rădăuţi-Fălticeni-Bacău-Rm.Sărat.

The 2 zones are separated by the saryage surface of the Subcarpathian sheet.

1.2. The areal of the Getic Depression

The development areal of Lower Salt Formation from the Getic Depression includes the internal zone of the avantfossa, bounded at the East by the Dâmboviţa valley, and at the west by the Valley of Jiu (river) the northern limit superpose on the edge of Carpatians, and the southern correspond with submerged edge of the Moesian Platforme, which was already divided in fragments, in numerous blocks by a net of faults. In the Getic Depression were identified in the internal flank of the avantfossa, 11



deposits with burdigalian salt (C.Stoica & I.Gherasie 1981) among the them ,the biggest is from Folești.

X

In the lengthwise of the Eastern Carpathians, the lower salt formation is know in the Tarcău sheet, in the marginal unit (paleogenic flysch) as well as in the Pericarpatic Unity, corresponding to mio-pliocenic zone of the southern field of avantfossa(enduring the lower molassa). In the marginal unity of flysch ,it could be founded in the zone of frontal folds, in thwe long of large afloriments (semiwindows Oituz, Slănic Moldova and Vrancea),and it's extend suitable to drilling data in the internal parts of the Unit, under Tarcău sheet (Gr.Popescu s. al 1973-fig.no.1). The lower salt formation is also prezent in Tarcău sheet, only in the submerging zone under the myocene deposits, on the Slănic Pravova synclinal flanks and Drajna (under the lower molassa with the Brebu conglomerates).There are the lower gypsum from the basis of Cornu layers, in the same mauner line in Predealu Sărari cuveta, and in gara Câmpina anticlinal (Gr, Popescu et al 1073). The lower salt formation contains the deposits of marl, clay-grit-stone, generally gypsyphere, blachish compact clay ,bluish grey ,green and sands ,gypsums, rock salt and here and there deliquescent salts. There are known the salt diapyres from the Troțuș Valley-at gura Slănic Moldova, Tg.Ocna, Putna Valley, at Coza Tulnici, at Paltinu Nistorești and in zone of Slănic of Buzău, at Plavatu and Medelic Mânzălești. And Lopătari. The thickness os salt is appreciated at 200-600m but in the tectonical positions together with breccia witch enclose, were met the thicknesses of 2000-3000m (Medelic, Tulnici, Cerdac) (Gr,Popescu et al 1973) The Lower Salt Formation were met in drillings, in the anticlinal of Mărgineni , at depths comrised between 5000-6000m

The Diapirism of The Lower Salt Formation

As a result of reconsideration of the age of deposits on the whole,from 1973, The Lower Salt Formation dated initially Aquitanian ,were considered Burdigalian. The establishment of the microbiostratigraphical subdivisions of :Th.Iorgulescu, Gh.Voicu, I.Costea, N.Balțeș, F.Negoită, C.Corbea and C.Cornea. The burdigalian salt, appears in the form of numerous diapyre fold. The processus of dyapirism began during the styric and were finished off owing valachic foldings, when the zones with carpathic substratum of avantfossa, raised much more that the ones with platforme substratum.On the Roumanian territory, in the Lower Salt Formation from the internal flank of Eastern Carpathian avantfossa, were identified 60 salt deposits, with 70-95 % percentage of NaCl. The most important burdigalian salt deposits there are from :Paltin-Nistorești, Moreni, Băicoi and the Unghiului Valley.

2. The Lower Molassa

The Lower Molassa is enclosed between the 2 salt formations and present a thickness until 3000m,ther acumulation corresponding to a period of a very active subsidence.The lithological column indicated a usual detritic facies made of conglomerates ,gravel,grit stones,marles and blackish clays.The source of the deposited material in the Carpatian avantfossa result from the caledonian chains from the margins of vorland(platforme). In the internal flank of avantfossa ,the Lower Molassa repose on



the folded carpathic substratum and the external flank on the monoclinical stratum of platforma,

3. The Upper Salt Formation

The Upper Salt formation occurred in four areals: the areal of the Maramureş depression, the areal of the Transylvanian depression, the areal of the Eastern Carpathians avanfosse, and the one of the Getic depression.

3.1. The Areal of Maramureş Depression

On the Roumanian Territory ,the Maramureş depresion occupied a surface of about 400kmp and it is bounded by the Maramureş crystalin of the mountains, at east of the Rodna crystallin massive at south and the eruptive chain Văratec-Gutin-Oaş at west. On the profusion ,they could find the formation from the superior Cretacic-Oligocene interval. The badenian with rock salt take a rest transgresively over the Paleogen and it's represented by the 4 horizons known from the Precarpathic Depression and the Depression of Transilvania. The rock salt deposits,known from the Precarpathic Depression and the Depression of Transilcania. The rock salt deposits ,known, are these from Coştui, Ocna Sugatag(old mining works) and Vlad. For the salt deposit from Sugatag, which has a large development to south ,and a narrowing to north , has estimated a maximal thickness of about 750m ,ad for the salt of Costui, the maximal thickness was estimated at 250m. The salt deposit from Vlad ,was identified by drillings on a thick interval of about 330m to 1082-1410m.

3.2. The areal of Transilvanian Depression

The Transilvania depression extends on an areal comprised between Eastern and southern carpathian, Apuseni mountains and crystallin islands Mesşeş Ticău and Preluca. It suporpose over 2 tectonical layers: one represented by the distorted elements of different segments be longing to dacites inclusively the transilvanian dacites(Transilvanides) and the other one belongings to tectonogenetic bed spread ,with elements until the lower Myocene (Săndulescu 1984). The first outlining of the transilvanian massive is skething together with the orogenic Jurassic paroxysm with was showing in the geosynclinal carpathic neighboured region.Partitioned in blocks the transilvanian massive submerged at the beginning of Paleogen in northern ,western and southern parts. Even the age of the fractures which separe the depression by the orogene could be pursued until in the phase of Laramic mouvements , individualization as the transilvan bassin, produced hardly in middle miocene when together with his submersion,were accumulated the Badenian deposits from Roumania (the styric phase).At the beginning of badenian, when the Carpathian chain was in raising ,the waters coming from east, penetrated on the passage ways, in the northern region reaching until east, penetrated on the passage ways ,in the northern region reaching until the Maramureş Depression.On the southern passage way ,the waters occupied and the Orăstie Depresion. At the time when continues the submersion of the transilvanian bassin ,has took place the cynerite deposition as a Dej tuff=the Perşani tuff. Thys is the correspondent of tuff from Slănic Prahova from the Carpathian



avantfosa. At Ocnele Mari and in Racoş Perşani zone it has a thickness until 500m, then the Dej tuff represent an lyto-biostratigraphic guide mark , corelable in the 3 bassins of Middle Miocene from Roumania. Over the tuf with marles and globigerines , the rock salt occuper about 16500 kmp surface,with the middle thickness about 250m.The salt volume from the Transilvanian bassin is appreciated after some sources at about 4120 kmc. It was established that on some portion,the salt is thining until disappearance ,especially in the southern part of depression.the spreading area of salt must be more biggest than today,because in the north-western depression continues far reaching in Transcarpathian Ucraina, on the Roumanian teritory,and the salt deposits were extended and the surfaces of Oaş Maramureş, Baia Mare zones, on the eastern sector of Simleu ,and on the whole area, covered today by the eruption which still doesn't manifest on the areal known today. The bassin of Baia Mare was separated by a rapid which represent the continuation to west of Rodna crystalin. If on the northern margin of the bassin, the salt appears on surface in homoclinal position, on eastern and western margins. In the central zone of Transilvanian Depression ,the salt presents by the form of large domes , which could be find until 4000 m depth. Some circular or ellipsoidal donnes, dimensions which vary from 10 to 50 km in diameter. The rock salt domes are cryptodyapires ,they couldn't succeed to wander entirely the sequence of the Badenian deposits. After the salt deposition in Transilvania bassin ,took place the second transgression with the waters which already completely filled up the Carpathic avantfossa(as well meridional as eastern),this transgresion ras bigger ampleness , excceding the western limit of the first Badenian transgresion from the Orăştie zone, with about 1000km,reaching until the western part of the Viena bassin .The submersion of the Panonic dry ground has permitted the achivement of linking between the western waters with these from the eastern of Europe. There fore ,the Transilvanian Depression were includet in the Paratethys Sea. The second transgresion has entended on the area,bigger that the first , and owing to submersion of some regions from the front and internal Carpathyan arc,and thanks to submersion beetwen the component blocks of Carpathic arn (fig.no2). From the 83 salt deposits ,identified in the Transilvanian bassin ,today they exploit only these from :Praid, Ocna Mureş and Ocna Dej.

3.3 The Areal of the Eastern Carpathians

After the deposition of the lower molasses, the structure as sheets of the moldavides was formed, under the impule of the stiric folds. The sedimentary basin restrained itself to the "Miocene zone", situated between the border of the Paleogen flish and the external limit of the avanfosse, that did not exceed the Vorland limit.The stiric foldings re-activated the zone with older folds of the internal ridge of the avanfosse, that reached a sub-aerial position, similar to the position held at the beginning of the Miocene era. The salt massifs in the Carpathian curvature zone are included in the diapiric folding zone, and the upper salt formation is rich in elements remnant of the Carpathian Vorland: Pre-Cambrian green shiests, Upper Jurassic limestone, along which fragments of rocks from the Paleogen flish can also be found. In the breccia formation that accompanies the Badenian salt massifs, elements of the Lower Miocene rocks can also be found. Is covered by Sarmato-Pliocene deposits. The Badenian deposits are



represented by deposits previously attributed to Tortonian. Classical succession of the Badenian consists of: tuff of Slanic, (the succession of the zeolitic tuffs and of marls with globigerines), the upper salt formation, the sequence of shiests with radiolars and the sequence of marls with spiralis.

Palinologic content

Analyzing the palinologic specters of the Miocene salt formations, N. Balteş (1977) concluded that the Tortonian salt found both in outcrops and in the drillings performed in the Carpathian avanfosse, is very rich in Palinologic elements, by comparison with the Burdigalian salt, however, less diverse in its quality (except for the salt breccia). Qualitatively, continental elements were identified in salt, belonging to mushrooms, briofites, vascular cryptogame, gimno and angiosperms. More than 70% of the Palinologic material has been included in the pollen of the last two groups. For the breccias complex above the salt, a qualitatively very varied Palinologic content was observed, recording specimens of different ages, easy to identify by microscope, having their source in the rock fragments included in breccias. The presence of the terrestrial Palinologic elements suggests a transport from a zone with very abundant vegetation, of a tropical climate.

Microspores of mushrooms.

From the analysis of the samples obtained from drillings, 19 genes and 25 species of mushrooms microspores have been identified: *Inapertisporites vulgaris* Sheffy & Dilcher ;*I.v. nodulus* Sheffy & Dilcher ;*I.v. ovalis* Sheffy & Dilcher ;*I.v. elongatus* Rouse ;*I.v. subovoideus* Sheffy & Dilcher ;*I.v. subcapsularis* Sheffy & Dilcher ;*I.v. Monoporisporites annulatus* Hammer ;*I.v. ovalis* Sheffy & Dilcher ;*I.v. singularis* Sheffy & Dilcher ;*I.v. cupuliformis* Sheffy & Dilcher ;*I.v. abruptus* Sheffy & Dilcher; *Dicellaesporites appendiculatus* Sheffy & Dilcher ;*D.a. aculeolatus* Sheffy & Dilcher ;*D.a. granuliformis* Sheffy & Dilcher; *Diporicellaesporites acuminatus* Sheffy & Dilcher ; *Dydimosporonites inaequalis* Sheffy & Dilcher ; *Multicellaesporites ovatus* Sheffy & Dilcher ;*M. attenuatus* Sheffy & Dilcher ;*M. irregularis* Sheffy & Dilcher; *Lacrimosporonites levis* Clarke ;*L. basidii* Elsik ;*L. singularis* Sheffy & Dilcher ;*Pluricellaesporites subcapsularis* Sheffy & Dilcher ;*Aporimonocellaesporites* sp. ;*Monoporimonocellaesporites* sp.; *Diporimonocellaesporites* sp.;*Aporidicellaesporites* sp.;*Monoporidicellaesporites* sp.;*Diporidicellaesporites* sp.;*Aporitricellaesporites* sp.; *Monoporitricellaesporites* sp.;*Aporipluricellaesporites* sp.; *Monoporipluricellaesporites* sp.; A large diversification of microspore forms were identified, such as: globos, subglobos, ovate, obovate, piriform, obpiriform, lageniform, lunate and others. The most frequent of these all are of circular and oval forms with a weight of 70.55% of the total microspores. The number of individuals, species and the genes in majority are rare (0–5 ex) and several only occur as frequent (6 – 20 ex): *Monoporisporites singularis* in three samples, *Lacrimosporonites levis*, *Pluricellaesporites subcapsularis* one in each sample.

Spores

A number of 15 genes and 11 spore species were identified. This association includes: *Leiotriletes maxoides* Krutzsch ;*L. trianguloides* Kr.;*Rieciisporites* sp.;



Sphagnumsporites sp.; Baculatisporites sp.; Polypodiaceoisorites sp.; P. hydasensis Naghy.; Polypodiisorites secundus Pot.; Laevigatisporites sp.; Echinatisporites sp.; Ornatisporites dentatus Naghy.; Neogenisorites neogenicus Naghy.; N. dichotomis krutzsch, N. labrus (Naghy) Baltes.; Trilobosporites sp.; Mecsekisorites cerebri Naghy., Pterisporis concavus Huang.; Bifacisorites retirugulatus Roche & Schuler. Further to the analyses performed, a very low distribution was noticed: spores in samples (0-5 ex), Monosporisorites singularis Sheffy & Dilcher in three samples and Lacrimosporonites levis Clarke, Pluricellaesporites subcapsularis Sheffy & Dilcher in one sample. Polypodiaceoisorites sp., was found more often (6-20 ex). The spores belong to briophytes at a rate of 12.5%, ferns 51.39%, the remaining 36.11% have an uncertain origin. They belong to the families of Sphagnales, Schizaceae, Osmundaceae, Polypodiaceae, and so on.

3.4. The Areal of the Getic depression

The development areal of the Badenian salt is more restricted (limited) than what it was in the lower Burdigalian. The facies is marl-sandy, blackish and with salt lens. On the northern frame of the depression, local, angular elements of gravel were identified, together with fragments of tuffs with Globigerines, Burdigalian marls and lenses of gypsiferous sandstones, which indicates local sedimentation disturbances.

The Diapirism of the Upper Salt Formation

The first movements which were affected the higher salt formation there are of the Moldavian phase when begun the raising of the curvature region of Eastern Carpathians. After a soft raising of the avantfossa in time of attic movements (Sarmatian-Meotian) took place the general sinking of this, which has continued until the Valahic folding from the limit with Quaternary. They presumed that at western part of Teleajen valley, the folding have a preferential direction gaved by a system of faults which could mark eventually the limit between the Carpathian substratum and the than of the avantfossa platform. Between V. Prahovei and V. Dâmbovița the salt and the salt breccia reposes in the angle of the lower myocen synclinal and supports the higher molassa. The salt deposits have suffered either a cryptodiapirism (the deposit Slănic Prahova, deposit Ploiești) either a partitioning in blocks (Predeal-Sărari), either a enagerrated diapirism (Poiana Vărbilău, Vâlcănești, Slăvu).

Genetic considerations

From the salt massifs of the upper salt formation, the one at Slănic Prahova is the best studied from the geologic point of view. By drawing a parallel we can say that in the area to which it belongs there have been the same genetic conditions. In effect, the location of the Badenian salt massifs is placed in an orogenic zone situated in front of the Carpathian Mountains, where conditions of relatively accentuated subsistence could be achieved, capable of allowing the accumulation of several salt deposits with big thicknesses. The Carpathian Catena changes and between this one and the Moesian, Scythian and Moldavian platforms a marine basin exists, which is narrow and deep and which continues all the way up to Poland (Wieliczka) and even further. Within this basin,



due to the differential subsistence, as well as other tectonic conditions (faults, shifts, and others) different from one sector to the next, morphological thresholds have occurred, fulfilling the conditions for salt accumulation. The marine character of the basin before, during and after the salt precipitation at Slanic (a case study), it results also from the existence of a foraminiferous fauna. The forms of foraminifera presented might be considered good indicators of batimetric conditions, of water salinity and temperature. They demonstrate an increase in NaCl concentration of the marine waters due to a restrictive circulation in the given local conditions. The following table should be eloquent. Table with batrimetric and temperature data for the foraminifera identified in the drillings executed to a depth of 1,200 m: The analysis of the table with batimetric and temperature data reflect very well the basin evolution, starting with the salt pre-depositional phase and ending with the post-depositional one. Based on the indications provided by the living conditions of the foraminifera in the pre-depositional phase the basin had a normal salinity, a depth of 650 to 2,000 m as shown by the taxonii *Globigerina bulloides* and *Amodiscus* sp. A surface water temperature characteristic to the sub-tropical zones, as well, by the indications given by planctonic foraminifera: *Globigerina mayeri* and *Globigerina Transylvanica*. The fact that the foraminifera of depth could live in cold waters shows that in the normal marine waters of the basin the same drop in temperature did exist, like in the actual marine waters. It is very important the fact that during salt deposition the planctonic foraminifera of normal salinity, *Globorotalia mayeri* and *Globorotalia Transylvanica* disappear only so that later, after the salt deposition from the roof of the former one to re-appear. This fact can be interpreted in two ways, either because at the surface of the basin waters a layer of sweet waters was formed, and which the respective foraminifera could not support, or because these waters had become hyper-saline, leading to the disappearance of the very same foraminifera. An analysis of the two models leads to the acceptance of the one related to the basin waters super-concentration. As far as the presence of some bentonic foraminifera during the salt deposition is concerned, this absolutely normal, having in view that in the surface marine waters there existed some currents which transported the protoconcelas of the bentonic foraminifera that, in suitable moments, of reduced salinity could develop in the basin for a very short time period. This is to say that it can be affirmed that based on the micro-faunal of the precursor and posterior salt deposition during the Upper Langhian, the marine basin had depths of 650 – 2,000 m. This aspect can easily be explained taking into account the way in which the temperature of the seas and oceans of the planet drops these days. For instance, on the surface of the Mediterranean Sea the water is 26°C, while at a depth of 800 to 1,000 m it is only 12°C (after Bărbuleanu 1960). A single-point measurement in the Black Sea shows, according to the same author, 23.7°C on surface and 8 - 9°C at a depth of 100 m. An even clearer situation in this direction is represented by the thermo-clines of the northern part of the Atlantic Ocean, where according to Fuglister (1960 and Ross 1976) in a northern section of the Atlantic Ocean the temperature drops from approx. 20°C on surface to 5°C at depths of 900 – 1,000 m. Therefore, having in view the existing relatively high temperatures on sea surface during Langhian, to reach the temperatures required by the referenced foraminifera there was a need for a basin depth of at least 650 – 1,000 m. Regarding the climatic conditions, especially the humidity during the salt deposition, on basis of the vegetal residues I consider the normal mesophitic humidity conditions for the extra-basin dry land. Indeed, this flora can develop as well under



slightly arid conditions of the current Mediterranean type. As regards the average annual temperature of the Badenian in Romania, based on the leaf physiognomic criterion (N. Ticlean 1995) considers that the average annual temperature was situated around 15°C, this is 4°C warmer than today, which is to say a sub-tropical climate, such as indicated by foraminifera.

			B	A	T	H	I	M	E	T	R	I	C		1	
	Foraminifera	5 0	1 0 0	1 5 0	3 0 0	6 5 0	1 0 0	2 0 0	3 0 0	4 0 0	5 0 0	6 0 0	7 0 0	7 5 0	a	b
		m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m	m		
over	Globigerina bulloides						xxx	xxx							x	
the	Amodiscus sp						xxx	xxx							x	
salt	Glomospira gordialis				xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	Xxx				x	
	Cyclamina pusilla			xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx				x	
	Globorotalia mayeri	xxx	Xxx													
	Globorotalia transsylvanica	xxx	xxx													X
	Haplophragmoides scitulus	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx			x	
	Reophax	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx		
from	Ammonia beccarii						xxx	xxx	xxx						x	
salt	Bathysiphon nodosariformis			xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx					x	
	Cyclamina pusilla			xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx				x	
	Haplophragmoides emaciatus	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx			x	
	Uvigerina semiornata					xxx	xxx									
	Reophax	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	x	
under	Globigerina bulloides						xxx	xxx							x	
salt	Amodiscus sp.						xxx	xxx							x	
	Glomospira gordialis				xxx	xxx	xxx	xxx	xxx						x	
	Cyclamina pusilla			xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	Xxx				x	
	Globorotalia mayeri	xxx	xxx													X
	Globorotalia transsylvanica	xxx	xxx													X
	Hiperammina subnodosiformis	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx			x	

1-temperature: a-cold b-subtropical c-tropical

We consider that these conditions were met for a time interval of 4,000 to 5,000 years during Langhian. On basis of the climatic seasonal changes other researchers tried to explain the alternant sequence of white and grey salt bands inside the salt massifs. I consider these alternant bands inside the salt massifs to be of turbiditic origin, so much so that the salt bands have quite variable thicknesses from 2 – 3 cm to 15 – 20 cm. Similar to the volcanic ash deposition in turbiditic sequences (Neagu 1979), it is possible that turbiditic sequences were produced during the Badenia massifs formation, as well. The fact that associations of foraminifera dominated by large species have been identified, such as Haplophragmoide and Uvigerinaminime known as proofs of high turbidity leads me to the conclusion that during salt deposition there were



sequences of quiet periods when white salt was deposited, with periods of high turbidity when grey salt was deposited. Regarding the salt deposition rate in a subsistence basin, if we accept an average deposition rate of approx. -6 cm/year taking into account that initially salt was ca. 200 – 250 m thick, it results that for the Badenian salt ca. 4,000 – 5,000 years were necessary. In reference to Drăgănescu (1998) from the comparison for the first time of salt occurrence and Dacitic tuffs found at the base of salt formations it results a general super-position of the two, fact that lead to the supposition that genetic connections might exist between the two sequences (probably a common genesis along the sub-aquatic fractures). From those presented above it results that there are sufficient arguments for the salt origin by precipitation in a marine basin of depths between 650 and 1,000 m, possibly deeper, but not exceeding 2,000 m. In the same direction plead the ecological demands in regards to the water temperature factor, being characterized as 'cold' by the same foraminifera, corroborated with the relatively high temperatures of the surface waters, situated probably above 25°C and taking into account the drop in temperature with the depth in the actual seas and oceans confirm the above depths.

Conclusion: On the Romanian territory, there is 2 salt levels, one dated Lower Burdigalian developed only the Carpathian avantfossa and the other one of Languian age (Lower Badenian) appeared in Carpathian avantfossa and in Depression of Transilvania, and in Depression of Maramures.

References:

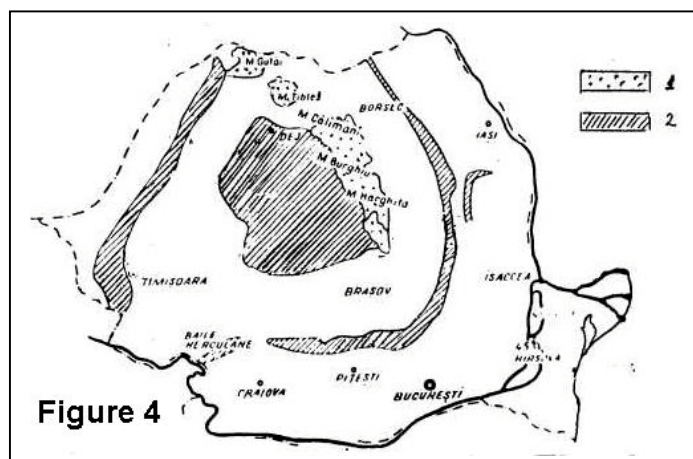
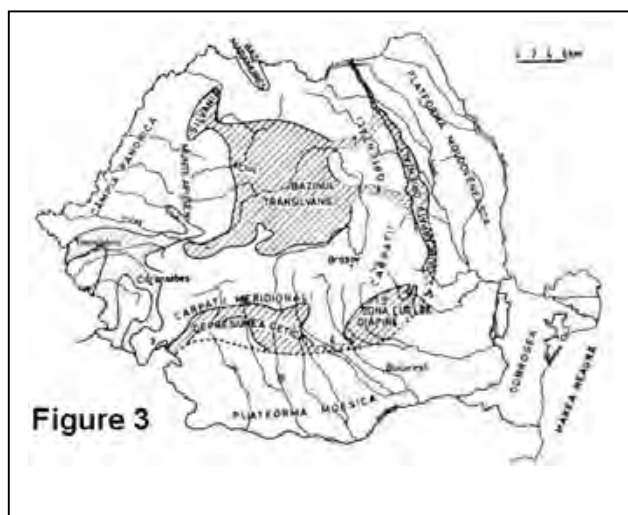
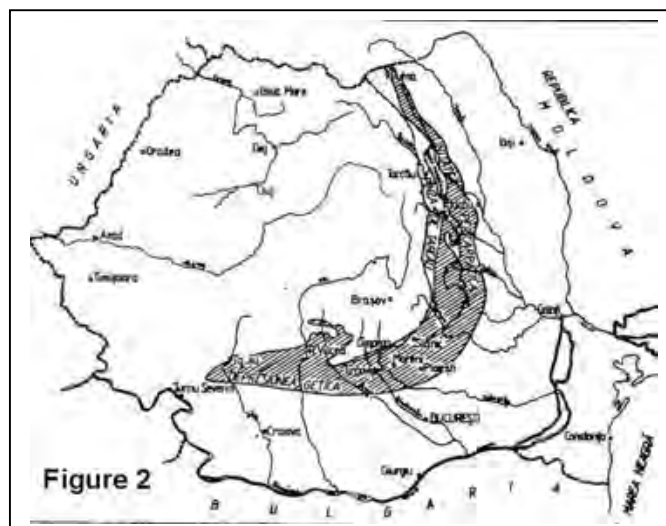
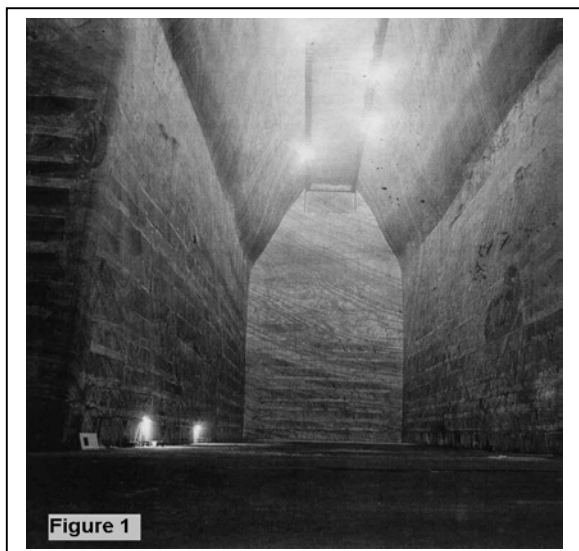
- Drăgănescu Liviu (1997)-The origin of the salt and Genesis of the Salt Massives 230p.
- Ghiurcă V.,Drăgănescu L (1992) – A few geological data on the salt massive at Slănic Prahova Studia –Geologia Cluj Napoca
- Marinescu Fl.,Mărunțeanu Mariana (1990)- La paleographie au niveau du sel badenien en Roumanie.Geologicky zbornik – Geologia carpatica 41,1 February, Bratislavap 49-58
- Pauliuc Simon (1968)- Cartografie geologica Ed. Did. si Ped. Buc. 220 p
- Popescu Gr.,Ciupagea D.,Georgescu G,Baltes N.,Motaș C (1973)-Privire de ansamblu asupra geologiei formațiunilor salifere din Romania.Rev.Mine Petrol Gaze nr 9.
- Ticleanu N.(1995) AN attempt to reconstitute the evolution of the mean annual temperature in the neogene of Roumania. Rom.j.Paleontology, 76 p 137-144 Bucharest

Figure 1: Room from Michael Mine from Slanic Prahova

Figure 2: The area of the lower salt formation's spread after Popescu Gr. and others (1973)

Figure 3: The area of the upper salt formation's spread after Marinescu Fl.,Mărunțeanu Mariana (1990)

Figure 4: The area of the neogen volcanic spread from Roumania 1: Neogen volcanic formation. 2: Areas with sub-aerial position of neogen formation with tuffs





METODO DE EVALUACION DE SISTEMAS DE EMULSIONES ACIDAS PARA LA ESTIMULACION DE POZOS DE PETRÓLEO EN RESERVORIOS CARBONATADOS DE CUBA.

Lourdes V. Lesmes⁽¹⁾, Felix S. Echevarría⁽²⁾, Amalia Quesada⁽³⁾, R. Segura⁽⁴⁾, Isabel López

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct Lesmes@ceinpet.cupet.cu

(2) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct echevarria@ceinpet.cupet.cu

(3) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct amalia@ceinpet.cupet.cu

(4) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct segura@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

Teniendo en cuenta la poca penetración que produce el ácido en la formación, cuando se acidifica reservorios carbonatados que hace que el tratamiento no sea lo suficientemente efectivo como se desea, se han ideado distintos métodos, uno de ellos es la creación de ácidos emulsionado. La aplicación de este método en el ámbito mundial es considerada dentro de la estimulación de pozos de petróleo, como uno de los más efectivos para incrementar el tiempo que tarda el ácido en gastarse, al reaccionar con formaciones que contengan altos contenidos de carbonatos.

Partiendo de esta premisa se presenta en este trabajo varios sistemas de ácidos emulsionado elaborados en el laboratorio de Ingeniería de Yacimiento del Ceinpet, donde se evalúan diferentes propiedades, con el propósito de buscar condiciones óptimas que en su aplicación aseguren evitar daños en la formación y permitan obtener mejores resultados en el tratamiento.

Como resultado de las pruebas experimentales se propuso a las empresas petroleras cubanas el uso de un sistema de ácido aromático que ha sido aplicado en pozos de diferentes yacimientos, en la cual se ha obtenido un mejoramiento en la producción de petróleo.

ABSTRACT

Keeping in mind the little penetration that produces the acid in the formation, when carbonated reservoirs is acidified that it makes that the treatment is not the sufficiently effective thing as it is wanted, different methods have been devised, one of them is the emulsified creation of acids. The application of this method is considered one of the most effective to increase the time that takes the acid in wearing out, when reacting with formations that contain high contents of carbonates.

Leaving of this premise is presented in this emulsified work several systems of acids elaborated in the laboratory of Engineering of Location of the Ceinpet, where different properties are evaluated, with the purpose of looking for good conditions that assure to avoid damages in the formation in their application and allow to obtain better results in the treatment.

As a result of the experimental tests was intended to the Cuban oil companies the use of a system of aromatic acid that has been applied in wells of different locations.



Introducción

La mayoría de los yacimientos petrolíferos en Cuba corresponden a secuencias carbonatadas depositadas en aguas profundas, que adquirieron su condición de reservorios mediante la intensa fracturación.

Para mejorar la producción de petróleo donde se encuentran presente este tipo de reservorios, uno de los métodos que más se emplea en el mundo y que ha sido usual en nuestro país es la acidificación, que en términos simples se representa por la siguiente ecuación general.



En la formación en la medida que el ácido comienza a penetrar en la roca, entra en reacción con la misma lo que significa que al llegar a la profundidad final, el mismo bien llega considerablemente debilitado ó bien llega completamente neutralizado. De aquí que las zonas más cercanas incrementen su productividad en gran escala en comparación con zonas más alejadas, lo cual no permite que exista una mejor comunicación entre ambas partes de la capa [3,4].

Algunos estudios señalan el efecto que tienen las condiciones dinámicas del sistema ácido – roca sobre la velocidad de reacción. Se ha demostrado que la velocidad de reacción depende de la velocidad de difusión de los iones de hidrógeno y de los productos de reacción, por tanto si se incrementa la viscosidad del ácido, disminuye el movimiento de los iones hidrógenos y disminuye por tanto la velocidad de reacción. De ahí surge la idea que para retardar la reacción del ácido es necesario incrementar su viscosidad para que frene el transporte de masa, en la cual una de las formas de lograrlo es intercalando una película de aceite que rodeando a los glóbulos de ácido dificulta su contacto con la roca e impide su reacción inmediata. Resultados de este estudio fue la creación de sistemas de ácidos emulsionado [1,2].

Los sistemas de ácidos emulsionado están formados por una fase continua de hidrocarburo que ocupa del 15 al 40% del volumen total de la emulsión y una fase dispersa que es la solución ácida, comúnmente HCl al 15%, que ocupa el volumen restante. Esta emulsión debe ser estabilizada por un surfactante.

Las principales características que deben de tener los sistemas de ácidos emulsionado son [2] :

- 1- Tipo de emulsión: El carácter inverso de la emulsión es definitivo, ya que no tiene caso el empleo de una emulsión aceite en ácido. El surfactante usado como estabilizador es responsable de esta propiedad.
- 2- Estabilidad de la emulsión: La capacidad de mantener el ácido disperso en el aceite es, como ya se indicó, fundamental para diferir la reacción. Esta propiedad es función de la temperatura y de la efectividad del agente estabilizador de la emulsión.
- 3- Viscosidad: Las emulsiones se comportan como fluidos no – newtonianos. La viscosidad, relativamente alta de estos sistemas, es la única objeción a su empleo. Un incremento en el porcentaje de la fase continua, el aceite, produce una disminución substancial de la viscosidad de la emulsión, lo que hace posible un cierto control de la viscosidad del sistema.
- 4- Tiempo de reacción: Esta es función primordial de la estabilidad de la emulsión.

De acuerdo a lo anteriormente expresado los sistemas de ácidos emulsionado debe de presentar como característica fundamental para su uso, que la emulsión que se obtenga sea del tipo de ácido en aceite y que presenten una estabilidad controlable, de la cual influyen las características del hidrocarburo que se emplea como aceite y del surfactante que se utiliza como estabilizador.



Por tanto el propósito en este trabajo es presentar un método de evaluación de sistemas de emulsiones ácidas desarrollados en el laboratorio, con el objetivo de evaluar su comportamiento frente a formaciones carbonatadas, que permita seleccionar el sistema emulsionado adecuado para ser utilizada en la estimulación de pozos.

Materiales y Métodos

Para la realización de este trabajo se prepararon emulsiones del tipo ácido en aceite, utilizando como emulsificantes diferentes surfactante y como aceite en algunos casos solventes como Gas Oil y LCO y en otros casos hidrocarburo ligero del yacimiento Vía Blanca. También se utilizó rocas de la formación Cifuentes, así como petróleo de los yacimiento Boca de Jaruco y Varadero.

Se ejecutó el siguiente programa de prueba:

- Estabilidad de las emulsiones a temperatura de superficie y a temperatura de capa.
- Estudio de la actividad corrosiva de las emulsiones.
- Viscosidad de las emulsiones.
- Compatibilidad de las emulsiones.
- Reactividad de las emulsiones.

Todos estos ensayos fueron realizados de acuerdo a los procedimientos establecidos en las normas API y ASTM.

Resultados y Discusión

- En la tabla No. I se muestran los ensayos de estabilidad realizados a temperatura de capa de las emulsiones estudiadas.

En los primeros sistemas (1-7) se utiliza como aceite gas oil y petróleo ligero del yacimiento Vía Blanca y como emulsionante el OP-10, Jaboncillo, así como petróleo de la Batería de boca de Jaruco. Como se aprecia, en estos sistemas no se obtiene separación de la fase acuosa (ácido), indicándonos que dichas emulsiones presentan una alta estabilidad en el tiempo, lo que no son recomendable su uso debido al daño que se puede producir en la formación [4] por bloqueo que puede causar estas en la zona productora. En los restantes sistemas se obtiene rompimientos, en algunos casos rápido (sistema 10) y en otros más lento. Estos resultados obtenidos se debe al efecto que produce del LCO de naturaleza aromática (70%) y al emulgente usado EB-2 donde se obtiene emulsiones que son controlable en el tiempo. Desde el punto de vista práctico en el pozo estos es conveniente, pues en la medida que el ácido emulsionado vaya penetrando en la formación hasta llegar a la profundidad final el mismo debe de irse separando en el tiempo.



Tabla II Estabilidad de las emulsiones Temperatura ambiente a $T = 27^{\circ}\text{C}$

Mezcla	Tiempo	Separación de fase
1) HCl 15%; Cay 304 al 1.5%; Cay 610 al 0.25%; Travi al 0.05%; JC-2 al 0.4%; EB2 al 1%, LCO.	4H	Se mantiene la emulsión
2) HCl 15%; HAC al 2%; Cay 610 al 0.25%; Travi al 0.05%; JC-2 al 0.4%; EB2 al 1%, LCO.	2H	Comienza a romperse la emulsión separándose en dos fases: ácido y petróleo
3) HCl 15%; HAC al 2%; Cay 610 al 0.25%; Travi al 0.05%; JC-2 al 0.4%; EB2 al 1%, LCO.	4H	Se mantiene la emulsión observándose traza de LCO en la superficie

La tabla II muestra el tiempo que comienza a romperse la emulsión a temperatura ambiente para cada uno de los sistemas de ácidos emulsionados. Estos sistemas tienen la característica de que una vez que se rompa la emulsión, la misma puede formarse de nuevo, pues solo necesita una alta velocidad de agitación durante 10 minutos.

Tabla III Estudio de la velocidad de corrosión de las emulsiones a $T = 70^{\circ}\text{C}$

Sistema	Aceite	Relación ácido aceite	Formulación	DP g/cm^2
1			HCl 15 %	0.1360
2	Gasol	60/40	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.5%, OP-10 0.2%	0.0022
3	Gasol	60/40	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.5%, JB 1%.	0.0027
4	Gasol	49/50	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.5%, PBJ 1%.	0.0245
5	Gasol	45/50	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.5%, PBJ 1%.	0.0157
6	P. V B	70/30	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.1%,	0.0043
7	P. V B	60/40	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.1%,	0.004
8	P. V B	50/50	HCl 15 %, HAC2%, unicol 0.1%,	0.0047
9	LCO	60/40	HCl 15 %, HAC2%, JC2al 0.4%, Travis 0.1%, EB-2 al 1%.	0.0100

Es conocido que al aumentar la temperatura, la actividad corrosiva de los ácidos aumenta considerablemente, haciéndose más peligrosos a temperatura mayores de 20°C . Un inhibidor de corrosión según la literatura [5] se considera adecuado para ser empleado en la estimulación ácida de pozos de petróleo, cuando solo permite pérdidas de metal inferiores a 0.01g/cm^2 si la corrosión es uniforme. Se acepta ocasionalmente sino se presenta efectos adversos hasta 0.025g/cm^2 , de lo contrario debe de aumentarse la concentración del inhibidor o sustituirlo por otro más efectivo. Si analizamos la tabla III en la generalidad de los casos los valores obtenidos de velocidad de corrosión están muy por debajo de los valores que acepta la



literatura, con excepción del sistema 9, que fue estudiado a temperatura de 85 y su valor de velocidad de corrosión esta dentro del rango permisible .

Tabla IV Viscosidad de las emulsiones.

Sistema	Aceite	Relación ácido aceite	Formulación	Viscosidad Cp	
				30°C	50°C
1	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,unicol 0.1%,Cay610 al 0.25%, Travis 0.05%, EB-2 al 1%.	68.22	15
2	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,JC2al 0.4%, Travis 0.1%, EB-2 al 1%.	126.47	18

En la tabla IV se presentan los resultados obtenidos de la viscosidad con algunas emulsiones estudiadas, puede apreciarse en estos sistemas un aumento de la viscosidad con relación a la del ácido simple (1cp) , lo que permite retardar la reacción del ácido con la formación carbonatada .

Tabla V Compatibilidad de las emulsiones ácidas a T= 60 ° C

Formulación 1	HCl15 %,HAc 2%, Corromin 0.05%,Cuba2 al 0.05%, EB-2 al 1%,LCO		
Formulación 2	HCl15 %,HAc 2%, JC-2 al 0.4 %, Travis 0.1% EB-2 al 1%, LCO.		
Formulación 3	HCl15 %,HAc 2%, Unicol 0.1 %, Travis 0.05%,Cay 610 al 0.25 %.,LCO.		
Tiempo (min.)	1 (% de Sep.)	2 (% de Sep.)	3 (% de Sep.)
0	0	0	0
10	62	18	23
20	96	63	48
30	100	95	92
60		100	98

Los resultados que se presentan en la tabla V nos indican que no hay formación de emulsiones en cada una de las formulaciones estudiadas con los crudos de Varadero y Boca de Jaruco , obteniéndose a los 30 minutos más del 90 % separación del ácido. Esta prueba se realiza con el objetivo de verificar el posible daño que se puede producir en la formación por la interacción de estas emulsiones ácidas con los fluidos de la capa y la roca.

Tabla VI Reactividad de las emulsiones ácidas.

Análisis	Sin Reaccionar	Reaccionada
Densidad g /cm ³	1,072	1.18
PH	-	0.94
Acidez%	16,32	4,37
Mg ²⁺ mg / L	0	0
Ca ²⁺ mg / L	190	64600
Fe Total mg /L	200	1200



En la tabla VI se presenta los resultados obtenidos de las pruebas de reactividad realizada con la formulación emulsionada: HCl 15%; HAC al 2%; Travi al 0.1%; JC-2 al 0.4%; EB2 al 1% con LCO y núcleo de la formación Cifunte, Yacimiento Boca de Jaruco. Si comparamos una muestra con la otra, en la reaccionada observamos que como consecuencia de la reacción que se produce se obtiene un ácido prácticamente gastado (4.37% de acidez) con un bajo valor de PH lo que indica que no hay hierro precipitado además se puede observar incremento de los valores de calcio y hierro demostrando la efectividad de la formulación en este tipo de roca que tiene alto contenido de carbonato.

Conclusiones

1. Se obtuvo un método de evaluación de emulsiones ácidas en las que nos permite considerar las ventajas que ofrece el ácido emulsionado en la estimulación de formaciones carbonatadas.
2. Del estudio realizado resulta que el sistema de ácido aromático, diseñado con el solvente aromático (LCO) y el producto EB-2, cumple con los requisitos que se establece para la aplicación del método, obteniéndose con el mismo resultados satisfactorios desde el punto de vista de la estabilidad, viscosidad y compatibilidad con los petróleos.
3. El sistema de ácido aromático obtenido se ha aplicado con resultado positivo en tratamientos de estimulación de pozos de los yacimientos Boca de Jaruco y Varadero.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

1. Williams, B.B, Gidley, J.L., Guin, J.A.: "Characterization of Liquid-Solid Reaction". Ind.Eng.Chem.Fundam. (1970). Vol.9.
2. Mendoza C. M, Método de Evaluación y desarrollo de un Surfactante estabilizador de Emulsiones Ácidas.
3. Schechter Robert, Oil Well Stimulation 1994.
4. Ciguela S., Guzman J., Kaneev I, Ventresca M.L. Daños a la Formación y Estimulación de pozos, INTEVEP S.A, 1995.
5. Sandianes, B., Guedes, J. y otros. Desarrollo y Evaluación de inhibidores de corrosión del acero para la estimulación ácida a pozos de petróleo. Tema 012-28-46. Etapa 08. Dic.1990.



Tabla I Estabilidad de las emulsiones a T= 60 ° C

Sistema	Aceite	Relación ácido aceite	Formulación	% de fase acuosa liberada vs Tiempo (min)				
				10	30	60	120	240
1	Gasoil	60/40	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,OP-10 0.2%	0	0	0	0	0
2	Gasoil	60/40	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,JB 1%.	0	0	0	0	0
3	Gasoil	49/50	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,PBJ 1%.	0	0	0	0	0
4	Gasoil	45/50	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,PBJ 5%.	0	0	0	0	0
5	P. V B	70/30	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,	0	0	0	0	0
6	P. V B	60/40	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,	0	0	0	0	0
7	P. V B	50/50	HCl 15 %, HAc2%,unicol 0.5%,	0	0	0	0	0
8	LCO	60/40	HCl 15 %,Cay304al 1.5%,unicol 0.1%,Cay610 al 0.25%, Travis 0.05%, EB-2 Al 1%.	0	0	70	83	0
9	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,unicol 0.1%,Cay601 0.25%, Travis 0.05%, EB-2 al 1%.	0	0	58	81	100
10	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,JC2al 0.4%, Travis 0.1%, EB-2 al 1%.	18	72	83	100	100
11	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,Corromin 0.05%, Cuba2al 0.05%, EB-2 al 1%.	0	0	0	62	100
12	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,JC2al 0.4%, Travis 0.05%,EB -2 al 1%.	0	0	43	62	100
13	LCO	60/40	HCl 15 %,HAc2%,Unicol 0.1%, EB-2 al 1%.	0	T	5	17	26



MAPPING OF GUAMARÉ'S-RN PETROLEUM POLE PIPELINES AREA

Ingred Maria Guimarães Guedes¹ & Helenice Vital²

⁽¹⁾ Federal University of Rio Grande do Norte, PPGG- ANP Student, Caixa Postal: 1639, CEP: 59078-970, Natal/RN, Brasil, E-mail: ingredgg@yahoo.com.br

⁽²⁾ Federal University of Rio Grande do Norte, Geology Department - CCET/PPGG, Caixa Postal: 1639, CEP: 59078-970, Natal/RN, Brasil, E-mail: helenice@geologia.ufrn.br

Resume

The Guamaré region presents a intense transport of sediments, by oceanic currents, to W/NW, along the coast, what promotes spits grow and changes the hydrodynamic processes on the coastline, occasioning alternating erosive and depositional processes.

This way, mapping in 1:25.000 scale, on the pipeline area on the septentrional area of the Rio Grande do Norte State, on Brazil northeast, was done to verify the morphological and sedimentological characteristics of this area. The adopted methodology involved remote sensing, indirect geophysical methods application like bathymetry and sonography using the Hydrotac system from Odom Hydrographic and superficial sediments drag pontual sampling.

The digital modelling of the submarine bottom beginning from the bathymetric data processing permitted the morphology characterization of the area. Integrating the digital model to the facies area map, and the Band 2 of LANDSAT 7-ETM+ de 2000, we can observe that the regions where facies occur with sand predominance presented sandwaves, while the regions where there is gravel predominance presented plain morphology.

The combination of high-resolution marine seismic, satellite images geoprocessing and sampling in situ allowed the morphology correlation in subsurface. The recognition on the bathymetric and sonographic registration of the pipelines location, as like the determination of depositional and erosive areas associated to them, show the utility of this study to the ambient monitoring of submarine areas.

Introduction

The coastal region next to the Guamaré's-RN Petroleum Pole, located on Brazil's northeast, presents a strip where some coastal installations were built since eighties beginning to attend oil and gas exploration like: access channel to Guamaré's harbour and six pipelines linking land installations to the Agulha's and Ubarana's field and one emissary. These Guamaré's pipelines and emissary are submitted to erosive and progradative continued processes, influenced by hydrodynamic agents like the waves predominantly from the NE, current by the side do arrenbetação zone, reaching speeds of 0.5 m/s, semi-diurnal tides with amplitudes varying form 1.0 to 3.1m and winds blowing from N to SE. Inside this context is inserted the studied area, which has UTM 0788000 to 0792000 E and 9436000 to 9448000 N coordinates. (Figure 1).

The need for energetic sources has occasioned increasing use of gas and petroleum. This expressive need occasionates a considerable leakage risk increase from the oil exploration, production and transport, as well as the tankers operation on terminals (tankers washing, material load and unload, etc.). According to the legislation about sea oil pollution and damage indemnity scheme, the main reasons of the steep oil leakage risk are: marine traffic intensification, fluvial, open sea and coastal installations increase for oil transfer; submarine pipelines building and operation and oil exploration installations number and size increase in offshore regions and operational intensification of these.



On the coastal region, these leakages deserve special eminence, as it is a high-density demography area and high physical medium diversity, what makes considerable risks for the population and socioeconomic activities.

The ambient monitoring of areas where exist oil prospecting, exploration and transport with the oil and gas accident prevention and minimization purpose is imperative. This need turns evident in the MCT n°552 decree, which defines the general guidelines of the Science and Technology National Plan for the oil and Natural Gas Sector – CTPETRO.

For the contingency plans elaboration is necessary the mapping of the oil leakage sensitive areas. On this scenario is inserted the Guamaré's Pole pipelines and emissary area. This way, this work has the purpose of characterize the composition e morphology of the oceanic bottom on the inner shelf on the coastal area of Guamaré's Petroleum Pole pipelines and emissary influence, using the submarine sediment analysis and assistance of indirect geophysical methods (echosound and side scan sonar).



Figure 1 – studied area location map.

Methodology

The adopted methodology on this study involved 5 different stages: **1st** – preliminary stage where an extent bibliographic research, preliminary cartographic base construction with topographical map assistance, nautics map and satellite images were conducted, **2nd** - field stage where specific methods where used for the mapping in submerse areas, **3rd** - laboratory stage, involving sediment study, **4th** - data processing stage for the treatment and tabulation of collected data with the terrain digital model obtaining objective and the classification of facies and **5th**- final stage where data integration for facies area map construction occurred.

In the preliminary stage a bibliographic revision was done related to the Guamaré's area and a cartographic map was made using the topographic map SB.24-X-D-III-1 MI-899-1 Page Guamaré, scale 1:50.000 (SUDENE, 1990), nautics map DHN-700 scale 1:316.220 (Navy Ministry, 1967/1972) e Landsat 7–ETM+ image.



For the acquisition of field data a small size boat was used. The profiles followed a North-South and East-West line grid spaced 1 Km, more detailed next to the coast, spaced 0.5 Km. The positioning was controlled using a Garmin 12 Global Positioning System, having as reference the datum Córrego Alegre. The boat speed was 3 knots/hours approximately.

Because the studied area is located at a submersed location (continental shelf) a general characterization of the regions morphological and lithological aspects by use of echosound and side scan sonar.

A sonographic goal was mapping the bottom surface, emitting a high frequency acoustic signal, in regular time periods, by two submersed transducers (sonar) while the echobatimetry goal was obtaining detailed bottom topography information, with a precise identification of the water column identification.

The equipment used for data collecting was the Hydrotac system from Odom Hydrographic, with a 0,01m resolution and 200kHz frequency, constituted by echosound, Side Scan Hydrotac and GPS. The used generator for the Hydrotac was the ABACUS H65 MH (1 phase and 6,0 kVa). In this sonar is set on the side of the boat, emitting waves from only one and an 80m maximum scanning.

The superficial sampling was done in a grid with a 1km sample spacing, but near the coastal line, where uncovered pipelines exist, this spacing was reduced to 0.5 km. On this sampling a van-veen drag pontoon was used, with 1.5 m to 8.0 m depths.

In laboratory, a humid granulometric separation and later, a dry one were done. Beside this a HCl (chloridic acid) and H₂O₂ (hydrogen peroxide) attack was done to define the carbonate and organic matter percentage respectively.

These samples were classified by texture according to the Folk and Ward (1957) parameters using a LAGEMAR-UFF (Fluminense Federal University) software called GRANULO and yet submitted to morphoscopy.

In the data processing stage the reduction of tidal effects related to the medium sea level using DHN tidal table for all the used profiles was conducted, a digital model of the terrain was done, contour map and with the integration of these the facies area map was made possible. With this map correlations with the obtained results from the LANDSAT 7-ETM+ images were possible.

Obtained Results and Conclusions

For the facies mapping padronization a naming structure proposed by Freire et al (1997) for the Brazil's Northeast, adapted from Dias (1996), because of carbonate deposits dominance, formed by a biogenic/biotrítica mixture, constituted by calcareous seaweed fragments, mollusks, ostracodes, bryozoans and foraminifers which occur only in this region of the Brazilian coast. It's important to emphasize that this classification was adopted for comparison effects with Costa Neto (1997) and Tabosa (2000) works which represent a big portion of the few ones done on the Rio Grande do Norte platform (Figure 2). The spherical parameters and rounding were described according to Rittenhouse (1943).



This way the areas sediments can be classified in seven distinct facies that constituted the facies map area:

Lithoclastic sand (AL1b):

The classified sediments as facie AL1b presents carbonate in a percentage smaller than 30, mud less than 15%, median less than 2 mm and coarse percentage bigger than 2 mm and less than 15%. This facie covers almost 40 % of continental shelf, constituting this way the predominant facie. It's found on the extreme north portion in a 7m depth and on the southwest portion area, next to the coastline, in 2.1 to 2.5m depths. The constituting sediments of this facie present granulometry varying of medium to gross sand. The coarses are moderate to poorly selected, varying from subangulous to rounded with sphericity degree predominance in classes spherical to very spherical.

Lithoclastic Gravel (SL1):

The corresponding sediments to the SL1 facie presents carbonate percentage less than 30%, mud less than 15 % e and medium with more than 2 mm value. This facie covers a small portion of the localized area in the extreme center-south, and can be found in between 1.5 m to 2.5m depth. They're mostly thin sand showing medium to moderately selected coarse, angular to sub-rounded and predominantly spherical.

Litho-bioclastic sand with gravel (AL2a):

The classified sediments as facie AL2a have a carbonate percentage around 30% to 50%, mud percentage less than 15%, medium less than 2 mm and coarses bigger to 2 mm between 15% and 50%. Granulometrically, are classified as coarse sand and poorly selected, spherical varying from sub-angulous to rounded.

Litho-bioclastic gravel (SL2):

The sediments of this facies have a 30% to 50% carbonate percentage, mud percentage less than 15% and medium less than 2 mm. This facie is found in the central area portion, inserted in the AB2a facie and in the extreme south, inserted in the SL1 facie. The sediments presents granulometric varying from fine to medium sand, poorly to well selected angulous to sub-rounded and with high sphericity.

Bio-lithoclastic sand with gravel (AB1a):

This facie is characterized by having a 50% to 70% carbonate percentage, mud percentage lesser than 15%, medium values less than 2 mm e and coarses bigger than 2 mm with 15% to 50% percentage. This facie is localized in the central portion of the area and presents a lithoclastic sediments transition region (CB2). Granulometrically are classified as coarse sand and coarses are poorly selected spherical, varying from sub-angulous to rounded.

Bioclastic sand with gravel (AB2a):

The sediments of the facie AB2a have a carbonate percentage bigger than 70%, mud percentage less than 15%, medium values less than 2 mm and coarses bigger than 2 mm with percentage between 15% and 50%. This facie is located in the central portion area and represents the dominating bioclastic portion with depths between 6.8 to 7.5 m. Granulometrically they were classified as very coarse sand, moderately selected, spherical and varying from sub-angulous to rounded.



Bioclastic gravel (CB2):

The sediments of the CB2 have a bigger than 70% carbonate percentage, mud percentage less than 15% and medium bigger than 2 mm. The corresponding sediments to this facie are located in the central area portion to the 6.8-m depth. Mainly gravels, coarser are poorly selected, angular to rounded and mostly spherical. Bivalves up to 2.5 cm very eroded, indicating older sediments (reliquios).

SUBDIVISÕES PRINCIPAIS	SEIXOS, GRÂNULOS COQUINAS OU RODOLITOS L < 15%; Md > 2 mm	AREIAS L < 15%; areia+lama > 50%; Md < 2mm		SEDIMENTOS LAMOSOS L > 15%
		15% < superior a 2mm < 50%	superior a 2 mm < 15%	
SEDIMENTO LITOCLASTICO carbonatos < 30%	SL1 cascalho litoclástico	AL1a areia litoclástica com grânulos e cascalhos	AL1b areia litoclástica	LL1 lama terrígena
SEDIMENTO LITO-BIOCLÁSTICO carbonato = 30 a 50%	SL2 cascalho lito-bioclástico	AL2a areia lito-bioclástica com grânulos e cascalhos	AL2b areia lito- bioclástica	LL2 marga arenosa
SEDIMENTO BIO-LITOCLASTICO carbonatos = 50 a 70%	CB1 cascalho bio-litoclástico	AB1a areia bio-litoclástica com grânulos e cascalhos	AB1b areia bio- litoclástica	LB1 marga calcárea
SEDIMENTO BIOCLÁSTICO carbonato > 70%	CB2 cascalho bioclástico	AB2a areia bioclástica com grânulos e cascalhos	AB2b areia bioclástica	LB2 lama calcárea

Figure 2 – Classification proposed by Freire et al (1997) to the northeast of Brazil, adapted from Dias (1996)

By means of the bathymetry analysis and side scan sonar profiles a plain morphology area can be observed with 11m maximum depth, having a 2 Km strip, parallel to the coast, with depths up to 4 m, define as the most propitious region to erosion due to coastal drifting, corresponding to places where pipelines are exposed.

The most common sub-aqueous bedforms identified in the registers were classified as sandwaves, symmetric e asymmetric. This last one indicates the sediments transport direction from east to west, confirming the interpretation done in former coastal drifting in the septentrional cost of Rio Grande do Norte works, from east to west.

The recognition in the batimetric and sonographic records of the pipelines location, as well as the determination of erosive and depositional processes presented the utility of this method to the environment monitoring of these oil exploration installation areas.



Comparing the integrated digital model to the facie area map (Appendix 1) and digital model integrated to the LANSAT 7-ETM+ Band 2 (Appendix 2) regions where sand (AL1b e AB1a) predominance facies occur, lithoclastic or bioclastic showed well developed bedforms (sandwaves), while regions where gravel (CB2 e SL2) predominance facies occur show plain morphology. This happens due to the relation between sediment granulometry, depth and flow speed, and main parameters that interfere in the bottom forms development.

In the region next to the coast, in the region with sand predominance (AL1b) and small gravel portions (SL1 e SL2) no sub-aquous bedform uniformity showed, probably due to longshore drift of this region; some small scales sandwaves being observed.

This type of information is important because it can be utilized in poorly studied shelf areas, to infer the type of the sediment (sand, gravel, etc), according to the bedforms observed in satellite images, after directional filters treatment in band 2.

The combination of high-resolution marine seismic, satellite images geoprocessing and sampling in situ allowed the morphology correlation in subsurface, as well as extension and diversity of the integrated form sediment coverage. The northeast region is still extremely poor of these studies. This type of information, associated with others environmental variables, will assist the determination of the types of associated, as well as in the comprehension of modern depositional environments, important for comparative studies with its analogous litificados.

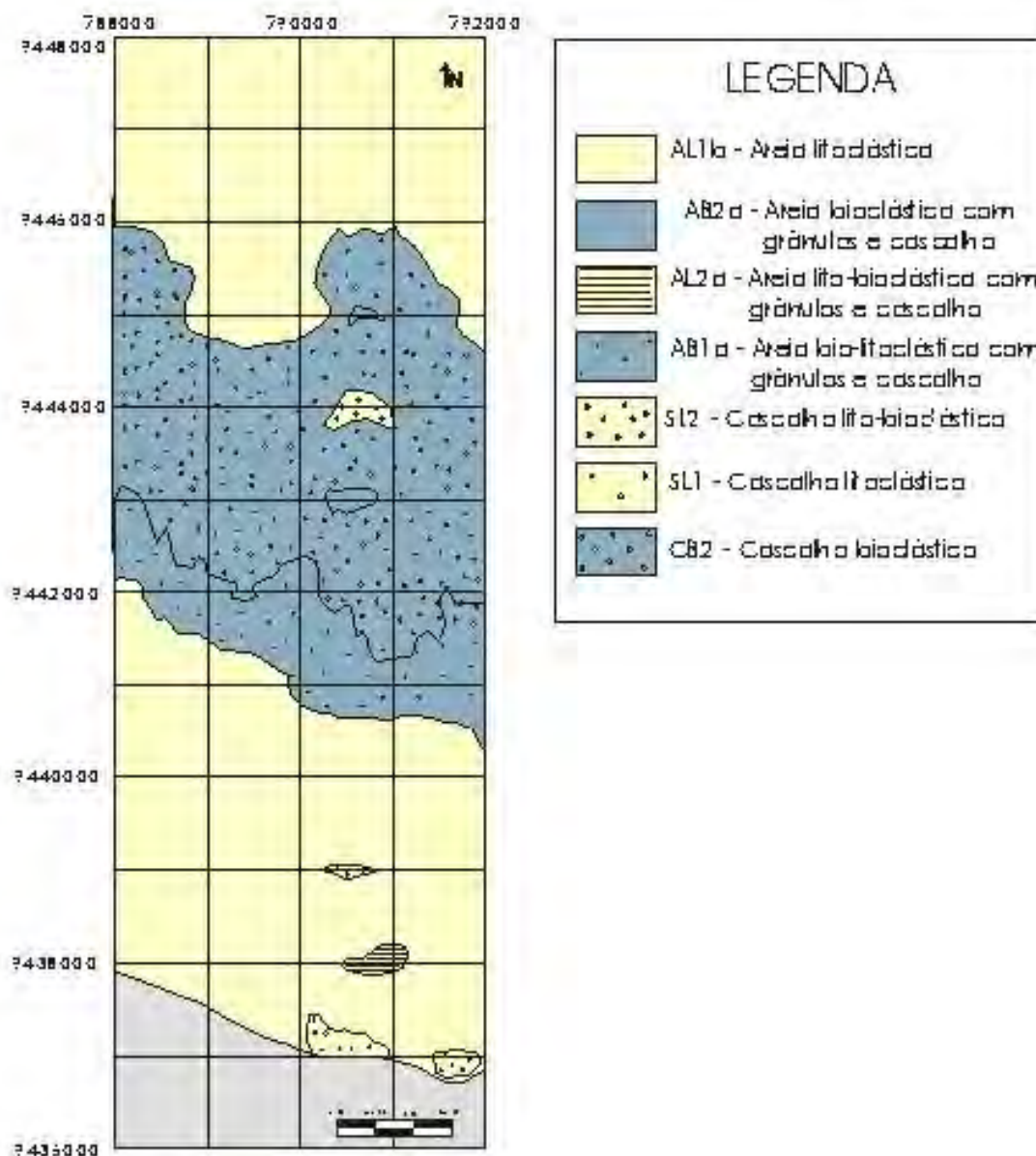
Bibliographic Reference

- COSTA Neto, L. X. da. 1997. Evolução geológica-geomorfológica recente da plataforma continental interna ao largo do delta do rio Açu, Macau – RN. Programa de Pós-graduação em geologia e geofísica marinha da Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 214p.
- FOLK, R. L. & WARD, W. C. 1957. Brazos river bar: A study in the insignificance of grain size parameters. *Journal of Sed. Petrol.*, 27: 3-27.
- FREIRE, G.S.S., CAVALCANTI, V.M.M., MAIA, L.P. & LIMA, S.F. 1997. Classificação dos sedimentos da plataforma continental do estado do Ceará. In: SIMPÓSIO DO NORDESTE DE GEOLOGIA, Anais, Fortaleza, p. 209-211.
- MINISTÉRIO DA MARINHA . 1972. Diretoria de Hidrografia e Navegação da Marinha do Brasil. Carta Náutica da DHN nº 700, Escala 1:316.220. 2ª Edição.
- SUDENE. 1990. Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste. Região Nordeste do Brasil, Folha topographic Guamaré SB.24-X-D-III-1 MI-899-1, 1:50.000.
- TABOSA, W. F. 2000. Dinâmica Costeira da região de São Bento do Norte e Caiçara do Norte – RN. Departamento de Geologia da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, Relatório de Graduação, 76p + anexos.



RITTENHOUSE, G. 1943. A visual method of estimating two dimensional sphericity. Journal of Sed. Petrol., 13(2): 79-81.

Appendix 1



Appendix 1 – Studied facies area: AL1b – lithoclastic sand, AB2a – bioclastic sand with gravel, AL2a – litho-bioclástico sand with gravel, AB1a – bio-lithoclastic sand with gravel, SL2 – litho-bioclástico gravel, SL1 – lithoclastic gravel and CB2 – bioclastic gravel.



Appendix 2



Appendix 2 – Terrain Digital Model integrated to the LANDSAT 7 – ETM+ Band 2 where facies with sand (AL1b e AB1a) predominance presented well developed bedforms (sandwaves), while regions where gravel (CB2 e SL2) predominance facies presented plain morphology.



GEOCLUSTER PRESENTATION

Alain Le Bras,

Compagnie Générale de Géophysique (CGG)
1, rue Léon Migaux 91341 MASSY Cedex, France
E-mail address: alebras@cgg.com

Geocluster is the seismic data processing system in use at all CGG data processing centers. This name covers all batch modules, interactive applications, and the hardware necessary to use them. Geocluster is the next step in the evolution of the CGG data processing software and hardware solution. Just as Geovecteur signaled the use of massive vector computers, Geocluster is based on clusters of CPUs. While the Intel Personal Computers under the Linux operating system form the greatest portion, the system can still be used on IBM, SUN, and SGI platforms. The software is both well known and technologically advanced in the geophysical data processing industry. There are three main types of settings where the software can be installed. The first is the users desktop, the second on rack mounted Intel based PC systems, containing clusters of compute nodes, and the third on the multi-processor Sun, IBM and SGI computers.

Interactive utilities: Geocluster has the tools and utilities to control and support all job submission needs, data management tasks, and parameter data base updating requirements. Geocluster has taken distributed computing to the extreme allowing CGG to build clusters of over 4,000 CPUs that enable our processing centers to use remote computing power. For the PC clusters, we use 19 inch rack mounted architecture. We find that both the architecture that we use, and the software that we have written scales well up to this number of processors

Modules: The Geocluster package includes over 300 modules in the categories shown in the following table that the geophysicist can use to meet any data processing task. All jobs are built through the use of the XJOB interactive job-builder that is seen in the figure to the left. Further each project has a fully integrated database allowing automated job building and very highest levels of quality control to be built into each data processing sequence.

Seismic Imaging: The Geocluster software in use at CGG provides all the tools necessary to run state of the art seismic imaging. In depth imaging, the GeoVista/KIMP combination is used to model and migrate the data, while in the time domain, the GeoVel/TIKIM suite is used for the velocity model and migration



CONDICIONES DE DEPOSICION DEL BARREMIANO EN EL SECTOR SEPTENTRIONAL DE LA UTE SIERRA DEL ROSARIO Y SU INTERRELACION CON LA GENERACION DE HC.

Silvia Blanco Bustamante, Rafael Segura Soto y Olga Pascual Fernández

Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churrucá, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba. C. Eléct.: sblanco@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

Se realiza un estudio interdisciplinario en los depósitos turbidíticos de la Fm. Polier (part.) encontrados en el pozo Pinar 2 donde se conjugan los resultados bioestratigráficos, sedimentológicos y geoquímicos, que permiten evaluar las condiciones potenciales de generación de HC.

Se define la edad de Barremiano de la secuencia fundamentalmente por los complejos de foraminíferos planctónicos y nannocónidos encontrados en las calizas, donde se resaltan el reporte, por primera vez para Cuba, de algunas especies de foraminíferos planctónicos para esta edad.

Algunas características de la asociación faunal, tales como la ausencia casi total de foraminíferos bentónicos, la baja diversidad y pequeño tamaño de los foraminíferos planctónicos, permiten inferir condiciones anóxicas del fondo oceánico y una expansión de la zona mínima de oxígeno (ZMO) hacia capas epipelágicas marinas. La deposición de sedimentos ricos en materia orgánica, la preservación de la estratificación así como la abundancia de pirita autógena en el corte son la expresión de las condiciones anóxicas de sedimentación, que caracterizan estos depósitos como potenciales rocas generadoras de HC, aunque la naturaleza turbidítica de la secuencia deterioran esta condición, es por ello que se registran mejores valores de COT (%) en la parte alta de la secuencia donde decrece el aporte siliciclástico continental, probablemente debido a condiciones tectónico-sedimentarias más estables. El registro de solo kerógeno de tipo II (origen marino) en la parte alta del corte mientras que en la parte inferior se observa mezcla de kerógeno de tipo III (origen continental) y de tipo II concuerdan con esta hipótesis.

ABSTRACT

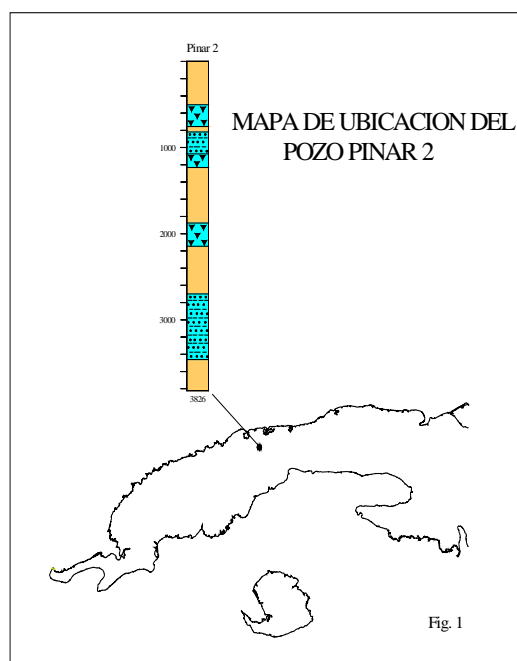
A composed micropaleontological, geochemical and sedimentological study of a turbiditic sequence referred to Polier Formation (part) from Pinar 2 Well has been undertaken in order to evaluate the hydrocarbon potential generation. The age of the sequence was mainly defined by the planktonic foraminiferal and nannoconid assemblages as Barremian where it is remarkable some planktonic Foraminifera species recorded in Cuba for the first time in this age.

The microfaunal evidence (as the almost absent of benthic fauna, the low diversity and small size of planktonic Foraminifera, presence of micropelagic forams) suggests anoxic bottom conditions and an expansion of the oxygen minimum layer to epipelagic water mass ocean. High stratification preserved, organic rich sediments and abundant authigenic pyrite in the section were the result of anoxic conditions which characterized these beds as potential oil generator, although the turbiditic nature of the sequence deteriorate this condition, therefore this is the cause of better COT (%) values in the Upper part of the section where siliciclastic continental input decreased, probably by more stable tectonic – sedimentary conditions. The presence of only Type II kerogen (marine origin) in this part of the section while a mix of type III kerogen (continental origin) and type II recorded in the lower part agree with this assumption.



Introducción

En el pozo Pinar 2, perforado en el sector septentrional de la UTE Sierra del Rosario (Fig. 1), se encontraron 2 mantos de la parte alta de la Fm. Polier, constituida por depósitos de turbiditas distales compuestos por intercalaciones flyschoides de componentes carbonatados y siliciclásticos. Se realiza un estudio interdisciplinario en esta secuencia donde se integran los resultados micropaleontológicos, geoquímicos y sedimentológicos que permite inferir las condiciones paleoambientales así como su relación con el potencial generador de HC.



Materiales y métodos

Se realiza el estudio en el intervalo 2725-3405 m del Pozo Pinar 2, donde se cortaron 10 núcleos, correspondiente a la parte alta de la Fm Polier. Las asociaciones de microfósiles, fundamentalmente de foraminíferos planctónicos y **Nannoconus** fueron estudiadas, empleándose la técnica de secciones delgadas, debido a la consolidación de las rocas, mediante el empleo del microscopio de luz transmitida.

Teniendo en cuenta que los patrones de distribución de la asociación faunal, esto es, selección de morfotipos, abundancia y diversidad, así como tamaño de los ejemplares, están controlados por una compleja interacción de factores ecológicos, tales como, la concentración de O₂ disuelto en el agua, la disponibilidad de nutrientes, variaciones del nivel del mar entre otros, por lo que un análisis de la composición y calidad de la asociación microfaunal nos permitió inferir algunas características del medio ambiente conjuntamente con los datos arrojados por la interpretación sedimentológica y los análisis de pirolisis Rock-Eval realizados a 7 núcleos.

Todo el material utilizado se encuentra en el Archivo Técnico del Centro de Investigaciones de Petróleo (CEINPET).



Resultados y discusión

Los depósitos de la Fm. Polier fueron detalladamente descritos en superficie por Psczólkowski (1978, 1987) basada en los extensos afloramientos en Loma de Polier y en Loma de Braciliano Robles, referido a una edad desde el Valanginiano a la parte basal del Aptiano. Están representados por turbiditas carbonatadas- siliciclásticas. El predominio de areniscas cuarcífera indican que estas sufrieron mas de un ciclo sedimentario, por lo que es probable que la fuente de aporte más significativa fuera una tierra emergida de composición siliciclástica. De acuerdo a Cobiella **et al**, (1997) pudieran ser las rocas del synrift o del basamento más antiguo. Estos autores, en un estudio detallado de superficie destacan que las turbiditas presentan rasgos mas bien distales (predominio de los ritmos TCD de Bouma, aunque en algunos mantos tectónicos abundan los ritmos TBCD y solo eventualmente pueden aparecer el miembro A en estos depósitos). En el pozo en cuestión, estos depósitos se encuentran constituidos por intercalaciones de caliza mas o menos arcillosa en capas de hasta 3 cm, de color gris oscuro a negro, argilita negra impregnada por MO, cuyas capas no sobrepasan los 5-6 mm de espesor, areniscas y limolitas cuarcíferas de color gris claro que pueden alcanzar 45 cm de espesor. Se observan capillas de muy finas, algo sinuosas de MO, además se observa en todo el corte abundante pirita diseminada y sustituyendo organismos. A la profundidad de 3120 m hacia arriba se hace apreciable una disminución del aporte siliciclástico, aumentando el componente carbonatado constituyendo éste desde 80 a 100 % del total de los núcleos, mientras que el material siliciclástico esta representado solo por limolita cuarcífera y argilita en finas y escasas intercalaciones.

En las litofacies carbonatadas se registra una asociación de foraminíferos planctónicos de morfotipos globulares, fundamentalmente de enrollamiento trocospiral correspondiente al género **Hedbergella** y menor proporción, planispirales correspondiente al género **Globigerinelloides**. Se han reportado escasos foraminíferos planctónicos para el Hauteriviano-Barremiano en Cuba para el margen continental, con excepción de un complejo referido al Valanginiano-Hauteriviano Inferior en la Formación Pons (Pszczółkowski, A., 1999). La datación de estos depósitos se ha hecho mediante **Nannoconus**, por lo que muchas de las especies registradas constituyen nuevo reporte para Cuba. La asociación de foraminíferos encontradas en el pozo (Ver Tabla I) corresponden a las Biozonas **Hedbergella similis**, **Globigerinelloides duboisi** y **G. blowi**, descritas por Sliter, 1996 para la Costa Occidental del Golfo de los E.U. A., referidas al Barremiano-Aptiano, parte más inferior. El complejo de foraminíferos planctónicos encontrado en el núcleo 45 (3366-3369 m.) parece corresponder a la Zona de **Hedbergella similis**, de la parte mas baja del Barremiano, a partir del núcleo 45 hasta el 35 se reporta **Globigerinelloides duboisi** (Chevalier), asociado con **Hedbergella kutznezoae** (Banner & Desai), **H. aptica** (Agalarova), **Clavihedbergella semielongata** (Longoria), correspondería a la zonas indiferenciadas de **Globigerinelloides gottisi-G. blowi**, del Barremiano Medio a la base del Aptiano. ya que la indefinición de la especie **G. gr. blowi-gottisi** no permite precisar la biozona.

Los Foraminíferos planctónicos se asocian a radiolarios y **Nannoconus**, así como otros organismos planctónicos como cadosinidos, micropolecípodos pelágicos, muy escasos foraminíferos bentónicos pequeños. (Ver Tabla I). Los radiolarios se encuentran de manera intermitente, desde muy abundantes hasta escasos mientras que los **Nannoconus** pueden llegar a conformar la roca, aunque a veces el grado de diagénesis impide la determinación específica, cuya asociación es similar a la zona 4 descrita para el Barremiano por Derés et Archeritéguy, 1980, aunque se registra además **Nannoconus gr. truitii**, no reportado por estos autores hasta el Aptiano. La presencia de esta especie en el Barremiano en Cuba se ha señalado por Psczólkowski, 1999. Este taxón muestra generalmente el canal axial más estrecho



que el grosor de las paredes, característica destacada por este autor. Se observa además un predominio de las formas de canal estrecho sobre las de canal ancho. De acuerdo a Erba (1994) el mayor cambio en las asociaciones de nannocónidos ocurre cerca del límite Barremiano-Aptiano donde decrece la abundancia de formas de canal axial estrecho. Este criterio y el reporte de **N. colomii** Lapparent y **N. bermudezii** Brönnimann, nos permite asignar la secuencia al Barremiano. El complejo de **Nannoconus** encontrado es semejante a la asociación A 2, Psczółkowski 1999a, referidas a asociaciones de ammonites de este horizonte, aunque se reporta algunas especies no reportadas para el autor como **N. bermudezii** Brönnimann y **N. elongatus** Brönnimann.

La característica principal del complejo de foraminíferos encontrado en el Pozo Pinar 2 es su pequeño tamaño ($< 102 \mu\text{m}$) en su mayoría, con ejemplares excepcionales que pueden alcanzar hasta $147 \mu\text{m}$. El enanismo de la microfauna pelágica es un patrón de comportamiento en condiciones disaeróbicas en las aguas superficiales que ha sido descrito en algunos eventos anóxicos, como en el margen continental brasileño para el Cretácico Superior y que puede ser atribuible a una expansión de zona mínima de Oxígeno (ZMO) hacia capas epipelágicas. (M. R. Mello *et al*, 1989). La expansión de la ZMO, de acuerdo al modelo de Demaison y Moore, (1980), está asociada al incremento de la productividad biológica superficial, como lo evidencia la abundancia de radiolarios, que unida a un patrón de circulación lenta, característica general de los mares cálidos de la Era Mz propiciaría una mayor demanda de O_2 que el suministro de éste, generando condiciones anóxicas en la columna de agua.

Los radiolarios son organismos que proliferan en un medio eutrófico y que por tanto son índice de una alta productividad biológica superficial, la presencia de estos de manera intermitente indican fluctuaciones en las condiciones paleoceanográficas durante este intervalo, que pudiera ser el resultado del incremento del aporte rápido continental producto de variaciones estacionales (como periodos alternantes de climas áridos y húmedos) reflejo de los ciclos de Milankovich que enriqueció el nivel de nutrientes en las masas de agua, mas bien que debido a corrientes ascendentes de "upwelling". El comportamiento del género **Nannoconus** es controvertida, de acuerdo a varios autores estos se adaptan a condiciones oligotróficas (de bajo nutrientes). En la sección de estudio no se observa clara la tendencia debido posiblemente a que no siempre se aprecia la frecuencia de este grupo por la recristalización de la roca, pero se observa una mayor proporción de este grupo cuando son escasos los radiolarios, siempre y cuando las calizas no presenten fracción siliciclástica, lo que indicaría entonces una respuesta a condiciones oligotróficas, pero esto indudablemente necesita mas estudio. Sea cual sea la causa esta "explosión" de **Nannoconus** produce igualmente un aumento de la productividad primaria con la consiguiente alta demanda de oxígeno en la columna de agua pudiendo originar condiciones anóxicas.

La ausencia casi total de fauna bentónica (solo se reportan muy escasos foraminíferos bentónicos en el núcleo 38) nos indican condiciones anóxicas en el fondo marino.

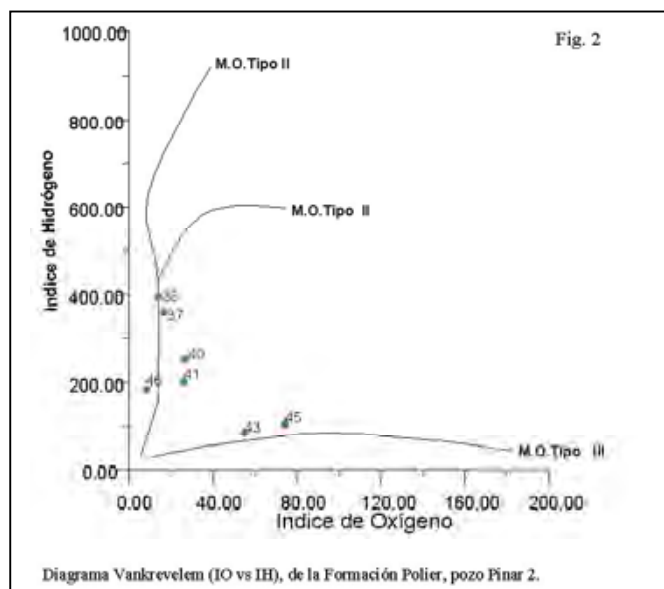
Se observa además abundantes micropaleocípodos pelágicos en algunos núcleos, organismos que presentan alta tolerancia a condiciones anóxicas. Este fenómeno ha sido observado en Trinidad en el Barremiano (Koutsoukos et al, 1985).

Condiciones anóxicas de deposición se expresa por la preservación de la estratificación y la abundante pirita autógena que caracteriza esta secuencia como potencialmente generadora de HC, corroborada por los análisis de Rock-Eval y de contenido de COT, donde se muestran valores de COT desde 0.8 hasta 2.7 % y valores de S_2 entre 2.06 y 10.01 Hc/g de muestra (Ver Tabla I), correspondiente a valores desde muy pobres a muy buenos. Es destacable que los



valores mejores corresponden a la parte alta del corte donde se aprecia una disminución del aporte siliciclástico debido probablemente a condiciones tectónicas sedimentarias más estables. Se ha señalado por diversos autores que las corrientes turbidíticas pueden oxigenar temporalmente áreas con condiciones anóxicas de fondo con la introducción de “nuevas aguas” (Emery *et al* ,1962 Sholkovitz,1975). Esta pudiera ser la razón por lo que la parte superior del corte presenta condiciones mas favorables para la generación y preservación de MO. El ploteo de los valores de Índice de hidrogeno VS Índice de Oxígeno en un diagrama de Van Krevelem modificado donde se muestra los tipos de Kerógenos que confirman esta apreciaciones , ya que en los núcleos inferiores de la secuencia presenta mezcla de kerógeno originado de materia orgánica de carácter continental (Tipo III) y de carácter marino (Tipo II), mientras que los núcleos superiores muestra sólo kerógeno de Tipo II, de origen marino. (Ver figura 2).

Este estudio permite una vez mas comprobar que es imprescindible un tratamiento interdisciplinario para una mejor comprensión de la génesis y la distribución estratigráfica de los depósitos generadores de HC.



Conclusiones

- Se reporta una asociación faunal constituida fundamentalmente por foraminíferos planctónicos, nannoconídos, radiolarios, micropelecípodos y cadosínidos, que permiten datar la secuencia como Barremiano.
- El análisis de la composición y calidad de la asociación faunal, así como la talla del complejo de foraminíferos planctónicos, nos permite inferir que durante la deposición del Barremiano en el sector septentrional de la Paleocuenca de Sierra del Rosario existían condiciones de anoxia en el fondo oceánico, así como, la expansión de la ZMO hacia capas superficiales.
- La deposición de sedimentos ricos en MO, preservación de la estratificación y abundancia de pirita autógena en todo el corte son la expresión de una deposición en medio anóxico.



- Análisis de Rock-Eval y del COT muestran potenciales de generación desde pobres a muy buenos, coincidiendo los valores mas favorables hacia la parte alta de la secuencia donde ocurre una marcada disminución del aporte continental por corrientes de turbidez.
- La evaluación de los tipos de Kerógenos muestra en la parte alta de la sección solo kerógeno de origen marino (Tipo II), mientras que en la parte inferior existe mezcla de kerógeno de tipo II y de tipo III, que corrobora la disminución del aporte continental hacia la parte alta del corte.

Referencias bibliográficas

- Cobiella J, L., A. Hernández N. Díaz., P. Pérez., 1997. Estudio de algunas areniscas de las Formaciones San Cayetano y Polier, Sierra del Rosario, Cuba Occidental. *Revista Minería y Geología*, XIV (3), p. 59-68.
- Demaison, G.J., G.T Moore., 1980. Anoxic environments and oil source Bed Genesis. *The American Ass. of Petrol. Bull*, 64 (8): 1179-1209.
- Deres, F., J. Achéritéguy, 1980. Biostratigraphie des nannoconides. *Bul. Cent. Rech Explor. Prod. Elf-Aquitaine*, 4 (1):1-53.
- Emery, K. O. J. Hülseman, 1962. The relationship of sediments, life and water in marine basin: Deep-sea Research, 8, p.165-180
- Erba, E., 1994. Nannofossils and superplumes: the early "Aptian crisis". *Paleoceanography*, 9: 483-501.
- Koutsoukos, E. A. y K. A. Merrick, 1985. Foraminiferal paleoenvironments from the Barremian to Maestrichtian of Trinidad, West Indies. *Firt geological Conference of the G. S. T.T.* p: 85-101
- Mello, M. R., E. A. Koutsoukos, M. B. Hart, S. C. Brussell J. R. Maxwell, 1989. Late Cretaceous anoxic events in the Brazilian continental margin. *Org. Geochem.* 14 (5):529-498
- Pszczółkowski, A., 1978. Geosinclinal sequences of the Cordillera de Guaniguanico in western Cuba: their lithostratigraphy, facies development and paleogeography. *Acta Geol. Polonica*, 28 (1): 1- 80.
- Pszczółkowski, A., 1987. Secuencias miogeosinclinales de la Cordillera de Guaniguanico: Litoestratigrafía, desarrollo de facies y paleogeografía. En : *Contribución a la geología de la provincia Pinar del Río*. Ed. Científico – Técnica, La Habana, p. 5-84
- Pszczółkowski, A., 1999. New data on the Lower Cretaceous microfossil and nannoconid stratigraphy in the Guaniguanico terrane of western Cuba. *Studia Geol. Polonica*, 114: 7 -13. Figs.1-15.
- Pszczółkowski, A., R. Myczynski, 1999 a. Nannoconid assemblages in Upper Hauterivian-Lower Aptian limestones of Cuba: their correlation with ammonites and some planktonic foraminifers. *Studia Geol. Polonica*, 114: 35-75. Figs.1-1`3, Tabs.1-3.
- Sholkovitz, E. R., A. Soutar, 1975. Changes in the composition of the bottom water of the Santa Barbara basin: effect of turbidity currents. *Deep Sea Research*, 22:13-22.
- Sliter, W. V., 1996. Cretaceous planktic Foraminifers examined in thin section. Short course. Rio Janeiro, Brasil.

DISTRIBUCION DE LA MICROFAUNA EN LOS DEPOSITOS DEL BARREMIANO DEL POZO PINAR 2

Tabla I

EDAD	FORMACION	LITOLOGIA 1: 5000	NUCLEOS	ZONAS DE FORAMINIFEROS (Sliter, 1996)	FORAMINIFERA												MISCELANEA				NANNOCONUS												TIPO DE M. O.	COT %				S ₂				OBSERVACIONES																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
					Globigerinelloides aptense	G. gr. blowi-gottisi	Globigerinelloides sp.	Globigerinelloides duboisi	Globuligerina sp.	Hedbergella similis	Hedbergella sigali	Hedbergella deltoensis	Hedbergella apica	Hedbergella aff. H. aptiana	Hedbergella kuznetzovae	Hedbergella spp.	Clavhedbergella semielongata	Foraminiferos bentónicos	Radiolarios	Colomisphaera heliosphaera	Colomisphaera vogleri	Committosphaera sp.	Frag. de bivalvos pelágicos	Nannoconus steinmanni st.	N. steinmanni minor	Nannoconus bermudezii	Nannoconus colomii	Nannoconus elongatus	Nannoconus minutus	Nannoconus kampneri	Nannoconus bucheri	Nannoconus globulus		Nannoconus circularis	Nannoconus gr. truititii	Nannoconus spp.	1	2	5	10																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
2700	B A R R E M I A N O	P O L I E R (Parte)		• 35	Globigerinelloides duboisi - G. blowi			cf	x	cf			x	x					x	x																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							

× ESCASOS (de 1 a 5 Ejemplares)

● ABUNDANTE (Mayor de 20 Ejemplares)

○ PRESENCIA (Sin frecuencia)

● COMUN (de 6 a 20 Ejemplares)

R RECRISTALIZADO



Caliza arcillosa



Caliza limosa



Limolita cuarcífera



Arenisca cuarcífera



Argilita



Materia orgánica



Pirita



ESTUDIO PETROFÍSICO EN LOS SEDIMENTOS DE CUENCA A CUESTAS (PIGGY-BACK) EN EL EJEMPLO DE LOS PALACIOS.

Olga Castro Castiñeira, Juan Rodríguez Loeches, Osvaldo López Corzo, José Fernández Carmona, Lourdes Pérez Estrada, Aliena Nieves Flores.

Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba, E-mail: olgac@ceinpet.inf.cu, loeches@ceinpet.inf.cu, ocorzo@ceinpet.inf.cu, josef@ceinpet.inf.cu, perezl@ceinpet.inf.cu, aliena@ceinpet.inf.cu.

RESUMEN

La cuenca Los Palacios pertenece al tipo de cuenca auestas (piggy-back) y su estudio se realiza debido a la similitud que sus sedimentos, y por tanto los reservorios y sellos, puedan tener con los de la cuenca de la amplia franja de la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México.

La caracterización de las electrofacies, y el análisis de los reservorios se hizo en la mayoría de los pozos con los registros de resistividad y de potencial espontáneo. Con la ayuda de los núcleos se realizó el estudio petrofísico completo de las formaciones.

Al integrarse toda la información, se encontró que las secuencias en los pozos son litológicamente heterogéneas, de ahí la variabilidad de los registros y propiedades de los sellos y reservorios. En estos últimos hay un predominio de la porosidad intergranular. Los intervalos sellantes tienen baja calidad por la presencia de mucho material arenoso intercalado.

A pesar de la heterogeneidad del corte, se pudo establecer al menos un intervalo con excelentes propiedades como reservorio en cada pozo entre el Eoceno Inferior y el Oligoceno Superior, como final de una regresión. Se tiene también por lo menos un intervalo con buenas características sellantes, dado el grado de arcillosidad, como parte de un período transgresivo que alcanza la superficie de máxima inundación y se ubica entre el Paleoceno Superior y el Oligoceno Inferior.

ABSTRACT

Los Palacios basin belong to the piggy-back basin type, and their study is carried out due to the similarity that their sediments, and therefore the reservoirs and seals, can have with those of the basin of the wide fringe of the Exclusive Economic Zone of Cuba in the Gulf of Mexico.

The characterization of the electrofacies, and the analysis of the reservoirs was made in most of the wells with the resistivity and the spontaneous potential logs. With the help of the cores was carried out the complete petrophysical study of the formations.

When all the information was integrated, it was found that the sequences in the wells are lithologically heterogeneous, therefore there is the variability of the registrations and properties of the seals and reservoirs. In the last interval there is a predominance of the intergranular porosity. The seal intervals have low quality because of the presence of much sandy material inserted.

In spite of the heterogeneity of the rocks, it could be at least an interval with excellent properties like reservoir in each well between the Lower Eocene and the Highest Oligocene, as a final of a regression. There is also at least an interval with good seal characteristic, given the clay amount, like part of a transgressive period that reaches maximum flooding surface, and it is located between the Highest Paleocene and Lower Oligocene.

Introducción.

La cuenca Los Palacios pertenece al tipo de cuenca auestas (piggy-back) y su estudio se realiza debido a la similitud que sus sedimentos, y por tanto los reservorios y sellos, puedan tener con los de la cuenca de la amplia franja de la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el



Golfo de México (Tenreyro, 1997). Este tipo de estudio se había realizado anteriormente para los carbonatos (Valladares, 1997), desarrollándose ahora en esta cuenca para rocas terrígenas con diferentes propiedades.



Figura 1. Mapa de ubicación de los pozos en la cuenca Los Palacios.

La ubicación de los pozos en la cuenca es arealmente heterogénea: algunos pozos muy cerca entre sí y otros bastante alejados. Esta distribución se puede apreciar en el mapa de la Figura 1. El corte se puede interpretar como una cuenca desarrollada sobre secuencias de arco volcánico, de carácter clástico – carbonatado y que se divide en tres grandes paquetes litológicos (Fernández, 2002):

Primer paquete: Completamente clástico, que abarca desde el Cretácico hasta el Eoceno medio, compuesto por areniscas (litoarenitas, arcosas y algunas cuarzoarenitas), conglomerados y en menor medida limolitas. Se intercalan algunos carbonatos.

Segundo paquete: Se interestratifican clásticos y carbonatos de diversas texturas también con componente clástico, abarca desde el Eoceno superior hasta el Oligoceno inferior.

Tercer paquete: Completamente carbonatado y carbonatado arcilloso, compuesto por calizas y margas con texturas esenciales de wackestone y packstone. Hacia los horizontes inferiores puede haber material clástico subordinado mezclado con calcáreos. Abarca desde el Oligoceno superior hasta el Mioceno.

Materiales y Métodos.

En la Tabla I se presentan los registros que se utilizaron para la caracterización de las electrofacies y el estudio de los reservorios en las rocas.

Tabla I. Registros utilizados para el estudio de los pozos.

Pozo	Registros
Rojas 1	Resistividad Normal y Reversa, y Potencial Espontáneo (SP).
San Diego 1	Resistividad (2Z18") y Potencial Espontáneo (SP).
Baños 1	Resistividad (Normal) y Potencial Espontáneo (SP).
Baños 2	Resistividad y Potencial Espontáneo (SP).
Los Palacios 1A	Resistividad AM16", AM64" y AO18'8", y Potencial Espontáneo (SP).
Los Palacios 3	Resistividad AM16", AM64", AO18'8", y Potencial Espontáneo (SP).
Remedios 1	Resistividad AM16" y Potencial Espontáneo (SP).
Candelaria 1	Resistividad (Normal y Gradiente), SP, Cáliper, Rayos Gamma (GR), Porosidad (PHIN) y Sónico (Dt).
Las Mangas 1	Resistividad (Normal y Gradiente), SP, Cáliper, Rayos Gamma (GR), Porosidad (PHIN) y Sónico (Dt).



Se contó con los núcleos de los pozos Candelaria 1 y Las Mangas 1, a los que se les realizaron los análisis rutinarios de contenido de carbonatos (C), arcillosidad (Q_{100}), porosidad (\emptyset), densidad y permeabilidad (K). Además, para algunas muestras se determinó la saturación de agua residual (Sar) por los métodos indirectos de centrifugación y de capilarimetría, así como la resistividad, la Ley de Stokes y las propiedades acústicas.

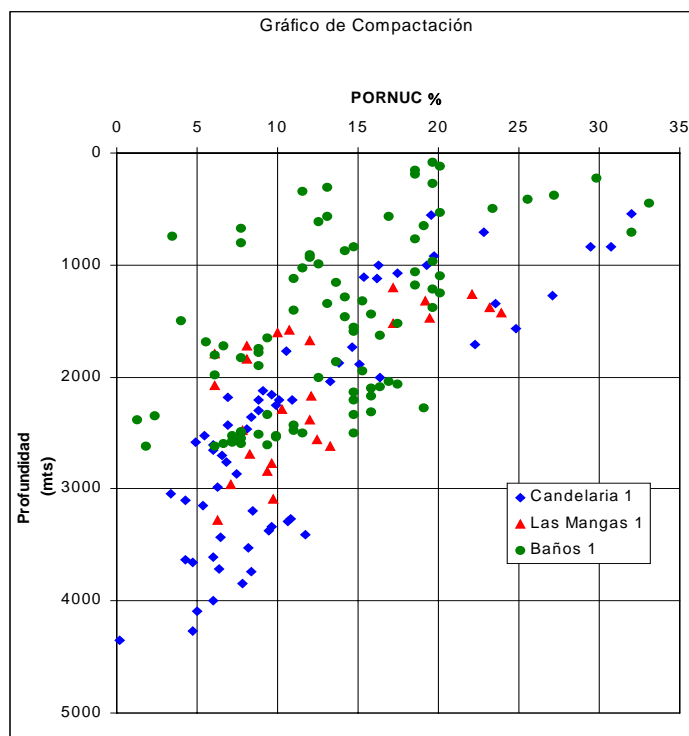


Figura 2 Variación de la Porosidad por Núcleos en función de la Profundidad para los pozos Candelaria 1, Las Mangas 1 y Baños1.

El pozo Baños 1 perforado en el año 1948, se analizó con otras técnicas. A los núcleos cortados se les determinó la densidad húmeda y posteriormente se calculó la densidad seca. En el presente trabajo, para el cálculo de la porosidad, se construyó una dependencia de densidad vs porosidad empleando mediciones en muestras de núcleos de los pozos Candelaria, Las Mangas y otros de la región Pinar del Río. Se obtuvo una ecuación de regresión con la cual fue calculada la porosidad para los núcleos del pozo.

En los pozos más antiguos, los análisis son escasos.

En la Figura 2 se presenta la variación de la Porosidad por núcleos en relación con la Profundidad para los pozos Candelaria 1, Las Mangas 1 y Baños 1, donde a partir de los 4000 m se observa el efecto de la compactación.

Resultados y Discusión.

1. Caracterización de las Electrofacies.

El corte en la Cuenca Los Palacios caracterizado por la diferenciación de las rocas relacionada con las diferentes edades puede manifestarse en los registros y propiedades de las rocas por los análisis de núcleos.

Esta variabilidad en la composición litológica, es reflejada por las electrofacies en los registros (Serra, 1986). Las mismas están muy relacionadas con la presencia de sellos y reservorios en todo el corte, independientemente de la edad, por lo que se definen a partir de estos. A continuación se describen las electrofacies más generales encontradas en el área:

- Los valores medios a altos de Resistividad, el Potencial Espontáneo con deflexiones negativas, la Porosidad alta, el Cáliper cercano al nominal y los Rayos Gamma con tendencia a tomar valores bajos responde a la composición calcárea o arenosa calcárea.

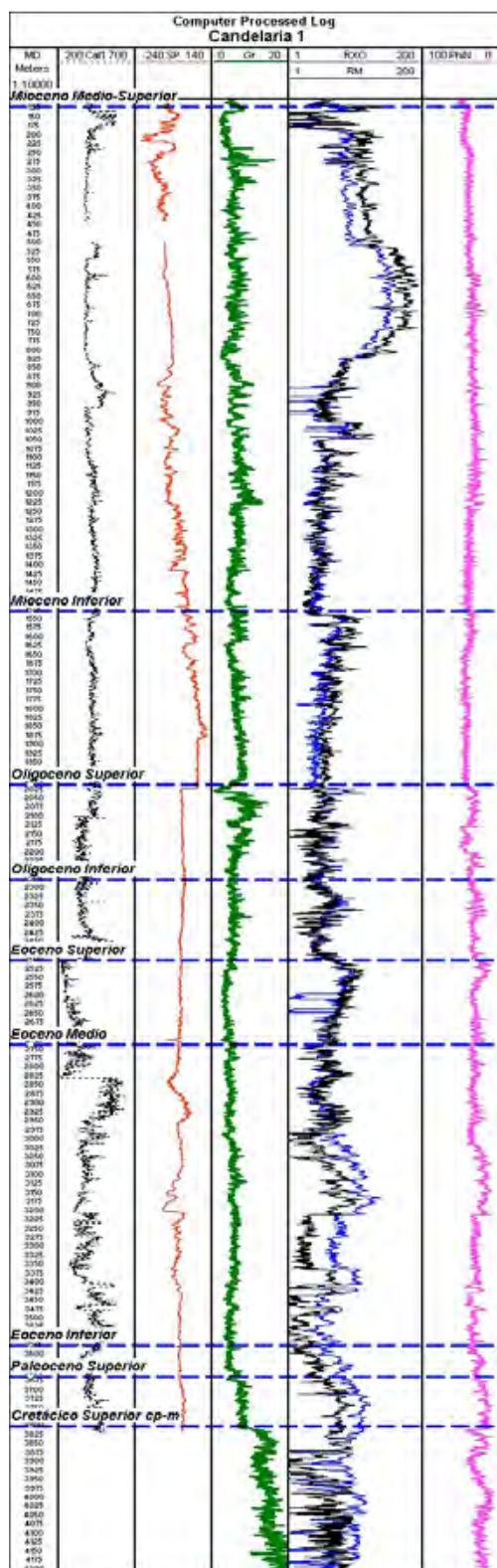


Figura 3. Electrofacies en el pozo Candelaria 1

- Mientras más calcárea es la roca, los registros son más homogéneos, ya que las areniscas son de distinta composición y están muy mezcladas con arcillas y argilitas. Constituye un reservorio de buena calidad. Puede llegar a ser excelente, evidenciándose por un potencial espontáneo muy negativo.

- Los valores de Resistividad bajos, el Potencial Espontáneo con deflexiones máximas positivas, el Cáliper aumentado, la Porosidad muy alta y los Rayos Gamma que tienden a ser altos es la respuesta de las arcillas, que constituyen los mejores sellos de las formaciones.

- Hay casos intermedios donde los valores de Resistividad son de medios a bajos, las deflexiones negativas del Potencial Espontáneo no son apreciables, la Porosidad es variable, el Cáliper es algo aumentado y los Rayos Gamma son variables. Corresponde a las areniscas de distinta composición, conglomerados, calizas y margas muy mezcladas con arcillas, por lo que se presenta un reservorio muy malo. Si la resistividad tiende a ser baja, se debe a la presencia de mayor contenido de arcilla en la roca, y entonces se trata de un sello muy malo.

- Puede presentarse en algunas zonas, secciones con electrofacies de reservorio y de sellos en cortos intervalos, considerándose que se alternan entre ellos.

En la Figura 3 se presentan los registros del pozo Candelaria 1, donde se hizo la división por electrofacies, que responden a las edades determinadas por micropaleontología.

2. Características de los reservorios y sellos.

En la Tabla II se expone un resumen de las características generales de estas rocas y en la Tabla III están plasmados los valores promedio de los análisis realizados a las muestras, que sirven para argumentar sus propiedades de reservorio, esgrimiéndose como fundamento para la discusión. En el texto se particulariza en algunos pozos para resaltar sus características.



Sedimentos del Cretácico.

La permeabilidad resulta muy baja en las rocas analizadas, aunque pueden encontrarse areniscas menos afectadas por la presencia de carbonatos y con buen comportamiento como reservorio, con altas permeabilidades y bajas saturaciones de agua residual.

Correspondiente a esta edad se obtuvo una correlación de $\Delta t = F(\emptyset)$, donde el Δt del esqueleto es de 171 $\mu\text{s/m}$, más cercano a las areniscas (167 – 180 $\mu\text{s/m}$).

El Cretácico en general puede comportarse como reservorio o sello (pueden alternarse ambos). En el primer caso la porosidad es de tipo intergranular. En el segundo caso, puede constituir una roca madre debido a las variaciones faciales. La porosidad total promedio puede encontrarse entre 8 y 22 % para los núcleos, y entre 10 y 23 % para la interpretación.

Sedimentos del Paleógeno.

El Paleoceno tiene un comportamiento sello-reservorio no muy bien definido por su diversidad litológica, se corresponde mejor con un sello de mala calidad representado por limolitas con componente arenoso y más raramente conglomerático. En las zonas donde hay desarrollo de arcosas la secuencia se comporta localmente como reservorio. Las arcosas que se intercalan presentan algunos poros intergranulares.

En el análisis de capilarimetría (Bennion, 1995), el pozo Candelaria 1 presenta un buen ejemplo de la variación litológica del corte: el núcleo 57 está constituido fundamentalmente por material arcilloso, arenisca y carbonatos y presenta un resultado de presión capilar donde se manifiesta un buen sorteo en la distribución del tamaño de los poros con baja Sar en una muestra de arenisca; en el núcleo 58 prevalece el material volcánico, presentando un predominio de la microporosidad (Swanson, 1985) en una roca volcánica, con elevada Sar.

Por otra parte, hacia el oeste, el pozo San Diego 1 tiene reportada escasa porosidad, mientras que en el pozo Palacios 3, la porosidad es de 35%, la cual resulta más elevada que en el resto de los pozos. Para este pozo, la saturación de agua de 88% le da un carácter acuohumectante, con una porosidad efectiva de solamente 4,2 %. La permeabilidad de la matriz debe de ser baja, al estar caracterizada por un sistema microporoso con mayoría de radio de poros menores de 0.5 micras.

La porosidad total por interpretación puede estar entre 12 y 38 % de acuerdo a las variaciones que se presentan entre reservorios y sellos.

El Eoceno Superior puede comportarse litológicamente como un reservorio de calidad pobre por su heterogeneidad en cuanto a composición, y por su porosidad de tipo microfracturado en los carbonatos e intergranular en los paquetes clásticos, aunque en estos últimos ocurre muy a menudo la cementación que ocluye espacios porosos.

En el Eoceno Inferior y Medio, al no existir una distribución regular de estos cortes en el área y debido a la diversidad de litologías intercaladas unas con otras, es difícil definir un comportamiento sellante o de almacén. Las intercalaciones de limolitas en la parte más baja del Eoceno Medio así como las margas del Eoceno Inferior le dan un carácter más bien sellante a este paquete.

La parte media del Eoceno Medio (carbonatos peloidales) se comporta como un reservorio intergranular con algunas microfracturas.

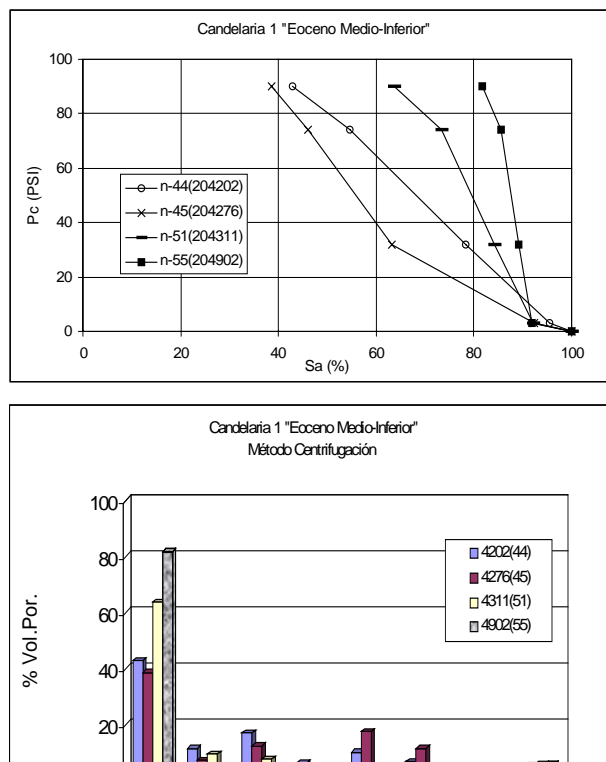


Figura 4. Curva de Presión Capilar vs Saturación de Agua y Porograma para los núcleos del Eoceno Medio-Inferior en el pozo

Aisladamente en los carbonatos se detectaron algunas microfracturas con bitumen oxidado, los clásticos, sobre todo las arcosas, presentan porosidad intergranular.

En las curvas de presión capilar, como las correspondientes a núcleos de Candelaria 1, continúa observándose el predominio de la microporosidad (Figura 4), lo que hace que la permeabilidad no alcance 1 mD y que la saturación de agua residual se mantenga elevada como en los depósitos anteriores. Pueden encontrarse excepciones, como el núcleo 45, que presenta los mayores valores de permeabilidad con un predominio de la mesoporosidad en su sistema poral.

Para el Eoceno, los valores de la porosidad total calculada por la interpretación de registros y por núcleos, pueden tener valores promedio generales entre 6 y 28 %. Las porosidades más altas se obtuvieron en el pozo Remedios.

así como algunos poros intergranulares. corresponderse con un reservorio.

En la parte alta del Oligoceno Superior las rocas tienen microfracturas finas y cortas Litológicamente esta secuencia pudiera

La parte baja del Oligoceno Superior tiene un comportamiento como reservorio de mala calidad debido al predominio de material arcilloso-calcáreo, hay algunos horizontes de grainstone-rudstone que mejoran localmente estas propiedades.

El paquete del Oligoceno Inferior tiene un comportamiento diverso, el contenido margoso y arcilloso-calcáreo pudieran darle características sellantes. No obstante, hay capas arenosas con microfracturas, microvúgulos y espacios intergranulares que localmente proporcionan cualidades de reservorios.

En este corte se presentan rocas de composición arcillosa-siliciclástica, que pueden ser roca madre. Aparece, hacia el Oligoceno Superior o entre el Superior y el Inferior, un horizonte muy permeable (SP muy negativo), con muy buenas propiedades como reservorio. Hacia el Oligoceno Inferior, la tendencia a presentar sellos es mayor, y pueden ser de los mejores en la Cuenca, como el de Baños 1.

En estos depósitos hay una proporción alta de carbonatos y de arcillas. Entre los valores menores de porosidad, el de 4.5 % en el Oligoceno Inferior corresponde a un conglomerado (Remedios 1). En el otro extremo está el valor de 24.1 % para Los Palacios 1A en el Oligoceno Superior. La Sar es elevada y muy pobre la permeabilidad. El núcleo 22 de Candelaria 1



presenta un resultado de presión capilar donde predominan los radios de poros menores de 0.5 micras con muy poco desplazamiento para las primeras presiones aplicadas, con un predominio de la microporosidad.

La porosidad es muy variable, con un amplio rango de valores, como ya se vio en los núcleos; para los registros es de 11 a 22 % como promedio.

Sedimentos del Neógeno.

El Mioceno Inferior presenta características de reservorio en la mayoría de los pozos que se encuentran más al oeste, mientras que hacia el este, aumenta la proporción de sello. Los reservorios son variables en sus propiedades, y los sellos son de baja calidad dada la proporción de arcilla presente. De forma general puede decirse que el Mioceno Medio-Superior presenta características de reservorio.

La parte media a superior del Mioceno tiene mejores características como reservorio (sin llegar a ser buenas) que la parte inferior, donde crece ligeramente el contenido arcilloso. A veces la parte baja del Mioceno Inferior, cuando se intercalan calizas arenoso-conglomeráticas, tiene buenas porosidades intergranulares.

Se destaca la influencia determinante de la microporosidad y la mesoporosidad.

En el pozo Los Palacios 1A hay dos valores de Porosidad correspondientes al Mioceno Inferior (23% y 26%) que son los más altos entre todos los pozos analizados.

La porosidad también se determinó por distintas variantes de interpretación del registro neutrónico, encontrándose valores desde 22 hasta 40 % para la interpretación más acertada de estas secuencias. Estas porosidades tan altas son la expresión de una roca poco consolidada, en las que el aumento de la resistividad responde a la constitución calcárea que presenta por intervalos.

Conclusiones.

1. Las secuencias son litológicamente heterogéneas, de ahí la variabilidad de los registros y propiedades de los sellos y reservorios.
2. Para todo el corte, los valores de resistividad son medios a bajos, con excepción del Mioceno, en que pueden alcanzar valores altos (>100 ohm).
3. La porosidad de núcleos siempre resulta menor que la de interpretación debido a que en los primeros no se detecta la presencia de arcilla, que se hace evidente en los registros.
4. La porosidad tiende a disminuir con la profundidad, lo que se corrobora con la curva de compactación construida para los tres pozos mejor nucleados; a partir de los 4000 m se manifiesta claramente.
5. La porosidad, aunque llega a alcanzar valores altos, en sentido general está representada por microporos, demostrado en las curvas de presión capilar vs. saturación de agua residual, lo que implica una baja permeabilidad. En casos aislados hay buena distribución de mesoporos, y más raro aún, de macroporos. Esto corresponde con la porosidad que se describe en las secciones delgadas, donde hay un predominio de la porosidad intergranular.



y con el cálculo realizado de la porosidad efectiva. También corresponde en los registros a la alta porosidad, los valores medios de la resistividad y la poca deflexión negativa del SP.

6. Pudo depositarse por lo menos un intervalo con excelentes propiedades como reservorio en cada pozo; el mismo se ubica entre el Eoceno Inferior y el Oligoceno Superior, como final de una regresión.
7. Los intervalos sellantes tienen baja calidad por la presencia de mucho material arenoso intercalado, lo que es descrito litológicamente y se manifiesta en los registros por la baja resistividad unido a deflexiones negativas del SP que indican cierta porosidad.
8. Se pueden encontrar intervalos con buenas características sellantes, dado el grado de arcillosidad, reflejado en la disminución de la Resistividad, el máximo positivo del SP y un cierto aumento de los Rayos Gamma, como parte de un período transgresivo que alcanza la superficie de máxima inundación y se ubica entre el Paleoceno Superior y el Oligoceno Inferior.

Referencias Bibliográficas.

- Bennion, D. B., 1995. Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media - Diagnosis, Prevention and Treatment. 46th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM. Paper 95-69. 9 p.
- Fernández, J., O. Castro, O. López, J. Rodríguez-Loeches, L. Pérez, A. Flores, 2002. Reservorios de la provincia de Pinar del Río: Cuenca Los Palacios – Informe Anexo al Proyecto 2228: Asimilación e la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México. 72 p. Archivo Técnico del Ceinpet.
- Serra, O., 1986. Schlumberger. Análisis de Ambientes Sedimentarios Mediante Perfiles de Pozo. EDIPUBLI S. A. 272 p.
- Swanson, B. B., 1985. Microporosity in Reservoir Rock - Its Measurement and influence on Electrical Resistivity. Transactions of the SPWLA 26th Annual Logging Symposium, Dallas. 11 p.
- Tenreiro, R., R. Otero, S. Toucet, J. G. López, L. E. Navarrete, 1997. Evaluación del potencial de hidrocarburos del sector de influencia económica de Cuba en el Golfo de México. Informe del Proyecto 07-95: Estudio comparativo del potencial de Cuba, SW de México, Venezuela y el Golfo de México. 70 p. Archivo Técnico del Ceinpet.
- Valladares, S., R. Segura, 1997. Informe del Proyecto 2006: Reservorios Carbonatados de Cuba. 850 p. Archivo Técnico del Ceinpet.



Tabla II. Caracterización de las rocas en la Cuenca Los Palacios.

EDAD	LITOLOGÍA	DIAGENESIS	COMPORTAMIENTO	POROSIDAD
Cretácico	Arenitas y ortoconglomerados. Hacia la parte más occidental, aumenta el contenido limoarcilloso.	Porosidad intergranular.	Reservorio intergranular o sello que puede constituir roca madre (pueden alternarse ambos).	Porosidad total: 8 - 22 % para los núcleos, y 10 - 23 % para la interpretación.
Paleógeno: Paleoceno	Limolitas con componente arenoso y más raramente conglomerático. Intercalaciones de arcosas de grano medio a grueso con abundante plagioclasa y moscovita.	Cementación por precipitación de CaCO_3 . Para las arcosas cementación o disolución del CaCO_3 .	Sello de mala calidad, reservorio intergranular de carácter local relacionado con las arcosas.	Porosidad total por interpretación: 12 - 38 %.
Paleógeno: Eoceno Superior	Carbonatos fragmentarios y paquetes clásticos.	Microbrechamiento en la parte calcárea. Cementación que ocluye poros en los clásticos.	Reservorio pobre.	Porosidad total calculada por interpretación y núcleos: 6 - 32 %.
Paleógeno: Eoceno Medio-Inferior	Arenas, conglomerados, carbonatos arcillosos, limos.	Disolución con formación de microvúgulos, ligera fracturación, compactación, dolomitización.	Reservorio intergranular para los carbonatos, con microfracturas. Sello para las limolitas y margas.	
Paleógeno: Oligoceno Inferior y Superior	Calizas con contenido arcilloso variable, a menudo arenosas, margas con contenido limoarenoso de cuarzo, plagioclasas y escasos pedernales.	Disolución con formación de microvúgulos, fracturas finas, cementación para de los clásticos, dolomitización, disolución, microfracturas. glauconita autógena en calcáreos.	Roca madre, reservorio y sello.	Porosidad, con un amplio rango en núcleos; en registros 11 - 22 %.
Neógeno: Mioceno	Calizas arcillosas y margas fosilíferas, detrítica de cuarzo. Intercalaciones de argilita calcárea y lentes arenoso-conglomeráticos.	Disolución, con formación de microvúgulos, dolomitización.	Reservorio: rocas poco consolidadas.	Porosidad por interpretación: 22 - 40 %.



EDAD	LITOLOGIA			DIAGENESIS			COMPORTAMIENTO			POROSIDAD		
C (%)	Cretácico Inferior			Cretácico Superior			Cretácico Superior			Paleoceno Inferior		
EDAD	Oligoceno Inferior			Oligoceno Superior			Mioceno Inferior			Mioceno Med-Sup		
Dv G/cm³	Media	Mín	Máx	Media	Mín	Máx	Media	Mín	Máx	Media	Mín	Máx
Sa (%)	75.31	74.82	75.80	61.17	54.62	72.20	-	-	-	53.46	-	-
Kv (mD)	0.330	-	-	0.176	0.010	0.460	-	-	-	0.010	-	-
Kh (mD)	0.480	-	-	0.228	0.010	0.673	-	-	-	0.210	-	-
K Cil (mD)	0.570	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PorEfec. (%)	1.98	1.51	2.44	3.26	1.38	4.91	-	-	-	5.64	-	-
PorReg. (%)	22.60	-	-	19.36	10.30	23.00	-	-	-	29.60	-	-

EDAD	Paleoceno Superior			Eoceno inferior			Eoceno Medio			Eoceno Superior		
ANALISIS	Media	Mín	Máx	Media	Mín	Máx	Media	Mín	Máx	Media	Mín	Máx
C (%)	7.80	6.27	9.33	43.66	37.78	51.70	29.67	7.38	58.73	68.53	61.18	84.53
Q₁₀₀ (Meq/g)	4.38	2.50	6.27	2.76	2.27	3.20	3.13	1.24	5.03	5.19	2.40	8.22
Por (%)	9.34	1.80	34.80	11.39	0.18	27.14	11.08	3.33	28.20	6.39	4.88	8.11
Dv G/cm³	2.496	2.390	2.683	2.390	1.919	2.732	2.498	2.379	2.610	2.479	2.244	2.584
Sa (%)	75.92	65.05	88.00	73.55	66.20	80.90	66.44	49.08	83.70	33.20	5.57	76.45
Kv (mD)	-	-	-	-	-	-	1.016	0.310	4.400	0.615	0.010	2.565
Kh (mD)	520.00	-	-	-	-	-	2.079	0.613	10.127	1.007	0.010	4.190
K Cil (mD)	-	-	-	-	-	-	1.239	0.010	8.900	0.600	0.200	1.380
PorEfec. (%)	2.84	2.12	4.18	1.42	0.82	2.03	2.68	0.74	4.81	1.87	1.32	3.47
PorReg. (%)	21.38	12.40	37.70	15.50	-	-	11.37	7.00	14.00	12.54	9.80	16.20
ANALISIS												
C (%)	51.68	47.83	55.77	61.30	53.35	75.15	75.83	63.92	85.92	85.80	73.30	97.20
Q₁₀₀ (Meq/g)	9.55	4.27	13.20	13.01	1.90	22.80	6.15	0.80	13.20	3.54	0.90	6.25
Por (%)	11.10	3.95	19.59	13.78	6.93	24.10	18.25	3.42	33.07	22.28	15.35	32.02
Dv G/cm³	2.388	2.146	2.618	2.353	2.130	2.586	2.201	1.740	2.634	2.089	1.840	2.261
Sa (%)	73.59	68.05	78.70	69.04	54.10	82.35	68.18	18.00	83.50	58.48	21.64	93.10
Kv (mD)	0.301	0.010	0.682	0.539	0.010	3.605	0.043	0.010	0.135	1.680	0.010	8.450
Kh (mD)	5.851	0.010	13.573	0.388	0.010	1.058	0.051	0.010	0.304	2.149	0.010	10.096
K Cil (mD)	0.110	-	-	0.380	0.380	0.380	0.429	0.010	1.410	13.488	0.610	32.900
PorEfec. (%)	-	-	-	3.32	1.62	5.46	6.31	2.28	20.35	9.15	2.12	23.08
PorReg. (%)	11.24	9.10	13.40	22.10	18.50	24.50	35.96	32.20	40.00	33.50	22.30	39.60

Tabla III. Resumen de los resultados petrofísicos y de interpretación por edad.



HIDROCARBUROS, ROCAS MADRE Y TENDENCIA DE LA MADURACIÓN EN CUBA OCCIDENTAL.

Olga Pascual F¹, Orelvis Delgado L², Juan G. López R³, José O. López Q⁴, Zulema Domínguez S⁵.

1 ceinpet, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro C.H.

2 ceinpet, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro C.H, orelvis@ceinpet.inf.cu

3 ceinpet, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro C.H; juanguillermo@ceinpet.inf.cu

4 ceinpet, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro C.H, jorlando@ceinpet.inf.cu

5 ceinpet, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro C.H, zulds@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

Conocer los tipos genéticos y calidad comercial de los hidrocarburos presentes en Cuba Occidental es importante para disminuir los riesgos en la exploración petrolera. Varios elementos y procesos influyen en estas propiedades, pero un papel determinante juegan las rocas madre y los diferentes grados de madurez termal que estas alcancen. Este trabajo se apoya en estudios de biomarcadores y de propiedades físicas realizados a petróleo de los yacimientos y pozos aislados presentes en la región. Para caracterizar las rocas madre se utilizó las técnicas de Rock Eval y para el análisis de la maduración se utilizaron diferentes parámetros geoquímicos tales como: temperatura máxima (Tmax) obtenida por Rock Eval; refractancia de la vitrinita (Ro) e índice de coloración de esporas (ICE), por métodos de microscopía óptica, además los gradientes geotérmicos obtenidos por especialistas Rusos y Cubanos en la década del 70. De esta forma se pudo determinar los diferentes tipos genéticos y calidades de los hidrocarburos presentes en Cuba Occidental, se obtuvieron además mapas que muestran la calidad de las rocas madre que permite realizar un análisis detallado de sus potencialidades por sectores; basados en todos los indicadores de madurez se logró establecer una tendencia de la misma dentro del área que nos ocupa. Puede decirse que:

- En Cuba Occidental existen tres grupos genéticos de hidrocarburos.
- La calidad de los hidrocarburos va a depender mayormente del grado de madurez que alcance la roca madre.
- La tendencia de la maduración es aumentar hacia el occidente.
- Existe una relación directa entre la calidad areal de las rocas madre y las acumulaciones de hidrocarburos, indicando migraciones cortas.
- Las rocas madre de la parte más occidental del territorio parecen haber generado todo su potencial.

ABSTRACT.

Knowledge genetic types and quality of Cuban hydrocarbons is very important in order to diminish the risk during petroleum exploration. These properties depend of some elements and process, but the main role fulfilled by the source rock. That's why the determination of geochemical characteristic in order to get the correlation oils- source rock is the principal factor, its help's also to determine the petroleum bearing potential of the area. Nevertheless, frequently we find different physical properties for an only one hydrocarbon genetic type, depending on the thermal maturity of the source rock. We applied in this work biomarkers and physical properties tools, which were done in wells and petroleum fields. To study source rock the Rock Eval pyrolysis was applied, to study maturation different parameters were applied: Vitrinite Refractance (Ro), Color Spore Index (ICE) and the Geothermal Gradient obtained for Cuban and Russian specialists during the 70's. So we could determine the variety of genetic types and commercial quality were also obtained it's useful to establish the maturity trend of in a given area.

We conclude that:

- In Western Cuba we have three hydrocarbons genetic type:



- **Family I:** Oils generated from kerogen type II, IIs; source rock deposited in open sea carbonate and to anoxic environment (<0.1 ml oxygen/ water liter).
- **Family II:** Oils generated from kerogen type II influenced by terrestrial; source rock deposited in open sea carbonate anoxic environment (<0.1 ml oxygen/ water liter).
- **Family III:** Oils generated from kerogen type II and III; source rock deposited in open sea siliciclastic subanoxic environment (0.1 ml oxygen/ water liter).
- The quality of hydrocarbons depends mainly on the maturation level of source rock.
- Maturation increases westward.
- There is a coincidence between the quality of source rock and the accumulation of hydrocarbon, it could mean that short migrations took place.
- The source rock from western Cuba seemingly generated its whole potential.

Introducción.

En los últimos años en la Exploración Petrolera ha tomado una vital importancia la aplicación del método de los Sistemas Petroleros, el cual involucra un conjunto de elementos y procesos que determinan la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos tales como: Rocas Madre, Reservorios, Sellos, Trampa, Enterramiento, Maduración y Migración. El presente trabajo resume los resultados alcanzados en la caracterización de los Hidrocarburos, Rocas Madre y tendencia de la Maduración en Cuba Occidental (Ciénaga de Majagüillar (Este) – Cabo de San Antonio (Oeste)), para ello se analizaron 560 muestras de rocas de edades desde el Jurásico Superior hasta el Eoceno, así como 22 muestras de petróleos tomadas de los distintos yacimientos y manifestaciones presentes en la región.

Geología.

En la Geología de Cuba Occidental convergen elementos de diferentes Ambientes Tectónicos (Depósitos del Sinryft, Borde Pasivo Jurásico- Cretácico de Norteamérica, Ofiolitas y Arco Volcánico Cretácico) que conforman un cinturón orogénico recubierto por sedimentos más jóvenes. La gran complejidad tectónica ha dado lugar a diferentes interpretaciones sobre las características y ubicación original de las cuencas, así como de su evolución en el tiempo y el espacio. El presente trabajo toma como base el modelo de Constitución y Evolución Geológica de Cuba desarrollado por R. Tenreiro et al 1997.

Materiales y Métodos.

Se utilizaron un conjunto de técnicas geoquímicas y geológicas tales como: 1- Cromatografía Gaseosa y Espectrometría de Masa, para el estudio de los petróleos; 2- Pirólisis de RockEval, para caracterizar las rocas madre [Carbono Orgánico Total (COT), Índice de Hidrógeno (IH), Potencial Generador (S_2)] y determinar su nivel de maduración, 3- Microscopía Óptica para determinar grado de madurez termal (Refractancia de la Vitrinita (R_o)), edades y paleoambientes de las rocas madre.

Hidrocarburos.

En la aplicación del Método de los Sistemas Petroleros el fluido es el elemento principal, a diferencia de otras técnicas exploratorias donde la identificación de las trampas y los reservorios dominan el proceso. Identificar el origen y las calidades comerciales de los hidrocarburos presentes en un área es vital para lograr disminuir los riesgos exploratorios, sin embargo estos durante y después de la migración pueden sufrir alteraciones secundarias que afectan sus propiedades, por ello en este trabajo solo se utilizaron muestras libres de tales procesos.



Para clasificar genéticamente los petróleos de Cuba Occidental se utilizaron las muestras de todas las manifestaciones conocidas en la región (tabla I), a estas se le determinaron sus propiedades físico- químicas, Isótopos de Carbono¹³ y Biomarcadores. El análisis de estos resultados permitió agrupar los crudos en tres familias genéticas (tabla I):

Familia I: Petróleos generados a partir de MO tipo II, IIS, Rocas Madre depositadas en ambiente marino carbonático muy anóxico (<0.1 ml oxígeno/ litro de agua).

Familia II: Petróleos generados a partir de MO tipo II con aporte terrestre, Rocas Madre depositadas en ambiente marino carbonático anóxico (<0.1 ml oxígeno/ litro de agua).

Familia III: Petróleos generados a partir de MO tipo II y III, Rocas Madre depositadas en ambiente marino siliciclástico subanóxico (0.1 ml oxígeno/ litro de agua).

Familia I.

La mayoría de los crudos de esta familia tienen bajas gravedades API (10-25°), altos contenidos de azufre (1.23- 7.44%) y baja maduración. Como excepción encontramos los petróleos de CHD 1X (2899 m), Cayajabos 3, Río del Medio 1 y Los Arroyos 1.

Familia II.

Estos petróleos se caracterizan por altas gravedades API (21.7- 45.4°), bajos contenidos de azufre y niveles de maduración superiores a los de la familia I.

Familia III.

Sus hidrocarburos poseen buenos valores de gravedad API (21.2- 32.5°), contenidos de azufre del orden de 0.27- 2.11% y niveles de maduración de medios a altos.

Rocas Madre.

Los diferentes estudios realizados han permitido caracterizar geoquímicamente los sedimentos presentes en Cuba Occidental, destacándose en este sentido tres niveles estratigráficos: 1. Jurásico Superior (tabla II), 2. Cretácico Inferior (tabla III) y 3. Cretácico Superior (tabla IV). Estas secuencias tuvieron amplias condiciones de deposición (ver tablas II, III y IV) lo que explica la gran variedad de kerógenos presentes (I, II, II/III y III) incluso dentro de una misma formación (fig. 1 A y B). Puede concluirse además que las formaciones de la parte más occidental del área tienen un mayor aporte de plantas terrestres en sus kerógenos mientras que la tendencia en el tiempo geológico es a tener una mayor influencia marina (Fitoplancton) en los sedimentos más jóvenes (CHD 1X y Cupey 1X) (ver fig 1A). Debe destacarse la presencia de kerógenos IIS en las rocas madre de la zona central y oriental del área, a juzgar por el alto contenido de azufre y las bajas gravedades API y madurez de los crudos generados por estas.

La figura 2 y las tablas II, III y IV muestran los valores y distribución del enriquecimiento orgánico en Cuba Occidental. Los mayores valores se registran en los sedimentos del Cretácico Superior, particularmente la formación Carmita en el área de Yumurí (fig 2B), siendo común para los tres intervalos una tendencia a incrementarse hacia la zona Yumurí- Varadero. Sin embargo debemos tener presente que las rocas madre aún después de completar su evolución termal mantiene un elevado contenido de carbono, por ello es el contenido de hidrógeno la clave para la generación de hidrocarburos, cuando este es insuficiente cesa el proceso de generación. La figura 3 refleja el comportamiento del Índice de Hidrógeno (IH) en el área, de la misma se concluye que las rocas de la parte más occidental (Martín Mesa- San Ramón) no poseen suficiente Hidrógeno para continuar generando hidrocarburos, pues presentan valores extremadamente bajos (ver tabla II, III y IV) teniendo en cuenta que: los Sedimentos Jurásicos de esa área poseen kerógenos tipo III como se ha señalado, cuyos valores iniciales de IH oscilan entre 50 y 200 mg HC/ g COT (en el caso de CHD 1X el kerógeno es tipo II/III, cuyos valores iniciales de IH son de 200- 300). Los valores algo superiores en los sedimentos del Cretácico están justificados por poseer kerógenos tipo II los cuales presentan IH iniciales de 300- 600; si se compara el contenido de hidrógeno inicial con el determinado se concluye que



realmente no son contenidos elevados los presentes en el Cretácico. De forma general puede decirse que las secuencias de la región más occidental ya han generado la mayoría de su potencial. Estas ideas se pueden apreciar mejor en la figura 4 donde el potencial generador de los tres intervalos, muestra un incremento hacia el área Varadero- Marbella Mar.

Maduración.

El nivel de maduración termal de las rocas madre se ha determinado a partir de los datos de Temperatura Máxima (Tmax), Refractancia de la Vitrinita (Ro), Índice de Coloración de Esporas (ICE), y como datos adicionales se ha tomado el grado de maduración de los crudos y extractos obtenidos de cada roca. Todos estos métodos tienen deficiencias prácticas, pero al integrarlos se puede obtener una buena estimación de este importante parámetro. De esta forma se obtuvo que la maduración tiende a incrementarse hacia el occidente (fig.5). El dato de Tmax presente en el pozo San Ramón 1 en los depósitos del Cretácico Inferior no es confiable, ya que este parámetro tiene grandes limitaciones para caracterizar sedimentos con alto grado de madurez, sin embargo ese mismo intervalo tiene datos de Ro de 1.45 correspondiendo al rango de sobremaduración, siendo este muy buen parámetro para caracterizar sedimentos maduros, además a esto se suma el hecho de encontrar los crudos más maduros de la Familia I hacia el Oeste de la región (Río del Medio, Los Arroyos, CHD 1X), mientras que hacia el Este se manifiestan inmaduros (Varadero- Majaguillar), pues las rocas madre de esa área generan prácticamente en estado de inmadurez (ver Figura 5), debido al elevado contenido de azufre en sus kerógenos (tipo IIS) que actúa como catalizador. Como excepción está el área Cantel-Camarioca donde las rocas madre alcanzan buenos niveles de maduración a juzgar por las propiedades de los petróleos, ya que a pesar de ser estos los más biodegradados del país (a nivel de los Hopanos) presentan gravedades API de hasta 25°, contenidos de azufre más bajos que los yacimientos vecinos lo cual quiere decir que estos petróleos antes de haber sido afectados por los procesos mencionados tenían aun mejores calidades. Esto pudiese explicarse por los altos gradientes geotérmicos existentes en esa área (fig 6).

Conclusiones.

1. En Cuba Occidental existen tres grupos genéticos de hidrocarburos.
 - a) Familia I: Petróleos generados a partir de MO tipo II, IIS, Rocas Madre depositadas en ambiente marino carbonático muy anóxico ($<<0.1$ ml oxígeno/ litro de agua).
 - b) Familia II: Petróleos generados a partir de MO tipo II con aporte terrestre, Rocas Madre depositadas en ambiente marino carbonático anóxico (<0.1 ml oxígeno/ litro de agua).
 - c) Familia III: Petróleos generados a partir de MO tipo II y III, Rocas Madre depositadas en ambiente marino siliciclástico subanóxico (0.1 ml oxígeno/ litro de agua).
2. La calidad comercial de los hidrocarburos va a depender principalmente del grado de madurez termal que alcance la roca madre.
3. La tendencia de la maduración es aumentar hacia el occidente.
4. Existe una relación directa entre la calidad areal de las rocas madre y las acumulaciones comerciales de hidrocarburos, indicando migraciones cortas.
5. Las rocas madre de la parte más occidental del territorio parecen haber generado todo su potencial al día de hoy.



Bibliografía.

- Bordenave M.L., 1993, Applied Petroleum Geochemistry.
- Cooper B.S., 1984, Source Rock and Oils of the Central and Northern North Sea, Memoria 35 AAPG, 303- 313.
- Mello M.R., 1998, Biomarcadores y Sistemas Petroleros aplicados a la Exploración Petrolera.
- Mello M.R., 1994, Sistemas Petroleros de Brasil, Memoria 60 AAPG, 499- 512.
- Thomas B.M., 1984, Source Rock and Maturity Trend in the Northern Perth Basin Australia, Memoria 35 AAPG, 391- 403.
- Tissot B.P., 1984, Petroleum Formation and Occurrence.

Tabla I, Petróleos estudiados y su clasificación genética.

Familia I		Familia II	Familia III
MO tipo II, IIS		MO tipo II	MO tipo II/III
Ambiente		Ambiente	Ambiente
Marino muy Anóxico		Marino Anóxico	Marino Subanóxico
Carbonato>>arcilla		Carbonato>arcilla	Carbonato<o=arcilla
Los Arroyos 1	Boca de Jaruco	CHD 1X (1802-1876)	Martín Mesa
Río del Medio 1	Pardo 4	Chacón 2	Pinar 2
Cayajabos 3	Puerto Escondido	Madruga 3A	Cantel Camarioca 6
CHD 1X (2899-2900)	Yumurí		
Pacheco 4	Varadero		
Cruz Verde	Guasimas		
Guanabo	Camarioca		
Vía Blanca	Marbella Mar		



Tabla II, Parámetros Geoquímicos de los Sedimentos del Jurásico Superior en Cuba Occidental.

Pozo o localidad	Formación	Paleoambiente	COT (%)			IH (mgHC/g COT)			Maduración		S2 (mgHC/g roca)		
			Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.	Ro%	TmaxC	Prom.	Máx.	Mín.
Río del Medio 1	G. Esperanza	Talud, turbiditas	1,1	1,58	0,62	12	17	3,23	1,42	473	0,14	0,27	0,02
Dimas 1	G. Esperanza	Talud, turbiditas	nd	nd	nd	nd	nd	nd	1,4	480	nd	nd	nd
San Ramón 1	G. Esperanza	Talud, turbiditas	nd	nd	nd	nd	nd	nd	0,9	450	nd	nd	nd
Pinar 1	El americano	Plataforma Externa	0,38	0,59	0,27	3,92	3,92	3,92	nd	373	0,02	0,02	0,02
CHD 1X	Artemisa	Nerítico Externo- Batial	0,57	1,18	0,16	94	200	54	nd	441	0,64	0,93	0,09
M. Mesa	Artemisa	Nerítico Externo- Batial	1,15	1,15	1,15	21,75	21,8	21,8	nd	445	0,25	0,25	0,25
B. Jaruco	Cifuentes	Nerítico Externo- Batial	1,12	2,34	0,62	370	501	226	0,65	425	4,1	14,6	0,27
P. Escondido	Cifuentes	Nerítico Externo- Batial	1,94	6,72	0,34	372	591	111	nd	422	7,1	39,7	0,61
Yumurí	Cifuentes	Nerítico Externo- Batial	1,75	6,5	0,6	440	533	293	nd	421	6,95	26,4	2,2
Varadero	Constancia, Cifuentes y Jaguitas	Nerítico Externo- Batial	7,94	13,8	0,18	340	703	11	0,6	418	10,5	26,2	0,02
Marbella Mar	Constancia y Cifuentes	Nerítico Externo- Batial	8,2	0,2	1,46	325	673	36	nd	415	8,7	61,7	1,9
Cupey 1X	Constancia y Cifuentes	Nerítico Externo- Batial	2,52	6,2	0,27	316	526	87	nd	402	9,55	31,7	0,18
Majaguillar	Jaguitas	Nerítico Externo- Batial	1,27	2,34	0,2	441	580	210	0,46	426	5,64	12,5	0,42
La Manuy	Cifuentes y Jaguita	Nerítico Externo- Batial	1,14	2,85	0,62	452	614	324	0,84	430	5,59	17	0,57
Cantera Los Portales.	Jagua	Nerítico Externo- Batial	0,57	1,71	0,24	4,01	10,4	0,59	nd	354	0,04	0,08	0,01
Túnel de Sumidero	Jagua	Nerítico Externo- Batial	0,46	1,28	0,09	0	0	0	nd	338	0	0	0
Sierra de Pica Pica	El Americano	Plataforma Externa	0,26	0,52	0,13	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Sierra La Casuela	Jagua	Nerítico Externo- Batial	0,24	0,29	0,18	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Mogote Pan de Azúcar	Jagua	Nerítico Externo- Batial	0,16	0,23	0,1	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Cueva de José Miguel	Jagua	Nerítico Externo- Batial	0,2	0,26	0,13	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Mogote La Mina	Jagua	Nerítico Externo- Batial	0,48	1,04	0,27	35	149	3	nd	451	0,05	0,05	0,05
Cantera Sitio Peña	Artemisa	Nerítico Externo- Batial	0,5	2,67	0,02	180	412	82	nd	446	0,12	0,34	0
Los Bermejales.	Artemisa	Nerítico Externo- Batial	0,86	1,85	0,45	8,57	17,3	1,11	nd	nd	0,08	0,1	0,01
W de Sabanilla	Artemisa	Nerítico Externo- Batial	0,6	1,62	0,07	80	117	58	nd	452	0,04	0,1	0
El Sábalo	Artemisa	Nerítico Externo- Batial	0,63	1,29	0,26	162	255	81	nd	441	0,04	0,1	0



Tabla III, Parámetros Geoquímicos de los Sedimentos del Cretácico Inferior en Cuba Occidental.

Pozo o localidad	Formación	Paleoambiente	COT(%)			IH (mgHC/gCOT)			Maduración		S2 (mgHC/g roca)		
			Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.	Ro%	TmaxC	Prom.	Máx.	Mín.
San Ramón 1	Grupo Esperanza	Talud con procesos turbidíticos	0,92	1,34	0,52	0,38	0,75	0	1,45	306	0,005	0,01	0
Pinar 1	Tumbitas y Pons	Nerítico Externo- Batial	0,34	0,65	0,15	224	487	3,19	1,22	539	0,63	4,97	0,03
Pinar 2	Polier	Pie de Talud procesos turbidíticos	0,89	3,74	0,43	159	398	48	0,81	439	1,67	11,4	0,25
CHD 1X	Sumidero	Pie de Talud procesos turbidíticos	0,45	1,29	0,23	105	144	64	0,34	415	0,51	1,78	0,18
M. Mesa	Sumidero y Polier	Pie de Talud procesos turbidíticos	0,84	1,55	0,3	198	356	40	nd	435	2,12	5,52	0,12
Vía Blanca	Ronda	Batial	2,22	2,79	0,93	321	580	22	nd	420	9,11	14,54	3,62
B. Jaruco	Ronda	Batial	0,98	2,15	0,3	280	597	27	nd	430	4,96	12,36	0,59
P. Escondido	Ronda	Batial	1,81	2,87	0,76	242	468	109	nd	417	7,3	11,5	1,4
Yumurí	Ronda	Nerítico Externo- Batial	8,42	30,1	0,07	458	587	14	nd	406	7,89	20,1	0
Varadero	Margarita, Ronda y Morena	Pie de talud, Nerítico Externo- Batial	8,14	8,99	7,48	558	677	434	nd	411	11,19	11,19	11,19
Marbella Mar	Margarita y Ronda	Pie de talud, Nerítico Externo- Batial	1,05	4,5	0,1	321	601	26	0,89	445	3,8	24,1	0
Cupey 1X	Margarita, Ronda, Alunado y Morena	Pie de talud, Nerítico Externo- Batial	1,32	5,2	0,44	305	588	182	1,02	411	8,69	14,37	1,37
La Manuy	Margarita, Ronda y Morena	Pie de talud, Nerítico Externo- Batial	1,16	1,86	0,68	519	612	469	0,37	417	4,19	8,24	1,58
Majaguillar	Margarita y Grupo Veloz	Pie de talud, Nerítico Externo- Batial	0,26	0,59	0,09	406	637	229	nd	420	1,27	3,76	1,27
Mina Dora- Francisco	Infierno	Nerítico Externo- Batial	0,15	0,2	0,12	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Cantera de Pons	Pons	Nerítico Externo- Batial	0,7	4,26	0,01	0	0	0	nd	nd	0,025	0,06	0,01
Estratotipo Infierno	Tumbadero	Batial	0,49	1,09	0,05	2,2	3,84	0	nd	608	0,15	0,3	0
Río Caimito	Sumidero	Pie de Talud procesos turbidíticos	0,51	1,92	0,1	93	158	26	nd	452	0,04	0,11	0,02
Mil Cumbres	Sumidero	Pie de Talud procesos turbidíticos	0,24	0,73	0,02	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
La Muralla	Sumidero	Pie de Talud procesos turbidíticos	1,53	4,5	0,54	126	155	111	nd	446	0,15	0,37	0,07
Cantera Soroa	Sumidero	Pie de Talud procesos turbidíticos	1,85	2,5	1,2	312	354	271	0,89	447	5,61	8,02	3,2

Tabla IV, Parámetros Geoquímicos de los Sedimentos del Cretácico Superior en Cuba Occidental.

Pozo o localidad	Formación	Paleoambiente	COT(%)			IH (mgHC/gCOT)			Maduración		S2 (mgHC/g roca)		
			Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.	Ro%	TmaxC	Prom.	Máx.	Mín.
Pinar 2	Sabanilla y Cacarajicara	Nerítico Externo- Batial, Talud	7,65	14,9	0,41	259	433	85	0,57	435	0,5	0,65	0,35
CHD 1X	Sabanilla	Nerítico Externo- Batial	0,4	0,77	0,24	201	300	54	nd	432	0,92	2,2	0,13
Vía Blanca	Amaro y Carmita- Santa Teresa	Talud, Nerítico Externo- Batial	2,24	4,46	0,42	522	522	522	nd	422	2,61	15,44	0,1
B. Jaruco	Amaro y Carmita- Santa Teresa	Talud, Nerítico Externo- Batial	1,3	2,24	0,37	314	442	212	nd	418	3,88	7,57	1,42
Madrugá 3A	Vía Blanca	Talud cerca Plataforma	1,8	1,8	1,8	281	281	281	nd	44	5,06	5,06	5,06
Marbella Mar	Lurgarda y Carmita- Santa Teresa	Nerítico Externo- Batial	1,49	2,24	0,31	354	552	156	nd	419	2,6	2,6	2,6
Cupey 1X	Mata	Nerítico Externo- Batial	4,17	8,11	0,93	333	410	200	0,86	421	15,55	31,47	1,86
Mina Dora- Francisco	Infierno	Nerítico Externo- Batial	0,15	0,2	0,12	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Candelaria del Aguacate	Santa Teresa	Nerítico Externo- Batial	1,16	3,13	0,14	70	277	0	nd	427	0,01	0,04	0,025

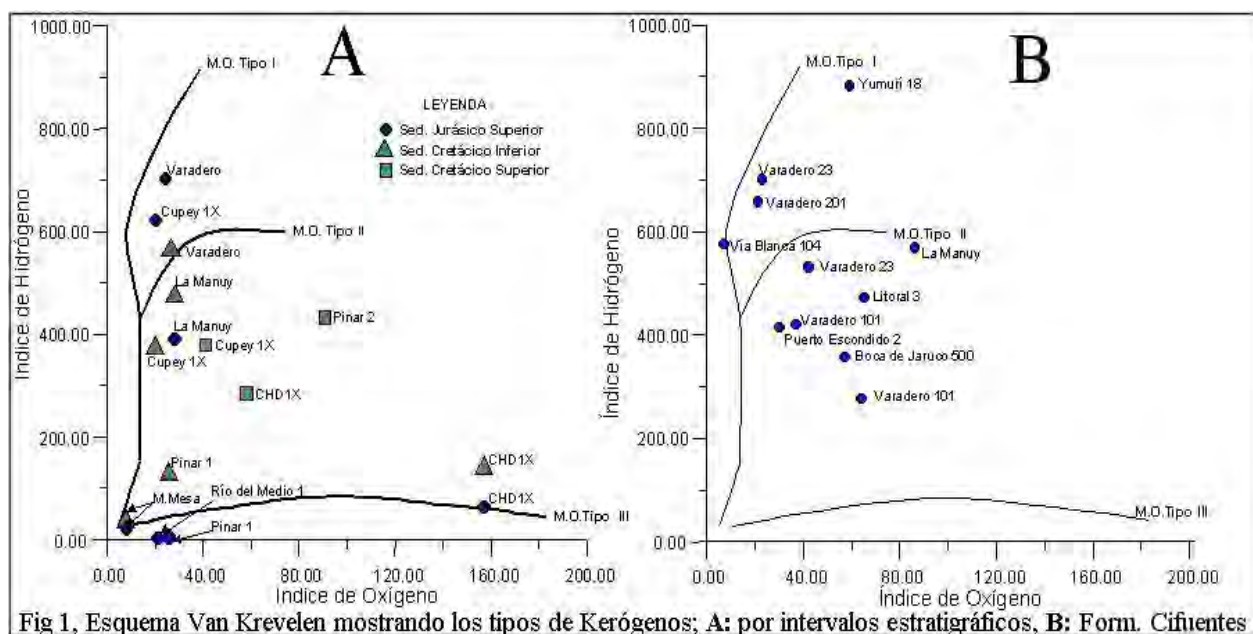


Fig 1, Esquema Van Krevelen mostrando los tipos de Kerógenos; A: por intervalos estratigráficos, B: Form. Cifuentes

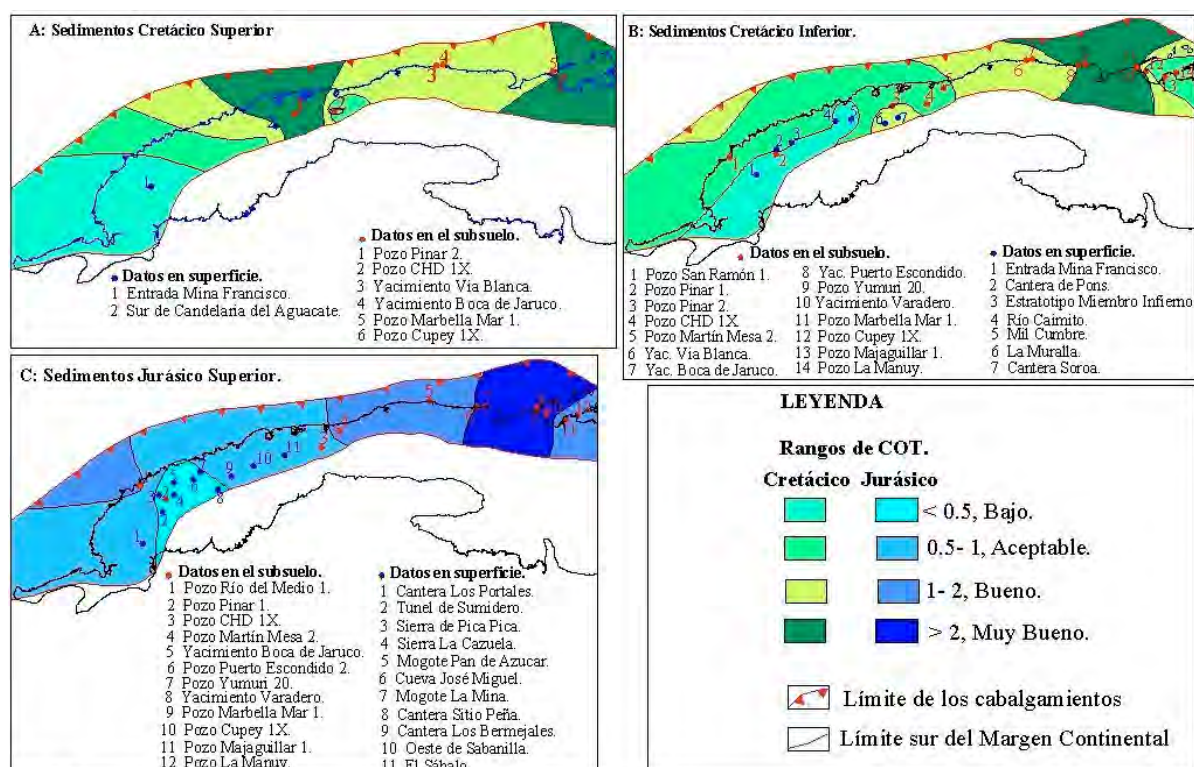


Fig. 2, Mapas de Enriquecimiento Orgánico, según valores promedios.

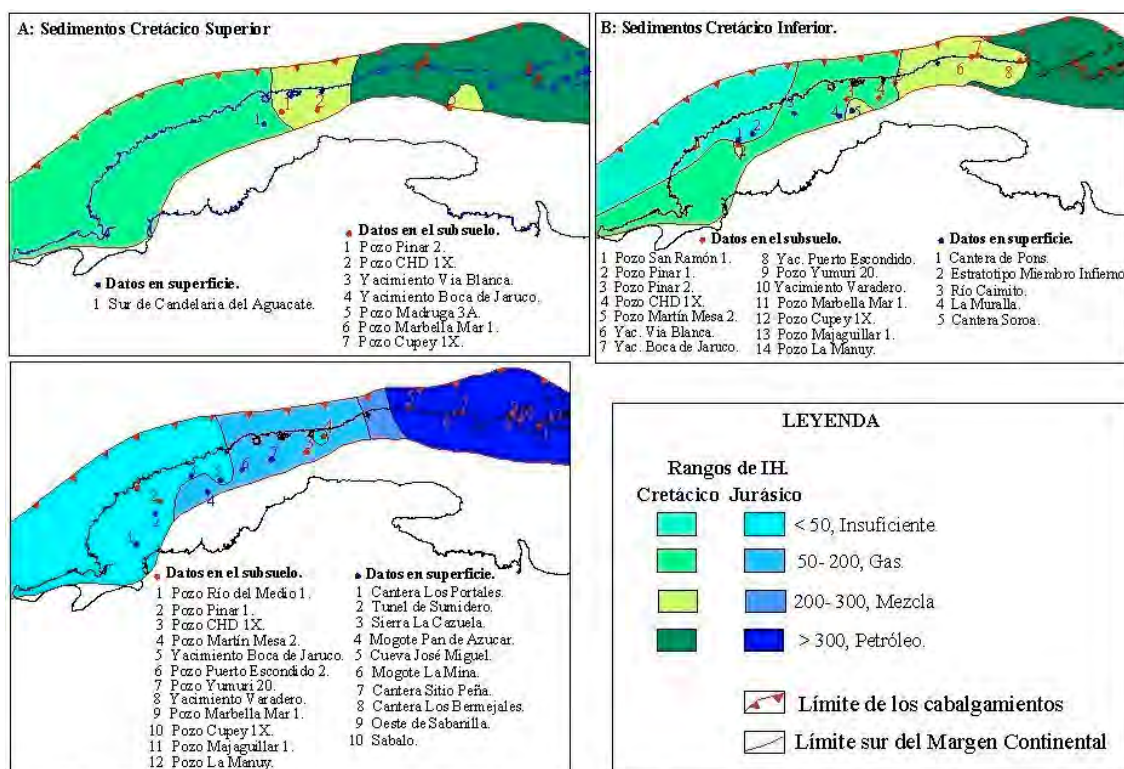


Fig. 3, Mapas de Índice de Hidrogeno en Cuba Occidental, según valores promedios.

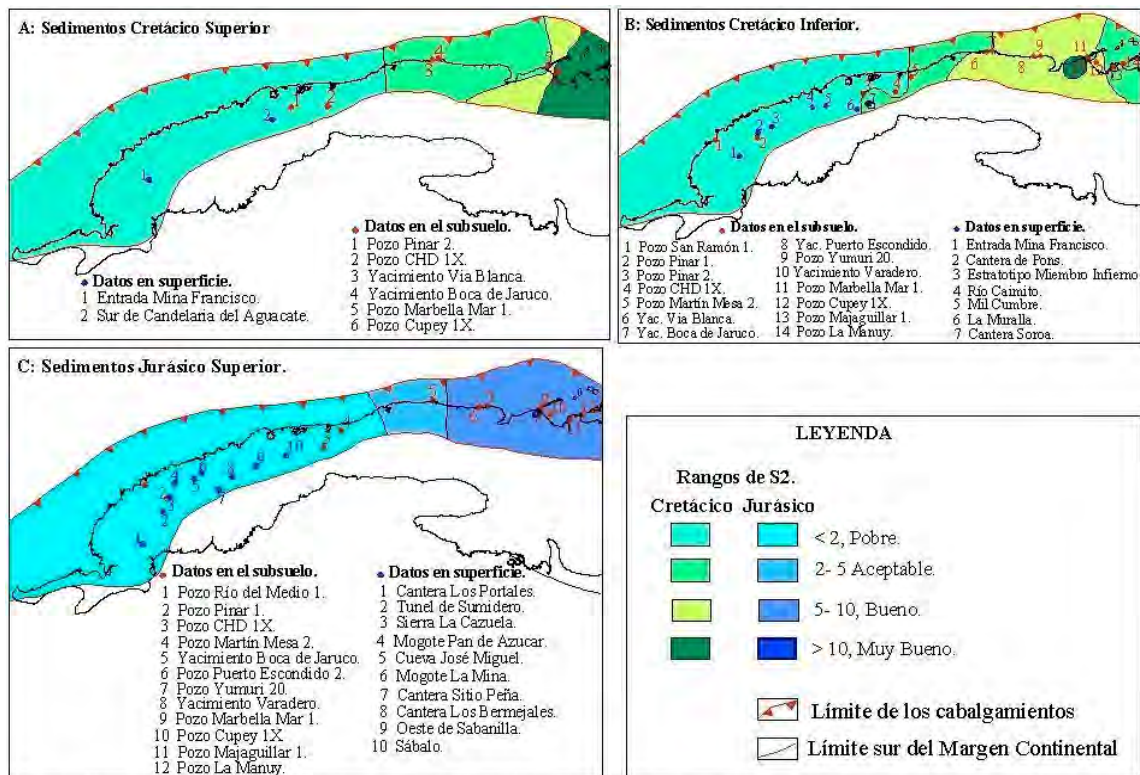


Fig. 4, Mapas del Potencial Generador en Cuba Occidental, según valores promedios.

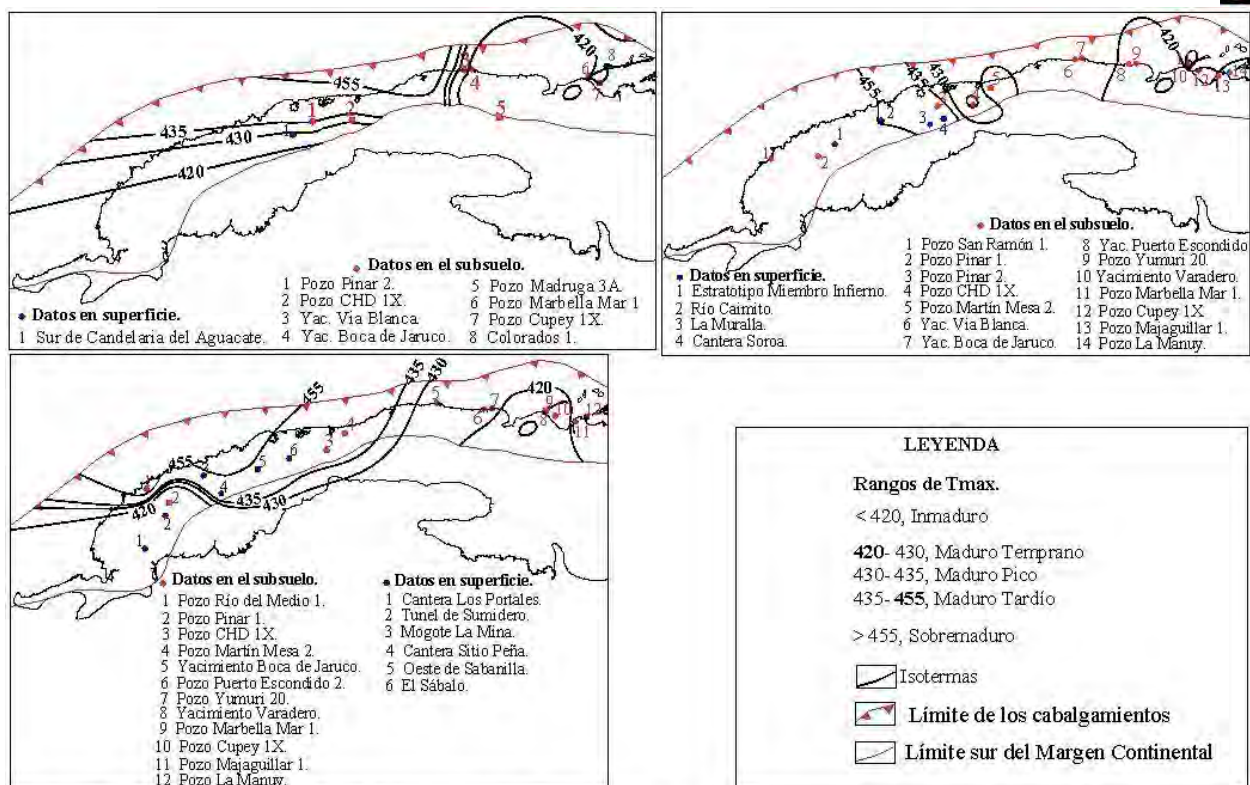


Fig. 5, Mapas de la Tendencia de la Maduración en Cuba Occidental.



Fig. 6, Gradientes Geotérmicos en Cuba Occidental.



YACIMIENTO CRISTALES, NUEVOS ESTUDIOS GEOLÓGICOS INTEGRADOS EN UN RESERVORIO VOLCÁNICO PARA LA RMP (EOR).

ARIEL F. DIAZ⁽¹⁾, JUAN A. RODRÍGUEZ-LOECHES⁽²⁾, FELIX S. ECHEVARRÍA PESTANA⁽³⁾, JUAN A. MATEO HERNÁNDEZ⁽⁴⁾

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

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

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

(4) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct
loeches@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

La situación actual de la producción de petróleo de la región centro oriental de Cuba, ligado a las características de éstos yacimientos; y agravada por el hecho de que no se han realizado nuevos descubrimientos, es bastante crítica.

Del yacimiento Cristales se ha extraído alrededor del 11 % de sus reservas extraíbles. Se produce petróleo de calidad superior a la de los del Occidente del país, alrededor de 22 grados API. Por cálculos de reservas y teniendo en cuenta las producciones obtenidas, se ha comprobado que existen reservas de petróleo en la roca colector, y parte de ella pudiera ser recuperada por aplicación de algún Método de Recuperación Mejorada de Petróleo (RMP).

El objetivo principal del trabajo consiste en realizar un estudio de prefactibilidad geólogo-productivo del área que permita seleccionar un método de RMP para el incremento actual de la producción.

Este estudio geológico integrado arrojó que es un reservorio fracturado-poroso, con marcado carácter heterogéneo, siendo mejor colector las capas B, corroborado por el historial productivo, que de acuerdo a otras características de las capas y fluidos, con otros criterios de selección resulta más favorable la aplicación del método químico.

Realizar estos estudios es de gran importancia, ya que al incrementar la producción, puede significar el autoabastecimiento en aceites básicos, a la vez desarrollar la aplicación de nuevas tecnologías en los yacimientos de origen volcánico, considerando que en el mundo no se conocen muchos trabajos de RMP, por lo que esta experiencia es de carácter novedoso.

ABSTRACT

The current situation of the production of petroleum of the region oriental center of Cuba, together with the characteristics of these locations; and increased by the fact that they have not been carried out new discoveries, it is quite critical.

From the oil field Cristales it has been extracted around 11% of their removable reservations. High-grade petroleum takes place to the one of those of the west of the country, around 22 grades API. For calculations of reservations and keeping in mind the obtained productions, has been proven that reservations of petroleum exist in the reservoirs rock, and partially it leaves of her it could be recovered by application of some Method of Enhanced Oil Recovery of Petroleum (EOR).

The main objective of this work consists on carrying out a study of geological productive prefactibility of the area that allows to select a method EOR for the current increment of the production.



This integrated geologic study showed that it is a fracture-porous reservoir, with marked heterogeneous character, being better reservoirs the layers B, corroborated by the productive record that according to other characteristics of the layers and fluids, with other selection, approaches it is more favorable the application of the chemical method.

To carry out these studies is of great importance, since when increasing the production, it can mean the self-supply in basic oils, at the same time to develop the application of new technologies in the oil fields of volcanic origin, considering that in the world many works of EOR are not known, for what this experience is of novel character.

Introducción

En los yacimientos en explotación en la UPEP Majagua, en general, la situación de la producción de petróleo es bastante crítica, debido a que su nivel es bajo, lo cual está ligado a las características de éstos yacimientos; esta situación se agrava por el hecho de que no se han realizado nuevos descubrimientos.

Desde el año 1968 se comenzó en Cuba con las primeras experiencias de campo sobre Recuperación Secundaria, con la inyección de agua en el Yacimiento Jatibonico, la cual se mantiene hasta la fecha. Por este concepto se obtuvo un 14 % de recuperación adicional, para un 39 % de recuperación total. También se realizaron intentos de inyección de vapor.

En el Yacimiento Cristales, en los bloques del Cristales 79, 77, Sarmiento y otros, se realizaron trabajos de Recuperación secundaria, utilizando la inyección cíclica de agua, en ocasiones se les adicionaron aditivos químicos, con resultados positivos.

Durante los años 1998 y 1999 se realizaron nuevos estudios integrando los resultados de las diferentes especialidades lográndose establecer nuevos modelos geólogos hidrodinámicos para la capa E del bloque central del yacimiento Boca de Jaruco y para las secuencias volcánicas del yacimiento Pina. Las experiencias y resultados de estos trabajos sirvieron de base a los de este trabajo.

Del yacimiento Cristales, que se encuentra en explotación desde la década del 60, se ha extraído alrededor de un 11 % de sus reservas extraíbles. En la actualidad este yacimiento se encuentra en su etapa final de explotación; sin embargo, aún conserva una cantidad de petróleo in situ considerable y parte de ella pudiera ser recuperada mediante la aplicación de algún Método de Recuperación Mejorada de Petróleo.

Se ha comprobado, a partir de los cálculos de reservas realizados a lo largo de estos años, y en particular uno realizado para el área seleccionada, teniendo en cuenta las producciones de petróleo obtenidas, que aún existen reservas de petróleo en la roca colector que pudieran ser extraídas de ser aplicado algún método eficiente de recuperación mejorada de petróleo (RMP). Hacia este propósito está encaminada la presente investigación, mediante un estudio integral de la continuidad de las capas productivas, la cual cuenta con una previa caracterización geólogo-geofísica, petrofísica, geoquímica, litológica y de los fluidos del reservorio para un posterior estudio de aplicación de diferentes métodos de recuperación a partir de las simulaciones numéricas, que permitan seleccionar los pozos inyector y productores, de cuyos resultados dependerá una ulterior aplicación en un polígono de ensayo dentro del bloque seleccionado, que sea más adecuado desde el punto de vista técnico y económico.



Materiales y métodos

En este trabajo nos hemos limitado a seleccionar un polígono de investigación (figura # 1) donde se ensayará un método de recuperación secundaria a partir de los resultados que se obtengan en la simulación numérica del mismo. A este polígono se le realizó un estudio detallado de su constitución geológica, incluyendo diferentes análisis de los fluidos de capas para, conjuntamente con la modelación geológica, con los estudios petrofísicos y de geofísica de pozos y con observaciones litológicas y estratigráficas, establecer una continuidad en las capas productoras que nos permita entregar a la simulación numérica un modelo lo más ajustado posible a la realidad geológica.

Se realizó un levantamiento general de toda la información disponible, que fue revisada y depurada según los criterios de las especialidades que intervienen en el estudio integral del área objeto de estudio.

Los resultados petrofísicos encontrados Banco de Datos Petrofísicos (BDP) corresponden al intervalo entre los años 1968 al 1980. Más del 90% de los resultados fueron medidos en la década de los años 70s. Fue realizada una depuración de resultados erróneos, según la revisión de los libros de resultados y las libretas de trabajo. Fueron consultadas las tarjetas de los núcleos (10) en aquellos casos en que se presentó duda según la litología descrita en el BDP. También fue consultado el archivo de INFOPET (5).

Resultados y discusión

El yacimiento petrolífero Cristales se encuentra ubicado en la zona central de nuestro país en el sector occidental de la actual provincia de Ciego de Ávila. Fue descubierto en el año 1956 por una compañía norteamericana ("Cuban American Drilling and Exploration") que perforó varios pozos. Debido a los resultados poco alentadores alcanzados en estas primeras perforaciones, la compañía decide abandonar los trabajos de exploración.

Después del triunfo de la Revolución se retoma la idea de perforar nuevos pozos en busca de resultados más favorables que los obtenidos por los norteamericanos.

En el yacimiento Cristales se han perforado más de 250 pozos cuyas profundidades oscilan entre 850-3200 m. El estudio del corte perforado revela la existencia de tres complejos litológico-estructurales: preorogénico, sinorogénico y postorogénico los cuales son comunes al Bloque Sur objeto de nuestro estudio (6).

Caracterizar detalladamente el objeto de ensayo desde el punto de vista hidrodinámico, de fluidos, de las propiedades de roca reservorio y de la geometría del yacimiento es una tarea integrada que debe responder finalmente a la lógica del comportamiento histórico de la actividad productiva en el yacimiento. Partiendo de los requerimientos de la simulación numérica, se debe abordar el yacimiento como un sistema de rocas necesariamente heterogéneo, como se presentan en su génesis las diferencias naturales en los ambientes de deposición y fuentes de aportes para la formación de los complejos sedimentarios. Es por ello que, más allá del aparente comportamiento masivo de cualquier reservorio durante su explotación, se debe entender el carácter particular de cada horizonte productivo relativamente homogéneo dentro de la variabilidad de sus propiedades colectoras, ya que estas diferencias son las que fundamentalmente determinan, el comportamiento productivo de cada capa en



cuanto a preeminencia en la entrega de fluido, radio de drenaje de cada pozo, caída de presión o variaciones en las RGP, entre otras.

Con este objetivo, un primer acercamiento al yacimiento debe partir de la identificación de las variaciones y fluctuaciones de los registros geofísicos de pozos ante cada sector perforado. Las correlaciones geológicas van a servir de punto de partida para la división preliminar del corte en capas, las cuales van a tener un comportamiento relativamente independiente a la hora de analizar el movimiento de los fluidos dentro del reservorio. Esta división de capas, que depende en primera instancia de las exigencias y disponibilidades de la simulación numérica, servirá de patrón al cálculo diferenciado, en cada objetivo a simular, de los diferentes parámetros que caracterizan al colector, como son la porosidad, la saturación y la arcillosidad, entre otros; auxiliará la caracterización petrofísica, cuyo detalle depende a su vez de la data disponible y finalmente ayudará a evaluar la continuidad de las capas productivas a partir del análisis de los fluidos de capa con ayuda de las herramientas de que dispone la geoquímica de reservorios.

Otro aspecto imprescindible que surge a partir de esta división preliminar del corte, es el análisis del comportamiento energético del yacimiento mediante la observancia y seguimiento de las caídas de presiones en cada nueva capa punzada y en el proceso productivo, el cual permite dar criterios concluyentes y certeros sobre la continuidad de los horizontes productivos, siempre que se cuente con la data suficiente para ello.

De manera que, nuestro trabajo está encaminado a la identificación de estas particularidades dentro del reservorio y en este sentido consideramos que, aunque no se lograron todos los resultados deseados, al menos se logró llegar a conclusiones sobre la constitución interna del mismo, elevándose el grado de conocimiento del área.

El área del yacimiento se ubica dentro de la Cuenca Central en los límites de su borde sur oriental y representa una zona elevada, dividida por fallas transcurrentes sublatitudinales en tres grandes bloques: el sur, el central y el norte, que se hunden escalonadamente de sur a norte (9). A su vez, estos bloques se dividen por fallas menores (normales?) de rumbo noroeste en varios pequeños bloques, los cuales están complicados por pequeñas cúpulas y sinclinales que los separan (6).

El Bloque Sur limita al norte con el "Bloque de los Conglomerados" perteneciente a la zona central del yacimiento, separado de este hidrodinámicamente por una falla transcurrente de rumbo oeste suroeste- este noreste, probablemente de tipo sinistral (si tomamos en cuenta la dirección de los esfuerzos principales durante la época de los cabalgamientos en la orogenia principal cubana), la cual a su vez provoca un escalonamiento entre ambas estructuras siendo el Bloque Sur el más elevado. Al oeste el bloque limita con una zona acuífera sin interés productivo, la cual queda colgante en un escalón tectónico de más de 120 m, producido por una falla de apariencia normal de rumbo sureste- noroeste. El mismo rumbo presenta la falla que se ubica al este del Bloque Sur y que separa al mismo del llamado Bloque 79, mientras que hacia al sur el bloque limita con la zona del pozo C-140 el cual está emplazado en un área también acuífera, más hundida tectónicamente (50 m) producto de una cuarta falla, al parecer con origen y características semejantes a la descrita para el límite norte de la estructura que nos ocupa.

El corte perfilado y mapeado se limita a las capas productoras A, B, C y D, y a los horizontes sellantes que sobreyacen a estas capas pertenecientes a la postorogenia (Figura # 2).

Se comparó el corte perforado en los diferentes pozos en una correlación litológico – estratigráfica con ayuda de la cual se definieron cuatro paquetes fundamentales de rocas con



interés productivo: A; B; C y D. Como se puede ver, se conservó la nomenclatura histórica aplicada a este corte con el objetivo fundamental de lograr una asimilación más rápida de nuestra propuesta y un entendimiento más universal con los especialistas cubanos que en diversas épocas han trabajado en el yacimiento.

Pero la novedad fundamental de nuestra propuesta consiste en la subdivisión de cada uno de estos horizontes (A, B, C y D) en otras “subcapas” entendiendo por este término a aquel estrato u horizonte (comprendido como unidad sedimentaria) que “va a tener un comportamiento relativamente independiente y diferenciado, de acuerdo con sus propiedades de colector, en cuanto a: entrega de fluido, caída de presión, movimiento relativo del CAP y comportamiento de la RGP.

“Las variaciones en la constitución interna del reservorio le dan un carácter marcadamente heterogéneo, por lo tanto, en un proceso acelerado de cambios, como lo es la explotación apresurada de un yacimiento de petróleo... lo que inicialmente se encontraba en equilibrio como resultado de un largo proceso de formación y homogeneización hidrodinámica, deja de estarlo desde el instante en que comienzan a moverse aceleradamente los fluidos dentro del espacio poroso de los colectores. A partir de ese momento lo que se encontraba en estado cuasi-estático, pasa a ser un medio dinámico donde los fluidos se desplazarán por aquellos caminos que le resulten más fáciles para su movimiento, que por supuesto son las zonas de mayor permeabilidad, entrando a jugar ahí un importante papel las características propias de cada subcapa” (11).

Tenemos algunos elementos primarios que nos ayudan a definir un total de 29 subcapas para el reservorio, a partir de las observaciones del comportamiento de los registros geofísicos en las correlaciones realizadas y a partir del cálculo de parámetros como la porosidad y la arcillosidad. De esta forma la capa **A** se dividió en A_1 y A_2 . Entre estas subcapas, al igual que en el resto de los grupos de capas que mencionaremos más adelante y entre ellas, se desarrollan otras subcapas (las denominadas **N**), aparentemente con un contenido más arcilloso, que son las que pudieran, por su carácter poroso y su permeabilidad, considerarse o no “semibarreras” temporales (vías no preferenciales) al paso de los fluidos durante el proceso de producción. Luego la capa **B** se dividió en B_1 , B_2 , B_3 y B_4 ; la capa **C** en C_1 , C_2 , C_3 , C_4 y C_5 . Finalmente la capa **D** se subdivide en D_1 , D_2 , D_3 y D_4 . Entre cada una de estas subdivisiones se intercalan las capas **N**, desde N_1 (yacente entre A_1 y A_2), hasta N_{14} (localizada entre D_3 y D_4). La información que aportaron los núcleos del área seleccionada (parámetros petrofísicos) resultaron insuficientes, por lo que, con el objetivo de tener una información más integral del comportamiento y las características de estas rocas tobáceas en el área de estudio, se incluyeron en este trabajo varios pozos fuera del bloque.

De los resultados del estudio petrofísicos se hacen las siguientes observaciones: se manifiesta un elevado coeficiente de intercambio catiónico (Q100), los valores de porosidad para las tobas, son de medios a altos, resultados elevados de saturación de agua residual (Sar.) y bajos de permeabilidad. Todo lo anterior es característico de sistemas donde predomina la microporosidad, donde los resultados del bloque se corresponden con los de todo el yacimiento.

En sentido general, se concluye que el yacimiento presenta una elevada saturación de agua residual que se encuentra confinada en la microporosidad de la matriz de la roca, por lo que no tiene movilidad. La presencia de cierto grado de macroporosidad unido a las fracturas no incluidas en las muestras de laboratorio pudieran presentar un volumen de espacio poral saturado con fluidos móviles entre un 25% y un 30%. De acuerdo a los resultados obtenidos de mojabilidad, por diferentes métodos: Bottle Test, curvas de presión capilar, mediciones de



ángulos de contacto, se pudo valorar la preferencia de estas rocas de ser mojadas por sistemas acuosos.

La calidad de la información de los registros geofísicos no es la máxima requerida debido a que el tipo de colector presente es propenso a ser dañado con los fluidos de perforación y con los que contamos pueden estar muy afectados por estos fluidos.

A partir de las interpretaciones de los registros geofísicos realizados con la ayuda del programa HDS, se pudo apreciar cómo estas capas aumentan los contenidos de arcilla, a pesar de que presentan, en su mayoría, un aumento de la porosidad. Este carácter se aprecia con mayor claridad para las capas N₂, N₆, N₈, N₁₀ y parcialmente para N₁₁. La Capa **A** aparece como un colector malo que lo diferencia claramente del conjunto de capas **B**, el cual es a su vez, el mejor colector del corte, criterio que se corrobora con el historial productivo de este horizonte. Pero incluso dentro de este horizonte las capas **N** (N₃, N₄ y N₅), presentan un empeoramiento de sus propiedades colectoras.

Ante todo se debe destacar que contamos con un modelo de doble porosidad, donde podemos encontrar colectores poroso fracturados y en ocasiones fracturado porosos. De acuerdo al comportamiento de las curvas de presión capilar, el reservorio puede ser de tipo B-I y de tipo B-II (1).

En general el corte presenta características colectoras variables, donde las capas definidas como capas **N** presentan cierto grado mayor de arcillosidad respecto a las restantes capas, observándose hacia la parte superior del corte un aumento de este parámetro (volumen de arcilla, ARRD). Existen algunas capas como N₆, N₈ y N₁₀, que definen mejor sus pobres características colectoras y otras como la capa **B** y dentro de ella B₂ y B₃ donde se observan muy buenas características colectoras. A lo largo del intervalo estudiado se observa la presencia de porosidad secundaria y una alta intensidad de fracturación (v). Estas características pueden variar de acuerdo a la calidad de los registros, no obstante la tendencia al comportamiento de las mismas es muy similar para todo el bloque.

La caracterización de los petróleos del bloque resultó difícil ya que en general presentan altos contenidos de aguas y sedimentos. Sus densidades se mueven en rangos entre 0.9151 g/cm³ (22.7 °API) y 0.9605 g/cm³ (17 °API) que pudieran clasificar en dos agrupaciones, petróleos medios entre 0.9151 g/cm³ (22.7 °API) y 0.9195 g/cm³ (21.9 °API) y otro grupo, petróleos pesados entre 0.9276 g/cm³ (20.6 °API) y 0.9675 g/cm³ (14.3 °API). Se aprecia una tendencia a menores valores de densidades hacia el norte del bloque, siendo significativo que el petróleo del pozo C- 131, ubicado en el límite norte, presenta el valor más bajo de densidad 0.9074 g/cm³ (23.9 °API). Son petróleos con contenidos de saturados por debajo de 50 %. El contenido de resinas está entre 7.27 y 16.31 y los contenidos de asfaltenos se presentan en la generalidad de los casos por debajo de 1%. Los perfiles cromatográficos obtenidos en la fracción saturada muestran en todos los casos gibas de mezclas complejas de compuestos no resueltos y sobre la misma se detectan n-parafinas indicando que los petróleos han sufrido procesos de alteración.

De acuerdo a estudios realizados con anterioridad en el área del yacimiento Cristales se han detectado dos complejos Acuíferos (9); pertenecientes, uno al complejo vulcanógeno sedimentario del cretácico superior, que abarca los horizontes productivos "A, B, C y D", y el otro al Complejo de las secuencias del cretácico superior-paleógeno perteneciente a los horizontes "Calizas y Conglomerados Tobáceos". El más estudiado ha sido el primero y se define por la presencia de aguas del tipo clorocálcicas, con una alta salinidad mayor a los



100000mg/l. Durante el presente se tomaron muestras de la mayoría de los pozos del Bloque Sur de cuyos resultados de los análisis se observan aguas clorocálcicas de alta salinidad, con una salinidad promedio de 121 062 mg/l.

Análisis de gases correspondientes a los pozos del área del Bloque Sur del yacimiento cristales, no encontró, por lo que los pocos análisis que existen para el yacimiento evidencian que el gas que está presente es un gas acompañante del tipo metano, entre el 80 y 98 % de predominio, con cierto incremento del etano 6 - 29,56 %. Adicionalmente se analizaron 4 muestras de 4 pozos en producción de dicho bloque, arrojando como resultado el predominio del metano 87 - 98,67%, seguido del etano entre 1,02 y 4,11 %, con cierto incremento de las fracciones pesadas gaseosas.

Se realizó un análisis sobre el historial productivo de los pozos ubicados dentro del polígono de ensayo, para comprender las reales potencialidades del mismo como posible receptor de futuros trabajos de aplicación RMP y pronosticar el comportamiento de la producción en los próximos cinco años de acuerdo con la tendencia natural de cada pozo. Este pronóstico de producción se realizó utilizando las curvas logarítmicas de tendencia de Microsoft Excel.

En la figura # 3 se muestran las producciones reales y ajustadas del área de trabajo seleccionada y en la figura # 4 el pronóstico para los próximos 5 años, de acuerdo a los análisis realizados se observa, que sin ningún tipo de tratamiento, la máxima producción que se obtendrá según la declinación asumida es de 1000 M³ teniendo en cuenta las fluctuaciones e irregularidades de la producción.

Sin duda alguna, estas diferencias en el carácter colector de los diferentes horizontes y capas va a tener su reflejo directo en la capacidad de movimiento de los fluidos en la capa y por lo tanto en la producción. Un importante indicador que se ha impuesto en los últimos años lo constituye el estudio de geoquímica del reservorio a partir del análisis de la fracción C₁₅₋, la cual nos da las diferencias en la composición del petróleo en sus fracciones ligeras. Estas fracciones ligeras sufren cambios cuando un petróleo con un origen común se confina en determinados sectores del reservorio sufriendo cambios en sus componentes más vulnerables, que son precisamente sus fracciones más ligeras. Estos sectores no son más que capas hidrodinámicamente aisladas, las cuales van a entrapar a los petróleos impidiéndoles un desarrollo común y provocando en ellos transformaciones particulares.

Los estudios geoquímicos de continuidad en el polígono objeto de estudio (figura # 5), se realizaron basados en las características de los petróleos de diferentes pozos. Para realizar los estudios se obtuvieron los perfiles cromatográficos de la fracción C₁₅₋ de los petróleos empleando cromatografía de alta resolución y se escogieron 10 relaciones de compuestos, predominantemente iso y cicloparafinas en el rango de C₆ a C₁₁. En la figura # 6 sólo se exponen los tres petróleos con menores % diferencias entre sí (Cr-100-122 y 128), que presentan petróleos muy parecidos entre sí y coinciden justamente con estar produciendo en las capas B₁ y B₂. En la comparación del resto de los petróleos en el bloque sur, algunos petróleos presentan determinadas similitudes que pudieran estar produciendo en las mismas capas, así como los con diferencias, nos puede indicar dos fenómenos: o son el resultado de diferentes variantes de mezclas o son petróleos confinados a zonas hidrodinámicamente separadas dentro del bloque. Estos estudios nos dan prueba de la existencia el grado de compartimentalización entre las capas productivas, entre grupos de pozos y de forma general dentro del Bloque Sur en el yacimiento Cristales.

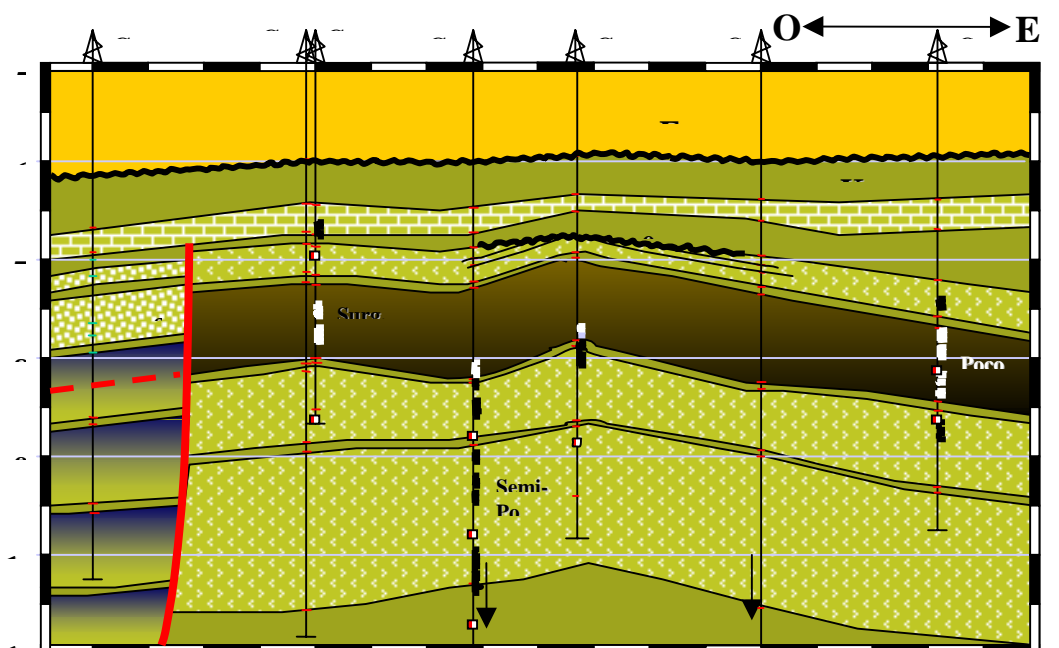
Conclusiones



1. El Bloque Sur se nos presenta como una estructura en forma de anticlinal con dos cúpulas una occidental y otra oriental, que se levanta con relación a los bloques adyacentes, limitada por fallas normales y transcurrentes que independizan al bloque hidrodinámicamente del resto del yacimiento.
2. El polígono se define como un reservorio tectónico-estratigráfico de tipo anticlinal (fig. 2, perfil III), limitado tectónicamente por fallas, cuya zona central (cúpula) está erosionada.
3. El estudio geológico reveló la existencia de 4 horizontes productivos fundamentales **A, B, C y D**, los cuales se dividieron a su vez para formar un total de 29 capas que se tendrán en cuenta para la simulación numérica del reservorio.
4. El yacimiento presenta una elevada saturación de agua residual que se encuentra confinada en la microporosidad de la matriz de la roca, por lo que no tiene movilidad. Los resultados obtenidos de mojabilidad, por diferentes métodos definen la preferencia de estas rocas de ser mojadas por sistemas acuosos (acuohumectables).
5. El pronóstico de producción del bloque para los próximos 5 años nos refiere que, sin ningún tipo de tratamiento, la máxima producción que se obtendrá según la declinación asumida es de 10 000 ton.
6. Los estudios de continuidad a partir de la geoquímica de reservorio nos indican que existen diferencias entre los petróleos entrampados dentro del Bloque Sur, prueba de la existencia de compartimentalización en el yacimiento.
7. De acuerdo a las características físicas y geológicas del reservorio resulta más favorable la aplicación del método químico.

Referencias bibliográficas

1. Aguilera, R., 1995. Naturally Fractured Reservoirs. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
2. Díaz, A., M. Mérida, et al., 2002. Proyecto 3405 Etapa I, II, Método alternativo para la Recuperación mejorada Bloque sur del Área del pozo Cristales 77, Archivos del CEINPET.
3. Díaz, L., J. Rodríguez-Loeches, et al., 1998. Proyecto 2121 Etapa II, Recuperación mejorada en el yacimiento Pina, Archivos del CEINPET.
4. Echevarría, G., J. Lemus, 1981. Yacimiento Cristales y áreas aledañas. Informe estadíos, Archivos del CEINPET.
5. Gómez J., O. Rodríguez, B. Hernández et al., "INFOPET". CEINPET.
6. Morales, M., J. R. Díaz, et al., 1988. Cálculo operativo de las reservas de petróleo del Bloque Norte del yacimiento Cristales según su estado al 01/01/1987, Archivos del CEINPET.
7. Ramíres, T., J. Rodríguez-Loeches, E. Marques, et al., Banco de datos petrofísicos (BDP), Archivos del CEINPET.
8. Rasulov, M., 1968. Cálculo de reservas de petróleo y gas del Yacimiento Cristales, Archivos del CEINPET.



**Figura2. PERFIL GEOLÓGICO YACIMIENTO CRISTALES
BLOQUE SUR (77)**

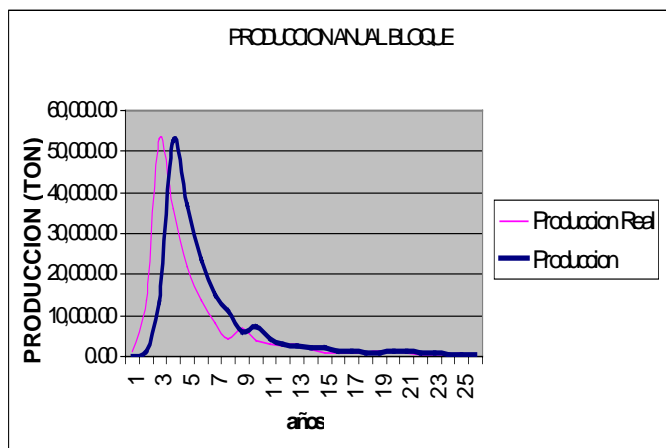


Figura # 3. Producción anual del bloque

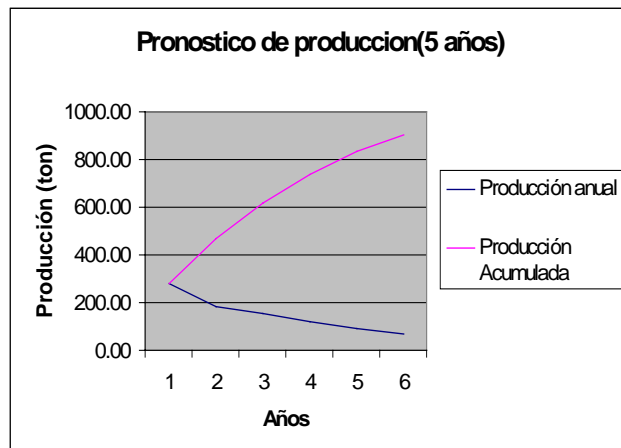


Figura # 4. Pronóstico de Producción (5 años)

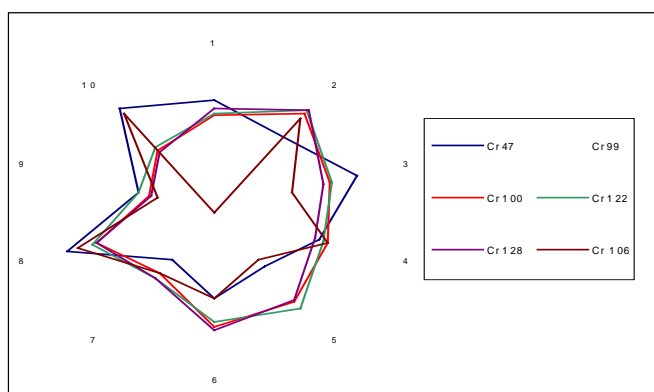


Figura # 5. Diagrama polar de todos los petróleos del Poliaono

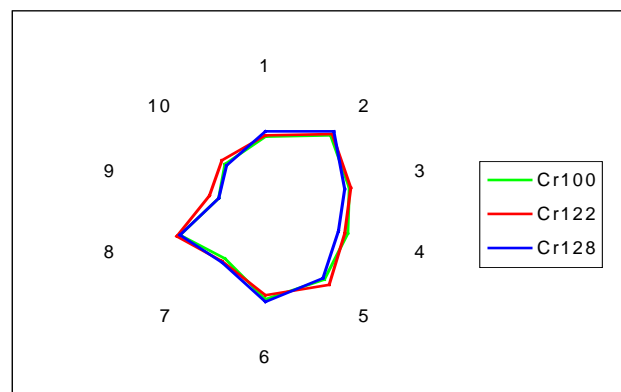


Figura # 6. Diagrama polar de los petróleos semeiantes entre sí.



ESTRUCTURA SISMO-GEOLÓGICA DEL OCCIDENTE DE LA CUENCA MERCEDES.

Esthenis Martínez, Ma. Elena García, Blanca Sosa

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

RESUMEN

El presente trabajo no es más que el Modelo Estructural de la parte occidental de la Cuenca Mercedes, conocida también como Cuenca Santo Domingo o Cartagena. Ubicada en la región Centro-occidental de Cuba, en las provincias Cienfuegos y Villa Clara, es ésta la mayor de las cuencas paleogénicas de la región.

Su sedimentación tuvo lugar en los inicios del K_2^{cp-m} prosiguiendo casi sin interrupción hasta el Oligoceno-Mioceno.

Durante las décadas de los 40 y los 50 compañías norteamericanas, motivadas en la ocurrencia de manifestaciones de hidrocarburos en las localidades Jacán, San Juan de las Yeras-Esperanza, Antón Díaz-Las Minas, etc; realizaron trabajos de prospección sísmica y gravimétrica ubicando con ellos varios pozos que según la información conservada en la ONRM acumularon más de 1000 barriles de petróleo.

Con el triunfo revolucionario los trabajos de prospección continúan, realizándose hasta el presente varias etapas de adquisición sísmica, levantamientos gravimétricos a diferentes escalas y la perforación de varios pozos en estructuras asociadas al levantamiento de las tobas del Arco Volcánico Cretácico, reconocidas productoras en el área Pina.

El modelo estructural se conformó según la línea sísmica PCP.L.18 A, los cortes de los pozos profundos Criollo-1 (pf.1 837 m), Mercedes 1 (pf. 1 224 m) y Mercedes 2 (pf. 4 000 m) y los datos de superficie.

En el cuadro ondular se diferencian 10 paquetes sismo-geológicos delimitados generalmente por reflectores bien expresados dinámicamente, destacándose las discordancias del Eoceno Medio y la del Cretácico Superior-tope de las secuencias sinorogénicas del Arco Volcánico Cretácico.

La conversión a profundidad del dato sísmico (t,V) y su calibración con los datos lito-estratigráficos del pozo profundo Mercedes 2, con PSV, permitió obtener la configuración estructural de la cuenca donde se destaca claramente la estructura de sus bordes sur y norte, así como la estructuración vertical de la misma en diferentes pisos estructurales, destacándose:

-El basamento plegado ya sea del Arco Volcánico Cretácico o de las Ofiolitas septentrionales.

-Las cuencas superpuestas y piggy back del $K_2^{cp} - P_e^{3(b)}$.

La cuenca postorogénica $P_2^{3(a)}$ - Reciente.

-Y las de facies de aguas profundas del Margen Continental hacia el borde más norteño de la cuenca por debajo de las Ofiolitas.

Esta cuenca coincide con un mínimo gravimétrico de -36 mGal, estando ubicada la línea sísmica en el flanco este del mismo, por ello se pueden esperar profundidades y espesores mayores hacia su depocentro.

Durante el seguimiento del tope del Arco Volcánico Cretácico -tope tobas- se observan hacia el borde norte de la cuenca altos estructurales de interés para la búsqueda de hidrocarburos.



CARACTERIZACIÓN Y PRONÓSTICO DE RESERVORIOS Y SELLOS EN CUENCAS INTERIORES DE LA REPÚBLICA DE CUBA.

Maritza Rodríguez Viera⁽¹⁾, Jorge Ruiz Ibarra⁽²⁾, Guillermo Miró Pages⁽²⁾

(1) Centro de Investigación del Petróleo. Washington 169 esq. Churruca, Cerro, La Habana. E-mail: mrviera@ceinpet.inf.cu

(2) Instituto Superior Politécnico José Antonio Echevarría. Calle 124 s/n, Marianao 15, Ciudad de la Habana. E-mail: jorge@civil.ispjae.edu.cu

RESUMEN

En este trabajo se evaluó las posibilidades gasopetrolíferas de las Cuencas Interiores de Cuba, para lo cual fue necesario conocer la calidad de los reservorios y de los sellos en las estructuras propuestas. Fueron incluidas la Cuenca Los Palacios (Pinar del Río), Vegas (Habana), Mercedes (Matanzas), Central (Sancti Spiritus- Ciego de Avila), y Guantánamo- San Luis, en la zona más oriental.

Las cuencas estudiadas difieren tanto en los objetivos de interés detectados por los métodos geofísicos, como en la información que poseen, por lo que en cada caso se esgrimió una estrategia metodológica diferente tanto en la valoración de la calidad y extensión de los reservorios como de los sellos.

Para el estudio de los reservorios se establecieron correlaciones entre las propiedades colectoras determinadas en los pozos de calibración y la velocidad de intervalo de los cortes sísmicos, además de tener en consideración la Compactación de la porosidad, extrapolando estas ecuaciones a los distintos objetivos detectados por la sísmica donde no existían pozos, lo que permitió pronosticar los valores de las porosidades en las cúpulas de interés. En el caso de los sellos se definió la continuidad, espesor y arcillosidad y en algunas casos donde existían grandes espesores arcillosos se pudo determinar el tipo de compactación, lo que facilitó la continuación de las fronteras en la correlación sísmica. Como resultado final se mapearon las diferentes estructuras definidas por la sísmica, calificándolas como buenas, moderadas o malas según los valores de porosidad y el sello.

ABSTRACT

In this exposition it is evaluated the oil and gas possibilities of internal basins in Cuba. Then, it was necessary the knowledge of reservoirs and seals quality in proposed structures. Were included the basins: Los Palacios (Pinar del Río), Vegas (Habana), Mercedes (Matanzas), Central (Sancti Spiritus- Ciego de Avila) and Guantánamo- San Luis in the oriental zone.

The studied basins differ in the interesting objectives for geophysical methods just like for the considerable information that they give us, because of this, for every case in particular was developed a methodological strategy different for the quality and extension values of reservoirs and also of seals.

For the reservoirs study were established correlations between collector properties tested in calibration wells and the interval velocity in seismic cuts. Also considering the porosity compaction, extrapolating these equations to the different seismically detected objectives in places without wells, permitting this to prognose the porosity values in the interesting cupolas. In seals, it was defined their continuity, thickness and clay content and in places with great clay thickness, it could be determined the compaction type, with favored the continuity of frontiers in seismic correlation. As ultimate result were mapped the seismically defined different structures, qualifying them like good, moderate or bad in account of the porosity values and the seal.

Introducción



Para el pronóstico de los reservorios y sellos en las Cuencas Interiores se hizo necesario:

- La caracterización de las secuencias atravesadas en los pozos perforados en cada cuenca.
- La comparación de la litología, propiedades colectoras y edades entre ellas.
- Compilación de todos los materiales petrofísica (registros y análisis de laboratorio de los núcleos).
- Selección de las estructuras propuestas por la sísmica para ejecutar la Inter.-relación del estudio de los núcleos, registros de pozo y perfiles sísmicos.

De esta forma se tuvo una panorámica general de cómo afrontar la valoración de las mismas. Por ejemplo en la Cuenca de Los Palacios, por sísmica no se definieron estructuras, no obstante, se realizó un pronóstico a partir de la sismoestratigrafía (Reservorios de Pinar del Río Cuenca Los Palacios, Capítulo I, J. Fernández) que cualifica los reservorios porosos en las trampas estratigráficas de las secuencias terrígenas.

En el caso de la Cuenca Mercedes las estructuras coinciden con los pozos perforados Mercedes 1 y Criollo 1, por lo que en este estudio sólo se caracterizaron las secuencias ofiolíticas y de conglomerados polimícticos con fragmentos volcánicos del Cretácico Superior Campaniano Maestrichtiano que constituyen reservorios fracturados; los sellos, margas calcáreas cretácicas de la Formación Cocos y arcillas margas y limolitas del Paleógeno de la Formación Ochoa.

Es por esto que el presente trabajo hará mayor énfasis en la Cuenca Vegas ya que en esta se pudo ejecutar la metodología integral que se propone, empleada con éxito en la evaluación de los bloques de la costa norte de Cuba y en las Cuencas del retroarco de la parte oriental del país. En la Cuenca de Guantánamo San Luis también se empleó.

Materiales y metodología.

La metodología empleada consiste en:

- La calibración de los datos geológicos, geofísicos de pozo y la sísmica en los pozos profundos estableciendo dependencias estadísticas que las integran, entre la Velocidad del intervalo de registro, Porosidades medias totales determinadas en los núcleos, y de la Velocidad del intervalo, derivada del procesamiento de los datos sísmicos a lo largo de las líneas que contienen los pozos de interés y por supuesto, la litología y edad que caracterizan los intervalos definidos.
- Análisis de todas las líneas sísmicas que reflejan los prospectos y objetivos investigados estableciendo las dependencias de velocidad en función del tiempo y la profundidad en las cúpulas de las estructuras de interés, calculando los valores de las porosidades en función de las profundidades de las mismas, sobre la base de las ecuaciones previamente establecidas.
- Debido a experiencias obtenidas en estudios anteriores, fue menester analizar además el efecto que por compactación puedan esperarse en los reservorios.

Nuestra hipótesis de trabajo parte de que conociendo la relación existente entre la Porosidad y la Velocidad de registro y de éste con la Velocidad Sísmica, se llega a la relación de la



Porosidad con la Velocidad Sísmica lo que posibilita que, a partir del análisis de ésta **Velocidad** llegar a un valor de **Porosidad**, para cada estructura de interés y de hecho conocer la capacidad de la misma como almacén.

Para la evaluación de los sellos se empleó una metodología que se basa en la relación directa que debe existir entre la resistividad de las arcillas y la profundidad; cuando esto no ocurre así, o sea la resistividad disminuye con el aumento de la profundidad o presenta una relación hiperbólica o gran dispersión de los puntos, entonces puede implicar que el agua es menos salada, a variaciones de la composición de la arcilla, que esta está sobrepresionada o que existe una discontinuidad provocada por una ruptura o falla; se puede valorar la compactación y puede dar evidencias de zonas falladas e incluso realizar una correlación más precisa entre pozos. (F. Villas y M. Villamar, Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 1977).

Resultados

La Cuenca Vegas para su estudio ha sido dividido en tres sectores: Este – Central – Oeste. Fueron seleccionados por la información que poseen para la caracterización del Bloque Central el pozo Vega 1, Madruga 3, Madruga 3^a-A, Madruga 2, Santa Rita 2 y Catalina de Güines 2; y del Bloque Oeste, con información deficiente el pozo San Lorenzo 1, Río Hondo 2, Copey 1 y Antillean 2.

Las rocas asociadas a reservorios en este bloque corresponden a las diabasas, microdiabasas y serpentinitas muy fracturadas de las secuencias ofiolíticas y las rocas del arco volcánico representadas por diferentes tipos de tobas pertenecientes al Terreno Zaza; ambas litologías pueden constituir sellos también según las alteraciones que hallan sufrido las mismas como se observa en Santa Rita 2 y en los pozos Madruga 3 y 3-A; también se pueden encontrar determinados ciclos compuestos de areniscas vulcanomícticas, gravelitas y conglomerados con cemento calcáreo que pueden constituir reservorios secundarios, inmersos en la secuencia Sin Orogénico del Eoceno Inferior – Eoceno Medio. En el Post- orogénico, Eoceno Superior al Cuaternario, pueden encontrarse a su vez rocas arenáceas que pueden constituir reservorios muy locales pues en general abundan las rocas margosas – arcillosas de colores crema a blanco.

Análisis de la Compactación y su importancia en la evaluación de los reservorios

En la Cuenca Vegas han sido detectados por sísmica 7 Objetivos, la evaluación de cuyas propiedades colectoras en las áreas de cúpulas constituyó un propósito del presente trabajo. Para ello, se determinó la correlación entre las propiedades colectoras evaluadas en pozos de calibración y parámetros de los cortes sísmicos, en este caso, la velocidad de intervalo y con ellos extrapolarlos a los distintos objetivos donde no existen pozos y de esta forma calcular las curvas de compactación previa a un análisis del comportamiento de la curva de velocidad con la profundidad para los distintos objetivos.

En este trabajo fueron empleados 20 puntos de los cortes sísmicos que pasaron sobre los objetivos ya definidos y el pozo Vega, este último como punto de calibración y en cada uno se procedió a hacer un análisis sobre el comportamiento de las velocidades de procesamiento (Velocidad de Intervalo) con la profundidad (Figura 1).

Como resultado del análisis de los gráficos de Velocidad con la profundidad se tienen los siguientes:



- Se destacan dos grupos semejantes en todo el rango de profundidad; el primero definido por los puntos sobre los objetivos: Copey, Río Hondo, Nazareno y el correspondiente al pozo Vega y el segundo para los objetivos: Calvario, Managuaco y América. Se destaca además que el punto correspondiente al objetivo Madrugas es intermedio entre los anteriores grupos.
- Todos los grupos son semejantes hasta los 1000 metros de profundidad rango este donde se encuentran los topes del Cretácico definidos para todos los objetivos.
- Las diferencias entre las velocidades de intervalos muestra que en el área existe cierta complejidad desde el punto de vista sismogeológico para profundidades mayores de 1000 metros.
- El punto correspondiente al pozo Vegas se destaca por los valores de velocidad de intervalo menores en todo el rango de profundidad.

Por no disponer de registro de velocidad acústica en el pozo Vegas que permitiera delimitar una correlación entre esta velocidad con la porosidad y con la velocidad de intervalo respectivamente, para luego definir la relación entre estas dos últimas se decidió lo siguiente:

1. Emplear los datos de porosidades medidos en el laboratorio en núcleos de este pozo y determinar la relación entre la porosidad y la profundidad.
2. Calcular los valores medios de porosidad para los intervalos de profundidad definidos por el punto de calibración sísmico en el pozo y determinar la función de regresión entre la velocidad de intervalo y la porosidad para el mismo.

Como resultados del análisis de los datos de porosidades medidos en el laboratorio con la profundidad (Figura 2) se aprecian dos tendencias claramente definidas: la primera es una regresión lineal hasta aproximadamente los 2200 metros que coincide con el tope de la Formación Vía Blanca del Cretácico en este pozo y la segunda muestra una distribución logarítmica de esta formación y de los volcánicos que la subyacen. Las ecuaciones obtenidas son:

$$H = 2837.65 - 90.34 \phi \quad \text{coeficiente de regresión } 0,7 \text{ y } 25 \text{ datos.}$$
$$\text{Log}(H) = 8.48663626 - 0.16253012 \text{ Log}(\phi) \quad \text{coeficiente de regresión } 0,79 \text{ y } 32 \text{ datos.}$$

Mediante los datos de estas tendencias se determinaron dos regresiones entre la Velocidad de Intervalo y la Porosidad en el pozo una de forma lineal y otra logarítmica (Figura 3)

$$\phi = 55.3675 - 0.1459 V_{\text{int}} \quad \text{coeficiente de correlación } 0,9 \text{ con } 12 \text{ datos.}$$
$$\text{Ln}(\phi) = 31.1275791 - 3.6463005 \text{ Ln}(V_{\text{int}}) \quad \text{coeficiente de correlación } 0,89.$$

Ambas tendencias son válidas y semejantes desde el punto de vista estadístico.

Calculo de las propiedades colectoras por el tope del Cretácico en los objetivos de interés ubicados en el área de estudio.

En cada uno de los objetivos ubicado por sísmica fueron determinados los valores de las velocidades de intervalo a lo largo de las líneas sísmicas que los atraviesan. Una vez realizadas estas determinaciones se procedió a calcular los valores tentativos de las porosidades para cada intervalo sismogeológico y se determinaron las curvas de compactación (relación entre la porosidad y la profundidad).



El cálculo de las porosidades fue realizado empleando los dos modelos, o sea tanto el lineal como el logarítmico, según las ecuaciones anteriormente establecidas. En las Figuras 4a y 4.b, se muestran las curvas de compactación calculadas para un punto sísmico sobre cada objetivo y en la Tabla 1, se ofrece los datos de porosidad promedios calculados en el tope del Cretácico para varios puntos sísmicos sobre cada uno de los objetivos.

Tabla 4.- Porosidades medias calculadas por objetivos

Objetivo	Calibración Geológica	Tope (m)	Puntos	Porosidad lineal	Porosidad logarítmica
América	Tope Fm V. Blanca	700	4	20.1	15.3
Calvario	Tope Fm V. Blanca	700	2	18.1	13.1
Copey	Tope Fm V. Blanca	750	1	13.5	8.1
Managuaco	Tope Fm V. Blanca	400	3	20.0	16.6
Nazareno	Tope Fm V. Blanca	600	3	16.0	10.03
Río Hondo	Tope Fm V. Blanca	150	2	27.7	36.2

Debe significarse que los valores de las porosidades calculadas atribuidas a los topes de los objetivos deben ser considerados de una forma cualitativa y comparativa.

Evaluación de los sellos.

En el sector central de la Cuenca Vegas se pudo realizar un estudio sobre el comportamiento de la resistividad de las rocas arcillosas con respecto a la profundidad (en escala bilogarítmica).

Las condiciones requeridas para realizar este estudio es tener un fuerte espesor lutítico por debajo de los 1000 m; se escogieron además en intervalo donde el potencial espontáneo se manifestaba muy positivo y resistividad baja, corroborando la litología en las columnas litológicas y teniendo en cuenta que no hubiesen cambiado el tipo de lodo. A continuación analizaremos los diferentes sellos, según el análisis anterior

- La secuencia sello que sobreyace el Terreno Zaza en ocasiones es la propia roca volcánica, conglomerática, vulcanógeno sedimentaria (Santa Rita 2) o Serpentinita alterada (Madruga 3 y 3-A) los que presentan una **compactación normal**. Esto quiere decir que a medida que fueron sepultados alcanzaron un grado de compactación proporcional a la carga que estaban soportando, debido a la expulsión continua de los fluidos que contienen, dando lugar a una pérdida gradual de porosidad lo que aumenta el tipo de salinidad del agua que las satura.
- Otra secuencia que constituye sello es en el Eoceno Medio las margas calcáreas, calizas pelitomórficas, arcillas, aleurolitas verdes en Santa Rita 2; arcillas lutitas – aleurolitas polimícticas en Catalina de Güines 2 y en Vegas 1, intercalaciones de arcilla caliza verdosa y marga. En todos casos presentan las formas típicas de **Sobrepresión** y en estos dos últimos pozos con formas muy similares; esta secuencia pertenece al Post orogénico.



- Y en Vegas 1 (Figura 5) además se cortó la secuencia Sin orogénico del Paleoceno Superior – Eoceno Medio los que se diferencian en que el primero es más arcilloso (resistividad más baja) y el segundo más carbonatado, pero ambos presentan **compactación normal**. En el sismograma del pozo Vega 1 se observa a partir de 1600 m buenas reflexiones y otro cambio a 2400m; lo que está relacionado con las compactaciones de las secuencias

Conclusiones

1. Se determinaron tres objetivos según los datos de porosidad como las áreas más favorables para constituir almacén de hidrocarburos : América, Managuaco y Río Hondo.
2. Pueden esperarse tres tipos de sellos:
 - Rocas del Terreno Zaza (rocas volcánicas, serpentiniticas) con compactación normal
 - Margas calcáreas, arcillas, aleurolitas del Eoceno Medio, Sobrepresionadas.
 - Paleoceno Superior- Eoceno Medio, los que presentan compactación normal.

Bibliografía

- Álvarez Castro I y otros, 1998: Evaluación de prospectos para la exploración petrolera de los Bloques 6, 7, 9 y 10. CEINPET.
- Álvarez Castro I y otros, 1999: Evaluación de prospectos para la exploración petrolera en el sector suroriental de Cuba. CEINPET.
- Valladares Amaro S.y otros, 1996: Reservorios Carbonatados. CEINPET.
- Villamar M y Villas F, 1997:La resistividad de las lutitas como parámetro auxiliar en el estudio de los campos petroleros. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo.



Figura 1. Relación de la Velocidad de Intervalo con la profundidad para varios puntos sísmicos en la Cuenca Vegas

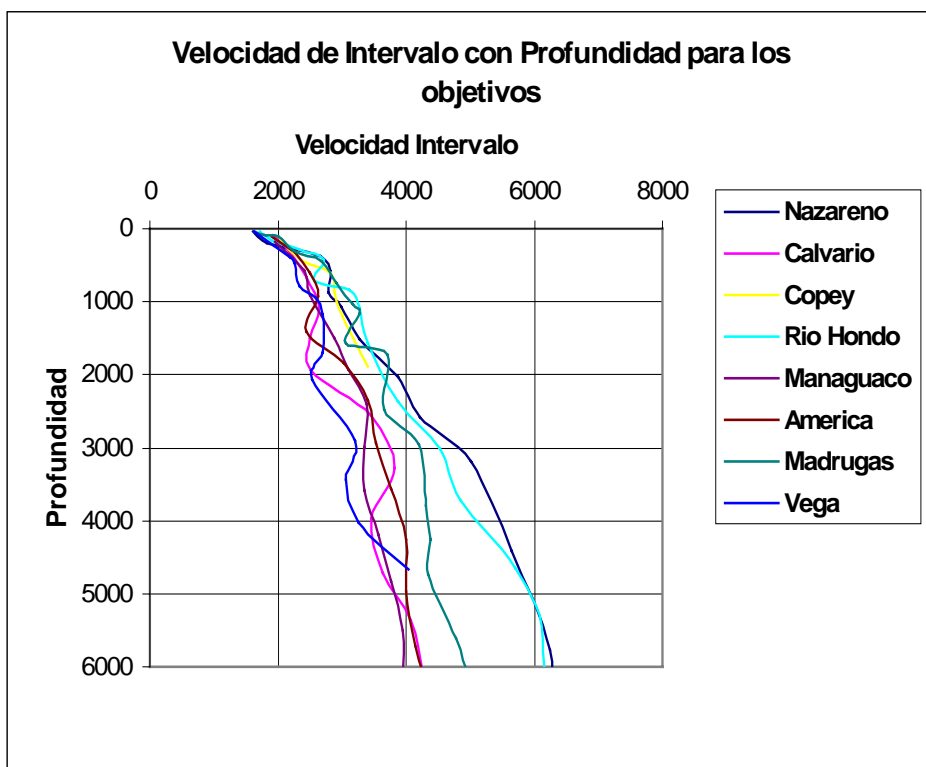


Figura 2: Gráfico de las curvas de compactación determinadas en el pozo Vegas 1

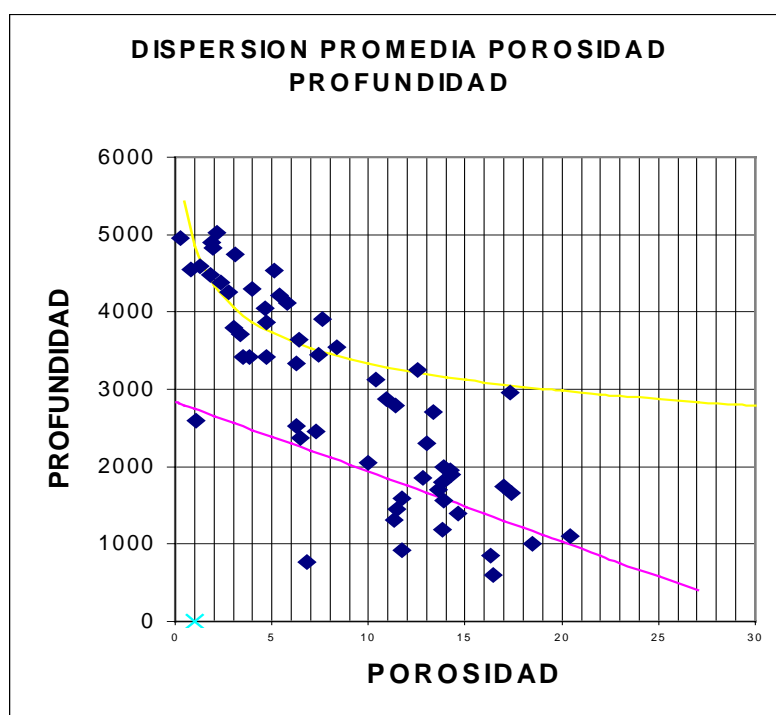




Figura 3: Curvas de Compactación calculadas de cada uno de los objetivos de las relaciones lineal y logarítmica obtenida.

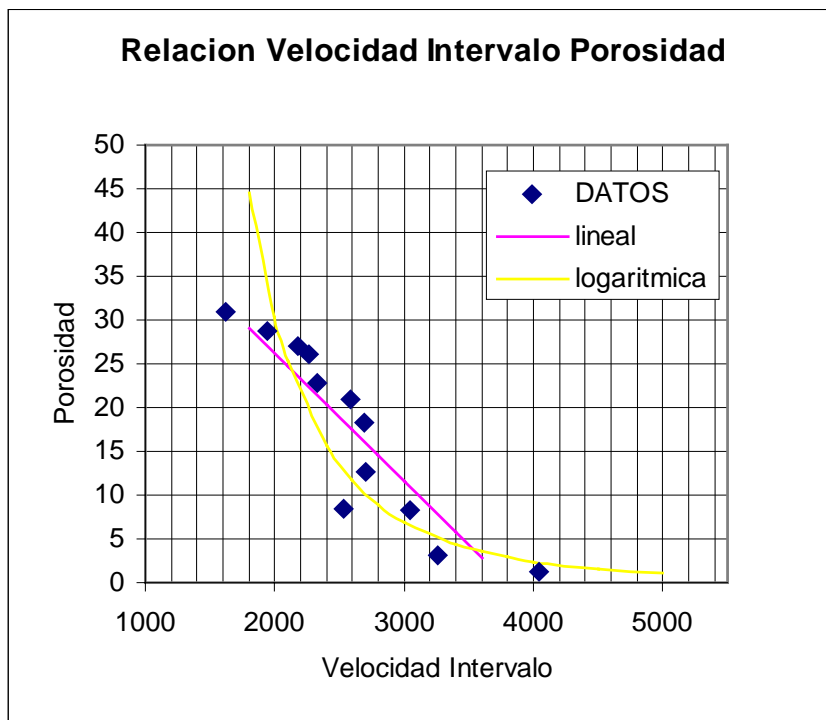


Figura 4 a: Curvas de compactación por objetivos calculados según las relaciones de Velocidad de Intervalo y Porosidad para el modelo lineal.

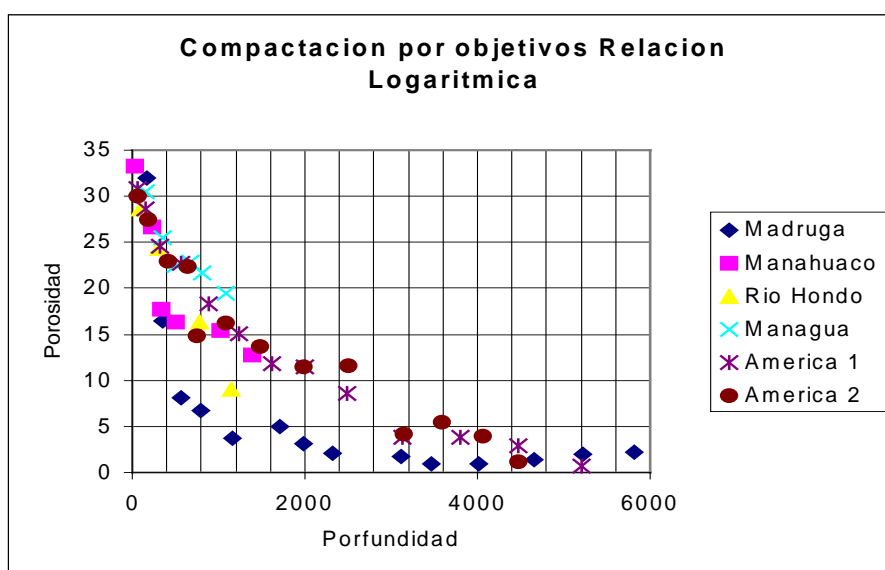




Figura 4. b: Curvas de compactación por objetivos calculadas según las relaciones de Velocidad de Intervalo y Porosidad para el modelo Logarítmico.

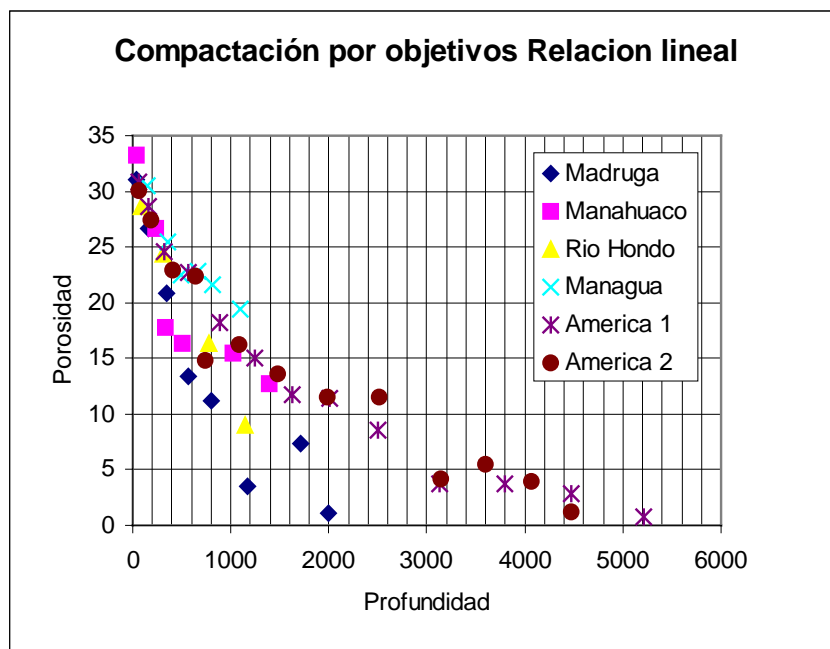
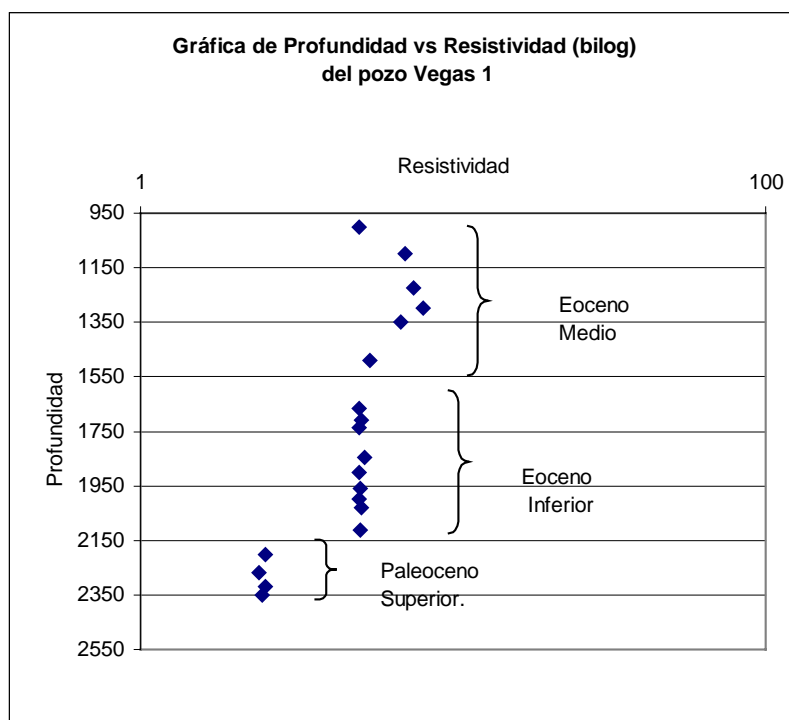


Figura 5: relación de la Resistividad y la Profundidad en Vegas 1.





GEOCHEMICAL CHARACTERIZATION OF CRUDE OILS, GASES AND SOURCE ROCKS OF NORTHWEST CUBA

C.MAGNIER^a, I.MORETTI^a, J.O. LOPEZ^b, J.G. LOPEZ^b, J.LETOUZEY

^a Institut Français du Pétrole, 1-4 avenue du Bois Préau, 92506 Rueil Malmaison, France

^b CEINPET, Washington No.169 Esq. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, C.P. 12000, Cuba

Crude oils and gases of carbonate producing reservoirs from the northwest onshore Cuban prospects are geochemically analyzed and discussed in this paper. Oil/oil and oil/source rocks were correlated with onshore rock samples and also with existing geochemical data of an offshore ODP-535 well, obtained in prior studies. The main issue addressed in this paper focuses on the genetic semblance between carbonate reservoir crude oils and source rocks with a possible extension of the possible carbonate petroleum system to the offshore. The main results furnish new insight on the composition of carbonate reservoir fluids, which have been grouped in families, those belonging to light, mixed, biodegraded and/or immature hydrocarbon fluids. The occurrence of carbonate anoxic environments during the organic matter deposition was clearly assessed. The preservation and post migration alteration in reservoir intervals likely have resulted from the highly faulted zones in which most traps are found and enhanced by the shallow depths and concomitant temperatures below 80°C. In some areas, the faults might have enhanced the recharging of new hydrocarbons, the latter rendered today's oil fingerprints more difficult to decipher in terms of chronology and origin. The oil and gas compositions and molecular information were obtained through conventional geochemistry techniques of analysis (HPLC, GC, GC-MS) while GC-IRMS was used to obtain the C1-C4 carbon isotope ratios. New analyses by Rockeval 6 provided complementary data, used by 1D and 2D modeling to evaluate the possibility of the source rocks' extensions to the far offshore areas (ODP-535/540 wells).



CARTOGRAFÍA GEOLÓGICA DETALLADA Y ESTUDIO MICROTECTÓNICO DEL ANTICLINAL GUAYABO.

Sosa Meizoso Carlos¹, I. Hernández¹, P. Valdés¹, Y. Tamayo¹.

1.- CEINPET. Washington - 169 esq. Churruca. Cerro. Sosa@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

La investigación posibilitó realizar la cartografía de todas las secuencias de la **UTE Camajuaní**, en la zona del denominado Anticlinal Guayabo y sus áreas adyacentes, al norte de Villa Clara, representadas por las rocas de la **UTE Placetas** - al sur -, y las de la **UTE Remedios**, al norte.

Desde el punto de vista estratigráfico, las rocas más antiguas identificadas fueron: **Formación Jagüita**, del Jurásico Superior Tithoniano (J_3^t). Concordantemente, se depositaron las **Formaciones Margarita y Mata**, del Cretácico.

Yace discordantemente sobre las inferiores, una brecha sedimentaria, de matriz calcárea pre arrecifal - arrecifal, de edad Cretácico Superior Maastrichtiano (K_2^m), con una típica fauna de aguas someras.

Hacia el norte estudiamos el Eoceno Inferior (P_2^1), **Formación Vega**; discordante sobre las brechas antes descritas. Rocas semejantes fueron encontradas en una veintena de lugares, ocupando una posición intra mantos en la parte frontal de los pliegues escamas.

Desde el punto de vista estructural - microtectónico, las rocas de las UTEs Camajuaní, Placetas y Remedios, se encuentran afectadas por los mismos movimientos tectónicos, que han producido en ellas efectos semejantes

El mapa geólogo - estructural elaborado, exhibe los mantos cabalgados y sus pliegues escamas, así como los sistemas transcurrentes principales, que responden a los esfuerzos estudiados.

La investigación permitió constatar que los **esfuerzos mayores** no tienen una sola dirección (**SW - NE**), sino que éstos sufren giros hacia el **este**, provocando un reforzamiento de las fracturas en las de dirección **SW-NE**, de importancia relevante para la entrega de los fluidos en los yacimientos conocidos, los que deben tenerse en cuenta durante la exploración petrolera.

ABSTRACT

Geologic surface mapping of TSU Camajuaní was done of all the formation outcropping at Guayabo Anticline and near by areas north of Villa Clara province. To the south lyes the Placetas TSU and Remedios TSU to the north.

The identified oldest formation is named **Jagüita** of J_3^t age. Above was deposited in a normal position the **Margarita and Mata Formation** of K age.

Above lyes in an unconformity deposition a sedimentary breccia of Piggy Back origin with calcareous cement of K_2^m age and shallow water fossils. To the north lyes unconformity outcrops the Vegas Formation of P_2^1 age which is a intra tectonic sheet, and scattered in many place, at the frontal part of the fold - thrusts according to microtectonics all TSU have been effected.

The structural - geologic map shows the folds - thrusts sheet as well as the main strike slip systems faults.

The mayor tectonic movements are not only of SW-NE strike, but also verges to the east, reinforcing the structures of SW-NE in such a way that enhances the oil potential.

INTRODUCCIÓN

En el área del denominado "Anticlinal Guayabo" (Figura 1), se han realizado múltiples trabajos geológicos y geofísicos, como los de Mc. Fall 1957; y Cuban Gulf Oil Co./1958; I. Kanchev



/1978; C. Vázquez/1986 y otros. Los más antiguos, establecieron la presencia de grandes estructuras anticlinales considerándolas favorables para la exploración – Mc. Fall / 1957 -, lo que motivó la perforación del pozo Guayabo – 1.

Para la ejecución del trabajo se cartografiaron en forma bastante detallada más de 360 km², principalmente de las rocas de la **UTE Camajuaní**, así como de las **UTES Placetas** – al sur -, y **Remedios** al norte. De forma análoga, se realizó el estudio microtectónico, de las primeras, y de algunos afloramientos de las restantes, para poder comparar los efectos del tectonismo, tanto en una como en las otras.

Como parte del trabajo se describieron 351 afloramientos y se tomaron 184 muestras, durante los 42 itinerarios geológicos realizados y se prepararon y estudiaron 214 secciones delgadas, además se estudiaron 37 sitios desde el punto de vista microtectónico, tomándose 3 muestras orientadas, y 11 secciones delgadas de ellas, con fines microtectónicos. Análogamente se tomaron 37 fotos para mostrar los fenómenos geológicos y microtectónicos.

Como resultado del trabajo fue confeccionado un mapa geológico y estructural, y algunos cortes geológicos que muestran el modelo para la región, abarcando las áreas de interés, así como algunas más meridionales que contribuyen a esclarecer la geología de la región.

Para el trabajo microtectónico se construyeron los estereogramas y rosas de diagramas con los elementos estructurales medidos, y el esquema con la dirección de los esfuerzos mayores de cada punto, exhibiendo la dirección principal de los mismos y las modificaciones sufridas en el tiempo.

DESARROLLO Y DISCUSIÓN DEL TRABAJO. ASPECTOS ESTRATIGRÁFICOS.

En el área cartografiada, fueron estudiadas las rocas de la **Formaciones Jagüita**, (Wassall y Truit 1953) del **Jurásico Superior Tithoniano**, y **Cifuentes** (Truit 1954). En ninguna de las zonas objeto de la investigación, aparecieron rocas más antiguas. El estudio estratigráfico del pozo Guayabo – 1, coincide con la nuestra. La información obtenida sugiere que, las edades pudieran extenderse hasta el Cretácico Inferior Valanginiense temprano.



La formación está integrada por mudstone calcáreos con finos bioclastos recristalizados, y wackestone con bioclastos; bien estratificadas en capas finas a medias.



La microfauna más conspicua es de *Saccocoma* sp., *Commithosphaera* sp., *Colomisphaera* sp., moldes de radiolarios, *Calpionellidos* ss, *Calpionellidae*.

Hacia el sur, fueron documentados varios afloramientos de la **UTE Placetas**, correspondientes a la **Formación Cifuentes** (Truit, 1954), integrada por los **paquetes I; II y III** (Fernández – Carmona/2001), del Jurásico Superior Tithoniano Inferior, Medio y Superior, respectivamente. Concordantemente, - en la **UTE Camajuaní** -, se depositó la **Formación Margarita** (Hatten, 1958), integrada por mudstone calcáreos recristalizados con escasos bioclastos finos, floadstone de intraclastos y biomicritas, e intercalaciones de limolitas laminares y en ocasiones secuencias calcareníticas (packstone y grainstone), que indican su deposición en zonas del talud.

La fauna de: ***Nannoconus* sl., *N. steinmannii*, *N. stermannii*, *N. bermudensis*, *N. sp.*, *N. spp.*, *Colomisphaera* cf., *Bivalvos* pelágicos**, permite datar la formación del **Cretácico Inferior Berriasiano–Valanginiano y Hauteriviano–Barremiano ($K_1^{b-v-h-br}$)**.

Hacia el sur y concordantemente sobre los **paquetes I,II y III** de la **Formación Cifuentes**, fueron estudiadas las rocas del Neocomiano – Aptiano? (Figura 2), integrada por silicitas radioláricas que asociamos a la **Formación Santa Teresa** (Wassal 1953).

En la **UTE Camajuaní** se sedimentó normalmente, la **Formación Mata** (Wassall, 1954), integrada por wackstone, packstone y grainstone con intraclastos y bioclastos de peloides y ooides con cemento esparítico. En ocasiones se describe la presencia de floadstone con intraclastos abundantes.

Paleontológicamente, está representada por: ***Nannoconus* truiti, *N. elongatus* *N. spp.*, *Colomisphaera*, *Heliosphaera*, *Globotruncana* *Hedbergella* spp, *Ticinella*? sp.**, la que posibilita datarla del Cretácico Inferior Aptiano, al Cretácico Superior Cenomaniano ($K_1^{ap} - K_2^c$). En toda la región y discordantemente, se depositó una brecha sedimentaria integrada por packstone, grainstone y con frecuencia rudstone, embebidos en una matriz micrítico - esparítica, y un carácter arrecifal – pre arrecifal y fauna que caracteriza a las mismas, depositadas en medios someros, en una cuenca de tipo **piggy back**.

La fauna más representativa es de: ***Fragmentos y conchas de moluscos*, *Corales*, *Miliolidae* abundantes, *fragmentos de bivalvos*, *fragmentos de briozooarios*, *fragmentos de algas*, *fragmentos de Rudistas*, *Globotruncana* sp., *Pithonella sphaerica***, y otros; los que permiten datar la formación como del Cretácico Superior Maastrichtiano (K_2^m).

Las rocas antes descritas, pueden ser consideradas análogas y sincrónicas a la **Formación Amaro** (H. Wassal 1954) y la **Formación Cacarajícara** (C. Hatten, 1957), aunque con importantes diferencias litológicas y genéticas con las otras. Estas, han sido asociadas a la **Formación Sagua** del (K_2^m). Así lo demuestran los datos faunísticos de nuestra pesquisa; aunque esto pueda resultar polémico.

Otras brechas, de marcada **génesis tectónico – sedimentaria** fueron observadas entre los pliegues escamas y en distintos apilamientos. Desde el punto de vista estratigráfico las mismas han sido datadas del Turoniano – Maastrichtiano (K_2^{t-m}), Albiano – Cenomaniano ($K_1^{ap} - K_2^c$), **analizando los sedientos de la matriz en ambas**, mientras más al norte, se documentaron otras del Paleoceno – Eoceno Inferior ($P_1-P_2^{1-2}$).

En 18 afloramientos, encontramos una secuencia asociada a la **Formación Vega**, las que se encontraban en las partes frontales de los pliegues escamas, siendo estas, un tercer tipo de secuencias brechosas.



En nuestra opinión, la cuenca tuvo un desarrollo evolutivo más sencillo que el expuesto en otros modelos geológicos, por ello, y por la argumentación del mismo, lo defendemos. Aunque no podemos asegurar, que para otras partes del territorio, las condiciones hubiesen sido las mismas y no existieran otras formaciones homólogas.

ASPECTOS ESTRUCTURALES Y MICROTECTÓNICOS

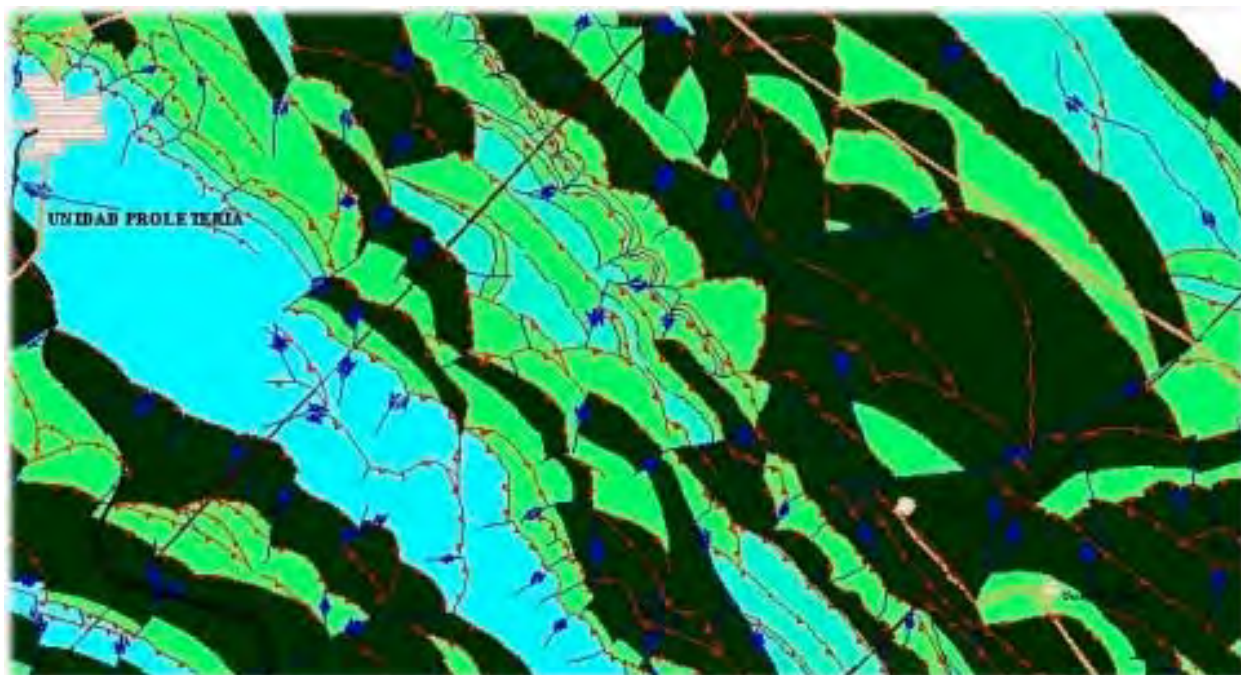
La cartografía geológica ejecutada permitió conocer con un detalle aceptable, las relaciones de las estructuras de la UTE Camajuaní y la existente entre ella y sus vecinas meridionales y septentrionales. El mapa geólogo – estructural confeccionado y los perfiles geológicos, muestran con claridad las mismas.

En el área, han quedado gravadas las huellas de los movimientos tectónicos, los que, han provocado el plegamiento y fallamiento, esencialmente inverso (Figuras 2 y 3), ocurridos durante una temprana y prolongada etapa de cabalgamientos, en los que surgieron los movimientos transcurrentes, que más tarde continuaron quizás hasta nuestros días. La impronta peculiar fue estudiada por la microtectónica, asociándolas a diferentes épocas geológicas.

Tanto desde el punto de vista topográfico, como geólogo – estructural, en los accidentes positivos del terreno – sistemas de colinas -, se concentran las zonas de mayor apilamiento tectónico, en la que intervienen numerosos pliegues escamas, que asumen morfologías particulares, provocando buzamientos abruptos, que van desde 60° hasta 80°.

En el mapa geólogo – estructural y los cortes geológicos (Figuras 2 y 3), pueden observarse elementos de gran trascendencia, que merecieron atención especial durante la confección del mapa y la redacción del texto. Ellos son:

- Las partes frontales de todos los pliegues y sobre todo los ubicados en las zonas de mayor apilamiento, asumen morfologías particulares, identificándose sistemas de fallas transcurrentes que forman bloques independientes, desplazados unos respecto a otros.
- Toda la región está afectada por fallas transcurrente más relevantes, por su magnitud y destacado papel en el desplazamiento de los más significativos eventos geológicos, asumiendo como direcciones más comunes las SE – NW y SW – NE.



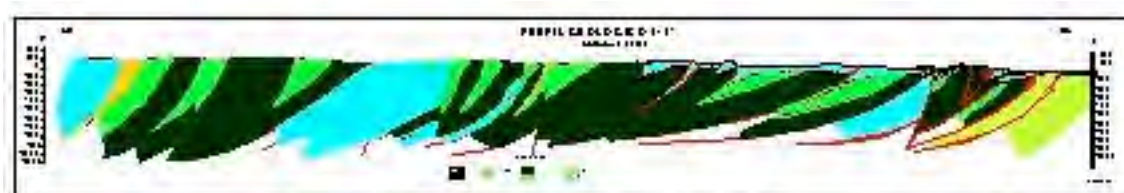
MAPA GEOLOGO ESTRUCTURAL DEL ANTICLINAL GUAYABO **Figura 2**



Las direcciones de referencia, responden, sin lugar a dudas, a los esquemas de fracturas de **Reidel**, definidos para los **sistemas transcurrentes**, y en todos los casos, son semejantes, para las rocas de la UTE Placetas, así como para las UTEs Camajuaní y Remedios.

Durante la investigación se pudo constatar que, las dimensiones de las estructuras estudiadas, son semejantes, lo que contrasta con argumentos anteriores *Mc. Fall / 1957; Cuban Gulf Oil Co. / 1958; varios anexos del proyecto 2132 y otros, que suponían que las estructuras de Camajuaní, eran superiores en dimensiones a las de Placetas.

Se demostró que, los pliegues tienen dimensiones de 500 – 800m según su eje transversal, en la parte central de los mismos, mientras disminuyen sensiblemente hacia los extremos **periclinales**. Al mismo tiempo, se distingue que en las áreas de máximo plegamiento, existen grandes pliegues y en sus zonas frontales, otros menores, que se repiten. En la dirección de los ejes mayores, las estructuras tienen dimensiones que van desde 2 a 6 km. Por otro lado, las zonas de apilamiento no tienen dimensiones mayores de 1.5 km, según el eje transversal y están integrados por 4 o 5 pliegues escamas.



PERFIL GEOLÓGICO I-I'

Figura 3

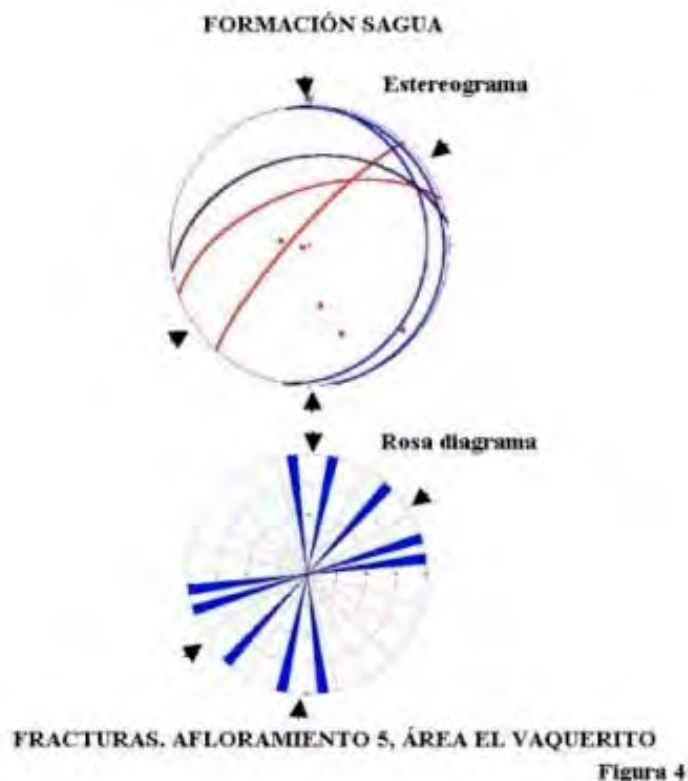
La investigación microtectónica se ejecutó a partir del estudio detallado de 37 afloramientos de las rocas de las **Formaciones Sagua, Mata, Margarita, Jagüita** y algunos de la **Formación Vega** y otros en las **UTEs Placetas y Remedios**.

En los estereogramas y rosas diagramas (**Figura 4**), confeccionados a partir de las direcciones de las fracturas, fallas y azimuts de las capas, ploteados en la falsilla de **Wulf**, estudiamos el comportamiento de ellos, distinguiendo que, los sistemas de fracturas observados responden a esfuerzos que tienen lugar durante los episodios transcurrentes.

En los flancos de los pliegues ha quedado una impronta representada por un sistema de microfallas y fracturas conjugadas, que permiten calcular la dirección principal de los esfuerzos mayores σ_1 , en la bisectriz del ángulo agudo entre ellas.

Al mismo tiempo, estos esfuerzos provocan otro sistema de fracturas paralelo a la dirección de σ_1 , de tipo **distensivo**, que ocurren sincrónicamente.

De forma análoga, fue estudiado un sistema perpendicular a la dirección de los esfuerzos de referencia - **contracción** -, y que se distinguen fundamentalmente en las charnelas de los pliegues, como consecuencia del propio proceso de plegamiento.



Otro sistema es el que tiene lugar por el efecto **flexo – deslizante**, que ocurre cuando un estrato corre sobre el inferior, siendo común la separación entre ellos.

Igualmente, fueron calculadas las direcciones de los esfuerzos mayores σ_1 , en cada afloramiento, lo que permitió su generalización y estudio (**Figura 5**). En él, puede observarse el comportamiento de los mismos en cada sitio y en toda la región.

En muchos afloramientos, fueron observados y estudiados más de un sistema de fracturas conjugadas que permitieron demostrar el giro horario de los esfuerzos mayores (**Figura 5**).

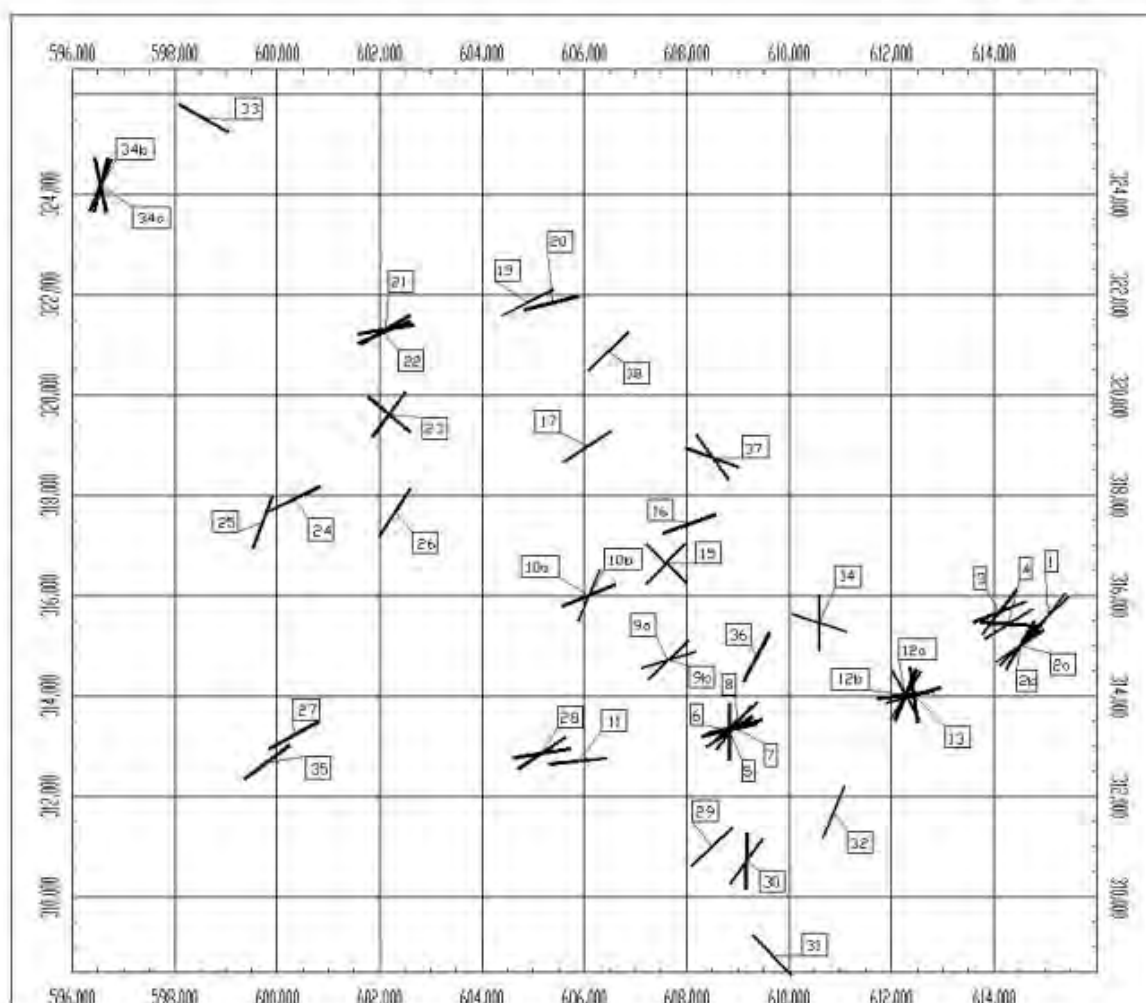
La medición de estos sistemas y la densidad de ellos, es un elemento que resulta trascendente, por cuanto se destaca que las fracturas de dirección **norte –noreste (NNE)** y **este - noreste (ENE)**, son más frecuentes, siendo este el resultado de la acción de los esfuerzos en una dirección, y las modificaciones de los mismos en el tiempo.

No resulta fácil llegar a conclusiones, respecto al momento en que se produjeron los sistemas conjugados estudiados sin embargo, si observamos la densidad de las rocas Jurásicas y Cretácicas hasta el Campaniano, y las posteriores, podemos inclinarnos a pensar que, las primeras fueron sometidas a esfuerzos provenientes de sistemas transcurrentes surgidos en épocas pre Maastrichtienses, provocando un fracturamiento muy intenso.



La disminución de la densidad de las fracturas en la **Brecha Sagua**, es notable, atribuido a la estratificación masiva, aunque los grandes fragmentos incluidos en la matriz tienen una densidad de fracturas generalmente grande.

Figura 5



MAPA DE ESFUERZOS MAYORES DEL ANTICLINAL GUAYABO

Por otro lado, las capas competentes y no conglomeráticas, que fueron descritas como parte de la **Formación Vega** ($P_1-P_2^{1-2}$), tienen una densidad de fracturas mucho menor a las precedentes, lo que nos induce a pensar que los esfuerzos fueron mayores en los primeros estadios, mientras que los ocurridos durante el Eoceno Inferior y Medio, tuvieron menor intensidad, y el estudio de las fracturas realizado puede constituir una prueba de ello.

La presencia de las **cataclasitas** integradas por **pórfidos de granitos** formando parte de las secuencias olistostrómicas intra mantos, y haber estudiado en las mismas sus fracturas, nos permite hacer una comparación semejante, ya que ellas son intensamente competentes y la densidad de la fracturación es menor a las observadas en las rocas de cuenca.



Por otro lado, el estudio de los estereogramas y rosas diagramas construidos con la información de las rocas del Paleoceno – Eoceno Inferior y Medio, demuestran el giro horario. Todo ello nos induce a pensar que durante los períodos iniciales de los cabalgamientos existían también fallas de tipo transcurrentes y su huella ha sido muy evidente, mientras que los Paleocénicos - Eocénicos sufrieron los giros de referencia.

Algunas comparaciones fueron realizadas, con la información obtenida a partir de la interpretación de los registros **FMS** y **FMI** en diferentes pozos que atravesaron o perforaron las rocas de las **UTES Camajuani y Placetas**.

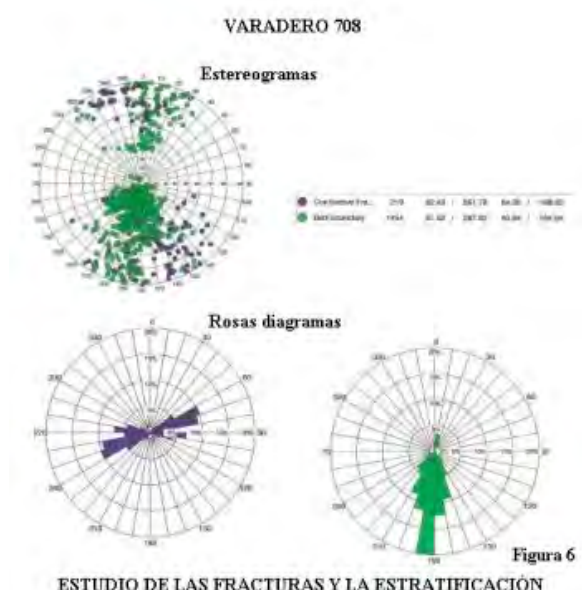
Los estereogramas y rosas diagramas generalizados de los pozos en cuestión, indican que, las direcciones principales de los esfuerzos mayores σ_1 (**Figura 6**), son semejantes a las estudiadas en nuestro polígono de investigación, sólo que más generalizadas, por cuanto atraviesan un mayor numero de pliegues y la población estadística es más abundante.

Por otro lado, tanto en nuestro trabajo como en el anteriormente señalado, puede distinguirse el mismo comportamiento de los sistemas de fracturas, en los que se denota una clara tendencia al **reforzamiento de las fracturas** de dirección **sudoeste – noreste (SW – NE)**; lo que constituye una prueba más de los giros hacia el **este**.

Pragmáticamente, el conocimiento de la dirección de los esfuerzos mayores y de los sistemas conjugados de fracturas, tiene una notable importancia para la exploración petrolera, ya que los más frecuentes – de dirección **noreste** -, coinciden con las **fracturas abiertas**, mientras que las de dirección **noroeste** generalmente son cerradas; siendo las primeras, capaces de entregar los fluidos de las capas.

En casi todos los casos, los sistemas de fracturas, parecen ser los conjugados, que responden a los movimientos de tipo transcurrentes, con predominio de la **dirección sudoeste – noreste (SW-NE)**, constituyendo las mismas las más promisorias para la producción de hidrocarburos, comportamiento semejante a lo analizado en otras zonas.

El estudio de las secciones delgadas preparadas a partir de las muestras orientadas, posibilitó corroborar que los elementos estructurales estudiados macroscopicamente en los afloramientos eran semejantes.





CONCLUSIONES

1. En el trabajo ha quedado demostrado que la región está integrada por una sucesión de zonas de apilamiento tectónico, formadas por rocas esencialmente depositadas en la **Cuenca del Margen Continental** y sobre ellas, otras sedimentadas discordantemente en una cuenca de tipo **Piggy back**.
2. Desde el punto de vista estructural, toda la región está afectada por los cabalgamientos y por un complejo sistema de fallas transcurrentes, localizadas en las partes frontales de los pliegues escamas dividiéndolos en bloques y otro de mayor magnitud que afecta a las estructuras mayores.
3. El propio estudio estructural - microtectónico corroboró que, las estructuras conocidas de la **UTE Placetas** son semejantes a las estudiadas en la **UTE Camajuaní**. De forma análoga, los sistemas de fracturas y la densidad de las mismas son también semejantes; resultados que son contrastantes con los argumentados en trabajos precedentes.
4. Desde el punto de vista prospectivo el trabajo demostró, que la región no posee características positivas para la exploración, por la carencia de secuencias sellantes formando parte de la discordancia regional - también inexistente -, a pesar de contar con otros elementos positivos del sistema petrolero.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez J. y otros, 1998. Evaluación de LEADS para la exploración BLOQUES 6,7,9 y 10. Proyecto 2132. Etapa 1: E/368. (Archivo del CEINPET).
- Calvache G. CUGOC / TEXPET GUAYABO / 1. FINAL REPORT. December 22, 1958. (ONRM – MINBAS, La Habana) (Inédito).
- Ducloz Ch., 1957. "Report and Recommendation on the Guayabo Anticline, Las Villas Cuba" by C.C. Mc Fall's map and our Memo NYG – 945 has been revised; and The proposed location Guayabo – 1. (ONRM – MINBAS, La Habana) (Inédito).
- Fernández – Carmona, J., 1998, Bioestratigrafía del Jurásico Superior – Cretácico Inferior Neocomiano de Cuba Occidental y su aplicación en la exploración petrolera: Tesis Doctoral, (Archivo del CEINPET), La Habana.
- Hatten, Ch. Y otros, 1958 Geology of Cuba Central, Cuba, Eastern Las Villas and Western Camagüey, Provinces, Cuba. (ONRM – MINBAS), La Habana (Inédito).
- Kanchev, I.L., y otros, Geología de la Provincia de Las Villas. Resultado de las Investigaciones Geológicas y Levantamiento Geológico a escala 1: 250 000 (1969 – 1975). Brigada Cubano – Búlgara: (ONRM – MINBAS), La Habana (Inédito).
- McClay K.R./1991. *The mapping of geological structures*. University of London (John Wiley and Son Inc.Editorial Office).
- Metz, Karl. *Manual de Geología Tectónica* / 1963. Ediciones Omega. Barcelona.
- Sosa – Meizoso C. Cartografía Geológica Detallada y Estudio Microtectónico Loma Bonachea / 2001. (Archivo CEINPET).



TRATAMIENTO DE RESIDUOS SÓLIDOS DE PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO

MSc José Alfonso Álvarez González, Lic Esther Ramos Padrón, Ing. Boris Fernández Guinzbourg, Lic Ana Núñez Clemente, Dr. Miguel A. Díaz Díaz, Téc. Gisela Novoa Rodríguez, Téc. Sandra Miller Palmer

Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Cerro. Ciudad de la Habana. Teléfonos: 57 - 7301, 57 - 7329. Fax: 66 -6021, E - mail: alfonso@ceinpet.inf.cu.

RESUMEN

Se montaron a escala de banco tres técnicas de tratamiento de residuos sólidos petrolizados: Biorremediación, Mezclar, Enterrar y Cubrir (MEC) y Dispersión en el terreno o Land Spread (LS). Para el montaje de estas técnicas se utilizaron residuos sólidos petrolizados de un sumidero de gran volumen que contiene desechos producidos fundamentalmente por la perforación de un pozo de alrededor de 5000 m de profundidad en la década de los ochenta. Mediante el empleo del software STATISTICA 5 se generó un diseño experimental de superficie de respuesta no factorial (compósito central)

Se obtuvo como resultados que las técnicas de Mezclar, Enterrar y Cubrir y la Dispersión en el Terreno (Land Spread) no resultan adecuadas para la disposición final de los residuos sólidos petrolizados evaluados en un período de 120 días siendo la técnica de Biorremediación la más apropiada para el tratamiento y/o disposición final de estos residuos, además de ser una factible económicamente para aplicar a corto plazo

Abstrac

The present paper reports the results of three forms of treatment of oils solids waste Land Spread, Mix, Berry and Cover and Biorremediation, The best removal of hydrocarbons were obtained with the Biorremediation and it is a technical more appropriated economical and environmental for treated this wastes.

Introducción

La solución ambiental adecuada de los residuos sólidos con altos contenidos de hidrocarburos generados durante los procesos de la perforación, extracción y producción del petróleo se encuentra dentro de las prioridades fundamentales de la industria petrolera.

La contaminación por hidrocarburos tiene un pronunciado efecto sobre las propiedades físicas, químicas y microbiológicas de un suelo, pudiendo impedir o retardar el crecimiento de la vegetación sobre el área contaminada (Luque y otros, 1995) (Lieth y Markert, 1990).

Las técnicas de tratamiento de residuos sólidos consisten en la aplicación de procesos químicos, biológicos o físicos a desechos peligrosos o materiales contaminados a fin de cambiar su estado en forma permanente. Estas técnicas destruyen contaminantes o los modifican a fin de que dejen de ser peligrosos, además pueden reducir la cantidad del material contaminado presente en un lugar, retirar el componente de los desechos que los hace peligrosos o inmovilizar el contaminante en los desechos (Flores y col., 2001)

Las tecnologías conocidas como Landfarming, Land Treatment o Land Application, son métodos de remediación de hidrocarburos de petróleo a través de la Biodegradación. Estas tecnologías consisten en la aplicación al suelo contaminado con hidrocarburos en una capa fina sobre el suelo preparado para tal fin (Cursi y Calleja, 2000) (Ercolli y Gálvez, 2000)



Las efectividades de estas metodología dependen de innumerables factores, entre ellos, las características agronómicas, topográficas y microbianas del suelo receptor, características y composición de los residuos aplicados, condiciones climáticas, etc. (Di Paola y Cantero, 2000)

El presente trabajo tiene como objetivo fundamental la evaluación a escala de banco de alternativas de tratamiento y/o disposición final para residuos sólidos petrolizados con vistas a obtener los datos primarios para el escalado de resultados.

Materiales y Métodos

Para la evaluación a escala de banco de estas alternativas de tratamiento se utilizaron los residuos sólidos petrolizados de una piscina (un sumidero de gran volumen que contiene desechos producidos fundamentalmente por la perforación de un pozo de alrededor de 5000 m de profundidad, aunque también se detecta la presencia de otras sustancias de carácter oleoso en el sistema, que han sido vertidas posteriormente.

El sistema analizado consta de dos partes aisladas que no se comunican entre sí, cada una de ellas con un área de aproximadamente 200 m². Se denominaron según su posición de Norte a Sur como 500 A y 500 B; tomándose muestras de ambas para formar compósito.

Las muestras de residuos sólidos petrolizados fueron colectadas y envasadas en bolsas de aluminio, preservándose en congelación hasta su posterior procesamiento y análisis (ARPEL, 1997) (ISO, 1994).

Mediante el empleo del software STATISTICA 5 se generó un diseño experimental de superficie de respuesta no factorial (compósito central), cuyas características fundamentales se describen a continuación:

Resumen diseño standard: 2^2 cubo + estrella (compósito central)

Número de factores: 2

Número de bloques: 1

Número de corridas: 10 $nc = 4$ $ns = 4$ $n0 = 2$

α para rotabilidad: 1.4142 α para ortogonalidad: 1.0781

BIORREMEDIACIÓN

Se prepararon Composteros en recipientes plásticos redondos con un diámetro de 40 cm y altura de 12 cm, utilizando para ello una mezcla de residuos sólidos petrolizados al 10 % suelo del sistema en análisis, fertilizantes, agua y materiales acondicionantes en diferentes proporciones.

Se utilizaron estiércol y fertilizantes como urea y fosfato de amonio para enriquecer el suelo de nutrientes, de manera que los microorganismos se vieran favorecidos para llevar a cabo la biodegradación del crudo. De igual forma se utilizaron como materiales acondicionantes aserrín y hojarasca, según patente venezolana INTEBIOS (León e Infante, 1998) consultada. La masa final de cada compostero fue de 2 kg. Se realizaron distintas variantes de mezcla buscando identificar la alternativa más adecuada y económica.

De forma simultánea se montaron pruebas de Control de referencia y Control abiótico. El primero constituye una mezcla de suelo e hidrocarburos con aireación y humectación para simular el proceso natural que ocurre en el suelo contaminado. El control abiótico es una mezcla de igual naturaleza pero se inunda con solución de HgCl₂ al 2 % para evitar el crecimiento de microorganismos. Los composteros fueron aireados y humectados periódicamente, con excepción del Control abiótico



En la tabla 2 aparece la descripción detallada de los composteros evaluados:

Tabla 2. Composición de los composteros evaluados

Control	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4	Muestra 5	Muestra 6	Control abiótico
H/C	H/C	H/C	H/C	H/C	H/C	H/C	H/C
Suelo	Suelo	Suelo	Suelo	Suelo	Suelo	Suelo	<u>Suelo</u>
-	Fertilizante	Fertilizante	Fertilizante	Fertilizante	Fertilizante	Fertilizante	HgCl ₂
-	Estiércol	Estiércol	Estiércol	Estiércol	Estiércol	Estiércol	-
-	Hojasca	Hojasca	-	Aserrín	-	Aserrín	-

Ensayos de Respirometría:

La respirometría fue el ensayo utilizado para evaluar de forma indirecta la actividad microbiológica del suelo durante el proceso de biotratamiento de compuestos orgánicos, a través de la cuantificación del CO₂ producido por unidad de tiempo en un área determinada. Esta técnica consiste en colocar pequeños recipientes destapados con KOH (0.1 N) dentro de una cámara invertida con 15 cm de diámetro por 16 cm de alto sobre el área de biotratamiento (compostero). Este permanece por espacio de 18 horas, para posteriormente ser valorado con una solución de HCl (0.1 N). Los valores son expresados teniendo en cuenta el área del suelo dentro de la cámara y el tiempo de exposición. Este ensayo se realizó cada 15 días (Viale e Infante, 1997).

Crecimiento Microbiológico

Como otra medida de monitoreo, se realizó un conteo de microorganismos a cada uno de los composteros. De esta forma se evaluaron como se comporta la concentración bacteriana durante el biotratamiento. El crecimiento bacteriológico se realizó en placas con medio rico de Agar Nutriente, a una temperatura de incubación de 37 °C. Las muestras fueron tomadas cada 15 días. Se procedió según la norma ISO 4833 (1991).

MEZCLAR, ENTERRAR y CUBRIR

El experimento se realizó utilizando columnas de vidrio con fondo plano de forma cilíndrica de 149 cm de altura y 7.9 cm de diámetro, una de las cuales permaneció durante todo el período de ensayo y las otras fueron desechadas después de tomada la muestra para análisis de hidrocarburos.

Se mezcló el suelo con el residuo sólido petrolizado en proporción 3: 1(0.9L:0.3l), esta mezcla se depositó sin compactar en el interior de cada una de las columnas, se cubrió con un volumen de 8 litros (1metro de altura) de suelo limpio perteneciente a las áreas aledañas al sistema en estudio, para simular el método más empleado en Cuba, según se establece en la Regulación Ambiental 01/95 (CIPP, 1995).

DISPERSIÓN EN EL TERRENO (LAND SPREAD)

Para llevar a cabo este montaje experimental se consultó la Regulación Ambiental 01/95 (CIPP, 1995). De esta forma se calcularon los volúmenes correspondientes al suelo limpio y residuos sólidos petrolizados, los valores obtenidos fueron los siguientes:

Sustancia	Volumen (L)
Suelo Limpio	6
Residuo Sólido Petrolizado	2

Análisis Químico

Las muestras fueron tomadas de forma aleatoria con muestreador de sólidos, obteniendo una muestra compósito para cada alternativa de tratamiento en estudio. El tamaño de muestra en todos los casos fue de 100 g. El muestreo se realizó a los 0, 30, 60, 90 y 120 días de montados los



experimentos a escala de banco (Abboud, 2000). Los hidrocarburos totales se determinaron según método 5520 (APHA, 1992).

En el proceso de precipitación de asfaltenos se utilizó n- pentano y la fracción concentrada de maltenos se separó en saturados, aromáticos y resinas, utilizando cromatografía de adsorción en columna empacada con alúmina activada. La cuantificación de cada fracción se realizó de forma gravimétrica (Abboud, 2000) (Sawatzky et al., 1976) (University of Alberta, 2000).

Resultados y Discusión

Los resultados obtenidos en el diseño de experimentos seleccionado se resumen a continuación. En el análisis del experimento compósito central para 2 factores, 1 bloque y 9 corridas se obtuvo un CM Residual = 0.853668, donde la variable dependiente fue el nivel de grasas y aceites al tiempo final.

Como se puede apreciar, los factores analizados fueron el tratamiento empleado y la concentración inicial de grasas y aceites, resultando ambos altamente significativos. La mayor correlación de los efectos se obtuvo entre el tratamiento aplicado y las interacciones de ambos factores, aunque todas resultaron significativas para $\alpha = 0.05$.

	SC	GL	CM	F	p
(1)TRATAMIENTO	7.99874	1	7.99874	9.36986	0.028069
(2)CONC INIC G/A	51.13943	1	51.13943	59.90561	0.000575
(1) por (2)	0.64741	1	0.64741	0.75838	0.423667
Error	4.26833	5	0.85367		
Total SC	62.81709	8			

Correlaciones de los efectos

	TRAT	CONC INIC	(1) por (2)
(1)TRATAMIENTO	1.00	-0.61	0.90
(2)CONC INIC G/A	-0.61	1.00	-0.44
(1) por (2)	0.90	-0.44	1.00

En el análisis del experimento compósito central para 2 factores, 1 bloque y 9 corridas se obtuvo un CM Residual = 1.192152, donde la variable dependiente fue el nivel de hidrocarburos totales al tiempo final.

Cuando los factores analizados fueron el tratamiento empleado y la concentración inicial de hidrocarburos totales se observa en la tabla siguiente que ambos resultan altamente significativos para $\alpha = 0.05$, reflejando que existen diferencias tanto entre los tratamientos aplicados como entre la concentración inicial de contaminante utilizada.

	SC	GL	CM	F	p
(1)TRATAMIENTO	125.25968	1	12.25968	10.28366	0.023813
(2)CONC INIC HC	8.15525	1	8.15525	6.84078	0.047355
(1) por (2)	0.50139	1	0.50139	0.42058	0.545252
Error	5.96076	5	1.19215		
Total SC	49.40282	8			

La mayor correlación de los efectos se obtuvo entre la concentración inicial de hidrocarburos totales y las interacciones de ambos factores, aunque todas resultaron significativas para $\alpha = 0.05$.



Correlaciones de los efectos

	TRAT	CONC INIC	(1) por (2)
(1)TRATAMIENTO	1.00	- 0.10	0.19
(2)CONC INIC HC	- 0.10	1.00	- 0.81
(1) por (2)	0.19	- 0.81	1.00

En la tabla 3 se reportan los resultados del análisis de Grasas y Aceites en el seguimiento de las alternativas de tratamiento y/o disposición de suelos contaminados con residuos sólidos. A partir de los 120 días no se apreciaron cambios significativos en los niveles de remoción de contaminantes en las variantes evaluadas.

A diferencia de las técnicas tradicionales evaluadas (LS y MEC), en todas las muestras que se empleó la Biorremediación se obtuvo una apreciable disminución del contenido de grasas y aceites e hidrocarburos totales (tabla 4), debido a la actividad microbiana existente. Esta biodegradación era de esperar ya que existen las condiciones adecuadas (pH, temperatura, humedad, condiciones aeróbicas y nutrientes) que incentivan la actividad de los microorganismos presentes.

Tabla 3. Contenido de Grasas y Aceites de las alternativas de disposición estudiadas, expresados en %

Tratamiento	t=0	t=30	t=60	t=90	t=120
Control	9.48	7.99	6.20	5.31	4.30
Muestra 1+2	9.48	7.01	6.45	5.91	4.02
Muestra 3	9.48	8.98	5.71	4.10	3.02
Muestra 4	9.48	8.95	5.39	4.16	2.40
Muestra 5	10.67	10.58	7.54	4.40	1.31
Muestra 6	10.81	6.66	4.95	3.23	1.51
Land Spread 1	12.41	12.06	10.32	8.56	6.79
Land Spread 2	13.20	13.18	10.60	8.02	5.48
MEC	13.65	11.61	11.12	10.06	10.06

Nota: la muestra 1+2 representa el resultado del compósito obtenido de M1 y M2 para el análisis.

En las muestras tratadas por Biorremediación se obtuvo una tasa de biodegradación entre 55 - 75 % para grasas y aceites y entre 63 - 90 % para hidrocarburos totales en 120 días, considerándose este valor satisfactorio de acuerdo a experiencias internacionales (Cursi y Calleja, 2000) (Ercolli y Gálvez, 2000) (Di Paola y Cantero, 2000) (ARPEL, 1997). Se debe destacar la significación de este resultado partiendo del hecho que el petróleo utilizado en la realización de este estudio posee características físico - químicas poco favorables para que ocurra una buena biodegradación, principalmente por su elevada viscosidad, que dificulta el mezclado homogéneo con el suelo interfiriendo la interacción microorganismo - hidrocarburo.

La mayor remoción de grasas y aceites (86 - 88 %) y la menor remoción de hidrocarburos (63 - 68 %) en las muestras M5 y M6 está dada por el mayor contenido de materia orgánica y menor contenido de hidrocarburos (muy resistentes a la biodegradación), lo que motiva la degradación preferencial del resto de los compuestos orgánicos presentes que resultan más accesibles a los microorganismos.



Tabla 4. Contenido de hidrocarburos totales de las alternativas de disposición estudiadas, expresados en %.

Tratamiento	t=0	t=60	t=90	t=120
Control	7.16	5.46	4.35	2.22
Muestra 1+2	8.25	5.36	4.73	1.65
Muestra 3	7.28	5.55	3.82	1.45
Muestra 4	8.25	6.29	4.34	2.70
Muestra 5	3.67	3.43	2.40	1.37
Muestra 6	3.99	3.41	2.35	1.29
Land Spread 1	11.43	9.95	8.76	7.56
Land Spread 2	5.27	5.12	4.98	4.18
MEC	12.58	10.87	9.16	7.19

El hecho de que en la muestra Control de referencia se haya obtenido una de tasa de biodegradación para grasas y aceites similar a las muestras M1+ M2, y para hidrocarburos similar a las muestras M4, M5 y M6, evidencia la ocurrencia del proceso natural favorecida por la presencia de los nutrientes necesarios en el suelo utilizado en las pruebas de bancos (tabla 5) y por la aireación y humectación periódica que se realizó durante el experimento, lo cual es de vital importancia para el desarrollo de la microbiota degradadora de hidrocarburos y también se corrobora por los altos niveles poblacionales encontrados en esta prueba.

Tabla 5. Contenido de Nitrógeno y Fósforo de los composteros evaluados, expresados en mg/kg.

	Control	Muestra 1	Muestra 2	Muestra 3	Muestra 4
Nitrógeno total	336	560	358	403	470
Fósforo total	5.32	8.87	7.98	7.91	8.32

En la tabla 6 se muestra la variación de la composición por fracciones de los hidrocarburos presentes en estas muestras al inicio y después de 90 días de tratamiento.

Tabla 6. Composición de las fracciones de hidrocarburos presentes (%).

Tratamiento	Saturados		Aromáticos		Resinas		Asfaltenos	
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
Control	2.58	1.60	1.19	0.80	0.87	0.87	2.52	1.08
Muestra 1+2	3.31	0.85	1.35	1.23	1.12	1.12	2.47	1.41
Muestra 3	3.21	1.04	1.31	0.93	1.10	0.81	1.66	1.04
Muestra 4	3.31	0.98	1.35	0.74	1.12	0.42	2.47	2.20
Land Spread	2.26	1.53	2.86	1.79	2.26	1.40	4.05	4.04
MEC	3.38	3.17	2.59	2.20	2.45	1.50	4.16	2.29

La mayor remoción de la fracción de saturados se alcanza en las pruebas de Biorremediación, mientras que en las fracciones de aromáticos y resinas se logra con el tratamiento M4. La mayor remoción de la fracción de asfaltenos se obtuvo en la muestra control de referencia.

En los ensayos de respirometría correspondientes a las alternativas de Biorremediación, se puede observar en la tabla 7 que los mayores valores de CO₂ generado se obtienen en la Muestra 1+2, evidenciándose que es en ésta donde existe una mayor actividad biológica, dada la mayor disponibilidad de carbono accesible, lo cual se corrobora con los valores obtenidos en el conteo bacteriológico reportado en la tabla 8. En orden decreciente le siguen la Muestra 3 que no contiene acondicionantes del suelo y finalmente la Muestra 4 con aserrín.



Tabla 7. Resultados del ensayo de respirometría, expresados en mg de CO₂/m² h.

Tiempo (días)	Control	Muestra 1+2	Muestra 3	Muestra 4
0	47.05	121.61	75.77	99.61
15	50.72	124.05	81.27	81.28
30	39.11	102.67	72.72	66.00
45	26.28	97.17	77.00	97.78
60	39.11	83.11	73.94	84.33
75	57.44	75.78	80.05	69.67
90	37.28	72.72	89.83	92.28

Estas diferencias en la producción de CO₂ se deben a que los acondicionantes del suelo utilizados varían en cuanto a su biodegradabilidad, siendo la hojarasca más biodegradable que el aserrín. Es de destacar que en estos ensayos, la utilización de uno u otro material no influye en la biodegradación de hidrocarburos, por lo que cualquiera de los dos puede ser aplicado indistintamente siempre y cuando se mantengan las mismas condiciones en los parámetros restantes (concentración de hidrocarburos, condiciones naturales del suelo, nutrientes, temperatura, humedad, aireación). En la figura 6 se muestra el comportamiento de la producción de CO₂ en función del tiempo (t) en las pruebas de Biorremediación, donde se aprecia que las curvas obtenidas siguen la ecuación de un polinomio de orden 5, según se describe:

$$\text{CO}_2 = a + b t - c t^2 + d t^3 - e t^4 + f t^5$$

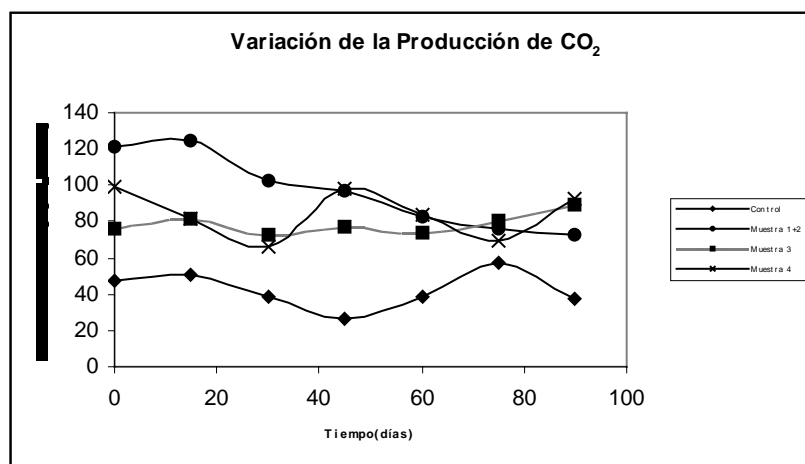


Figura 6. Producción de CO₂ en los Ensayos de Respirometría de las pruebas de Biorremediación.

En la tabla siguiente se observa que la carga microbiana de las pruebas de Biorremediación, a las que se adicionaron nutrientes, siempre se mantuvo superior a la carga bacteriana de la muestra Control de referencia, donde no se adicionaron nutrientes.



Tabla 8. Resultados del Conteo bacteriológico, expresados en UFC/mL

Tiempo (días)	Control	Muestra 1+2	Muestra 3	Muestra 4
0	1×10^6	1×10^6	3.2×10^4	4.25×10^4
15	4.5×10^2	8×10^5	1.45×10^4	6.4×10^5
30	2.24×10^4	1.8×10^6	2×10^5	1.8×10^5
45	4.5×10^5	4×10^6	1×10^5	1×10^5
60	3.5×10^5	4×10^5	2×10^4	7×10^4
75	3×10^4	1.1×10^5	1×10^5	1×10^5
90	2×10^4	1×10^5	1×10^4	1×10^5

Conclusiones

1. Las técnicas de Mezclar, Enterrar y Cubrir y la Dispersión en el Terreno (Land Spread) no resultaron adecuadas para la disposición final de los residuos sólidos petrolizados evaluados en un período de 120 días.
2. La técnica de Biorremediación resulta la mas apropiada para el tratamiento y/o disposición final de estos residuos.
3. Para las condiciones seguidas en este estudio, se comprobó que la adición de nutrientes y materiales acondicionantes no resultan determinantes para la biodegradación de residuos sólidos petrolizados.
4. Para las muestras 1+2 y 3 se obtuvo una tasa de biodegradación en un periodo de 120 días de 80 % de hidrocarburos, lo que se ajusta a lo reportado en la literatura especializada.
5. La Biorremediación resulta una técnica factible económicamente para aplicar a corto plazo para el tratamiento y/o disposición final de residuos sólidos petrolizados, de acuerdo a los resultados obtenidos a escala de banco.

BIBLIOGRAFÍA

1. Abboud, SA. Toxicity evaluation of muds and cements in drilling operations. CPI, Alberta., 2000.
2. APHA - AWWA - WEF. Standard Methods for the examination of water and wastewater. 18th ed. APHA Inc. N.Y., 1992.
3. ARPEL. Environmental Monitoring Procedures. Komex Int. Ltd., Calgary, 1997.
4. Belloso Claudio. XXVI Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental. Biodegradación de Suelos Contenidos en Terrarios. 1998.
5. Cursi, E. y Calleja, C. Biorremediación de suelos contaminados con Hidrocarburos. U.E. Mendoza, Argentina, 2000.
6. Di Paola, M. y Cantero, J. Análisis y evaluación de parámetros críticos en biodegradación de hidrocarburos en suelo. Laboratorio de Bioprocesos; UN de Cuyo, Argentina, 2000.
7. EPA542-F-96-017. Desechos sólidos y respuesta en situaciones de emergencia (5102G), EU, 1996.
8. Ercolli, E. y Galvéz, J. Tratamiento biológico ex situ de residuos semisólidos de oleoductos. Laboratorio de Bioprocesos; UN de Cuyo,
9. Flores, N. y col. Utilización de lodos residuales en la restauración de suelos contaminados con hidrocarburos. VI Congreso Nacional de Ciencias Ambientales, Pachuca; México, 2001.
10. ISO 4833:1991. Microbiology – General guidance for the enumeration of microorganisms. Colony count technique at 30 °C.
11. León, N; Infante, C. et al. Biodegradability of Venezuelam Crude Oil. SPC 48921, Venezuela, 1998.



12. Leahy, J. y R.R. Colwell. Microbial degradation of hydrocarbons in the environment. *Microbiol. Rev.* 54: 305-15, 1990.
13. Luque, J. y otros. Características edáficas de suelos afectados por derrames de petróleo. *BIP (Junio)*: 10-16, 1995.
- 14.
15. Sawatzky, H, Albert, E. et al. Hydrocarbon type separation of heavy petroleum fractions. Vol. 55,16, Canada, 1976.
16. University of Alberta. The reclamation of agricultural soils after oil spills . Part 1. Research Department of Soil Science. Canada, 2000.
17. Viale, R. e Infante, C. Protocolo para medir producción de CO₂ en suelo. Documento Técnico. INTEVEP. INT- STE – 0966.97. 1997.



ANÁLISIS ESPACIAL DEL RIESGO DE HURACANES TROPICALES EN LAS ÁREAS DE LA ZONA DE EXCLUSIÓN ECONÓMICA DE CUBA EN EL GOLFO DE MÉXICO

Osvaldo Rodríguez Morán⁽¹⁾, Carlos Fariñas Hernández⁽²⁾, Ignacio Hernández López⁽³⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churrucá, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba, C. Eléct.: ormoran@ceinpet.inf.cu

(2) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churrucá, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba, C. Eléct.: fariñas@ceinpet.inf.cu

(3) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churrucá, Cerro, Ciudad de La Habana, Cuba, C. Eléct.: ihdez@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

El área de la Zona de Exclusión Económica de la República de Cuba en el Golfo de México está bajo la influencia directa de una serie de factores hidrológicos de incidencia ambiental: corrientes marinas, temperatura de las aguas, química de las aguas etc.

Uno de estos factores es el riesgo de incidencia de los huracanes tropicales con su aporte de fuertes vientos que provocan alturas de olas suficientemente grandes que dañarían o destruirían las instalaciones tecnológicas de barcos y plataformas necesarias en el proceso de exploración y extracción de petróleo en esta zona.

Se parte de la información espacial de los huracanes tropicales desde 1886 hasta la fecha. Con esto se elaboró una metodología para caracterizar el riesgo al paso de los meteoros de cada bloque de licitación. Estos resultados se ofrecen por los tipos de intensidad de los huracanes que afectan al bloque, así como el por ciento de influencia de los huracanes en los bloques a partir de una banda de amenaza a lo largo de su trayectoria.

Se elaboró un Sistema de Base de Datos en Microsoft Access, para la información espacial de los huracanes y un módulo para la generación de los reportes de incidencia de los riesgos de cada bloque.

ABSTRACT

The area of the Zone of Economic Exclusion of the Republic of Cuba in the Gulf of Mexico is under the direct influence of a series of hydrological factors of environmental incidence: marine currents, temperature of the waters, chemistry of the waters etc.

One of these factors is the risk of incidence of the tropical hurricanes with their contribution of strong winds that they cause heights of sufficiently big waves that would damage or they would destroy the technological facilities of ships and necessary platforms in the exploration process and extraction of petroleum in this area.

We leave the spacial information of the tropical hurricanes from 1886. With this a methodology was elaborated to characterize the risk to the step of the meteors of each bid block. These results offer for the types of intensity of the hurricanes that affect to the block, as well as the percent of influence of the hurricanes in the blocks starting from a threat band along their trajectory.

A System of Database was elaborated in Microsoft Access, for the spacial information of the hurricanes and a module for the generation of the reports of incidence of the risks of each block.

INTRODUCCION

En general la mayoría de las afectaciones que reciben las plataformas (fijas o móviles) –dada la tecnología actual– se centran en la estructura de ellas y la causa fundamental de estas averías es a causa de las fuerzas climatológicas como las olas y el viento. Por lo que a partir de la necesidad de determinar el grado de influencia negativa que ejercen los huracanes tropicales en la Zona Económica Exclusiva del Golfo de México, es que se procedió a determinar el riesgo



que posee esta zona tan importante para la futura exploración de hidrocarburos para la República de Cuba.

MATERIALES Y METODOS

Junto a los materiales bibliográficos obtenidos sobre el tema que nos trata, también se logró importante información que resultó ser la base de nuestros datos de cálculo. En el sitio Web de Internet <http://www.wunderground.com/hurricane/hurrarchive.asp> se copiaron imágenes que representan las trayectorias anuales de los huracanes tropicales por tramos de intensidad (Figura 1), basada en la escala de Saffir-Simpson, en la que ofrece también la relación con la velocidad de los vientos en millas por hora y la altura de ola, entre otros datos (Tabla I).

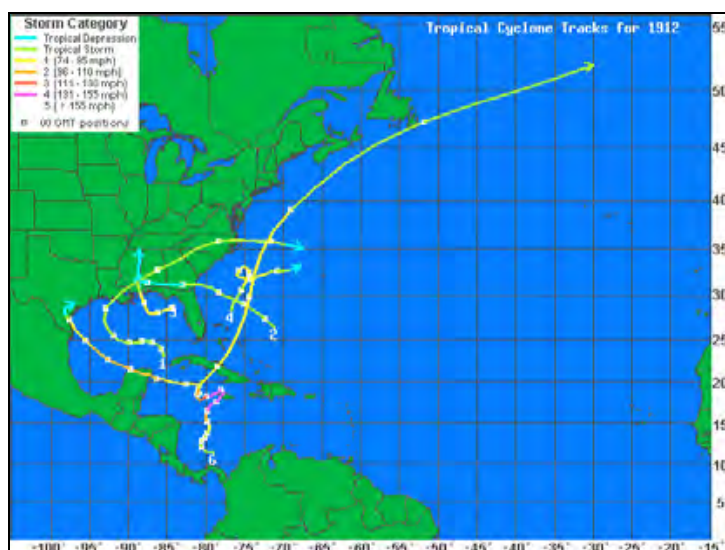


Figura 1. Imagen que representa las trayectorias de los huracanes tropicales para un año dado.

La información obtenida aparece desde el año 1886 hasta el año 2001, con una actualidad de 1 mes de retraso, lo que hace un total de 697 huracanes en todo este período. La meta era entonces vectorizar manualmente toda la información espacial de los huracanes así como recoger el espectro de intensidades a lo largo de la trayectoria de los huracanes, contenida estas en las imágenes anuales y organizarla de forma conveniente en una Base de Datos para poder manipularla y procesarla a nuestro interés. Sin embargo el problema estaba en definir cómo se iba a considerar que un huracán determinado influyera o no en una zona dada o si lo hace

sobre la base de una escala de influencia predeterminada. Primeramente se definió alrededor de la trayectoria del huracán una banda de influencia que está dada por la intensidad del huracán en ese tramo. Para un huracán fuerza 5 le corresponde un ancho de banda de 200 kms, esta información fue confirmada por especialistas del Instituto de Meteorología. Ya las restantes e inferiores intensidades poseen una distancia menor y proporcional a la intensidad máxima, por lo que la banda creada alrededor de un huracán que posea en cada uno de sus tramos diferentes grados de intensidades, poseerá una banda con diferentes amplitudes, la cual indicará el área de afectación más peligrosa de este fenómeno meteorológico..

Tabla I. Relación de las diferentes intensidades de los huracanes tropicales con su, categoría, presión, velocidad del viento, altura de olas y su color representativo.

Tipo	Categoría	Presión (mb)	Vientos (mph)	Olas (ft)	Influencia [kms]
Depression	TD	-----	< 39		25
Tropical Storm	TS	-----	39-73		40
Hurricane	1	> 980	74-95	4-5	65
Hurricane	2	965-980	96-110	6-8	75
Hurricane	3	945-965	111-130	9-12	100
Hurricane	4	920-945	131-155	13-18	165
Hurricane	5	< 920	>155	>18	200



Por lo tanto, si queremos definir cuál será la influencia amenazadora de un huracán en uno de los Bloques de licitación de la Zona de Exclusión Económica podrá hacerse de dos formas: determinando qué por ciento de área de ese Bloque cae dentro de la banda de influencia peligrosa de un huracán o considerando que el bloque de licitación es un área afectada sea cual fuere la porción de área de intersección entre el área del Bloque y el área de influencia del huracán dada por su banda de peligrosidad. En la Figura 2, aparece un esquema el cual trata de representar la influencia de dos huracanes, con sus respectivas áreas de influencia sobre un Bloque de licitación.

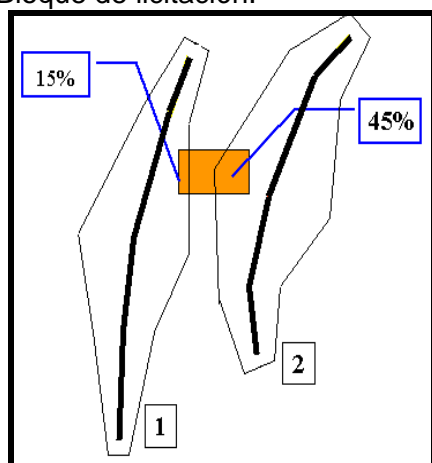


Figura 2. Esquema de la influencia de dos huracanes hipotéticos a partir de sus bandas de influencias sobre un Bloque de licitación dado.

El huracán No. 1 logra influenciar en el Bloque de licitación en un 15% de su área y el huracán No. 2 un 45%. Está recogida también la información temporal, con respecto a la fecha de comienzo del huracán y la fecha de expiación. Para nuestros objetivos, hemos simplificado esta información a un mes, es decir el mes de influencia básica que ha tenido el huracán, pues consideramos que la precisión de considerar los días es superflua y no nos aportaría nada con respecto al grado tan alto de aleatoriedad a ese nivel de precisión. El proceso de vectorización Manual de las imágenes de las trayectorias de los huracanes tropicales se realizó en el Sistema Autocad. Aquí se crearon las capas para cada una de las intensidades definidas en la Tabla I para que los tramos de huracanes correspondientes a cada intensidad se ubiquen en cada capa creada. Este proceso se sistematizó creando el fichero de intercambio DXF que corresponde a cada huracán vectorizado y simultáneamente importado por un sistema diseñado en Microsoft Access el cual podía identificar los elementos del huracán ya vectorizado y

ubicarlo convenientemente en una Base de Datos relacional para su posterior procesamiento, además de realizar automáticamente la georeferenciación de las coordenadas de la imagen en coordenadas geográficas. Los datos como el año de los huracanes que se estaban vectorizando y sus nombres se introducían por el teclado. El mismo sistema diseñado posee un módulo de validación gráfica de la información que se introduce en la Base de Datos. El esquema de procesamiento de la información se representa en la Figura 3.



Figura 3. Esquema del flujo de información a partir de la vectorización de las imágenes anuales de los huracanes.

El sistema diseñado procesa los datos y crea un reporte en un fichero en Microsoft Excel. En este fichero de resultados aparecen las Tabla de Datos de influencia acumulada, calculada para cada Bloque de licitación o área total de la ZEE y los gráficos correspondientes para cada intensidad y el gráfico de barras generalizado, tales gráficos ayudan a determinar el grado de vulnerabilidad del área que estamos considerando.



RESULTADOS

El Sistema se procesó para varios Bloques de licitación de la ZEE y se constató que el fenómeno meteorológico de los huracanes tropicales -en dimensión con respecto al área que representa cada uno de los Bloques de licitación- es un fenómeno regional muy grande y abarcador, por lo que pasamos a considerar como área de estudio el área toda de la ZEE. Además se analizó los resultados por los meses del año, tanto de forma acumulativa de los eventos como de las probabilidades calculadas e intentar determinar la peligrosidad por la agresión de los huracanes tropicales en cada mes del año, esto analizado tanto por cada categoría de intensidad como de forma global. También se hizo un estudio de los puntos de partida de los huracanes que han afectado a la zona que nos concierne para tratar de alguna manera de «pronosticar» la posible afectación de los huracanes en la ZEE considerando previamente el área de su formación. Se mostrarán los resultados obtenidos para el Area Total de la ZEE para cada uno de los meses del año y de las dos formas de influencia, considerando el por ciento de afectación del huracán a esta área y considerando el caso dicotómico de afectación o no afectación.

DISCUSION

En la Figura 4 se muestra la frecuencia de aparición de huracanes por los meses del año con la condición de que hayan influido en la ZEE dentro de su área de peligrosidad.

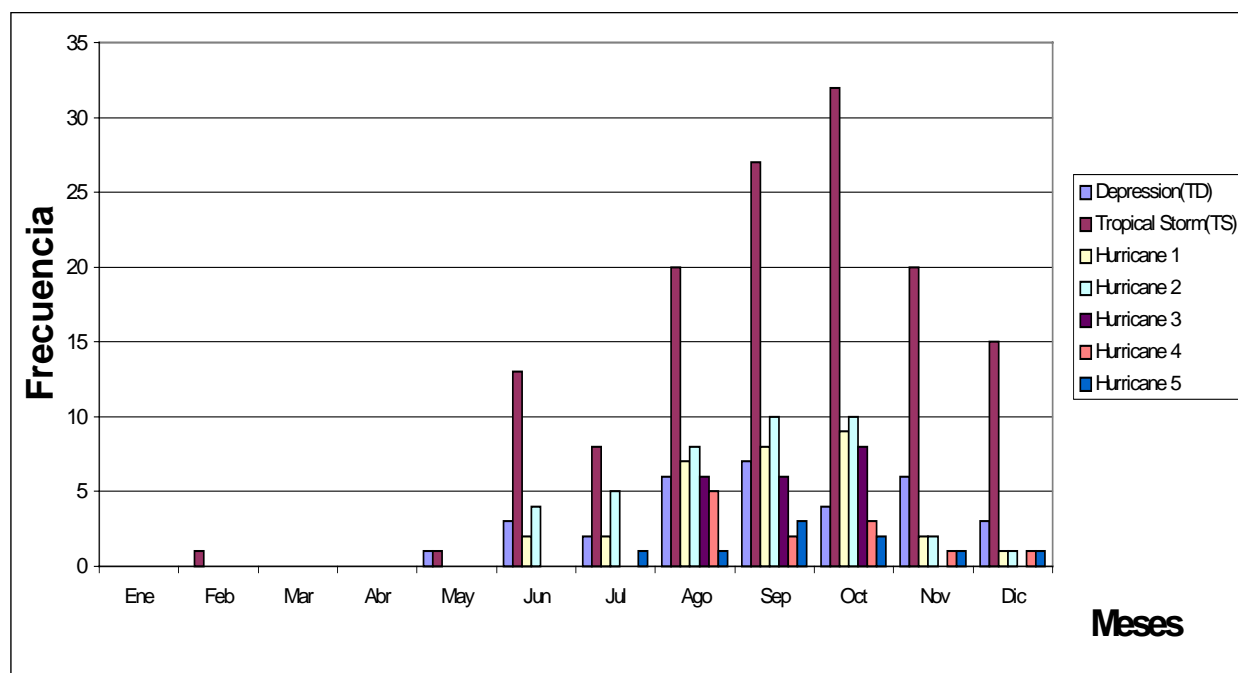


Figura 4. Frecuencia de huracanes por meses e intensidades.

Se puede notar los meses que representan la temporada ciclónica en Cuba, de julio a noviembre, porque una componente de las tormentas tropicales en diciembre se debe a la aparición de los frentes del norte. En la Figura 5 se muestra el nivel de peligrosidad de los huracanes tropicales agrupado por meses. Por cada mes se muestra el total de huracanes acontecidos desde 1886 y de ellos, cuáles fueron los que influenciaron a la ZEE. Podremos, para los meses de la temporada ciclónica, calcular la probabilidad de que un huracán pueda afectar el área de la ZEE, independientemente de la intensidad que posea en su desarrollo. En la Tabla II aparecen calculadas esas probabilidades. Esto muestra que en general, dentro de la



temporada ciclónica hay un 37 % de probabilidad de que algún meteoro pase peligrosamente por la ZEE.

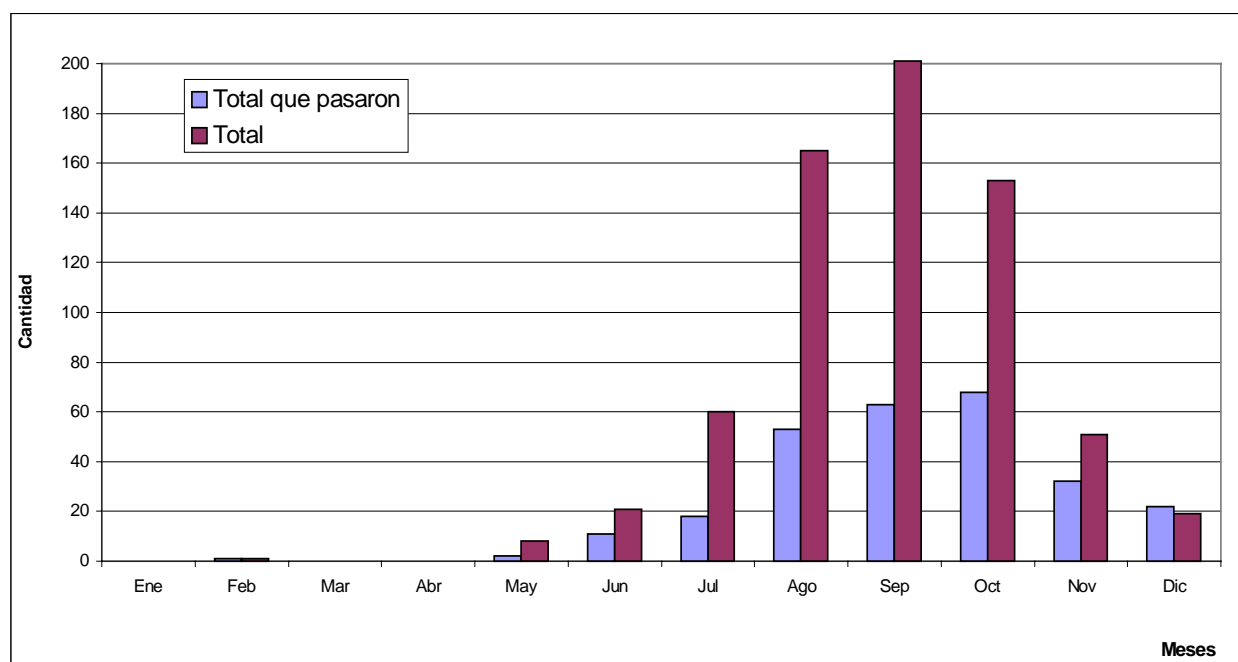


Figura 5. Relación por meses del año el total de huracanes acontecidos desde 1886 y de ellos los que afectaron espacialmente en alguna medida la ZEE.

Tabla II. Estimación de las probabilidades de que los huracanes de la temporada ciclónica afecten a la ZEE.

Mes	Huracanes Totales	Huracanes que afectaron la ZEE	Probabilidad de Riesgo
Julio	60	18	0.30
Agosto	165	53	0.32
Septiembre	201	63	0.31
Octubre	153	68	0.44
Noviembre	51	32	0.63
TOTAL	630	234	0.37

Pero si solo analizamos la aparición de las categorías de Huracanes más peligrosos como las categorías Huracán 1, 2, 3, 4 y 5, entonces el espectro de frecuencias de aparición será como se muestra en la Figura 6.

Por lo tanto la frecuencia de aparición en este caso se hace menor pero más peligrosa. En la Tabla III aparece, semejante a la Tabla II, la probabilidad de afectación de los huracanes de la temporada ciclónica, pero en este caso considerando solo las categorías más peligrosas (Huracán 1, 2, 3, 4 y 5). Se aprecia que la probabilidad es pequeña, pero entraña más riesgo destructivo, pues involucra los meteoros más potentes y devastadores.

Finalmente se elaboró un mapa con la ubicación espacial del lugar la formación de los Huracanes— independiente de la categoría— intuyeron a la ZEE. En la Figura 7 presentamos dicho mapa y nos ofrece la posibilidad de comprobar que la inmensa mayoría de los huracanes que afectan la ZEE tienen su origen en el Mar Caribe.

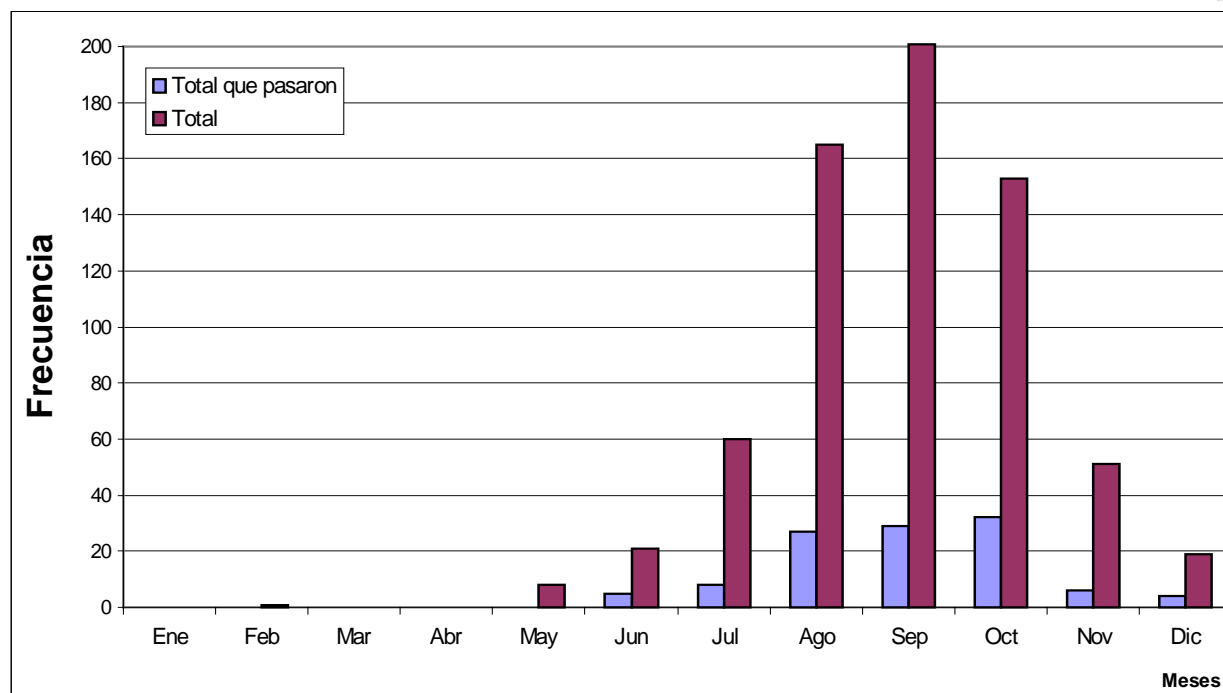


Figura 6. Relación por meses del año el total de huracanes acontecidos desde 1886 de categorías 1, 2, 3, 4 y 5 de ellos los que afectaron espacialmente en alguna medida la ZEE

Tabla III. Estimación de las probabilidades de que los huracanes de la temporada ciclónica de categoría de 1 a 5, afecten a la ZEE.

Mes	Huracanes Totales	Huracanes que afectaron la ZEE	Probabilidad de Riesgo
Julio	60	8	0.13
Agosto	165	27	0.16
Septiembre	201	29	0.14
Octubre	153	32	0.20
Noviembre	51	6	0.17
TOTAL	630	102	0.16



Figura 7. Mapa de ubicación la posición de formación de los Huracanes que afectaron a la ZEE desde 1886.



En la Figura 8 se ha limitado aproximadamente la zona del Mar Caribe con una elipse, por lo que se ve que las posiciones de formación fuera de esta área son pocas en cantidades. Del total de Huracanes que han afectado la ZEE (234), 170 se generaron en el Mar Caribe para una probabilidad de 0.73. Significa de 100 huracanes que pasen por el Area de la ZEE, 73 de ellos pueden se generados en la zona del Mar Caribe.

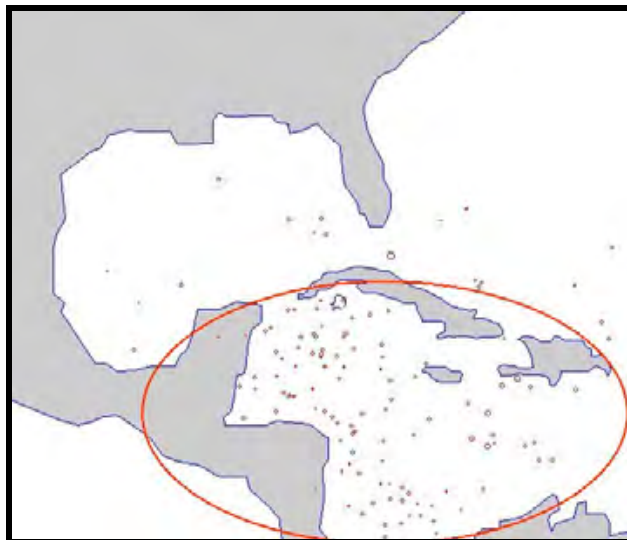


Figura 8. Señalamiento de la zona principal de generación de los Huracanes, la zona del Mar Caribe.

CONCLUSIONES.

- Es importante conocer la incidencia espacial de los huracanes tropicales en las áreas de los Bloques de licitación pues esta es una afectación que estadísticamente aparece catalogada como muy influyente a nivel global en las estructuras de las plataformas fijas y móviles, además se obtuvo una información barata y se aprovechó en beneficio de estimar la peligrosidad de los huracanes tropicales en la Zona de Exclusión Económica de Cuba.
- Se diseñó una metodología de captación de esta información a partir de la vectorización de las trayectorias de los huracanes tropicales en las imágenes anuales, además se diseñó una Base de Datos para el almacenamiento conveniente de la información de los Huracanes tropicales.
- Se corrobora la temporada ciclónica en Cuba (de julio-noviembre) como un intervalo temporal de riesgo para las estructuras petroleras, tanto móviles como fija en la ZEE.
- Resultó una probabilidad de 0.37 de que los ciclones tropicales –cualquiera sea su intensidad- pasen por la ZEE.
- Solo para los Huracanes más peligrosos, los de categoría 1 a 5, existe una probabilidad de 0.16 de que puedan afectar la ZEE.
- Se ha establecido un método de pronóstico a corto plazo con respecto a la posición de formación de los Huracanes tropicales, específicamente en la zona del Mar Caribe, calculándose una probabilidad de un 0.73 de que sea generado un Huracán en el Mar Caribe todo aquel que intuya la ZEE.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

Instituto de Meteorología. Electronic annex: <http://www.wunderground.com/hurricane/hurrarchive.asp>



METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN Y EVALUACIÓN DE OBJETIVOS GASOPETROLÍFEROS SOMEROS EN LAS SECUENCIAS DEL TERRENO ZAZA.

Roberto Otero-Marrero⁽¹⁾, Julio Gómez Herrera⁽²⁾ y Ramón Cruz Toledo⁽³⁾.

⁽¹⁾ Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, e-mail : roberto@ceinpet.inf.cu.

⁽²⁾ Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, e-mail : juliog@ceinpet.inf.cu.

⁽³⁾ Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169, Esq. a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, e-mail : cruzt@ceinpet.inf.cu.

RESUMEN

En la Cuenca Gasopetrolífera Norte Cubana, donde se han descubierto los yacimientos más importantes del país, asociados a las rocas carbonatadas de la cuenca del antiguo margen continental norteamericano, la búsqueda de este tipo de yacimientos se hace costosa y de alto riesgo, dadas las difíciles condiciones geológicas y estructurales en que se desarrollan y su profundidad, que supera en la mayoría de los casos los 2000 metros tierra adentro, debido a que la región se caracteriza por el recubrimiento tectónico de los mantos del Arco Volcánico Cretácico y las ofiolitas (Terreno Zaza).

Luego, la búsqueda de yacimientos a poca profundidad queda reducida prácticamente a los yacimientos que puedan existir en los mantos del Terreno Zaza, donde la existencia de trampas gasopetrolíferas está totalmente demostrada por la presencia de varios yacimientos que, si bien poseen producciones relativamente pequeñas, comparadas con las producciones actuales en carbonatos, poseen crudos de mayor calidad, en cuanto a su densidad y contenido de azufre, y se encuentran a profundidades que oscilan entre 300 y 1000 metros, lo que los hace rentables. Estos yacimientos han sido encontrados a partir de manifestaciones superficiales o de forma casual al realizar perforaciones dirigidas a las secuencias productoras carbonatadas más profundas.

En el presente trabajo se expone una metodología de búsqueda para este tipo de yacimientos, basada en la conjugación del pronóstico gasopetrolífero, aplicando el modelado matemático, de áreas perspectivas con la interpretación integrada de un conjunto de métodos geofísicos, geológicos, geoquímicos y geomorfológicos y su aplicación en la región Habana- Matanzas donde la aplicación de esta metodología permitió que fueran revelados, evaluados y propuestos para la perforación exploratoria varios objetivos.

ABSTRACT

At the northern Cuba oil and gas basin the most important oil fields have been found in carbonate rocks which were deposited in the former southern continental margin of North America. Oil exploration is risky and expensive due to complex overthrusts belt geology of volcanic- ophiolite sheets 2000 meters of Zaza Terrane above the sedimentary section.

Shallow exploration is done in the Zaza Terrane rocks where oil has been found in small oil fields usually with light and low sulfur content at depth from 300 to 1000 meters drilling based in surface geology and oil seeps. Production figures are lower compared to carbonate reservoirs.

This paper shows a new exploration methodology based in mathematical modeling of perspective areas combined with geophysical, geologic, geochemical and surface geomorphology being applied at the Havana Matanzas geographic area where several new exploration targets have been determined.



Introducción.

La región comprendida por la llamada Cuenca Gasopetrolífera Norte Cubana es, hasta el momento, la de mayor potencial gasopetrolífero demostrado del país. En esta región han sido descubiertos los yacimientos más importantes de Cuba, todos asociados a las rocas carbonatadas pertenecientes a la cuenca del antiguo margen continental norteamericano.

La exploración para este tipo de yacimientos se hace costosa y de alto riesgo, dadas las difíciles condiciones geológicas y estructurales en que se desarrollan y su profundidad, que supera en la mayoría de los casos los 2000 metros tierra adentro, debido a que la región se caracteriza por el recubrimiento tectónico de los mantos alóctonos del Terreno Zaza sobre las rocas de cuenca.

Después de varios decenios de exploración dirigida a estos yacimientos en rocas carbonatadas, se ha acumulado un considerable volumen de información geológica y geofísica que puede ser utilizada en la búsqueda de yacimientos someros en rocas del Terreno Zaza, cuya existencia en la región está demostrada.

Los yacimientos en las secuencias del Terreno Zaza han sido encontrados a partir de manifestaciones superficiales o de forma casual al realizar perforaciones dirigidas a las secuencias carbonatadas productoras (Echevarría, G. et al. 1986). Sus principales reservorios son las ofiolitas (serpentinadas) y si bien poseen producciones relativamente pequeñas, comparadas con las producciones actuales en carbonatos, poseen crudos de mayor calidad, en cuanto a su densidad y contenido de azufre, y se encuentran a profundidades que oscilan entre 300 y 1000 metros, lo que los hace rentables (Baldor, D. et al. 2002).

El objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología de búsqueda para este tipo de yacimientos basada en la conjugación del pronóstico matemático de áreas perspectivas con la interpretación integrada de un conjunto de métodos geofísicos, geológicos y geomorfológicos que permita, sin hacer nuevas inversiones en la adquisición de datos sísmicos, revelar y evaluar objetivos gasopetrolíferos susceptibles de ser propuestos para la perforación exploratoria. La metodología desarrollada fue aplicada en la región Habana Matanzas.

Materiales y Métodos.

Para la ubicación y evaluación de los objetivos propuestos para la perforación somera se tomaron en cuenta los siguientes elementos:

- El pronóstico gasopetrolífero, aplicando modelación matemática (Gómez, E. et al. 1994).
- Interpretación de anomalías residuales con radio de promediación $R = 1.5$ Km.
- Evaluación de las manifestaciones de hidrocarburos, superficiales o en pozos, presentes en el área de los objetivos (Linares, E. et al. 2001).
- Interpretación de las líneas sísmicas disponibles para los objetivos donde las ofiolitas están cubiertas.
- Análisis Geomorfológico utilizando las cartas topográficas 1:50 000.

Pronóstico matemático.

En función del modelo geológico – geofísico, del estudio de los atributos, el análisis histórico del área y criterio de expertos, se resumen los siguientes criterios para la búsqueda de petróleo en la asociación ofiolítica:



- 1- Presencia de estructuras positivas de las secuencias carbonatadas bajo los mantos ofiolíticos.
- 2- Relativo poco espesor de los mantos ofiolíticos, y la existencia de ventanas tectónicas.
- 3- La cercanía del borde frontal principal de los mantos del Terreno Zaza.
- 4- La existencia de una antiforma en las ofiolitas.
- 5- Presencia de halos (anomalías) de trazas de hidrocarburos.
- 6- Las manifestaciones superficiales de hidrocarburos
- 7- Densidades medias relativas de tectoalineamientos.
- 8- Presencia de anomalías morfométricas en el área
- 9- Determinada asociación de anomalías del campo aeroespectrométrico.

Para la realización del modelaje matemático se definieron los siguientes objetivos principales:

- a) Estudio de las áreas dadas como productoras de petróleo y secas para la asociación ofiolítica a escala 1: 50 000.
- b) Determinación del complejo de métodos geológicos – geofísicos más eficientes, capaces de discriminar objetivos posibles productores y no productores.
- c) Verificación general del modelo geólogo- geofísico
- d) Confección del pronóstico gasopetrolífero delimitando las áreas productivas y no productivas y su semejanza a determinado patrón.

Para la región Habana Matanzas se pudieron clasificar siete pares de patrones, los cuales se han definido como zonas dentro de un yacimiento o grupos de pozos, en función de la información de la productividad de los mismos, indicios gasopetrolíferos y criterio de expertos:

1. Bacuranao perspectivo (BAP) (71 patrones) y no-perspectivo (BAN) (45 patrones).
2. Boca de Jaruco perspectivo (BJP) (86 patrones) y no-perspectivo (BJN) (213 patrones).
3. Basilio perspectivo (BSP) (4 patrones) y no-perspectivo (BSN) (98 patrones).
4. Similar a Motembo perspectivo (MTP) (549 patrones) y no-perspectivo (MTN) (270 patrones).
5. Cruz Verde perspectivo (CVP) (62 patrones) y no- perspectivo (CVN) (9 patrones).
6. Guanabo perspectivo (GBP) (33 patrones) y no- perspectivo (GBN) (31 patrones).
7. Santa María perspectivo (STP) (24 patrones) y no-perspectivo (STN) (19 patrones).

En total contamos en el análisis con 1514 objetos patrones, con los cuales procedimos a clasificar todos los objetos de nuestra área.

Para la caracterización de los patrones se procesaron 51 atributos provenientes de la información del relieve en su expresión de los modelos digitales del terreno (MDT), campos potenciales (gravimetría y magnetometría), geología de superficie y una variada gama de información geológica.

Aplicando las técnicas de modelación matemática de reconocimiento de patrones, en su expresión del Sistema automatizado (PROGNOSIS versión 4.0) se determinaron los siguientes atributos capaces de discriminar cada clase:

- 1) Distancia al frente más avanzado de los cabalgamientos de los mantos del Terreno Zaza.
- 2) Densidad de tectoalineamiento.
- 3) Relieve residual regional.
- 4) Relieve residual local
- 5) Disección vertical del relieve.



- 6) Clasificación de los contenidos aerospectrométricos (Uranio, Thorio y Potasio).
- 7) Levantamiento geológico de superficie (1: 100000) (Linares, 2000).
- 8) Residual de promediación gravimétrica ($R=1500$ m).
- 9) Intensidad del campo aeromagnético reducido a los polos.
- 10) Segunda derivada del campo aeromagnético reducido a los polos.

Interpretación de las anomalías gravimétricas.

Atendiendo al conocimiento, que sobre las densidades de las rocas del Terreno Zaza se posee, podemos afirmar que los apilamientos de rocas ofiolíticas y del arco volcánico, donde pueden estar imbricadas junto con ellas rocas de la formación Vía Blanca, producen máximos gravimétricos locales o residuales en el caso de un predominio de las ofiolitas densas. La intensidad de estos máximos depende tanto de la profundidad a que se encuentren estos apilamientos o mantos, su espesor y el contraste de densidades (densidad efectiva positiva) entre las ofiolitas y las rocas circundantes (Otero, R. et al. 2002).

Manifestaciones de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta los yacimientos descubiertos en la región siguiendo el criterio de perforar en áreas donde los hidrocarburos se manifestaban en superficie, se tomó el levantamiento que para las manifestaciones de hidrocarburos, tanto someras como en pozos exploratorios, se dispone actualmente para el área Habana Matanzas (Linares, E. et al. 2001). Las propuestas para la perforación que se dan en este trabajo están dirigidas a áreas donde están localizadas estas manifestaciones.

Interpretación sísmica.

La interpretación sísmica se realizó en las líneas disponibles para las áreas de máximos gravimétricos locales donde las ofiolitas están cubiertas por los depósitos post y sinorogénicos del terreno Zaza.

El cuadro de ondas observado en estas secciones sísmicas se caracteriza por la presencia de reflectores cortos y de poca expresión dinámica, pero que observados en su conjunto permiten hacer una diferenciación entre su parte superior, correspondiente en el corte geológico, fundamentalmente, a los depósitos sinorogénicos de la Formación Vía Blanca y los inferiores, atribuidos a las secuencias imbricadas del arco volcánico Cretácico, las ofiolitas y donde pudieran estar involucradas también secuencias sinorogénicas de Vía Blanca. O sea que se puede correlacionar una especie de envolvente de los apilamientos enterrados de estas secuencias (Otero, R. et al. 2002).

Análisis geomorfológico.

El análisis geomorfológico realizado estuvo dirigido a determinar:

- Estructuras elevadas en función de las características de la red de drenaje (estructuras circulares y divisorias de las aguas o parte aguas) partiendo del principio de que la tectogénesis reciente tuvo efectos importantes sobre las trampas por lo que estas tienen un reflejo en la superficie actual del terreno (Fariñas, C. et al. 1998)
- Tectoalineamientos asociados a fallas de cabalgamiento, al alinearse en dirección perpendicular a la dirección del esfuerzo principal, en la etapa de tectónica compresiva y



los de dirección NE, asociados a las fallas rumbo deslizantes responsables de la migración del petróleo.

Resultados y Discusión.

La secuencia seguida para llegar a la ubicación del objetivo a perforar fue la siguiente:

- Elección de áreas perspectivas ubicadas dentro de los máximos gravimétricos locales y con existencia en sus alrededores de manifestaciones superficiales de hidrocarburos.
- Comprobación, mediante las líneas sísmicas disponibles, de las estructuras enterradas reveladas por los máximos gravimétricos.
- Búsqueda, dentro de las áreas seleccionadas con los pasos anteriores, de lugares estructuralmente altos, mediante la interpretación geomorfológica, al estar asociados a cruces de parte aguas.
- En las áreas donde afloran las serpentinitas, se seleccionaron los lugares, dentro de los máximos gravimétricos, donde se supone exista una buena fracturación relacionada a las anomalías de densidad de los tectoalineamientos, teniendo como objetivo, la ubicación de los pozos exploratorios en zonas donde sea factible el desarrollo de los colectores ígneos fracturados.
- En los casos donde las ofiolitas están cubiertas, se seleccionaron los lugares donde los bajos valores de densidad de tectoalineamientos indican una buena conservación de los sellos.

Finalmente, el sitio propuesto para cada perforación es aquel donde se cumple el conjunto de requisitos siguiente:

- Estar ubicado dentro de una zona evaluada como perspectiva por el pronóstico matemático.
- Corresponder con un máximo gravimétrico local.
- En el caso de los objetivos cubiertos, estar revelada por la sísmica una antiforma, coincidente con el máximo gravimétrico.
- Tener una posición estructural elevada por la interpretación geomorfológica (presencia de parte aguas).
- Estar situado, en el caso de las ofiolitas aflorantes, en lugares donde las anomalías de densidad de los tectoalineamientos indican una buena fracturación mientras que, en el caso de las estructuras cubiertas, se tomó como requisito la ausencia de anomalías de la densidad de los tectoalineamientos considerándose como un indicador de la conservación de los sellos.
- Existencia de tectoalineamientos en el área, asociados a vías de migración del petróleo hacia la posible trampa a perforar.



Siguiendo esta metodología fueron evaluados y propuestos para la perforación exploratoria una serie de objetivos de los cuales, a modo de ejemplo, describiremos el denominado San Lázaro.

Objetivo San Lázaro

La propuesta de perforación para el área denominada San Lázaro se encuentra ubicada a 2 kilómetros al este del poblado de San Antonio de Río Blanco y a 3 kilómetros al nordeste del pueblo Jaruco (figura 1).

En el área y sus alrededores afloran margas y calizas arcillosas pertenecientes a las formaciones Encanto (Eoceno Superior) y Universidad (Eoceno Inferior y Medio indiferenciado), areniscas, conglomerados y arcillas del Grupo Víbora (Paleoceno), calizas, calcarenitas y margas de la Formación Jaruco (Mioceno Superior- Plioceno) (figura 2).

El área fue reconocida como perspectiva por el patrón productivo de Motembo y está caracterizada por un máximo gravimétrico residual de 1.5 miligales (figura 3).

Presencia de petróleo en el área del objetivo.

En los flancos del máximo gravimétrico que define el objetivo se encuentran perforados los pozos San Lázaro No.1 y Liborio No.1 (figura 3).

El pozo San Lázaro No. 1 fue perforado entre los años 1956 y 1957 por la compañía Perforaciones Oro Negro, alcanzó 773 m de profundidad y presentó el siguiente registro litológico: 0- 137 metros calizas, margas, calizas margosas, limolitas y arcillas del Eoceno Inferior y Medio, a partir de los 137 metros y hasta su profundidad final, arcillas, calizas, lutitas, tobas arenosas, areniscas y margas del Cretácico Superior, posible Fm. Vía Blanca. Presentó manifestaciones de petróleo a los 59, 140, 186, 218 y 433 metros y de gas a los 218, 258, 345, 610 y 671 metros. La presión de gas alcanzó las 9 atmósferas en la boca del pozo cerrado y produjo 36 barriles por día de petróleo de 11- 13 °API procedente de los 433 metros, también tuvo un fuerte escape de gas a los 349 metros.

El pozo Liborio No. 1 fue perforado en el año 1957 por la Cuban Leon Oil Company y sólo alcanzó 366 metros de profundidad. Está ubicado en un área donde afloran rocas del Eoceno Superior (Fm. Encanto). Presentó manifestaciones de petróleo en el intervalo que va desde 198 hasta 213 metros y manifestaciones de gas con ligeras manifestaciones de petróleo a las profundidades de 96.6, 198.1 y 213.3 metros.

En el flanco Oeste del máximo gravimétrico se encuentra también uno de los manaderos de petróleo más importantes de la región. Este es el manadero de Guaicanamar que brota de una arenisca calcárea de edad Campaniano – Maestrichtiano. Existen referencias (Brodermann J, 1943) de un grupo de denuncios mineros situados al norte de Jaruco, en formaciones del Cretácico Superior, que parece coincidir aproximadamente con la zona de Guaicanamar (Linares, E. et al. 1971), con importantes indicios asfálticos y petrolíferos, observándose en estratos de calizas y areniscas, grandes impregnaciones bituminosas (rocas asfálticas). También se observaron emanaciones de gas y de bitumen en fallas locales.

Imagen sísmica del objetivo.

Como se puede observar en la figura 3, el máximo gravimétrico de San Lázaro está cortado en sus flancos por las líneas sísmicas 04 y 11. En las figuras 4 y 5 se muestran los tramos de las secciones en tiempo correspondientes a estas líneas.



En estas secciones se destacan tres paquetes de reflexiones. En color naranja se señala al paquete atribuido a los depósitos del Paleógeno, caracterizado por reflectores relativamente extensos y de buena expresión dinámica. En color verde se destaca el paquete atribuido a las secuencias del Cretácico Superior (Fm. Vía Blanca), caracterizado por reflectores cortos de poca expresión dinámica. En color Violeta se destaca al paquete de reflexiones atribuido a las secuencias imbricadas del arco volcánico y las ofiolitas, donde también pudieran estar comprendidas secuencias de la Fm. Vía Blanca. En realidad el contacto entre el paquete verde y el violeta se interpreta como una envolvente de estas secuencias imbricadas. Como se puede observar en ambas secciones, estas revelan una antiformal del paquete violeta coincidiendo con el máximo gravimétrico.

Características geomorfológicas del objetivo.

En la figura 6 se puede observar como la red de drenaje es casi radial, a pesar de estar cubierta el área por sedimentos, y se define, coincidiendo con la cúpula del máximo gravimétrico, una estructura semicircular (EC) dentro de la cual se cruzan dos líneas parte agua (PA). Estas características morfológicas del terreno nos indican una estructura elevada, producto de la neotectónica, coincidiendo con el máximo gravimétrico y la antiformal revelada por la sísmica. Por su parte, existe una ausencia de anomalías de la densidad de los tectoalineamientos, lo que evidencia una buena conservación de las rocas sellantes. En la figura 7 se muestra el conjunto de elementos coincidentes que motivan la propuesta para la perforación de este objetivo.

Los colectores esperados serían principalmente ígneos fracturados (Valladares, S. 1985) en las ofiolitas, aunque pudieran encontrarse trampas estratigráficas en las formaciones Peñalver y Vía Blanca (Alvarez, J. et al. 1995). Como sellos pueden servir los depósitos del Grupo Madruga (Paleoceno) y las facies mas arcillosas de la Fm. Vía Blanca.

Su profundidad, atendiendo a que no podemos pronosticar con seguridad la profundidad a que se encuentran las ofiolitas, se propone a 1200 metros. Se espera la entrada industrial de petróleo de mediana a baja densidad, en cualquier caso de mayor calidad que los de la Franja de Crudos Pesados.

Conclusiones.

1. En la Cuenca Gasopetrolífera Norte Cubana, la búsqueda tierra adentro (onshore) de yacimientos a poca profundidad (menos de 1500 metros) se encuentra prácticamente limitada a los yacimientos presentes en el Terreno Zaza.
2. Los principales reservorios de estos yacimientos son las ofiolitas (serpentinadas) y aunque poseen producciones relativamente pequeñas, comparadas con las producciones en carbonatos, sus crudos son de mayor calidad en cuanto a su densidad y contenido de azufre y se encuentran a profundidades que oscilan entre 300 y 1000 metros, lo que los hace rentables.
3. Hasta el presente no se ha empleado una metodología apropiada para la exploración de los yacimientos en serpentinadas ya que estos históricamente han sido encontrados a partir de manifestaciones superficiales o de forma casual, al realizar perforaciones dirigidas a las secuencias carbonatadas productoras más profundas.



4. El volumen de información geológica y geofísica disponible permite la determinación y evaluación de objetivos someros para la perforación exploratoria, asociados al Terreno Zaza, sin necesidad de hacer nuevas inversiones en la adquisición de datos.
5. Solo con metodologías como la propuesta en el presente trabajo, basadas en la interpretación integrada de las informaciones geológicas, geofísicas, geomorfológicas, etc. puede emprenderse la exploración de este tipo de yacimientos con una considerable disminución de los riesgos para la perforación.
6. Se recomienda generalizar la aplicación de la metodología aquí presentada hacia el Este del cinturón ofiolítico, hasta las inmediaciones del yacimiento Jarahueca ya que toda esta región ya ha sido evaluada por el pronóstico matemático en anteriores trabajos.

Referencias Bibliográficas.

- Albear, J.F; Iturralde, M.A. Estratigrafía de las provincias de La Habana. En: Contribución a la geología de las provincias de La Habana y Ciudad de La Habana. Instituto de Geología y Paleontología. Academia de Ciencias de Cuba. Editorial Científico – Técnica, Ciudad de La Habana, 1986.
- Baldor D., Rodríguez, R., Otero, R. y Teruel, E. 2002. Ofiolitas, complemento Energético importante para la economía del país. Posibilidades y Perspectivas. Resultados. Ponencia presentada en el IV Forum de Ciencia y Técnica de base, EPEP Occidente.
- Brodermann, J. y Andreu, A. 1943. Investigación Técnica de Yacimientos Asfaltíferos de Cuba. Bol. Mina, No. 2. La Habana, p.263- 268.
- Castro J, A. y Tenreyro, R. 1990. Contrato 012-03-03. Obtención de Una Metodología Para La Búsqueda De Yacimientos En Rocas Serpentiníticas Para El Incremento De Las Reservas Del País Y Posterior Aumento De La Extracción De Dicho Combustible. Etapa IV. Mapas Complejos De La Región Habana Matanzas. O- 977 Archivo CEINPET.
- Echevarría, G., Tenreyro, R y Yero M. 1986. Análisis bibliográfico sobre la constitución geológica, notas sobre la capacidad gasopetrolífera y las metodologías de prospección de las rocas serpentínicas, con el objetivo de conocer el grado de desarrollo y resolución metodológica de la búsqueda de yacimientos en serpentinita en la etapa actual. O- 164 Archivo Técnico CEINPET.
- Fariñas, C., Tenreyro, R., Cruz, R. y Sosa, C. 1998. Neotectónica y tectónica Post-orogénica del archipiélago cubano. Memorias Geología y Minería'98. Vol. I. p. 228.
- Gómez, J.E., Rodríguez, O., Valladares, S., Ruiz, J., Pico, R., Echevarría, G., Tenreyro, R., Otero, R., Cheremisina E., Cruz, R., Barceló, G., Alvarez, J., Barea, M. y García, R. 1994. Pronóstico gasopetrolífero en la asociación ofiolítica cubana aplicando modelación matemática. Geofísica Internacional, Vol. 33, N°. 3, p. 447- 467.
- Linares E, Lobachev A. 1971. Informe Geológico Sobre Las Investigaciones De Campo En La Región Habana – Matanzas: O-641 Archivo del CEINPET.
- Linares, E., Valdés, P., Yero, M. y Gómez, J. 2001. Oil and Geosite. CD- ISBN- 959- 7160 –03 –X. La Habana.
- Otero, R., Gómez, J., Cruz, R., Sosa, C., Echevarría, G., Pascual, O y Baldor D. 2002. Determinación y Evaluación de Objetivos Someros Para la Perforación Exploratoria. Etapa I: Caracterización del territorio comprendido por el Bloque 7, según su grado de perspectiva a escala 1: 50 000 y estudio detallado de las áreas perspectivas a escala 1: 25 000. Informe no publicado, Archivo CEINPET.
- Prol. J. L. 2000. Mapa de anomalía Gravimétrica en Reducción Bouguer para la región Habana, Matanzas (Bloque 7) en: Informe del Proyecto 2132 para los Bloques 6, 7, 9 y 10. Álvarez J y otros 2000. Archivo CEINPET.
- Valladares, S. 1985. Metodología Para La Evaluación De Los Colectores Y Sus Propiedades De Las Rocas Pertenecientes Al Complejo Aloctono Eugeosinclinal. Resumen Tesis De Doctorado. O-544 Archivo CEINPET.

FIGURAS



Figura 1. Ubicación geográfica del objetivo San Lázaro.

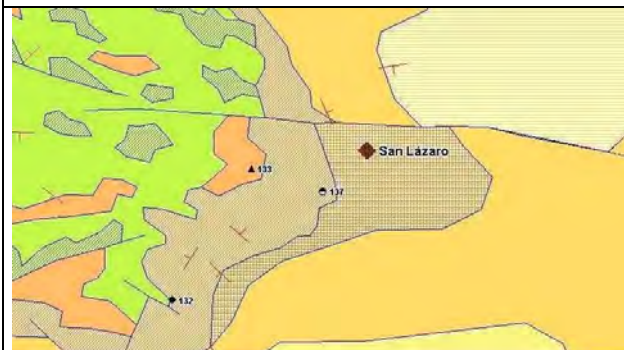


Figura 2. Mapa geológico y manifestaciones de hidrocarburos para el área San Lázaro.



Figura 3. Anomalía gravimétrica residual, sector perspectivo según pronóstico matemático y manifestaciones de hidrocarburos para el área San Lázaro

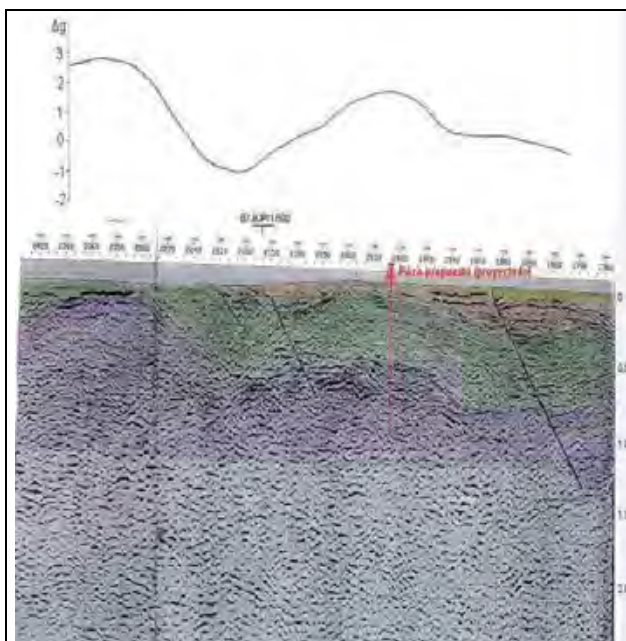


Figura 4. Sección en tiempo correspondiente a un tramo de la línea 04 mostrando la antiforma San Lázaro.

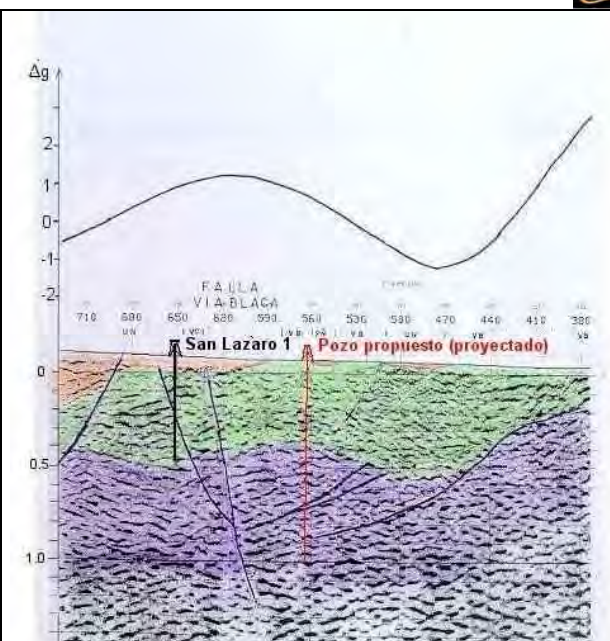


Figura 5. Sección en tiempo correspondiente a un tramo de la línea 11 mostrando la antiforma San Lázaro.



Figura 6. Elementos geomorfológicos para el área San Lázaro



Figura 7. Mapa donde se muestra el conjunto de argumentos que fundamenta la propuesta de perforación del objetivo San Lázaro.



TERCIARIO:INTERVALO GEOLÓGICO POTENCIALMENTE COLECTOR DE PETRÓLEO Y/O GAS AL SUR DEL GOLFO DE MÉXICO, ZONA ECONOMICA EXCLUSIVA DE CUBA.

Alberto H. Domínguez , René. Domínguez y Pilar Aballí .

DIGICUPET / CEINPET, Ave 23 No. 105 e/c O y P, Vedado, Ciudad de la Habana, Cuba.

Email: alberto@digicupet.cu

RESUMEN

Tradicionalmente la exploración petrolera en Cuba no ha incidido mucho en las potencialidades de las rocas terciarias tanto desde el punto de vista de reservorio como de las rocas madres, únicamente la función de roca sello en los yacimientos.

Los nuevos datos sísmicos que se han adquirido en los últimos años, en las aguas profundas del Golfo de México han demostrado además de los grandes espesores de las rocas, algunos rasgos sismo estratigráficos y anomalías sísmicas que indican la posibilidad de que las rocas del Terciario en esta prometedora región trascienda el tradicional interés sellante de las mismas, para localmente constituir reservorios. La presencia de zonas de acúñamientos, abundancia de discordancia y anomalías sísmicas a "chimeneas gasíferas" pudieran ofrecernos oportunidades de explorar depósitos más someros que los que se pronostican para los niveles del Cretácico y Jurasico Superior.

Nuestro interés fundamental es el estudio de las rocas potencialmente petrolíferas del Eoceno, Oligoceno y Mioceno. Los resultados de los pozos verticales y horizontales dirigidos que se han perforado en el norte de Habana – Matanzas han sido correlacionados con los perfiles sísmicos de aguas profundas revelando que estos sedimentos subrayasen a las rocas Cretácicas, Jurásicas y en menor grado Paleocénicas. La geometría del Terciario depende del relieve de las rocas subyacentes heredando los planos de las: 1.-zona de cabalgamientos, 2.- zona de cuenca y 3.- zona de plataforma. La litología esta comprometida con la fuente de aportes generalmente compuestos por rocas terrígenas – carbonatadas y en menor grado carbonatadas – terrígenas, silíceo-clásticas y carbonatadas de aguas profundas.

Durante la perforación y ensayo en los depósitos Terciarios en el yacimiento de petróleo de Boca de Jaruco se obtuvo entrada de asfalto, petróleo pesado de 6 grados API (móvil) y gas. Posteriormente con la perforación de los pozos horizontales se confirmó que estos depósitos "Bituminosos" se extienden en dirección norte, aumentando incluso en algunas áreas su espesor mayor de 170m (por la vertical). En este yacimiento las mayores concentraciones de petróleo y gas están asociadas a las zonas de dislocaciones tectónicas que sirvieron de vías rápidas de migración, de los depósitos subyacentes de las rocas a mayor profundidad.

ABSTRACT

Our work deals with the characteristics of the geologic range float we can find in the western and southern parts of Gulf of Mexico (Cuban Economic Exclusive Zone).

Our basic forget is the study of potential productive rocks of Eocene, Miocene and Oligocene ages. Data from vertical and horizontal wells that were drilled, in correlation with new acquired seismic data from the zone witch revealed very important aspects for oil exploration. This bed underlies rock of Cretaceous, Jurassic and Paleocene ages. Tertiary geometry depends on the relief of underlying rocks, it inherits planes of: 1.- thrusting zone, 2.-basinal zone and 3.- shelf zone.



Introducción.

La geometría del Terciario depende del relieve de las rocas subyacentes heredando los planos de las: 1.- zona de cabalgamiento, 2.- zona de cuenca y 3.- zona de plataforma.

1.- Los sedimentos rellenan primero las cuencas hundidas y posteriormente con poco espesor las partes elevadas. En general el ángulo de buzamiento es suave no mayor de 15 grados, aunque localmente pueden ser mayores. Los espesores alcanzan los 700m y las profundidades oscilan entre 400 – 1000m

2.- Los depósitos toman una forma cóncava (hacia abajo) llamada cuenca flexural, acuñándose contra los cabalgamientos u otras elevaciones, con espesores que alcanzan los 2000m y 2200m de profundidad (vertical) mayores en la parte cercana al frente de los cabalgamientos.

3.- Los sedimentos tomaron una forma más armónica y tranquila, con ángulos de buzamientos muy suaves menores de 10 grados, con espesores no mayores de 500m a profundidades de 1800m.

Hasta el momento el Terciario no ha sido un objetivo de prioridad debido a que los mayores depósitos de hidrocarburos conocidos en Cuba se encuentran en las rocas carbonatadas fracturadas e intercalaciones de rocas terrígenas y silíceas del Cretácico y Jurásico.

En la parte superior (Postorógena) a partir de los 380m por la los pozos verticales y dirigidos perforados en la zona norte marina del yacimiento de Boca de Jaruco se atravesaron estos depósitos Terciarios demostrándose durante el ensayo y durante la perforación su capacidad gasopetrolífera así como su potencial gasífero y su desarrollo hacia la zona norte aumentando de forma general su espesor, reafirmando esto en las líneas sísmica donde observamos estas trampas estratigráficas con un mayor desarrollo en los frentes de los cabalgamientos, las zonas de cuenca y en menor grado en las zonas de plataforma.

Comparando estos depósitos con los encontrados en el área de estudio con similares características a menor profundidad pensamos que el Terciario puede constituir un objetivo de gran interés para la exploración petrolera ya que de existir los volúmenes de petróleo y/o gas serían inmenso.

En el Golfo de México actualmente se explotan estos depósitos Terciarios con grandes reservas de gas y petróleo.

Desarrollo.

El área de estudio abarca la parte más occidental. En esta zona existen otros trabajos de interés pero están encaminados a depósitos más profundos. Hasta el momento los depósitos Terciarios no han sido de primer orden de prioridad debido a que las mayores reservas se han descubiertos en los depósitos Cretácicos – Jurásicos.

Durante la perforación de los pozos verticales dirigidos y horizontales perforados desde tierra en el Yacimiento Boca de Jaruco llevado a cabo desde los años 70, en busca de estos objetivos (del Cretácico y Jurásico) se atravesó los depósitos colectores estratigráfico del Terciario del tipo flysch con un espesor de 250m como media y una profundidad por la vertical que varía al sur 380m y al norte 800m. Se comprobó que tales depósitos tienen un mejor desarrollo en dirección norte con un ángulo de buzamiento general suave. En las perforaciones de pozos horizontales más recientes también se atravesaron estas rocas reafirmando sus contenidos de petróleo pesado o bitumen (movil) de 6 grados API demostrado en el ensayo del pozo BJ-456 a la profundidad de 714 m por la vertical.



Estos depósitos Terciario fueron datados por Lourdes M. Pérez et al. [7] donde abarca desde el Paleoceno Superior hasta el Mioceno Inferior y Medio. Consisten principalmente en margas, rocas carbonatadas, calcarenitas y en menor grado rocas arcillosas. Estas rocas contienen un alto porcentaje de bitumen tanto en núcleos cortados como en el ripio durante la perforación. Los mayores espesores correspondieron a las rocas del Oligoceno, las que tienen buena impregnación.

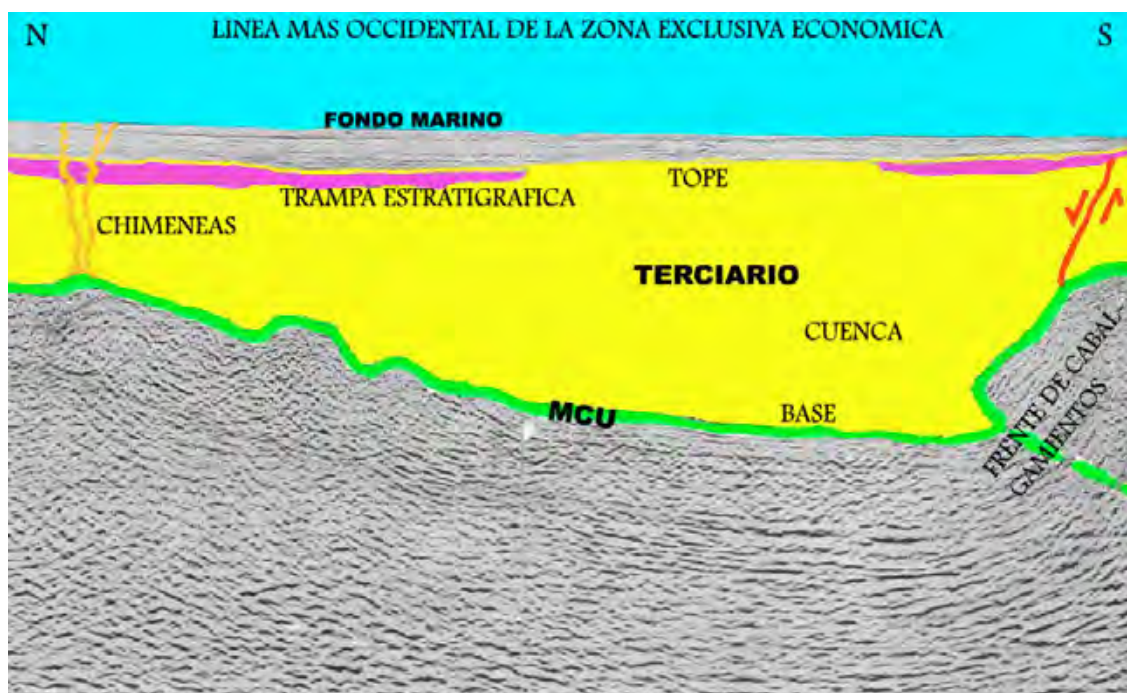
Edad	Paleoceno Superior	Eoceno Inferior (a)	Eoceno Inferior (b)	Eoceno Medio	Eoceno Superior	Oligoceno	Oligo-Mioceno (transición)	Mioceno Infer-Medio
Formación	Madrugá	Capdevila	Toledo	Príncipe	Encanto	Guanajay	--	--
Carbonatadas	--	34,4%	23,0%	40,7%	22,0%	33,9%	33,3%	39,3%
Margas	--	34,4%	30,7%	40,7%	51,0%	41,2%	33,3%	36,3%
Calcarenitas	--	20,6%	30,7%	11,2%	13,5%	17,8%	11,2%	18,1%
Arcillas	--	10,6%	15,6%	7,4%	13,5%	7,1%	22,2%	6,3%
Espesor	30,2m	52,2m	53,7m	74,8m	67,7m	91,0m	76,8m	81,5m
Bitumen	--	--	disminuye	aumenta	favorable	bueno	considerable	--

En la tabla anterior podemos observar que no solo este horizonte va a estar constituido de rocas margosas, sino por el contrario va a tener un alto porcentaje de rocas carbonatadas y calcarenitas es decir si sabemos orientar bien la perforación hacia estas facies carbonatadas y arenosas, seguramente se obtendrán resultados positivos. En prueba realizada en núcleo en los laboratorios de la firma AOSTRA, en Canadá se determinó que estas rocas Terciarias almacenan más del 50% de petróleo por metro cúbico de roca de 18 grados API en condiciones de laboratorio.

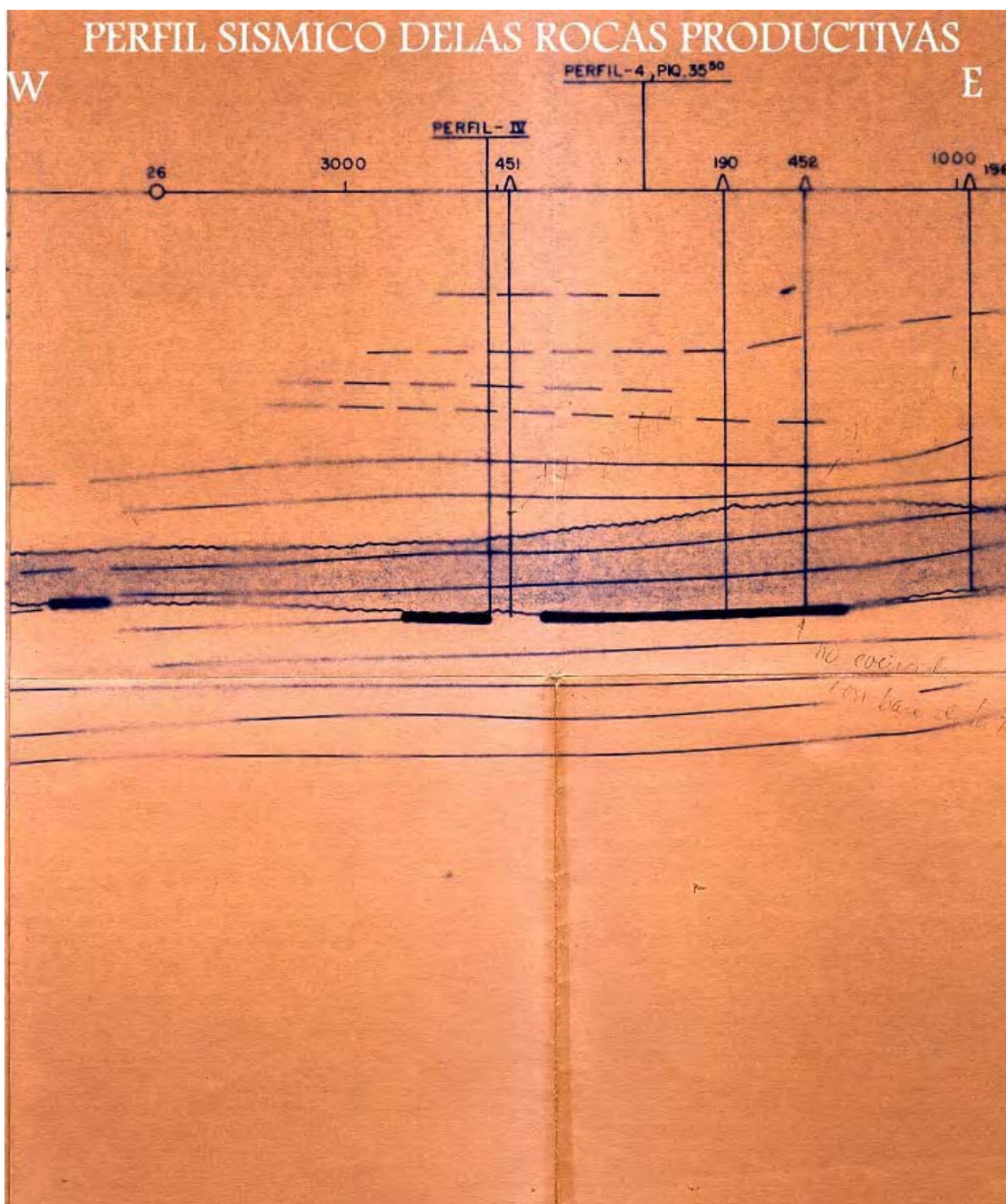
Si extrapolamos estos resultados a los depósitos del Terciario en la Zona Exclusiva Económica de Cuba al sur del Golfo de México veríamos tres zonas principales: 1.- zona relacionada con los cabalgamientos que coincide con lo expuesto anteriormente parte en tierra y parte en el mar. Nos damos cuenta que se relaciona geográficamente con la zona dorsal de los cabalgamientos pero más al sur. Es decir que existe la posibilidad que estos mismo depósitos los encontremos pero con mayores y mejores características con un espesor algo mayor de 500m. El ciclo Terciario Inferior al finalizar la orogénia del Cretácico Superior se va a caracterizar por un predominio de la regresión evidenciado por la deposición de sedimentos arenosos (calcarenitas) por lo que va a existir buenos colectores. En las partes más elevadas de los cabalgamientos encontramos que los espesores disminuyen pero se estrecha la relación con los efectos tectónicos, que favorecen la migración de los hidrocarburos. La zona relacionada con la parte frontal de los cabalgamientos va a ser más favorables existen grandes espesores del Terciario, un buen sello del Cuaternario y se acentúa más la relación con los efectos tectónicos fallas, fracturas, grietas y deslizamientos de grandes bloques que sirven de conducto y vías rápidas de migración de hidrocarburos. En esta zona observamos depósitos estratigráficos de dimensiones considerables; de ser colectores almacenarían grandes reservas. 2.- zona de cuenca encontramos los mayores espesores del Terciario de hasta 2000m. El aporte principal al comienzo del ciclo Terciario, Paleoceno y Eoceno Inferior y Medio va a ser la fuente de la plataforma Yucatán, además de otras elevaciones como los knolls y los primeros cabalgamientos, esto se puede observar en las líneas sísmicas sureste- noroeste, la inclinación aparente generalizada en este período y el cambio gradual a partir del Eoceno Superior prevaleciendo la fuente de aporte de los cabalgamientos. Esto se puede observar también en el



frente de los cabalgamientos superiores, la deposición de sedimentos más jóvenes. La zona más favorables están ubicadas en las partes cercanas a los bordes de la cuenca debido a que precisamente son estas zonas a mayor profundidad donde están relacionadas las trampas de los depósitos Cretácicos – Jurásicos, en los bordes de la plataforma y cuencas y frente de los cabalgamientos. En esta zona es donde opinamos que se encuentran los mayores depósitos del Terciario. También observamos con claridad las chimeneas o escapes de gas natural o condensado (de forma molecular) desde el tope de la discordancia Cretácica, producto tal vez de las fuerzas de los cabalgamiento y el paredón de la plataforma que articula o báscula estas rocas. 3.- zona de plataforma los depósitos los referidos depósitos se encuentran a profundidades de 1200m y tienen espesores no mayores de 500m. Al igual que en las zonas anteriores no descartamos que en las partes donde exista una relación a mayor profundidad con los depósitos Cretácicos – Jurásico donde estén afectadas por fuerzas tectónicas, existan depósitos estratigráficos Terciarios.









Conclusiones.

1. En la zona que abarca nuestro estudio, dentro de la Zona Exclusiva Económica, existen las condiciones geológicas necesarias para que en el Terciario se hallan formado trampas estratigráficas que han sido llenadas de petróleo y/o gas, a través de fallas, fracturas y grietas; que se alimentaron de los depósitos Cretácicos y Jurásico que los subyacen.
 - a) Sobreyaciendo la zona de los cabalgamientos las trampas en las partes más elevadas no van a existir o están muy limitadas las condiciones para su formación debido a su poco espesor. Precisamente estas partes más elevadas fueron la fuente de máximo aporte a partir del Eoceno Superior. En las partes sur del frente de los cabalgamientos en las partes más hundidas teóricamente sería las zonas más factibles de encontrar los mejores colectores ya que las corrientes marinas deben haber contribuido a la formación de depósitos del tipo "wild flysch" y flysch normal con espesores variables. En su frente se van a encontrar las trampas estratigráficas con un buen desarrollo debido a las condiciones más tranquilas y conductos de migración (fallas normales) que favorecen su llenado, estas trampas se van a extender hacia la zona de cuenca.
 - b) En la zona de cuenca (sur) adyacente a los cabalgamientos existen buenas condiciones de entrapamiento, un espesor del Cuaternario y vías de acumulación. En la parte central, a pesar de tener grandes espesores de roca Terciarias no se observan condiciones propicias para la acumulación, pero esto no es así cuando nos acercamos a la zona norte de cuenca cercana a la plataforma donde se observa espesores del Cuaternario que pueden servir de sello, condiciones de entrapamiento (estratigráficas) y las chimeneas de gas.
 - c) En la zona de plataforma el espesor de los reservorios está limitado aunque en las áreas donde la plataforma Cretácica y/o Jurasica están fracturadas las condiciones de migración y entrapamiento son favorables.
2. Se observa una relación directa entre los depósitos Cretácicos – Jurásicos colectores y la migración y acumulación de petróleo y/o gas en los depósitos Terciario en Cuba.
3. De existir estos depósitos las mayores probabilidades de yacimiento serían de gas natural o gas condensado en la zona del borde norte de la cuenca y yacimiento de petróleo y gas cercano al frente de los cabalgamientos.
4. El Terciario es un potente intervalo geológico donde pueden existir colectores de petróleo y/o gas natural o condensado con posibilidades más económicas de inversión por tratarse de un horizonte menos profundo y depósitos con volúmenes del orden de los 5km³ y mayores.
5. No descartamos la posibilidad que las lutitas sean roca que en la actualidad estén en proceso de maduración, pero no son lo suficientemente maduras aún para general petróleo industrialmente.

Recomendación.

1. Tener presente este intervalo Terciario con grandes posibilidades colectoras en las zonas más favorables expuestas en este trabajo en el momento de proyectar los pozos a objetivos a mayor profundidad Cretácico – Jurasicos.
2. Proyectar la perforación de un pozo horizontal en el yacimiento de Boca de Jaruco ubicada la boca del pozo a 30m al oeste del pozo BJ-306 y paralelo a la dirección en que fue perforado sur-norte, que navegue entre los 710 y 720m por la vertical, con un



caño de un gran diámetro y después de penetrar 100 o 200m, del mismo caño realizar otros laterales de igual desplazamiento que los anteriores o mayores.

3. Realizar un mapeo de las zonas donde se evidencia los escapes de gas (chimeneas) en toda la ZEE de Cuba, ya que pudiera existir una relación con la migración y acumulación en los depósitos Terciarios.

Bibliografía.

Domínguez A. y Leiva E. (1988). Informe preliminar de las “margas” bituminosas del Neoaútóctono en el Yacimiento de petróleo de Boca de Jaruco.

Domínguez R. et al. (2001) Resultados de la interpretación geólogo – geofísica de la región noroccidental de la Zona Exclusiva Económica de Cuba Golfo de México. Inédito. Archivo de la Empresa Geofísica.

Informe sobre los resultados sísmicos (P.C.P) marinos de la costa norte de las provincias La Habana y Matanzas.(1986).

Informe sobre el tema I : Constitución geológica de la Republica de Cuba y su plataforma marina en relación con sus perspectivas gasopetrolíferas.

Pérez. L y Lima T. (1989). Estratigrafía y distribución de las secuencias bituminosas Terciarias de la Región Gasopetrolífera La Habana – Matanzas.

Sanchez A. et al. (2002). Síntesis del conocimiento actualizado de la exploración en la Zona Exclusiva Económica de Cuba en el Golfo de México.

Socorro R. et al. (2001) Resultados de la interpretación geólogo – geofísica de la región oriental de la Zona Exclusiva Económica de Cuba Golfo de México. Inédito. Archivo de la Empresa Geofísica.