

**PROCEDIMIENTO DE ESTIMACION PARA NUEVAS ACUMULACIONES
PETROLIFERAS. SU APLICACIÓN EN CUBA NOROCCIDENTAL.**

Expositor: Ing. Omar Rodríguez Bóveda

Autores: Ing. Omar Rodríguez Bóveda, Dr. José Alvarez Castro.

Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Cuba.

RESUMEN

La determinación de la cantidad y tamaño de las acumulaciones que quedan por descubrir en un área determinada constituye una de las principales incógnitas dentro de la exploración petrolera. En el presente trabajo se integran técnicas Geomatemáticas, Geológicas y de Análisis de Riesgo para llegar a un procedimiento metodológico en la estimación de nuevas acumulaciones petrolíferas, el mismo se aplicó en el Play Carbonatado "Placetas" de edad mesozoica en Cuba noroccidental, el cual constituye el principal productor de petróleo de los presentes en la isla.

Para la realización de la estimación se tomaron en cuenta tres aspectos fundamentales, en primer lugar la cantidad y dimensiones de las acumulaciones descubiertas hasta el momento en este Play, a partir de las cuales utilizando técnicas geomatemáticas se tomó la función de densidad probabilística que más se ajustaba y se dividieron los descubrimientos en tres partes secuenciales, de esta forma los parámetros de ajuste de la curva describen el tamaño y forma de las acumulaciones descubiertas proporcionando un modelo de referencia para la estimación de la distribución que siguen las dimensiones de las acumulaciones no descubiertas en el Play, el segundo aspecto a tener en cuenta es la valoración objetiva de todos los elementos del Sistema Petrolero para cada uno de los prospectos presentes en el Play bajo la premisa que todos poseen la misma importancia, determinándose los factores críticos que permitan proporcionar una poderosa herramienta para evaluar, cuantificar y comprender el riesgo geológico asociado a la exploración en este Play. El último aspecto utilizado durante el pronóstico es el subjetivo, basándonos en la larga experiencia de trabajo en este tipo de geología y usándose solamente bajo aquellas circunstancias donde no existen otras alternativas para evaluar los factores de forma objetiva, siempre teniendo en cuenta las limitaciones e implicaciones de este aspecto.

Con la utilización de estos tres aspectos de forma integrada y lógica se puede llegar a un procedimiento de estimación objetivo y bien fundamentado, además de ayudar a la comprensión del riesgo geológico asociado a los trabajos de Exploración y constituir una poderosa herramienta en la toma de decisiones bajo la incertidumbre.

INTRODUCCION.

La estimación de nuevas acumulaciones petrolíferas no constituye un ejercicio académico, cada evaluación es única. Los resultados en la aplicación de las mismas pueden utilizarse por los gobiernos para trazar estrategias en la administración de los recursos petroleros y de esta forma orientar la exploración de forma consecuente. Existen pocos absolutos en la exploración petrolera, lo que obtengamos es sólo una de las tantas variantes probables que existen, por lo que se debe ser lo más objetivo y realista posible.

El procedimiento que exponemos representa una herramienta flexible que se puede usar de variadas formas, en el se integran métodos tales como Análisis de Play, Análisis de Tamaño de los campos, Extrapolación Histórica y Métodos Probabilísticos de Análisis de Riesgo; implementados conjuntamente con una valoración objetiva de todos los elementos y procesos del Sistema Petrolero, así como la utilización de la subjetividad traducida en la experiencia de trabajo con este tipo de geología para aquellos prospectos donde no se cuente con la información necesaria.

Con el presente trabajo se pretende, en primer lugar, describir una metodología práctica donde se integran varios métodos, tanto cualitativos como cuantitativos, para la estimación de nuevas acumulaciones en un ambiente geológico dado, y en segundo lugar su aplicación en el Play Carbonatado "Placetas" de Cuba Noroccidental.

El procedimiento proporciona una valoración bien fundamentada, ya que se puede enfatizar en aquellos aspectos que jueguen un papel predominante de acuerdo al área en cuestión. Para la utilización de la metodología se requieren datos de las acumulaciones descubiertas en el entorno geológico a estudiar, información geológica disponible así como la data histórica obtenida durante toda la etapa de Exploración. La aplicación del procedimiento se realizó en el Play Carbonatado "Placetas" de edad

Mesozoica que se ubica en Cuba Noroccidental, con el mismo están asociados los principales yacimientos petrolíferos presentes en la isla. Este tipo de Play consiste en anticlinales asimétricos asociados a rampas sobrecorridas que aparecen apiladas en las secuencias carbonatadas del margen continental de las Bahamas. Es válido aclarar que los resultados obtenidos son estimados de acuerdo a la información disponible en el momento de su realización y los criterios del analista, los cuales siempre van a estar sujetos a la subjetividad. A medida que la información se enriquezca, los estimados mejorarán y el grado de subjetividad disminuirá.

METODOLOGÍA DE ESTIMACION.

Los métodos empleados en la estimación y valoración de recursos petroleros no descubiertos son relativamente nuevos en el campo de las ciencias. Se han descrito varios métodos tales como: Crecimiento de las Reservas, Modelos de Descubrimiento, Balance Material, Valoración Directa, Extrapolación Histórica, Análisis de Play, Análisis de Tamaño de los Campos, Métodos Probabilísticos, etc. Cada uno de los cuales tiene virtudes y puntos débiles, por lo que creemos que una integración de varios de estos métodos complementados en una metodología única traería un mejor acercamiento a la realidad.

El método se puede insertar dentro de los de Análisis de Play, donde el concepto de Play permite asumir las mismas particularidades geológicas para cada uno de los yacimientos descubiertos y de los prospectos a evaluar. De esta forma todos los prospectos compartirán las mismas incertidumbres y riesgos geológicos, así como las mismas condiciones que hicieron posible la formación de los yacimientos descubiertos extrapolarlas a los no descubiertos, permitiendo utilizar este criterio como base para la predicción.

El punto de partida para la estimación lo constituye la cantidad y dimensiones de las acumulaciones descubiertas en el Play a estudiar, durante toda la etapa exploratoria de la cuenca. Lo más sensato es usar las distribuciones de las dimensiones de las acumulaciones basado en las reservas in situ, pero desafortunadamente en muchas ocasiones no están disponibles estos estimados. En este caso se recomienda utilizar las reservas recuperables (Houghton et al., 1993) que no son más que la suma de las reservas probadas con la extracción acumulada en el momento de la estimación.

Las reservas recuperables no constituyen las más apropiadas porque dependen de factores económicos y tecnológicos, los cuales están en constante cambio y en la mayoría de los casos el petróleo que no es extraíble en una época determinada en otra lo es, debido a desarrollos tecnológicos, utilización de nuevos métodos de recuperación mejorada, disminución en los costos operacionales, fluctuaciones de los precios del petróleo, etc. Por lo que siempre que se cuente con las reservas in situ, recomendamos su utilización.

En la mayoría de las cuencas gasopetrolíferas del mundo, a medida que aumenta el número de acumulaciones descubiertas disminuyen las dimensiones de estas, es decir, los mayores yacimientos tienden a encontrarse durante los primeros estadíos exploratorios. La tendencia anterior es la más común pero pensamos que no se debe absolutizar ya que en ocasiones las políticas exploratorias no son las más consecuentes o existen depósitos grandes que por inaccesibilidad u otras razones se pasan por alto.

La técnicas geomatemáticas constituyen herramientas objetivas y realistas para describir la tendencia seguida por los depósitos descubiertos y partiendo de ella estimar las que quedan por descubrir. Es usual ver, entre los métodos de Análisis de Play (Miller et al., 1975) referirse a las acumulaciones petrolíferas dentro de un Play y plantear que ellas se ajustan por lo general a una distribución Lognormal. La tendencia anterior es la más común pero pensamos que no se debe generalizar porque el origen, generación, migración, entrapamiento y preservación del petróleo no están controlados por ningún proceso en específico.

Para enfocar objetivamente el problema, en nuestra metodología nos basamos en las tendencias que han seguido los descubrimientos en el entorno geológico a estudiar. Las dimensiones de las acumulaciones descubiertas se ajustan a determinada distribución, los parámetros que caracterizan la misma permiten describir la tendencia seguida por los yacimientos que se han descubierto y tomarla como referencia para la estimación de los depósitos no descubiertos. Las funciones de densidad probabilística son muy útiles para describir de forma gráfica el rango de las posibles reservas así como la probabilidad de ocurrencia de las mismas, siendo muy apropiadas para definir la incertidumbre. Medidas de tendencia central como la media, la mediana y la moda pueden ser útiles para describir el posible tamaño de las acumulaciones a descubrir, mientras la forma de la distribución condicionada por las

desviaciones con respecto a la media indican el grado de dispersión de los depósitos, mientras más dispersos, mayor riesgo asociado debido al aumento de la variabilidad de las posibles dimensiones.

La Exploración es un muestreo sin reemplazamiento, pero no cabe duda que lo que pasó en el pasado constituye un espejo para ver lo que pasará en el futuro. Basándonos en esta realidad el uso de las tendencias en la exploración de determinado Play resulta en ocasiones muy útil, ya que da una idea de la realidad objetiva del Play y permite su utilización como base para la predicción. Las tendencias exploratorias se determinan a partir de la división de los descubrimientos en períodos de tiempo, la misma debe realizarse de acuerdo a la madurez exploratoria de la cuenca, mientras más inmadura menos períodos debe tener y viceversa. La división en tres secuencias temporales constituye una aproximación bastante razonable, aunque para cuencas inmaduras con menos de 5 descubrimientos se debe realizar el análisis basado en un solo período de tiempo.

Una vez dividida toda la etapa exploratoria de la cuenca en períodos de tiempo, se determina la función de densidad probabilística que más se ajusta al juego de datos (dimensiones de las acumulaciones), puede ser cualquier tipo, pero se debe utilizar la misma distribución para todas las etapas en una misma cuenca. Los parámetros de la distribución serán diferentes para cada período y la evolución que sigan estos en el tiempo es el criterio utilizado para pronosticar los pertenecientes a la distribución de los depósitos no descubiertos en un período exploratorio futuro.

En caso de tener etapas con pocas acumulaciones y mucha diferencia entre las dimensiones de estas, se pueden utilizar técnicas de simulación para poder muestrear en la distribución que hasta ahora poseía valores discretos y muchos intervalos de clases sin datos, de esta forma se convierten en un modelo continuo de valores (ver figuras 1 y 2). Los parámetros que caracterizan la distribución de cada uno de los períodos después de la simulación van a ser los utilizados para estimar los pertenecientes a la distribución en el período siguiente.

Siempre que se corren las simulaciones es necesario la realización de truncaciones de los campos, o sea establecer un mínimo y un máximo, esto debe aplicarse cuidadosamente de acuerdo a la realidad que se ha obtenido durante toda la exploración en la cuenca, ya que es posible que se eliminen valores de campos y se altere la realidad.

La utilización de las distribuciones probabilísticas y la simulación permiten manejar la información disponible de acuerdo a los datos históricos y la experiencia obtenida en el Play. Posee varias ventajas en este sentido: 1) Seleccionar el tipo de distribución más conveniente de acuerdo a los valores de los datos. 2) Variar los parámetros de la distribución hasta obtener las formas más propicias. 3) Utilizar la simulación para obtener un registro continuo de valores. 4) Usar truncaciones en las distribuciones de acuerdo a la realidad y poder añadir a este aspecto criterios económicos por concepto de umbral mínimo. 5) Estimar los parámetros de la distribución del período futuro e ir modificándolos hasta obtener el resultado más representativo y confiable de la evolución exploratoria de la cuenca.

A modo de conclusión de esta parte podemos decir, que la utilización de las funciones de densidad probabilística, ajustada a las tendencias exploratorias en cada uno de los períodos de exploración en que se divida el estudio de la vida del Play, proporciona un modelo base, que nos da un enfoque más realista de las dimensiones que debemos esperar en el período de exploración inmediato.

El segundo paso en la estimación es la evaluación de todos los elementos y procesos que hacen posible la formación de acumulaciones petrolíferas, y a la vez, permiten la formulación de los prospectos encontrados en el entorno geológico estudiado, así como una valoración del riesgo exploratorio asociado a estos.

Partiendo del criterio que para la presencia de una acumulación petrolífera en el subsuelo es imprescindible la existencia y conjugación de todos los elementos y procesos del Sistema Petrolero (Magoon & Dow, 1994). Los elementos incluyen a la roca generadora, el reservorio, el sello y la trampa, mientras los procesos comprenden la formación de la trampa, la generación, la migración y acumulación de los hidrocarburos en la trampa. Además es imprescindible una relación espacio – temporal (timing) adecuado entre el tiempo de expulsión y el de la formación de la trampa, así como un balance de masas positivo entre el volumen de hidrocarburos generados y el perdido durante la migración, se debe realizar una valoración objetiva de todos los factores geológicos, bajo la concepción que todos tienen la misma importancia porque si solamente falla uno, no existirá depósito de petróleo.

En la valoración no tenemos en cuenta los criterios económicos, solamente los geológicos, por lo que sólo se hablará en términos asociados al riesgo geológico. Bajo este concepto no se analizarán las

condiciones relacionadas al carácter industrial de los depósitos, puede que tengamos grandes acumulaciones que por razones tecnológicas o por infraestructura no sea rentable su extracción, estos criterios no intervienen en la evaluación, para la misma solo influirán los aspectos geológicos que determinan la formación de yacimientos petrolíferos.

Los factores geológicos en la evaluación de prospectos pueden estudiarse mediante el sistema recomendado por Rose, 1993 para la determinación de la probabilidad de éxito en la perforación de prospectos exploratorios, donde se desglosa la valoración en 4 aspectos geológicos fundamentales que incluyen todos los elementos y procesos para la formación de acumulaciones hidrocarburíferas.

1. Existencia de una roca que por su porosidad, permeabilidad, espesor y extensión puede propiciar la acumulación en ella de cantidades industriales de hidrocarburos. La existencia y calidad de los reservorios se determina a partir de la información primaria disponible, como son datos de porosidad y permeabilidad en núcleos y registros geofísicos de pozos adyacentes a la estructura o en yacimientos análogos al prospecto que se explora.
2. Contar con una estructura geológica confiable donde los cortes y mapas de los prospectos contengan la configuración estructural real. En este aspecto recae la confiabilidad histórica que ha tenido la sismica para mapear las áreas en donde se enclavan los prospectos, así como la calidad e información de la imagen sísmica, apoyada en los campos potenciales y la geología de superficie.
3. Una carga de los hidrocarburos que garantice la presencia de petróleo en el área, en ella se vinculan aspectos esenciales como: la existencia de volúmenes adecuados de rocas madres, condiciones de generación propicia de acuerdo a la historia de subsidencia y el mapeo de la ventana, vías de migración y la pérdida durante la migración, así como la concentración de los hidrocarburos en el reservorio. La carga de los hidrocarburos tiende a poseer alto riesgo en cuencas inexploradas o en la llamada exploración de fronteras mientras en cuencas establecidas o tendencias productoras posee mayor probabilidad de ser positiva.
4. Las condiciones del petróleo dentro de la trampa y su preservación hasta nuestros días. En este parámetro se tienen en cuenta tres aspectos fundamentales, en primer lugar la calidad del sello, después la relación espacio – temporal entre el tiempo de la expulsión y el de la formación de la trampa, y por último la preservación de los hidrocarburos ante el efecto de procesos secundarios como el lavado por agua, la biodegradación y la neotectónica.

El último aspecto que está muy presente durante la estimación y valoración de nuevas acumulaciones es la subjetividad, la cual está condicionada por las experiencias que han vivido los analistas en la zona estudiada o en similares a esta. Su influencia es inevitable, pero la información primaria debe ser la base para nuestro análisis. La subjetividad sólo será aplicable para aquellos prospectos donde no se cuenten con datos suficientes y cuando se den los resultados se deben evaluar con un mayor grado de incertidumbre y menor confiabilidad.

APLICACIÓN EN EL PLAY PLACETAS.

Los yacimientos del Play Placetas se desarrollan en la parte septentrional del sector occidental de la isla (ver figura 3) dentro de la usualmente llamada provincia gasopetrolífera norte cubana, en la misma han sido descubiertos 21 campos petroleros con una producción actual que sobrepasa los 13 millones de barriles anuales.

El Play Placetas (Fig. 4) constituye el más común y prolífero de los presentes en la geología cubana, consiste en pliegues escamas entrampados contra fallas inversas, formados durante la etapa final de la orogenia principal del Eoceno Inferior al Medio (SPT & CUPET, 1993). Las estructuras tienen una longitud de 5 a 10 km. por un ancho de 0.8 a 2 km. con un espesor neto petrolífero que alcanza hasta los 350 m. Los reservorios están asociados a carbonatos distales de aguas profundas pertenecientes al margen pasivo de Las Bahamas (UTE Placetas y UTE Camajuaní) de edad Jurásico Superior Kimmeridgiense – Cretácico Superior Turoniano, los mismos se encuentran muy fracturados debido a los sobreempujes y con desarrollo de cavernas, la porosidad de matriz es del 8 % pero por fracturación y otros procesos secundarios puede alcanzar hasta 18 % de porosidad promedio. La permeabilidad es del orden de los Darcys llegando en la cúpula hasta 40 Darcys debido al grado de fracturación de las calizas (Valladares-Amaro et al., 1998).

El sello se relaciona con sedimentos terrígenos de cuencas de antepaís acumulados durante el $P_1 - P_2^1$. En la UTE Placetas el sello es muy bueno por su alta arcillosidad y decrece su calidad en la UTE Camajuaní debido a un aumento del material calcáreo.

Los propios carbonatos profundos constituyen las rocas madres con materia orgánica tipo II y IIS, los valores de TOC alcanzan 13.82 % e índices de productividad de hasta 60 kg/ton de roca (López-Quintero et al., 1998). El espesor es considerable y se multiplica por las repeticiones en el corte debido a los cabalgamientos. La maduración de las rocas madres y la generación de los hidrocarburos se alcanzó después de la orogenia cubana (Campaniano – Eoceno Medio) con el apilamiento de los mantos cabalgados, ambos procesos ocurren fundamentalmente desde el Eoceno Medio (López-Rivera, 1998). La migración para la carga de los reservorios generalmente se produjo intramantos y verticales, aprovechando planos de fallas y fracturas, la misma no alcanzó grandes distancias. En la figura 5 se muestra el esquema del Sistema Petrolero perteneciente a este Play (López-Rivera, 1998).

El Play Placetas ha sido explorado por más de 30 años, los principales resultados comenzaron a alcanzarse en 1969 con el descubrimiento del Yacimiento Boca de Jaruco con más de 30 millones de barriles de petróleo recuperable. Los descubrimientos se presentan por orden en la tabla 1, donde aparece el año del descubrimiento (Echevarría-Rodríguez et al., 1991), las reservas in situ (SPT & CUPET, 1993) y la producción acumulada hasta el 1 de enero de 1999. Existen un total de 12 acumulaciones con más de 1950 millones de barriles in situ. Lamentablemente no podemos contar con las dimensiones de todos los yacimientos ya que existen depósitos descubiertos recientemente que no cuentan aún con cálculo de reservas, aunque ya poseen producción acumulada como es el caso del yacimiento Majaguillar. En otra posición se encuentran los yacimientos Chapelín y Marbella, que los datos con que se cuentan no son del todo confiables y más bien conservadores, esto es debido a que los mismos se explotaron por un tiempo pero al encontrarse enclavado en el polo turístico de Varadero, se decidió, por parte del gobierno cubano, detener su explotación, es por ello que las reservas utilizadas para estos dos yacimientos en el proceso de estimación van a poseer un alto grado de incertidumbre.

Los yacimientos se caracterizan por poseer petróleos pesados con densidad entre 10 y 20° API y contenido de azufre que puede llegar hasta el 7%. Los reservorios se encuentran a profundidades que van de 1000 a 2000 m.

Consideramos la historia exploratoria del Play Placetas en dos etapas, una primera antes del año 75 y la segunda del 75 a la actualidad. Utilizando la información brindada por cada una de las etapas (Tabla 2) se obtuvo la función de densidad probabilística que más se ajusta (Lognormal) y los parámetros que la caracterizaron. Mediante la técnica de muestreo aleatorio Monte Carlo se simuló la distribución para cada período, obteniéndose un modelo continuo de valores agrupados en una distribución. Los parámetros de la distribución Lognormal truncada que se obtuvieron con la simulación se exponen en la Tabla 3 (Media, Desviación Estándar, Mínimo, Máximo y los fractiles). Con estos datos se procedió a estimar el comportamiento de los parámetros para el próximo período exploratorio utilizando como base la variación mostrada en las dos etapas en que fue dividida la historia exploratoria de la cuenca (Tabla 3).

El pronóstico se realizó para 26 prospectos de este Play que han sido determinados y evaluados geológicamente en un proyecto de investigación realizado recientemente por el Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba. Los resultados nos permiten llegar a un modelo base que sirve para enfocar objetivamente las presumibles dimensiones que se pueden esperar en este Play (Figura 6). El cual se puede considerar por el tiempo de exploración, la cantidad de acumulaciones descubiertas y de zonas perspectivas que están sin explorar, como un Play inmaduro. En el esquema de la figura 6 se representa de forma gráfica el comportamiento de la exploración en cada una de las etapas, donde se observa la forma de la distribución de las acumulaciones en cada período y la esperada para el próximo período exploratorio.

La distribución para el próximo período ofrece una idea de las dimensiones que podemos esperar de acuerdo al comportamiento de la exploración y de los criterios de los analistas, aspecto que siempre va a tener un toque de subjetividad, influenciado por los conocimientos del área, aunque se debe ser lo más objetivo y realista posible.

Todos los datos geológicos y geofísicos existentes, junto a la experiencia acumulada en la exploración petrolera en la región noroccidental y la de los propios autores han permitido delimitar las principales incertidumbres geológicas, las cuales recaen fundamentalmente en:

- Calidad y grado de información de la imagen sísmica, lo que influye en la confiabilidad de que los mapas estructurales puedan reflejar la configuración real de las estructuras para una correcta ubicación de los pozos exploratorios.
- La calidad del reservorio que va estar en función de la fracturación, las zonas de cúpulas de las estructuras van a ser las más fracturadas por lo que serán las de mejores características. El efecto de la compactación se observa a partir de los 3000 m. debido a esto los reservorios deben buscarse por encima de esta profundidad. La calidad de los reservorios aumenta hacia la parte más septentrional.
- La calidad del sello está en función de la arcillosidad y espesor, aspectos que tienen mayor certeza hacia la zona septentrional y específicamente es mejor en las secuencias de la UTE Placetas que en las de la UTE Camajuaní.

Por otra parte la existencia de volúmenes adecuados de rocas madres con un marcado enriquecimiento en materia orgánica y un timing adecuado propicia alta confiabilidad a la carga de los hidrocarburos para los prospectos del Play. Los estudios geoquímicos han demostrado un incremento en los contenidos de materia orgánica de las rocas madres desde el sur hacia el norte y los prospectos de la parte más septentrional deben presentar las cargas superiores.

Por todo lo anteriormente expuesto creemos que los prospectos más atractivos y por ende el mayor potencial gasopetrolífero de reservas no descubiertas, están relacionadas fundamentalmente con las zonas septentrionales costa afuera.

Partiendo del modelo base obtenido en la estimación, la valoración geológica de todos los factores del Sistema Petrolero y con la delimitación de las principales incertidumbres de este Play, se puede establecer un orden de prioridad entre los prospectos, y de esta forma orientar los trabajos exploratorios hacia aquellos con menor riesgo y mayor oportunidad geológica para el descubrimiento de nuevas acumulaciones gasopetrolíferas.

CONCLUSIONES

La metodología presentada en este trabajo constituye una vía útil para realizar una valoración tanto cuantitativa como cualitativa de las potencialidades gasopetrolíferas de un Play dado. Representa una herramienta más en el Análisis de Play, permitiendo orientar los trabajos exploratorios para tomar decisiones bajo la incertidumbre.

Posee un enfoque realista ya que se basa en los resultados obtenidos durante toda la historia de exploración del Play. Se puede describir las dimensiones de las acumulaciones con la distribución probabilística que más se ajusta y no obligatoriamente un tipo determinado. Los parámetros de la distribución en cada uno de los períodos en que se divide la exploración permite estimar los de la etapa futura, llegando a un modelo base para esta. A través de la evaluación de los elementos y procesos del sistema petrolero se puede determinar los riesgos e incertidumbres para la búsqueda de nuevas acumulaciones hidrocarbúferas.

La aplicación en el Play Placetas de Cuba noroccidental permitió representar metodológicamente el método y brindó una idea de las dimensiones que se pueden esperar en los yacimientos a descubrir en el próximo período exploratorio, así también, se delimitaron los prospectos más atractivos y las principales incertidumbres geológica en la exploración del Play.

CONTRIBUCIONES TECNICAS.

1. Integración de técnicas geomatemáticas, geológicas y de análisis de riesgo en la creación de un procedimiento único, implementado por vez primera en Cuba.
2. Utilización de la geomatemática en la creación de un modelo de referencia a partir de acumulaciones descubiertas.
3. Aplicación del procedimiento de estimación en el Play carbonatado Placetas de Cuba noroccidental.

BIBLIOGRAFIA

1. Echevarría, G., Hernández, G., López, J.O., López, J.G., Rodríguez, R., Sánchez, J.R, Socorro, R., Tenreiro, R. and Yparaguirre J. L. 1991. Oil and gas exploration in Cuba. Journal of Petroleum Geology, vol. 14 (3), p. 259 – 274.

2. Houghton, J.C., Dolton, G.L., Mast, R.F., Masters, C.D. and Root, D.H. 1993. U.S. Geological Survey estimation procedure for accumulation size distributions by Play, AAPG Bulletin, v.77, No. 3, p. 454-466.
3. López, J.O., Navarrete, L.E., Pascual, O., López, J.G. y Blanco, M. 1998. La geoquímica orgánica en la exploración petrolera en Cuba. Memorias (I) III Congreso Geología y Minería'98, p. 375 – 378.
4. López, J.G. 1998. Perspectivas y riesgos para la exploración hidrocarburífera en el cinturón plegado y cabalgado cubano. Memorias (I) III Congreso Geología y Minería'98, p. 379 – 381.
5. Magoon, L. and Dow, W.G. 1994. The petroleum system. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (eds.) The Petroleum System – from source to trap, AAPG Memoir 60, p. 3 – 24.
6. Miller, B.M., Thomsen, H.L., Dolton, G.L., Coury, A.B., Hendricks, T.A., Lennartz, F.E., Bowers, R.B., Sable, E.G. and Varnes, K.L.. 1975. Geological estimates of undiscovered recoverable oil and gas resources in The United States: U.S.Geological Survey Circular 725, 78 p.
7. Rose, P.R. 1993. Chance of success and its use in petroleum exploration. In: Steinmetz, R. (eds.) The business of petroleum exploration. Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology. AAPG, Tulsa, p. 71 – 86.
8. Simon Petroleum Technology Limited and Cubapetróleo. 1993. The geology and hydrocarbon potential of the Republic of Cuba. Simon Petroleum Technology Limited, Proprietary report, Llandudno, Text, p. 7.4 – 7.24.
9. Valladares, S., Brey, D., Villavicencio, B., Castro, O., Rodríguez, M., Nuñez, C., Segura, R., Alvarez, J. y Hernández, J. 1998. Reservorios en rocas carbonatadas del margen continental pertenecientes al dominio de Las Villas y en las bioconstrucciones del Cretácico. Memorias (I) III Congreso Geología y Minería'98, p. 717 – 720.

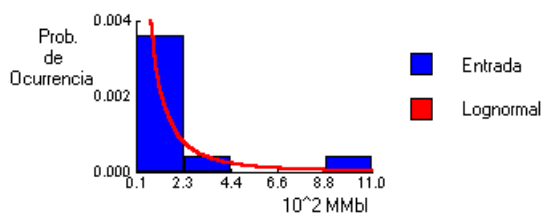
LEYENDA DE FIGURAS

1. Comparación de la distribución de entrada con la Lognormal antes de correr la simulación.
2. Comparación de la distribución de entrada con la Lognormal después de corrida la simulación.
3. Mapa de ubicación de las acumulaciones del Play Placetas.
4. Perfil geológico típico en el Play Placetas. Yacimiento Boca de Jaruco.
5. Esquema del sistema petrolero de las rocas Jurásico Superior – Cretácicas de la provincia norte cubana.
6. Distribuciones de las acumulaciones simuladas por período y el estimado para 1999 – 2014. Play Placetas.

TABLAS

1. Acumulaciones descubiertas en el Play Placetas.
2. Descripción de las acumulaciones del Play Placetas.
3. Estadísticas de la simulación para cada período.

Fig. 1. Comparación de la distribución de entrada con la Lognormal antes de correr la simulación



Comparación de la distribución de entrada puntual con la Lognormal antes de correr la simulación

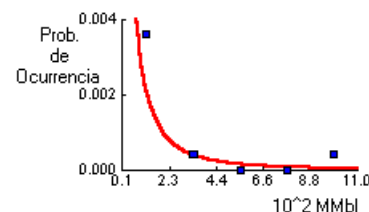
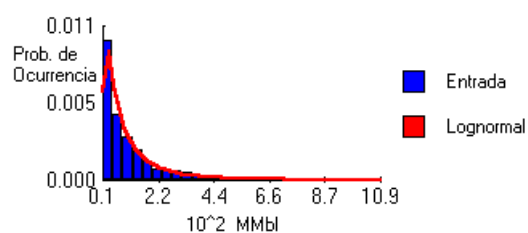


Fig. 2 Comparación de la distribución de entrada con la Lognormal después de corrida la simulación



Comparación de la distribución de entrada puntual con la Lognormal después de corrida la simulación

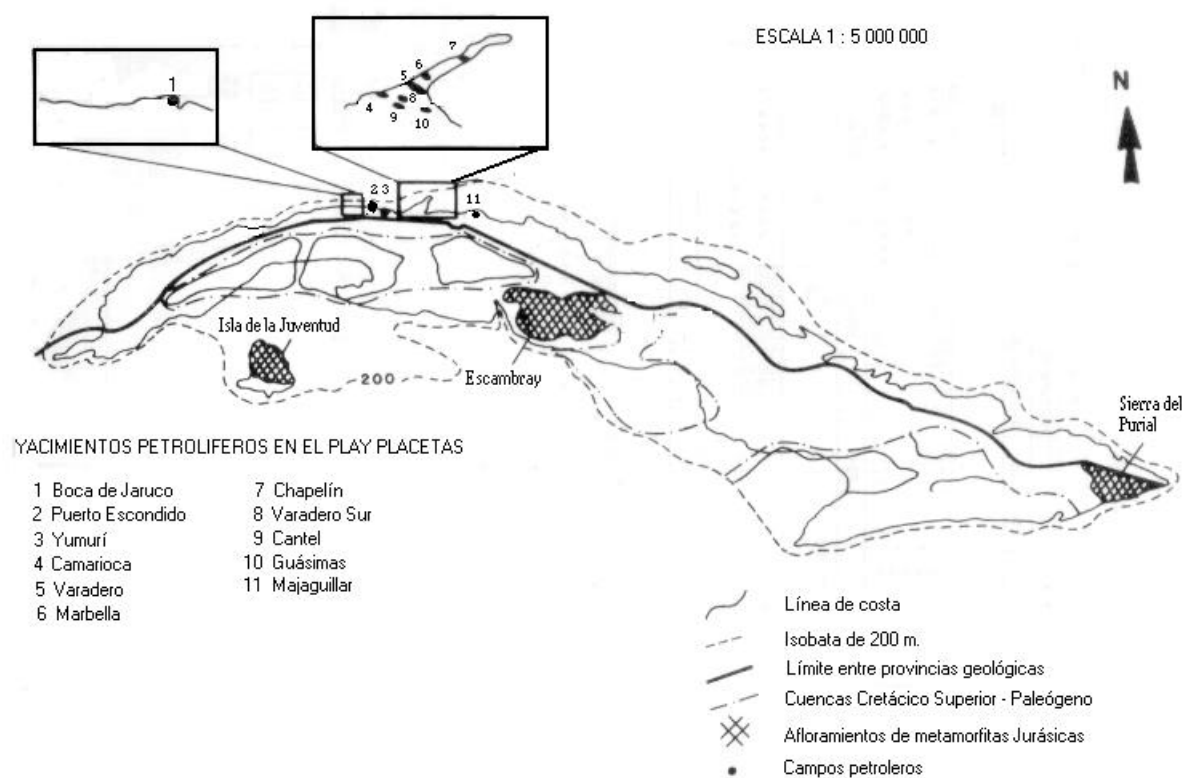
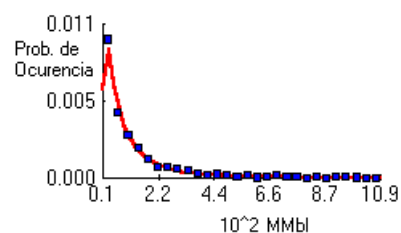
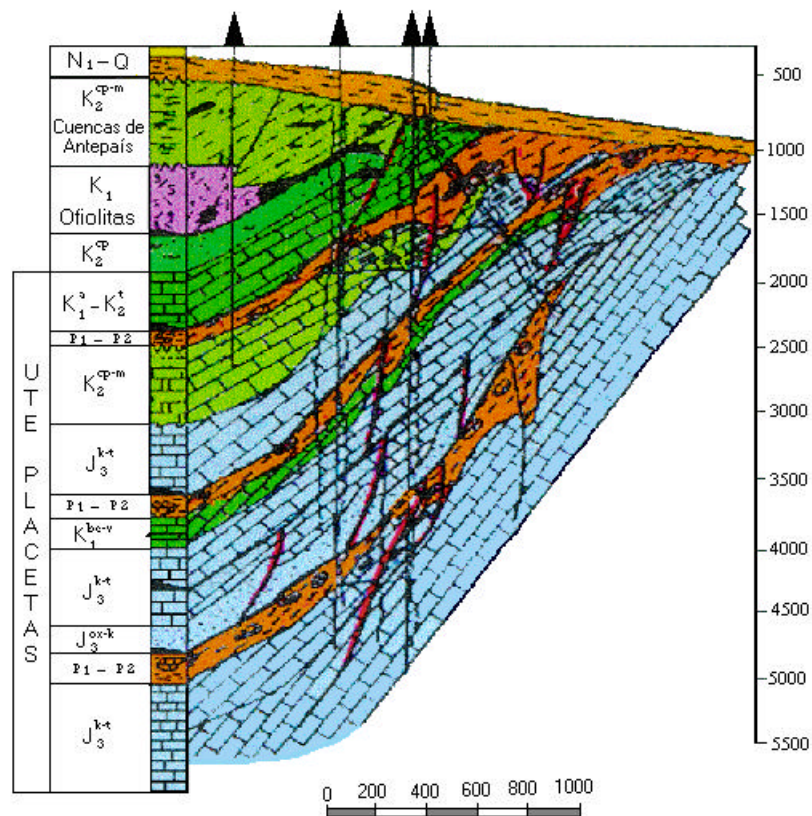


Figura 3. Mapa de ubicación de las acumulaciones del Play Placetas.

Figura 4 Perfil geológico típico en el Play Placetas.
Yacimiento Boca de Jaruco.



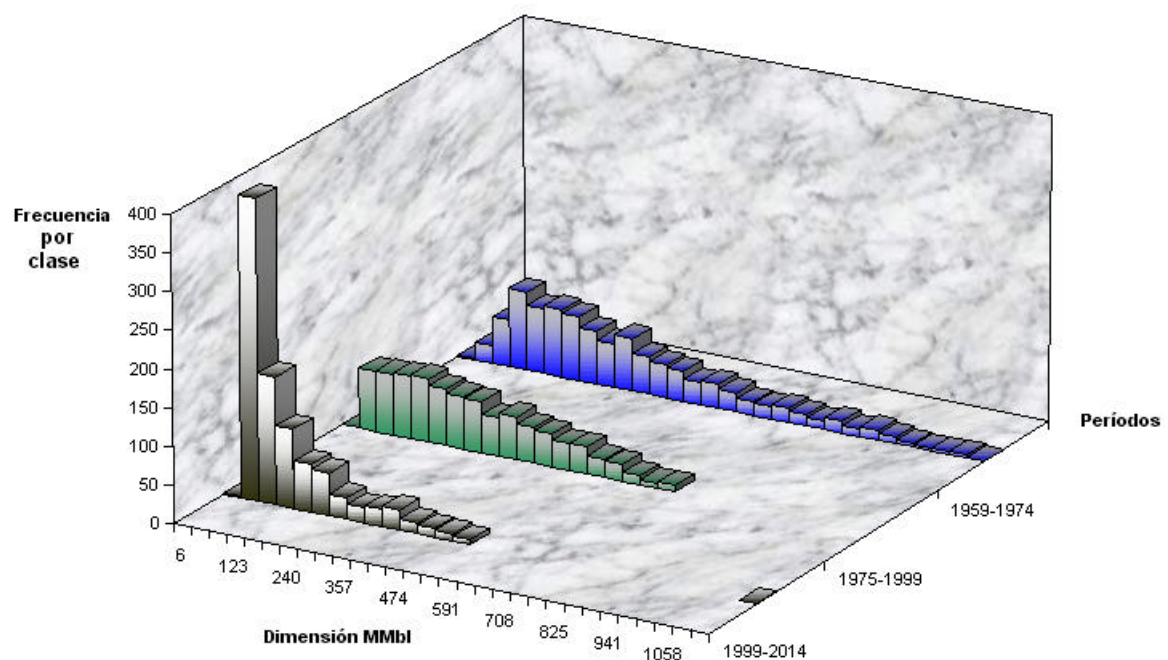
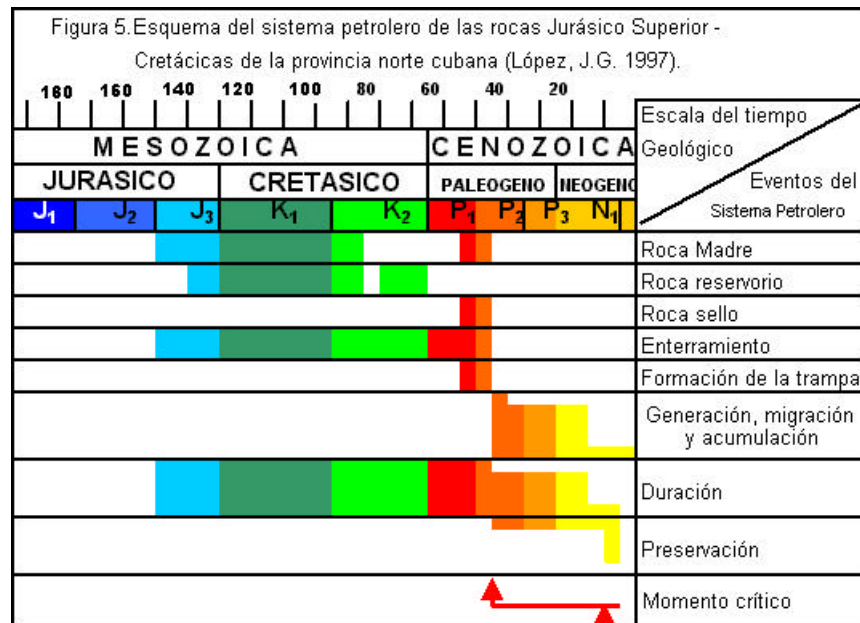


Fig 6 Distribuciones de las acumulaciones simuladas por periodo y el estimado para 1999-2014. Play Pacetas.

TABLA 1. Acumulaciones descubiertas en el Play Placetas

No	Yacimiento	Año del descubrimiento	Reservas in situ MMbl	Producción acumulada MMbl al 01/01/99
1	Boca de Jaruco I	1969	327.573	19.1219
2	Camarioca	1971	15.6	0.9414
3	Varadero	1971	1100	61.5572
4	Yumurí	1971	29.1	0.1934
5	Chapelín	1971	6.65	0.0406
6	Varadero Sur	1974	60.2	1.6264
7	Guásimas	1974	67.7	4.1063
8	Marbella	1975	44.28	0.4554
9	Cantel	1978	37.3	4.3613
10	Boca de Jaruco II	1990	56.6082	1.40321
11	Puerto Escondido	1992	206.691	0.24679
12	Majaguillar	1996		0.1322
Total	12		1951.7022	94.1861

Tabla 2. Descripción de las acumulaciones del Play Placetas (MMbl de petróleo in situ).

	Período de tiempo	Cant.de Acum.	Total de petróleo	Prom. de las dimensiones	Dim. Máx.	Dim. Mín.	Parám.de la Dist.	
							Media	D.E
Etapa completa	1959-1999	12	1951.702	177.4275	1100	6.65	163.366	377.555
Etapa No. 1	1959-1974	7	1606.823	229.5461	1100	6.65	240.249	868.211
Etapa No. 2	1975-1999	5	344.8792	86.2198	207	37.3	83.1526	62.9369

Tabla 3. Estadísticas de la simulación para cada período

Historia Exploratoria		Etapa 1	Etapa 2	Estimación de la Etapa futura
Mínimo		6.064232	37.01643	5.956295
Máximo		1097.316	205.3986	168.7591
Media		153.0484	85.34341	54.11801
Desv. Estándar		205.5287	37.74574	34.16641
Varianza		42242.05	1424.741	1167.344
Skewness		2.195088	0.9680555	1.041993
Kurtosis		7.657012	3.325376	3.538786
Moda		9.674329	43.81741	38.20365
	5%	9.841438	40.23851	13.99387
	10%	13.74617	43.92439	18.42303
	15%	17.55432	48.10606	21.22512
	20%	21.84578	52.00881	24.47045
	25%	26.21437	55.8313	28.0356
	30%	31.64585	59.65691	31.33008
	35%	39.14645	63.25573	34.48491
	40%	46.1545	67.11018	37.98103
Fractiles	45%	54.97732	70.83955	41.08473
	50%	65.27193	76.17902	44.61972
	55%	80.54585	80.54517	50.01592
	60%	97.15192	85.96735	55.06595
	65%	117.9136	92.73959	59.50669
	70%	140.5407	98.45605	64.66821
	75%	182.6443	105.5377	71.33833
	80%	229.9106	113.9066	80.68975
	85%	321.277	128.1123	90.63517
	90%	449.4998	141.8037	106.1198
	95%	629.4509	162.2411	126.7639