



CIENCIAS TÉCNICAS

Artículo original de investigación

Exploración petrolera en Cuba. Nuevo enfoque a la metodología del análisis de riesgo

Julio Ernesto Gómez Herrera^{1*} <https://orcid.org/0000-0001-5184-414801>

¹ Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET). La Habana, Cuba

*Autor para la correspondencia: juliog@ceinpet.cupet.cu

Palabras clave

exploración petrolera; análisis de riesgo; simulación Monte Carlo; incertidumbre; factores de control geológico

RESUMEN

Introducción: El cálculo de la posibilidad de éxito o riesgo de la exploración petrolera en Cuba, no siempre se ha ajustado a la complejidad geológica de esta, ni se han empleado metodologías apropiadas. Para resolver este problema, se formalizaron y procesaron los parámetros de control y procesos geológicos para disminuir la incertidumbre en el análisis del riesgo, mediante una selección de métodos estadísticos, lógica difusa, ingeniería del conocimiento y sistemas de información geográficos, que permitieron el ajuste y cálculo del potencial de hidrocarburos en condiciones de gran complejidad geológica. **Métodos:** Se estudiaron las principales metodologías y procedimientos existentes aplicados mundialmente y se identificaron sus fortalezas y debilidades que determinaron la estrategia a desarrollar para la nueva aplicación y su capacidad para gestionar el conocimiento. **Resultados:** La nueva aplicación incluyó por primera vez, la evaluación probabilística de la cuenca sedimentaria y sistema petrolero, además de los *play*, prospectos y *leads*. Se crearon o modificaron más de 20 parámetros de control geológico, con el propósito de estimar consecuentemente las probabilidades de éxito en la exploración petrolera y la disminución de la incertidumbre. Se validó la metodología en el prospecto Guanabo Norte, bloque E1B, ubicado en la Franja Norte de Petróleos Cubanos. Se demostró la eficacia de la metodología al comparar los resultados de la aplicación (antes de la perforación), con aquellos obtenidos por la perforación a posteriori de pozos de desarrollo. Estos determinaron una reserva extraíble (determinística) de 2,036 millones de metros cúbicos, mientras que con la metodología se calcularon los recursos extraíbles más probables en 2,395 millones de metros cúbicos y una probabilidad de éxito baja para el prospecto de 7,4 %. Esto se considera una aproximación muy buena. Se creó una plataforma informática web que facilitó y unificó la toma de decisiones en la exploración petrolera y donde se sentaron las bases para desarrollar un análisis del conocimiento mediante máquinas de aprendizaje automático.



Key Oil exploration in Cuba. A new methodological approach to risk analysis

ABSTRACT

Keywords

oil and gas exploration; risk analysis; Monte Carlo simulation; uncertainty; geological control factors

Introduction: The calculation of the possibility of success or risk of oil exploration in Cuba has not always been adjusted to its geological complexity, nor have appropriate methodologies been used. To solve this problem, the control parameters and geological processes for risk analysis were formalized and processed to reduce uncertainty, through a selection of statistical methods, fuzzy logic, knowledge engineering and geographic information systems, which allowed the adjustment and calculation of the potential of hydrocarbons in conditions of great geological complexity. **Methods:** The main existing methodologies and procedures applied worldwide were studied and their strengths and weaknesses were identified, which determined the strategy to be developed for the new application and its ability to manage knowledge. **Results:** The new application included for the first time, the probabilistic evaluation of the sedimentary basin and oil system, in addition to the plays, prospects and leads. More than 20 geological control parameters were created or modified, with the purpose of consistently estimating the probabilities of success in oil exploration and the reduction of uncertainty. The methodology was validated in the Guanabo Norte prospect, block E1B, located in the northern Cuban oil belt. The effectiveness of the methodology was demonstrated by comparing the results of the application (before drilling), with those obtained by the subsequent drilling of development wells. These determined a (deterministic) extractable reserve of 2,036 million cubic meters, while the methodology calculated the most probable extractable resources at 2,395 million cubic meters and a low probability of success for the prospect of 7.4 %. This is considered a very good approximation. A web computing platform was created that facilitated and unified decision-making in oil exploration and where the foundations were laid to develop a knowledge analysis using machine learning.

INTRODUCCIÓN

La predicción de una acumulación de hidrocarburos con un potencial razonablemente económico es muy difícil, ya que existe un deficiente conocimiento de los mecanismos que controlan los ambientes deposicionales y procesos geológicos, que propician la existencia de una acumulación de hidrocarburos. También la intensa búsqueda de energías no renovables a través del tiempo ha ocasionado que los prospectos se encuentren cada vez en lugares más difíciles y costosos de alcanzar.

La exploración petrolera es un negocio de alto riesgo, gran incertidumbre y difíciles toma de decisiones, pero es el único donde, un inversionista está dispuesto a gastar millones de dólares en la exploración y perforación sabiendo que sólo tiene por lo general, entre 5 % y un 30 % de posibilidades de éxito para recuperar esa inversión ⁽¹⁾.

La geología es una ciencia poco formalizada ⁽²⁾, que utiliza valores cuantitativos, descripciones cualitativas generales o conceptos lingüísticos propios del lenguaje difuso ⁽³⁾, para determinar la probabilidad de ocurrencia de determinado evento.

Conceptualmente se considera que los parámetros de control geológico de un sistema petrolero lo constituyen procesos estáticos (existencia de la roca madre, roca reservorio y roca sello) y dinámicos (formación de las trampas, generación, maduración, migración y entrapamiento de los hidrocarburos).

Todos ellos conforman una unidad funcional para la generación de acumulaciones de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria y se consideran probabilísticamente independientes ⁽⁴⁾.

En la prospección petrolera en Cuba se han afrontado diferentes problemas en la toma de decisiones como son:

- El hecho real de que la Geología sea una ciencia poco formalizada
- La complejidad de la Geología de Cuba
- El subjetivismo que introducen los criterios personales de los especialistas de la actividad
- La abrumadora prevalencia de la economía sobre la ciencia o viceversa
- Complicada situación económica, producto del bloqueo del gobierno de los Estados Unidos sobre Cuba

El primer inconveniente es poco modificable, pues es parte de la realidad objetiva, sin embargo, el segundo se puede mejorar sensiblemente, a partir del aumento del grado de estudio e introducción de nuevas tecnologías. En cuanto a los problemas 3 y 4 su negativo impacto se puede minimizar, encauzando las opiniones y conclusiones subjetivas a términos de probabilidades que puedan reflejar las complejas leyes de la naturaleza para la acumulación de hidrocarburos. Resolver el último problema depende solo de la tenacidad e intrepidez del pueblo cubano.

Precisamente el objeto de esta nueva metodología es la de mejorar la cuantificación del grado de riesgo geológico en la exploración petrolera, tratar de reducir su incertidumbre, mejorar la toma de decisiones con su consecuente impacto económico e instrumentar todo dentro de un soporte informático libre y amigable.

MÉTODOS

Para un petrolero, el riesgo se entiende como la probabilidad de la presencia de hidrocarburos en un prospecto (pérdida o ganancia) y la incertidumbre se define como el rango de posibles valores significativos que pueden tomar las variables geológicas o los parámetros y procesos de control geológico que describen a ese objetivo ⁽⁵⁾.

Se utilizaron como material de estudio, diferentes sistemas, softwares y metodologías existentes a nivel mundial muy profesionales para la evaluación del riesgo en la exploración petrolera como, Crystal Ball, @RISK, REPSOL-YPF, GeoX, E&P&Rose y otros especializados como el BasinMod®, Multizone Master®, PetroRisk®, PetroVR®, Geological Survey of Canada's SuperSD®, US Geological Survey Emc2 and EMCEE, etc., en los cuales, en su mayoría se detectan dos problemas y una omisión: ⁽⁶⁾

- **Problema 1:** Como los factores geológicos son parámetros independientes entre sí y la contribución de las probabilidades requiere ser tratada por la regla de la multiplicación. Esto conlleva a utilizar no más de 4 parámetros fundamentales ⁽⁷⁾ y los demás se contabilizan indirectamente, generando el problema número 2.
- **Problema 2:** Dejar a voluntad de los expertos (sin formalizaciones, regulaciones y restricciones) la evaluación cualitativa y cuantitativa de los restantes parámetros de control geológico de los objetivos, para calcular la probabilidad de éxito o riesgo final.
- **Omisión:** Aun cuando investigadores tan prestigiosos como; ⁽⁸⁾, ⁽⁹⁾, ⁽¹⁰⁾, ⁽¹¹⁾, ⁽¹²⁾, ⁽¹³⁾, ⁽¹⁴⁾ y otros consideran, que no es necesaria la valoración cuantitativa del riesgo de la cuenca sedimentaria y el sistema petrolero por su baja incidencia económica en la toma de decisiones, esta me-

todología si los evalúa y se determina un análisis integral del sistema, en función de sus *plays* y prospectos.

Las estimaciones referentes al subsuelo se caracterizan por el carácter indirecto de su conocimiento, que generan una alta ambigüedad en la veracidad de la información ⁽²⁾, por tanto, se consideran como fuente de probabilidad ⁽⁴⁾, y se aplican las siguientes reglas:

1. La probabilidad de que ocurra un evento (probabilidad de éxito o *POS possibility of success* en inglés): $POS = 1 - P$ (riesgo).
2. La probabilidad de ocurrencia de eventos que ocurran simultáneamente y sean independientes: $P(A \cap B \cap C \cap D) = P(A) \times P(B) \times P(C) \times P(D)$.
3. La probabilidad de ocurrencia de dos eventos mutuamente exclusivos responde a la regla de la suma: $P(A \cup B) = P(A) + P(B)$. (Ésta regla se utiliza en eventos alternativos, como son los árboles de decisión).

Se establece un estándar, para valorar consecuentemente los niveles de *POS* condicionales y finales (Tablas 1 y 2), expresado en una medida lingüística y términos cuantitativos ⁽¹⁵⁾. Para la toma de sentencias, se combinan la teoría de la probabilidad con herramientas de análisis de decisión multicriterio, lógica difusa y algoritmos de sistemas de expertos ⁽¹⁶⁾, además de la simulación de Monte Carlo, para el cálculo de recursos o reservas de hidrocarburo ⁽¹⁷⁾, que considera el riesgo y la incertidumbre como factores integrales ⁽¹⁸⁾.

Tabla 1. Niveles de POS condicionales (Gómez, 2003)

Descripción	Condición
Excelente	$1,00 \leq POS < 0,79$
Muy buena	$0,79 \leq POS < 0,63$
Buena	$0,63 \leq POS < 0,50$
Aceptable	$0,50 \leq POS < 0,32$
Pobre	$0,32 \leq POS < 0,25$
Muy pobre	$0,25 \leq POS < 0,05$
Descartado	$0,05 \leq POS$

La probabilidad de descubrir un objetivo petrolero se define como el producto de las probabilidades componentes de los factores geológicos, los cuales son independientes entre sí. Los cuatro factores más importantes son; roca madre (P1), reservorio (P2), trampa & sello (P3) y sincronía (P4) (19) (20)

$$POS \text{ (final)} = P(1) \times P(2) \times P(3) \times P(4)$$

Tomando como insuficiencias en la formalización de los factores de control geológico (problemas enunciados), la di-

facultad en la utilización del *software* existente (propietario), por su procedencia, alcance y costo, se determina, crear una nueva metodología siguiendo esta secuencia de trabajo:

1. Aumentar la cantidad de evaluaciones cuantitativas de las variables que afectan a los parámetros y procesos de control geológico del *play* y prospectos o *leads*
2. Formalizar esas variables de control geológico, establecidas y estudiadas por los especialistas históricamente y en lo posible, adaptarlos a las condiciones geológicas complicadas de Cuba, en sentencias lingüísticas asociadas a criterios numéricos de la probabilidad de ocurrencia
3. Combinar la regla de la multiplicación para los eventos probabilísticos independientes entre sí, con algoritmos de ingeniería del conocimiento
4. Incorporar para el análisis un sistema informático con *software* libre, amigable, sencillo y completamente claro para el experto evaluador, capaz de estimar cada factor geológico y sus componentes y que pueda adaptarlo a sus necesidades
5. Regular los rangos de valores de probabilidad de éxito o riesgo para cada parámetro dentro de una formalización adecuada, científica y proporcionada, pero a su vez permitir determinado grado de libertad de decisión al experto
6. Mostrarle explícitamente al experto evaluador, que el resultado final de la *POS* es consecuencia de la valoración de cada una de las sentencias evaluadas por él
7. Crear una base de datos histórica de las evaluaciones, con vistas a una futura incorporación de algoritmos de aprendizaje automático (*machine learning*)

En la Figura 1 se presenta un diagrama de la metodología de la evaluación cuantitativa del *POS*.

Para el desarrollo del procesamiento de la incertidumbre en esta metodología se utilizan funciones, donde A y B son valores reales de probabilidad: ^{(21), (22), (23)}

1. Función conjuntiva CONJ1(A & B) = min (A, B)
2. Función de Contribución CTR1 (A & B) = (A * B).
3. Función GLOB -no-arquimedeano (A & B) = $\ln \left[\frac{(1+x)}{(1-x)} \right]^2$. y su inversa $(e^{\sqrt{z}}-1) / (e^{\sqrt{z}} + 1)$.

Tabla 2. Probabilidad de éxito final

Muy bajo	< 0,06
Bajo	0,06 – 0,09
Moderado	0,09 – 0,16
Alto	0,16 – 0,32
Muy alto	> 0,32



Fig. 1. Esquema de cálculo para el nuevo análisis de decisión y riesgo.

Esta última función tiene como característica que mantiene un equilibrio, entre las probabilidades demasiado fuertes o demasiadas débiles, manteniendo un techo razonable apropiado (comportamiento de carácter no-arquimedeano) ^{(22), (23)}. Mediante esta función se puede resolver el problema 1 y el efecto del número de factores.

Para la confección de esta metodología se crearon o modificaron más de 20 parámetros de control geológico con el propósito de estimar consecuentemente la evaluación de las probabilidades de éxito (*POS*), en una medida cualitativa (lingüística) o en términos cuantitativos ⁽²⁴⁾, de las cuales se mostrarán a modo de ejemplo algunas y las demás se declararán solamente.

Por ejemplo la evaluación de cuencas sedimentarias (CS), Tabla 3 fue creada para la clasificación por tipos de cuenca, formada por consideraciones de ^{(25), (26), (10)} y ⁽²⁴⁾.

Sistema petrolero: El concepto de *sistema petrolero* (SP) (Figura 2), fue desarrollado a partir de los años 1970 ^{(8), (9), (10), (11), (12), (13)}. El sistema petrolero puede ser identificado con tres niveles de certeza, según su relación genética entre la roca madre de petróleo y el hidrocarburo ⁽²⁷⁾.

1. Nivel de certeza conocido o demostrado (!): Existe una buena correlación geoquímica entre la roca madre y las acumulaciones de petróleo. La información geoquímica demuestra la existencia de una roca madre, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y el petróleo de los yacimientos existentes.
2. Nivel de certeza hipotético (.): La información geoquímica demuestra la existencia de una roca madre, pero no existe correlación geoquímica entre la roca fuente y el petróleo de los yacimientos existentes.
3. Nivel de certeza especulativo (?): La existencia de roca madre y acumulaciones de petróleo es postulada completamente sobre la base de evidencia geológica o geofísica y/o expertos.

Las sentencias para evaluar el SP se expresan en la Figura 3 que constituye una modificación realizada por el autor a la evaluación desarrollada por la compañía Chevron, 1997.

Play: Es uno o más prospectos relacionados que representan un modelo geológico que justifica la perforación de

Tabla 3. Tipos de cuencas sedimentarias y su capacidad petrolera

Tipo de cuenca	Ambiente tectónico	Tipo de cuenca	Capacidad petrolera	POS
Corteza continental	Extensión	Interior	Mezcla de sedimentos siliciclásticos o carbonatados. Baja productividad. Riesgo de no presencia de trampas adecuadas, rocas madres y sello.	Pobre (0,32-0,25)
		Antepaís (<i>foreland</i>)	Mezcla de sedimentos carbonatados y siliciclásticos, predominantemente clásticos. Ciclos tectónicos extensivos y compresivos. Poseen grandes trampas, con gran productividad. Riesgo en la eficiencia de las trampas para contener los hidrocarburos	Bueno - aceptable (0,63-0,32)
Corteza intermedia	Margen divergente	Rift	Trampas estructurales y estratigráficas. Migración a corta distancia y lateral. Gradiente geotérmico alto. Altamente productivas. Riesgo en el tamaño de las trampas y gradiente geotérmico sea muy alto.	Bueno - aceptable (0,63-0,32)
		Estructura en flor (Pull apart)	Sedimentos clásticos no marinos, depósito de evaporitas y carbonatos. Gradiente geotérmico de normal a bajo. Baja productividad. Riesgo en la roca madre (kerógeno) no alcance la madures necesaria o procesos de biodegradación.	Pobre (0,32-0,25)
		Ante arco Post arco Colisión	Baja productividad. Riesgo en la sincronía de eventos y la sobre maduración de la roca madre. Cuencas pequeñas.	Pobre (0,32-0,25)

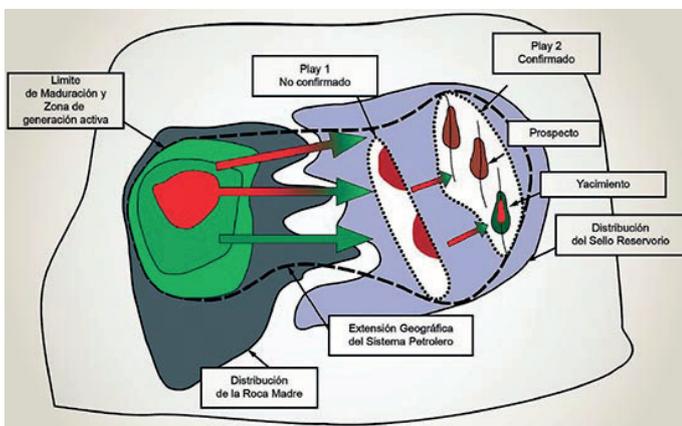


Fig. 2. Esquema de un sistema petrolero.

Zona Evaluación		Zona Convencional		Zona de Frontera		Franja VI					
Mismo Play adyacente a la estructura	Mismo Play cerca a la estructura	Nuevo Play-Igual modelo, Viejo Play-Nuevo modelo	Nuevo Play-Nueva Cuenca ó Play con datos negativos			Nivel de Analogía para el Modelo Geológico					
Sistema Petrolero Conocido (!)		Sistema Petrolero Hipotético (.)	Sistema Petrolero Especulativo (?)			Nivel de Sistema Petrolero					
Descubrimiento en todos los Plays. Cobertura Sísmica 3D. Razón de éxito decreciente.		Plays confirmados. Alguna cobertura sísmica 2 y 3D fuera de los hallazgos. Razón de éxito	Al menos un Play confirmado. Alguna sísmica 2D. Razón de éxito creciente.	No existe Play confirmado. Alguna sísmica regional. Poca exploración.		Descripción del Sistema Petrolero					
Muy Alta	Alta	Moderada	Baja	Muy baja		Clasificación de la Probabilidad de éxito					
1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0	Probabilidad de éxito
0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	Riesgo

Fig. 3. Evaluación de riesgo para el sistema petrolero y sus plays.

pozos en busca de acumulaciones no descubiertas de petróleo⁽²⁸⁾. En esta metodología se analizan la efectividad de los factores de control geológico y procesos, con sus componentes⁽²⁹⁾, tales como; roca madre, reservorio, trampa, sello, sincronía y preservación.

Componentes de la probabilidad de éxito que se evalúan:

- Grado de riqueza de la materia orgánica en la roca madre
- Potencial de generación de la roca madre
- Efectividad de la roca madre con respecto a su volumen de generación
- Efectividad de la roca madre con respecto al volumen de generación y al ambiente deposicional
- Relación entre la calidad de la generación de hidrocarburos y la maduración de la roca madre
- Estimación de la eficiencia de expulsión
- Calidad del reservorio
- Efectividad del reservorio, en función sus facies
- Efectividad de la migración
- Efectividad del sello

Prospecto y Lead: Un prospecto es un objeto, mapeable, dotado de una estructura que sirve de reservorio, un sello y supuestamente cargado con hidrocarburos en cantidades comerciales el cual aún no ha sido validado por la perforación. Es el destino fundamental de la exploración y su sentido

económico. Cuando se perfora y los resultados son positivos económicamente, se le denomina yacimiento. Existe una categoría denominada *lead*, que es un lugar con la posibilidad de contener hidrocarburos, pero con un bajo grado de estudio estructural sísmico.

Componentes de la probabilidad de éxito que se evalúan:

- Efectividad de la facies del reservorio
- Evaluación de la efectividad del reservorio, en función de la profundidad de yacencia y la posición geográfica
- Relación a la estructura y su espesor efectivo
- Información sísmica, mapeo y la complejidad estructural de la trampa
- Tipo de trampa
- Relación con el tamaño de la trampa
- Efectividad del sello
- Efectividad de la migración con respecto a su roca madre
- Calidad del petróleo y su valor económico
- Relación con la preservación del petróleo
- Cálculo del grado de acierto de la geofísica

Cálculo del grado de acierto de la geofísica: Esta evaluación de la incertidumbre en la interpretación sísmica, fue formalizada por primera vez por la *Simon Petroleum*,⁽⁷⁾ y ampliamente modificada por el autor de este trabajo⁽³⁰⁾ (Tabla 3). En el caso de que el prospecto sea estudiado por métodos no convencionales o se encuentre localizado costa afuera (mar), analizado a través de las emanaciones de hidrocarburos que flotan en la superficie del mar, mediante la interpretación de imágenes de satélite de apertura sintética de radar (SAR)^{(31), (32)}, entonces se adiciona la valoración del *POS* (Tabla 4)⁽³³⁾.

El cálculo del *POS* de la geofísica adquirida para declarar un prospecto, se materializa multiplicando los valores relativos dados para cada parámetro:

$$\text{Valor relativo de la probabilidad de éxito (VRP)} = A \times B \times C \times D \times E \times F \times G \times H$$

Finalmente, en la Figura 4, se muestra una panorámica general de la nueva metodología presentada para la valoración de la probabilidad de éxito con vistas a facilitar la comprensión de la misma.

Tabla 4. Valoración de la POS de la geofísica (sísmica y otros métodos)

Código	Interpretación	VRP	Parámetro	Descripción
A	Definición estructural (ms)	1,0	[0,10]	Estructura pequeña y complicada
		2,0	[11,20]	Estructura pequeña y simple
		3,0	[21-30]	Estructura potente y complicada
		4,0	> 31,0	Estructura potente
B	Número de líneas que interceptan la estructura	1,0	[0,3]	Pobre
		2,0	[4,6]	Aceptable
		3,0	> 7,0	Bueno
C	Veracidad del campo de velocidades	> 0,32	-	Pobre
		0,79-0,32	-	Aceptable
		> 0,79	-	Bueno
D	Error de interpolación	0,32-0,05	A=1,0	Muy alto
		0,5-0,32	A=2,0	Alto
		0,5-0,63	A=3,0	Bueno
		> 0,63	A=4,0	Muy bueno
E	Localización del error	0,79-0,32	A=3,0 o A=4,0	Bajo
		0,32-0,05	A=2,0 o A=1,0	Alto
F	Área crítica/error	0,79-0,32	A=3,0 o A=4,0	Bajo
		0,32-0,05	A=2,0 o A=1,0	Alto
G	Atributo DHI	2,0	0,79-0,5	Se observa
		1,0	0,32-0,05	No se observa
H	Aplicación de sensores remotos u otros métodos	1,0		No aplicado
		2,0	0,5-0,32	Aceptable
		3,0	0,63-0,5	Bueno
		4,0	0,79-0,63	Muy bueno

Uno de los aportes de la metodología lo constituye la valoración simultánea entre el análisis del riesgo geológico y el análisis del potencial productivo. Se valoraron las reservas o recursos de hidrocarburos en los prospectos mediante el análisis volumétrico de naturaleza probabilística mediante la simulación por Monte Carlo.

Para la toma de decisiones se utilizan los árboles de decisión. Estos ilustran las opciones disponibles, los resultados estimados y las incertidumbres que enfrenta el experto al tomar la decisión. También permiten poner en claro las opciones, los riesgos, los objetivos, las ganancias monetarias y los flujos de fondos descontados (elementos claves para todo negocio), que son la diferencia entre los valores de egresos de dinero a lo largo de la inversión y los ingresos. Todo esto es lo que se conoce como valor monetario esperado (VME) o valor actual neto (VAN) o (en inglés *Net Present Value NPV*).⁽¹⁸⁾

RESULTADOS

Sistema automatizado de cálculo

La evaluación de los parámetros y procesos de control geológico del cálculo de recursos para los prospectos, se soporta en un sistema automatizado de cálculo web, que permite al experto evaluar en un ambiente estable y amigable estos parámetros y obtener resultados consecuentes para la toma de decisiones denominado sistema automatizado de análisis de riesgo en la exploración” (SAARE)^{(15), (34)} (Figura 5).

La zona de estudio donde se validó la metodología, está ubicada en la región Habana-Corralillo donde se ubica la denominada Franja Norte de Petróleos Cubanos (FNPC), que se encuentra desde la Bahía de La Habana hasta la zona de Majaguillar⁽³⁵⁾ (Figura 6). El objeto de estudio es el prospecto Guanabo Norte estructura del bloque central E1B (Figura 5).

Fig. 4. Panorámica general de la metodología para la valoración de la probabilidad de éxito.

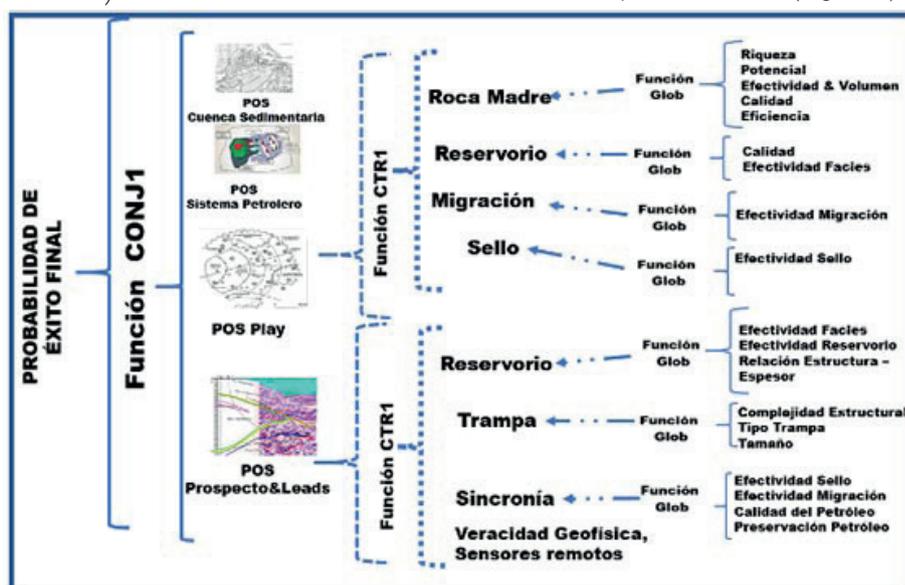
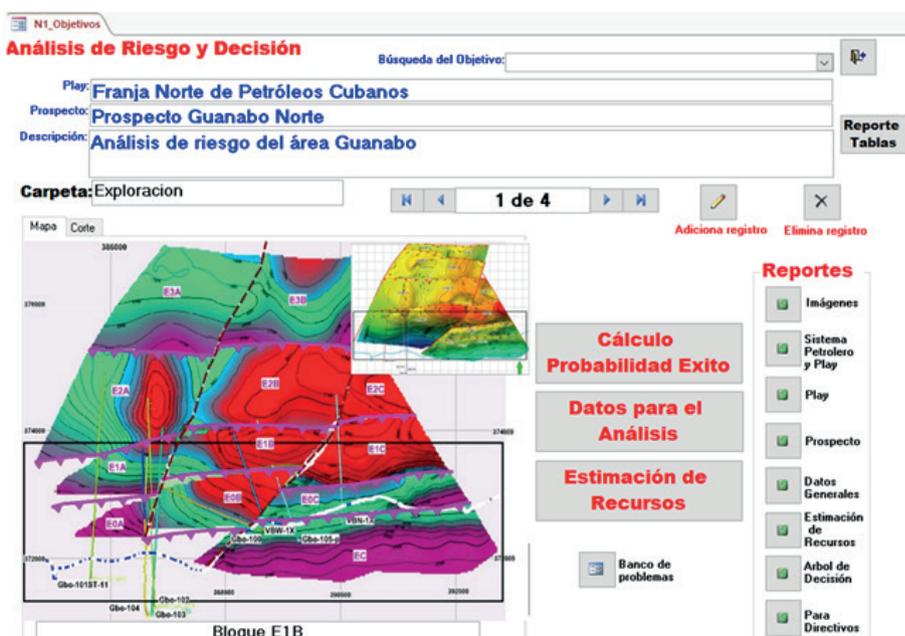


Fig. 5. Entrada de datos para el SAARE.



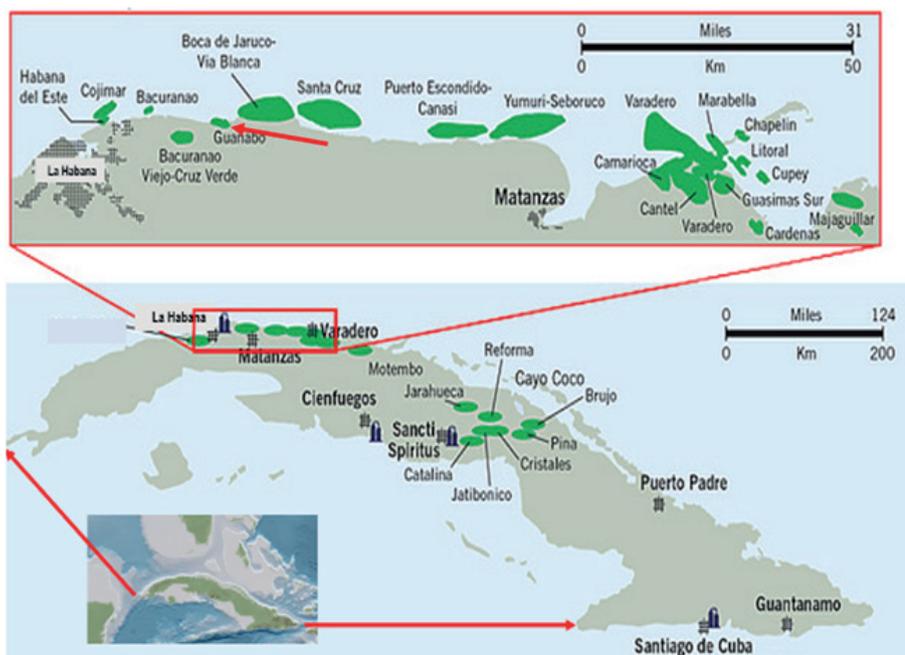


Fig. 6. Ubicación geográfica de la FNPC (35).

Componentes de la probabilidad de éxito que se evalúan: evaluación condicional (leyenda tabla 1) y evaluación final (tabla 2):

1. Cuenca sedimentaria: evaluación final: POS=0,5 (Tabla 3)
 - 3.1. Roca madre: POS=0,56
 - 3.1.1. Evaluación condicional: riqueza de la materia orgánica: POS=0,63
 - 3.1.2. Evaluación condicional: potencial de generación: POS=0,5
 - 3.1.3. Evaluación condicional: efectividad & volumen de generación & ambiente deposicional: POS=0,63
 - 3.1.4. Evaluación condicional: calidad de la generación de hidrocarburos & maduración de la roca madre: POS=0,5
 - 3.1.5. Evaluación condicional: eficiencia en la expulsión: POS=0,32
 - 3.2. Reservorio: POS=0,56
 - 3.2.1. Evaluación condicional: calidad: POS=0,6
 - 3.2.2. Evaluación condicional: efectividad: POS=0,5
 - 3.3. Migración: POS=0,6
 - 3.3.1. Evaluación condicional: efectividad: POS=0,6
 - 3.4. Sello: POS=0,5
 - 3.4.1. Evaluación condicional: preservación: POS=0,5
4. Prospecto evaluación final: POS= 0,074
 - 4.1. Reservorio: POS=0,59
 - 4.1.1. Evaluación condicional: efectividad facial del reservorio: POS=0,63
 - 4.1.2. Evaluación condicional: efectividad reservorio: POS=0,6
 - 4.1.3. Evaluación condicional: relación estructura-espesor efectivo: POS=0,5
 - 4.2. Trampa: POS=0,49
 - 4.2.1. Evaluación condicional: complejidad estructural: POS=0,6
 - 4.2.2. Evaluación condicional: tipo de trampa: POS=0,4
 - 4.2.3. Evaluación condicional: tamaño trampa: POS=0,3
 - 4.3. Sello: POS=0,513
 - 4.3.1. Evaluación condicional: efectividad del sello: POS=0,3
 - 4.3.2. Evaluación condicional: efectividad migración: POS=0,6
 - 4.3.3. Evaluación condicional: calidad del petróleo: POS=0,5
 - 4.3.4. Evaluación condicional: preservación del petróleo: POS=0,5
 - 4.4. Geofísica: POS=0,5
 - 4.4.1. Evaluación condicional: geofísica (tabla 4): POS=0,5
5. Prospecto evaluación final de Guanabo Norte: POS= 0,074

Análisis de la toma de decisiones (en millones de dólares):

1. Si se toma la decisión de no perforar el prospecto (Ramal A), el VME = \$ 0
2. Si se toma la decisión de perforar que representa una pérdida de - 20,0 por el costo del pozo. Si este pozo es productivo (Ramal B), se obtiene una ganancia monetaria VME igual a 14,996 y un valor más probable en recursos extraíbles por valor de 251,185
3. Si se toma la decisión de perforar y este pozo es seco (Ramal C), se tiene una pérdida de -18,519
4. Si se toma la decisión de perforar otro pozo y este pozo es seco (Ramal D), se tiene una pérdida o un VME de -34,161
5. Si se toma la decisión de perforar el segundo pozo se tiene una pérdida de - 34,161 y este es productivo (Ramal E), se tiene una ganancia monetaria VME =

\$13,142 y un valor más probable en reservas descubiertas en 251,185

Nota: En este caso (de las decisiones, 4 y 5) se considera que la perforación del primer pozo, cambió el modelo geológico concebido, pero mantiene el mismo nivel de riesgo.

Como resultado final: Al Prospecto Guanabo Norte se le calcula una probabilidad de éxito final de un 7,4 % para clasificarlo como un prospecto con una probabilidad de éxito bajo (Tabla 3) y una recompensa media de 2,395 millones de metros cúbicos (Mm³) de recursos extraíbles o considerado como un posible yacimiento pequeño⁽³⁶⁾.

Como ejemplo para la toma de decisiones se confecciona un portafolio, o *dossier* (*overall ranking of prospect ORP* en inglés) (Tabla 5)⁽¹⁵⁾.



Análisis de Decision y Riesgo en la Exploración Petrolera

Estimación de Recursos

Play: Franja Norte de Petróleos Cubanos

Prospecto: Prospecto Guanabo Norte

Fecha
23/10/2020

Descripción: Análisis de riesgo del área Guanabo

Recursos	Desde [Mm ³]	Hasta [Mm ³]	Prob [frac]	Marca Clase [M m ³]	VME [M \$]
Mínimos	1.07	1.75	0.15	1.41	141
Medios	1.75	3.04	0.7	2.395	239.5
Máximos	3.04	4.14	0.15	3.59	359

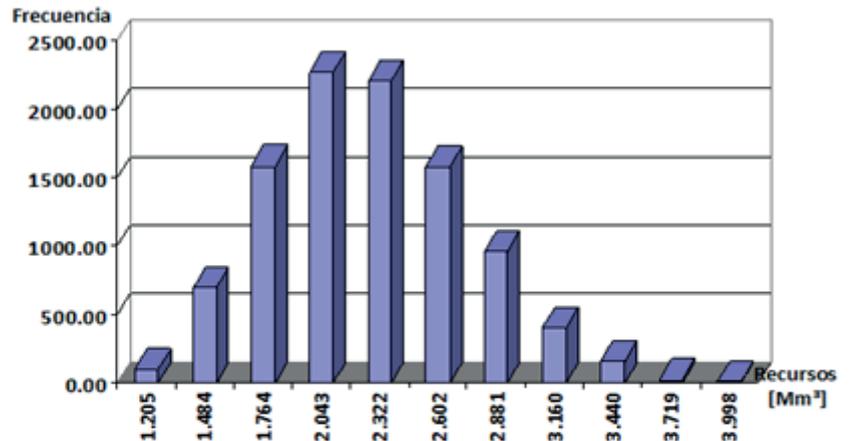


TABLA DE DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS

No	Desde [Mm ³]	Hasta [Mm ³]	Frec.	Frec. Norm.	Frec. Acum.
1	1.07	1.34	101	0.01	102
2	1.34	1.62	699	0.07	801
3	1.62	1.9	1586	0.16	2387
4	1.9	2.18	2208	0.23	4655
5	2.18	2.46	2210	0.22	6865
6	2.46	2.74	1580	0.16	8445
7	2.74	3.02	959	0.1	9404
8	3.02	3.3	405	0.04	9807
9	3.3	3.58	159	0.02	9966
10	3.58	3.86	25	0	9991
11	3.86	4.14	9	0	10000

PARÁMETROS PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS

Area Efectiva [m ²]		Espesor Efectivo [m]			Porosidad Efectiva [frac]			Saturación de Petróleo [frac]			Coeficiente de Recálculo [frac]			Coeficiente de Entrega [frac]			
Triangular		Triangular			Triangular			Triangular			Unifforme			Triangular			
Pto	Valor	Prob	Pto	Valor	Prob	Pto	Valor	Prob	Pto	Valor	Prob	Pto	Valor	Prob	Pto	Valor	Prob
Min	2750000	0.1	Min	75	0.1	Min	0.11	0.1	Min	0.7	0.1	Min	0.91	0.5	Min	0.07	0.1
Med	4125000	0.8	Med	100	0.8	Med	0.12	0.8	Med	0.75	0.8	Max	0.91	0.5	Med	0.075	0.8
Max	5500000	0.1	Max	125	0.1	Max	0.15	0.1	Max	0.8	0.1				Max	0.08	0.1

Coeficiente de contracción del área:

Precio del Petróleo (\$/m³):

Probabilidad para la Cola Izquierda [frac]:

Probabilidad para la Cola Derecha [frac]:

Cantidad Iteraciones:

Fig.7. Cálculo de los recursos supuestos (método Monte Carlo volumétrico - probabilístico).

Tabla 6. Evaluación comparativa de evaluación de parámetros entre metodologías según su cantidad

Objetos y parámetros	Naturaleza	Evaluación cuantitativa en anteriores metodologías	Evaluación cuantitativa en la nueva metodología
Cuenca Sedimentaria	Geológica	nulo	1
Sistema Petrolero	Geológica	nulo	1
Play	Geológica	4	10
Prospectos	Geológica	3	15
Play	Económica	nulo	5
Prospectos	Económica	Determinístico y probabilístico (Monte Carlo)	Determinístico y probabilístico (Monte Carlo)

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- White DA. Geologic risking guide for prospect and plays. AAPG Bulletin. 1993; 77: p. 2048-2061.
- Schulcloper R. Modelos Matemáticos para el reconocimiento de Patrones. revista ICIMAF. 1990.
- Cheremisina. Cuestiones metodológicas de la aplicación de los modelos matemáticos de reconocimiento de patrones en zonas del conocimiento pocos formalizadas. Revista Ciencias Matemáticas, 13, 2, 93-108. 1992; 2(13): p. 93-108.
- Harbaugh J. Computing risk for oil prospects. principles and programs New York: ebook edition; 1995.
- Newendorp PD. Decision Analysis for Petroleum Exploration New York: John Wiley & Sons; 1976.
- Flores. Influence of different probability based models on oil prospect exploration decision making: A case from southern Mexico. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas. 2007;; p. 314.
- 7SPT. A Prospect Evaluation Workshop. In Simon Petroleum Technology; 1994; UK: Simon Petroleum Technology.
- Dow W. Kerogen studies and geological interpretations. Journal Geochem Exploration. 1977.
- Perrodon. Petroleum System. AAPG Bulletin. 1980.
- Demaison G. Genetic clasificacion of Petroleum System. AAPG Memoir. 1994;; p. 73-89.
- Meissner F. Petroleum geology of the Bakken formation. AAPG Memoir. 1984; 35: p. 159-179.
- Ulmishek G. Stratigraphic aspect of petroleum resource assessment. AAPG Studies in Geology. 1986;(21): p. 59-68.
- Magoon, L.B. The petroleum ystem. A classification scheme for research. Exploration and resources assessment. USGS Bulletin. 1988; 1870: p. 2-15.
- White D. Oil and Gas Maps in Assessment. AAPG. 1998;; p. 944-946.
- Gómez J. Sistema evaluativo del riesgo geológico en la explotación petrolera. Memorias 2da Jornada Científica CEINPET. 2003.
- Gómez, J. Evaluación difusa de prospectos petroleros. Memorias GEOMIN 2003. 2003;; p. 7-15.
- SPE. Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS) Houston: SPE, Society of Petroleum Engineers; 2018.
- Bailey W. Riesgos medidos. Oilfields Review. 2001;; p. 22-37.
- Brandt S. Data Analysis. Statistical and Computational Methods for Scientists and Engineers London SCHNYD, editor. London: Springer; 2014.
- Bryant. Comprension de la incertidumbre. Oilfield Review. 2003;; p. 1-17.
- Harmon D. Sistemaas de expertos. Aplicaciones de la inteligencia artificial. Madrid: John Wiley and Sons. Inc.; 1988.
- Valdés J. Ingeniería del Conocimiento en el Medio Ambiente ARIES. Editorial Academia. Cuba. ISBN 959-02-0036-2. 1993;; p. 268.
- Alonso MA. Sistemas basados en Conocimientos. Mexico;; 2012.
- Gómez. Tesis de Doctorado. La Habana;; 2020.
- Kingston D. Hydrocarbon plays and global basin classification. AAPG Bulletin. 1983; 67: p. 2174-2198.
- Talat A. Sedimentology and Petroleum Geology. Delhi;; 2017.
- Magoon L. The Petroleum from Source to Trap. AAPG Memoir 60. 1994.
- Magoon LB. The play that complements the petroleum system, A new exploration equation. Oil and Gas Jorunal. 1995.
- Dembicki J. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. AAPG Bulletin. 2009 March; 93(3): p. 341–356.
- Gómez, J. Tesis de Doctorado. La Habana;; 2020.
- Pellon de Miranda F. Detection of seepage slicks in Cantarell Complex (Gulf of Mexico). Revista Brasileira de Geofísica. 2018.
- Pedroso E. Ranking de exsudações de oleo como suporte a exploracao petroliferas em aguas ultra-profundas. Golgo do Mexico. Rio de Janeiro;; 2009.
- Gómez, J.E. Metodología para la interpretación de las emanaciones de hidrocarburo costa afuera. Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México. Ciencias de la Tierra y el Espacio. 2017 enero-junio; 18(1): p. 24-35.
- Gómez JE. Metodología para el análisis del riesgo petrolero y toma de decisiones. Caso de estudio Franja Norte de Crudos Pesados, sector Guanabo – Seboruco, Cuba. Tesis de maestria. Pinar del Rio: Universidad de Pinar del Río "Hnos. Saíz Montes de Oca" facultad de Geología y Mecánica; 2010.
- BGP. Prospective Cuba Offshore Identified from New 2D Seismic Data. London;; 2019.
- Alvarez. Metodología a aplicar en la fase de conclusión de la Exploración en prospectos cubanos. Informe tecnico. La Habana: CEINPET, Archivo CEINPET; 2007.

Recibido: 17/12/2020
Aprobado: 30/12/2020

proyectos I+D de la actividad del Centro de Investigación del Petróleo, que forma parte de la empresa CUPET.

Conflicto de intereses

No existen conflictos de intereses

Financiación

Las fuentes de financiamiento provienen básicamente de los

Cómo citar este artículo

Gómez Herrera JE. Exploración petrolera en Cuba. Nuevo enfoque a la metodología del análisis de riesgo. Anales de la Academia de Ciencias de Cuba [Internet]. 2021 [citado en día, mes, año]; 11(2):e957. Disponible en: <http://www.revistaccuba.cu/index.php/revacc/article/view/957>

