

MÉTODOS ESTOCÁSTICOS APLICADOS EN EL CÁLCULO DE VOLUMENES DE HIDROCARBUROS

Luis P. Stinco

Compañía General de Combustibles S. A.

Abstract: Estimation of the hydrocarbon volume initially in place is one of the most important activities in order to analyse and predict the reservoir behaviour. The volume estimation can be performed in a variety of ways. Among others, a common approach is the volumetric method. The volumetric estimation takes into account the rock volume, porosity, hydrocarbon saturation and volumetric factors. Two methodologies can be applied to solve this: deterministic or stochastic. The stochastic method replaces single points for each of the parameters used by probability density functions. Consequently, factors which increase uncertainty like maps and reservoir characterisation can be handled with the probability functions. By using computed simulations, probability distributions and expectation curves of the estimated volumes are obtained. This implies that the variability, uncertainty and probability ranges are expressed in the final hydrocarbon volume estimation. As a result of this a full categorisation -proved, probable and possible- of the estimated volume can be assessed which indeed helps to manage the associated risk.

INTRODUCCION

El análisis y la predicción del comportamiento de un reservorio involucra una serie de actividades asociadas tales como:

- la estimación de hidrocarburos originales *in situ*
- la estimación de las reservas y del factor de recuperación bajo diferentes técnicas de producción
- el análisis del comportamiento pasado y presente del reservorio más la predicción en el futuro
- la actualización de los puntos anteriores en función del aumento en la calidad y cantidad de los datos

La estimación de hidrocarburos originales *in situ* es una de las actividades más importantes. Esto obedece a que casi la totalidad de las subsiguientes tareas dependen fundamentalmente de los volúmenes estimados. La determinación de éstos permite realizar el análisis económico y su posterior categorización según el potencial exhibido (véase figura 1).

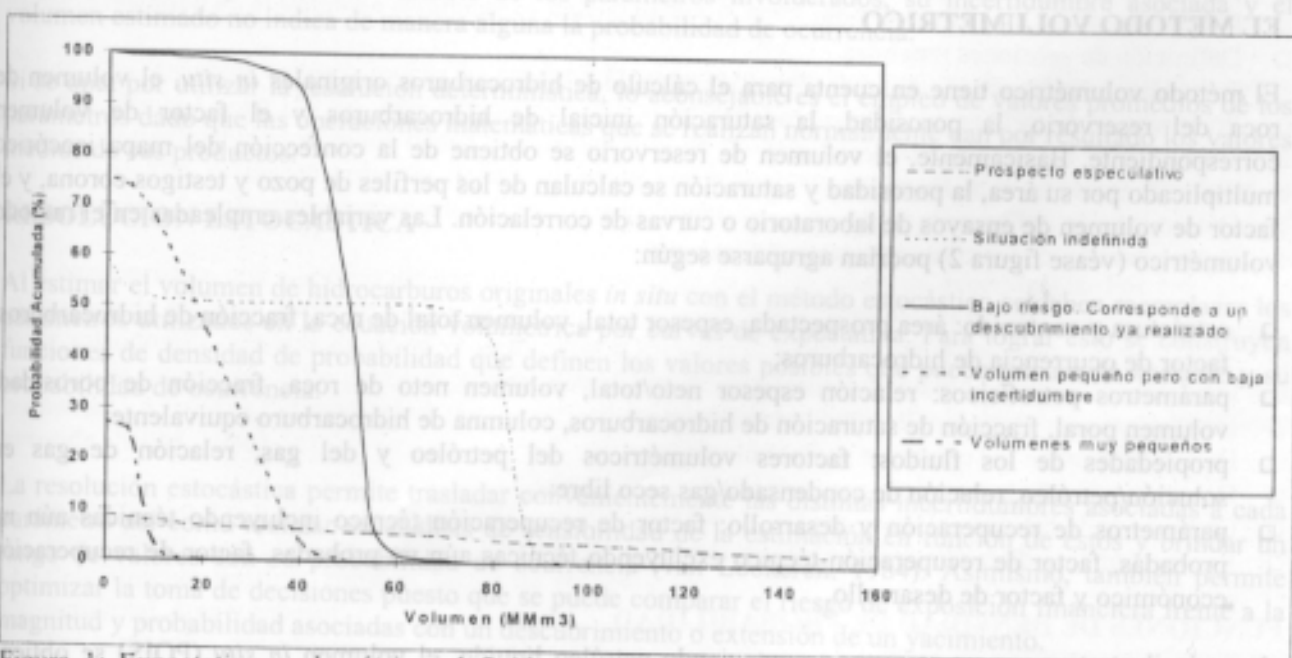


Figura 1: Expectativas volumétricas definidas en las primeras fases de un proyecto (modificado de van Lookeren, 1984)

Consecuentemente, variaciones importantes de volúmenes introducen cambios importantes en los planes asociados y el sobre/sub-dimensionamiento de los mismos producirá un impacto negativo muy importante en el rendimiento final del proyecto.

Existen diversas técnicas que permiten estimar los volúmenes de hidrocarburos originales, el volumen recuperable y las reservas, a saber: analogía, método volumétrico, curvas de declinación, balance de materiales y simulaciones numéricas. De todas estas nos concentraremos en el método volumétrico y su estimación a partir de métodos estocásticos.

CONCEPTOS BASICOS

Las instituciones gubernamentales, sociedades y compañías petroleras han empleado y lo siguen haciendo múltiples definiciones relacionadas con la clasificación y nomenclatura de los recursos petroleros (SPE, 1981, 1986, 1996; Martínez *et al.*, 1983). Si bien es cierto que sobre estas definiciones influyen el desarrollo tecnológico y la presencia de un mercado dispuesto a comprar los productos, a los fines del presente trabajo se considera que: a) al describir el volumen de hidrocarburos *in situ* se hace referencia al volumen original de hidrocarburos que contiene un reservorio antes que éstos se produzcan; b) el volumen recuperable comprende a toda la porción de hidrocarburos *in situ* que es económicamente recuperable; y c) las reservas remanentes (comprobadas, probables, posibles y todas sus variantes) representan el volumen de hidrocarburos a ser recuperados económicamente.

A pesar de lo simple que son estas relaciones, en la práctica cada uno de los factores suele estar rodeado de una gran incertidumbre en su determinación y éstos a su vez se obtienen luego de un largo proceso en donde la presencia de incógnitas suele ser mayor que la información disponible. Es en este punto en donde el conocimiento y experiencia del geólogo, geofísico y del ingeniero de reservorios son fundamentales para darle un sentido práctico a los valores calculados.

Garb (1985) puntualiza la dependencia directa entre las reservas estimadas y: a) las políticas de exploración y desarrollo tanto para gas como para petróleo; b) el diseño y construcción de instalaciones de superficie; c) la adopción de criterios de unificación de proyectos; d) la determinación de valores de mercado para la compra/venta de propiedades; e) la valuación de propiedades con fines de ser empleadas en la obtención de créditos; f) el establecimiento de contratos de venta de producción; g) la certificación de reservas por diversos organismos

EL METODO VOLUMETRICO

El método volumétrico tiene en cuenta para el cálculo de hidrocarburos originales *in situ*, el volumen de roca del reservorio, la porosidad, la saturación inicial de hidrocarburos y el factor de volumen correspondiente. Básicamente, el volumen de reservorio se obtiene de la confección del mapa isocórico multiplicado por su área, la porosidad y saturación se calculan de los perfiles de pozo y testigos corona, y el factor de volumen de ensayos de laboratorio o curvas de correlación. Las variables empleadas en el método volumétrico (véase figura 2) podrían agruparse según:

- estructura y contenido: área prospectada, espesor total, volumen total de roca, fracción de hidrocarburos, factor de ocurrencia de hidrocarburos;
- parámetros petrofísicos: relación espesor neto/total, volumen neto de roca, fracción de porosidad, volumen poral, fracción de saturación de hidrocarburos, columna de hidrocarburo equivalente;
- propiedades de los fluidos: factores volumétricos del petróleo y del gas, relación de gas en solución/petróleo, relación de condensado/gas seco libre;
- parámetros de recuperación y desarrollo: factor de recuperación técnico incluyendo técnicas aún no probadas, factor de recuperación técnico excluyendo técnicas aún no probadas, factor de recuperación económico y factor de desarrollo.

A modo ilustrativo, en un reservorio conteniendo petróleo líquido, el volumen *in situ* (POIS) se obtiene según: $POIS = V \phi (1 - S_w)$ con V = volumen total de roca reservorio, ϕ = fracción de roca porosa y S_w = fracción de agua. Para obtener el volumen equivalente en superficie se deberá aplicar el factor de volumen inicial (B_o) correspondiente (Dake, 1978).

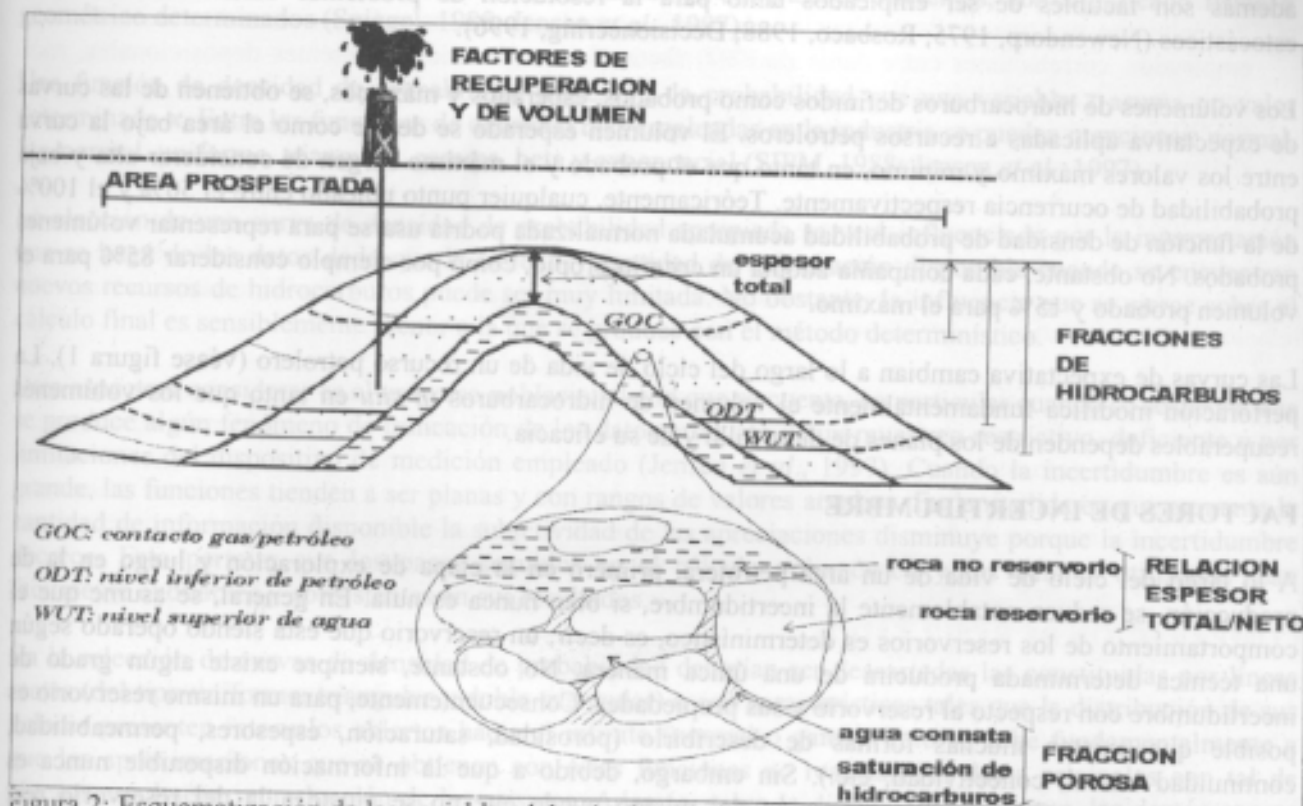


Figura 2: Esquemización de las variables del método volumétrico (modificado de SIPM, 1988)

RESOLUCION DETERMINISTICA

La resolución determinística aplicada al cálculo de hidrocarburos originales *in situ* comprende una operación sencilla y rápida entre los parámetros anteriormente mencionados. El volumen estimado tiene un único valor final y es el producto de los parámetros (mejor estimación, más probable o promedio) que, a criterio y subjetividad del intérprete, mejor representan al reservorio. La resolución determinística no contempla el comportamiento variable de los parámetros involucrados, su incertidumbre asociada y el volumen estimado no indica de manera alguna la probabilidad de ocurrencia.

Si se opta por utilizar la resolución determinística, lo aconsejable es el empleo de valores promedios de los parámetros dado que las operaciones matemáticas que se realizan normalmente dan por resultado los valores medios de sus productos.

RESOLUCION ESTOCASTICA

Al estimar el volumen de hidrocarburos originales *in situ* con el método estocástico se deben reemplazar los parámetros utilizados en la ecuación volumétrica por curvas de expectativa. Para lograr esto se construyen funciones de densidad de probabilidad que definen los valores posibles que puede tomar una variable y su probabilidad de ocurrencia.

La resolución estocástica permite trasladar convenientemente las distintas incertidumbres asociadas a cada parámetro así como realizar un análisis de sensibilidad de la estimación en función de éstos y brindar un rango de valores con su probabilidad de ocurrencia (van Lookeren, 1984). Asimismo, también permite optimizar la toma de decisiones puesto que se puede comparar el riesgo de exposición financiera frente a la magnitud y probabilidad asociadas con un descubrimiento o extensión de un yacimiento.

Para estimar los volúmenes se emplean métodos de simulación (Montecarlo o Latin Hypercube Sampling) a través de los cuales se obtiene un rango de valores asociados con su probabilidad de ocurrencia y que

además son factibles de ser empleados tanto para la resolución de problemas determinísticos como estocásticos (Newendorp, 1975; Rosbaco, 1988; Decisioneering, 1996).

Los volúmenes de hidrocarburos definidos como probados, esperados y máximos, se obtienen de las curvas de expectativa aplicadas a recursos petroleros. El volumen esperado se define como el área bajo la curva entre los valores máximo y mínimo, en tanto que el probado y el máximo surgen de considerar alta y baja probabilidad de ocurrencia respectivamente. Teóricamente, cualquier punto ubicado entre el 50% y el 100% de la función de densidad de probabilidad acumulada normalizada podría usarse para representar volúmenes probados. No obstante, cada compañía adopta un criterio propio, como por ejemplo considerar 85% para el volumen probado y 15% para el máximo.

Las curvas de expectativa cambian a lo largo del ciclo de vida de un recurso petrolero (véase figura 1). La perforación modifica fundamentalmente el volumen de hidrocarburos *in situ* en tanto que los volúmenes recuperables dependen de los planes de desarrollo y de su eficacia.

FACTORES DE INCERTIDUMBRE

A lo largo del ciclo de vida de un área petrolera, primero en la etapa de exploración y luego en la de producción, se reduce notablemente la incertidumbre, si bien nunca es nula. En general, se asume que el comportamiento de los reservorios es determinístico, es decir, un reservorio que está siendo operado según una técnica determinada producirá de una única manera. No obstante, siempre existe algún grado de incertidumbre con respecto al reservorio y sus propiedades. Consecuentemente, para un mismo reservorio es posible que existan muchas formas de describirlo (porosidad, saturación, espesores, permeabilidad, continuidad lateral, conectividad, etc.). Sin embargo, debido a que la información disponible nunca es absolutamente completa, la caracterización del mismo puede que no se ajuste a la del reservorio real (Jennings, 1990). Esto obedece a que todas las variables que describen un reservorio -y por lo tanto las utilizadas en el método volumétrico- tienen más de una expresión y presentan un nivel de incertidumbre asociado.

Las mayores fuentes de incertidumbre suelen darse:

a) en la confección de los mapas

- ☐ Conversión tiempo-profundidad
- ☐ Definición del área de desarrollo del reservorio
- ☐ Intersecciones en los planos de falla
- ☐ Definición de secciones repetidas
- ☐ Presencia de fallamiento adicional sobre/subestimado
- ☐ Presencia de discordancias y zonas erodadas
- ☐ Ubicación de barreras de permeabilidad
- ☐ Buzamiento de las estructuras
- ☐ Determinación del espesor total
- ☐ Determinación de los contactos gas/petróleo/agua

b) en la caracterización del reservorio

- ☐ Correlaciones entre unidades
- ☐ Determinación de la porosidad, saturación y factor de volumen
- ☐ Determinación del espesor útil con hidrocarburos
- ☐ Determinación de los contactos gas/petróleo/agua
- ☐ Determinación de la presión y sus variaciones
- ☐ Cambios en la calidad del reservorio
- ☐ Reconocimiento de tendencias y su expresión matemática

FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD

Considerando que los parámetros que se emplean en el método volumétrico son variables aleatorias continuas x , la probabilidad que x tome un valor determinado es generalmente cero. Sin embargo, la

probabilidad es mayor que cero si x se encuentra entre dos valores diferentes, con significado físico o geométrico determinados (Spiegel, 1988; Jensen *et al.*, 1997).

Una función de densidad de probabilidad representa la probabilidad que una variable Z asuma un valor determinado x . Entre las funciones de densidad más empleadas en la industria se pueden mencionar: normal, log-normal, uniforme, triangular, gamma, beta y exponencial (SIPM, 1988; Jensen *et al.*, 1997).

La elección de una curva de densidad de probabilidad apropiada se verá influenciada por la interpretación que se haga de los datos dado que la calidad y cantidad de información disponible cuando se encuentran nuevos recursos de hidrocarburos puede ser muy limitada. No obstante, la influencia que se ejerce sobre el cálculo final es sensiblemente menor a la que se produce con el método determinístico.

Otro aspecto a considerar es el universo poblacional con que se cuenta, en particular cuando se sospecha que se produce algún fenómeno de truncación de los datos producto de un muestreo restrictivo, deficiente o por limitaciones del dispositivo de medición empleado (Jensen *et al.*, 1997). Cuando la incertidumbre es aún grande, las funciones tienden a ser planas y con rangos de valores amplios. En la medida en que aumenta la cantidad de información disponible la subjetividad de las apreciaciones disminuye porque la incertidumbre decrece. Esto permite que los pasos seguidos en el cálculo volumétrico y los valores utilizados sean fácilmente auditables y consistentes en sus resultados.

En la selección de curvas de densidad de probabilidad deberían ser descartadas las constituidas por líneas rectas (del tipo uniforme, triangular y doble triangular) o con características tales que la distribución de sus valores presenten intervalos abiertos hacia el infinito (normal o gama). Esto se debe fundamentalmente a que las aproximaciones que se obtienen con estas funciones no respetan los datos originales con tal de obtener una buena reproducción de los mismos. Además, salvo la distribución uniforme, las demás curvas mencionadas no se encuentran en la naturaleza. A este respecto, las funciones más convenientes son las del tipo beta. Estas funciones son continuas con límites fijos, con el valor más posible enfatizable a conveniencia, que exhiben una forma simétrica o asimétrica tanto positiva como negativa y que bajo ciertas condiciones convergen a otras funciones tales como la gama o la distribución normal (van Lookeren, 1984; SIPM, 1988).

Los valores mínimo y máximo para cada una de las variables conviene fijarlos en el 1% y el 99% de los puntos de la curva de probabilidad acumulada. La práctica demuestra que es mucho más sencillo definir estos puntos que otros (por ejemplo 10% y 90%). Asimismo, de cometer un error en su definición, el impacto negativo en el volumen resultante es mucho menor (Capen, 1976).

Cuando las variables exhiben mucha incertidumbre es conveniente la adopción de rangos suficientemente grandes. Según Capen (1976), está demostrado que al desconocer el comportamiento de una variable, los rangos habitualmente empleados tienen menos del 50% de probabilidad de que se hallen cercanos al valor real. El desafío se circunscribe en definir el rango correctamente desde un principio y a través de la incorporación de más datos proceder a refinarlo gradualmente.

Una característica que suele verificarse entre las variables es cierto grado de dependencia. Por ejemplo, la saturación de petróleo puede tener una dependencia completamente positiva con respecto a la porosidad, es decir, cuando ésta aumenta desde su valor mínimo al máximo la saturación de petróleo también lo hace. Por su parte, la recuperación de petróleo puede comportarse de manera parcialmente positiva con respecto a la porosidad. A su vez, la porosidad puede ser totalmente independiente de la fracción de hidrocarburo presente (SIPM, 1988).

En un reservorio, los tipos de dependencias más comunes suelen ser:

- ☐ Parcialmente positiva entre la porosidad, permeabilidad y la saturación de petróleo
- ☐ Parcialmente positiva entre el factor de recuperación y: porosidad, permeabilidad, relación espesor neto/total, área y espesor
- ☐ Por momentos positiva/negativa entre el factor de recuperación y: el factor volumétrico, la relación gas disuelto/petróleo
- ☐ Completamente negativa entre las fracciones de petróleo y gas

En simulación numérica las dependencias más comunes entre los elementos de un reservorio son:

- Parcialmente positiva en la evaluación de perfiles producto de los métodos comunes normalmente empleados, correlaciones entre datos de PVT, factor de recuperación, ambientes deposicionales, roca generadora y capacidad de sello de fallas
- Parcialmente negativa en el espesor y/o el área en un elemento de reservorio y el espesor y/o área del elemento de reservorio contiguo

En general, el grado de dependencia entre los elementos del reservorio se reduce gradualmente en función de la distancia y el efecto que ésta produce sobre el grado de dependencia está determinado por el marco geológico. Asimismo, las dependencias pueden ser tomadas en cuenta en la simulación estática, a través de relaciones determinísticas o estocásticas.

Como ejemplos de variables estocásticas representables a través de funciones de densidad de probabilidad se pueden mencionar: porosidad, permeabilidad, espesor de estratos, porcentaje de abundancia de minerales en rocas, espesor neto útil, reservas de un yacimiento o pozo, recuperación de petróleo en una formación dada que produce por un mecanismo en particular, costos de perforación, beneficio neto de un prospecto, probabilidad del número de descubrimientos en un programa de perforación y probabilidad de suceso de un programa de perforación sobre un número limitado de prospectos, entre otras.

COMPARACION DE RESULTADOS

A modo comparativo, a continuación se presenta un ejemplo de estimación de volumen de hidrocarburos *in situ* para un reservorio hipotético realizado con ambos métodos.

En la tabla 1 aparecen para cada uno de los parámetros empleados en la estimación volumétrica los valores promedio, mínimo y máximo obtenidos de una serie de 25 datos de un caso real en donde se efectuó una descripción estática del reservorio. En la misma tabla se presenta el resultado de POIS calculado a partir del método determinístico. A los fines prácticos debe considerarse que los valores absolutos no tienen errores inherentes de medición y que por lo tanto son exactos y representativos del reservorio ejemplo.

Parámetro	Promedio	Mínimo	Máximo
Area (km ²)	9.6	8.5	10.7
Porosidad (%)	12	9	16
Saturación Petróleo (%)	64	40	80
Espesor Neto (m)	9.8	2.0	23.1
Bo (v/v)	1.565	1.50	1.60
POIS (MMm ³)	4.62		

Tabla 1: Rango de valores estimados para un reservorio ejemplo.

El valor de POIS determinístico surge de multiplicar los parámetros entre sí y da un resultado de 4.62 MMm³. Este resultado en sí mismo no permite realizar un análisis más exhaustivo de la información del reservorio puesto que no se ven reflejados sus rangos de variaciones ni sus incertidumbres asociadas así como tampoco es posible categorizar el volumen hallado.

Consecuentemente, mediante el empleo de software específico se efectuó una estimación volumétrica en donde se reemplazaron las variables por funciones de densidad —del tipo beta— que recrean los rangos de valores mínimo, promedio y máximo.

La estimación volumétrica se realizó a través de una simulación con el método de *Montecarlo* y el resultado final, distribución probable de volúmenes, se representa en la figura 3.

FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD

Considerando que los parámetros que se emplean en la estimación volumétrica son variables continuas, la probabilidad de encontrar un valor específico de un parámetro en un punto determinado del reservorio es cero. Por lo tanto, se debe considerar la probabilidad de encontrar un valor dentro de un intervalo de valores.

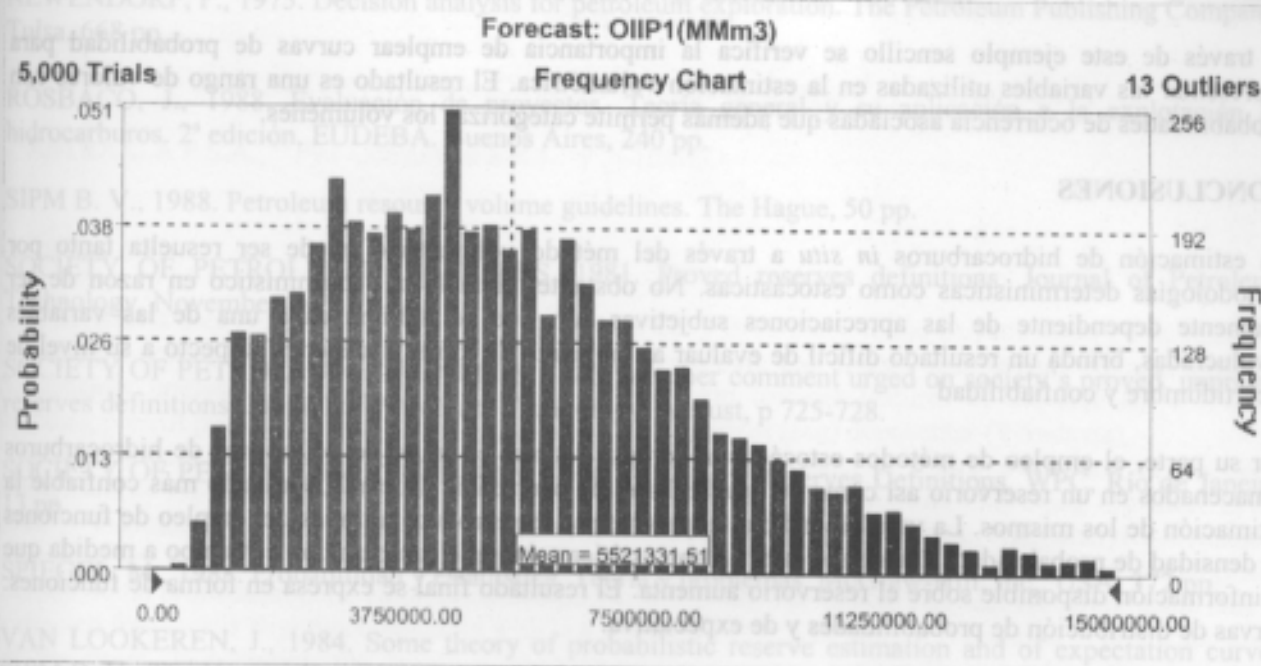


Figura 3: Distribución de probabilidades de volúmenes

Del gráfico de distribuciones de POIS se desprende que el valor más probable es de 4.5 MMm³ en tanto que el promedio estimado es de 5.5 MMm³. La no correspondencia entre ambos valores obedece a que la forma de la curva es levemente sesgada a la derecha. En distribuciones totalmente simétricas ambas coinciden.

La curva de expectativa correspondiente (véase figura 4) muestra que el rango de valores con certidumbres de 85% y 15% es de 2.5 MMm³ y 8.6 MMm³ respectivamente. Estas probabilidades representarían las categorías probadas (85% de probabilidad de encontrar esos volúmenes estimados) y comprobadas+probables+posibles (15% de probabilidad de encontrar esos volúmenes) correspondientes a este reservorio.

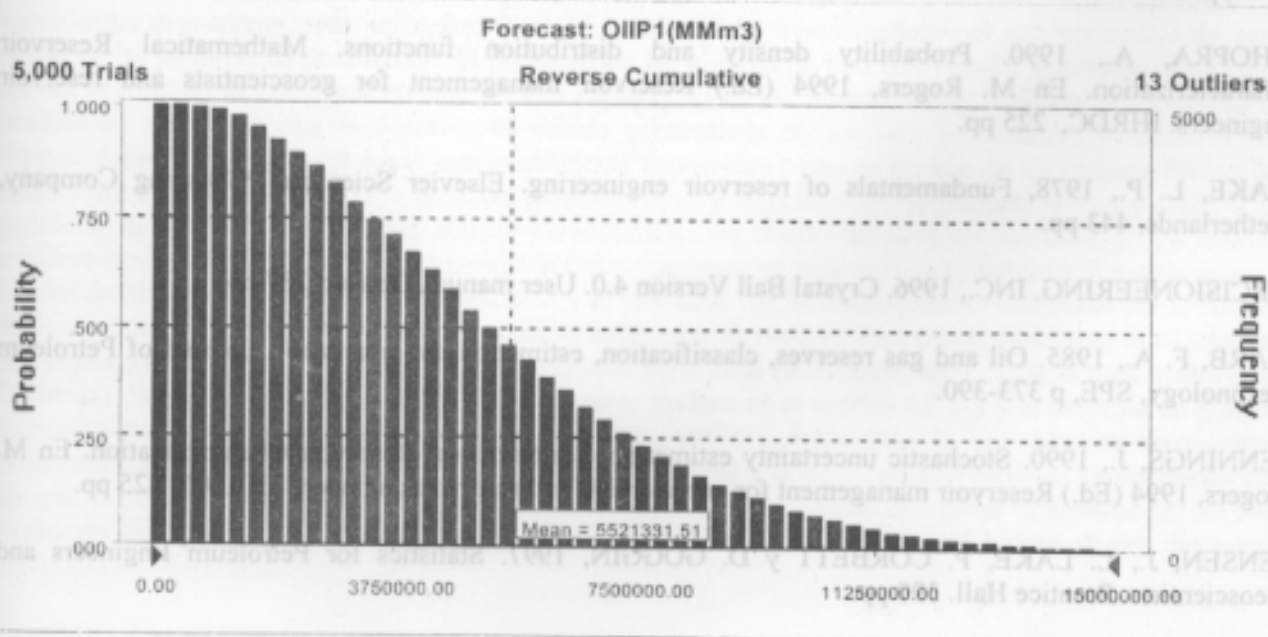


Figura 4: Curva de expectativa de volumen

Asimismo, la curva de expectativa estaría indicando que el reservorio está pobremente definido o bien que las variables del reservorio presentan una gran dispersión (véase tabla 1). Para este caso en particular se

observa una mayor incertidumbre en la determinación de los valores máximos para los parámetros del reservorio.

A través de este ejemplo sencillo se verifica la importancia de emplear curvas de probabilidad para representar las variables utilizadas en la estimación volumétrica. El resultado es un rango de valores con probabilidades de ocurrencia asociadas que además permite categorizar los volúmenes.

CONCLUSIONES

La estimación de hidrocarburos *in situ* a través del método volumétrico puede ser resuelta tanto por metodologías determinísticas como estocásticas. No obstante, el método determinístico en razón de ser altamente dependiente de las apreciaciones subjetivas con que se definen cada una de las variables involucradas, brinda un resultado difícil de evaluar al momento de tomar decisiones respecto a su nivel de incertidumbre y confiabilidad.

Por su parte, el empleo de métodos estocásticos permite estimar el rango de volúmenes de hidrocarburos almacenados en un reservorio así como su probabilidad de ocurrencia asociada, tornando más confiable la estimación de los mismos. La variabilidad de los parámetros se reproduce a través del empleo de funciones de densidad de probabilidad. Estas funciones no son estáticas sino que cambian con el tiempo a medida que la información disponible sobre el reservorio aumenta. El resultado final se expresa en forma de funciones: curvas de distribución de probabilidades y de expectativa.

Finalmente, los volúmenes expresados en forma de funciones permiten categorizar los recursos petroleros según la incertidumbre asociada -comprobados, probables y posibles- así como facilitan la percepción de los riesgos al momento de la toma de decisiones.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a S. Barredo y a J. Rosbaco la lectura crítica del trabajo así como sus apreciaciones que sirvieron para darle forma definitiva al mismo.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- CAPEN, E. C., 1976. The difficulty of assessing uncertainty. Journal of Petroleum Technology, August 1976, p. 843-850. En Petroleum resource volume guidelines, SIPM B. V., The Hague, 1988.
- CHOPRA, A., 1990. Probability density and distribution functions. Mathematical Reservoir Characterization. En M. Rogers, 1994 (Ed.) Reservoir management for geoscientists and reservoir engineers. IHRDC, 225 pp.
- DAKE, L. P., 1978, Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier Scientific Publishing Company, Netherlands, 443 pp.
- DECISIONEERING, INC., 1996. Crystal Ball Version 4.0. User manual. Denver, 287 pp.
- GARB, F. A., 1985. Oil and gas reserves, classification, estimation and evaluation. Journal of Petroleum Technology, SPE, p 373-390.
- JENNINGS, J., 1990. Stochastic uncertainty estimation. Mathematical Reservoir Characterization. En M. Rogers, 1994 (Ed.) Reservoir management for geoscientists and reservoir engineers. IHRDC, 225 pp.
- JENSEN, J., L. LAKE, P. CORBETT y D. GOGGIN, 1997. Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists. Prentice Hall. 390 pp.
- MARTINEZ, A., D. ION, G. DESORCY, H. DEKKER y S. SMITH, 1983. Classification and nomenclature systems for petroleum and petroleum reserves: interim report of study group of WPC. 11th World Petroleum Congress, London, p 326-338.

NEWENDORP, P., 1975. Decision analysis for petroleum exploration. The Petroleum Publishing Company, Tulsa. 668 pp.

ROSBACO, J., 1988. Evaluación de proyectos. Teoría general y su aplicación a la explotación de hidrocarburos. 2ª edición, EUDEBA. Buenos Aires, 240 pp.

SIPM B. V., 1988. Petroleum resource volume guidelines. The Hague, 50 pp.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 1981. Proved reserves definitions. Journal of Petroleum Technology, November, p 2113-14.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 1986. Member comment urged on society's proved, unproved reserves definitions. Journal of Petroleum Technology, August, p 725-728.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 1996. Petroleum Reserves Definitions. WPC, Río de Janeiro. 13 pp.

SPIEGEL, M., 1988. Probabilidad y estadística. Teoría y problemas. McGraw-Hill, Inc., USA. 372 pp.

VAN LOOKEREN, J., 1984. Some theory of probabilistic reserve estimation and of expectation curves. SIPM B. V., The Hague. 40 pp.

INTRODUCCION

La cuenca Cuyana ha acumulado cerca de 1500 MMBO, de trampas estructurales y estratigráficas. Los yacimientos demuestran estar en la fase final de su desarrollo, evidenciado en el alto porcentaje de agua (95%) de las historias de producción. El potencial de las trampas de tipo combinadas o estratigráficas de la cuenca es importante como por ejemplo, la Fm Papagayos del yacimiento Vizcacheras con 220 MMBO de producción acumulada. La exploración ha estado concentrada en los ejes estructurales positivos y sus flancos, dejando de lado a las zonas estructuralmente deprimidas como es el caso de los bloques Pampa del Sebo y Rivadavia (CC y B-17). En estas grandes zonas geográficas de la cuenca, la exploración y en particular la búsqueda de trampas sutiles y combinadas ha tenido un carácter secundario. Un análisis exploratorio del área Rivadavia concluye que la misma presenta un potencial hidrocarburífero importante.

El área de Rivadavia se encuentra subexplorada y su potencial fue históricamente desestimado por la falta de evidencias de hidrocarburos en los pocos sondeos existentes. El riesgo crítico por el cual no se llevo adelante una exploración más intensa, fue la idea generalizada de la falta de madurez térmica de la roca madre (Fm. Cacheuta). La presencia de roca madre marginalmente madura en el sondeo LP x-1 y la cercanía de grandes acumulaciones como el yacimiento Vizcacheras (400 MMBO), determinan la necesidad de reconsiderar estos conceptos. Mejorando la imagen de la información sísmica se desarrollaron modelos exploratorios con los que se planea continuar con la búsqueda de hidrocarburos en la zona. El trabajo de evaluación del área Rivadavia forma parte de un esfuerzo exploratorio de ASTRA C.A.F.S.A. en el bloque dentro del marco legal del Plan Argentina.