
Análisis de métodos determinístico y probabilístico en el cálculo del volumen de hidrocarburos de un campo a desarrollar

*Itzamna González Juárez
Yuriri Rodríguez León
Schlumberger*

Artículo recibido en junio de 2019-revisado, evaluado, corregido y aceptado en 2022-

Resumen

La metodología para el cálculo de volumen de hidrocarburos a partir de un modelo estático consiste en ejecutar una serie de pasos, que van desde la construcción del modelo estructural hasta la distribución de propiedades petrofísicas e integración de datos de pozos que permiten calcular el volumen original de hidrocarburos. Cada paso es igualmente crítico e importante, y el control de calidad en cada uno mejora la certidumbre del modelo estático en su conjunto. Sin embargo, el cálculo final en sí mismo marca la pauta para aceptar el modelo construido, o indica si es necesario realizar algún cambio en alguna etapa de su generación.

Existen dos métodos para realizar el cálculo de volumen de hidrocarburos; uno es determinístico y el otro estocástico. El primero, consiste en usar la versión final de las propiedades distribuidas de porosidad, saturación de agua y relación neto-bruto en el cálculo. En el segundo, se definen funciones de probabilidad de estas propiedades para generar una cierta cantidad de escenarios, por medio del método de Montecarlo, que permitan observar el rango, y a su vez el riesgo, involucrado en la variación del volumen original si las propiedades cambian, a partir de un caso base.

Este trabajo, tiene como objetivo mostrar con un ejemplo de un campo marino en desarrollo, cómo se realiza el cálculo de volumen determinístico y probabilístico, en el caso de que se cuente o no con un modelo de celdas, la definición de cada función de probabilidad, el número de iteraciones adecuado, los controles de calidad aplicados y las consideraciones que se deben de tomar en cuenta para obtener un análisis apropiado. Los resultados se analizaron y compararon, mostrando los histogramas, los percentiles 10, 50 y 90, al igual que el rango de variación de cada variable involucrada en el análisis.

Palabras clave: Métodos determinístico y probabilístico, cálculo del volumen de hidrocarburos, modelo estático.

Analysis of deterministic and probabilistic methods applied in hydrocarbon volume calculation for a development field

Abstract

The methodology for calculating the hydrocarbon volume on a static model consists of different stages, which go from building the structural framework to distributing petrophysical properties and integrating well data to calculate the original oil in place. Each step is equally critical and important; furthermore, quality control on all steps increases the static model certainty. However, the final calculation sets the standard for accepting the built model or indicating whether it is necessary to make any change at some stage of its generation.

There are two methods for hydrocarbon volume calculation, deterministic and stochastic. The deterministic method aims to work with one final version of distributed properties of porosity, water saturation and net-to-gross ratio. In the stochastic method, probability functions of these same properties are defined to generate a certain number of cases,

by applying the Monte Carlo method, which enables seeing the range, and the risk, in which the volumes vary if the properties change, from a base case.

The objective of this work is to show, with an example of an offshore development field, how the calculation of deterministic and probabilistic volume is carried out, in cases of both having or not having a cell model; the definition of each probability function; the appropriate number of iterations; the quality controls applied; and the considerations that must be taken into account to obtain an appropriate analysis. The results were analyzed and compared in histograms showing the 10th, 50th and 90th percentiles and the variation of each variable involved in the analysis was identified.

Keywords: Deterministic and probabilistic methods, hydrocarbon volume calculation, static model.

Introducción

La estimación para el volumen de petróleo original en sitio puede realizarse por medio de distintos procedimientos; uno de ellos es el análisis volumétrico, el cual consiste en calcular el volumen de hidrocarburos a partir del volumen de roca y de las propiedades del yacimiento.

Hay diferentes etapas en la evaluación volumétrica de los yacimientos; un escenario inicial son los métodos determinísticos que permiten tener un caso promedio y en general, una visión económica limitada. Dado que la naturaleza de los yacimientos es heterogénea, un método probabilístico es más representativo.

El cálculo puede realizarse con un modelo de celdas o únicamente con valores promedio de los pozos perforados. Con la generación del modelo estático además de obtener un valor del volumen original de hidrocarburos, mejora la visualización y el entendimiento de la distribución de propiedades del yacimiento. Sin embargo, debido a que la disponibilidad de la información y el tiempo de entrega suelen ser una limitante en la generación de dichos modelos, es necesario considerar realizar el cálculo sin modelo de celdas.

La estimación del petróleo inicial con este método se obtiene a partir de la **Ecuación 1**:

$$PIIP = \frac{V * NTG * \phi * S_{oi}}{B_{oi}}$$

Ecuación 1. Volumen original a condiciones de yacimiento.

Donde PIIP es el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento, V es el volumen de roca del yacimiento; el cual también puede expresarse como $A * h$, A es el área de producción o área de la trampa y h es el espesor de roca del yacimiento, NTG es la relación neto-bruto, la porosidad efectiva, S_{oi} la saturación inicial de aceite y B_{oi} el factor volumétrico del aceite.

Para este trabajo, el enfoque fue obtener el volumen poroso impregnado, (**Ecuación 2**) lo cual permite cuantificar el volumen de roca y su capacidad de almacenamiento.

$$VPI = V * NTG * \phi * S_{oi}$$

Ecuación 2. Volumen Poroso Impregnado.

El objetivo es hacer una comparación de las metodologías y mostrar los beneficios de complementar ambas, ya que así se obtendrán los casos optimistas y pesimistas, los cuales son escenarios probables que ayudarán a tomar decisiones por el impacto económico que tienen y el riesgo que conllevan.

A continuación, se describen los flujos de trabajo aplicando el método determinístico y el estocástico, con y sin disposición del modelo estático. En el primero, el cálculo se realiza con la distribución de las propiedades petrofísicas en el modelo estático, mientras que en el segundo se utilizan mapas y promedios de los registros de evaluación petrofísica.

Los datos con los que se trabajó pertenecen a un campo de la Región Marina en etapa de desarrollo inicial, donde su pozo exploratorio resultó productor de aceite en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. Es importante mencionar que los valores finales de volumen que se usan para la comparación se modificaron para garantizar la confidencialidad de la información. También cabe destacar que la elaboración del modelo estático y todos los cálculos se realizaron empleando plataformas comerciales.

Cálculo de volumen con modelo de celdas

El flujo de trabajo para el cálculo de volumen original con un modelo estático se muestra en la **Figura 1**. El método determinístico consiste en construir un modelo de celdas a partir de una estructura hecha con los horizontes y fallas interpretados, las zonas que se crean entre los horizontes son subdivididas en capas y en éstas se distribuyó la información de los registros de la evaluación petrofísica porosidad, saturación de agua y relación neto-bruto del pozo exploratorio. Finalmente, se definió un contacto agua-aceite y se realizó el cálculo, con lo que se obtiene un valor único de volumen poroso impregnado.

El método probabilístico, consiste en usar el primer modelo como caso base y se asignó un rango de incertidumbre a cada parámetro de la Ecuación 2. En este caso se varió el espesor total de la roca y la distribución de las propiedades de porosidad y saturación de agua, de esta manera se realizó un cálculo por cada escenario y así obtener un rango de valores de volumen poroso impregnado.

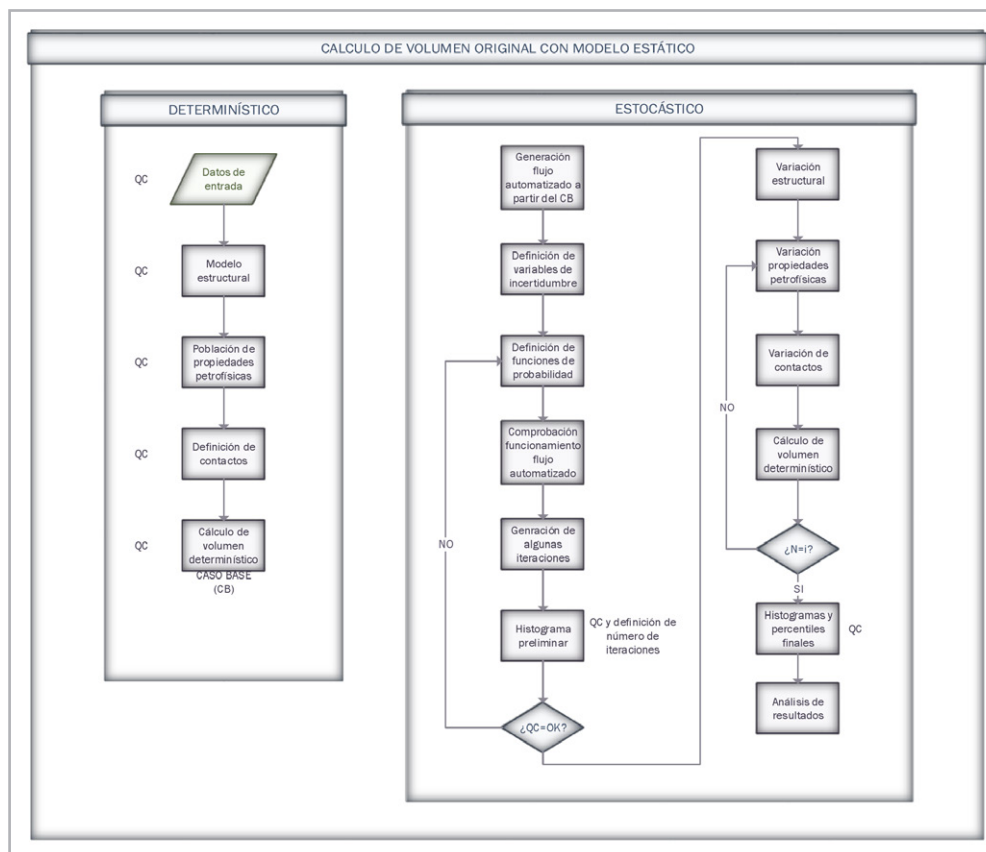


Figura 1. Diagrama de flujo del cálculo de volumen original cuando se cuenta con un modelo estático.

Para generar el caso base se aplicaron distintos controles de calidad en cada etapa. En la primera que se refiere a la disponibilidad de datos, se verificó la existencia y congruencia de los registros de pozos, mapas, líneas y cubos sísmicos y horizontes y fallas interpretados. Después

se revisó que las fallas mantuvieran el rumbo y el echado en toda la interpretación y que los horizontes no tuvieran variaciones de espesor anómalos, de tal forma que se representara el concepto estructural, **Figura 2**.

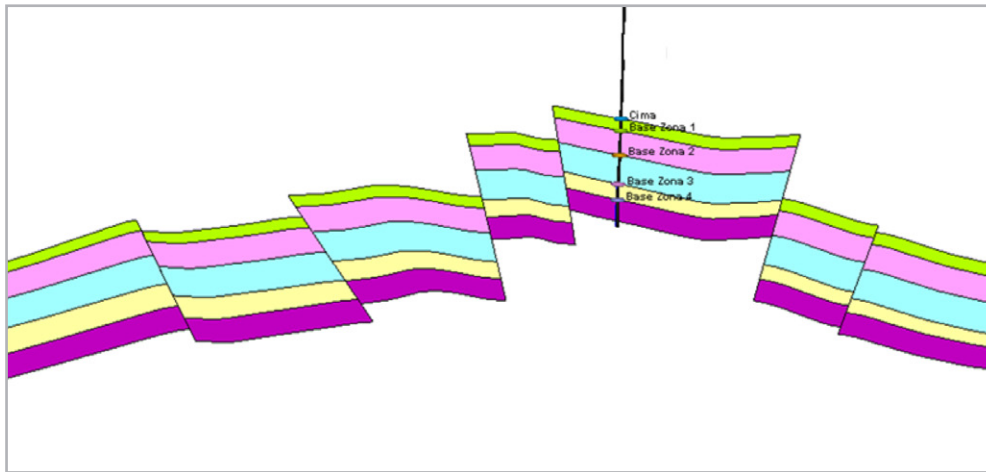


Figura 2. Revisión del modelo estructural para generación de caso base.

En la parte del modelado estructural, se revisó que se respetara la interpretación sísmica original y que la geometría del modelo de celdas no estuviera distorsionada. Verificando que el modelo no tuviera celdas negativas,

celdas cruzadas, y que los ángulos de las celdas no fueran mayores a 30 grados, ya que esto impacta la cuantificación del volumen total de roca, **Figura 3**.

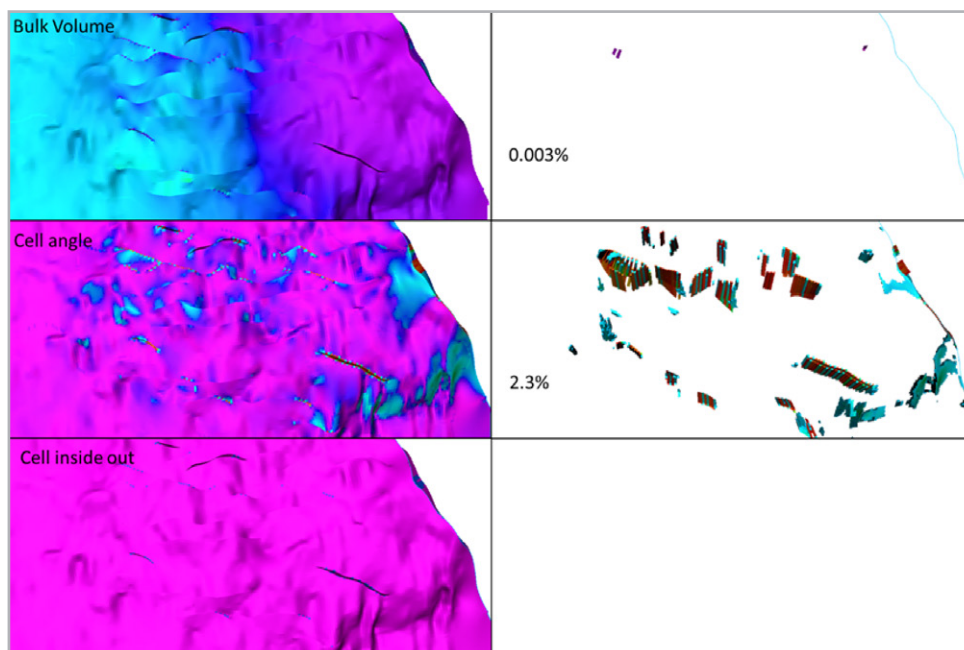


Figura 3. Revisión de la geometría de las celdas del modelo.

En cuanto a la distribución de las propiedades petrofísicas, se verificó que los registros escalados a las dimensiones de la malla correspondieran a los registros petrofísicos evaluados

a lo largo de la trayectoria del pozo, y que mantuvieran la misma distribución, **Figura 4**.

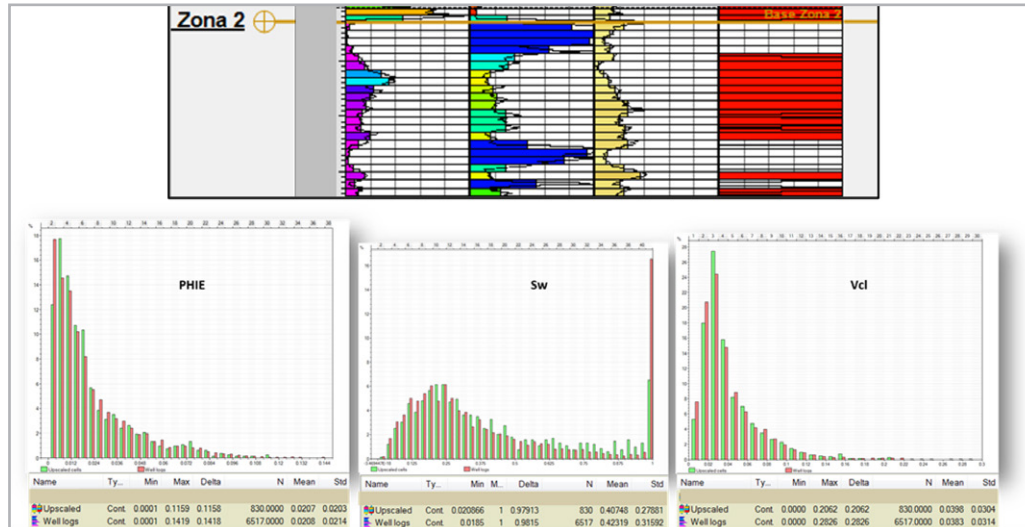


Figura 4. Comparación de los valores de los registros originales con los escalados en los histogramas y en una sección de pozo.

Finalmente, se calculó volumen y con éste la generación del caso base que fue usado para aplicar el método estocástico.

El valor obtenido de **VPI** para el método determinístico fue de 0.85 m³.

En el método estocástico, como se explicó anteriormente, se definieron rangos de variación de los parámetros involucrados en el cálculo del volumen obtenido del modelo estático. El volumen total se modifica cambiando el nivel del contacto de agua-aceite, de la base del disparo a la base del yacimiento a nivel del pozo.

Por otra parte, se variaron las propiedades petrofísicas modificando los parámetros para el cálculo geostatístico,

específicamente en los elementos de los variogramas: rango mayor, rango menor y azimut, además de la semilla donde comienzan los cálculos para la asignación de las propiedades. Los rangos se variaron en un veinte por ciento, igual que el azimut, debido a la escasez de información geológica. Las semillas se variaron aleatoriamente.

Otro parámetro que se involucró en el análisis de incertidumbre fue el coeficiente de correlación entre la porosidad y la saturación de agua, en la **Figura 5**, se muestra la gráfica cruzada de PHIE vs SW, cuyo coeficiente de correlación es 0.65, sin embargo, éste puede variar, ya que los puntos están dispersos y por lo tanto, puede cambiar.

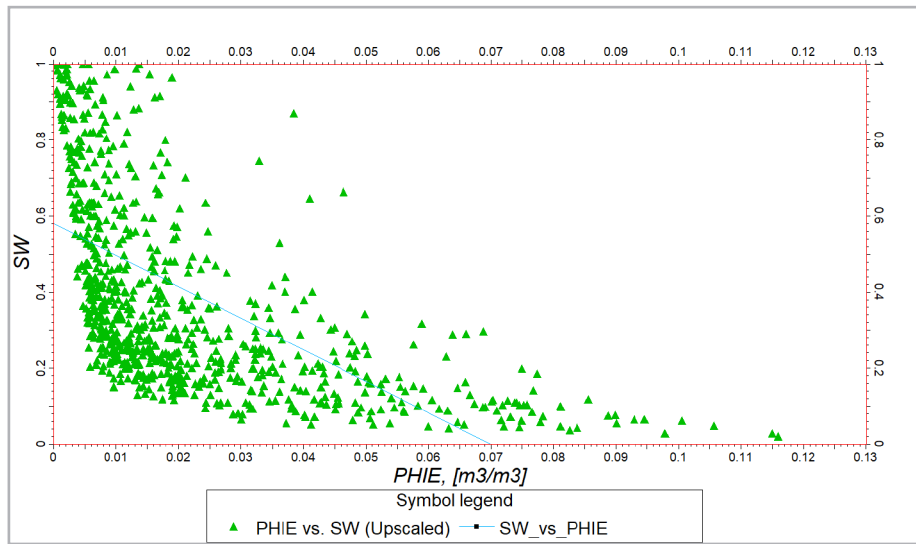


Figura 5. Correlación de porosidad vs saturación de agua para definir la variación en el coeficiente de correlación.

En la **Tabla 1** se muestran las funciones de probabilidad y los rangos de cada elemento que se usaron para correr los casos.

Variable	Descripción	Funciones de Probabilidad	
RMA	Rango mayor de los variogramas	Normal $\mu = 5000$ $\sigma = 1000$	
RME	Rango menor de los variogramas	Normal $\mu = 4000$ $\sigma = 800$	
AZ	Azimut de los variogramas	Normal $\mu = 40$ $\sigma = 8$	
CCSW	Coefficiente de correlación entre Sw y PHIE	Normal $\mu = 0.65$ $\sigma = 0.1$ Limite Inf=0.1 Limite Sup=0.9	
CGA	Contacto gas-agua del yacimiento superior	Triangular M= 4739 mvbnm LI= 4829 mvbnm LS=4649 mvbnm	
SEED_PHIE	Celda donde comienza la población de porosidad efectiva	Aleatoria	
SEED_SW	Celda donde comienza la población de porosidad efectiva	Aleatoria	

Tabla 1. Variables de incertidumbre y su función de distribución cuando se tiene un modelo de celdas.

Definidas las funciones de probabilidad, se realizó el análisis de incertidumbre con el método de Monte Carlo, con un muestreo de hipercubo latino, creando 250 iteraciones. El control de número de casos se realizó graficando iteraciones contra el promedio del volumen poroso impregnado que se

muestra en la **Figura 6**. Se observa que, al inicio, el promedio varió aproximadamente 20%; conforme se tuvieron más iteraciones el promedio tuvo una menor variación, hasta estabilizarse cerca de 250 corridas, por lo que se limitó el análisis a este número de iteraciones.

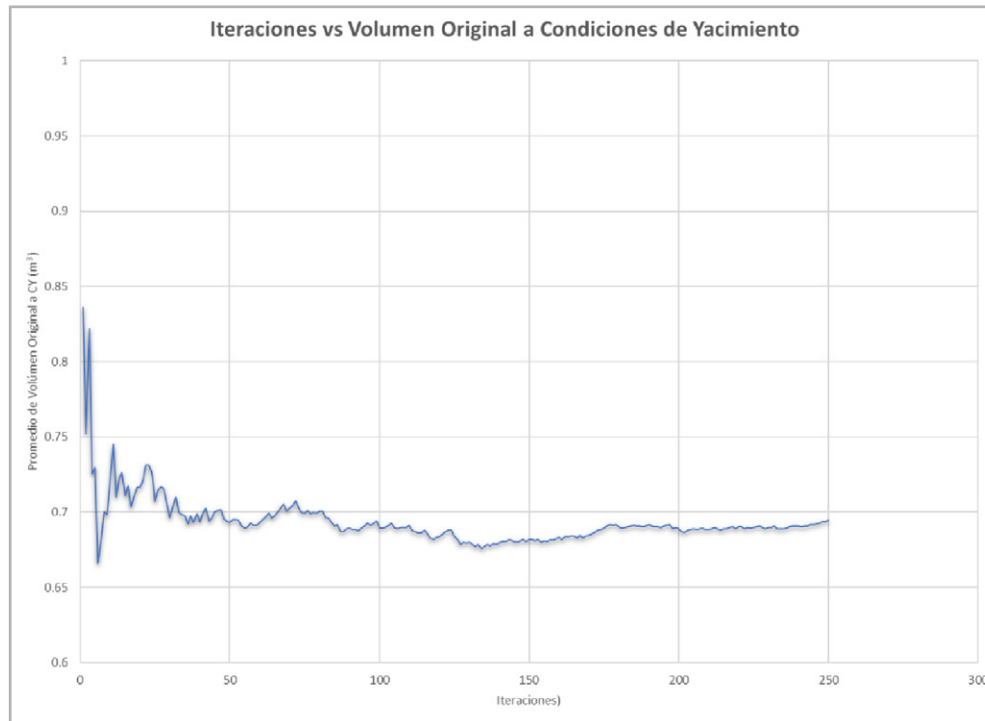


Figura 6. Gráfica de número de iteraciones vs promedio del volumen poroso impregnado.

Los resultados del análisis de incertidumbre se muestran en la **Tabla 2**, y en el histograma de la **Figura 7**, donde se encuentran los valores de las variables utilizadas para el cálculo de volumen para los percentiles 10, 50 y 90; se observa que la distribución está sesgada hacia valores altos.

Percentil	Caso	\$SEED Sw	\$SEED PHIE	\$RME	\$RMA	\$LOOP	\$CCSw	\$Az	\$CAA	\$VPI (m³)
10	3P_1509	31664	20054	6485.97	4923.92	48	0.798	36.31	-4681.57	0.417
50	3P_1643	30582	4276	2030.30	5982.62	182	0.602	37.12	-4749.69	0.745
90	3P_1560	3017	22697	4661.05	4496.08	99	0.722	49.71	-4796.02	0.893

Tabla 2. Volumen poroso impregnado y sus variables para los percentiles 10, 50 y 90 calculado con el modelo de celdas.

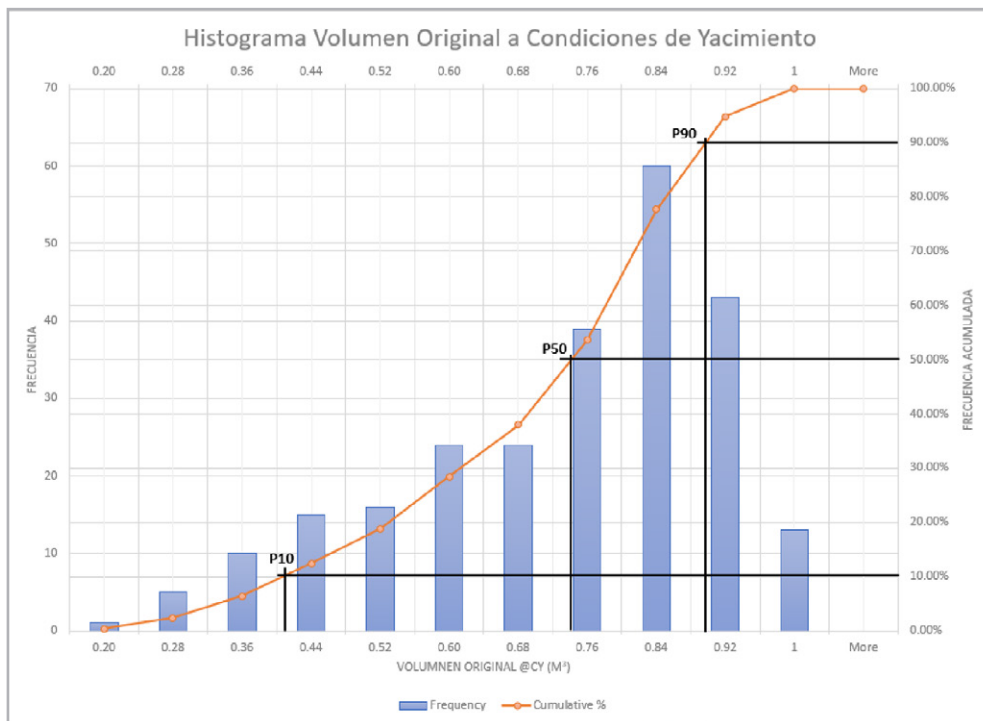


Figura 7. Histograma de los valores obtenidos de volumen poroso impregnado, cálculo considerando la disponibilidad del modelo estático.

Comparando los resultados obtenidos en el análisis determinístico y el percentil cincuenta del probabilístico, se observa que el primero es aproximadamente 12% mayor.

Cálculo de volumen sin modelo de celdas

En la **Figura 8** se presenta el flujo de trabajo para el cálculo del volumen poroso impregnado considerando que no se tiene un modelo de celdas. Usualmente, esto sucede

cuando el campo se encuentra en una primera etapa del descubrimiento. Para este caso, únicamente se usaron los mapas de la cima del yacimiento y el espesor, el pozo con registros petrofísicos evaluados, zonas estratigráficas definidas y el área de yacimiento delimitada. Aplicamos el método determinístico generando un caso base a partir del área, el espesor del yacimiento y las propiedades petrofísicas promedio obtenidas del único pozo existente en el campo, **Tabla 3**.

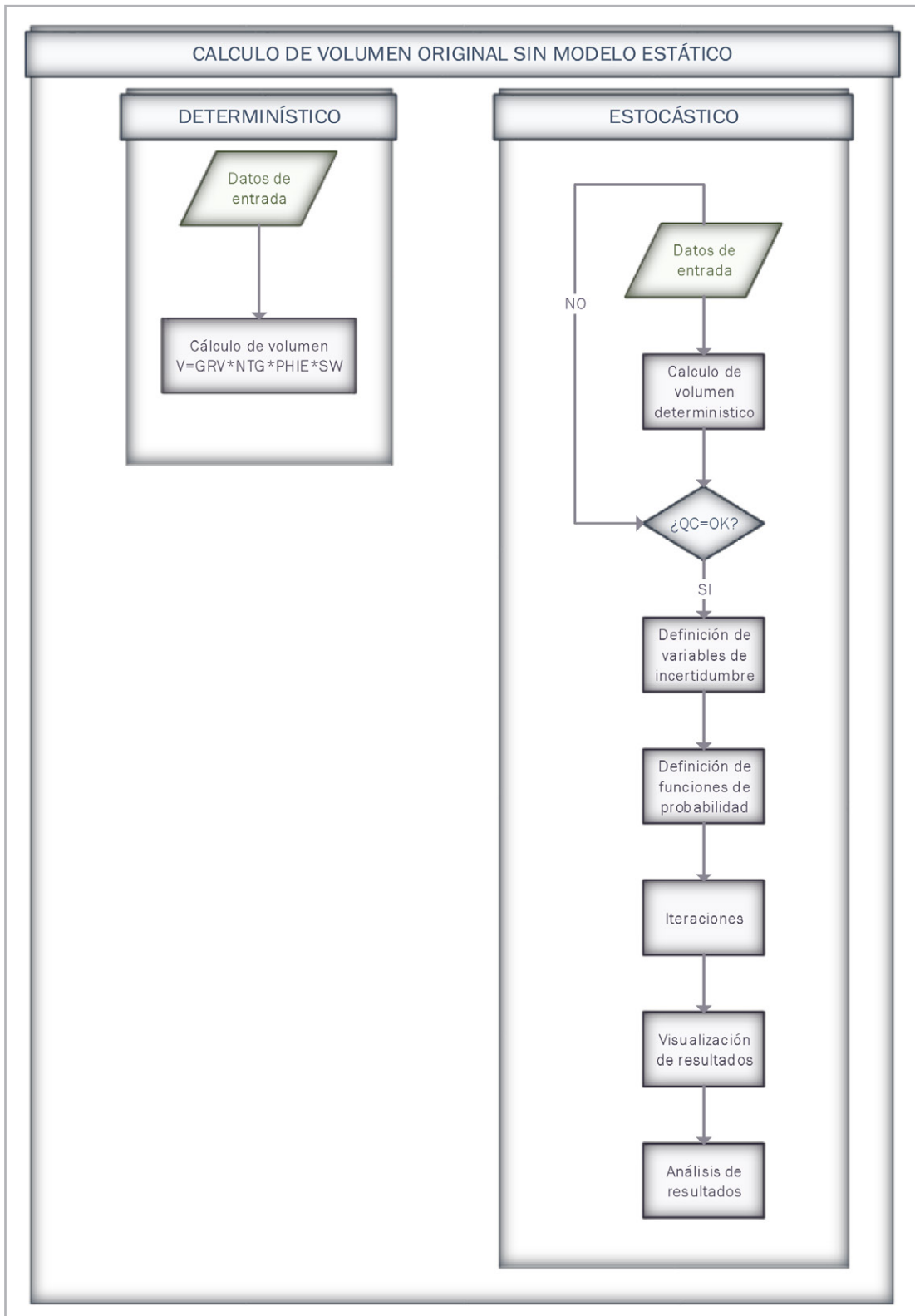


Figura 8. Diagrama del flujo para el cálculo de volumen poroso impregnado sin tener el modelo de celdas.

Variable	Mínimo	Máximo	Promedio aritmético	Promedio ponderado
PHIE	0.02	0.190	0.098	0.098
Sw	0.126	0.399	0.279	0.268
NTG	0	1	0.665	0.665
So	0.873	0.601	0.720	0.732

Tabla 3. Sumario petrofísico del pozo exploratorio.

El valor obtenido de **VPI** para el método determinístico sin modelo geocelular fue de 0.66 m^3 .

En el método estocástico, igual que para el análisis anterior, se definió la variación del contacto agua-aceite de la base del disparo a la base del yacimiento (a partir

de la información del pozo); el punto de fuga y el espesor se mantuvieron constantes. En cuanto a los rangos de variación de las propiedades petrofísicas, se definieron con las estadísticas de los registros evaluados del pozo exploratorio, (Tabla 3). La **Tabla 4** muestra cada una de las variables con sus funciones de probabilidad.





Variable	Descripción	Funciones de Probabilidad	
HC WC	Contacto agua-aceite (m)	Triangular LI=4739 Moda=4649 LS=4829	
Spill point	Punto de fuga (m)	Constante=4850	
Reservoir Thickness	Espesor (m)	Constante=68.1	
Net/Gross ratio	Relación Neto-Bruto	StrBeta $\mu=0.663$ $\sigma=0.112$	
Porosity	Porosidad Efectiva	StrBeta $\mu=0.097$ $\sigma=0.0315$	
Oil Saturation	Saturación de Aceite	StrBeta $\mu=0.72$ $\sigma=0.0.68$	

Tabla 4. Variables de incertidumbre y su función de distribución sin modelo de celdas.

El análisis de incertidumbre, sin tener el modelo estático, se realizó con el método de Montecarlo, realizando 10,000 casos de volumen original de aceite a condiciones de yacimiento. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 5**, en donde se observan los percentiles 10, 50 y 90.

Percentil	\$CAA (m)	\$NTG	\$PHIE	\$So	VPI (m^3)
10	4719.3	0.52	0.06	0.70	0.26
50	4786.8	0.57	0.07	0.68	0.58
90	4733.3	0.85	0.11	0.74	1.18

Tabla 5. Volumen poroso impregnado y sus variables para los percentiles 10, 50 y 90 calculado sin modelo de celdas.

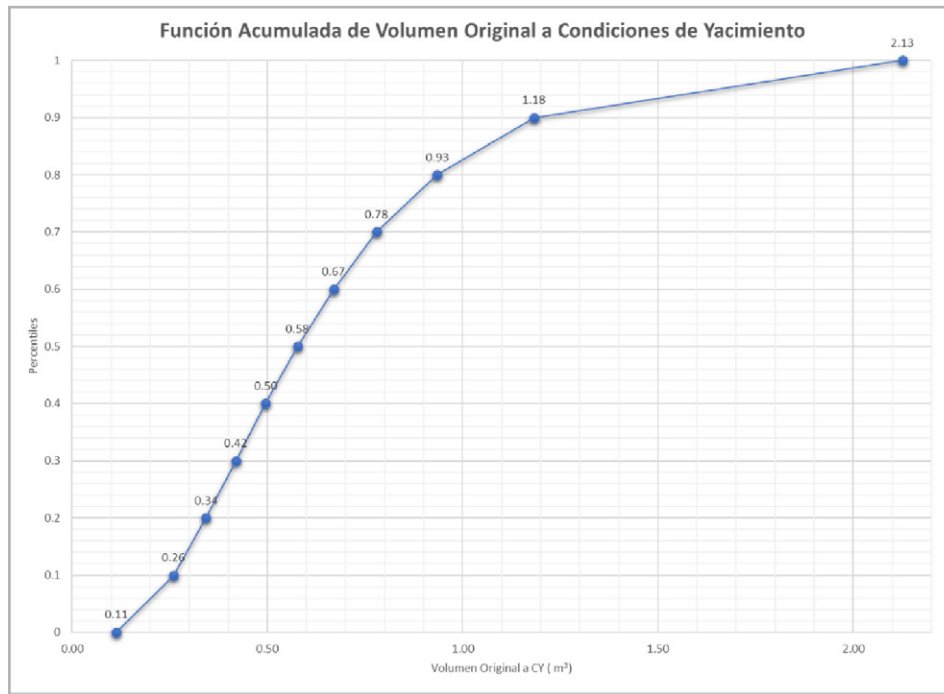


Figura 9. Función de probabilidad acumulada del volumen poroso impregnado sin contar con el modelo estático.

Comparando el cálculo determinístico con el percentil cincuenta del estocástico, se observa que el primero es aproximadamente 14% más grande.

Los resultados obtenidos aplicando distintos métodos a un mismo campo muestran algunas variaciones entre ellos, **Tabla 6.** Al aplicar el método determinístico con el modelo de celdas se obtiene el resultado más optimista, como

puede observarse el volumen resultante 0.85 m³ es mayor que si se aplica el mismo método sin el modelo de celdas: 0.66 m³. Por otra parte, al realizar el cálculo probabilístico con el modelo geocelular se obtiene una diferencia entre la P10 y la P90 del volumen poroso impregnado de 0.48 m³, mientras que cuando se calcula sin el modelo la diferencia es más alta: 0.92 m³. Esta mayor incertidumbre se asoció a la falta de información.

	Método	VPI (m3)
Con modelo de celdas	Determinístico	0.85
	P10 Probabilístico	0.42
	P50 Probabilístico	0.75
	P90 Probabilístico	0.89
Sin modelo de celdas	Determinístico	0.66
	P10 Probabilístico	0.26
	P50 Probabilístico	0.58
	P90 Probabilístico	1.18

Tabla 6. Resultados obtenidos con los métodos determinístico y estocástico, con y sin el modelo estático.

Conclusiones

En este artículo se han discutido los resultados del cálculo de volumen poroso impregnado, aplicando el método determinístico y el estocástico con un modelo de celdas y sin él.

El método determinístico con modelo de celdas da como resultado un valor único que puede estar sobre o subestimado, pero la cuantificación mejora cuando se conocen mejor las características del yacimiento y se representa en un modelo con propiedades petrofísicas bien distribuidas. Por otra parte, este modelo es el que se usó como caso base para aplicar el método estocástico, en el cual se definieron rangos de variación para el volumen total de roca V y las propiedades porosidad (ϕ) y saturación de agua (S_w).

Al aplicar el método determinístico sin modelo de celdas únicamente se utilizaron los promedios de las propiedades petrofísicas de un pozo y el volumen de roca del yacimiento para obtener el volumen poroso impregnado. Para el método estocástico se emplearon variaciones en los valores de las propiedades del yacimiento para generar un mayor número de estimaciones.

Para tener un modelo estático representativo del campo deben realizarse controles de calidad en las distintas etapas de su construcción, con el objetivo de que se honren los datos de los pozos, la interpretación sísmica original y el modelo geológico conceptual. Además, es importante revisar que la malla construida mantenga una geometría sin celdas deformadas.

La evaluación de los casos necesarios se definió graficando el número de iteraciones contra el promedio del volumen original para observar en qué iteración se estabilizaba la curva.

Finalmente, se observó que el rango de variación del volumen obtenido es mayor cuando no se cuenta con un modelo de celdas. Se asoció la incertidumbre más alta a la escasez de la información y por lo tanto, un riesgo más alto en la cuantificación de las reservas. Con base en lo anterior, en una etapa de desarrollo inicial con poca información, es recomendable aplicar el método estocástico.

Nomenclatura

N	Volumen original de aceite a condiciones de yacimiento
V	Volumen de roca del yacimiento
A	Área de producción o área de la trampa
h	Espesor de roca del yacimiento
NTG	Relación neto-bruto
ϕ, PHIE	Porosidad efectiva
S_o	Saturación inicial de aceite
S_w	Saturación de agua
CAA	Contacto agua-aceite
VPI	Volumen poroso impregnado

Agradecimientos

Agradecemos a los ingenieros José Luis Pérez y Ernesto Villalobos por el apoyo proporcionado para la realización de este artículo.

Referencias

- Dani, K. C., Baskaran, V. K., Gupta, D. K. et al. 2013. Hydrocarbon Risk and Uncertainty: Indian Scenario. Artículo presentado en International Petroleum Technology Conference, Pekín, China, marzo 26-28. IPTC-16759-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16759-MS>.
- Salinas, R., Di Nezio, A. y Huerta, V. 2014. Uncertainty Analysis and Risk Assessment Methodology in Early Development Fields. Artículo presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, mayo 21-23. SPE-169468-MS. <https://doi.org/10.2118/169468-MS>.
- Schlumberger. 2016. GeoX Prospect Assessment Fundamentals Manual.
- Suslick, S. B. y Schiozer, D. J. 2004. Risk Analysis Applied to Petroleum Exploration and Production: An Overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **44** (1-2): 1-9. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.001>.
- Software
- Petrel E&P Software. 2018. Schlumberger.
- GeoX Exploration Risk, Resource and Value Assessment Software. 2018. Schlumberger.

Semblanza de las autoras

Itzamná González Juárez

Ingeniera geofísica con 12 años de experiencia en la industria petrolera, ejecutando flujos de trabajo para la generación de modelos estáticos, análisis de riesgo e incertidumbre y estimación volumétrica, principalmente en activos de Pemex y para la evaluación de campos de Latinoamérica en Schlumberger.

Yuriri Rodríguez León

Ingeniera geofísica con 15 años de experiencia en la industria petrolera. Actualmente trabaja en la compañía Schlumberger. Se ha desarrollado tanto en los Activos de exploración como de desarrollo, principalmente en Pemex. Especialista en distribución espacial 3D de geometría de litologías, facies sedimentarias y propiedades petrofísicas, análisis de riesgo e incertidumbre en modelos estáticos y estimación volumétrica.