



MÉTODO VOLUMÉTRICO

El método volumétrico permite la estimación del hidrocarburo original en sitio a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Este método utiliza combinación de mapas (isópaco-estructural, estratigráfico), el análisis petrofísico y de ingeniería de yacimientos, así como estimados de la fracción que se espera recuperar comercialmente (eficiencias de recobro) de ese volumen total inicial en sitio. El método tiene como objetivo:

- Estimación de hidrocarburos originalmente en sitio.
- Identificación de áreas adicionales para desarrollar.

DETERMINACIÓN DE RESERVAS APLICANDO EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

Éste método será aceptable para el cálculo de reservas en las etapas tempranas de desarrollo del yacimiento, cuando se posee información precisa del subsuelo y sísmica, para así poder preparar mapas estructurales e isópacos del yacimiento o área en estudio.

El Método Volumétrico es el adoptado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería como método oficial para el cálculo de las reservas. Estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método.

La fracción de hidrocarburos originalmente en sitio que es comercialmente recuperable puede ser estimada usando una combinación con el método por analogía; el cual es un método aceptado para estimar reservas de hidrocarburos cuando la información básica del yacimiento no ha sido definida y para compensar esta falta de información se usan los datos de yacimientos, pozos o áreas con características geológicas, petrofísicas y de ingeniería análogas. Una debilidad del método por analogía es que es el menos exacto, por lo que se utiliza en las etapas tempranas de desarrollo del yacimiento, en combinación con el método volumétrico.

Cuando la configuración geológica es compleja (es decir, una estructura caracterizada por numerosas fallas y/o estratigráficamente compleja) el método volumétrico generará una estimación poco confiable de las reservas hasta que haya producción histórica del área o yacimiento en estudio.

En principio, el método volumétrico involucra:

- Suponer un volumen de drenaje aproximadamente igual a la superficie desarrollada (en acres) y multiplicarlo por el espesor promedio de la arena neta petrolífera o gasífera según el caso.



- La estimación del factor de recobro volumétrico (en Bls/acre-pie o PC/acre-pie) empleando el método por analogía.

El estimado de reservas será entonces el factor final de recobro estimado multiplicado por el volumen a ser drenado.

En la práctica, la estimación de las reservas involucra suponer el mecanismo probable de empuje, utilizando analogía con yacimientos similares que poseen las mismas fuentes de energía. También se deberá estimar la eficiencia de recobro atribuible a dichos mecanismos de empuje.

La siguiente tabla indica rangos amplios de eficiencias o factores finales de recobro observados para distintos tipos de yacimientos y sus mecanismos de empuje correspondiente:

Mecanismo de empuje	Eficiencia de recobro esperada (%)		Comentarios
	Yacimientos de Petróleo	Yacimientos de Gas	
Expansión del petróleo y compresibilidad de la roca	2 a 5	-	Se han reportado recuperaciones mayores (10%)
Expansión del gas	-	70 a 95	Puede ser tan bajo como 30% en yacimientos de baja permeabilidad
Gas en solución	10 a 30	-	Mientras el drenaje gravitacional sea alto mayor será el recobro
Capa de gas	20 a 50	-	Los mayores recobros asociados a capas de gas de buen espesor
Empuje hidráulico	45 a 70	20 a 50	En arenas de gas, se obtienen menores recobros a mayor actividad del acuífero.
Segregación gravitacional	30 a 70	-	Se han reportado recuperaciones de hasta 80%

Tabla 1. Eficiencias de recobro esperadas de acuerdo al mecanismo de empuje y al tipo de fluidos en el yacimiento.

Estos rangos tan amplios sólo proveen una referencia. Los estimados para un yacimiento específico deben ajustarse a un rango menor, considerando las propiedades de la roca y de los fluidos, la heterogeneidad del yacimiento, la posición y espaciamiento entre pozos, la geometría del yacimiento el mecanismo probable de empuje y demás factores que afectan la eficiencia de recobro final del yacimiento; además de considerar la experiencia histórica con yacimientos análogos.



ECUACIONES PARA ESTIMAR HIDROCARBUROS ORIGINALMENTE EN SITIO

Suponiendo que se pueden determinar las regiones de distintas fases (gas y líquido) en el yacimiento a condiciones iniciales, basándose en pruebas de pozo y en la información de subsuelo (perfiles, muestras de fluidos y gradientes de presión), a continuación se describen las ecuaciones para calcular los distintos tipos de hidrocarburos originalmente en sitio en los yacimientos.

- **Yacimientos de petróleo:**

Para este tipo de yacimientos o para la columna de petróleo en un yacimiento con capa de gas, el petróleo originalmente en sitio (POES) se define como:

$$POES = N = \frac{7758 \cdot \phi_o \cdot (1 - S_{wco}) \cdot A_o \cdot h_{no}}{B_{oi}}$$

Donde:

POES o N= petróleo originalmente en sitio [BN]

7758= factor de conversión (1 acre-pie = 7758 bbl) [BY/acre-pie]

ϕ_o = porosidad promedio en la zona de petróleo [fracción]

S_{wco} = saturación de agua connata en la zona de petróleo [fracción]

A_o = área de la zona de petróleo [acre]

h_{no} = espesor promedio de la arena neta petrolífera [pie]

B_{oi} = factor volumétrico inicial promedio del petróleo [PCY/PCN]

El gas en solución a las condiciones iniciales del yacimiento se calcula mediante la expresión:

$$GOES_S = N \cdot R_{si}$$

Donde:

GOES_S= gas en solución originalmente en sitio [PCN]

R_{si} = relación inicial promedio de gas-petróleo en solución (instantáneo o diferencial) [PCN/BN]

- **Yacimientos de gas**

Para un yacimiento de gas no asociado o para una capa de gas libre, el gas originalmente en sitio (GOES) se define como:

$$GOES = \frac{43560 \cdot \phi_g \cdot (1 - S_{wcg}) \cdot A_g \cdot h_{ng}}{B_{gi}}$$

Donde:

GOES= gas originalmente en sitio [PCN]

43560= factor de conversión (1 acre-pie = 43560 PC) [PCY/acre-pie]



- ϕ_g = porosidad promedio en la zona de gas [fracción]
 S_{wcg} = saturación de agua connata en la zona de gas [fracción]
 A_g = área de la zona de gas [acre]
 h_{ng} = espesor promedio de la arena neta gasífera [pie]
 B_{gi} = factor volumétrico inicial promedio del gas [PCY/PCN]

En algunos casos esta ecuación puede escribirse como:

$$GOES = \frac{43560 \cdot \phi_g \cdot (1 - S_{wcg}) \cdot V_g \cdot R_{nbg}}{B_{gi}}$$

Donde:

- V_g = volumen de la arena gasífera determinado a partir de la arena bruta gasífera [acre-pie]
 R_{nbg} = relación entre la arena neta y la arena bruta gasífera (de espesores volumétricamente ponderados) [fracción]

Dependiendo del caso, los volúmenes estimados de petróleo y gas originalmente en sitio pueden redondearse hasta el múltiplo de mil más cercano, en BN o PCN según el caso, por ejemplo MBN (miles), MMPCN (millones), MMBN (miles de millones), MMMPCN (billones), etc.

FUENTES DE INFORMACIÓN PARA EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

Las expresiones antes descritas requieren tres tipos generales de información: petrofísica, de fluido y volumétrica.

❖ INFORMACIÓN PETROFÍSICA

La información petrofísica necesaria para utilizar las respectivas ecuaciones incluyen, la saturación promedio de agua connata (S_{wc}) y la porosidad promedio (ϕ). La saturación de agua puede provenir de registros de pozos, información de presión capilar, análisis de núcleos e información de permeabilidades relativas. Por su parte, la porosidad puede ser obtenida a partir de registros de pozos (densidad, neutrón, sónico), mediante el análisis de núcleos o muestras de pared.

❖ INFORMACIÓN DE FLUIDOS

La información de fluidos necesaria para usarse en las ecuaciones descritas incluye el factor volumétrico inicial del petróleo y el gas (B_{oi} y B_{gi}), las relaciones iniciales gas-petróleo en solución (R_{si}) y el factor de compresibilidad (Z), necesario para determinar el factor volumétrico del gas. Éstos pueden estimarse con un grado razonable de exactitud empleando correlaciones empíricas. También es buena práctica comparar estos estimados con el análisis PVT de los fluidos del área a partir de la información obtenida de pruebas iniciales de pozo.



❖ INFORMACIÓN VOLUMÉTRICA

La información volumétrica necesaria para emplear las ecuaciones descritas anteriormente incluye el área del yacimiento y el espesor de la arena neta con hidrocarburos. En las etapas tempranas de desarrollo de los yacimientos, las reservas deben calcularse en base a lo que drenará cada pozo individual, donde el área del yacimiento utilizada en las ecuaciones pasa a ser el área de drenaje estimada para el o los pozos en cuestión. El espesor de arena neta petrolífera o gasífera debe ser el estimado de la interpretación de los registros de pozos.

A medida que el desarrollo del campo avanza y se obtiene suficiente información geológica, deben prepararse los mapas estructurales e isópacos para cada horizonte de interés. Los mapas son representaciones gráficas que sustentan las reservas. Los mapas estructurales están conformados por curvas de nivel que unen puntos de igual profundidad y los mapas isópacos están conformados por curvas que unen puntos de igual espesor.

CONSIDERACIONES PARA EVALUAR YACIMIENTOS DE GAS SECO

- La fase única de los hidrocarburos es gaseosa y permanece en ese estado durante la producción del yacimiento.
- La composición del gas producido y del gas que queda en el yacimiento es la misma y no cambia con el tiempo ni la producción.
- Las relaciones PVT se pueden predecir con el conocimiento de la composición del gas.

FACTORES QUE AFECTAN LA RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS

➤ **Viscosidad del gas:**

La baja viscosidad del gas permite una alta transmisibilidad en el yacimiento y una rápida respuesta de presión a través del área de drenaje del pozo.

➤ **Expansibilidad del gas:**

La alta expansibilidad del gas permite un amplio espaciamiento entre pozos, mucho mayor que en yacimientos de petróleo; por esta razón, la presión será la misma en grandes áreas y cuando se haya alcanzado la presión de abandono la mayoría del gas habrá sido producido por expansión.

➤ **Empuje hidráulico:**

El empuje hidráulico en yacimientos de gas no es tan eficiente como en yacimientos de petróleo. Debido a la alta diferencia de densidades entre estos fluidos, el agua no desplaza satisfactoriamente al gas, por lo que se tienen disminuciones en la producción del hidrocarburo y un aumento continuo en la producción de agua. Los mayores recobros están asociados al mecanismo de expansión del gas, el cual es el más favorable para la recuperación final en este tipo de yacimientos.