

Tecnología de los Combustibles

Tema 5 (extensión). Reservas de petróleo



José Ramón Berasategui Moreno

Beatriz Malagón Picón

DEPARTAMENTO DE TRANSPORTES Y
TECNOLOGÍA DE PROYECTOS Y PROCESOS

Este material se publica bajo licencia:

[Creative Commons BY-NC-SA 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)



Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

Tipos de Reservas

Reservas

Probadas

Se considera reservas probadas al volumen de hidrocarburos contenido en yacimientos, los cuales, hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, puedan ser producidos comercialmente.

No Probadas

Reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.

Por descubrir

Volúmenes producibles de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.

Desarrolladas

En Producción

No en Producción

No Desarrolladas

Probables ó Factibles

Posibles

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

Tipos de Reservas

Reservas

Probadas

No Probadas

Por descubrir

Desarrolladas

son aquellos yacimientos con todos sus puntos de drenaje perforados en producción

No Desarrolladas

Probables

Las reservas probables son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

Posibles

Las reservas posibles son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indican un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables. También las que aparecen en registros y en análisis de núcleos pero no pueden ser productivas a tasas comerciales.

En Producción

Es una porción de los yacimientos correspondientes al área de los pozos productores.

No en Producción

Es una porción de los yacimientos correspondientes al área de los pozos no productores o completados en otro horizonte.



POROSIDAD

Es la propiedad física más conocida de un yacimiento de petróleo. Es la medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos

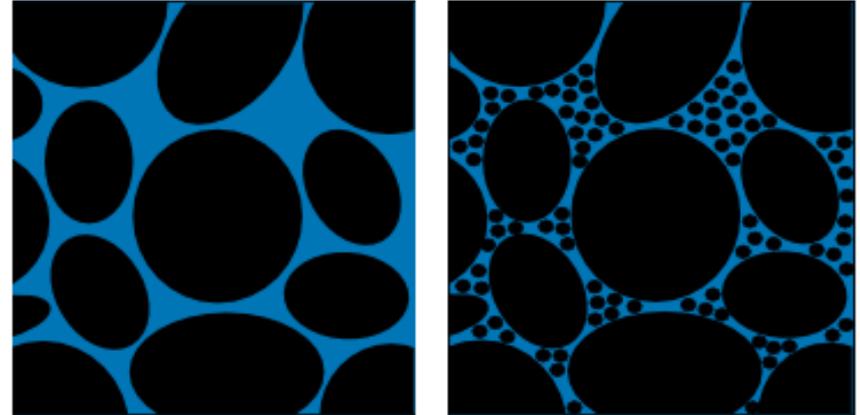
$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_S}{V_T}$$

Donde:

V_P = Volumen poroso entre los granos

V_T = Volumen total

V_S = Volumen real de los granos



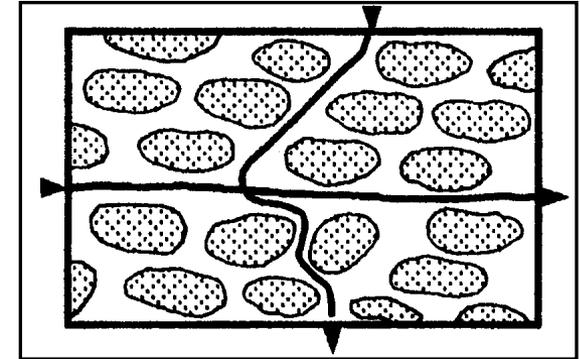
La porosidad depende de las dimensiones relativas de los granos → cuanto menos uniforme sea una muestra más estarán llenos por finos los espacios vacíos dejados por los granos gruesos y por lo tanto la porosidad disminuye.

V_P , es tb el volumen de espacios para almacenar fluidos

Casi todos los almacenes tienen una porosidad entre 5% y 30 %, y la mayoría entre 10% y 20 %. Esta porosidad depende de la manera en que los granos o matriz de la roca se encuentran distribuidos, a esta distribución se le conoce como empaquetamiento.

PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es una característica inherente a la roca, que da una idea de la habilidad a dejar fluir un fluido a través de los canales que constituyen el volumen poroso interconectado”



SATURACIÓN

Saturación a la porción del espacio poroso ocupado por un fluido en particular, pudiendo existir aceite, gas y agua.

$$S_F = \frac{V_F}{V_P} \times 100$$

Donde:

SF (Saturación de fluido)

VF (Volumen de fluido)

VP (Volumen poroso)

$$S_o + S_g + S_w = 100\%$$

donde S_o es la *saturación del aceite (o petróleo)*, S_g es la *saturación del gas libre* y S_w es la *saturación de agua*.

$$S_o = \frac{V_o}{V_P} \times 100$$

Donde:

S_o (Saturación del petróleo)

V_o (Volumen del petróleo)

$$S_g = \frac{V_g}{V_P} \times 100$$

Donde:

S_g (Saturación del gas)

V_g (Volumen del gas)

$$S_w = \frac{V_w}{V_P} \times 100$$

Donde:

S_w (Saturación del agua)

V_w (volumen del agua)

MÉTODO VOLUMÉTRICO

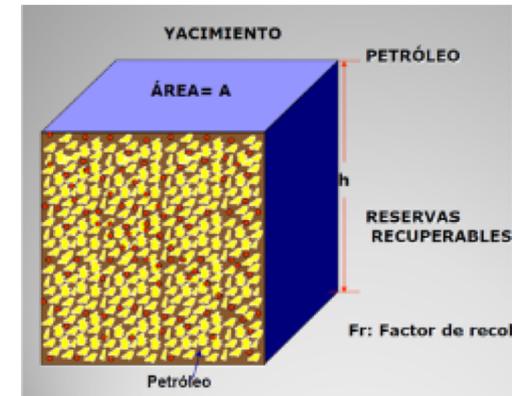
Para la cuantificación de las reservas son utilizadas distintas metodologías, como el **método volumétrico**, el cual estima el volumen de los hidrocarburos originales en sitio (Petróleo Original En Sitio POES).

El método volumétrico utiliza valores puntuales que mejor representen a cada uno de los parámetro geológicos que caracterizan el yacimiento. Partimos del concepto de que, en una arena, una fracción de su volumen total corresponde al volumen poroso, y a la vez, una fracción de ese volumen poroso será ocupado por cierta cantidad del fluido, en este caso, de hidrocarburo.

Espesor de arena
contenedora de
hidrocarburos

$$V_{fluido} = S_{fluido} * \phi * V_{bruto}$$

$$V_{oil} = S_{oil} * Porosidad * V_{bruto}$$



Por lo general se tendrá entre los datos la saturación de agua y no la de petróleo, pero en un yacimiento de agua y petróleo éstas están relacionadas.

$$V_{oil} = (1 - S_w) * Porosidad * V_{bruto}$$

MÉTODO VOLUMÉTRICO

La saturación y porosidad son adimensionales, así que el volumen del petróleo queda expresado en las mismas unidades del volumen bruto (Acre*pie).

El factor 7758 permite convertir los Acre*pie en barriles, pero todas éstas son condiciones de yacimiento, así que toman el valor de barriles de yacimiento BY:

$$V_{oil} = 7758 * [Acre * pie] \Rightarrow V_{oil} = [BY]$$

1 Acre pie = 7.758 barril de petróleo USA
 1 m3 = 6,29 barril de petróleo USA (US bbl oil)

$$1 \text{ acre} = 4.046 \text{ m}^2 = 0,4046 \text{ Ha}$$

Sin embargo, nos interesa cuantificar este volumen de petróleo a condiciones de superficie, llamadas condiciones normales o fiscales (14,7 psi, 60°F), por eso la fórmula incluye el **Bo que es el volumen de yacimiento, medido a condiciones de yacimiento**, que es ocupado por un barril a condiciones estándar de petróleo y su gas disuelto.

$$V_{oil} = \frac{\text{Volumen}[BY]}{B_o} \Rightarrow V_{oil} = \frac{[BY]}{\frac{[BY]}{[BN]}} = [BN]$$

Se mide en STB (stock [tank](#) barrel) = barril en tanque de almacenamiento

Bo = factor volumétrico del petróleo en el yacimiento, rb/stb

MÉTODO VOLUMÉTRICO

Es posible determinar el volumen de petróleo para cualquier instante particular de la producción, y según la evolución de del yacimiento el B_o va a cambiar como función de la presión. Pero para determinar el volumen inicial del petróleo, POES (petróleo original en sitio) se utiliza el B_{oi} (B_o inicial).

$$POES = \frac{7758 * V_b * \phi * S_{oi}}{B_{oi}}$$

Donde:

- POES: Petróleo original en Sitio (BN)
- V_b : Volumen bruto de la arena (acre*ft)
- Φ : porosidad, adimensional expresada en fracción
- S_{oi} : saturación inicial de petróleo, adimensional expresada en fracción
- B_o : factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN)

MÉTODO VOLUMÉTRICO

El yacimiento petrolífero está confinado por límites geológicos y por límites de fluido

ZONA BRUTA: Límites donde está contenido el aceite

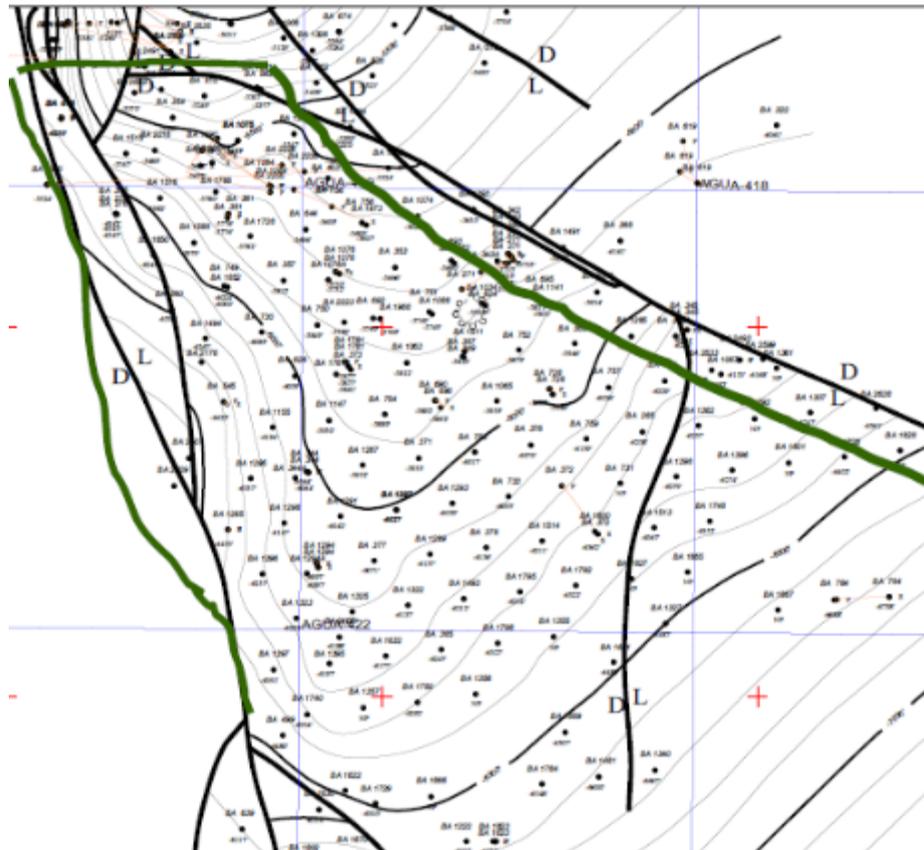
LÍMITE FÍSICO: Aquel definido por algún accidente geológico (fallas, discordancias, etc.) o por la disminución de la saturación de hidrocarburos, porosidad o permeabilidad, o combinación de estos.

LÍMITE CONVENCIONAL: aquellos que se establecen de acuerdo con el grado de exactitud de los datos o de conformidad con las normas establecidas.

VOLUMEN NETO: Parte del yacimiento donde se encuentra aceite y gas (determinado por valores de permeabilidad, porosidad y saturación de agua).

MÉTODO DE ISOPACAS

Datos de profundidad son llevados a mapas de localización de puntos → **mapas de contornos estructurales del techo y la base de la unidad productora**

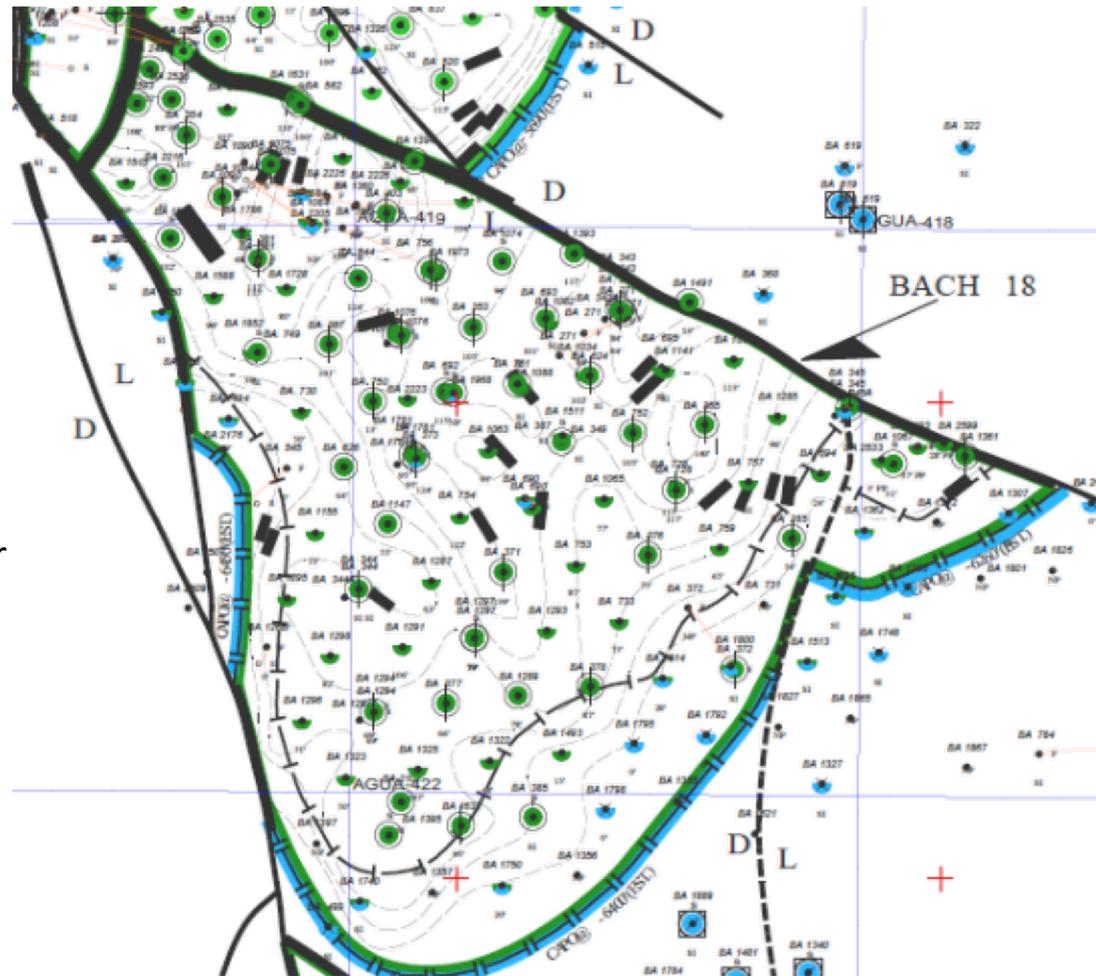


MÉTODO DE ISOPACAS

Un **mapa isópaco** es la representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos o entidades en el subsuelo.

Se realiza un MAPA ISÓPACO DE LA ARENA EN TOTAL representando en el plano horizontal los ESPESORES DE UN CUERPO DE ARENA, medidos en los registros en los perfiles de pozos → Idea de la geometría (orientación y distribución en el área) de la unidad de interés.

- El MAPA ISOCORO representa el espesor vertical de una unidad.
- El MAPA ISÓPACO representa el espesor estratigráfico, medido con respecto al buzamiento.
- La diferencia entre estos mapas se hace insignificante en estratos de muy poco buzamiento ($<5^\circ$).



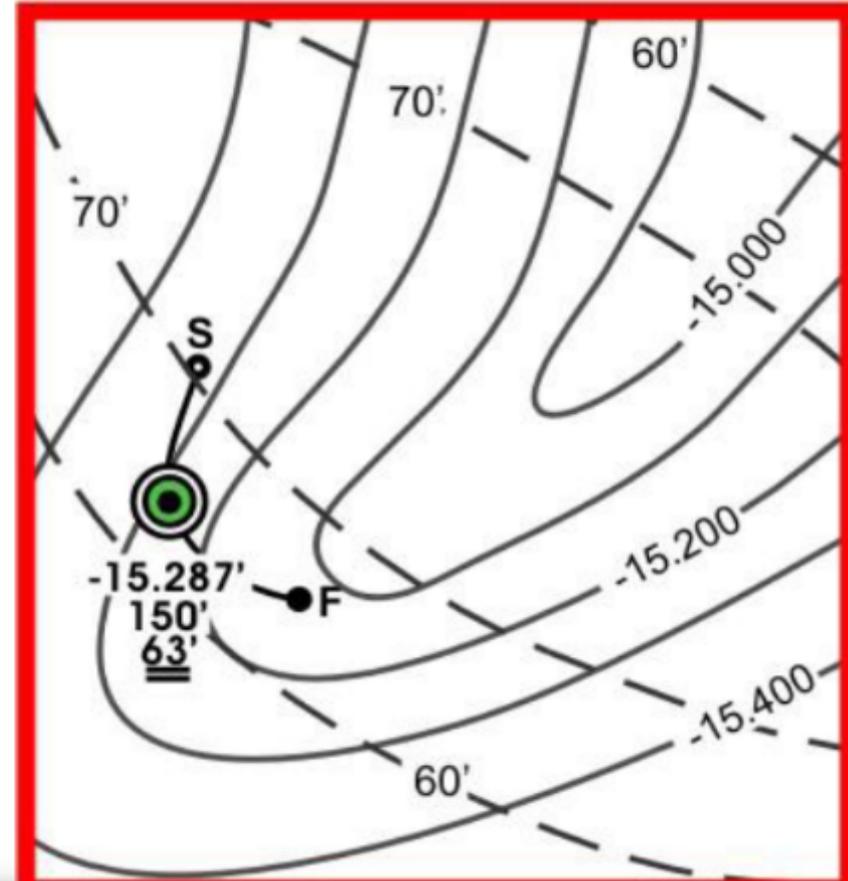
MÉTODO DE ISOPACAS

Simbología de los pozos



Un mapa isópaco de arena neta representa el **espesor de la roca con calidad de yacimiento** dentro de un intervalo o unidad particular.

El espesor de arena se determina estableciendo un **límite de arena permeable**, donde solo se seleccionan las arenas que contengan un volumen de arcilla menor o igual que el 50%.

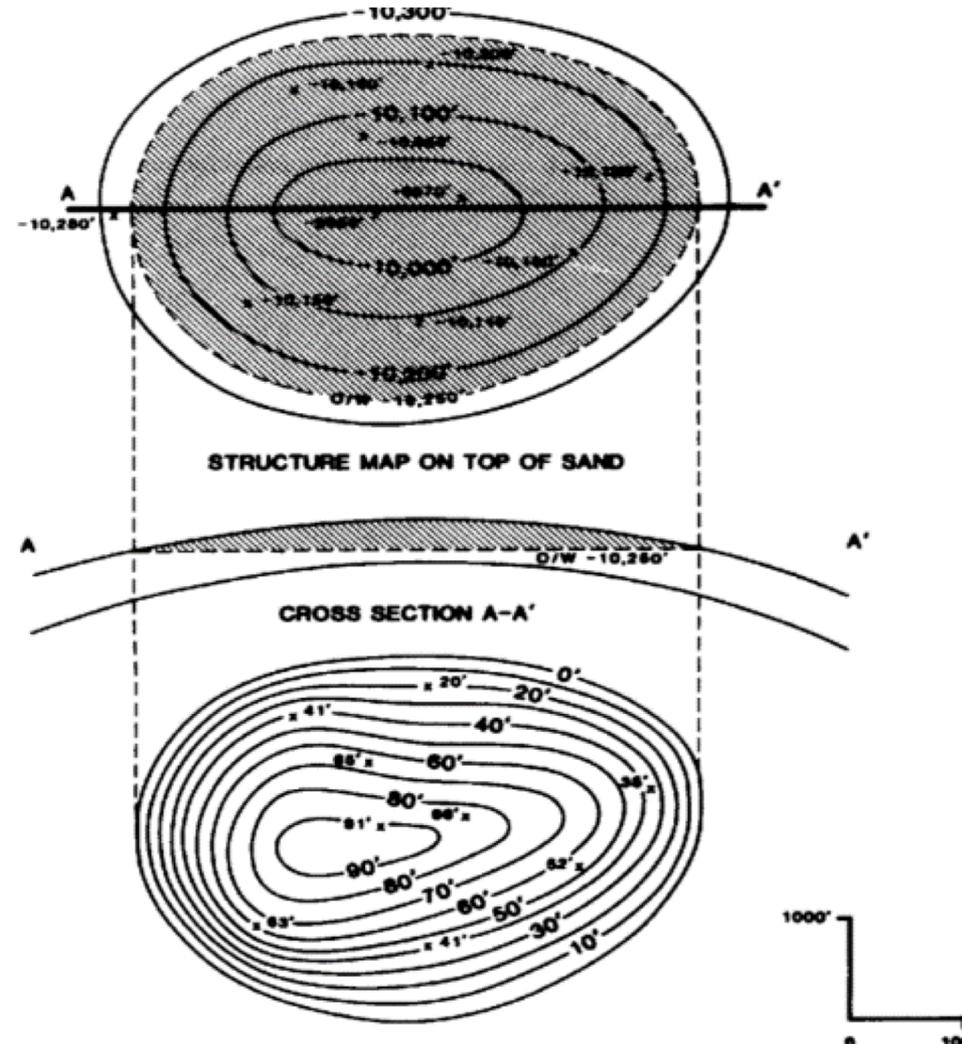


MÉTODO DE ISOPACAS

Un **mapa isópaco de arena neta petrolífera** representa la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburos.

Se elabora a partir del mapa de arena neta al cual se le integran:

- Los límites del yacimiento (generalmente son una o más fallas sellantes).
- el contacto agua petróleo.



MÉTODO DE ISOPACAS

Para determinar el volumen aproximado de la zona productiva se emplean:

A. Volumen piramidal

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}})$$

$$\Delta V = \frac{h}{3} (A_1 + 2A_2 + 2A_3 + \dots + 2A_{n-1} + 2A_n + \sqrt{A_1 A_2} + \sqrt{A_2 A_3} + \dots + \sqrt{A_{n-1} A_n})$$

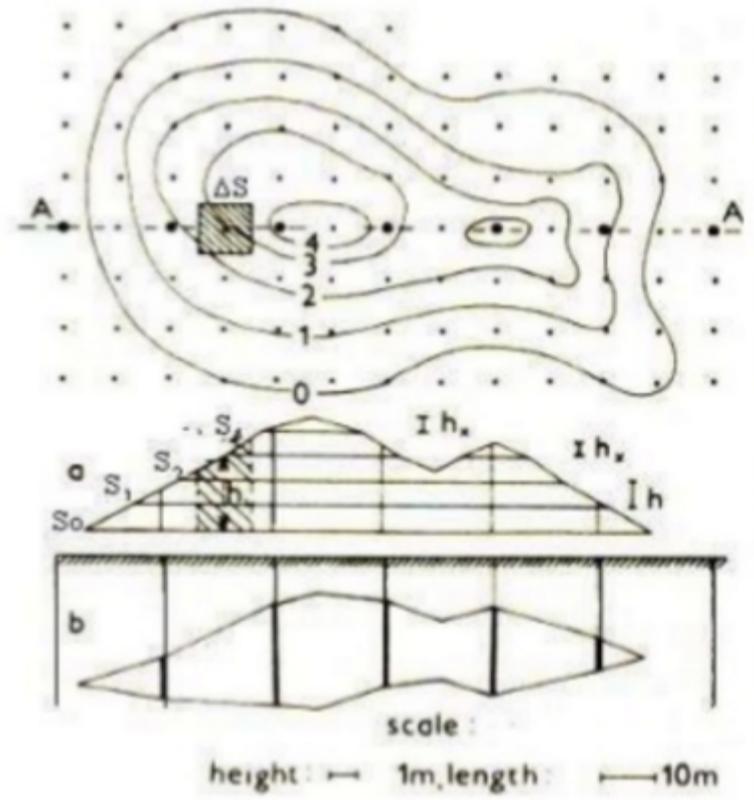
Donde:

$\Delta V_b =$ Volumen bruto, [Acre/pie]

$A_n =$ Área encerrada por la línea isopaca inferior, [Acres]

$A_{n+1} =$ Área encerrada por la línea isopaca superior, [Acres]

$h =$ Intervalo entre las líneas isópacas, [pies]



MÉTODO DE ISOPACAS

Para determinar el volumen aproximado de la zona productiva se emplean:

- A. Volumen trapezoidal (se usa cuando la razón de las áreas de dos líneas isopacas es mayor o igual a 0,5).**

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1})$$

El volumen para una serie de trapezoides esta dado por:

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} (A_0 + 2A_1 + 2A_2 \dots 2A_{n-1} + A_n)$$

Donde:

$\Delta V_b =$ Volumen bruto, [Acre/pie]

$A_0 =$ Área encerrada por la línea isopaca cero, [Acres]

$A_1, A_2 \dots A_n =$ Áreas encerradas por líneas isopacas sucesivas, [Acres]

$h =$ Intervalo entre las líneas isópacas, [pies]

$t_n =$ Espesor promedio por encima de la línea isopaca superior, [pies]