

POIS - OOIP

Factor de Recuperación

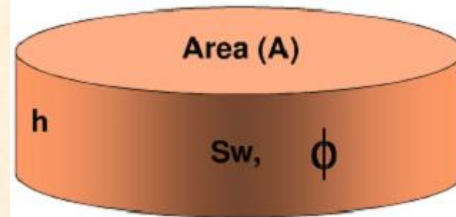
Porcentaje del petróleo original in sitio que se puede recuperar

Reservas

Volumen de Hidrocarburos que será posible extraer en condiciones rentables, de un volumen determinado de roca

VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS PARA UN RESERVORIO HOMOGÉNEO E ISOTRÓPICO

Se puede calcular en forma simple por el método volumétrico

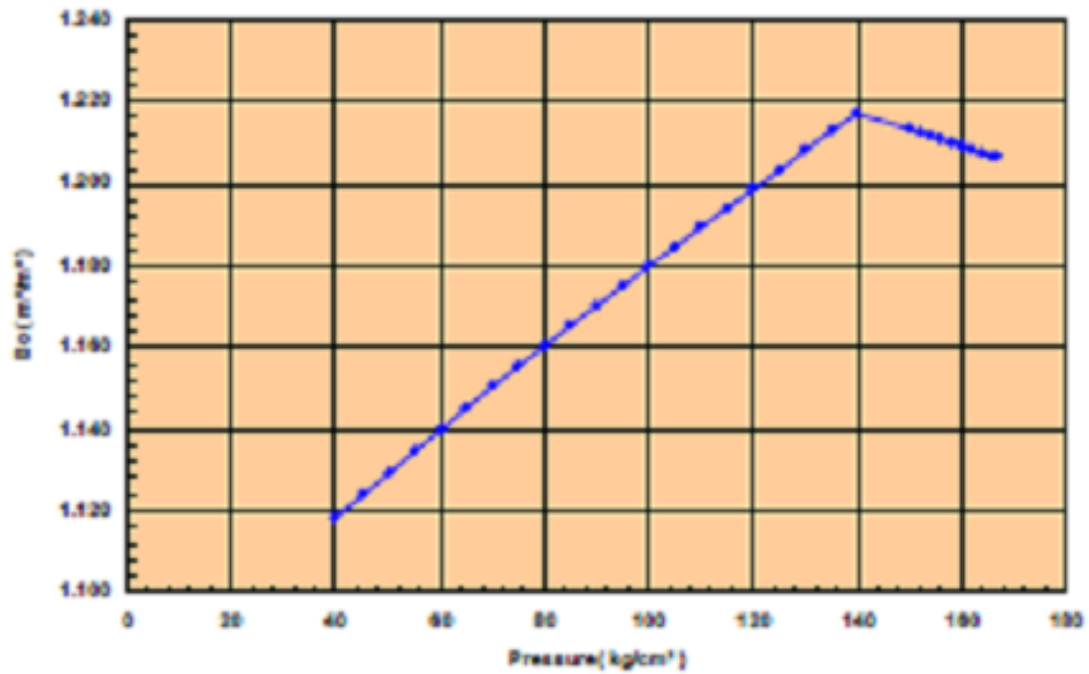


Petróleo Original In Situ
en Condiciones de Superficie =
(**POIS** ó **STOOIP**)

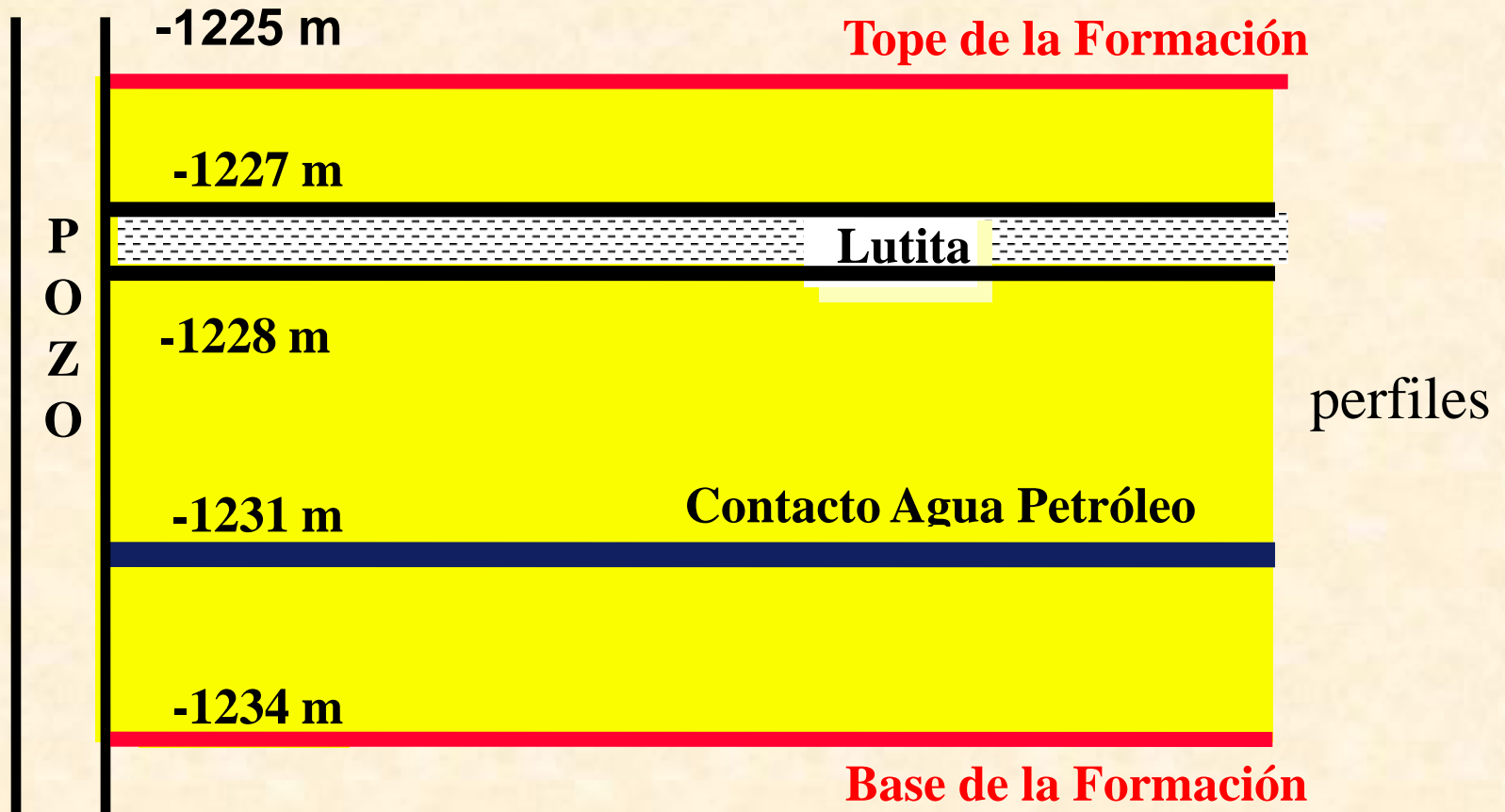
$$\frac{A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Si se conoce el volumen del espacio poral ($A * h * \phi$) y las propiedades de los fluidos que lo saturan, el cómputo de los hidrocarburos se convierte en una operación bastante simple.

Fluid properties Oil FVF



ESPESOR (h)



espesor de la formación:

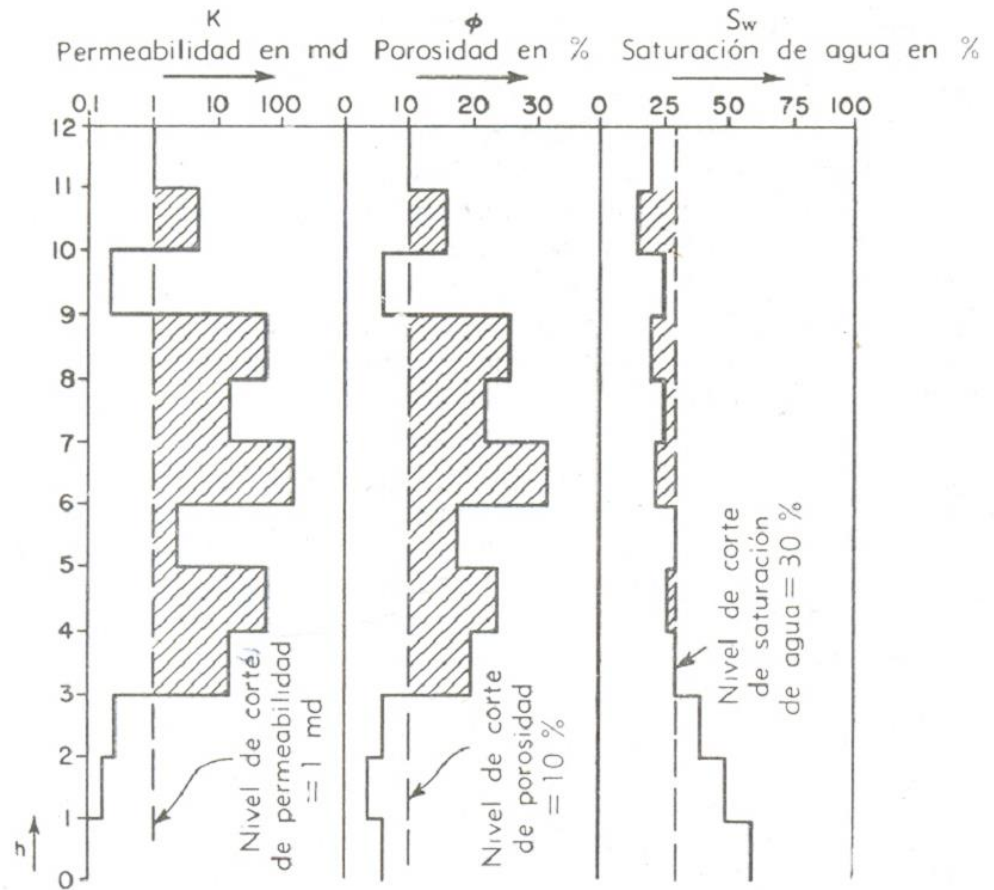
- bruto = $1234 - 1225 = 9$ m
- bruto productivo = $1231 - 1225 = 6$ m
- neto productivo ó efectivo = $6 - (1228 - 1227) = 5$ m = $f(\theta, k, S_w)$

GRÁFICO DE NÚCLEOS

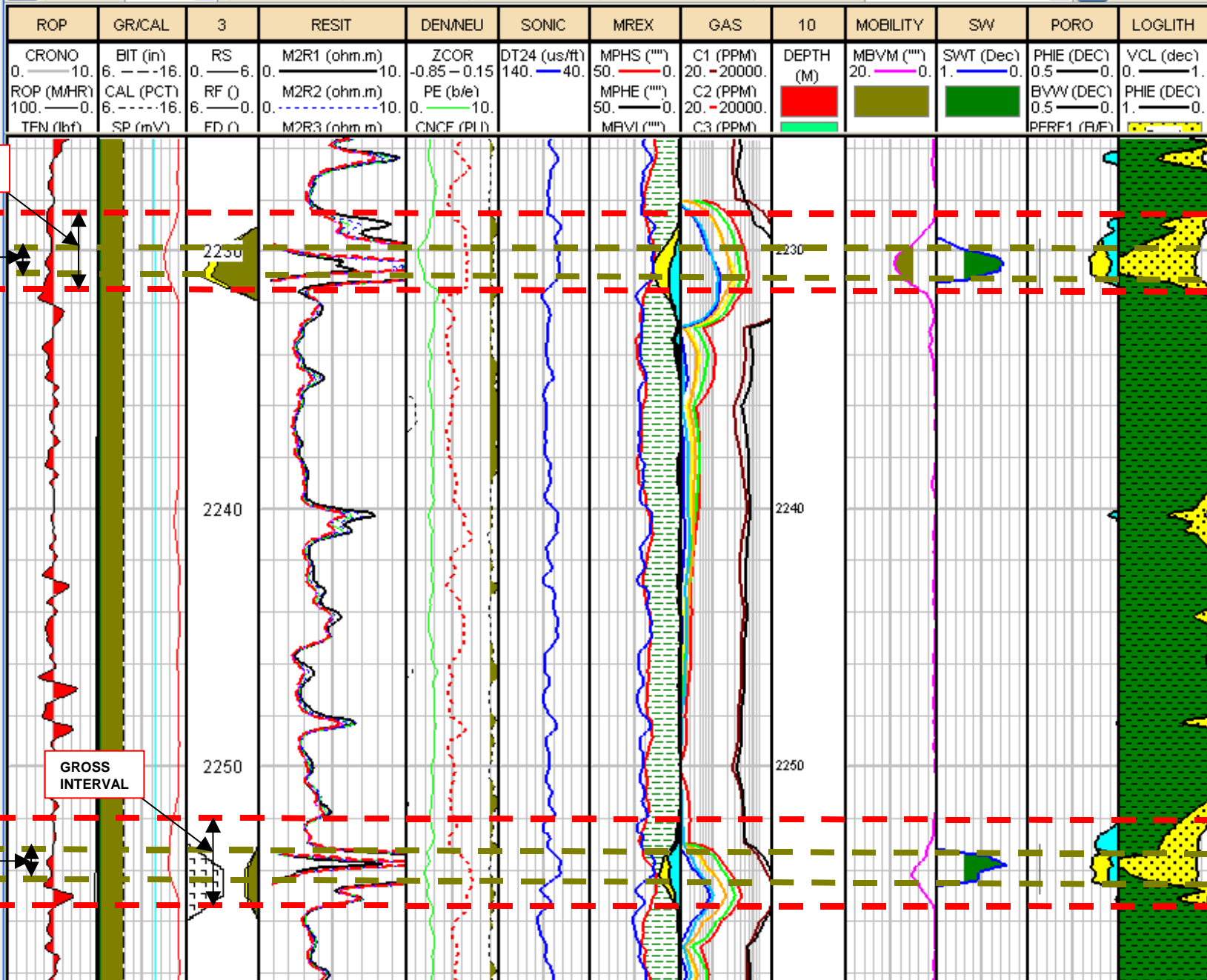
A cada parámetro se le atribuye un valor crítico, por debajo del cual se presume que no se obtendrá producción alguna de HC.

Puede ser solamente 1, 2, o los 3 parámetros los que se usan en la eliminación de la zona improductiva.

Los más importantes para determinar la zona neta productiva son la **k**, luego la **Sat. de fluidos** y, por último la ϕ



Uso del gráfico de núcleos para determinar la zona neta de producción.



GROSS INTERVAL

NET PAY

GROSS INTERVAL

NET PAY

CÁLCULOS DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

	Profundidad pie	h	ϕ %	$\phi * h$	k mdarcy	kh mdarcy * pie
1	3.600-3.691	1	20	20	10	10
2	3.691-3.693	2	23	46	100	200
3	3.693-3.694	1	21	21	50	50
4	3.694-3.697	3	26	78	200	600
5	3.697-3.968	1	18	18	70	70
6	3.698-3.700	2	22	44	120	240
	$\Sigma=$	10	130	227	550	1.170

ϕ promedio aritmético= $130/6 = 21,67 \%$

ϕ promedio ponderado= $227/10 = 22,70 \%$ + 4%

k promedio aritmético= $550/6 = 91,67$ mdarcys

k promedio ponderado= $1.170/10= 117,00$ mdarcys + 22%

kh: capacidad permeable o de flujo

ϕh : capacidad poral o de volumen

MÉTODOS ESTADÍSTICOS

Clasificación de ϕ en rangos por ej. de 2%

Rango de Porosidad %	Nº de muestras	Frecuencia Fi %	Frecuencia acumulada Fa
menor que 10	161	3,78	3,78
10-12	257	6,04	9,82
12-14	398	9,35	19,17
14-16	493	11,58	30,76
16-18	608	14,29	45,04
18-20	636	14,94	59,99
20-22	623	14,64	74,62
22-24	447	10,50	85,13
24-26	340	7,99	93,12
26-28	176	4,14	97,25
28+	117	2,75	100,00
$\Sigma=$	4.256	100,00	

Histograma de distribución de ϕ y curva de distribución de los datos estudiados

Mediciones estadísticas:

Tendencia Central

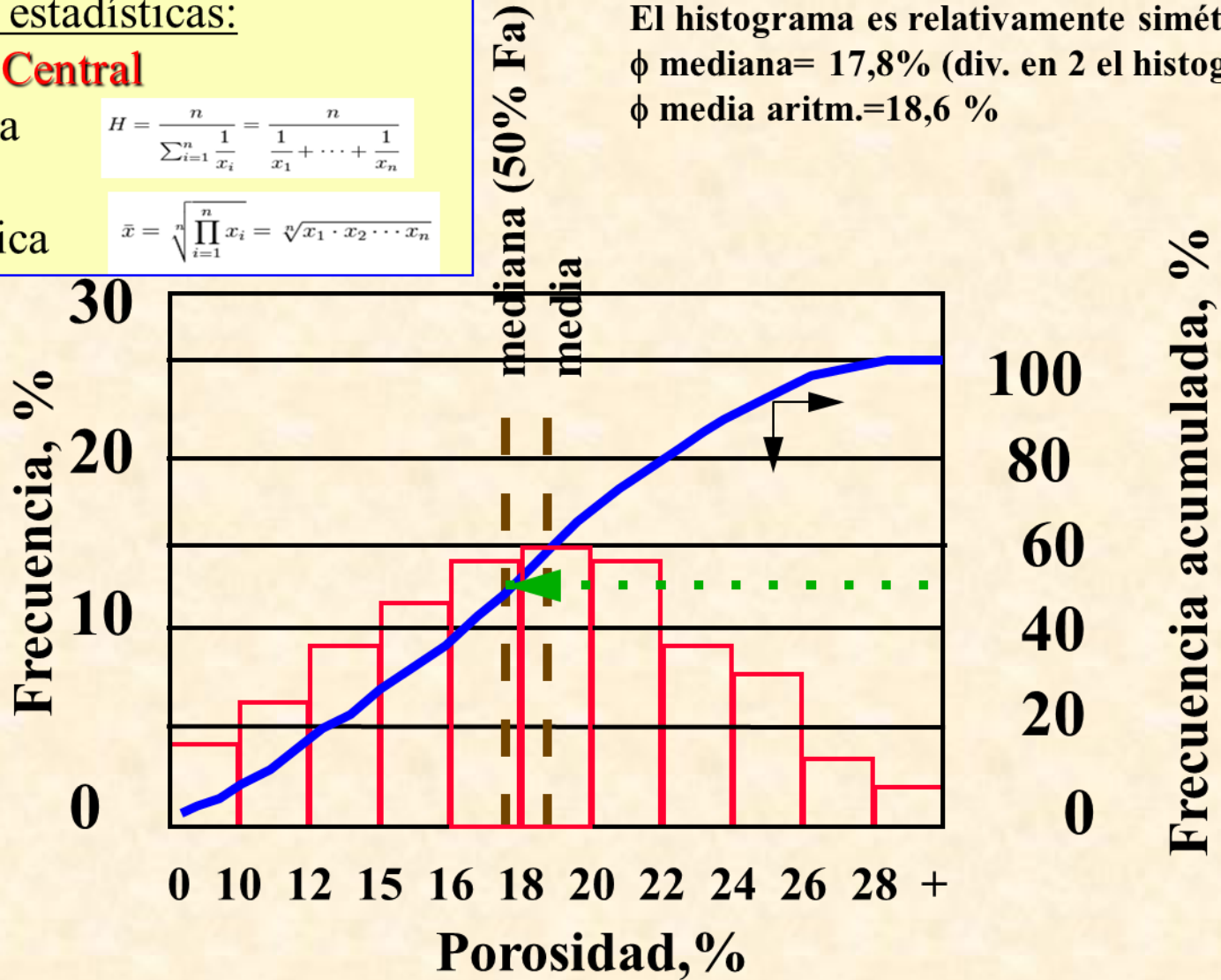
Armónica

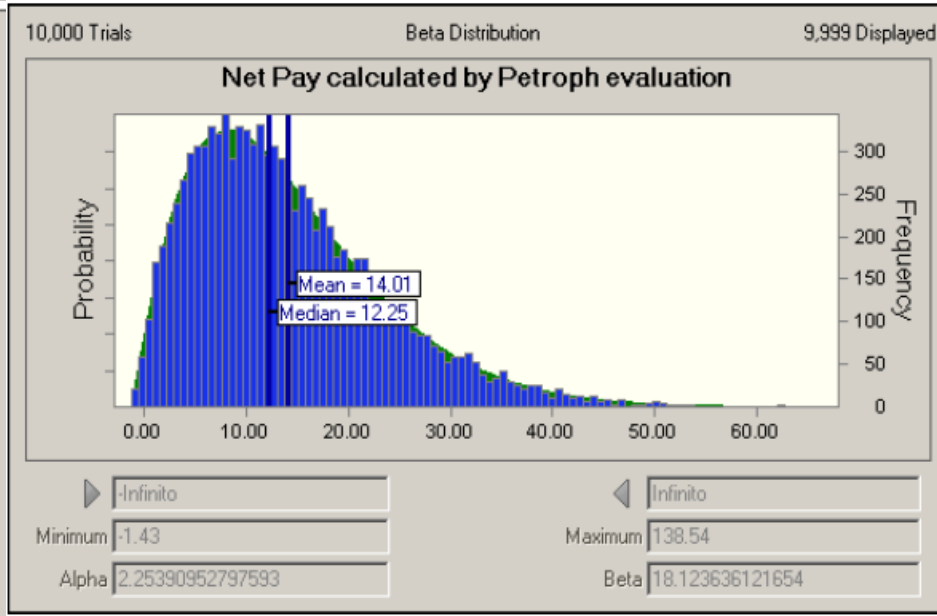
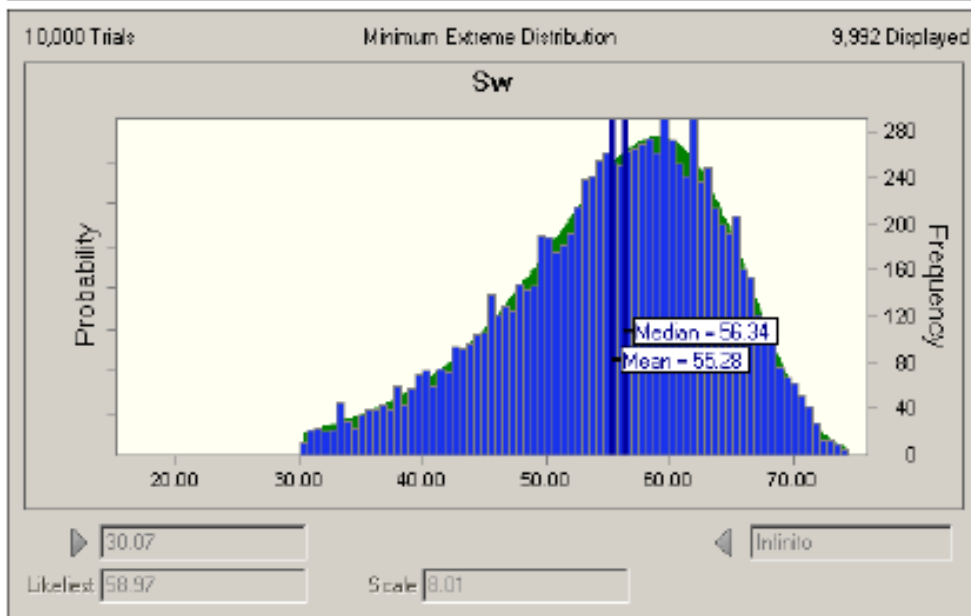
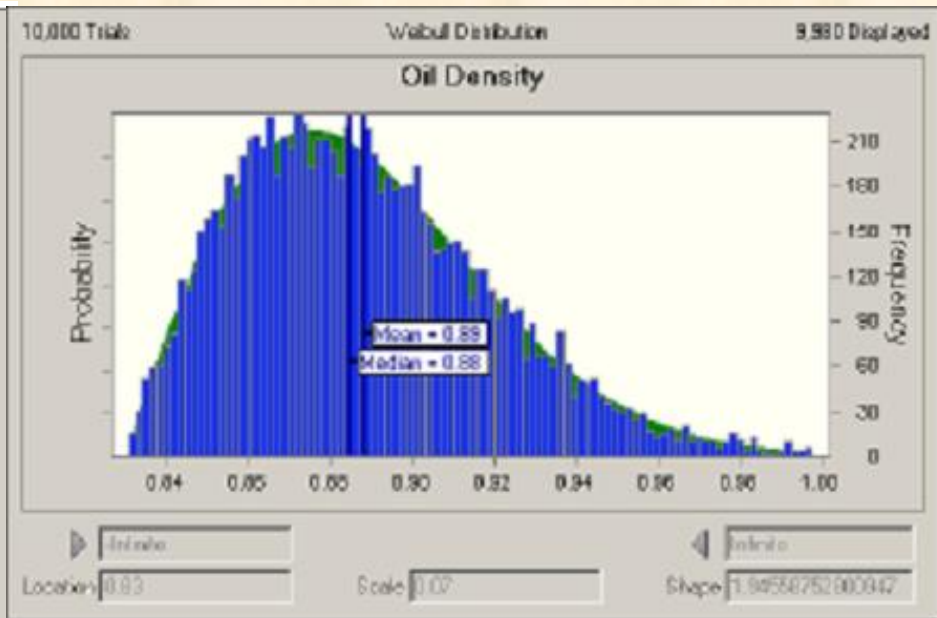
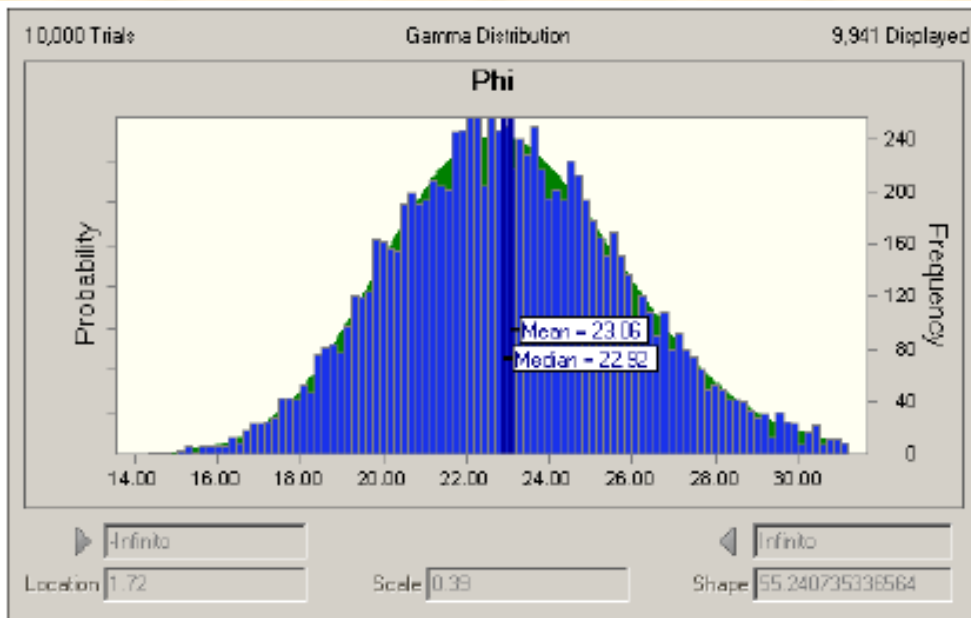
$$H = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}} = \frac{n}{\frac{1}{x_1} + \dots + \frac{1}{x_n}}$$

Geométrica

$$\bar{x} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} = \sqrt[n]{x_1 \cdot x_2 \cdot \dots \cdot x_n}$$

El histograma es relativamente simétrico
 ϕ mediana= 17,8% (div. en 2 el histograma)
 ϕ media aritm.=18,6 %





ÁREA

El petróleo esta contenido en lo que generalmente se refiere a la **“zona bruta”**.

“El área neta” es la parte del yacimiento de donde se produce petróleo o gas y se determina de acuerdo con los valores de permeabilidad, porosidad y saturación de agua.

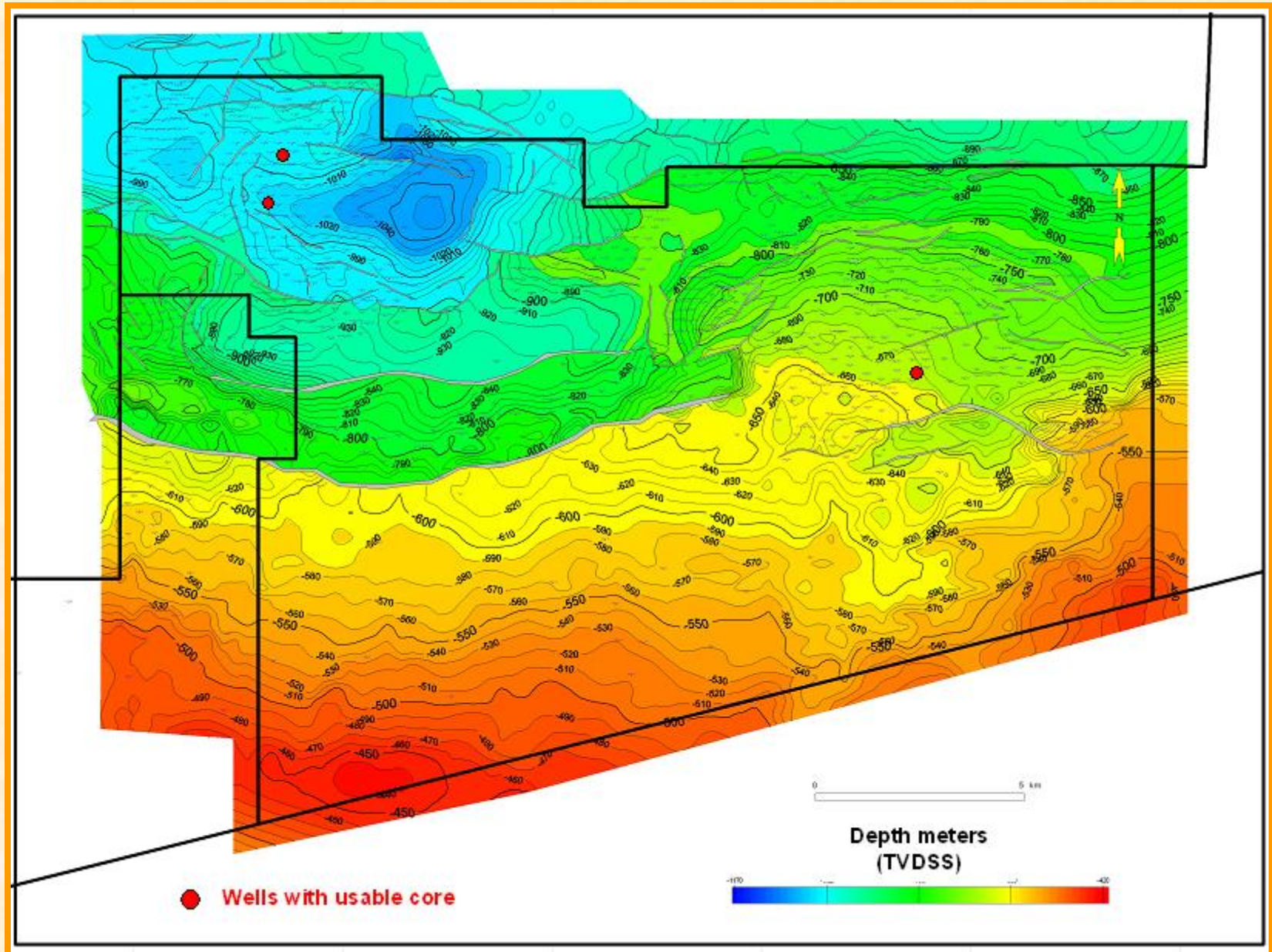
EXTENSIÓN AREAL

El área en el subsuelo, del depósito de hidrocarburos puede solo ser definido completamente por pozos perforados.

La correlación de la información de los perfiles y de análisis de muestras de sondeos productores y no productores permitirá construir los mapas:

- 1.- estructural** (al tope; distancia del tope al nivel de referencia)
- 2.- isopáquico** (espesor de lo que efectivamente contribuye función (θ , k , S_w))
- 3.- isoporosidad** (c/pozo tiene su θ prom. de la porción neta productiva)
- 5.- isosaturación de agua** (c/pozo tiene su S_w prom. de la porción neta productiva)
- 6.- de contacto agua/petróleo**
- 7.- de contacto petróleo/gas**

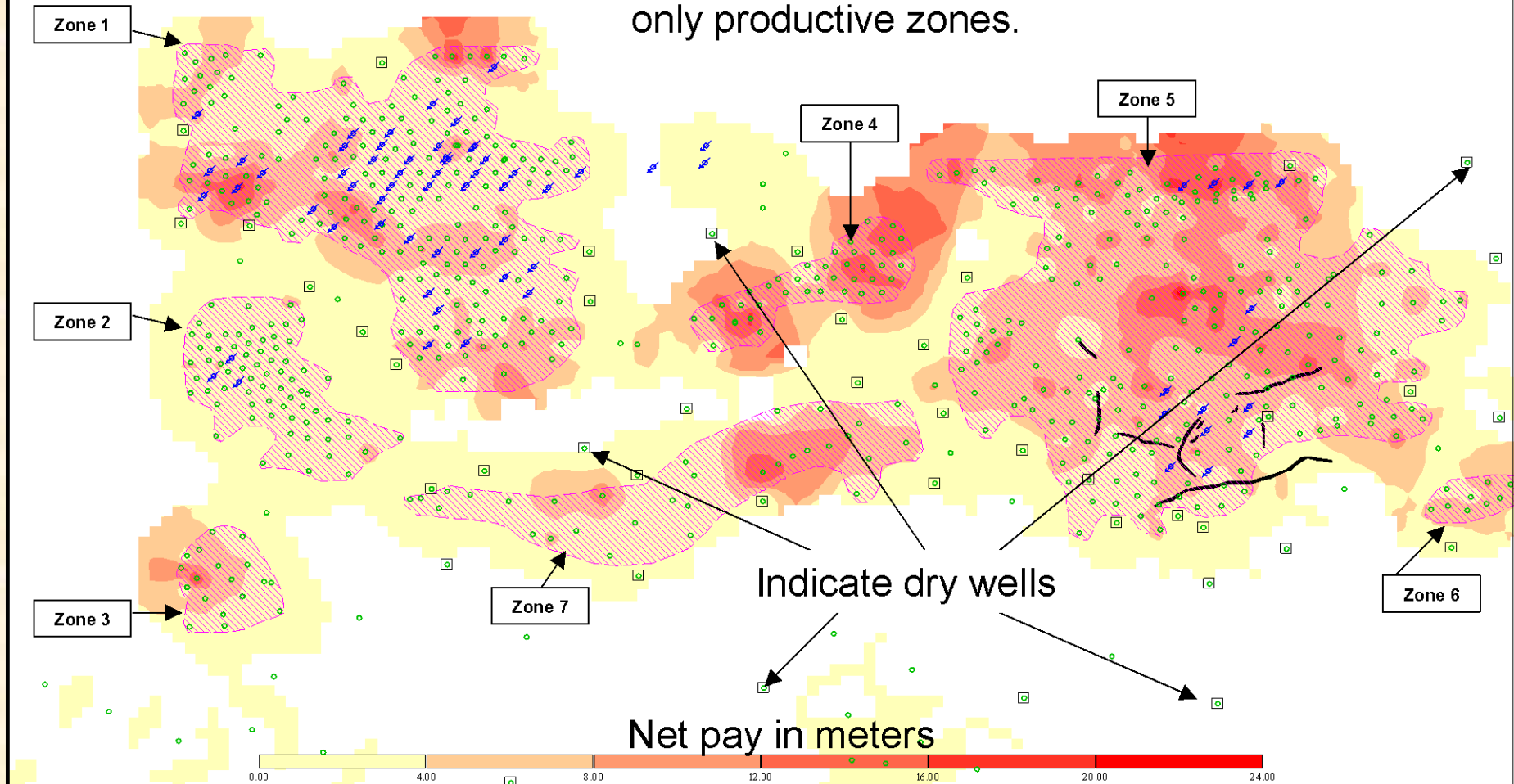
Depth Top Structure Map



Net oil pay

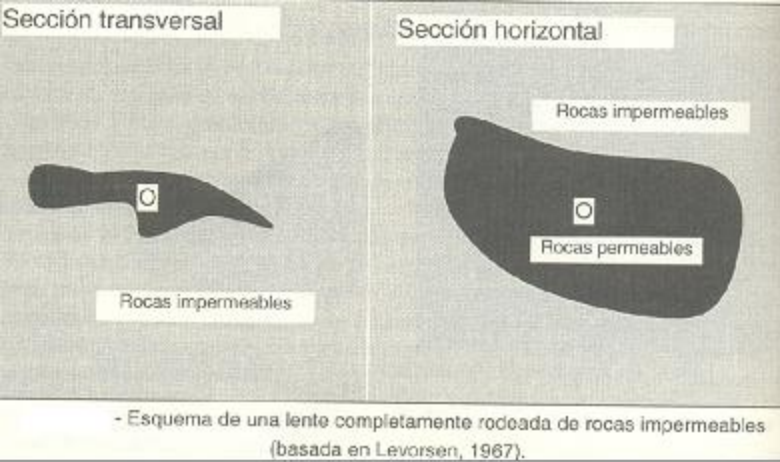
$\Phi = 22.6\%$
 $S_{wi} = 30.3\%$

Color and shading indicate net pay as shown in the map's legend. The hatched pink polygons are areas where OOIP was calculated including only productive zones.

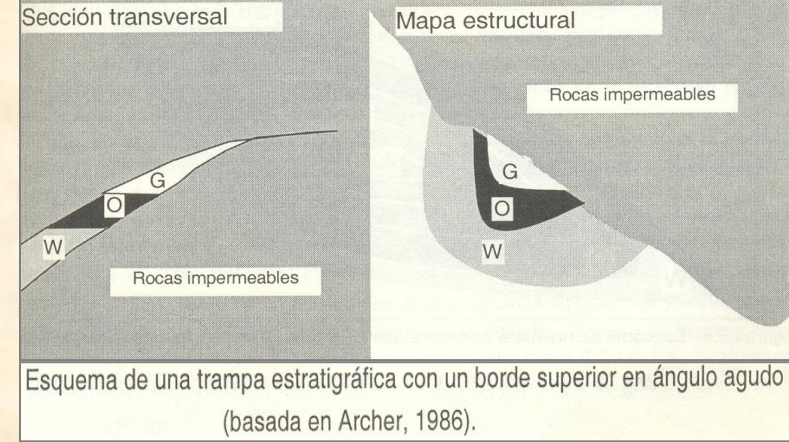


Un reservorio petrolífero está confinado por límites:



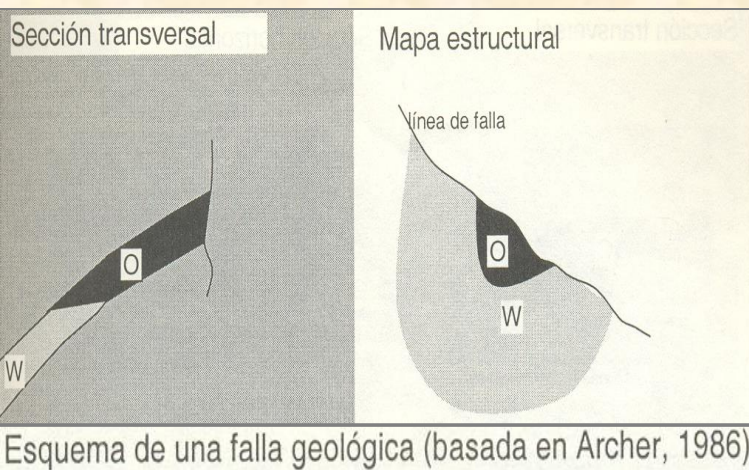


LIMITES FÍSICOS

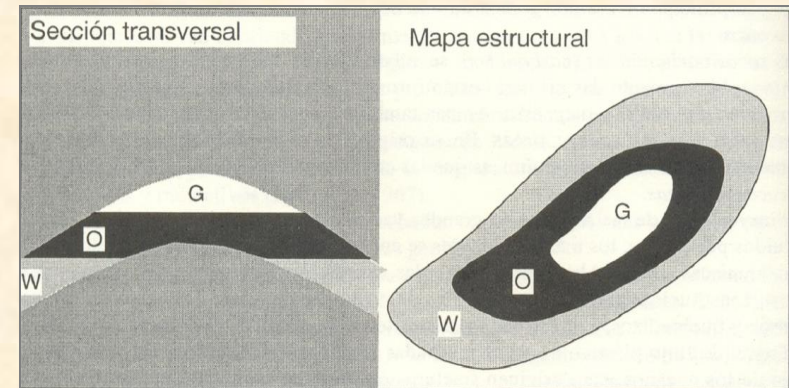


- **estratigráficos:** por cambios o desaparición de la S_o , ϕ , k
- **estructurales:** es decir por algún accidente geológico (anticlinal, fallas, discordancias, etc.)
- **efecto combinado** de estos parámetros.

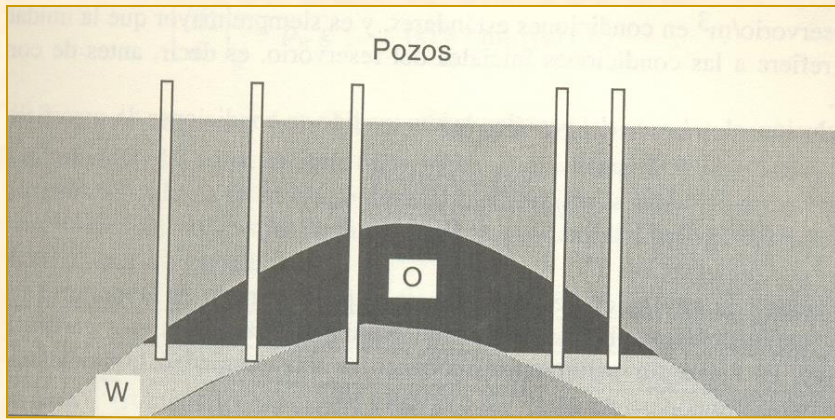
Bidner Cap. 1



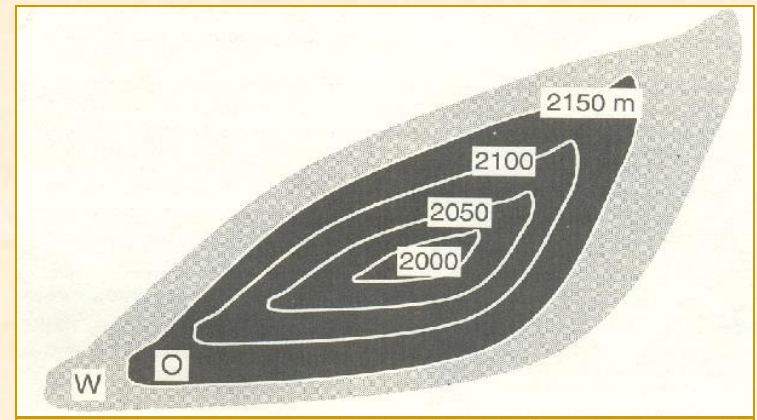
■ roca impermeable o "sello"



Trampas estructural - Anticlinal MLC 7-17



Esquema de la sección transversal del reservorio con cinco pozos en la zona petrolífera

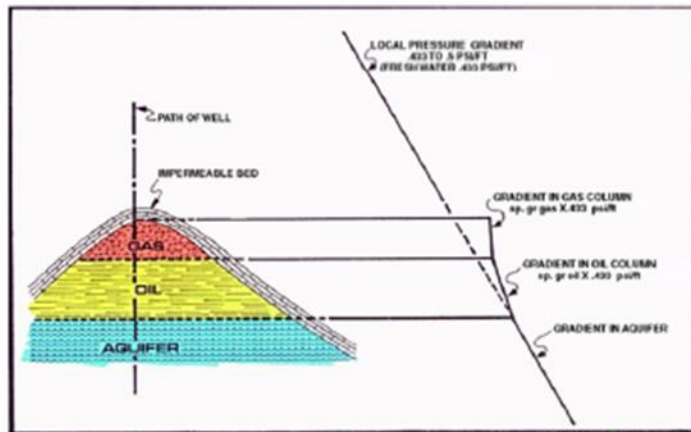


a - Esquema de un mapa estructural del tope del reservorio, con sus líneas de nivel (basada en Dake, 1978).

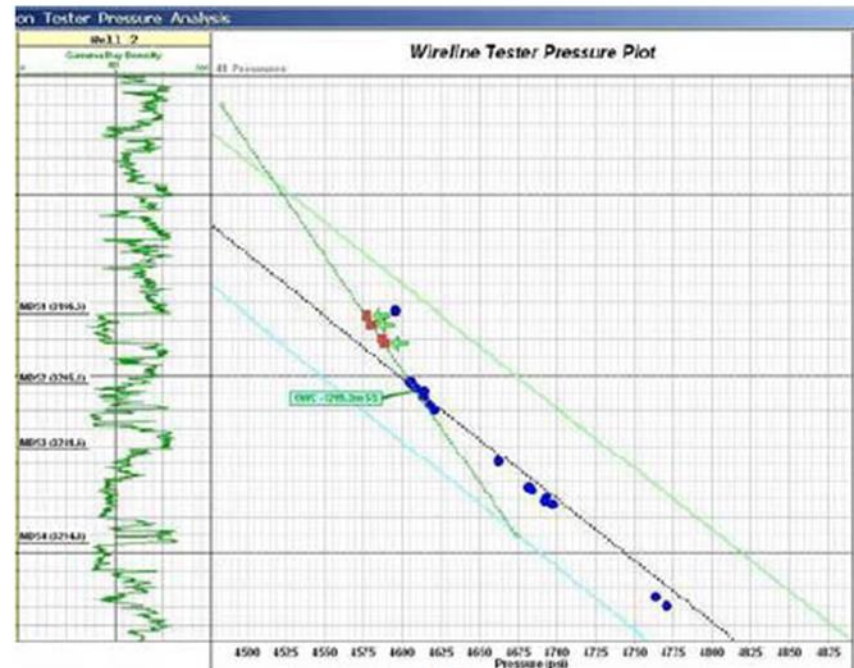
El primer problema del reservorista es det. la **línea de contacto agua-petróleo (CAP)** para poder calcular el volumen de roca que contiene HC. En los pozos laterales, el CAP es encontrado mediante perfilajes y en este pozo central, analizando los gradientes de presión en el fluido. Conocido el CAP, se calcula el volumen de roca reservorio, V .

Antes de las computadoras, se medía el área encerrada entre dos curvas isopáquicas. Y se repetía el procedimiento para todas las líneas. Se utilizaba un planímetro (Smith, Tracy y Farrar, 1992).

Contactos de Fluidos Gradientes de Presión



<http://blogs.bakerhughes.com/reservoir/2011/04/09/formation-testing-part-ii-of-iii/>



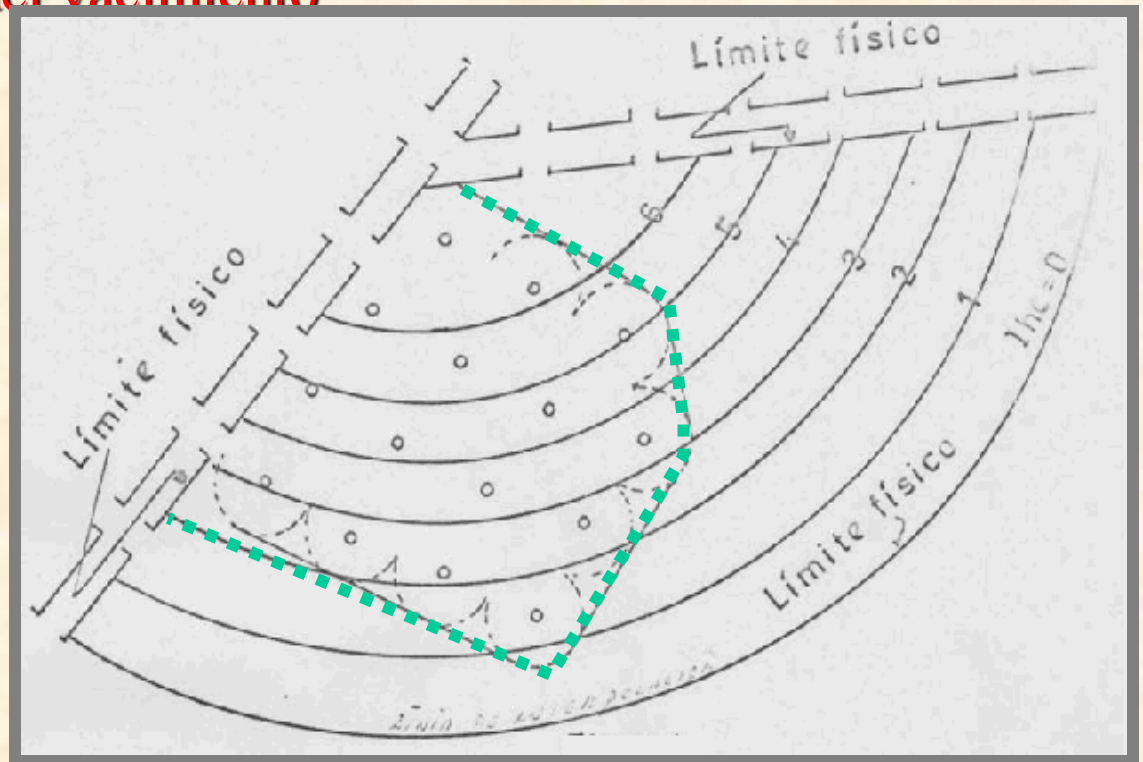
<http://geoscience-software.com/FITPressureAnalysis.aspx>

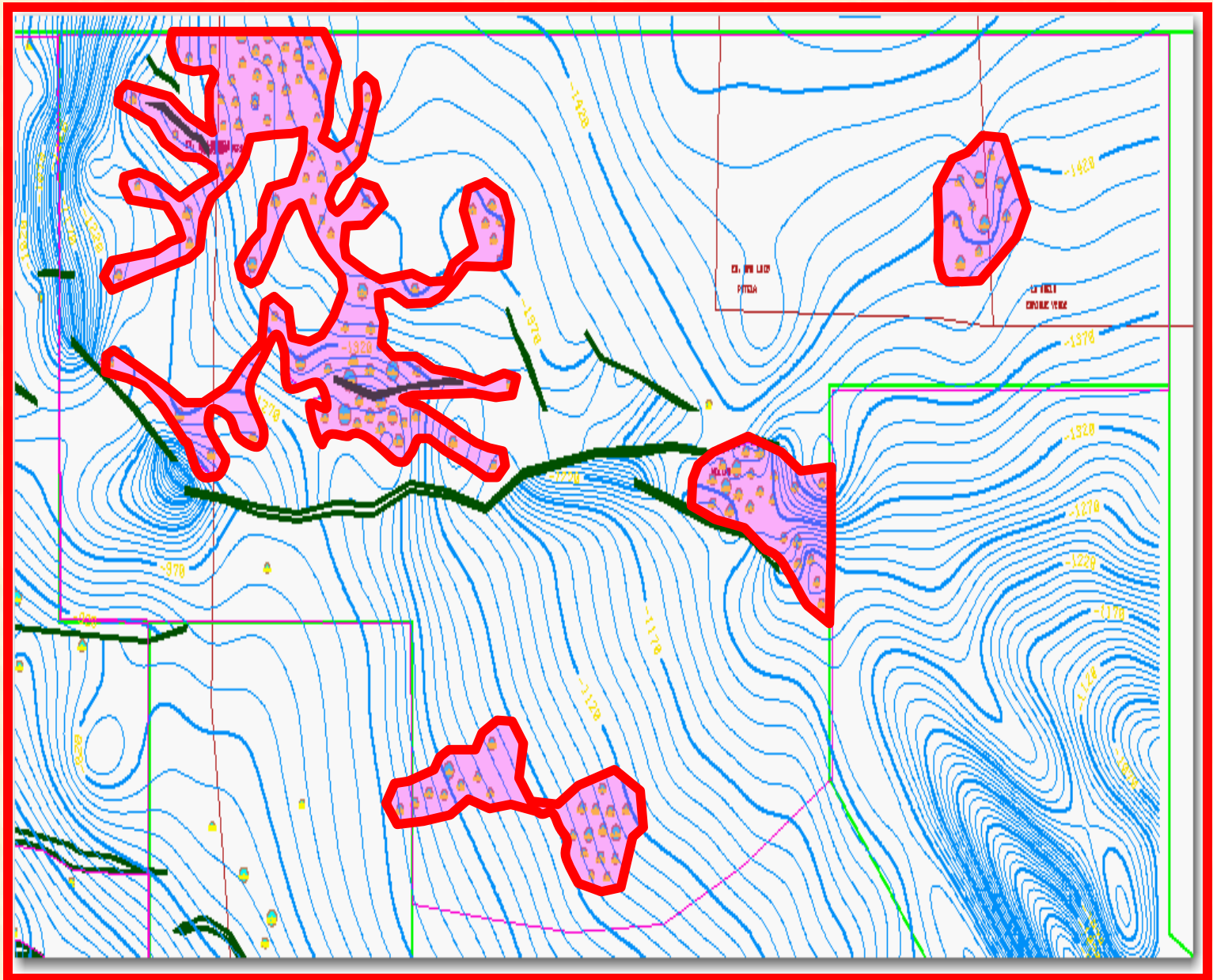
LIMITE CONVENCIONAL

Se establecen de acuerdo con el grado de exactitud de los datos o de conformidad con las normas establecidas. Si el "límite físico" del yacimiento queda a una distancia menor de un espaciamiento entre pozos, del pozo productor situado mas al exterior, se deberá considerar el limite físico.

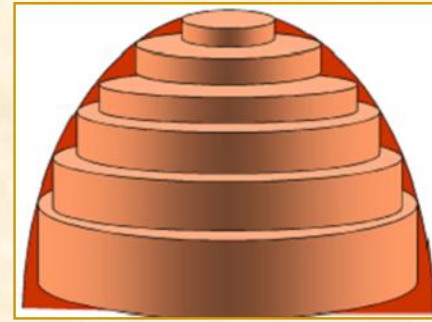
Si el "límite físico" se encuentra a una distancia "mayor de un espaciamiento entre pozos del vacimiento"

se fija como límite convencional a la poligonal formada por las tangentes a las circunferencias trazadas con el radio de drenaje a los pozos situados mas al exterior que resultaron productivos.





Cálculo antiguo del volumen de roca en función del área entre dos líneas de contorno del mapa isopáquico neto productivo

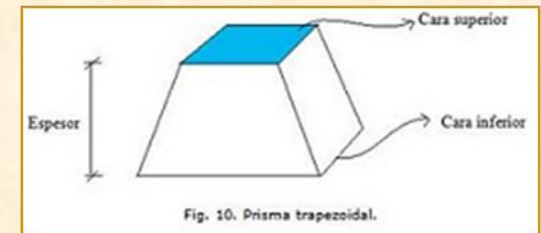


1.-Regla piramidal: : cada corte es un tronco de pirámide de altura h

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} \left(A_j + \sqrt{A_j + A_{j+1}} + 2A_{j+1} + \sqrt{A_{j+1} + A_{j+2}} + 2A_{j+2} + \dots + \sqrt{A_{j+(n-1)} + A_{jn}} + A_{jn} \right)$$

2.- Regla trapezoidal: cada corte es un trapecoide de altura h

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



Donde A_i : área encerrada por la línea de contorno “i” del mapa isopáquico
 A_0 : área encerrada por la línea de CAP
 h : intervalo de las curvas de nivel

Pirson propone dos cálculos para el extremo del trapezoide :

A) Cálculo pesimista, como si fuera el vol. de una pirámide:

$$\left(\Delta V_b \right)_{\text{sup}} = \frac{A_n * h_n}{3}$$

h_n : distancia vertical entre la línea de contorno del tope y el punto mas alto del reservorio

A_n : área de la línea de contorno mas altas

B) Cálculo optimista, como si fuera el volumen de un segmento esférico:

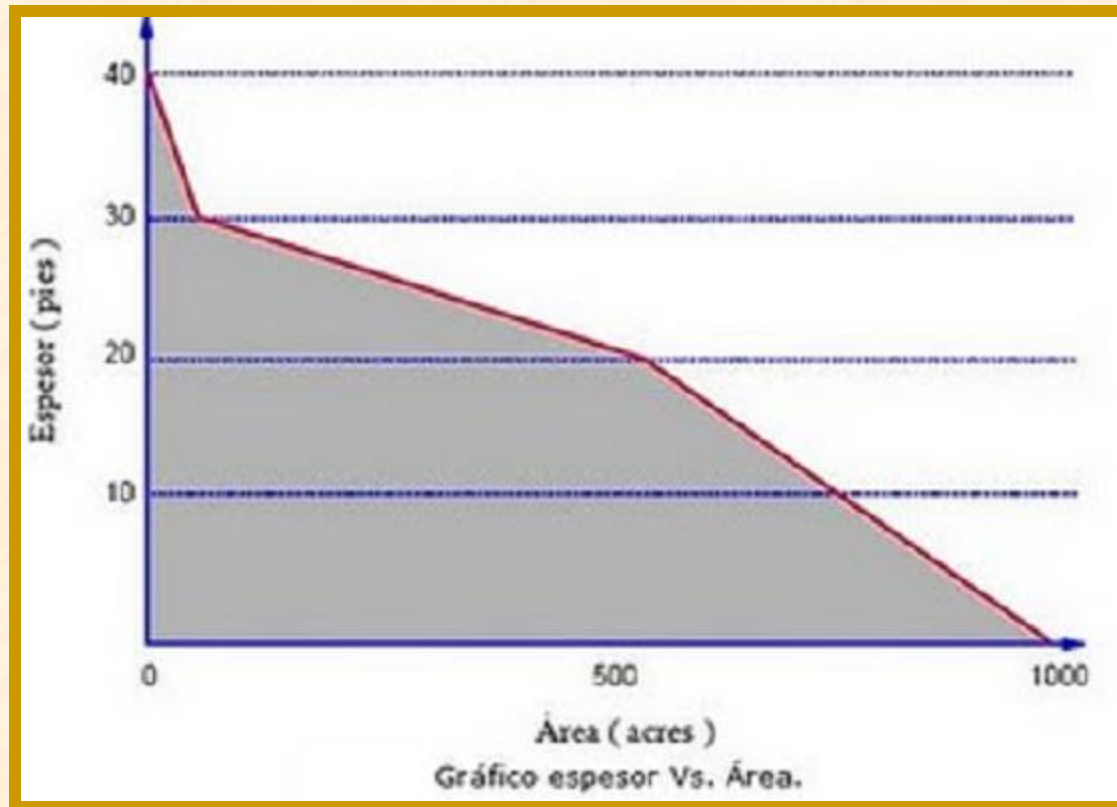
$$\left(\Delta V_b \right)_{\text{sup}} = \frac{\pi * h_n^3}{6} + \frac{A_n * h_n}{2}$$

Craft y Hawkins proponen usar:

Regla de la pirámide siempre que la relación entre las dos áreas $< \phi = 0.5$;

Regla del trapezoidal para la relación entre las dos áreas sucesivas > 0.5

3.- Método Gráfico: consiste en construir un gráfico de espesor vs. área, y por cálculos matemáticos, determinar el área bajo la curva lo que nos arrojará el volumen de roca de la estructura en estudio. Es necesario tener un mapa isópaco trazado y uno estructural para poder hallar un perfil representativo de la estructura.



Actualmente los mapas geológicos se cargan en la computadora. Y el cálculo del volumen de roca impregnada con hidrocarburos se realiza con un programa adecuado.

El producto $V\phi$, constituye el volumen poral del reservorio.

RESERVAS

Y

RECURSOS

Las reservas son los cimientos de los bienes con los cuales la compañía está construida.

Si la compañía no encuentra más HC o mejores formas de extraerlo, entonces comienza su achicamiento y la futura salida del negocio petrolero.



La salud de una compañía de HC reside en la *Relación de Reemplazo de Reservas*

Si la compañía no reemplaza las reservas más rápido que el crecimiento de la producción tenderá a su desaparición.

- ***La primera razón por la cual se necesitan normas estandarizadas es porque, en general, cada país adopta las que mejor considera de acuerdo a sus criterios de categorización de las reservas.***
- ***La determinación de las Reservas implica un cálculo económico en el proceso de estimación de las mismas, además deben tener una razonable certeza de existir y el compromiso de ser desarrolladas.***

RESERVAS Y RECURSOS

DEFINICIONES SEGÚN

- **SEC**
 - **U.S. Securities & Exchange Commission.**
- **SPE / WPC / AAPG**
 - **Society of Petroleum Engineers.**
 - **World Petroleum Congress.**
 - **Association American of Petroleum Geologist.**
- **SEN**
 - **Secretaría de Energía de la Nación Argentina**

HISTORIA

- **1935**
 - **API (American Petroleum Institute)**
- **1987**
 - **SPE Y WPC** trabajando independientemente definen a las reservas con similares términos.
- **1994 - 1997**
 - **SPE y WPC** a trabajan en conjunto y dan a conocer las **“Definiciones de Petróleo SPE/WPC”**. las definiciones dadas eran una guía que permitirían efectuar comparaciones de volúmenes de petróleo entre distintas compañía y países.
Reconocieron distintas técnicas matemáticas sin excluir los métodos probabilísticos para la evaluación de las reservas.
Aceptaron que las definiciones de reservas no son estáticas y, por lo tanto, pasibles de modificación.

- **1999**
 - **SPE Y WPC** trabajan para definir los recursos. (acumulaciones de petróleo no comerciales al momento de las evaluaciones)
- **2000**
 - **SPE , WPC y AAPG** dan a publicidad “**Clasificación y Definiciones de los Recursos de Petróleo SPE/WPC/AAPG**”
- **2006**
 - **Resolución SEN N° 324/2006** establece, cómo, cuándo y quiénes certificarán las reservas de las Concesiones de HC en Argentina. Basada en **SPE/WPC/AAPG**.

LOS REPORTES DE RESERVAS SE REALIZAN PARA:

- ***Los accionistas de la empresa, los potenciales inversores, la solicitud de créditos, etc. (SEC).***
- ***Información interna de la empresa (SPE / WPC).***
- ***Cumplimentar con normativas gubernamentales (Leyes, Decretos, Resoluciones, etc.; SEN en Argentina)***

- Los accionistas de una empresa no aceptan incertidumbres, por lo tanto, las **Reservas Probadas** son las únicas definidas para la **SEC**.
- Este criterio es demasiado conservador para la **SPE/WPC/AAPG** y por lo tanto, definieron las **Reservas Probables y Posibles**.

SEC: DEFINICIONES (REGLAMENTO S-X - ARTÍCULO 4-10)

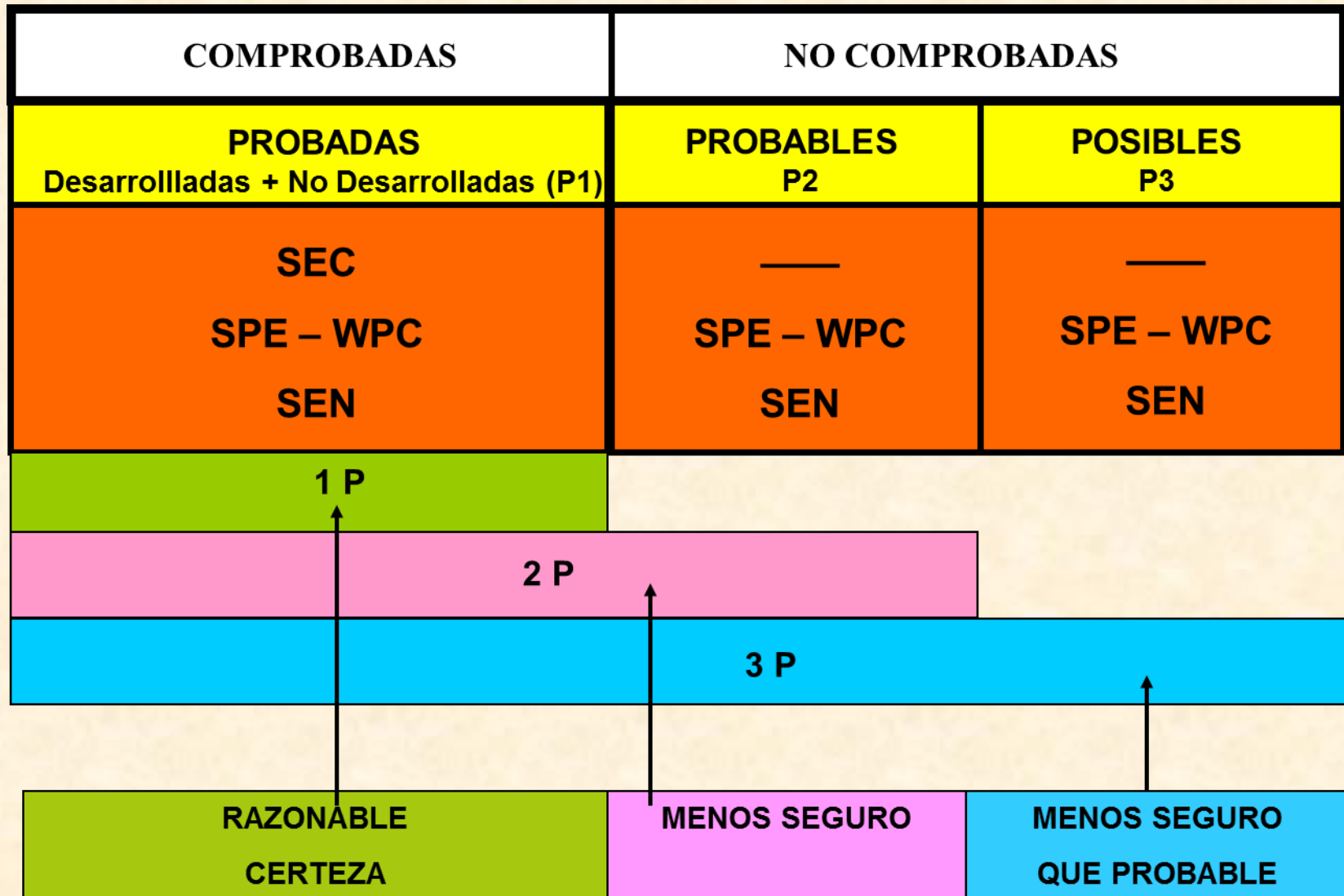
- **Las reservas probadas de petróleo y gas son:**

Volúmenes de petróleo, y gas estimados mediante:

- ✓ **Datos de geología e ingeniería con certeza razonable (uso exclusivo de datos de testigos o perfiles).**
- ✓ **A recuperar en los próximos años.**
- ✓ **Procedentes de reservorios conocidos.**
- ✓ **Bajo condiciones operativas y económicas (precios y costos) existentes al momento de la evaluación.**

CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

Crece la Incertidumbre de Recuperación



DEFINICIÓN DE RESERVAS DADA POR LA RES. SEN 324/2006:

Son aquellos volúmenes estimados de HC líquidos y gaseosos, que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados en un futuro definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de cualquier método de recuperación mejorada.

CLASIFICACIONES DE LAS RESERVAS

1. Comprobadas o Probadas: se sub-clasifican, en:

1.1- desarrolladas : en producción y las cerradas

1.2- no desarrolladas (P1)

2. No Comprobadas o no probadas: son menos ciertas de ser recuperadas y para denotar el incremento progresivo de la incertidumbre en su recuperación se subclasifican en:

2.1- probables (P2)

2.2- posibles (P3)

Debido a la diferencia en la incertidumbre, se debe tener cuidado cuando se suman reservas de diferente clasificación.

Método de estimación:

I.- Determinístico : si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos.

II.- Probabilístico: el conocimiento geológico, de ingeniería y económicos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas.

RESERVAS COMPROBADAS O PROBADAS

Son aquellas reservas que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada.

Pueden usarse los Métodos de Estimación **Determinístico**. Tb. puede aplicarse el M. **Probabilístico**, en este caso donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un **90% de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación.**

- El cálculo de las reservas comprobadas se apoya en *ensayos de producción real o pruebas de la formación*.
- Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los *medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación*, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato.
- Las “condiciones económicas actuales” deben incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para el período estimado para las reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas.
- Las **RESERVAS COMPROBADAS** pueden ser clasificadas en: **DESARROLLADAS** y **NO DESARROLLADAS**.

RESERVAS COMPROBADAS DESARROLLADAS

Se estiman a la fecha por la evaluación de:

- a) Pozos perforados.
- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

RESERVAS COMPROBADAS NO DESARROLLADAS

Se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen razonable certeza que el mismo será ejecutado.

RESERVAS NO COMPROBADAS:

Son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las **mayores incertidumbres** técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquellas prevalecientes en el momento de la estimación.

Se dividen de acuerdo a la incertidumbre en dos categorías "**PROBABLES**" y "**POSIBLES**".

RESERVAS PROBABLES

Son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que **es más probable que sean producidas a que no lo sean.**

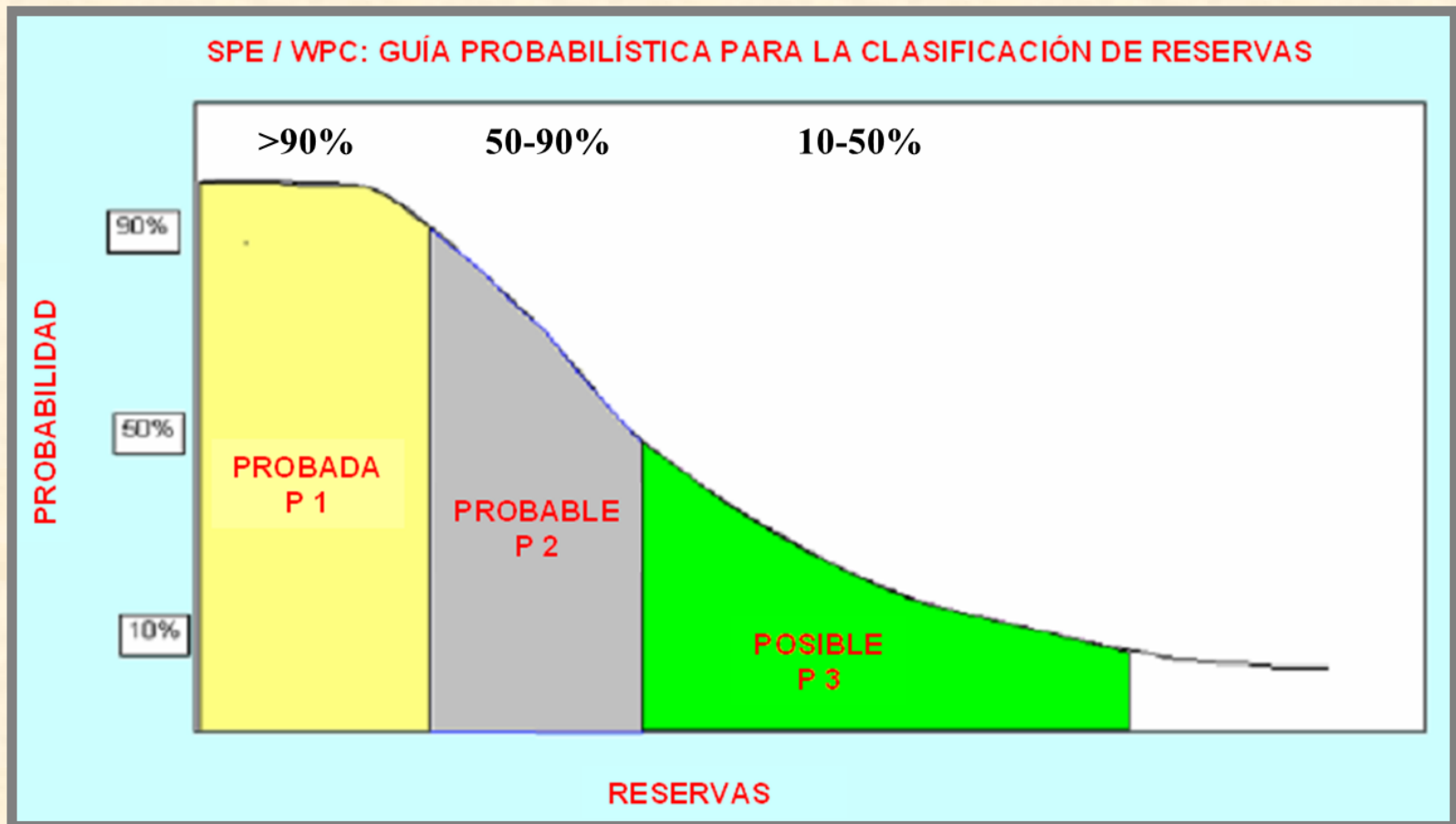
Las RESERVAS PROBABLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del 50% al 90%.

RESERVAS POSIBLES

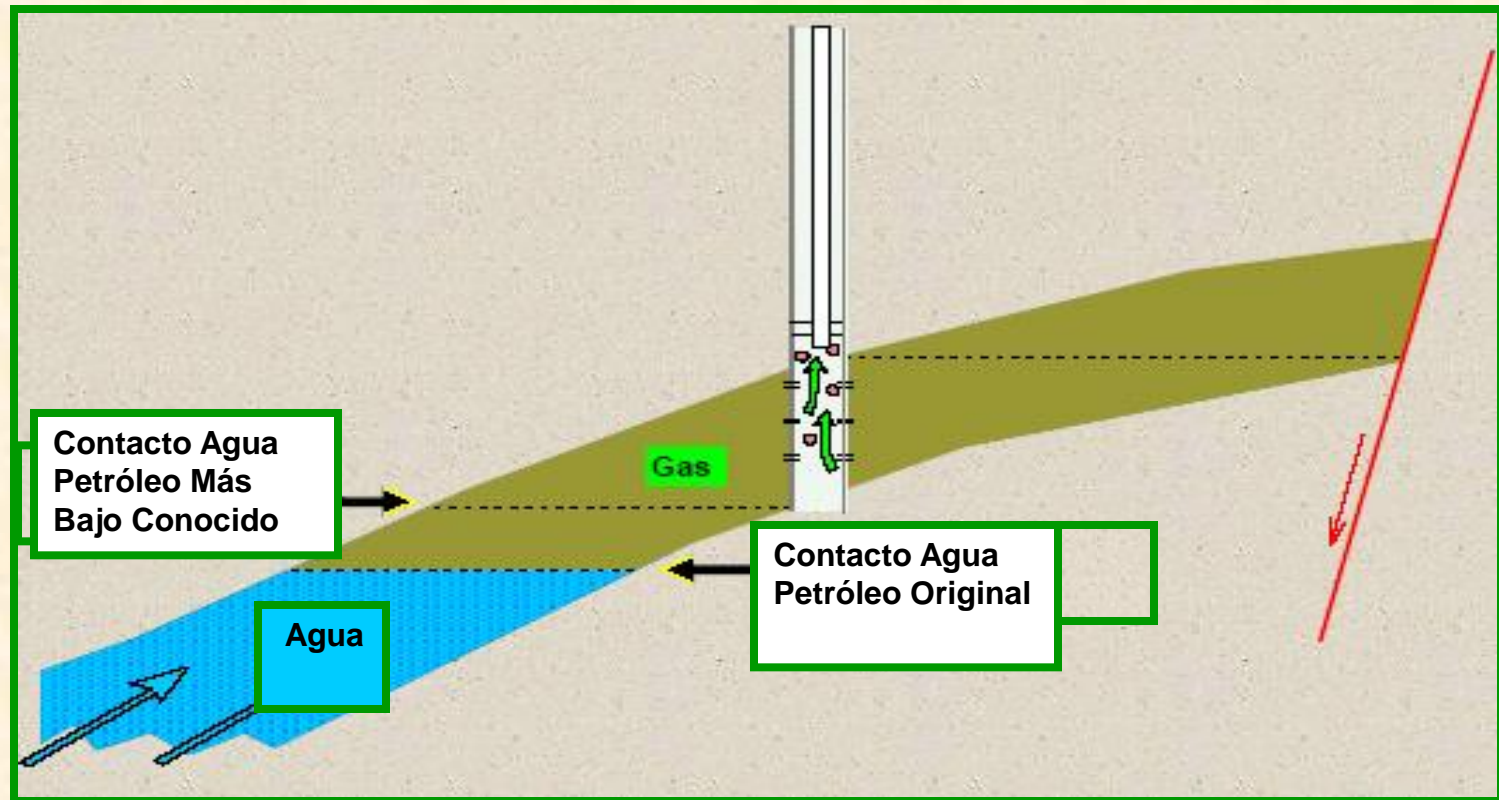
Son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES.

Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS POSIBLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del 10% al 50%

CLASIFICACIÓN SEGÚN MÉTODOS PROBABILÍSTICOS

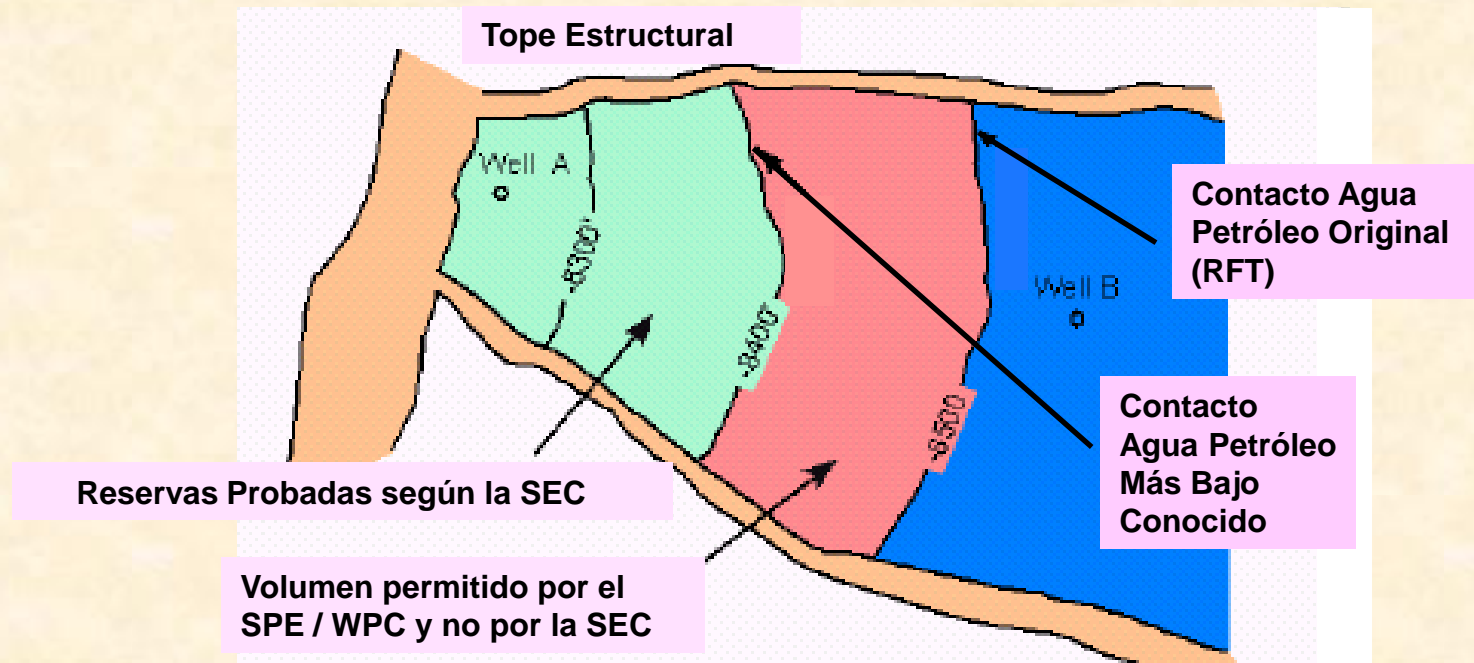


EJEMPLO DE LAS DIFERENCIAS EN LAS DEFINICIONES DE RESERVAS PROBADAS ENTRE SEC Y SPE / WPC



EJEMPLO DE LAS DIFERENCIAS EN LAS DEFINICIONES DE RESERVAS PROBADAS ENTRE SEC Y SPE / WPC

Determinación más baja de hidrocarburos conocidos



Vista en Planta del Reservorio

Las reservas probadas por el SPE son el doble de las de la SEC, en este ejemplo.

RECURSOS

- Son las cantidades de petróleo y/o gas contenidas en reservorios que son **actualmente subcomerciales**.
- La duda surge respecto al tiempo que un proyecto de desarrollo de explotación tarde en ser puesto en práctica, para declarar a la acumulación como reservas no probadas o recursos. Generalmente **se toman 5 años como base, si el desarrollo excede ese tiempo será clasificada como recursos**.

RECURSOS

Los recursos se clasifican en:

- **CONTINGENTES:** Volúmenes de petróleo estimados a ser potencialmente recuperados, a partir de una determinada fecha, de acumulaciones conocidas pero que *actualmente no son comerciales*.
- **Prospectivos:** Volúmenes de petróleo estimados a ser potencialmente recuperados, a partir de una determinada fecha, *de acumulaciones no descubiertas*.

Estimación de Reservas

Métodos

- Métodos Análogos/Estadísticos

Se basan en analogías con áreas ya desarrolladas.

- Métodos Volumétricos

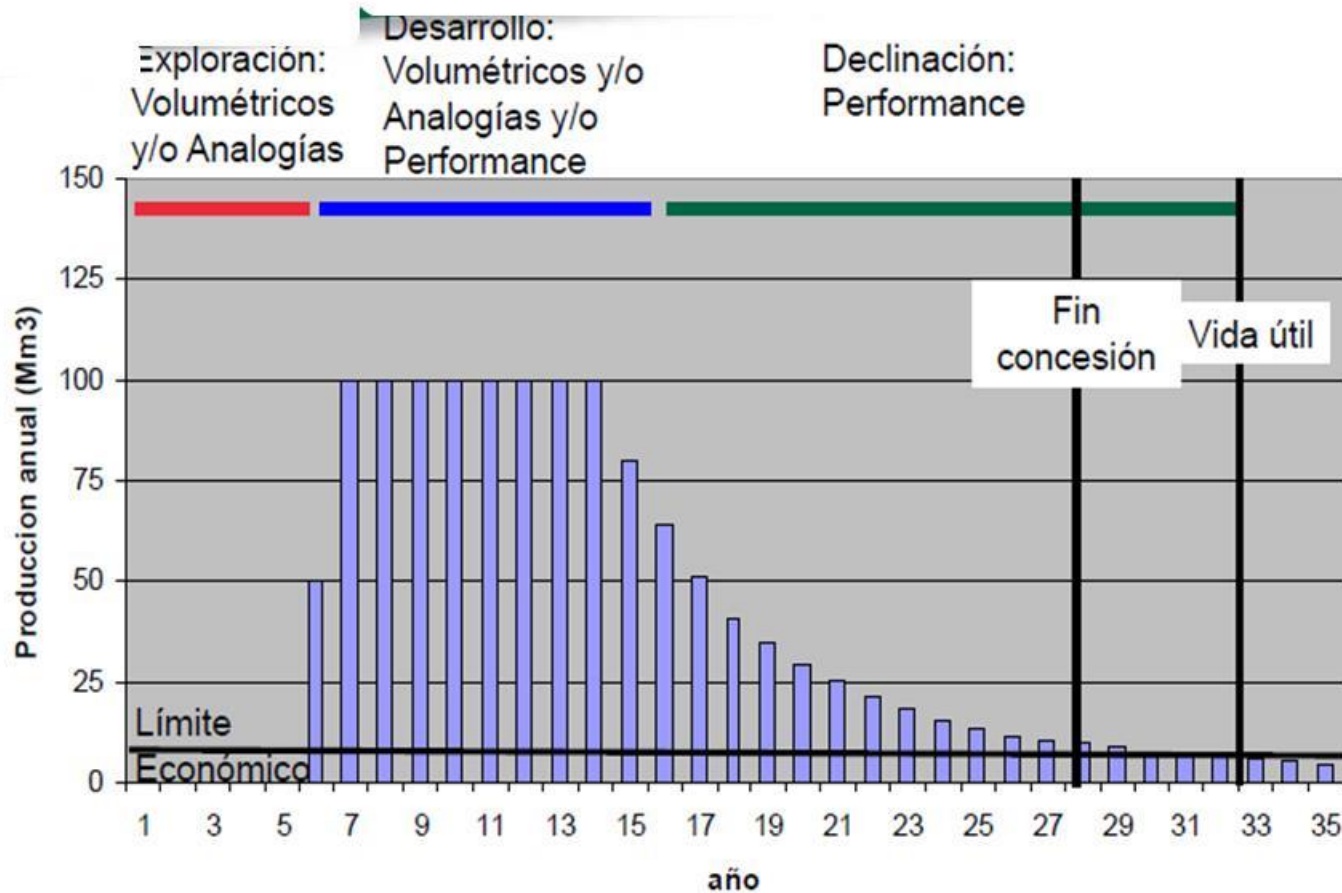
Se basan en estimar el volumen de hidrocarburos in situ (POIS-GOIS) y su factor de recuperación.

- Métodos de Performance (métodos “dinámicos”)

Se basan en predecir el comportamiento futuro de un campo en base a su historia de producción y su historia de presiones

- Combinación de métodos

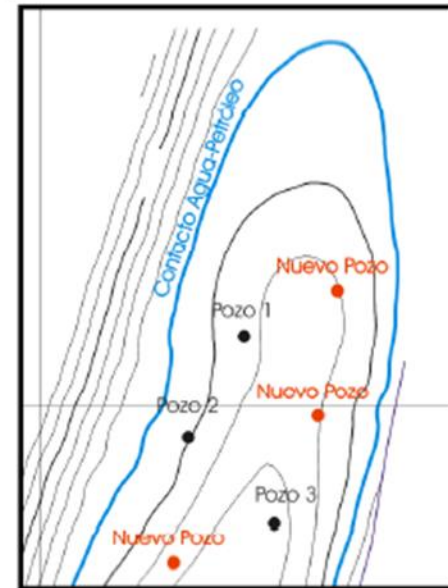
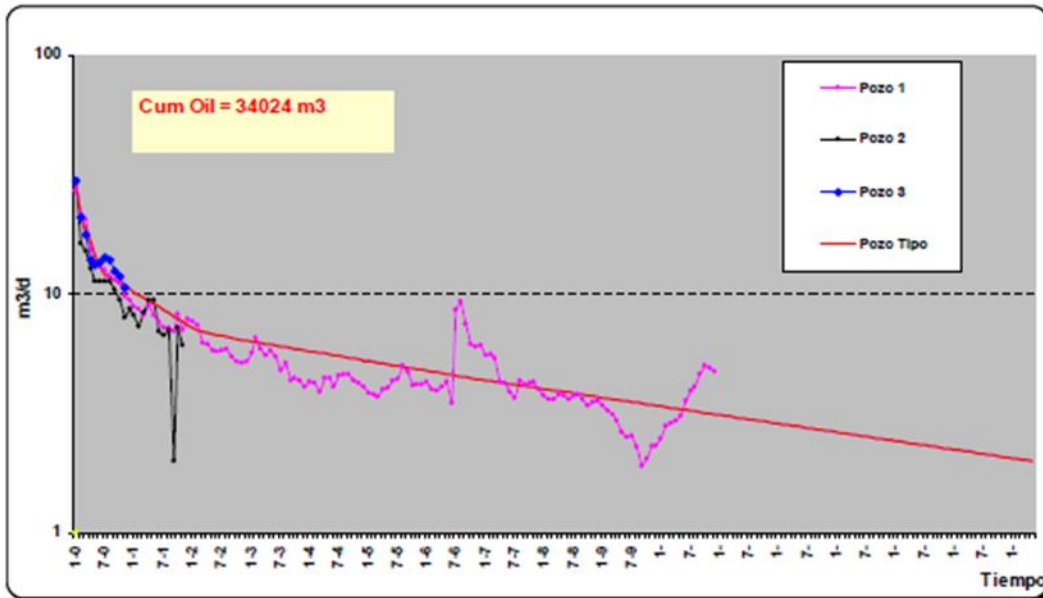
¿Cuándo utilizar cada método?



Métodos Analógicos/Estadísticos

Pozo Tipo

Un ejemplo de estos métodos es el Pozo Tipo. En algunos casos, cuando realizar cálculos volumétricos no es posible, en la etapa de desarrollo se utiliza el método del Pozo Tipo para la estimación de reservas asociadas a nuevas perforaciones.

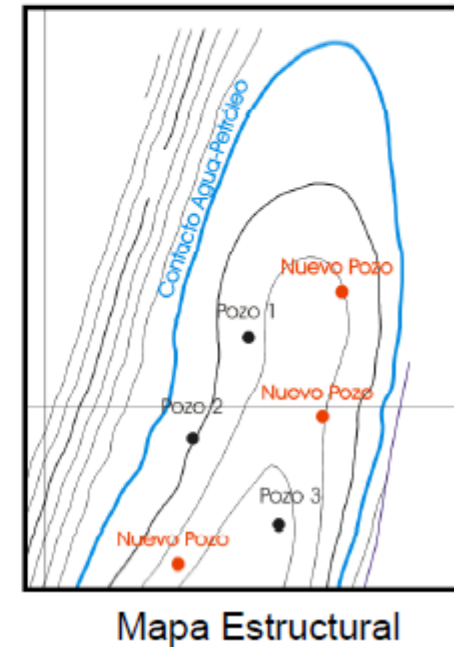
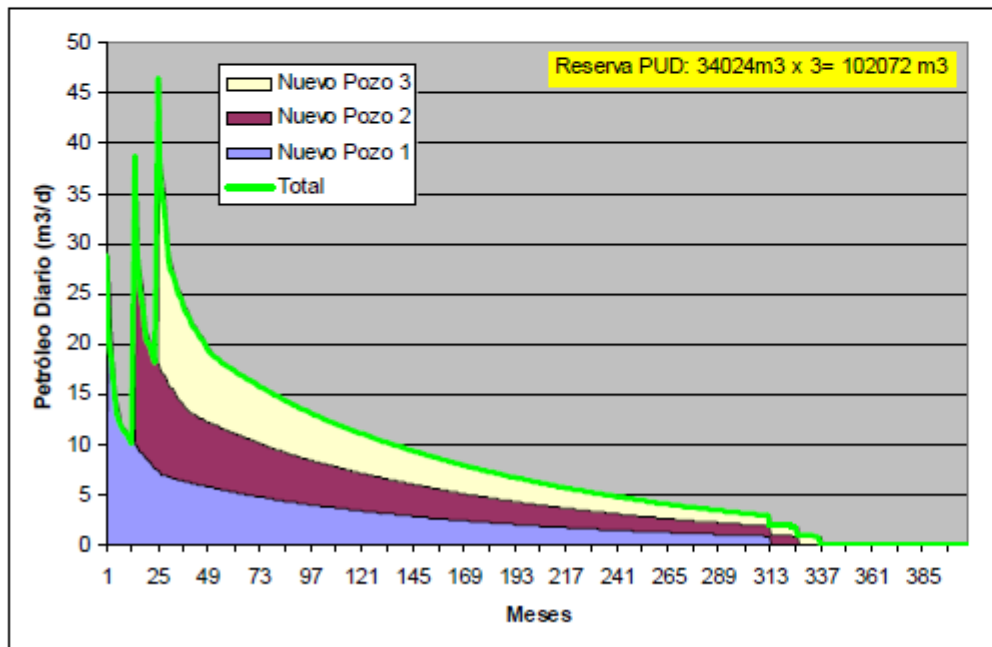


Mapa Estructural

Métodos Analógicos/Estadísticos

Pozo Tipo

Un ejemplo de estos métodos es el Pozo Tipo. En algunos casos, cuando realizar cálculos volumétricos no es posible, en la etapa de desarrollo se utiliza el método del Pozo Tipo para la estimación de reservas asociadas a nuevas perforaciones.



Métodos Volumétricos

1 Métodos Determinísticos

- Solución única en base a la información de subsuelo disponible (*mejor estimación, best estimate*).
- No refleja probabilidad de ocurrencia

2 Métodos Probabilísticos

- Múltiples soluciones distribuidas en forma probabilística
- Refleja probabilidad de ocurrencia

Métodos Volumétricos Determinísticos

Estimación de Reservas

Reservas

$$\text{EUR petróleo} = \text{POIS} * \text{FR}$$

$$\text{EUR gas} = \text{GOIS} * \text{FR}$$

$$\text{Reservas de petróleo} = \text{EUR petróleo} - N_p$$

$$\text{Reservas de gas} = \text{EUR gas} - G_p$$

FR: factor de recuperación

EUR: *estimated ultimate recovery*

N_p: producción acumulada de petróleo

G_p: producción acumulada de gas

Factores de Recuperación Típicos

Drive Mechanism	Expected Recovery (%)		Remarks*
	Oil Reservoirs	Gas Reservoirs	
Oil expansion**	2 to 5		Higher recoveries reported.
Gas expansion		70 to 95	As low as 30% in low-permeability reservoirs; lower in tight gas reservoirs.
Solution gas	10 to 30		
Gas cap	20 to 50		Higher recovery efficiency generally associated with effective gravity segregation.
Water drive	25 to 50	45 to 70	As low as 10% for thin oil columns; occasionally as high as 70%, or higher.*
Gravity segregation	30 to 70		

* These remarks include DeSorc's [1979] plus the author's.

** Includes effects of rock compressibility.

* In the East Texas field (U.S.), for example, oil recovery efficiency is anticipated to be 90% of OIP. However, a recovery efficiency this high is very unusual and is not likely to be observed elsewhere.

Métodos Volumétricos Probabilísticos

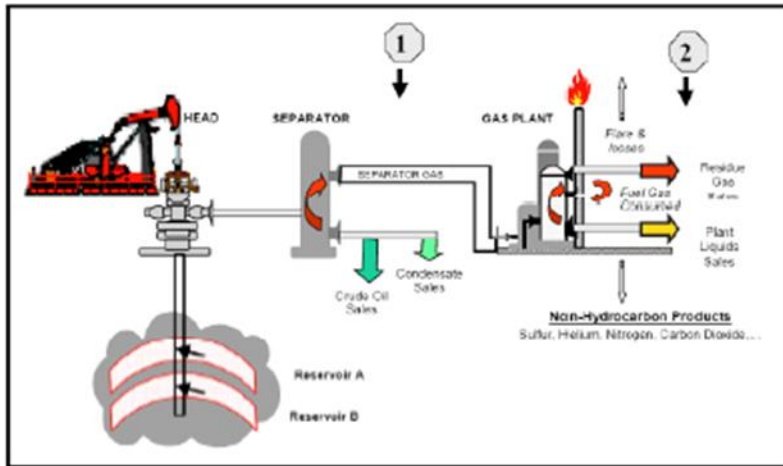
- Este método se utiliza en escenarios de alto grado de incertidumbre, ya sea para la estimación de reservas, como para la evaluación de proyectos exploratorios.
- Consiste en obtener una distribución de valores a partir de definir una serie de rangos de valores y sus probabilidades de ocurrencia.
- En base a la información disponible y al conocimiento que se tenga del área, se generan distribución probabilísticas para todos aquellos parámetros que presentan algún nivel significativo de incertidumbre.
- Herramientas
 - @Risk
 - Simulación de Montecarlo
 - Crystall Ball

¿Qué significa “económicamente producibles”?

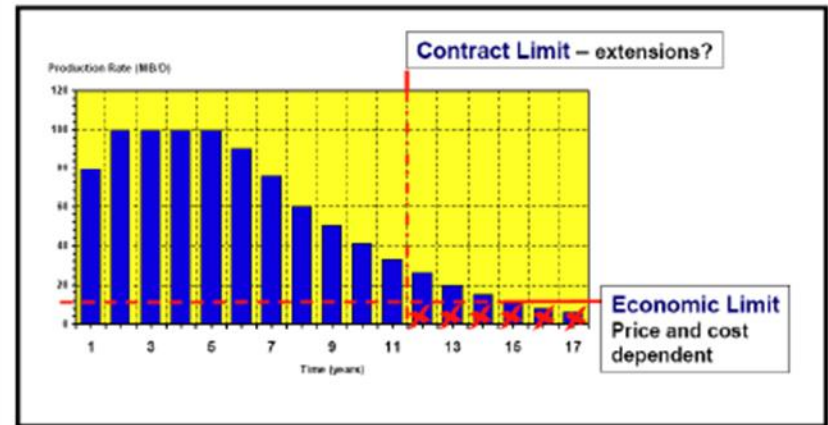
Límite Económico

Flujo de Caja Positivo

Flujo de Caja Negativo



$$\Sigma \text{ ingresos} - \Sigma \text{ egresos} > 0$$



$$\Sigma \text{ ingresos} - \Sigma \text{ egresos} < 0$$

Flujos de Caja (cash flow)

Año	Perfil de Producción		Ventas		Total M\$	Regalías M\$	Impuestos M\$	Opex M\$	Capex M\$	Costo Ab. M\$	Flujo Caja M\$
	Petróleo Mm ³	Gas MMm ³	Petróleo M\$	Gas M\$							
2011					0			1000	30000		-31000
2012	27,8	250,0	8736	22712	31448	3774	943,4	2069	20000		4662
2013	27,5	250,0	8649	22712	31361	3763	940,8	2051	20000		4605
2014	27,2	250,0	8562	22712	31274	3753	938,2	2034	20000		4549
2015	27,0	250,0	8477	22712	31189	3743	935,7	2017	20000		4494
2016	26,7	250,0	8392	22712	31104	3732	933,1	2000	10000		14439
2017	26,4	250,0	8308	22712	31020	3722	930,6	1983	10000		14384
2018	26,2	250,0	8225	22712	30937	3712	928,1	1966	10000		14330
2019	25,9	250,0	8143	22712	30855	3703	925,6	1950	10000		14277
2020	25,6	250,0	8061	22712	30773	3693	923,2	1934	22000		2224
2021	23,3	250,0	7336	22712	30048	3606	901,4	1789			23752
2022	21,2	227,5	6675	20668	27343	3281	820,3	1628			21614
2023	19,3	207,0	6075	18808	24882	2986	746,5	1481			19669
2024	16,4	188,4	5163	17115	22279	2673	668,4	1450	8000		9487
2025	14,0	171,4	4389	15575	19964	2396	598,9	1398			15571
2026	11,9	156,0	3731	14173	17904	2148	537,1	1247			13971
2027	10,1	142,0	3171	12897	16068	1928	482,1	1117			12541
2028	8,6	129,2	2695	11737	14432	1732	433,0	1005			11262
2029	7,3	117,6	2291	10680	12971	1557	389,1	909			10116
2030	6,2	107,0	1947	9719	11667	1400	350,0	827			9090
2031	5,3	97,4	1655	8844	10500	1260	315,0	756			8169
2032	4,5	88,6	1407	8048	9455	1135	283,7	695			7342
2033	3,8	80,6	1196	7324	8520	1022	255,6	643			6599
2034	3,0	73,4	957	6665	7622	915	228,6	586			5893
2035	2,4	66,8	765	6065	6830	820	204,9	539			5267
2036	1,9	60,8	612	5519	6132	736	183,9	501			4711
2037	1,6	55,3	490	5022	5512	661	165,4	469			4216
2038	1,2	50,3	392	4570	4962	595	148,9	443			3775
2039	1,0	45,8	314	4159	4473	537	134,2	422			3380
2040	0,8	41,7	251	3785	4036	484	121,1	404			3027
2041	0,6	37,9	201	3444	3645	437	109,3	389	24000		-21291
Total	405	4644	127266	421939	549204	65904	16476	37699	204000	241699	445699

Plan de Inversiones (capex, capital expenditure)

- Toda estimación de reservas está asociada a un plan de inversiones.
- Todo m³ a producir debe ser consecuencia de una inversión realizada o a realizar.

Año	Capex M\$	Concepto
2011	30000	Planta de Tratamiento
2012	20000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 2 pozos
2013	20000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 2 pozos
2014	20000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 2 pozos
2015	20000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 2 pozos
2016	10000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 1 pozo
2017	10000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 1 pozo
2018	10000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 1 pozo
2019	10000	Perforación, terminación y líneas de conducción de 1 pozo
2020	22000	Planta Compresora de Media Presión
2021		
2022		
2023		
2024	8000	Planta Compresora de Baja Presión
2025		
2026		
2027		
2028		
2029		
2030		
2031		
2032		
2033		
2034		
2035		
2036		
2037		
2038		
2039		
2040		
2041	24000	Abandono de 15 pozos
Total	204000	

Cuáles son las inversiones a considerar?

- Perforación de Pozos
- Terminación y Reparación de pozos
- Sistemas de Extracción
- Instalaciones de superficie
- Compresores
- Líneas de Conducción
- Gasoductos, oleoductos, acueductos
- Plantas inyectoras de agua
- Adquisición de sísmica / registros geof.
- Estudios de Geol & Geof (laboratorio, trabajos de campo, etc).

Gastos Operativos (opex, operative expenditure)

Los gastos operativos corresponden a todas las erogaciones necesarias para la operación de un yacimiento:

Los opex tienen una componente fija y una componente variable asociada a la producción.

Se clasifican en:

Field Lifting Cost (vinculados en forma directa a la operación)

Non Field Lifting Cost (vinculados en forma indirecta a la operación)

Incluye varios tipos de gastos:

- Salarios
- Consumos internos de energía
- Servicios de Pozo
- Mantenimiento de Equipos
- Gastos Edilicios
- Transporte de personal

Cuando los ingresos generados por un pozo o conjunto de pozos son menores a sus costos operativos asociados, se alcanza el límite económico.

Regalías e Impuestos

Precios

Regalías e impuestos

- En los flujos de caja deben descontarse como egresos tanto los pagos de regalías a las provincias, así como también todo impuesto asociado a la actividad extractiva (retenciones, impuesto a las ganancias, etc)

Precios del gas y del petróleo

- Los flujos de caja deben ser realizados de acuerdo a los precios vigentes, ya sea de mercado o regulados por el estado, tanto de petróleo como de gas.
- En el caso de las reservas probadas de gas, deben estar asociadas a un contrato de venta.

Resumen Final

- Los volúmenes de hidrocarburos a recuperar deben estimarse en base a la integración de todo el conocimiento del subsuelo (geología, geofísica, ingeniería de reservorio) que se tiene del área.
- De acuerdo a la cantidad y calidad de información disponible, se utilizarán diferentes métodos para estimar las reservas y sus pronósticos de producción asociados.
- Toda estimación de reservas presenta un grado de incertidumbre. Esto queda reflejado en la categorización de las reservas: probadas, probables y posibles.
- Toda estimación de reservas debe estar asociada a un plan de inversiones.
- Toda estimación de reservas debe estar reflejada en un flujo de caja.
- Sólo aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya extracción generará flujos de caja positivos son considerados reserva.