

DRENAJE

El estudiante evalúa los mecanismos de drenaje del reservorio, para lograr el aprovechamiento máximo durante la explotación de esas energías naturales, dentro del marco de máxima rentabilidad contemplando el debido cuidado del medio ambiente.

UNIDAD 6 - RESERVORIOS I 2020

DRENAJE: OBJETO

- 1- Definir y estudiar los distintos mecanismos por los cuales los fluidos se mueven en el reservorio.**
- 2- Prever la evolución y utilización de las energías disponibles naturalmente para drenar los HC hacia cada pozo.**
- 3- Prever la evolución de la producción de HC y los parámetros: presión, RGP, RAP...**
- 4- Determinar los volúmenes recuperables de HC y la distribución de la producción en el tiempo.**

DATOS NECESARIOS

1- Presión estática

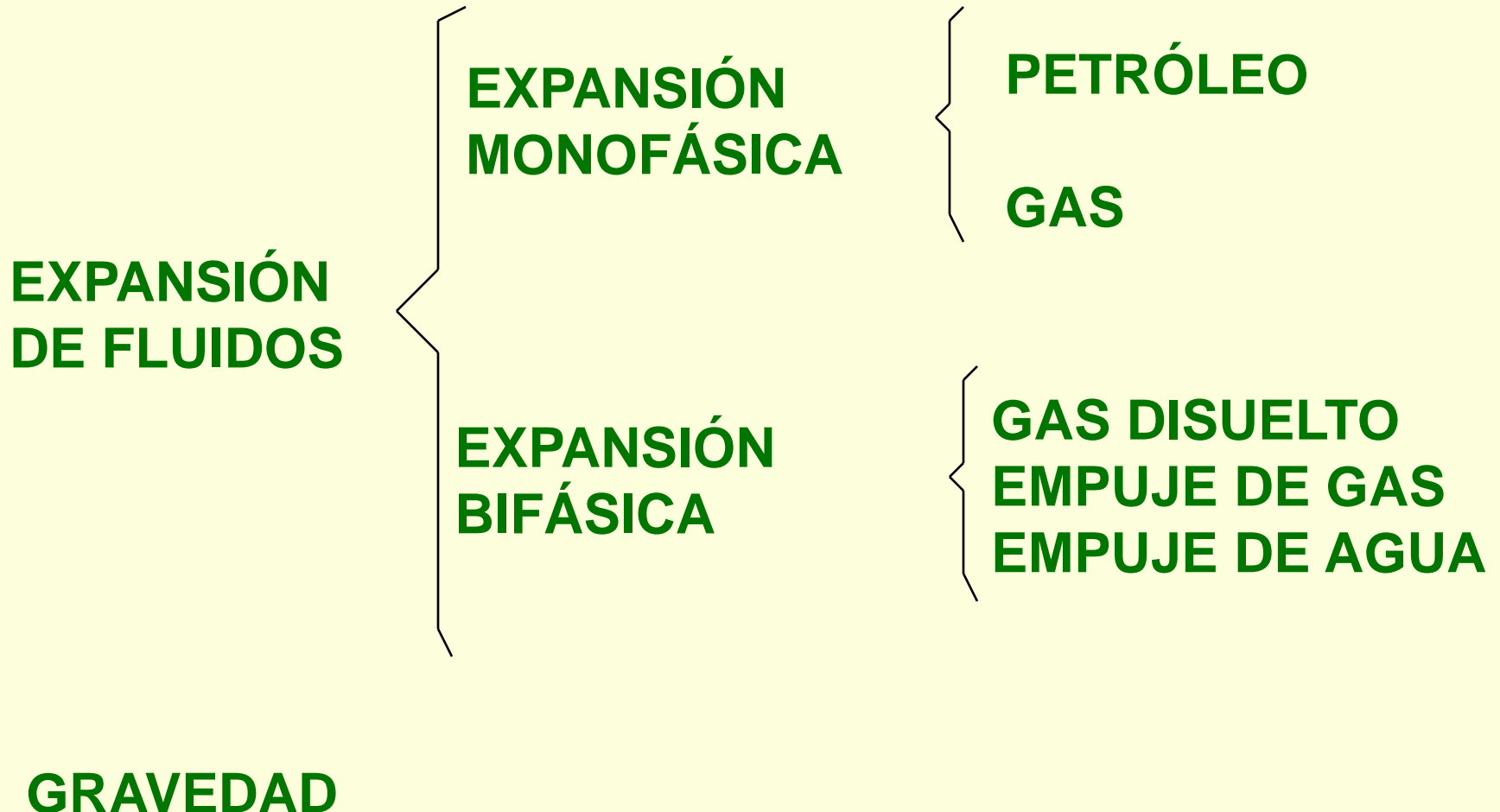
2- Estudios PVT de los distintos fluidos

3- Características físicas del reservorio (porosidad, permeabilidad relativas, presión capilar ...)

4- Características de producción del reservorio (RGP, caudal, régimen...)

TIPOS DE DRENAJE

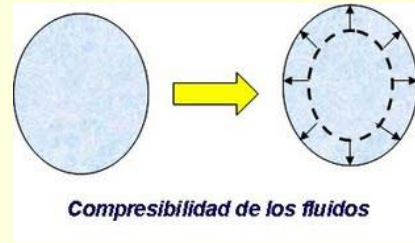
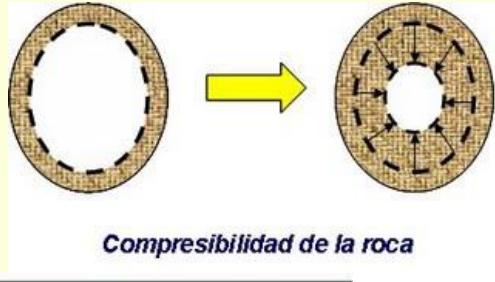
FUERZAS QUE ACTÚAN EN LOS YACIMIENTOS



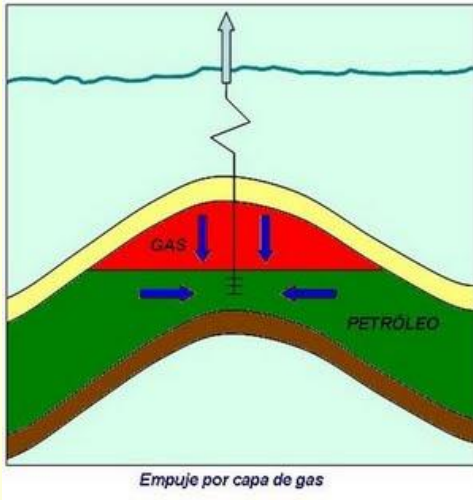
FACTOR DE RECUPERACIÓN (Fr) SEGÚN EL TIPO DE MECANISMO DE DRENAJE

TIPO	PETRÓLEO	GAS
EXPANSIÓN MONOFÁSICA	MENOS DEL 5 %	70 a 95 %
EXPANSIÓN POR GAS DISUELTO	5 a 30 %	
EMPUJE DE GAS	20 a 50 %	
EMPUJE DE AGUA	25 a 50 %	45 a 70 %
GRAVEDAD	30 a 70 %	

MAGNITUD DE LA RECUPERACIÓN PRIMARIA DEL PETRÓLEO



Expansión monofásica
<5% petróleo
50 a 80% gas



Empuje del casquete de gas sobre el petróleo
20 a 50 %

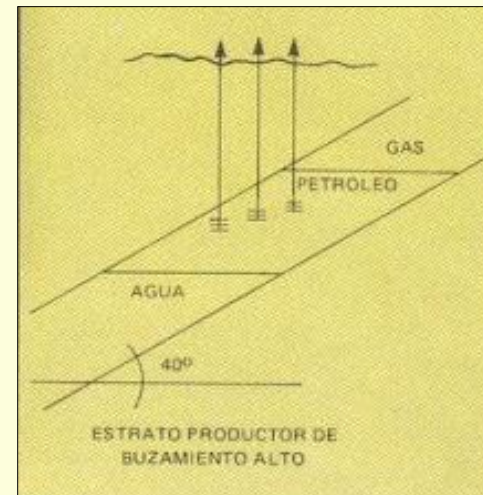
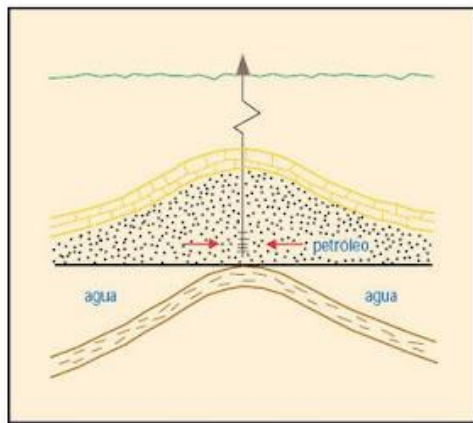
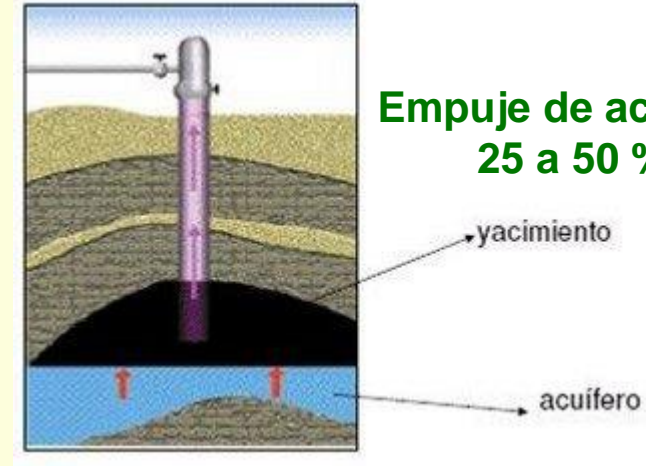
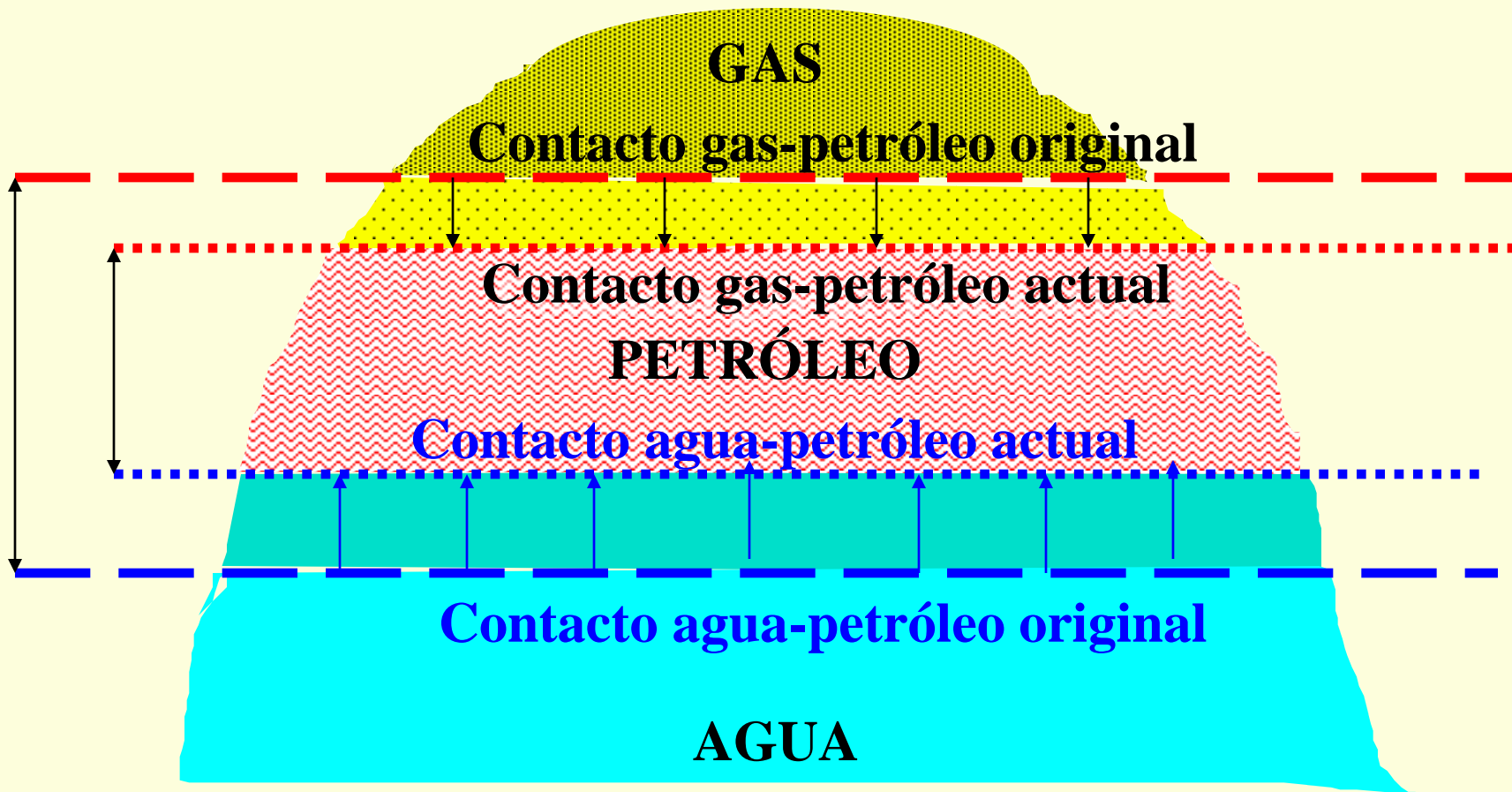


Fig. 4-32. Ejemplo de un yacimiento virgen, cuyo mecanismo de producción será del tipo de gas disuelto inicialmente en el petróleo. Eventualmente, durante la vida productiva de los pozos se desarrollará la capa o casquete de gas.



MÉTODOS PREDICTIVOS DE PRODUCCIÓN

	Largo Plazo		Corto Plazo
Tipo de Yacimiento	Teoría del desplazamiento frontal	Balance de materiales	Curvas declinatorias
Petróleo	Empuje de agua o de casquete de gas	Cualquier tipo de drenaje. Combinado con teoría de desplazamiento frontal en caso de empuje de agua o casquete gas.	Cualquier tipo de drenaje
Gas	Empuje de agua	Cualquier tipo de drenaje	Cualquier tipo de drenaje

YACIMIENTO DE PETRÓLEO A $P > P_b$: Expansión monofásica

Petróleos subsaturados

Condiciones favorables:

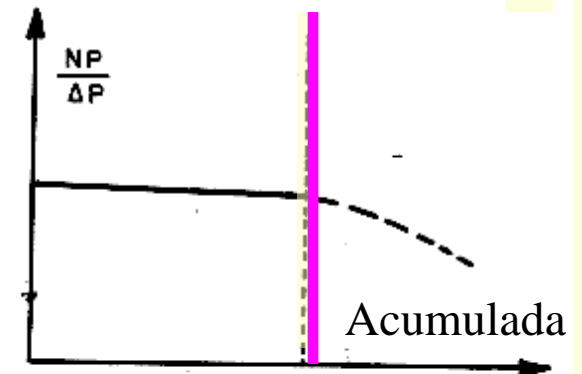
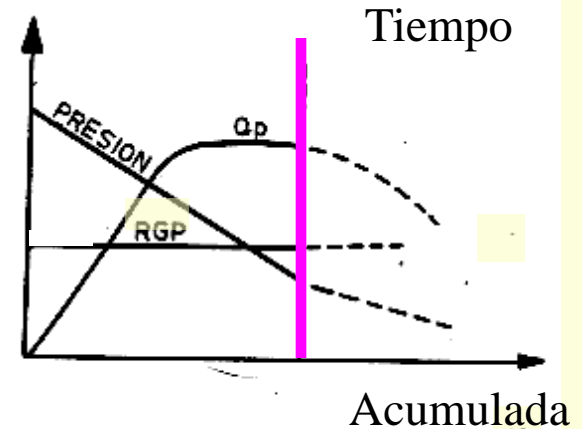
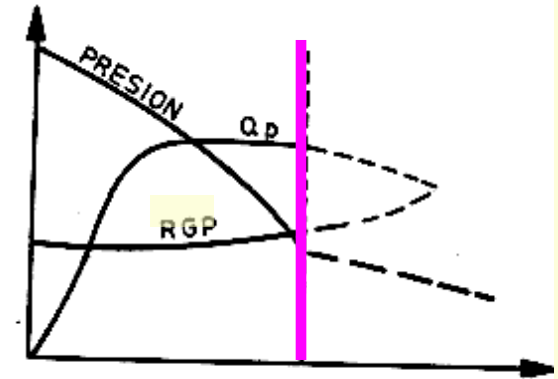
- Alta presión de formación
- Baja presión de saturación (burbuja)

Criterios de identificación:

- Presión yacimiento: declina bruscamente
- RGP = cte
- Producción de agua = 0
- Independencia del régimen de producción, constante eficiencia de la recuperación: $m^3 / \Delta p$ no cambia con el tiempo.

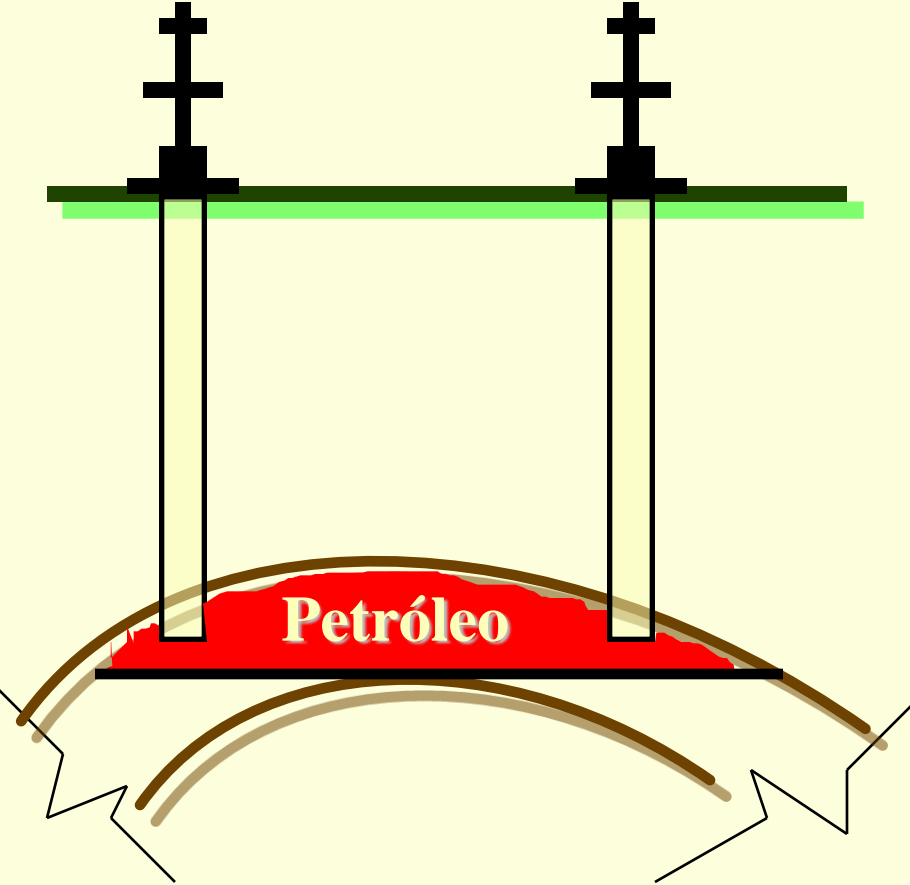
Recuperación: Inferior al 5%

Método de previsión: Balance de materias. El % recuperable de petróleo por encima de la $P_{sat.}$ es función del B_o .



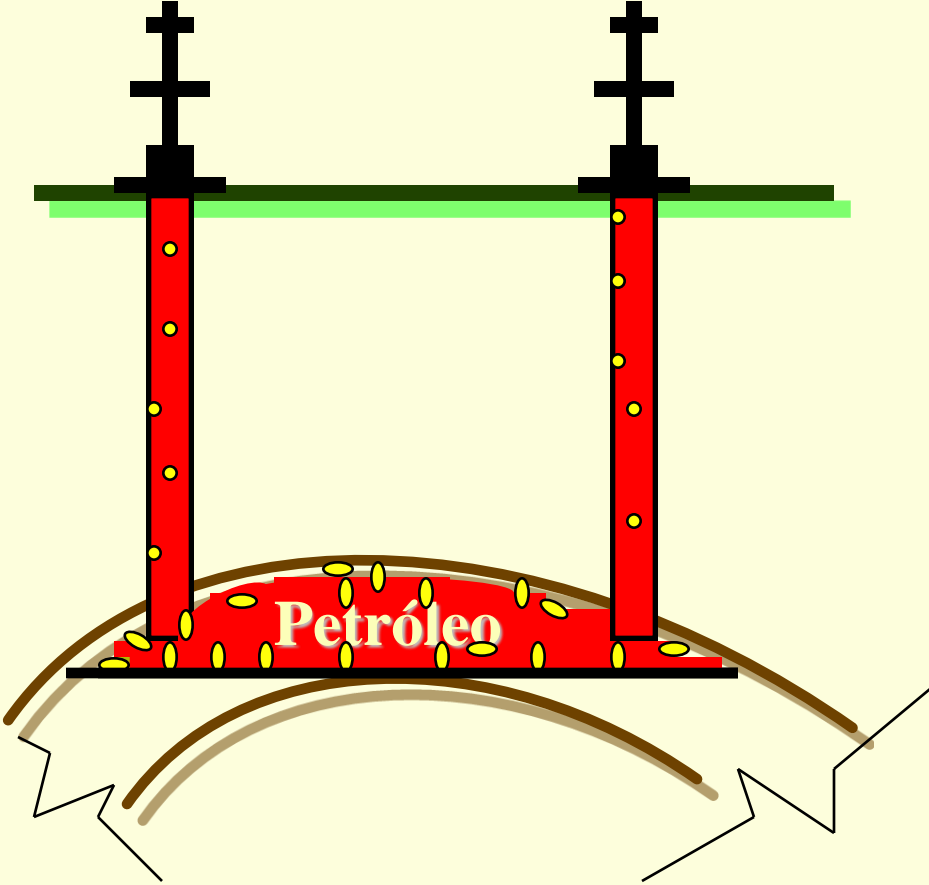
YACIMIENTO DE PETRÓLEO A $P < P_b$: Expansión de Gas disuelto

Condiciones iniciales



$$P > P_b$$

Producción avanzada



$$P < P_b$$

YACIMIENTO DE PETRÓLEO: Expansión de Gas disuelto

Petróleos a $P < P_b$

Condiciones favorables:

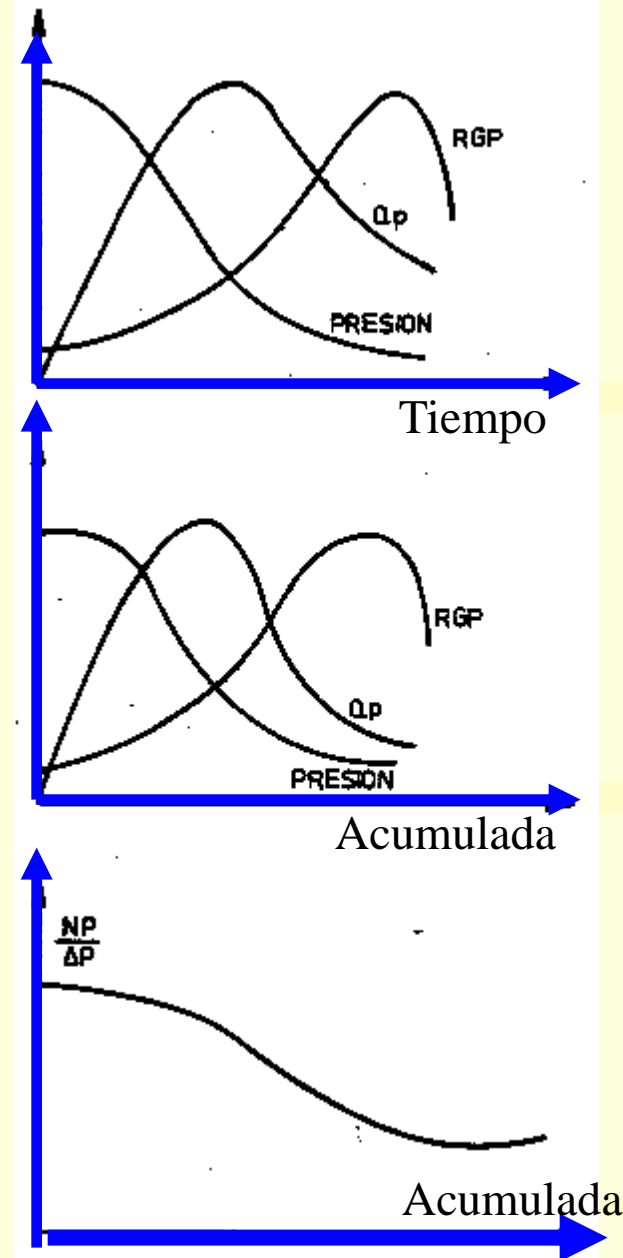
- Buzamiento débil
- Capas delgadas y/o estratificadas
- Baja permeabilidad
- Falta de acuífera

Criterios de identificación:

- Falta de fuentes externas de energía
- Presión de yacimiento declina rápidamente
- RGP: crece en cualquier posición estructural
- Producción de agua = 0
- Comportamiento de los pozos: necesitan equipo de extracción a etapa temprana.
- Decrece la eficiencia de la recuperación es decir $m^3/\Delta p$, baja, con la producción acumulada.

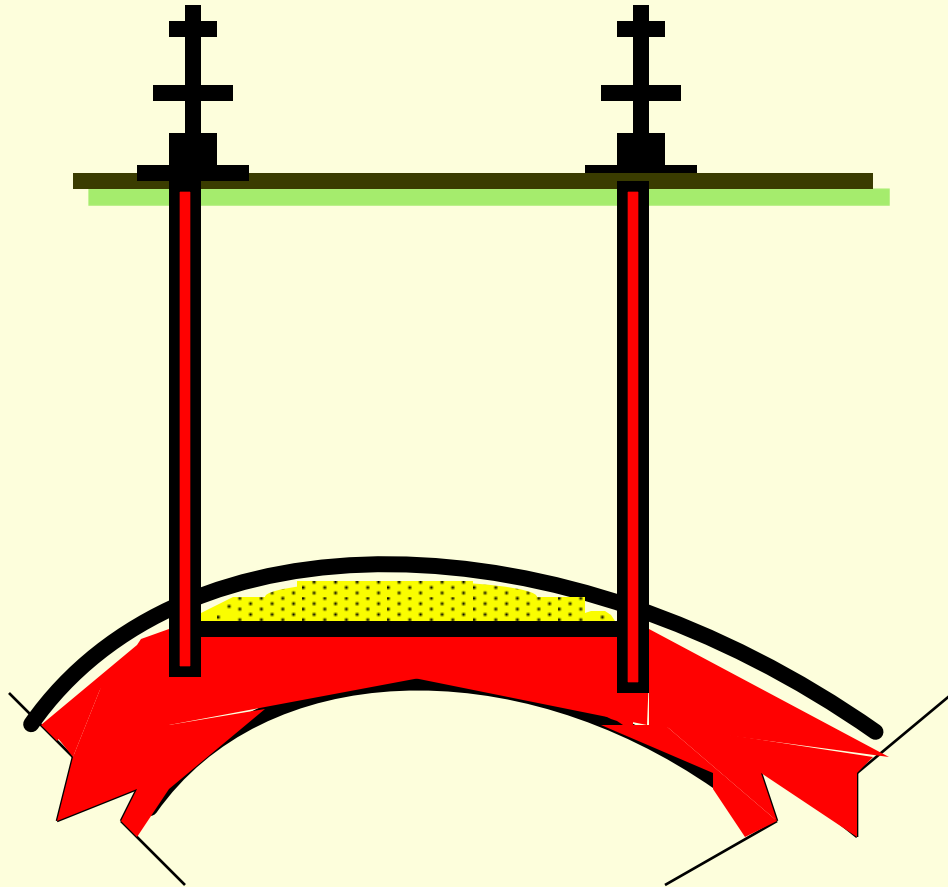
Recuperación: 5% al 30 %

Método de previsión: Balance de materias.

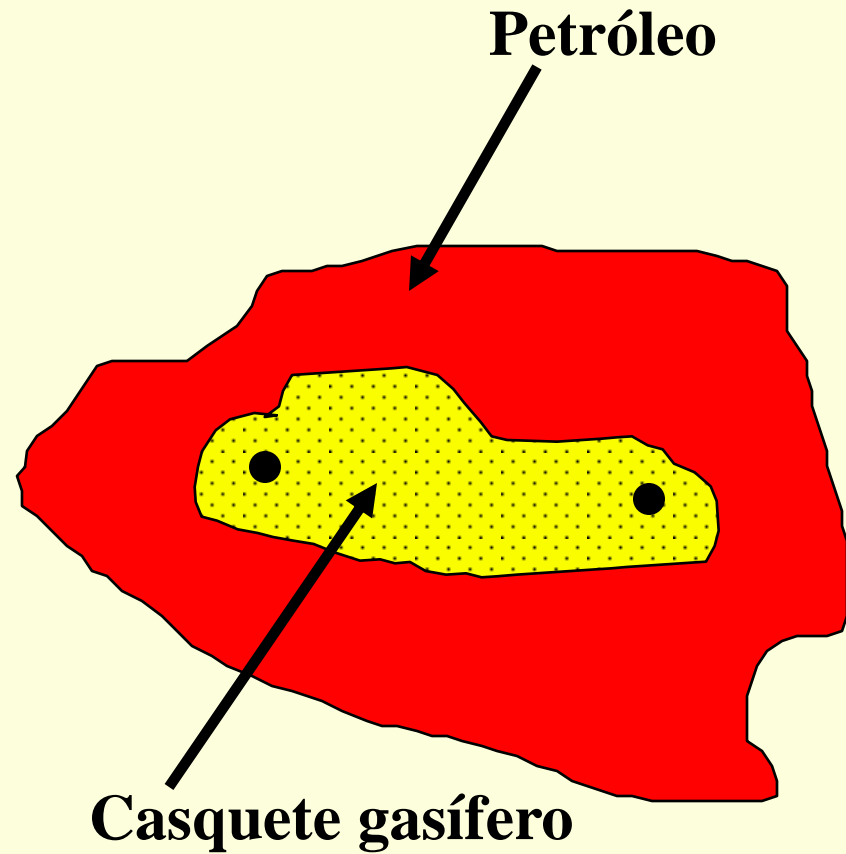


YACIMIENTO DE PETRÓLEO: Empuje de Gas

Sección transversal



Mapa estructural



YACIMIENTO DE PETRÓLEO: Empuje de casquete de Gas

Condiciones favorables:

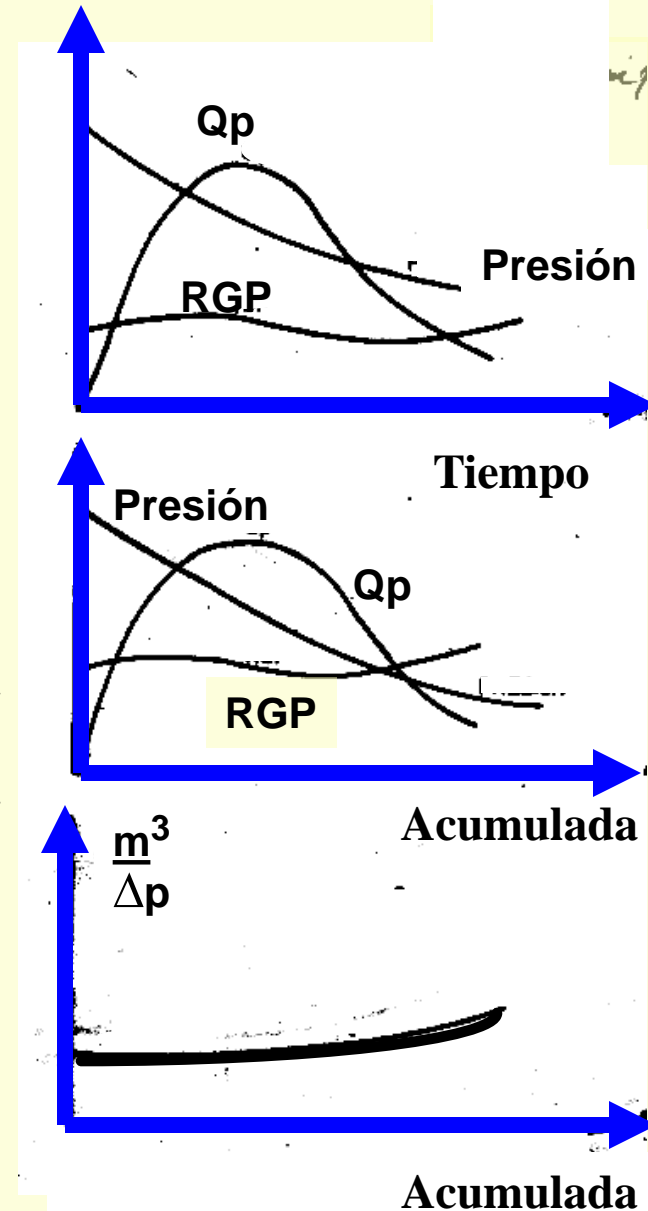
- Casquete de gas inicial de buen espesor
- Alta permeabilidad
- Bajo régimen de producción
- Baja viscosidad del petróleo

Criterios de identificación:

- Presión de yacimiento cae despacio y en forma continua.
- RGP: crece continuamente en los pozos altos
- Producción de agua = 0
- Comportamiento de los pozos: la surgencia depende del tamaño de la capa de gas.
- Crece la eficiencia de la recuperación, es decir mayor $m^3/\Delta p$ con la producción acumulada.

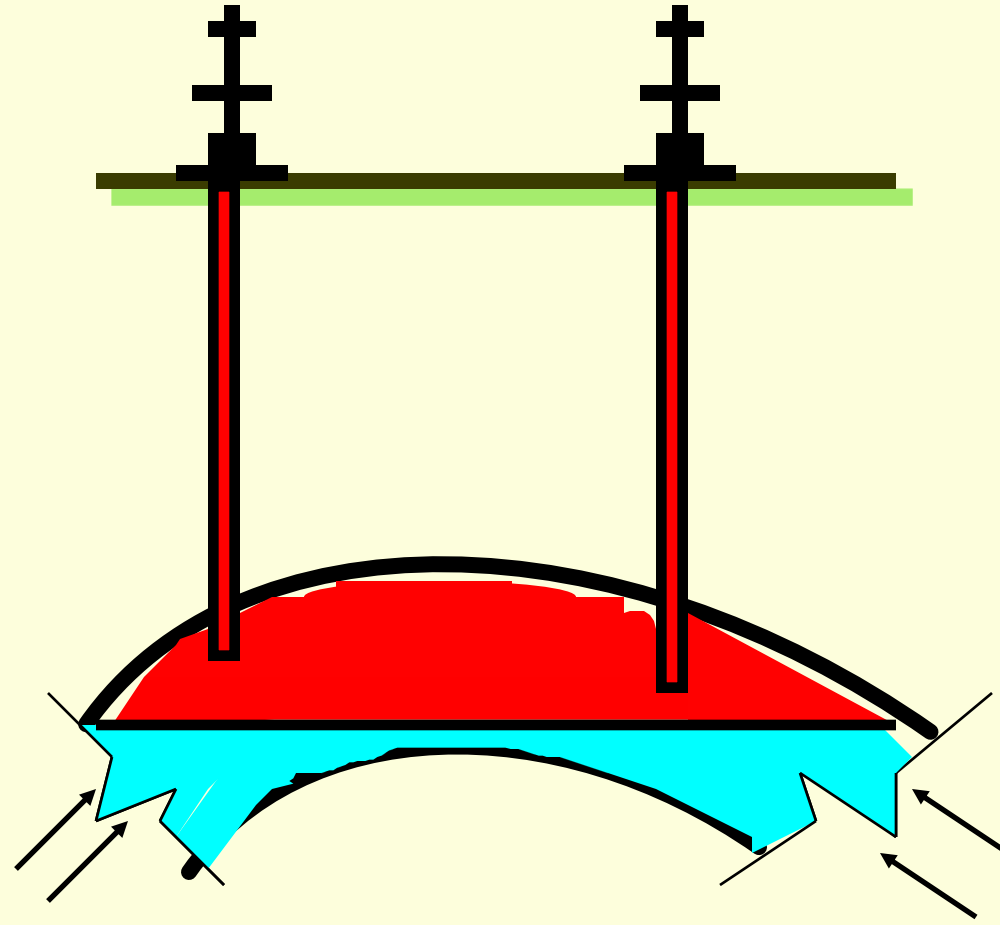
Recuperación: 20 % al 50 %

Método de previsión: Balance de materias, combinada con el cálculo de desplazamiento frontal

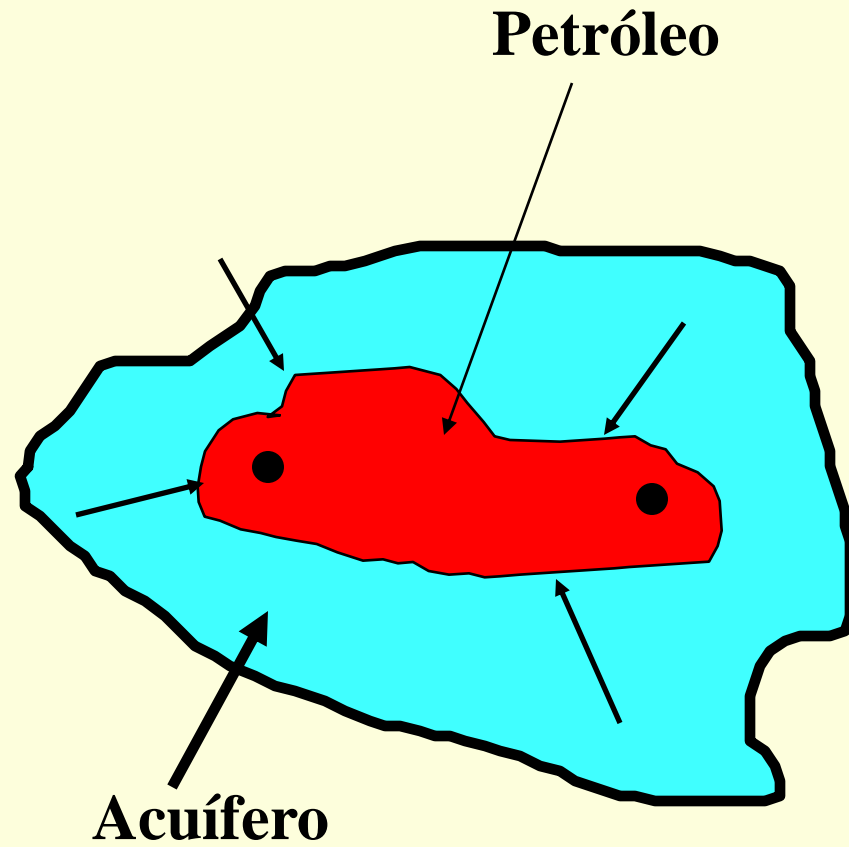


YACIMIENTO DE PETRÓLEO: Empuje de Agua

Sección transversal



Mapa estructural



YACIMIENTO DE PETRÓLEO: Empuje de Agua

Condiciones favorables:

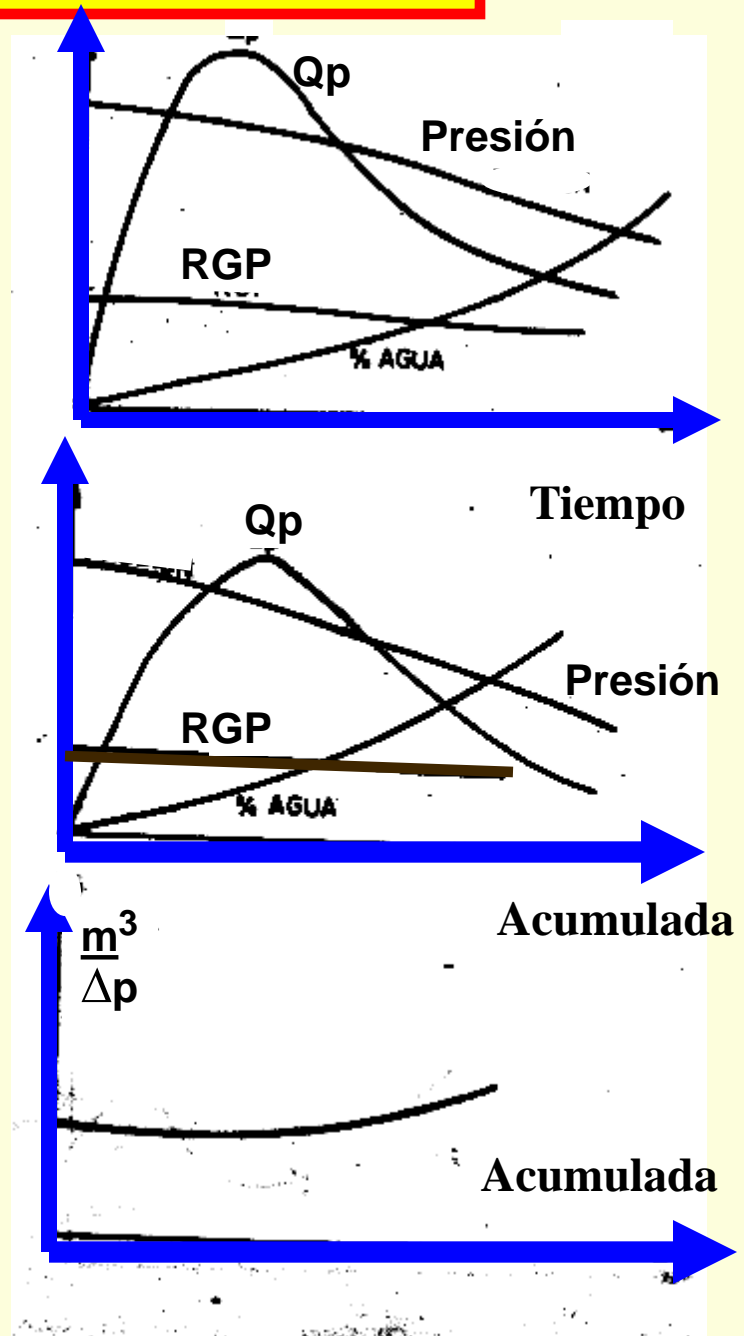
- Vinculación con una acuífera
- Alta permeabilidad
- Régimen de producción adecuado al empuje
- Baja viscosidad del petróleo

Criterios de identificación:

- Presión de yacimiento permanece alta
- RGP : permanece baja
- Producción de agua: comienza pronto en los pozos bajos y aumenta apreciablemente
- Comportamiento de los pozos: producen hasta alcanzar % elevados de agua.
- Crece la eficiencia de la recuperación, mayor $m^3/\Delta p$ con la producción acumulada.

Recuperación: 25 % a 50%

Método de previsión: Balance de materias, combinada con cálculo de desplazamiento frontal.



YACIMIENTO DE PETRÓLEO: Gravedad

Condiciones favorables:

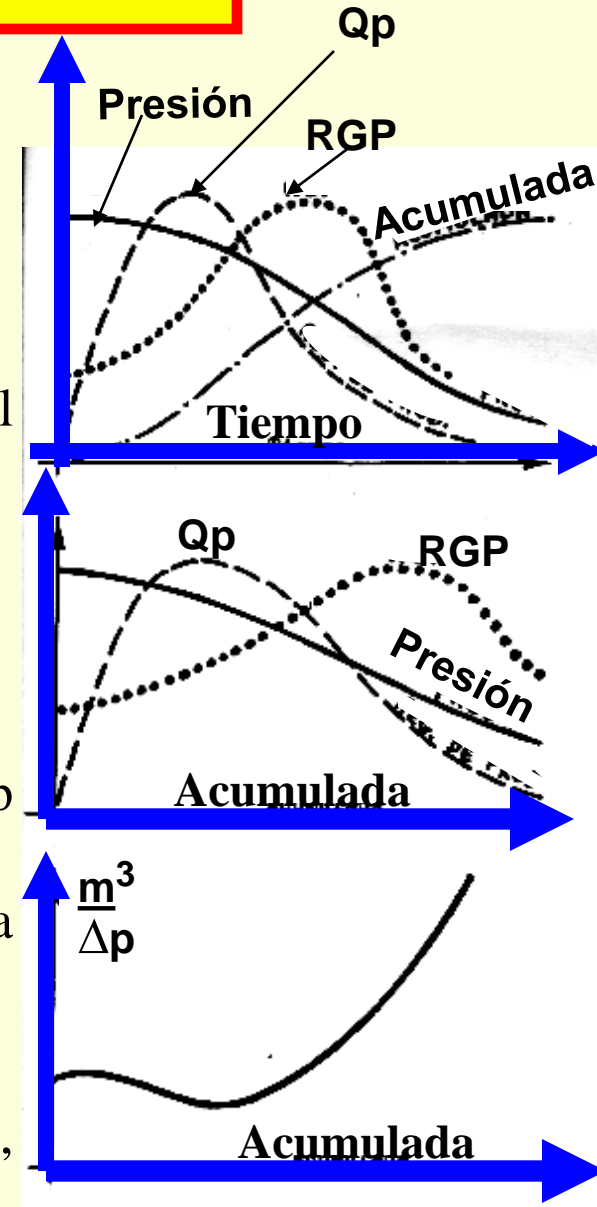
- Buzamiento fuerte y arena de buen espesor
- Alta permeabilidad y baja viscosidad del petróleo
- Bajo régimen de producción

Criterios de identificación:

- Presión de yacimiento declina más suave que en el drenaje de gas disuelto.
- RGP : aumenta apreciablemente en pozos altos.
- Producción de agua = 0
- Comportamiento pozos: baja RGP en pozos bajos.
- Formación de capa de gas o aumento de la existente
- Crece la eficiencia de la recuperación, mayor $m^3/\Delta p$ con la producción acumulada.
- Régimen de producción alto después de agotada la presión

Recuperación: Puede llegar al 30 % a 70%

Método de previsión: Balance de materias, teniendo en cuenta la segregación.



YACIMIENTO DE GAS: Expansión monofásica

Condiciones favorables:

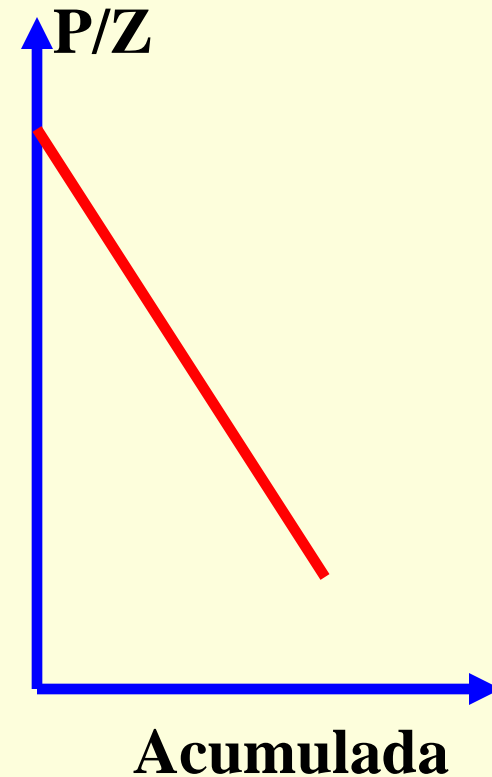
- Falta de acuífera
- Alto régimen de producción

Criterios de identificación:

- Falta de fuentes exteriores de energía (acuífera).
- Presión de yacimiento = P/Z declina linealmente en función de la producción acumulada.
- Producción de agua = 0 o muy poca

Recuperación: 70 al 95 % según la presión inicial

Método de previsión: Balance de materias.



YACIMIENTO DE GAS: Empuje de Agua

Condiciones favorables:

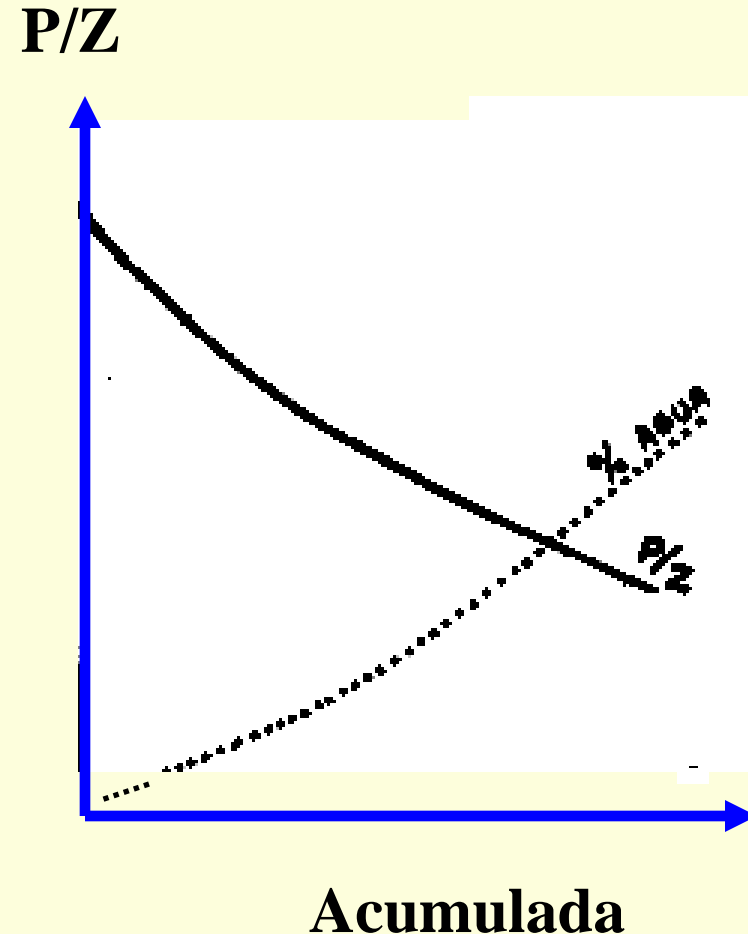
- Vinculación con una acuífera
- Alta permeabilidad
- Régimen de producción adecuado a la magnitud del empuje

Criterios de identificación:

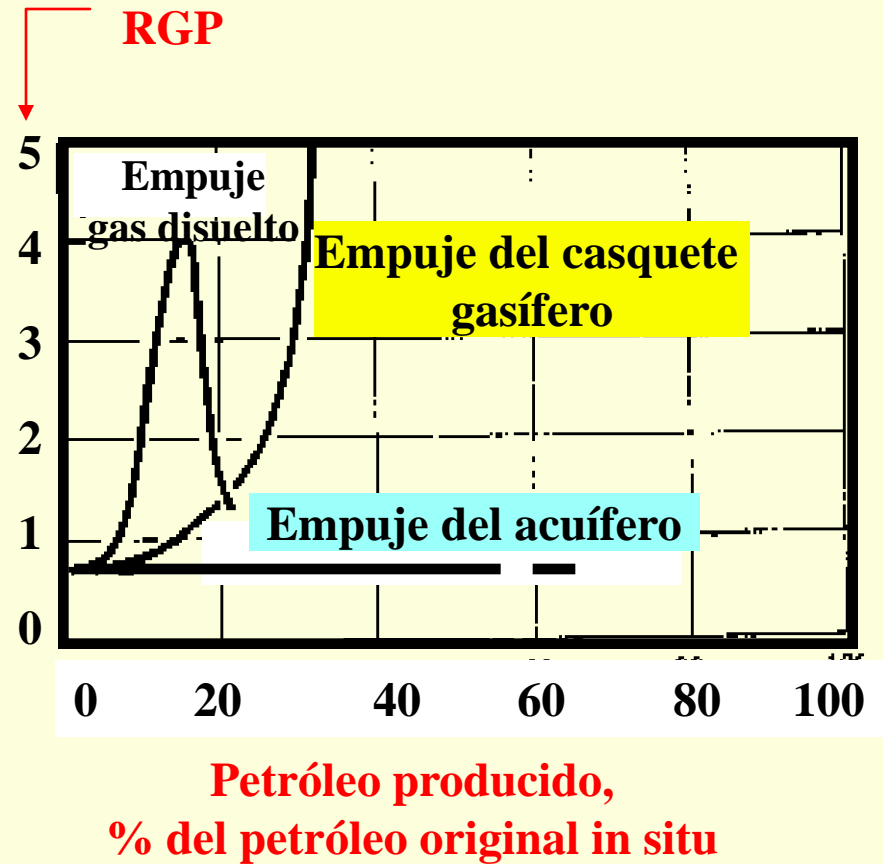
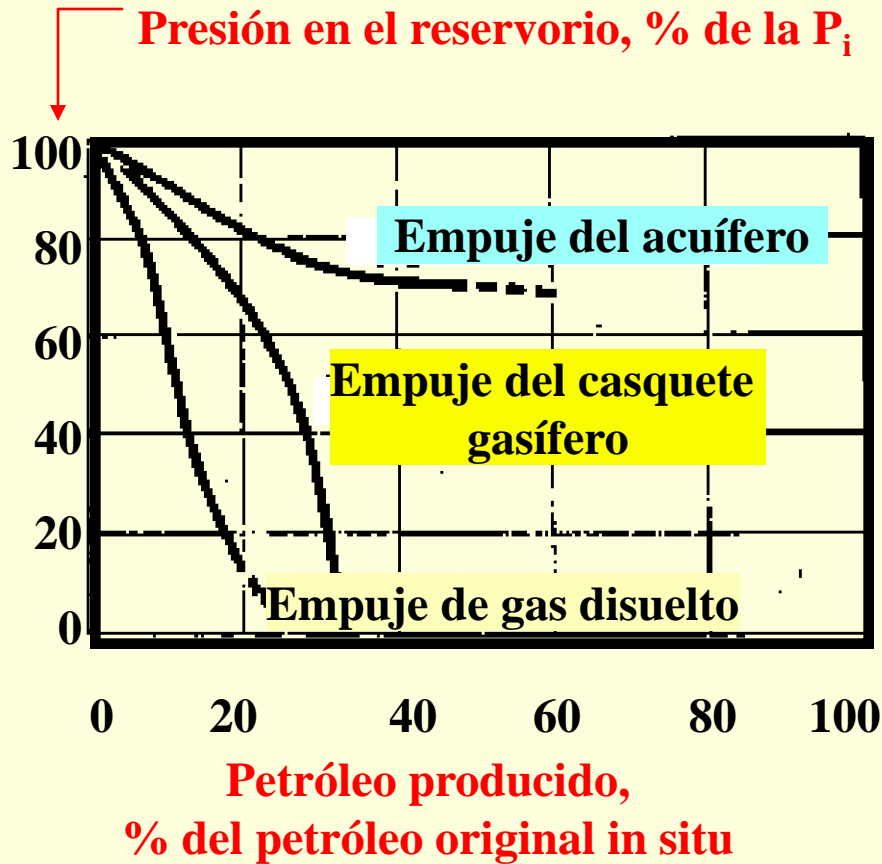
- Presión de yacimiento permanece alta relativamente
- Producción de agua: comienza pronto en los pozos bajos y aumenta apreciablemente

Recuperación: 45 al 70 %

Método de previsión: Balance de materiales, combinada con el cálculo de desplazamiento frontal.



Evolución de la presión y la RGP en reservorios con distintas energías naturales



OBTENCIÓN DE DATOS NECESARIOS

1- Caudal del yacimiento: - Estadísticas de producción

2- RGP: - Estadísticas de producción, o de
- las campañas de presión estática

3- RAP: - Estadísticas de producción, o de
- las campañas de presión estática

4- Presión:

4.a-) Presión Inicial del yacimiento

4.b-) Presión Promedio después de iniciada la explotación

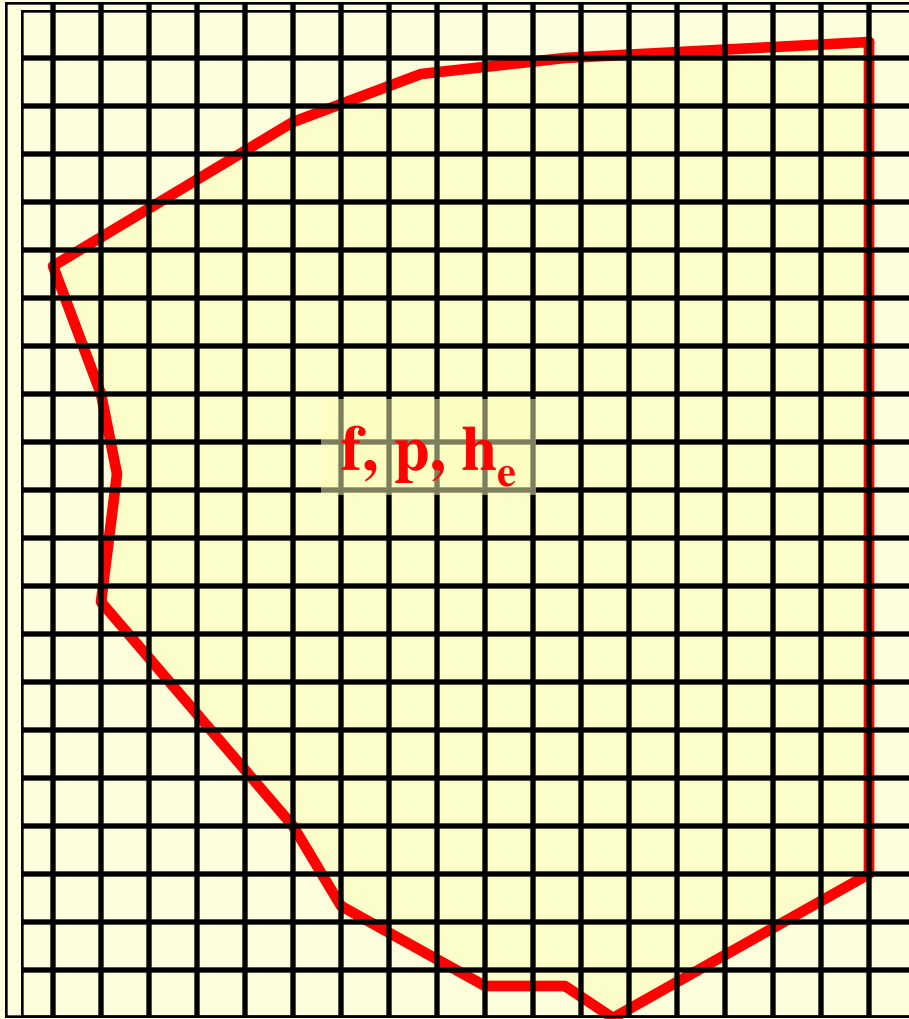
4. a-) PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO

- Medir la Presión Inicial de todos los pozos perforados antes de la puesta en explotación del yacimiento.
- Eliminar las medidas afectadas por una producción anterior.
- Calcular las presiones a un mismo plano de referencia.
- Promediar las presiones.

4. b-) PRESIÓN PROMEDIO DURANTE LA EXPLOTACIÓN

- Realizar, después de la puesta en producción, cada 6 meses, campañas de mediciones de $P_{\text{estática}}$ del 30 % de los pozos (previamente cerrados 24 a 48 horas).
- Realizar mapa de curvas isobáricas.
- Cubrir el yacimiento con una malla de retículas cuadradas, calculando para cada una: h_e (espesor promedio equivalente de petróleo = $h \theta (1-S_w)$), p (presión promedio) y f (fracción del cuadrado donde la formación es productiva)
- Calcular:
$$p_{\text{prom.}} = \Sigma (p * h_e * f) / \Sigma (h_e * f)$$

CALCULO DE LA PRESIÓN ESTÁTICA PROMEDIO



f	h _e	fh _e	p	pfh _e
0,4	1,00	0,40	82	32,8
0,4	0,50	0,20	105	21,0
0,4	0,50	0,20	105	21,0
0,4	4,20	1,68	125	210,0
0,7	4,00	2,80	122	341,6
0,8	3,20	2,56	104	266,2
1,0	2,20	2,20	90	198,0
1,0	2,20	2,20	90	198,0
1,0	1,50	1,50	125	187,5
1,0	1,25	1,25	125	156,2
1,0	0,50	0,50	123	61,5
1,0	0	0	125	87,5
0,7	1,75	1,22	125	152,5
1,0	1,30	1,30	125	162,5
1,0	1,25	1,25	130	162,5
1,0	0,75	0,75	132	99,0
0,7	0,50	0,35	132	46,2
0,3	0,50	0,15	125	18,7
0,6	0,50	0,30	125	37,5
0,8	0,50	0,40	125	50,0
0,5	0,5	0,25	128	32,0
175,3		413,1		50.263,8

$$p_{\text{prom.}} = \frac{\sum (p \cdot h_e \cdot f)}{\sum (h_e \cdot f)} = \frac{50.263,8}{413,1} = 121,6 \text{ kg/cm}^2$$

PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

1. Gráficos :

1.a-) en función del tiempo:

- N° pozos: totales, productivos, en producción efectiva.
- RGP
- RAP
- Presión promedio
- Caudal diario (promedio mes)
- Producción acumulada

1.b-) en función de la producción acumulada

- RGP
- RAP
- Presión promedio
- Caudal diario (escala logarítmica)
- eficiencia de recuperación ($m^3/\Delta p$)

2. Mapas:

- Isobáricas.
- Iso -RGP
- Iso - RAP

