



### **EJERCICIO N° 1:**

Los siguientes datos se obtuvieron de un campo de petróleo sin capa original de gas ni empuje hidráulico:

- Volumen poroso disponible del yacimiento para el petróleo: 75 MMPCY
- Solubilidad del gas en el petróleo crudo: 0,42 PCS/BF/Lpca
- Presión inicial de fondo: 3500 Lpca
- Temperatura de fondo: 140 °F
- Presión de saturación del yacimiento: 2400 Lpca
- Factor volumétrico del petróleo a 3500 Lpca: 1,33 BY/BN
- Factor de compresibilidad del gas a 1500 Lpca: 0,95
- Petróleo producido a 1500 Lpca: 1 MMBF
- Relación gas-petróleo producida acumulativa: 2800(PCS/BF)

Determinar lo siguiente:

- a) El petróleo inicial en el yacimiento en barriles fiscales (BF)
- b) El gas inicial en el yacimiento en PCS.
- c) La razón gas-disuelto en el petróleo inicial en el yacimiento.
- d) El gas remanente en el yacimiento a 1500 Lpca en PCS.
- e) El gas libre en el yacimiento a 1500 Lpca en PCS.
- f) Factor volumétrico del gas liberado a 1500 Lpca.
- g) La RGP total del yacimiento a 1500 Lpca
- h) La razón gas en solución-petróleo a 1500 Lpca
- i) El factor volumétrico del petróleo a 1500 Lpca
- j) El factor volumétrico bifásico a 1500 Lpca

### **EJERCICIO N° 2:**

Un yacimiento tiene una temperatura de 140 °F y presenta las siguientes características:

<b>P (lpca)</b>	<b>Rs (PCN/BN)</b>	<b>Bo (BY/BN)</b>	<b>Z</b>
4400	1100	1,57	0,9450
3550	1100	1,60	0,8875
2800	900	1,52	0,8650
2000	700	1,44	0,8650
1200	500	1,36	0,9000
800	400	1,32	0,9250

Determine:



- a) La recuperación (%) cuando la presión disminuye a 3350, 2800, 2000, 1200 y 800 lpca, asumiendo que el yacimiento puede explotarse con una razón gas-petróleo producida acumulativa constante e igual a 1100 PCS/BF. Graficar las recuperaciones en porcentaje como función de presión.
- b) Para demostrar el efecto de una alta RGP sobre la recuperación, calcular de nuevo las recuperaciones asumiendo una RGP producida constante e igual a 3300 PCS/BF. Graficar las recuperaciones en porcentaje en función de presión, en el mismo papel gráfico anterior.
- c) Establezca sus conclusiones en base a los resultados anteriores.

**EJERCICIO N° 3:**

Si el yacimiento del problema anterior produce un millón de BF con una RGP producida acumulativa de 2700 PCS/BF, haciendo que la presión disminuya de la presión inicial de 4400 psia a 2800 psia. ¿Cuál es el petróleo inicial en el yacimiento en BF?

**EJERCICIO N° 4:**

Las propiedades PVT del fluido de un yacimiento volumétrico de petróleo, medidas a temperatura de yacimiento de 150 °F, se muestran en la tabla anexa. Cuando la presión inicial del yacimiento, 2500 lpca, disminuye a una presión promedio de 1700 lpca, la producción correspondiente de petróleo es de 25 MMBN, la relación gas-petróleo acumulativa es de 2200 PCN/BN. Además la porosidad promedio es de 16% y la saturación de agua connata es 20%. La cantidad de agua producida es insignificante.

P (lpca)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Z
2500	575	1,290	0,870
2400	575	1,292	0,858
2300	575	1,296	0,845
2200	575	1,300	0,835
2100	540	1,285	0,827
2000	510	1,272	0,820
1900	470	1,257	0,818
1800	440	1,243	0,816
1700	415	1,228	0,817
1600	380	1,215	0,820
1500	350	1,200	0,825

Determinar:

- a) Petróleo inicial en el yacimiento en BN.
- b) Gas liberado que permanece en el yacimiento a 1700 Lpca.
- c) Saturación promedio de gas, petróleo y agua en el yacimiento a 1700 Lpca.
- d) Suponiendo que el gas no fluye, cuál será la recuperación de gas en solución hasta 1700 lpca.
- e) Si el yacimiento presenta empuje hidráulico y siendo la intrusión de agua de 23 MMBY, cuando la presión inicial disminuye a 1700 Lpca. ¿Cuál será el petróleo inicial en el yacimiento?
- f) El gas libre en el yacimiento a 2500 Lpca.



**EJERCICIO N° 5:**

Si el yacimiento del problema anterior es de empuje hidrostático y entran en el yacimiento 25 MM barriles de agua, cuando la presión decrece a 1700 lpc. ¿Cuál es el petróleo inicial en el yacimiento? Se deben usar los mismos datos de RGP acumulativa actual y se debe asumir que no ocurre producción de agua.

**EJERCICIO N° 6:**

Un yacimiento subsaturado que produce por encima de la presión de burbujeo, tenía una presión inicial de 5000 lpc, a esta presión el factor volumétrico del petróleo fue de 1,5 (BY/BN). Cuando la presión decreció hasta 4600 lpc, se obtuvo una producción de 100 MBF de petróleo, el factor volumétrico del petróleo fue de 1,52 BY/BN. La saturación de agua connata fue de 25%, la compresibilidad del agua fue de  $3,2 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ , y basado en una porosidad promedio de 16%, la compresibilidad de la roca fue de  $4 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ . La compresibilidad promedio del petróleo entre 5000 y 4600 lpc relativa al volumen a 5000 lpc fue de  $17 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ .

- a) Evidencias geológicas y la ausencia de producción de agua indican la presencia de un yacimiento volumétrico. Asumiendo esto, calcule el petróleo originalmente en sitio.
- b) Se desea hacer un inventario del POES a un segundo intervalo de producción. Cuando la presión ha descendido a 4200 lpc, el factor volumétrico del petróleo es de 1,531 BY/BN y se han producido 205 MBF de petróleo. Si la compresibilidad del petróleo fue  $17,65 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ . ¿Cuál sería el petróleo originalmente en sitio?
- c) A través de un análisis de registros eléctricos y de núcleos, se estimó el POES en 7,5 MMBF. Si esto es correcto, cuantos barriles de agua entraron al yacimiento cuando la presión declina hasta 4600 lpc.

**EJERCICIO N° 7:**

De una primera evaluación geológica, se obtuvo que el yacimiento UDO-7, del campo zorro tiene un volumen de roca de 125496 acres-pies. La presión del yacimiento se determinó en 4522 lpc, la presión de burbujeo en 3090 lpc, la temperatura de fondo en 286 °F y la RGP de la prueba inicial es de 715 PCN/BN. Utilizando los datos PVT de la tabla N° 1 y las propiedades petrofísicas de la tabla N° 2. Determine:

- a) Petróleo y gas originalmente en sitio en MMBN y MMMPCN respectivamente.
- b) Suponiendo que no hay un acuífero activo. ¿Cuál será la producción de petróleo y de gas por agotamiento hasta la presión de burbujeo?

Tabla N° 1

P (lpc)	Bo (BY/BN)	$\mu$ (cPs)
4522	1,467	0,53
3090	1,4690	0,46

Tabla N° 2

Propiedades Petrofísicas		
$\phi = 15,3 \%$	$S_w = 13,9 \%$	$C_f = 34,1 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$
$K = 192 \text{ mD}$	$\mu_w = 0,21 \text{ cPs}$	$C_w = 3,6 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$



c) Conocidos los tres primeros años de producción del yacimiento (tabla N° 3) que puede decirse respecto a la evaluación del POES y la existencia o no de un acuífero activo.

Tabla N° 3

Fecha	P (lpca)	Np (MMBN)	Gp (MMMPCN)	Wp (MMBN)	Bo (BY/BN)
12/54	4100	0,433	0,317	0	1,4676
12/55	3670	0,993	0,710	0	1,4682
12/56	3280	1,430	1,022	0	1,4687

**EJERCICIO N° 8:**

Los datos PVT del fluido del yacimiento UDO-9 se muestran en la siguiente tabla. La presión burbujeo es de 3300 lpca. El volumen del yacimiento es de 32925 acres-pies, lo cual incluye la capa de gas. El volumen de la capa de gas es 2825 acres-pies. Si la porosidad es de 25%, la saturación de agua connata es 16% y la saturación de gas inicial es de 10%. Determinar:

- a) POES (Método volumétrico).
- b) Determinar si en el yacimiento ocurre intrusión de agua.
- c) Determinar el POES (Balance de materiales).
- d) Determinar la intrusión de agua a 3000, 2800 y 2600 lpca.

P (lpca)	Bo (BY/BN)	Bg (BY/PCN)	Rs (PCN/BN)	Np (MMBN)	Wp (MMBN)	Rp (PCN/BN)
3280	1,366	0,000940	630	0	0	0
3200	1,359	0,000989	616	0,252	0,03	670
3000	1,343	0,001053	580	1,030	0,06	720
2800	1,327	0,001127	542	1,955	0,11	790
2600	1,311	0,001214	505	3,130	0,154	840

**EJERCICIO N° 9:**

Los datos de producción de un yacimiento durante los 10 primeros años de explotación se muestran a continuación, así como las propiedades de los fluidos del yacimiento. Además, el Vb<sub>zp</sub> es de 225000 acres-pies, Vb<sub>zg</sub> es de 500000 acres-pies, la porosidad de 15% y la saturación de agua connata es 20%.

P (lpca)	Np (MMBN)	Rp (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Bg (BY/PCN)
3300	0	0	1,2761	510	0,000891
3100	3,295	1050	1,2600	477	0,000943
2900	5,903	1060	1,2466	450	0,000984
2800	8,852	1160	1,2364	425	0,001035
2600	11,513	1235	1,2262	401	0,001097
2500	14,513	1265	1,2160	375	0,001158
2400	17,730	1300	1,2058	352	0,001230



Determine:

- a) Determine el petróleo original en sitio y el gas original en sitio (libre más gas en solución) mediante balance de materiales.
- b) ¿Cuánto varía porcentualmente el valor de “m” calculado mediante BM con respecto al cálculo volumétrico?
- c) La saturación de gas a 2500 lpca.

**EJERCICIO N° 10:**

Aplicando la técnica de Havlena y Odeh, para el balance de materiales de un yacimiento con capa de gas conociendo el petróleo originalmente en sitio, determinado por el método volumétrico como N = 115 MMBN de petróleo. Los datos de producción y PVT se muestran en la siguiente tabla. Basado en la información geológica se estimó el tamaño de la capa de gas en  $m = 0.4$ , compruebe con los datos de producción si el valor de “m” es el correcto, si no lo es, determine el que corresponde.

P (lpca)	Np (MMBN)	Rp (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Rs (PCN/BN)	Bg (BY/PCN)
3330			1,2511	510	0,00087
3150	3,295	1050	1,2353	477	0,00092
3000	5,903	1060	1,2222	450	0,00096
2850	8,852	1160	1,2122	425	0,00101
2700	11,503	1235	1,2022	401	0,00107
2550	14,513	1265	1,1922	375	0,00113

**EJERCICIO N° 11:**

Un yacimiento que produce por los tres mecanismos básicos de producción tiene la siguiente información: el tamaño de la capa de gas es de 0,25, asumir que no hay agua producida y la relación gas-petróleo en solución a 2300 es de 800 PCN/BN. Representar los índices de empuje en función del tiempo o la producción en un mismo gráfico.

T (meses)	P (lpca)	Bg (BY/PCN)	Np (MMBN)	Rp (PCN/BN)	Bt (BY/BN)	We (MMBY)
0	2300	0,0005911	0	0	1,3133	0
12	2205	0,0006142	9,07	1630	1,3300	9,32
13	2120	0,0006197	10,84	2607	1,3350	12,68
14	2090	0,0006302	18,24	1280	1,3370	16,37
15	2070	0,0006215	22,34	1180	1,3390	20,23
16	2050	0,0006210	26,08	1130	1,3420	24,15
19	2030	0,0006279	28,65	1110	1,3400	28,22
20	2000	0,0006271	32,03	1070	1,3390	34,47