



**UNIVERSIDAD GRUPO CEDIP  
MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA**

**MANEJO DE LA PRODUCCION III**

**CUARTO SEMESTRE**

**ASESOR: RAMON AVILES JIMENEZ**

## CAPITULO IV POZOS FLUYENTES

Pozo fluvente puede definirse desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales y descarga, estrangulador y el separador, con la energía propia del yacimiento.

Se debe tener conocimiento de los tipos de yacimiento del cual el pozo está produciendo. Para poder predecir correctamente la vida fluvente de un pozo, deben conocerse factores tales como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de las presiones de fondo, índice de productividad, terminación del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos entre otros. La energía para mantener fluviendo un pozo, (sin sistema artificial de producción) es la presión propia del yacimiento. Algunos pozos produciendo 98% de agua salada son aún capaces de fluir. Estos pozos producen de yacimiento con un empuje hidráulico muy activo debido a una alta presión de fondo fluviendo.

Existen pozos que producen de profundidades mayores a 7000- 8000 pie con muy baja presión de fondo ( $250-500 \text{ lb/pg}^2$ ). Estos son pozos con altas relaciones gas-líquido (por lo menos  $250-400 \text{ pi}^3/\text{bl}/1000 \text{ pie}$ ). Generalmente estos son pozos con bajo volumen de aceite que fluyen intermitentemente.

Ya que el gas sirve para aligerar el gradiente fluvente del fluido producido y la relación gas-líquido disminuye al incrementarse el porcentaje de agua, resulta evidentemente el porqué un pozo deja de fluir por tales circunstancias.

El diámetro de tubería de producción afecta la presión de fondo fluviendo requerida para un conjunto particular de condiciones de un pozo. En general, la presión de fondo fluviendo requerida disminuirá al reducirse el gasto de flujo para un diámetro de tubería de producción constante.

Sin embargo, la velocidad de flujo deberá ser lo suficientemente grande para que los líquidos no resbalen hacia el fondo de la sarta de producción.

Para predecir el gasto máximo posible de un pozo fluvente es necesario utilizar tanto curvas de gradiente de presión en tubería vertical como horizontal (o correlaciones de flujo multifásico).

En la mayoría de los casos se debe suponer una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba). Sin embargo, en la práctica, la longitud y diámetro de la línea de descarga y la presión de separación controlan dicha presión.

Para el estudio del comportamiento de un pozo fluvente es necesario analizarlo como un sistema integral constituido por:

- f* Comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el índice de productividad (IP) el pozo o en términos generales por el IPR.
- f* Comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, implica pérdidas de presión en ésta debidas al flujo multifásico.
- f* Comportamiento del flujo a través del estrangulador superficial.

f Comportamiento del flujo a través de la línea de descarga hasta el separador.

Después de los separadores, desde que las fases se han separado, se presentan únicamente problemas de flujo en una sola fase. Por lo que para pozos fluyentes es necesario considerar el flujo hasta el separador porque es la última restricción posible al flujo que afecta el comportamiento del pozo.

## **CURVAS DE GRADIENTE DE PRESIÓN PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES**

El análisis del comportamiento del flujo vertical se puede hacer con el auxilio de las gráficas de gradientes de presión desarrolladas por Gilbert y por Kermit Brown.

Gilbert da una solución empírica al problema del flujo bifásico vertical. Efectuó mediciones de la caída de presión en tuberías de producción bajo distintas condiciones y obtuvo una familia de curvas, Fig. 4.1.

Los parámetros que midió en un número grande de pozos fluyentes fueron:

Profundidad de la tubería	pie
Diámetro de la tubería	pg
Producción bruta de líquidos	bl/día
Relación gas- líquidos	pie <sub>3</sub> /bl
Presión en la cabeza del pozo	lb/pg <sub>2</sub>
Presión de fondo fluyendo	lb/pg <sub>2</sub>

Se considera que la presión de fondo fluyendo depende únicamente de las otras cinco variables.

En la Fig. 4.1 las curvas a, b, c y d corresponden a diferentes presiones en la cabeza del pozo (A, B, C y D). Cada una de estas curvas representa la distribución de presión a lo largo de la tubería de producción para un pozo con: un gasto, una relación gas-líquido y un diámetro de tubería determinados.

Del punto B de la curva b, Gilbert trazó una vertical hasta intersectar la curva a y sobreponiendo éstas obtuvo que la curva b coincidía con una sección de la curva a. Hizo lo mismo con las otras curvas y concluyó que las curvas a, b, c y d son realmente partes de una misma curva, Fig. 4.2, con presiones en la cabeza, del pozo A, B, C y D correspondientes a las marcadas en la Fig. 4.1. La curva c, por ejemplo, Fig. 4.1, es la curva de la Fig.4.2 con el punto x tomando la profundidad como cero.

Al usar la curva de la Fig .4.2 para determinar la  $P_{wf}$  a partir de la  $P_{wh}$  dado el número de pie de T.P. dentro de un pozo, se obtiene la profundidad que corresponde a la  $P_{wh}$  conocida. La longitud equivalente de la T. P. se determina entonces sumando la longitud real de la tubería a esta "profundidad de  $P_{wh}$ " y se lee en la curva la  $P_{wf}$  que corresponde a esta longitud equivalente de tubería de producción. Para el caso contrario, conociendo  $P_{wf}$ , se restará la longitud real de T.P. y se obtendrá la  $P_{wh}$  correspondiente.

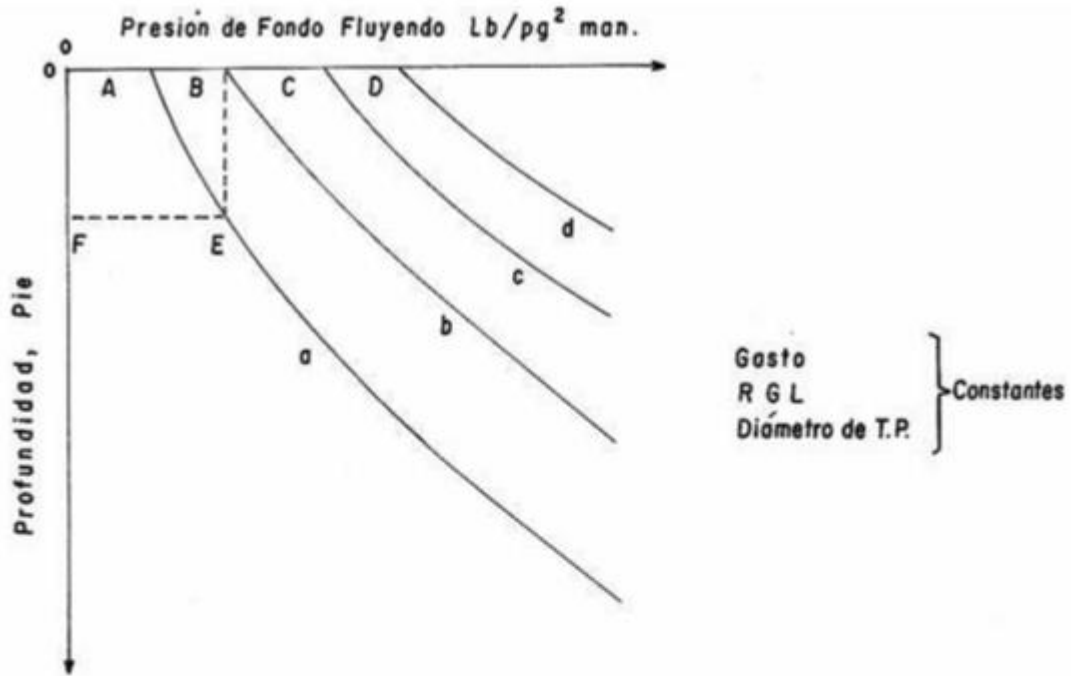


Fig. 4.1 Presión de fondo fluyendo como función de la presión en cabeza del pozo y profundidad de la tubería de producción.<sup>(2)</sup>

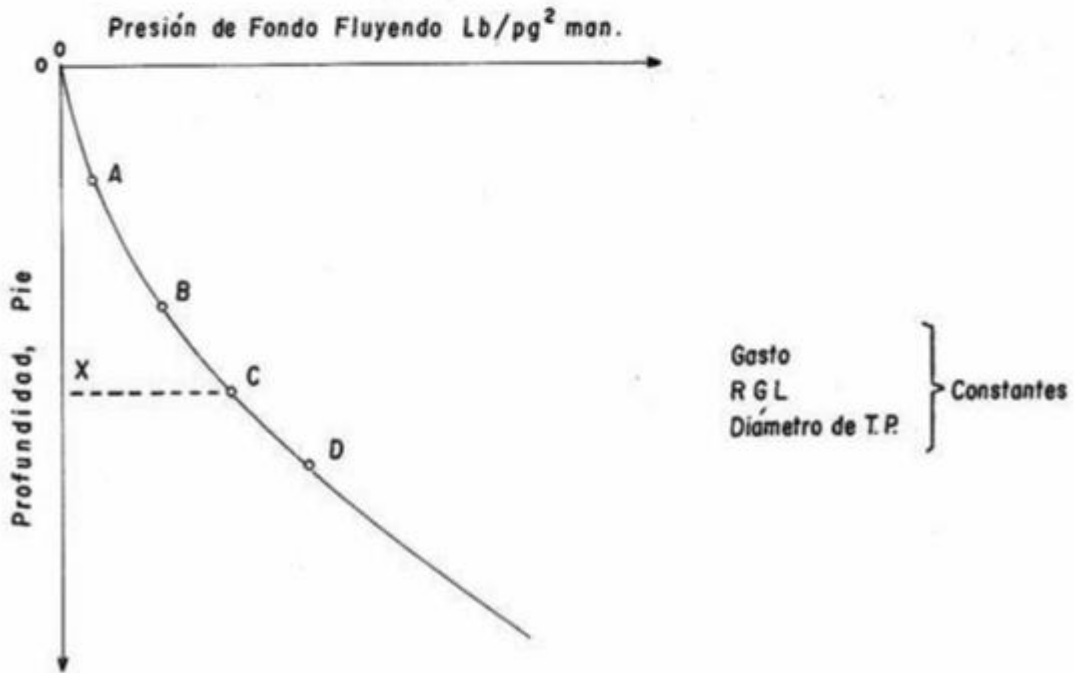


Fig. 4.2 Curva de distribución de la presión para flujo vertical en dos fases.<sup>(2)</sup>

## POZOS FLUYENTES

### PROBLEMAS RESUELTOS

1. Un pozo de 8000 pie de profundidad con T.P. de 2 3/8 pg. (d.e.) produce 100% aceite con una presión en la cabeza del pozo constante (corriente arriba) de 100 lb/pg<sup>2</sup>. De registros de producción realizados en el pozo para varios años de producción, se obtuvieron los resultados siguientes:

Producción Acumulativa (bl)	Presión de fondo <sub>2</sub> estática (lb/pg )	Índice de Productividad (bl/día/ lb/pg <sup>2</sup> )	Relación gas- <sub>3</sub> aceite (pie /bl)
0	4000	30	500
10 000	3500	20	750
20 000	3100	15	1100
30 000	2800	9	1800
40 000	2500	6	2600

Determinar la producción acumulativa, N<sub>p</sub>, a la cual este pozo podría dejar de fluir y graficar la declinación del gasto vs. producción acumulativa.

Solución:

Para el trazo del comportamiento de afluencia al pozo, IP, a partir de la ecuación:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Si  $P_{wf}=0$  ;  $q_o = q_{o\text{máx}} = \text{Potencial del Pozo} = IP \times P_{ws}$

$$q_{o\text{ máx}} (1) = 30 \times 4000 = 120\,000 \text{ bl}$$

$$q_{o\text{ máx}} (2) = 20 \times 3500 = 70\,000 \text{ bl}$$

$$q_{o\text{ máx}} (3) = 15 \times 3100 = 46\,500 \text{ bl}$$

$$q_{o\text{ máx}} (4) = 9 \times 2800 = 25\,200 \text{ bl}$$

$$q_{o\text{ máx}} (5) = 6 \times 2500 = 15\,000 \text{ bl}$$

Ver figura 1A.IV R

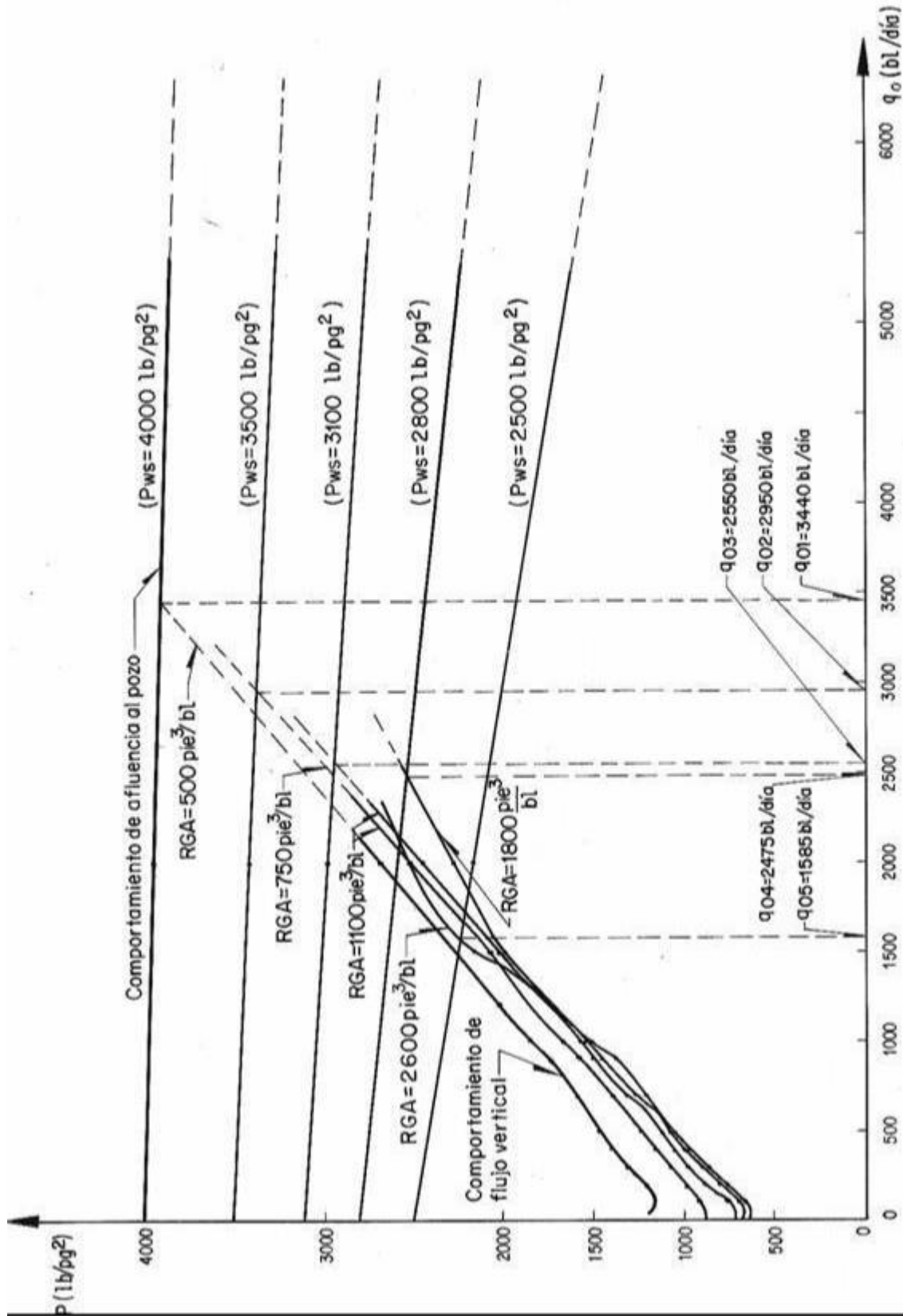


Fig. 1A.IV.R. Determinación del gasto de producción para  $P_{ws}$  y RGA variables.

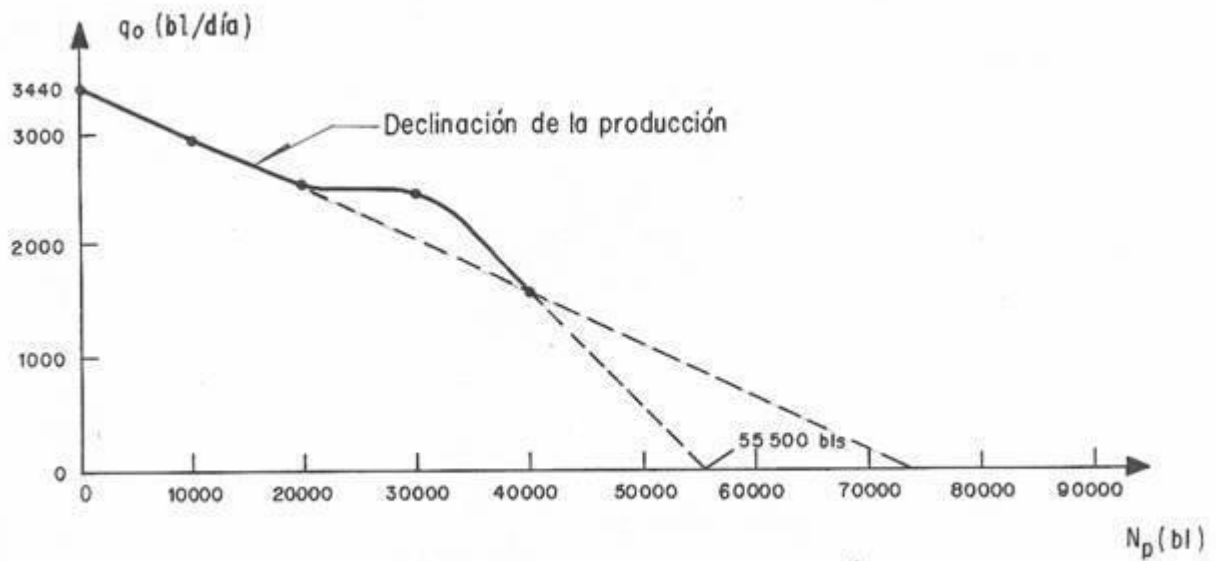


Fig.1B. IV.R. Declinación del gasto vs. producción acumulativa

Para trazar la curva del comportamiento de la presión de fondo fluyendo en T.P., se emplean curvas de gradiente de presión en tubería vertical, Figs. A-180, A-183, A-186, A-189, A-192, A-204, A-207, A-210, A213, A-216; se suponen gastos de producción y para cada relación gas-aceite dada se obtienen las correspondientes  $P_{wf}$  's.

	100	200	300	400	500	700	900	1000	1200	1500	2000
	PRESIONES DE FONDO FLUYENDO, $P_{wf}$ (lb/pg <sup>2</sup> )										
500	1160	1200	1320	1410	1480	1590	1740	1835	2020	2260	2660
750	900	980	1080	1160	1220	1400	1560	1660	1840	2060	2500
1100	740	880	960	1060	1120	1300	1480	1560	1750	2020	2440
1800	680	790	900	1000	1070	1260	1440	1540	1740	2000	2260
2600	660	760	880	980	1060	1200	1360	1530	1720	2160	2500

La producción acumulativa estimada a la cual el pozo podría dejar de fluir es de 55500 bl, ver Fig. IV R.

2.-Un pozo de 6000 pie de profundidad con T.P. de 2 pg (d.i.) tiene una presión de fondo estática de 3000 lb/pg<sup>2</sup> y produce 100% aceite con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) constante para cualquier gasto, de 200 lb/pg<sup>2</sup>. El índice de productividad del pozo es de 0.2 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> constante. ¿Cuál será la relación gas-líquido requerida para que el pozo produzca 400 blo/día ?

Solución:

Para trazar el comportamiento de afluencia al pozo, IP, se determina el potencial del pozo,  $q_{omáx}$ . Debido a que el IP constante representa una línea recta, se tiene:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$



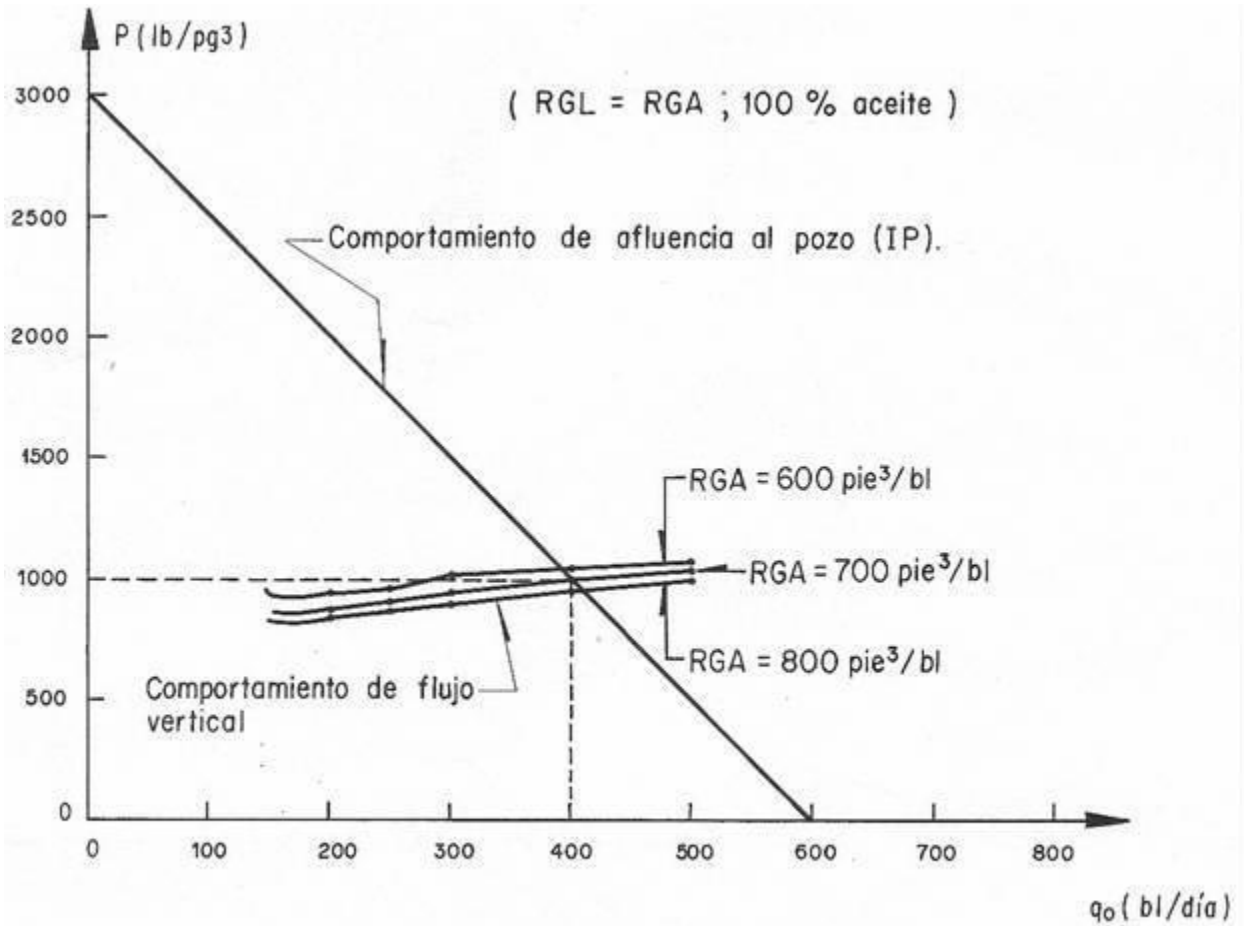


Fig.2. IV R. Determinación de la RGL requerida.

Si  $q_o = 0$  ;  $P_{wf} = P_{ws} = 3000 \text{ lb/pg}^2$

Si  $P_{wf} = 0$ ;  $q_o = q_{o \text{ max}} = IP \times P_{ws} = 0.2 \times 3000 = 600 \text{ bl/día}$

Con estos dos puntos de la grafica se puede trazar el comportamiento de afluencia al pozo, ver Fig. 2:IV R.

Para trazar el comportamiento de la presión de fondo fluyendo en la T.P. se emplean curvas de gradiente de presión en tubería vertical, Figs. A-183, A-186, A-189 , A-192; se suponen gastos de producción para diferentes relaciones gas-líquido y se obtienen las correspondientes  $P_{wf}$ 's.

	200	250	300	400	500
	<b>PRESION DE FONDO FLUYENDO (lb/pg<sup>2</sup>)</b>				
600	940	960	1020	1060	1080
700	880			1080	1040
800	840	880	910	960	1010

Para  $q_o = 400 \text{ bl/día}$

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP} = 3000 - \frac{400}{0.2} = 1000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$$

La relación gas-líquido que proporciona una  $P_{wf}$  menor o igual a  $1000 \text{ lb/pg}^2$  será de :

$$\text{RGL} = 700 \text{ pie}^3/\text{bl} \quad \text{Ver Fig. 2.IV R}$$

3. Un pozo de 10000 pie de profundidad con T.P. de 2 1/2 pg (d.i.) produce 90% de agua salada y 10% aceite. La presión de fondo estática es de  $3900 \text{ lb/pg}^2$  y el índice de productividad de  $50 \text{ bl/día/lb/pg}^2$  constante. El pozo produce hacia un separador, Presión de separación de  $100 \text{ lb/pg}^2$ , por una tubería de descarga de 2500 pie de longitud.

a) Realizar una gráfica del gasto de producción vs. diámetros de tubería de descarga de 2, 2 1/2, 3, 3 1/2 Y 4 pg para una relación gas-líquido de  $200 \text{ pie}^3/\text{bl}$ .

b) Realiza una gráfica del gasto de producción vs. diámetros de tuberías de descarga de 2 y 4 pg para relaciones gas-líquidos de 200, 600 y  $1500 \text{ pie}^3/\text{bl}$ .

c) Si el separador se colocara a 300 pie del pozo y la presión de separación disminuyera a  $30 \text{ lb/pg}^2$  ¿Qué producción podría esperarse de este pozo para tubería de descarga de 2 1/2 pg., considerando una relación gas-líquido de  $200 \text{ pie}^3/\text{bl}$  ?

Solución:

a) Paso 1): Suponer gastos de producción y obtener las presiones de fondo fluyendo a partir del IP.

q(bl/día)	Pwf(lb/pg <sup>2</sup> )
100	3898
500	3890
1000	3880
1500	3870
2000	3860
3000	3840

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{IP}$$

Paso 2):

Utilizando curvas de gradiente en tubería vertical, obtener las presiones en la cabeza del pozo para cada gasto supuesto (corriente arriba).

q(bl/día)	Pwf(lb/pg <sup>2</sup> )
100	110
500	320
1000	300
1500	260
2000	240
3000	120

Curvas de gradiente

empleadas:  
Figs. A-226, A-238, A-253,  
A-259, A-262, A-268.

Paso 3):

Utilizando curvas de gradiente en tubería horizontal para diámetros de 2, 2 1/2, 3, 3 1/2 Y 4 pg., suponiendo los mismos gastos, obtener la Pwh correspondiente a cada gasto, manteniendo la presión de separación constante.

q (bl/día)	ΦT.D=2"	Pwh <sub>D</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )			
		2 1/2"	3"	3 1/2"	4"
100	-	-	-	-	-
500	120	120	-	-	-
1000	230	150	120	110	-
1500	330	200	140	120	110
2000	460	250	170	130	120
3000	710	370	230	160	130

Curvas de gradiente empleadas:  
Figs. B-2,B-10,B-20,B-24, B-26, B-30, B-32, B-40, B-50, B-54, B-56, B-60, B-74, B-76, B-78, B-100, B-102, B-104, B-106,B-130, B-132, B-134.

Paso 4):

Graficar en un diagrama Pwh vs gasto, los valores de Pwh de los pasos 2 y 3 para cada gasto. Considerar los diferentes diámetros de tubería de descarga, ver Fig. 3ª.IV R.

Paso 5):

De la intersección de las curvas se obtiene el gato de producción posible para cada

diámetro de tubería de descarga.

$\Phi$ T.D (pg)	q(bl/día)
2	1250
$2\frac{1}{2}$	1930
3	2370
$3\frac{1}{2}$	2710
4	2920

Paso 6):

Graficar gasto de producción vs diámetros de tubería de descarga, ver Fig. 3B.IV R.

b) Paso 1):

Suponer los mismos gastos que para el inciso anterior. Con el empleo de curvas de gradiente en tubería horizontal, con los diámetros de tubería de descarga y las RGL's de 200, 600 y 1500 pie<sup>3</sup>/bl. Considerar la presión de separación constante.

q(bl/día)	$\Phi$ T.D = 2 pg Pwh <sub>D</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )			$\Phi$ T.D. = 4pg Pwh <sub>D</sub> = (lb/pg <sup>2</sup> )		
	RGL = 200 pie <sup>3</sup> /bl	600 pie <sup>3</sup> /bl	1500 pie <sup>3</sup> /bl	RGL=200 pie <sup>3</sup> /bl	600 pie <sup>3</sup> /bl	1500 pie <sup>3</sup> /bl
100	-	-	110	-	-	-
500	120	200	300	-	-	110
1000	230	360	580	-	120	140
1500	330	540	860	110	130	160
2000	460	740	1160	120	150	200
3000	710	1140	1760	130	180	290

Curvas de gradiente empleadas: Figs. B-2, B-10, B-20, B-24, B-26, B-30, B-124, B-128, B-130, B-132, B-134.

Pwh<sub>u</sub> – presión en la cabeza el pozo, corriente arriba

Pwh<sub>D</sub> – presión en la cabeza del pozo, corriente abajo.

Paso2):

Graficar las Pwh<sub>u</sub>'s obtenidas en el paso 2 (inciso a), así como también las Pwh<sub>D</sub>'s para cada  $\Phi$  T.D y RGL, ver Fig. 3 C.IV R.

Paso 3):

De la intersección de las curvas se obtiene el gasto de producción para cada  $\Phi$  T.D y RGL respectiva.

q(bl/día)	$\Phi$ T.D. = 2 pg	Q(bl/día)	$\Phi$ T.D. = 4 pg
1250	$RGL = 200 \frac{pie^3}{bl}$	2920	$RGL = 200 \frac{pie^3}{bl}$
870	$RGL = 600 \frac{pie^3}{bl}$	2570	$RGL = 600 \frac{pie^3}{bl}$
550	$RGL = 1500 \frac{pie^3}{bl}$	2170	$RGL = 1500 \frac{pie^3}{bl}$

Paso 4):

Graficar gasto de producción vs. diámetros de tubería de descarga (2 y 4 pg) para RGL's de 200,600 y 1500  $pie^3/bl$ , ver Fig. 3D.IV R.

c) Utilizando curvas de gradiente en tubería horizontal con  $P_{SEP} = 30 \text{ lb/pg}^2$  y  $\Phi$  T.D= 2  $\frac{1}{2}$ " , RGL=200  $pie^3/bl$ , Long. T.D. = 300 pie suponer gastos y obtener las respectivas  $P_{whD}$ 's para cada gasto.

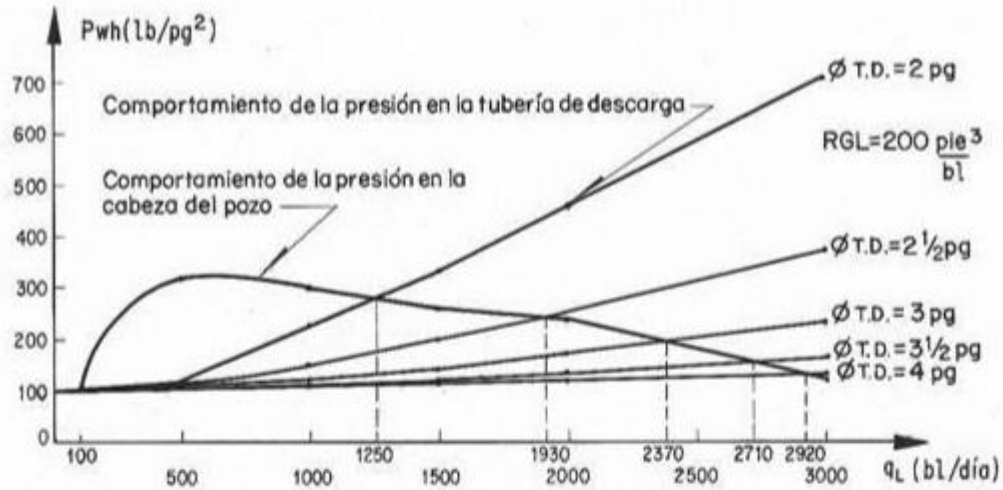


Fig. 3A. IVR. Determinación de gastos de producción para diferentes diámetros de tubería de descarga.

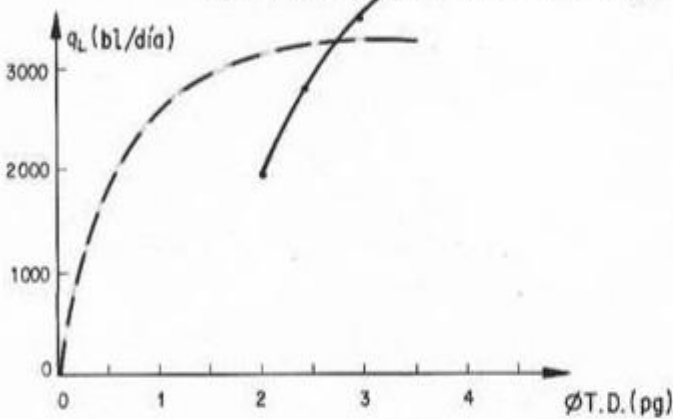


Fig. 3B. IVR. Gasto de producción vs. diámetro de tubería de descarga.

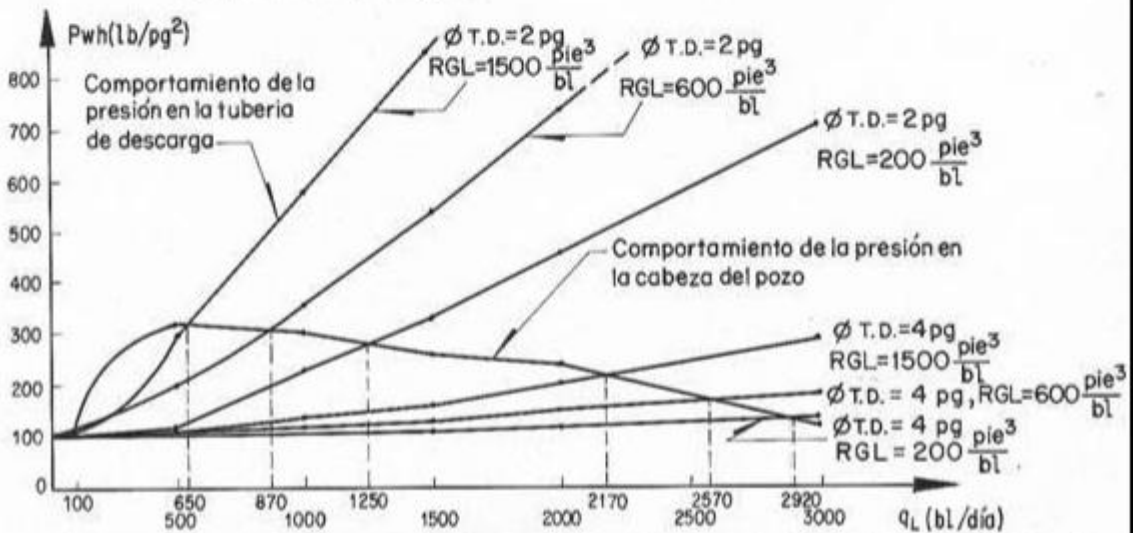


Fig. 3C. IVR. Determinación del gasto de producción para RGL y diámetro de tubería de descarga variables.

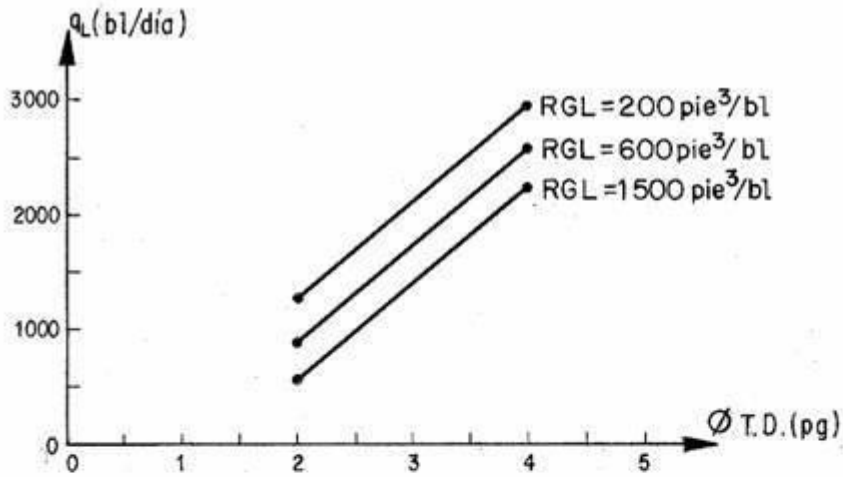


Fig. 3D. IVR. Gasto de producción vs. diámetro de tubería de descarga.

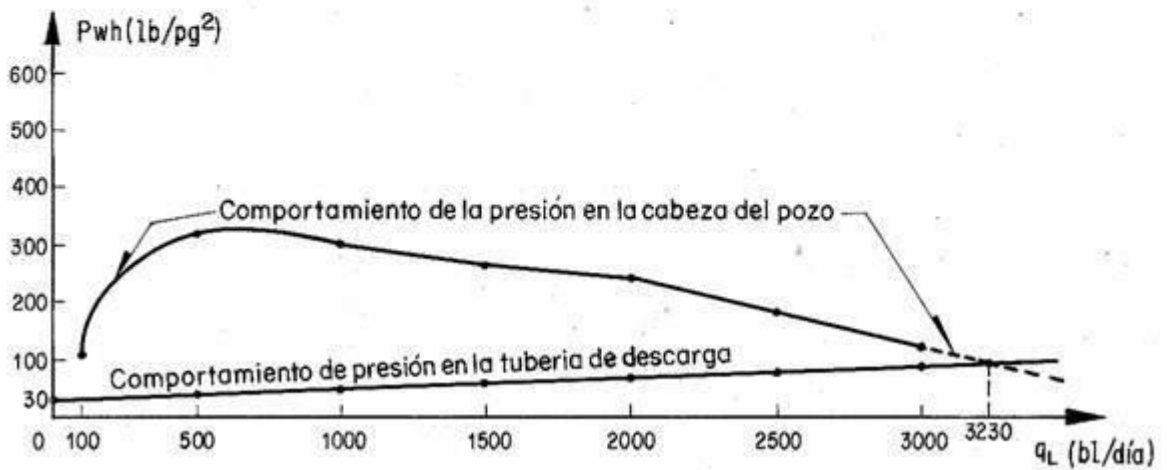


Fig. 3E. IVR. Determinación del gasto de producción.

q (bl/día)	Pwh <sub>D</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )
100	-
500	40
1000	50
1500	60
2000	70
3000	90

Graficar las Pwh<sub>U</sub>'s obtenidas para cada gasto en el paso 2) del inciso a), así como las Pwh<sub>D</sub>'s del paso anterior para cada gasto supuesto, ver Fig. 3E. IV R. De la intersección de ambas curvas se obtiene el gasto de producción posible para las condiciones dadas, siendo éste de:

$$q_o = 3230 \text{ bl/día}$$

4. Un pozo de 10000 pie de profundidad con T.P. de 2 pg. (d.i.) produce 100% aceite con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 130 lb/ pg<sup>2</sup>. La presión de fondo estática es de 3800 lb/pg<sup>2</sup>, el índice de productividad de 50 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> constante y la relación gas-aceite de 3000 pie<sup>3</sup>/bl. Graficar presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) vs. gasto de producción y determinar el gasto máximo posible real de este pozo.

Solución:

A partir de la ecuación del índice de productividad:

$$IP = \frac{q_o}{Pws - Pwf} = \frac{bl}{día} \frac{lb}{pg^2}$$

(1)

$$Pwf = Pws - \frac{q}{IP} = 3800 - 50 \frac{q_o}{q}$$

(2)

Se suponen gastos de producción y se obtienen las respectivas Pwf's a partir de la ecuación 2.

q <sub>o</sub> ( bl/día)	100	500	1000	1500	2000	2500	3000
Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	3798	3790	3790	3770	3760	3750	3740



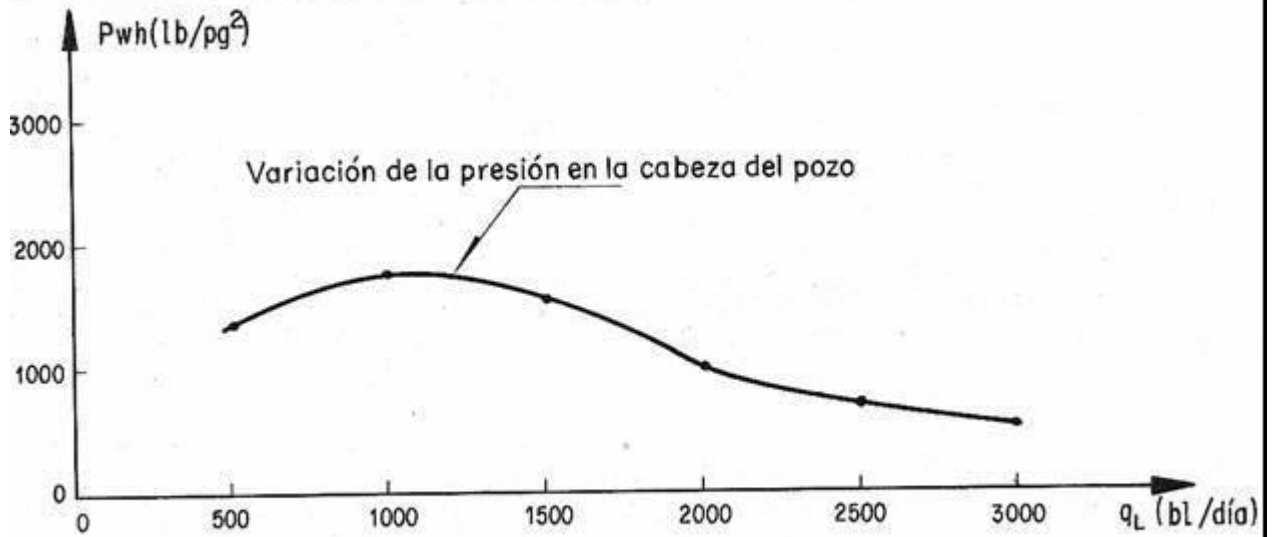


Fig. 4 A. IVR. Presión en la cabeza del pozo vs. gasto de producción.

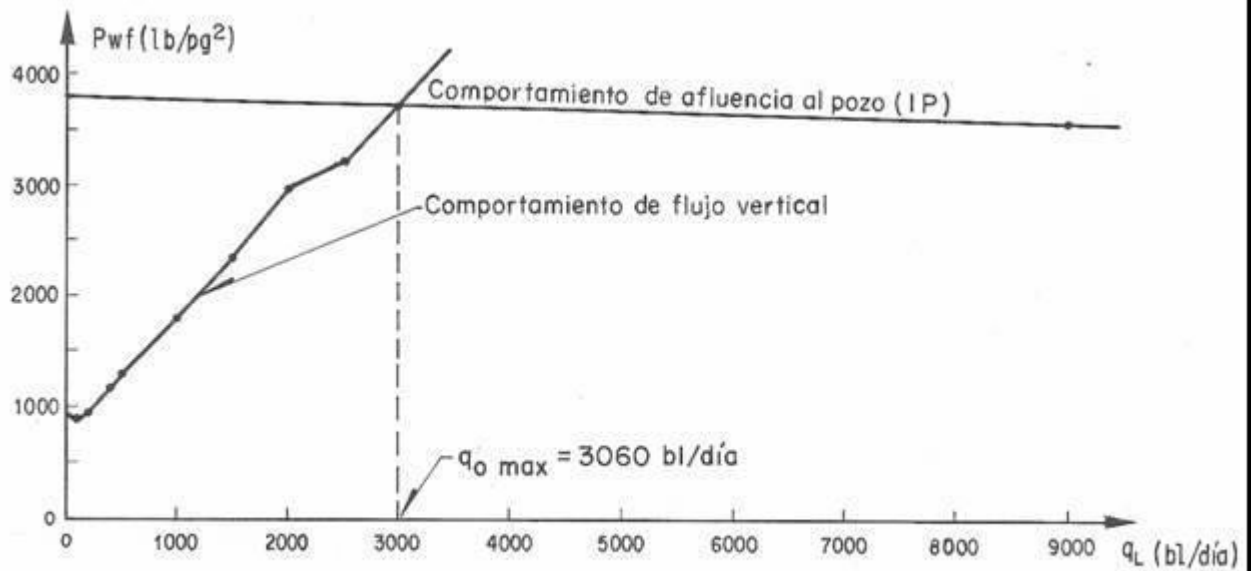


Fig. 4 B. IVR. Determinación del gasto de producción máximo posible.

Utilizando curvas de gradiente de presión en tubería vertical, Figs.A – 180, A-192, A-207, A-213, A-216, A-219 y A-222, para los mismos gastos supuestos anteriormente y con las Pwf's correspondientes se obtienen las presiones en la cabeza del pozo (corriente arriba) para cada gasto.

q <sub>o</sub> ( bl/día)	100	500	1000	1500	2000	2500	3000
Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	-	1360	1760	1220	960	560	-

Graficar Pwhu vs. Q<sub>o</sub>, ver Fig. 4A.IV R.

Para una presión en la cabeza del pozo real (corriente arriba) de 130 lb/pg<sup>2</sup>, utilizar curvas de gradiente de presión en tubería vertical, Figs. A-180, A- 183, A-192, A-207, A-213, A-216, A-219 Y A-222, suponiendo gastos de producción y obteniendo las Pwf's correspondientes para cada gasto.

q <sub>o</sub> ( bl/día)	100	200	400	500	1000	1500	2000	2500	3000
Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	880	960	1200	1280	1800	2360	3000	3220	3760

Se grafican las Pwf's obtenidas a partir del IP y de las curvas de gradiente, ver Fig. 4B. IV R.

La intersección de ambas curvas será el gasto máximo posible de producción de este pozo.

$$q_{o\text{máx.}} = 3060 \text{ bl/día}$$

5. Se tiene un pozo de 7000 pie de profundidad con T.P. de 2pg (d.i.), produciendo 100% aceite, con una relación gas-aceite de 500 pie<sup>3</sup>/bl. A partir de los datos obtenidos en dos pruebas de flujo realizadas en el pozo, determinar la presión promedio del yacimiento (Yacimiento saturado y pozo sin daño) y graficar la curva del comportamiento de afluencia (IPR).

PRUEBA 1	PRUEBA 2
q <sub>o</sub> = 600 bl/día	Q <sub>o</sub> = 1000 bl/día
Pwh = 360 lb/pg <sup>2</sup>	Pwh= 160 lb/pg <sup>2</sup>

Solución:

Empleando curvas de gradiente de presión en tubería vertical se tiene:

$$Pwf_1 = 1840 \text{ lb/pg}^2$$

Fig. A-195

$$Pwf_2 = 1600 \text{ lb/pg}^2$$

Fig. A-207

De la ecuación de Vogel:

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{Pwf}{Pws} \right) - 0.8 \left( \frac{Pwf}{Pws} \right)^2$$

(1) De la prueba 1:

$$\frac{600}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{1840}{Pws} \right) - 0.8 \left( \frac{1840}{Pws} \right)^2$$

(2) De la prueba 2:

$$\frac{1000}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{1600}{Pws} \right) - 0.8 \left( \frac{1600}{Pws} \right)^2$$

(3)

Resolviendo las Ecs. (2) y (3) para Pws y q<sub>o max</sub>:

$$\frac{600}{q_{o \max}} = 1 - \frac{368}{Pws} - \frac{2708480}{Pws^2}$$

(4)

$$\frac{1000}{q_{o \max}} = 1 - \frac{320}{Pws} - \frac{2048000}{Pws^2}$$

(5) De las ecuaciones (4) y (5) despejar q<sub>o max</sub>:

$$q_{o \max} = 600 Pws^2 / (Pws^2 - 368 Pws - 2708480)$$

(6)

$$q_{o \max} = 1000 Pws^2 / (Pws^2 - 320 Pws - 2048000)$$

(7) Igualando (6) y (7):

$$600 Pws^2 / (Pws^2 - 368 Pws - 2708480) = 1000 Pws^2 / (Pws^2 - 320 Pws - 2048000)$$

$$(8) \text{ Agrupando términos en la ecuación (8): } 400 Pws^2 - 176000 Pws - 1.47968 \times 10^9 = 0$$

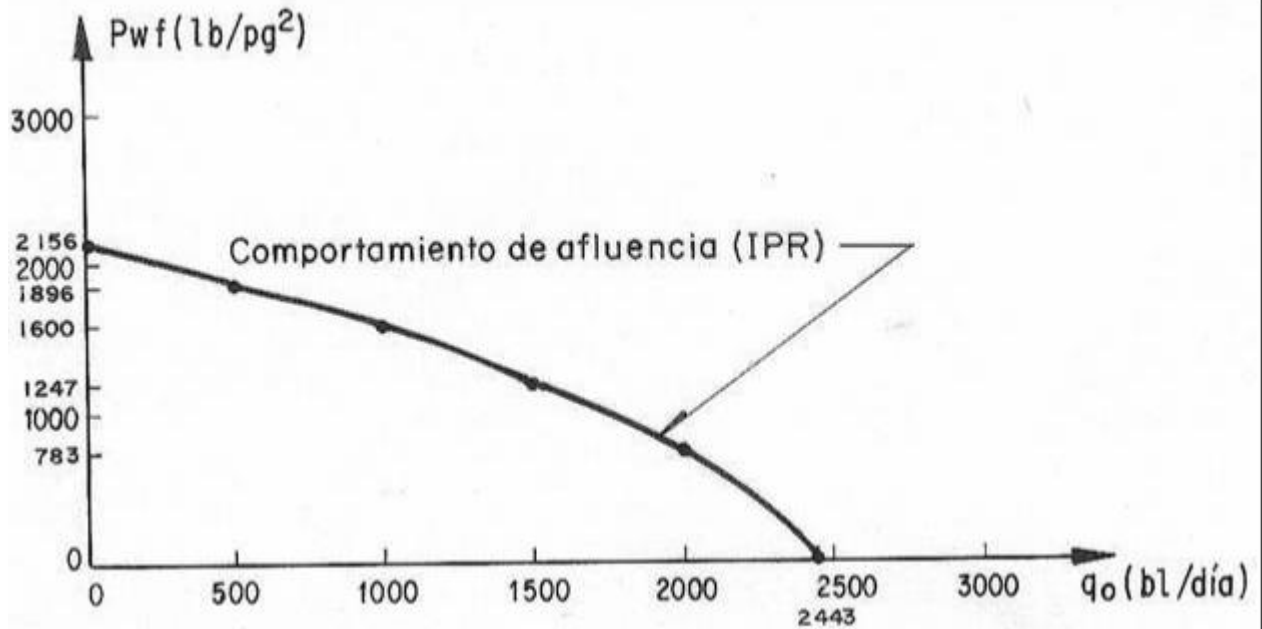


Fig.5.IV.R. Comportamiento de flujo en el yacimiento.

Resolviendo la ecuación cuadrática:

$$P_{ws} = \frac{176000 + 1.5486975 \times 10^6}{2(400)}$$

$$P_{ws} = \frac{176000 + 1.5486975 \times 10^6}{800}$$

$$P_{ws} = 2156 \text{ lb/pg}^2$$

Sustituyendo el valor de Pws en la ecuación (6), se tiene:

$$q_{o \max} = (600) (2156)^2 / [ (2156)^2 - (368)(2156) -$$

$$2708480] \quad q_{o \max} = 2433 \text{ bl/día}$$

Para graficar la curva de IPR, a partir de la ecuación de Vogel suponer gastos de producción y obtener sus respectivas Pwf 's donde:

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} - 1 + \sqrt{1 - \frac{q_o}{q_{o \max}}}$$

$q_o$ (bl/día)	Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )
0	2156
500	1896
1000	1600
1500	1247
2000	783
2433	0

Realizar una grafica de  $q_o$  vs Pwf, ver Fig. 5.IV R.

6. Un pozo de 8000 pie de profundidad con un índice de productividad de 3 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> produce 3000 blo/día (100% aceite). Si la presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) es de 120 lb/pg<sup>2</sup>, la presión promedio del yacimiento de 2500 lb/pg<sup>2</sup> y la relación gas-aceite es de 350 pie<sup>3</sup>/bl. Determinar el diámetro mínimo de tubería de producción para manejar dicho gasto.

(1) Obtener la Pwf necesaria para producir los 3000 blo/día:

$$IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:

$$P_{ws} - P_{wf} = \frac{q_o}{IP}$$

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP};$$

$$P_{wf} = 2500 - \frac{3000}{3} 1500 \frac{lb}{pg^2}$$

(2) Por ensayo y error determinar el diámetro de T.P. mínimo para obtener una presión de fondo fluuyente igualo menor que 1500 lb/pg<sup>2</sup>

(3) Suponer diámetros de T.P. y determinar la Pwf para 3000 blo/día, empleando curvas de gradiente en tubería vertical.

Diámetro T.P (pg)	Pwf (lb/ pg <sup>2</sup> )	CURVAS DE GRADIENTE FIGS.
2	3200	A-222

2½	2600	A-270
3	2080	A-321
3½	1840	A-381
4	1760	A-447
4½	1680	A-480
5	1500	A-516

Por lo que el diámetro mínimo de T.P. es de 5pg

7. Un pozo de 8200 pie de profundidad con tubería de producción de 2 pg. produce 10 por ciento aceite con una relación gas-aceite constante de 3000 pie<sup>3</sup>/bl. El índice de productividad es de 1.0 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante) la presión de fondo estática es de 3900 lb/pg<sup>2</sup>. Además el pozo produce por una tubería de descarga de 2 pg. de diámetro y 4000 pie de longitud hacia un separador, presión de separación = 80lb/pg<sup>2</sup>. Determinar el gasto máximo de producción posible para este pozo. Yacimiento Bajosaturado.

Solución:

(1) Para graficar el comportamiento de afluencia, a partir de la ecuación del índice de productividad constante:

$$J=IP= \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}, \text{ donde } P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{IP}$$

Se suponen gastos de producción y se obtienen sus respectivas presiones de fondo fluyendo.

q (bl/día)	Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )
0	3900
500	3400
1000	2900
1500	2400
2000	1900
3000	900
3900	0

(2) Para graficar la curva de variación de la presión en la cabeza del pozo (corriente arriba), suponiendo gastos de producción (10% aceite) con su respectiva Pwf (obtenida del IP), determinar la Pwh empleando curvas de gradiente en tubería vertical.

q (bl/día)	Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	Pwh <sub>u</sub> (lb/pg <sup>2</sup> )	Curvas de gradiente Figs
500	3400	1720	A-190

700	3200	1860	A-196
900	3000	1140	A-202
1000	2900	960	A-205
1500	2400	200	A-211

(3) Para graficar la variación de la presión en la línea de descarga, suponiendo gastos de producción con  $P_{SEPARACION} = 80 \text{ lb/pg}^2$  constante, emplear curvas de gradiente en tubería horizontal, obtener la presión en la cabeza del pozo (corriente abajo),  $P_{whD}$ , para cada gasto.

Q (bl/día)	$P_{whD}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	Curvas de gradiente empleadas* Figs.
500	540	B-10
1000	1060	B-20
2000	2120	B-26

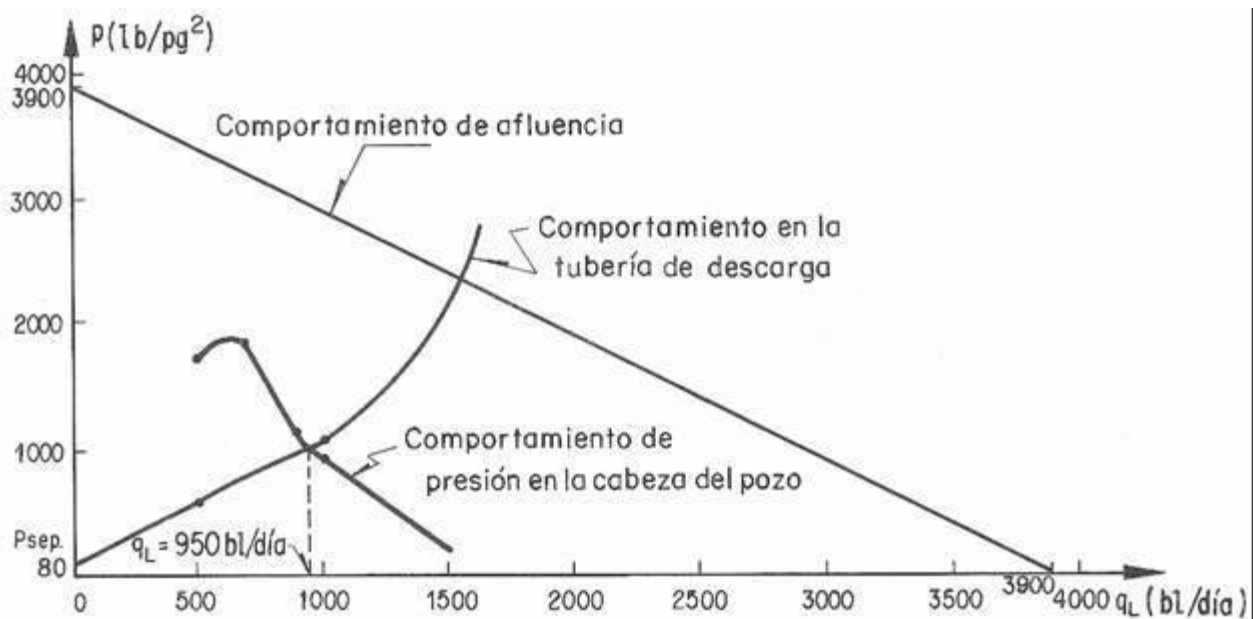


Fig. 7. *IV R.* Determinación del gasto de producción posible.

\* Se utilizaron curvas de gradiente en tubería horizontal para 100% agua con una aproximación.

De la intersección de la curva del paso (2) con la del paso (3), el gasto máximo posible es:

$$q = 950 \text{ bl/día (ver Fig. 7. IV R.)}$$

8. Un pozo de 6000 pie de profundidad con tubería de producción de 2 7/8 pg. produce 400 blo/día (100% aceite). Se tiene una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 500 lb/pg<sup>2</sup>. La relación gas-líquido es de 400 pie<sup>3</sup>/bl. La presión de fondo estática es de 3200 lb/pg<sup>2</sup> Y la presión de burbujeo de 3500 lb/pg<sup>2</sup>.

a) ¿Qué gasto daría el pozo con un estrangulador de 12/64 pg, con una presión de separación de 100 lb/pg<sup>2</sup> y una tubería de descarga de 3 pg. de diámetro y 2000 pie de longitud? Comprobar si cumple para flujo crítico.

b) ¿Qué gasto, Pwh y Pwf daría para un estrangulador de 1/2 pg? Comprobar si cumple para flujo crítico.

Solución: a)

1) Utilizando curvas de gradiente en tubería vertical Fig. A-237 con la presión en la cabeza del pozo (corriente arriba), determinar la Pwf correspondiente:

$$P_{wf} = 1960 \text{ lb/pg}^2$$

como  $P_{wf} < P_b$  entonces se trata de un yacimiento saturado.

2) Empleando la ecuación de Vogel

$$\frac{q_o}{q_{o \max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_{ws}^2}$$

$$\text{Donde: } q_{o \max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_{ws}^2}}$$

$$q_{o \max} = \frac{400}{1 - 0.2 \frac{1960}{3200} - 0.8 \frac{1960^2}{3200^2}} = 523 \frac{\text{bl}}{\text{día}}$$

Suponiendo Pf, determinar gastos correspondientes con la ecuación e Vogel..

Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	q <sub>o</sub> (bl/día)
0	523
500	506.4
1000	449.45
1500	382
2000	294.18
2500	186
3200	0.0



Con estos valores graficar la curva del comportamiento de afluencia (IPR).

3) Graficar la curva de comportamiento de presión en la cabeza del pozo. Suponer gastos de producción, determinar las Pwf correspondientes con la ecuación de Vogel. Empleando curvas de gradiente en tubería vertical obtener la Pwh para cada gasto.

q <sub>o</sub> (bl/día)	Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	Pwh (lb/pg <sup>2</sup> )	Curvas de gradiente Figs.
100	2842	880	A-228
200	2440	640	A-231
400	1381	260	A-237
500	450	-	A-240

donde:  $P_{wf} = 0.125 P_{ws} - 1 + \sqrt{1 - \frac{q_o}{q_{o \max}}}$

4) Para trazar la curva del comportamiento en el estrangulador, a partir de la ecuación de Gilbert..

$$P_{wh} = \frac{435 R^{0.546} q_o}{S^{1.89}}$$

Esta ecuación representa una línea recta que pasa por el origen por lo que, únicamente se requiere determinar un punto para el trazo de ésta.

Si q<sub>o</sub> = 300 bl/día

$$P_{wh} = \frac{(435)(0.4^{0.546})(300)}{12^{1.89}} \quad P_{wh} = 722.2 \text{ lb/pg}^2$$

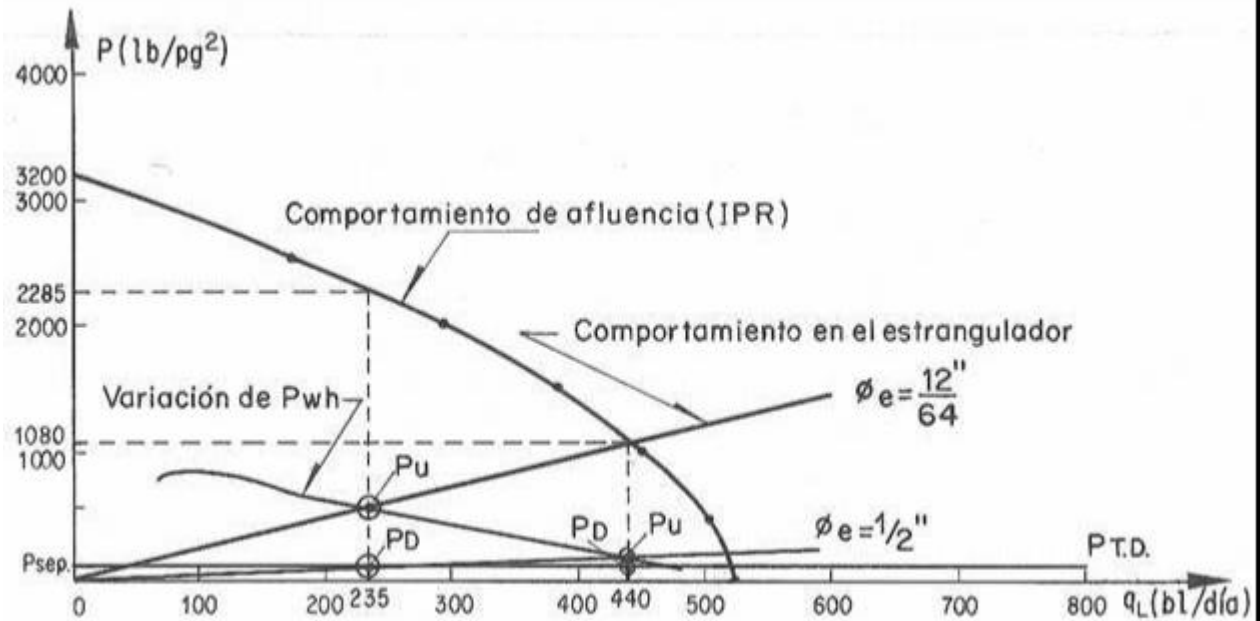


Fig. 8. IV R. Determinación del gasto de producción para diferentes diámetros de estrangulador.

5) Graficar la variación de la presión en la tubería de descarga, utilizando curvas de gradiente en tubería horizontal, suponer gastos de producción y obtener sus respectivas P.T.D.

$q_o$ (bl/día)	P.T.D (lb/pg <sup>2</sup> )	Curvas de gradiente Figs.
200	-	B-65
400	110	B-67
600	120	B-69
800	130	B-71

Resultados: (Ver Fig. 8. IV R.)

a) Estrangulador de  $\frac{12}{64}$  pg:  $q_o = 235$  bl/día

$P_u = 560$  lb/pg<sup>2</sup> (Presión en la cabeza del pozo corriente arriba)

$P_{wf} = 2285$  lb/pg<sup>2</sup>

$P_D = 105$  lb/pg<sup>2</sup> (Presión en la cabeza el pozo corriente abajo)

$$\frac{P_D}{P_u} \leq 0.5$$

Para flujo crítico:  $\frac{105}{560} = 0.1875$

$$0.1875 < 0.5$$

Por lo tanto cumple para flujo crítico

b) Para un estrangulador de  $1/2$  pg ( $32/64$  pg)

Si  $q_o = 500$  bl/día

$$P_{wh} = \frac{(435)(0.4^{0.546})(500)}{32^{1.89}} = 188.5 \frac{lb}{pg^2}$$

Graficar el comportamiento de presión en el estrangulador (línea recta) Resultados: (Ver Fig. 8.IV R).

$q_o = 440$  bl/día

$P_{wf} = 1080$  lb/pg<sup>2</sup>

$P_u = 175$  lb/pg<sup>2</sup>

$P_D = 115$  lb/pg<sup>2</sup>

$\frac{P_D}{P_u} = \frac{115}{175} = 0.657 > 0.5$  por lo que: no cumple para flujo crítico

9. De una prueba de producción en un pozo se obtuvieron los datos siguientes:

$P_{ws} = 2600$  lb/pg<sup>2</sup>;  $q_o = 500$  bl/día (Eficiencia de flujo = 0.7)

$P_{wf} = 2200$  lb/pg<sup>2</sup>

Determinar:

- a. Gasto de aceite máximo para FE= 0.7
- b. Gasto de aceite si la  $P_{wf}$  es de 1500 lb/pg<sup>2</sup> y F.E. = 0.7

Solución:

a.  $\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{2200}{2600} = 0.846$

Con este valor, en la Fig. 1.21 (Referencia 1 ) obtener el valor de  $q_o/q_{o\max}$  en la curva  $FE = 0.7$

$$\frac{q_o \text{ FE}=0.7}{q_o \text{ max. FE}=1} = 0.87$$

$$\frac{q_o \text{ FE}=0.7}{q_o \text{ max. FE}=1}$$

$$q_{o\max} \text{ FE} = 0.7 = (0.87)(2702.7) = 2351$$

$$\text{bl/día } q_{o\max} \text{ FE} = 0.7 = 2351.35 \text{ bl/día}$$

$$\text{b. } \frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{1500}{2600} = 0.5769$$

De la fig. 1.21, referencia 1 ;  $\frac{q_{o\max} \text{ FE} = 0.7}{0.47 q_{o\max} \text{ FE} = 1}$

$$q_o \text{ FE} = 0.7 = (0.47)(2702.7) = 1270.27 \text{ bl/día}$$

$$\underline{q_o \text{ FE} = 0.7 = 1270.27 \text{ bl/día}}$$

10. Se perforaron pozos en un yacimiento de 40 acres cuyo horizonte productivo es de 15 pie de espesor con una permeabilidad promedio de 10 md. El aceite tiene una viscosidad a condiciones del yacimiento de 6 c p y el factor de volumen del aceite de la formación es 1.17. Si los pozos se terminaron con una T.R. de 5 pg , estimar el IP promedio. ¿Cuál es el potencial del pozo promedio si la presión estática del yacimiento es de 1250 lb/pg<sup>2</sup> ?

Solución:

A partir de la ecuación de Darcy, para un yacimiento homogéneo, horizontal:

$$J=IP= \frac{7.08 \times 10^{-3} h k_o}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \mu_o}$$

donde:

$$h = 15 \text{ pie}$$

$$K_o = 10 \text{ md}$$

$$Bo = 1.17$$

$$\mu_o = 6 \text{ c.p.}$$

$$r_w = 2.5 \text{ pg}$$

$$\text{Adrene} = 40 \text{ acres}$$

$$1 \text{ acre} = 4.3560 \times 10^4 \text{ pie}^2$$

$$40 \text{ acres} = 1.7424 \times 10^6 \text{ pie}^2$$

$$\text{Adrene} = \pi r_e^2$$

$$r_e = \frac{\sqrt{\frac{1.7424 \times 10^6 \text{ pie}^2}{\pi}}}{2.5} = 7.4473025 \times 10^2 \text{ pie}$$

$$r_e = 8.936763 \times 10^3 \text{ pg.}$$

$$IP = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 15}{\frac{8.936763 \times 10^3}{2.5}} \times \frac{10}{1.17 \times 6}$$

$$IP = 0.01849 \text{ bl/día/ lb/pg}^2$$

$$\text{Si } P_{ws} = 1250 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{Potencial del pozo} = P_{ws} \times IP = q_{o\max} = 1250 \times$$

$$0.01849 \text{ } q_{o\max} = 23.11 \text{ bl/día}$$

## PROBLEMAS PROPUESTOS SERIE I. IV

1.1 Un pozo de 8 000 pie de profundidad con T.P. de 2 3/8 pg. (d.e.) produce un gasto de 200 bl/día con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 200 lb/pg<sup>2</sup> y una relación gas-líquido de 600 pie<sup>3</sup>/bl. ¿Qué presión de fondo fluyendo se tendría si el gasto se incrementara a 1000 bl/día, manteniendo la presión en la cabeza del pozo constante? Comparar las presiones de fondo fluyendo para ambos gastos bajo las siguientes condiciones:

- a) 100% aceite
- b) 50% aceite y 50% agua
- c) 10% aceite y 90% agua

1.2 Un pozo de 8 000 pie de profundidad con T.P. de 2 3/8 pg. (d.e.) produce con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) constante de 100 lb/pg<sup>2</sup> y una presión de fondo estática de 3 750 lb/pg<sup>2</sup>. De una prueba de producción en el pozo, se obtuvieron los resultados siguientes:

Gasto de producción; 750 blw/día + 50 blo/día

Relación gas-aceite; 1 500 pie<sup>3</sup>/bl

Determinar el índice de productividad de este pozo para un yacimiento bajosaturado.

Solución:

$$IP = 1.311 \text{ bl/día/lb/pg}^2$$

1.3 Un pozo de 10 000 pie de profundidad con T.P. de 2! pg. (d.i) registró las siguientes presiones de fondo estática e índices de productividad durante 3 años de producción:

Año	Pws (lb/pg <sup>2</sup> )	IP(bl/día/lb/ pg <sup>2</sup> )
0	5000	22.0
1	4500	8.7
2	4200	3.1
3	4000	1.2

Determinar el tiempo al cual este pozo dejará de fluir y graficar la declinación del gasto contra tiempo. Considerar una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) constante de 200 lb/pg<sup>2</sup> y una relación gas-aceite de 500 pie<sup>3</sup>/bl para un gasto de 100% de aceite.

Solución:

4.45 años

1.4 Comparar las presiones de fondo fluyendo necesarias para que un pozo de 6 000 pie de profundidad con T.P. de 2 pg (d.i.) produzca 600 bl/día de líquido con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) constante de 150 lb/pg<sup>2</sup> y una relación gas-líquido de 500 pie<sup>3</sup>/bl para los siguientes casos:

- a) 100 % aceite
- b) 50 % aceite y 50 % agua
- c) 10 % aceite y 90 % agua

1.5 Un pozo de 9 500 pie de profundidad con T.P. de 27/8 pg. (d.e.) produce 90% de agua y 10% de aceite con un gasto de líquido de 800 bl/día considerando el gasto constante, calcular las presiones de fondo fluyendo para relaciones gas-líquido de: 0, 50, 100, 200, 400, 600, 1000, 2000 Y 3000 pie<sup>3</sup>/bl, con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) constante de 100 lb/pg<sup>2</sup>.

## SERIE 2.IV

2.1 Un pozo con T.P. de 23/8 pg. (d.e.) produciendo 50% aceite y 50 % agua salada, fluye desde una profundidad de 8 000 pie con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 150 lb/pg<sup>2</sup>. El gasto de aceite es de 200 bl/día. Considerando que este gasto de producción es constante para cualquier abatimiento de presión, calcular las presiones de fondo fluyendo necesarias para que este pozo produzca con las siguientes relaciones gas-líquido: 0, 25, 50, 100, 200, 400, 600, 1000, 2000 y 3000 pie<sup>3</sup>/bl.

Solución:

RGL (pie <sup>3</sup> /bl)	0	25	50	100	200	400	600	1000	2000	3000
Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	3440	3400	3310	3070	2560	1760	1440	1230	1120	960

2.2 Un pozo de 8 000 pie de profundidad produce 200 blo/día y 200 blw/día con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 150 lb/pg<sup>2</sup> constante. Calcular las presiones de fondo fluyendo requeridas para una relación gas-líquido de 400 pie<sup>3</sup>/bl, considerando que se por T.P. de 1  $\frac{1}{2}$ , 2, 2  $\frac{1}{2}$  Y 3 pg. de diámetro.

Solución:

T.P (pg)	1 $\frac{1}{2}$	2	2 $\frac{1}{2}$	3
Pwf (lb/pg <sup>2</sup> )	2400	1760	1690	1600

2.3 Un pozo de 10 000 pie de profundidad con T.P de 2  $\frac{1}{2}$  pg (d.i) tiene una presión de fondo estática de 4000 lb/pg<sup>2</sup>. De una prueba superficial se obtuvo la siguiente información:  
 Gasto de producción = 900 blw/día + 100 blo/día  
 Relación gas-aceite = 6 000 pie<sup>3</sup>/bl  
 Presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) = 200 lb/pg<sup>2</sup>  
 Calcular el índice de productividad del pozo para un yacimiento saturado.

Solución:

$$\underline{IP = 0.61 \text{ bl/día/lb/pg}^2}$$

2.4 Un pozo fluye a un separador con una contrapresión de 100 lb/pg<sup>2</sup> por una tubería de descarga de 2 pg de diámetro y 3 000 pie de longitud, ¿cual es la presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) si el pozo produce 100 blo/día con una relación agua-aceite de 5 blw/blo y una relación gas-líquido de 1000 pie<sup>3</sup>/bl ?

Solución:  $\underline{P_{whu} = 620 \text{ lb/pg}^2}$

2.5 Un pozo de 8 500 pie de profundidad con una T.P. de 2  $\frac{1}{2}$  pg (d.i.) produce un gasto de 800 blo/día con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 100 lb/pg<sup>2</sup>. La presión de fondo estática es de 2 000 lb/pg<sup>2</sup>, la presión de burbujeo de 2 400 lb/pg<sup>2</sup> Y la relación gas-aceite de 600 pie<sup>3</sup>/bl. Determinar el índice de productividad promedio y graficar la curva del comportamiento de afluencia al pozo.

Solución:

$$\underline{IPR = 1.19 \text{ bl/día/lb/pg}^2}$$

## SERIE 3. IV

3.1 Se tiene un pozo de 7 000 pie de profundidad con T.P. de 2 pg. (d.i.), produciendo 100% aceite, con una relación gas-aceite de 500 pie<sup>3</sup>/bl. A partir de los datos obtenidos en dos pruebas de flujo realizadas en el pozo, determinar el índice de productividad promedio (yacimiento bajosaturado) y la presión promedio del yacimiento.

PRUEBA 1	PRUEBA 2
q <sub>o</sub> = 600 bl/día	q <sub>o</sub> = 1000 bl/día
P <sub>wh</sub> = 1.67 lb/pg <sup>2</sup>	P <sub>wh</sub> = 160 lb/pg <sup>2</sup>

Solución:

$$\overline{IP} = 1.67 \text{ bl/día/lb/pg}^2$$

3.2 Un pozo de 8 000 pie de profundidad con un índice de productividad de la bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante) produce 1800 blw/día y 200 blo/día. La presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) es de 100 lb/pg<sup>2</sup> y la presión promedio del yacimiento es de 2400 lb/pg<sup>2</sup>. La relación gas-líquido es de 300 pie<sup>3</sup>/bl. Determinar el diámetro mínimo de tubería de producción para manejar dicho gasto.

Solución:

3 pg

3.3 Un pozo de 8 000 pie de profundidad con tubería de producción de 2 pg. (d. i.) produce 600 bl/día (100% aceite). La presión promedio del yacimiento es de 2 400 lb/pg<sup>2</sup>, el índice de productividad del pozo es 2 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante) y la relación gas-aceite es 400 pie<sup>3</sup>/bl. Determinar la presión máxima en la cabeza del pozo (corriente arriba) para lo cual este pozo producirá dicho gasto.

Solución:

$$P_{whu} = 240 \text{ lb/pg}^2$$

3.4 Un pozo de 8 000 pie de profundidad con tubería de producción de 2 pg. (d.i.) produce 1000 blo/día. La presión promedio del yacimiento es de 2800 lb/pg<sup>2</sup>, el índice de productividad del pozo es 2.2 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante) y la presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) es de 100 lb/pg<sup>2</sup>. Determinar la relación gas-líquido necesaria Para que este pozo fluya.

Solución:

$$RGL = 250 \text{ pie}^3/\text{bl}$$

3.5 Un pozo de 5000 pie de profundidad con tubería de producción de 2.5 pg. (d.i.) produce 100% aceite de 35 °API con una relación gas-aceite de 3000 pie<sup>3</sup>/bl. Hacia un separador (P<sub>Separación</sub> = 80 lb/pg<sup>2</sup>) por una tubería de descarga de 2.5 pg. de diámetro y 2000 pie de longitud. La presión de fondo estática es de 2500 lb/pg<sup>2</sup> y el índice de productividad de 1.0 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante). Determinar: los gastos de aceite para estranguladores de



$\frac{10}{64}$ ,  $\frac{12}{64}$ ,  $\frac{19}{64}$ ,  $\frac{24}{64}$  y  $\frac{1}{2}$  pg. Asimismo los gastos de aceite sin estrangulador y descargando el pozo a la atmósfera.

Solución:

$$\Phi_e = \frac{10}{64} \text{ pg} \quad q_o = 185 \text{ bl/día}$$

$$\Phi_e = \frac{12}{64} \text{ pg} \quad q_o = 250 \text{ bl/día}$$

$$\Phi_e = \frac{19}{64} \text{ pg} \quad q_o = 475 \text{ bl/día}$$

$$\Phi_e = \frac{24}{64} \text{ pg} \quad q_o = 625 \text{ bl/día}$$

$$\Phi_e = \frac{32}{64} \text{ pg} \quad q_o = 835 \text{ bl/día}$$

Gasto sin estrangulador: 1285 bl/día

Gasto descargando a la atmósfera: 1775 bl/día.

**SERIE 4.1V**

4.1 En un pozo se realizó una prueba de producción y se obtuvieron los siguientes datos:

$$P_{ws} = 2400 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wf} = 1800 \text{ lb/pg}^2$$

$$q_o = 70 \text{ bl/día (Eficiencia de flujo: 0.7)}$$

Determinar:

- $q_o \text{ max para FE} = 1.3$
- $q_o \text{ para } P_{wf} = 1200 \text{ lb/pg}^2 \text{ y FE} = 1.3$

**Solución:**

- $q_o \text{ máx. FE} = 1.3 = 256 \text{ bl/día}$
- $q_o \text{ FE} = 1.3 = 200.4 \text{ bl/día}$
- $\Delta q_o = 46 \text{ bl/día}$

4.2 Un pozo de 8 000 pie de profundidad produce 100% aceite de 35 °API. El índice de productividad es de 1.0 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante) y la presión de fondo estática de 3 100 lb/pg<sup>2</sup>. Considerar una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 150 lb/pg<sup>2</sup> Y la relación gas-líquido de 200 pie<sup>3</sup>/bl. Determinar el diámetro más pequeño de tubería de producción para mantener fluyendo este pozo. ¿Cual será el gasto para este diámetro de T.P. ?

**Solución:**

1.049 pg. (d.i.)

$$q_o = 260 \text{ bl/día}$$

4.3 Un pozo terminado en el intervalo de 2994 a 3032 pie tiene una T.P. de 2 3/8 pg. suspendida a 3 000 pie. El pozo fluye a 320 bl/día, el porcentaje de agua es cero a una relación gas-aceite de 400 pie<sup>3</sup>/bl con una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba) de 500 lb/pg<sup>2</sup>. La presión estática es de 1 850 lb/pg<sup>2</sup> a 3000 pie. Cual sería el gasto y la Pwh si se colocara un estrangulador superficial de 1/2 pg. de diámetro. Considerar un índice de productividad constante.

**Solución:**  $q_o = 570 \text{ bl/día}$   
 $P_{wh} = 220 \text{ lb/pg}^2$

4.4 Un pozo fluyente está terminado con 7332 pie de T.P. de 2 3/8 pg. La presión estática es de 3000 lb/pg<sup>2</sup>, el índice de productividad de 0.42 bl/día/lb/pg<sup>2</sup> (constante) y la relación gas-aceite de 200 pie<sup>3</sup>/bl. Si el pozo produce 100% aceite y se tiene un estrangulador superficial de 1/4 pg. ¿Cual será el gasto del pozo con este estrangulador?

**Solución:**  $q_o = 238 \text{ bl/día}$

4.5 Un yacimiento de 1000 acres cuyo horizonte productivo es de 50 -pie de espesor tiene una permeabilidad promedio de 5 md. y un factor de daño de 3. El aceite producido tiene una viscosidad de 5 cp a condiciones de yacimiento y el factor de volumen es de 1.2. Determinar el índice de productividad promedio del pozo. Considerar yacimiento bajosaturado y pozos terminados con T.R.'s de 5 pg.

**Solución:**  $IP = 0.023 \text{ bl/día/lb/pg}^2$

## GLOSARIO

**Estrangulador:** Reductor o boquilla colocada en una tubería o en el árbol de válvulas para reducir o regular el flujo.

**Factor de eficiencia de flujo(FE):** Se define como:

$$FE = \frac{\text{Abatimiento - de - presión - idel}}{\text{Abatimiento - de - presión - real}}$$

$$FE = \frac{P_{ws} - P_{wf}'}{P_{ws} - P_{wf}}$$

donde:  $P_{wf}' = P_{wf} + \Delta P_s$

**Flujo crítico:** Se define como el flujo de fluido a una velocidad equivalente a la velocidad de propagación de una onda de presión en el medio donde se encuentra el fluido. En el trabajo de los campos petroleros este requisito se satisface si la  $P_{wh}$  es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de descarga.

**Potencial del Pozo:** Es el gasto máximo, al cual la formación puede aportar hacia el pozo, cuando la  $P_{wf}$  es cero  $\text{lb/pg}^2 \text{ man}$ .

**Presión de Burbujeo o de Saturación ( $P_b$ ):** Es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

**Relación gas – aceite instantánea (RGA):** Es el gasto total de gas (gas libre mas gas disuelto) a condiciones estándar entre el gasto de aceite “muerto” a condiciones estándar,. Para un instante dado.

**Yacimiento de aceite Bajosaturado:** Su presión inicial es mayor que la presión de saturación. Arriba de esta presión todo el gas presente esta disuelto en el aceite.

**Yacimiento de aceite Saturado:** Su presión inicial es igual o menor que la presión de saturación. El gas presente puede estar libre (en forma dispersa o acumulada en el casquete) y disuelto.

## REFERENCIAS

- 1) Gómez Cabrera J. Ángel; "**Apuntes de Producción de Pozos 1** ", Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F.
- 2) Nind T.E.W.; "**Principles Of Oil Well Production**", Mc Graw Hill Inc. 1964.
- 3) Brown, Kermit E.; "**Gas Lift Theory and Practice**", The Petroleum Publishing Co.; Tulsa, Oklahoma, 1973.
- 4) Garaicochea Petreña Francisco; "**Apuntes de Transporte de Hidrocarburos**" Facultad de Ingeniería, UNAM., México, D.F.