

La Ingeniería de Producción es una rama de la Ingeniería Petrolera que tiene por objetivo optimizar los sistemas de producción de hidrocarburos para incrementar la rentabilidad de las empresas petroleras.

Un Sistema Integral de Producción de Gas Natural es un conjunto de componentes que hacen posible que el gas viaje desde la frontera externa del yacimiento hasta el separador en superficie.

El objetivo de cualquier operación de producción de gas es mover éste desde un punto en el yacimiento hasta la línea de ventas. Con el fin de lograr esto, el gas debe pasar por muchas áreas que provocan caídas de presión. Las restricciones de flujo se pueden presentar en alguno o en todos los elementos que componen al sistema, como se ilustra en la **Figura 1.1**.

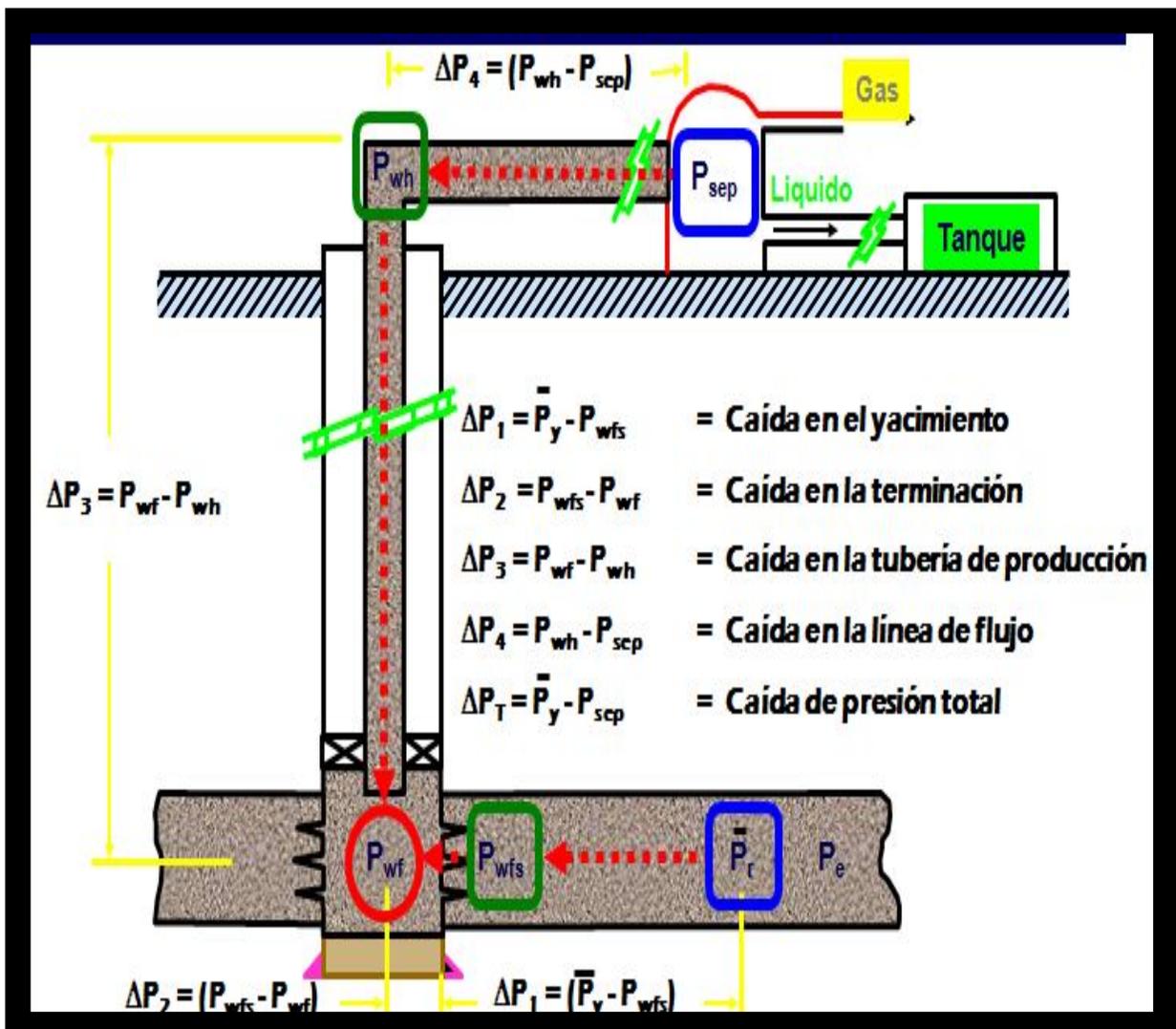


Figura 1.1 Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural.

Elementos que integran al Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural:

1. Medio poroso.
2. Disparos y/o gravel pack (empacador de grava).
3. Estrangulador de fondo.
4. Tubería de producción del pozo.
6. Estrangulador superficial.
7. Línea de descarga.
8. Separador.
9. Línea de flujo del compresor a ventas.
10. Presión de ventas.

En este capítulo se dan los procedimientos para la determinación de la caída de presión o resistencia al flujo en el medio poroso y en la zona de disparos de manera práctica así como las caídas de presión en todas las demás restricciones. También se presenta la selección de compresores con el fin de que los fluidos continúen fluyendo hasta la línea de ventas.

Aunque todos estos elementos pueden ser analizados por separado del Sistema Integral de Producción, a fin de determinar el potencial del pozo, tienen que combinarse en un sistema total o de análisis nodal.

Esto se logra fácilmente dividiendo el total del sistema en dos subsistemas separados en donde se determinarán los efectos de los cambios de presión en uno o los dos subsistemas respecto al comportamiento de flujo del pozo.

La selección de un lugar o nodo en que se dividirá el sistema depende de la finalidad del análisis. Éste suele ser un punto lo más cerca posible a la parte del sistema que se analizará. La **Figura 1.2** ilustra algunos de los puntos de división o nodos más comunes.

El análisis se realiza con la determinación de la presión correspondiente al nodo de interés y mediante la construcción de una gráfica del gasto de producción versus la presión existente en el punto de división o nodo para cada uno de los dos subsistemas que componen al sistema.

Se trazan curvas separadas e independientes en la misma gráfica correspondientes a las presiones calculadas en los dos subsistemas, la intersección de las dos curvas de los subsistemas da el potencial total del sistema o el gasto, que satisface el requisito de que la entrada de flujo en el nodo debe ser igual al flujo de salida del nodo.

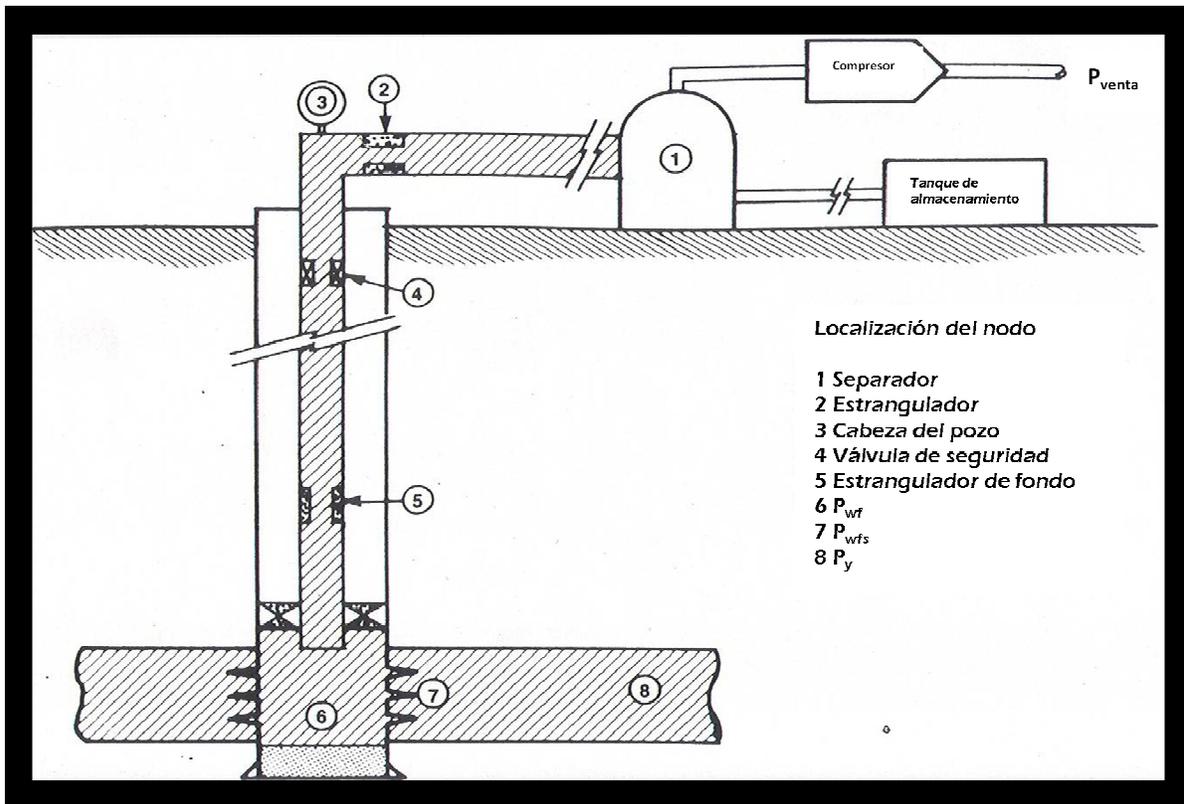


Figura 1.2 Principales nodos en el Sistema Integral de Producción en Pozos de Gas Natural. (H. Dale Beggs, 1984).

Cuando se analiza algún elemento de interés, el tamaño y/o diámetro de éste debe ser de acuerdo al gasto y al cambio de presión a través del mismo, como en una SSSV (válvula de seguridad de fondo) o compresor, a menudo es conveniente graficar la diferencia de presión entre dos subsistemas vs el gasto de flujo para encontrar el diámetro o tamaño óptimo de los elementos involucrados.

1.1 EFECTO DEL CAMBIO DE DIÁMETRO EN LA LÍNEA DE DESCARGA

El tamaño de la línea de descarga instalada en un pozo tiene un gran efecto sobre la capacidad de flujo en el comportamiento de producción del pozo.

En algunos casos puede ser factor de control sobre el volumen de producción ya que puede hacer que el pozo produzca a un gasto bajo o moderado por razones técnicas, económicas o de mantenimiento de presión; a pesar de que el yacimiento pueda ser capaz de producir mucho más volumen de gas.

1.1.1 Presión constante en la cabeza del pozo

Se considerará en primer lugar el caso más sencillo, es decir, el caso de un pozo con presión constante en la cabeza del mismo. Este caso puede producirse si el pozo tiene una línea de flujo muy corta entre la cabeza del pozo y el separador. En este caso, el pozo es dividido desde el fondo del agujero en 6 nodos. Las expresiones para la entrada y salida de flujo son:

$$\text{Entrada: } \bar{P}_y - \Delta P_{res} = P_{wf} \quad (1.1.1)$$

$$\text{Salida: } P_{wh} + \Delta P_{tub} = P_{wf} \quad (1.1.2)$$

El procedimiento de solución es:

1. Suponer diferentes valores de P_{wf} y determinar q_g a partir de los métodos de comportamiento de flujo presentados en el Capítulo 2.

2. Graficar P_{wf} vs q_g .

3. Suponer diferentes gastos, y a partir de la presión fija en la cabeza del pozo, calcular P_{wf} para cada q_g , utilizando la ecuación siguiente o el método de Cullender y Smith presentado en el Capítulo 2:

$$P_{wf}^2 = P_{wh}^2 EXP(S) + \left[\frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD)(EXP(S)-1)}{sd^5} \right] \quad (1.1.3)$$

donde:

P = psia, $S = 0.0375\gamma_g(TVD)/\bar{T}\bar{Z}$, MD = profundidad de interés, (pie),

TVD = profundidad vertical real, (pie), $\bar{T} = \bar{R}$, q_g = MMPCD, d = pg y

$f = f(N_{RE}, \epsilon/d)$

4. Graficar P_{wf} vs q_g en la misma gráfica realizada en el paso 2. La intersección de las curvas da la capacidad de flujo y la P_{wf} para este tamaño de tubería en especial.

Para determinar el efecto que provocan otros diámetros de tubería, se pueden repetir los pasos 3 y 4. El efecto de la P_{wh} también puede determinarse mediante la repetición de presiones diferentes en la cabeza del pozo. Para este caso, los dos subsistemas son: (1) el yacimiento y (2) la tubería de producción más la presión en la cabeza de pozo.

1.1.2 Presión variable en la cabeza del pozo

Si un pozo cuenta con una línea de flujo de considerable longitud, el tamaño de la línea puede afectar la capacidad de flujo del sistema cabeza del pozo. Cuando se considera el efecto que produce el tamaño de la línea de flujo en el gasto que puede aportar el pozo, es conveniente dividir el sistema en dos subsistemas: (1) el yacimiento más la tubería y, (2) la línea de flujo más la presión de separación.

La entrada y salida de flujo son representadas por las expresiones:

$$\text{Entrada: } \bar{P}_y - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} = P_{wh} \quad (1.1.4)$$

$$\text{Salida: } P_{sep} + \Delta P_{ld} = P_{wh} \quad (1.1.5)$$

Procedimiento de solución:

1. Suponer varios valores de q_g y determinar la P_{wf} correspondiente a cada gasto supuesto a partir del método de comportamiento de flujo.
2. Utilizando las ecuaciones de caída de presión en tuberías, determinar la presión en la cabeza del pozo, P_{wh} correspondiente a cada gasto y presión de fondo fluyendo determinado en el paso 1.
3. Graficar P_{wh} vs q_g .
4. Utilizando la presión de separación de la mezcla fija y las ecuaciones de flujo en tuberías, calcular P_{wh} promedio para los gastos de flujo supuestos.
5. Graficar P_{wf} vs q_g en la misma gráfica construida en el paso 3. La intersección de los valores de P_{wh} y q_g dará solución a ambos subsistemas.

1.2 EFECTO DE LA PRESIÓN DE SEPARACIÓN

El efecto de la presión de separación en el sistema puede ser determinado por la división del sistema separador en dos subsistemas. Los subsistemas consisten en: (1) el separador y (2) la combinación del yacimiento, la tubería de producción y la línea de flujo. La solución se obtiene graficando el gasto vs la presión de separación, la presión de separación se calcula con:

$$P_{sep} = \bar{P}_y - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} - \Delta P_{ld} \quad (1.2.1)$$

El procedimiento de solución es:

1. Calcular P_{wf} para q_g diferentes utilizando la ecuación de comportamiento de flujo al yacimiento.

2. Calcular P_{wh} , para cada P_{wf} y q_g , utilizando la ecuación siguiente o el método de Cullender y Smith.

$$P_{wf}^2 = P_{wh}^2 EXP(S) + \left[\frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD)(EXP(S) - 1)}{Sd^5} \right] \quad (1.2.2)$$

3. Calcular P_{sep} para cada P_{wh} y q_g , utilizando la ecuación:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} fL}{d^5} \quad (1.2.3)$$

4. Graficar P_{sep} vs q_g , y determinar q_g para varios valores de P_{sep} .

1.3 SELECCIÓN DEL COMPRESOR

La selección del tamaño de un compresor para aumentar la capacidad de entrega del Sistema Integral de Producción requiere del conocimiento de la presión de succión, de la presión de descarga y del volumen de gas que se requerirá bombear.

La presión en la línea de venta suele ser fijo, muchas veces el gas tiene que viajar una distancia considerable del compresor a la línea de venta. La presión de descarga del compresor puede estar en función del gasto de flujo de gas. Una mejor selección del tamaño del compresor se logra mediante la división del sistema compresor, o separador si el compresor se encuentra cerca de éste, es decir, podemos tomar como sistema al separador dependiendo de lo cerca que se encuentre el compresor de éste.

El siguiente procedimiento puede usarse para determinar los parámetros de diseño necesarios y la potencia necesaria para entregar una cantidad de gas a una presión fija en la línea de ventas.

1. A partir de la \bar{P}_y determinar la \bar{P}_{sep} para varios valores de q_g , utilizando el procedimiento para la determinación del efecto de la presión de separación.

2. Graficar P_{sep} vs q_g .

3. A partir de la presión en la línea de venta, determinar la presión de descarga requerida en el compresor, $P_{descarga}$ para diferentes gastos.

4. Graficar $P_{descarga}$ vs q_g en la misma gráfica realizada en el paso 2. La intersección de estas curvas (si es que existe) da la capacidad de gasto o el potencial del pozo sin compresor en el sistema, es decir, que no hay necesidad de instalar uno ya que los fluidos producidos cuentan con la energía suficiente para llegar a la línea de venta.

5. Seleccionar los valores de q_g , y determinar los valores de $P_{descarga}$, P_{sep} y $\Delta P = \Delta P_{descarga} - P_{sep}$ para cada uno de gastos seleccionados.

6. Calcular la relación de compresión necesaria, $r = \frac{P_{descarga}}{P_{sep}}$, y la potencia necesaria, utilizando la ecuación siguiente:

$$w = \frac{3.027 P_{cs} T_1 k}{T_{cs} (k - 1)} [r^{Z_{1(k-1)/k}} - 1] \quad (1.3.1)$$

1.4 SELECCIÓN DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD DE FONDO

En la mayoría de los pozos en alta mar, será necesario instalar algún tipo de válvula de seguridad de fondo (SSSV) con el fin de cerrar el pozo si la presión con la que llegan los fluidos a la cabeza del mismo es demasiado baja, o con el objeto de que la presión en el fondo del pozo se recupere y de esta forma los fluidos cuenten con la presión necesaria para llegar a superficie.

Las SSSV se pueden accionar en superficie o por algún cambio en el tipo de velocidad de flujo de manera automática. En cualquier caso, a menos que la válvula sea recuperable crea una restricción de flujo respecto a la capacidad del pozo, es decir, la válvula reduce el diámetro de la tubería de producción que se ve reflejado en un aumento en la velocidad del gas, a costa de la disminución de producción de gas en superficie.

Con el fin de optimizar la selección de la SSSV, el sistema SSSV (el nodo 4 en **Figura 1.2**) se divide en dos subsistemas: (1) el yacimiento más la tubería de producción por debajo de la SSSV y (2) el separador, la línea de flujo, el estrangulador, y la tubería de producción por encima de la SSSV.

El procedimiento de solución es:

1. Usando las ecuaciones de comportamiento de flujo y las ecuaciones para tuberías, calcular la presión arriba de la SSSV, P_{v1} , para varios gastos de flujo.

2. Graficar P_{v1} vs q_g .

3. Utilizando las ecuaciones de flujo en línea, las ecuaciones para estranguladores superficiales y las ecuaciones de tubería, calcular la presión abajo de la SSSV, P_{v2} , para varios gastos de flujo.

4. Graficar P_{v1} vs q_g en la misma gráfica. La intersección de las dos curvas da el gasto de flujo para cuando el pozo no cuenta con una SSSV.

5. Determinar la caída de presión a través de la SSSV para varios gastos de flujo, y graficar ΔP vs q_g .

6. Calcular la caída de presión a través de la SSSV para varios q_g , utilizando la ecuación 2.3.62.

7. Graficar ΔP vs q_g en la misma gráfica que se utilizó en el paso 5. La intersección de las dos curvas da la capacidad de flujo del sistema para un determinado tamaño de válvula ya utilizado en los cálculos del paso 6. Repetir los pasos 6 y 7 para determinar el efecto del tamaño de la SSSV.

La solución también puede obtenerse mediante la inclusión de la SSSV en la expresión de comportamiento de flujo. Esto da como resultado una curva de comportamiento de flujo diferente para cada tamaño de SSSV considerado. Las expresiones de comportamiento de flujo de entrada y salida son:

$$\text{Flujo de entrada: } \bar{P}_y - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} \text{ (debajo de SSSV)} - \Delta P_{sssv} = P_{v2}$$

$$\text{Flujo de salida: } \bar{P}_{sep} + \Delta P_{td} - \Delta P_{tub} \text{ (arriba de SSSV)} = P_{v2}$$

1.5 EFECTO DE LA DENSIDAD DE DISPAROS

En muchas zonas del mundo, especialmente en la región de la Costa del Golfo de Estados Unidos Americanos, los pozos de gas de alta capacidad de flujo están terminados en formaciones no consolidadas de alta permeabilidad. Con el fin de controlar la producción de arena, los pozos se terminan con gravel pack. El potencial de flujo del pozo puede ser controlado por el número de disparos, ya que la capacidad real de flujo del yacimiento es muy alta en este tipo de formaciones.

Otra consideración en el diseño de la terminación del pozo es la caída de presión a través del gravel pack. Si es demasiado grande, el gravel pack puede ser destruido. La caída de presión a través del gravel pack debe ser inferior a 300 psi, lo que significa que se debe determinar el número de disparos necesarios para cumplir con este límite de presión.

El método de análisis es el mismo que se utiliza para analizar el efecto de válvula de seguridad de fondo, excepto que el sistema está dividido en los disparos.

Los dos subsistemas son: (1) el yacimiento, incluyendo cualquier daño a la formación y (2) el separador, la línea de flujo, el estrangulador superficial, SSSV, y la tubería de producción.

El procedimiento de solución es:

1. Usando la ecuación de flujo de gas en el yacimiento (ecuación 1.5.1), determinar la presión de formación en la cara de la arena, sobre el gravel pack, P_{wfs} , para varios gastos de flujo, q_g .

$$\bar{P}_y^2 - P_{wf}^2 = \frac{1422T\bar{\mu}\bar{Z}P_{cs}}{kh} * [\ln(0.472 r_e/r_w) + S + Dq_g] \quad (1.5.1)$$

2. Graficar P_{wfs} vs q_g .

3. A partir de la presión de separación, determinar la presión en la cara de la arena y la presión de flujo de entrada requerida para el subsistema, así como P_{wf} para varios gastos de flujo, q_g .

4. Graficar P_{wf} vs q_g en la misma gráfica que se construyó en el paso 2.

5. Leer los valores de P_{wfs} y P_{wf} para varios q_g y graficar $\Delta P_1 = P_{wfs} - P_{wf}$ vs q_g .

6. Suponer varios q_g , y calcular la caída de presión en el gravel pack. Esto debe hacerse para diferentes densidades de perforación.

7. Graficar ΔP_2 vs q_g en la misma gráfica que se utiliza en el paso 5. La intersección de las curvas da el potencial de flujo del pozo y la caída de presión en el gravel pack para diferentes densidades de perforación.

1.6 EFECTO DEL AGOTAMIENTO DE LA PRESIÓN DEL YACIMIENTO

Todos los análisis anteriores se llevaron a cabo en un yacimiento con presión constante, \bar{P}_y , es decir, para un momento particular de la vida del yacimiento.

Lo que realmente sucede cuando el gas es producido con el transcurso del tiempo es que la \bar{P}_y declina, y la capacidad de entrega del sistema total se reduce.

Con el fin de mantener la producción a un gasto constante, la presión fondo fluyendo P_{wf} debe reducirse a medida que disminuye \bar{P}_y . Para continuar con el flujo de fluidos a la línea de venta se requiere de la instalación de un compresor, lo anterior para cuando se tiene una presión de separación baja o por la instalación de una línea de flujo de mayor tamaño así como de forma opcional la selección de una tubería de producción de diámetro menor para reducir la caída de presión en el sistema de tuberías que se ve reflejado en la producción del sistema total.

Las curvas de comportamiento de flujo respecto a la declinación de la \bar{P}_y se ilustran en la **Figura 1.3**.

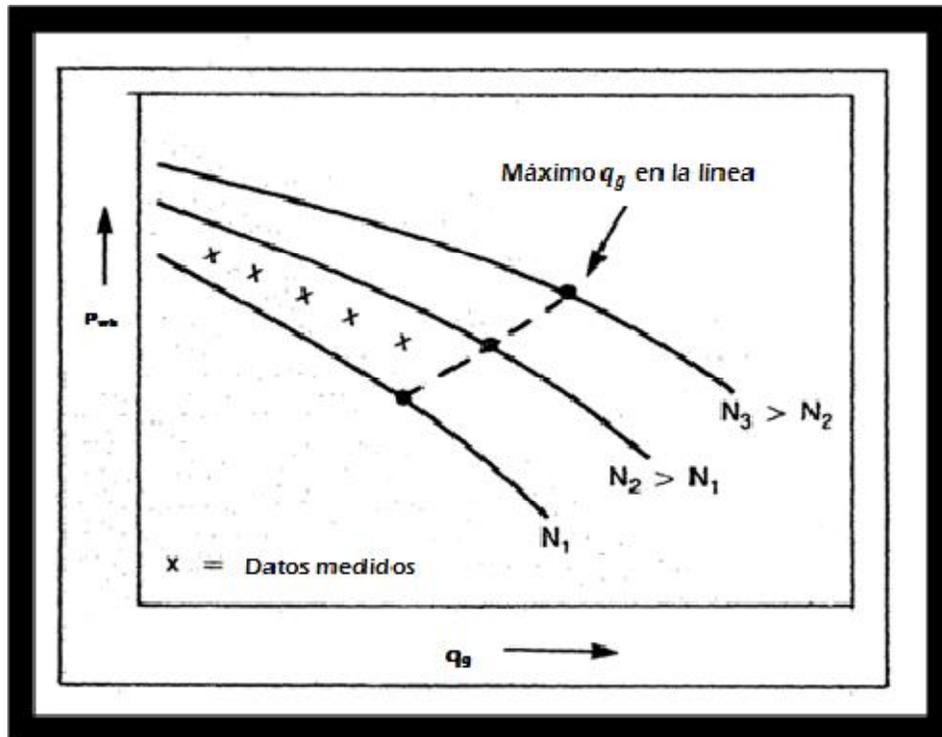


Figura 1.3 Declinación de la presión de yacimiento respecto a la explotación del pozo. (H. Dale Beggs, 1984).

1.7 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO AL TIEMPO

La capacidad de producción de un pozo o un campo con respecto al tiempo se debe conocer para planificar la compra de equipo que será necesario utilizar para mantener la producción de gas del pozo con el fin de realizar las respectivas evaluaciones económicas y técnicas presentes y a futuro a tiempo.

La capacidad de producción de un pozo depende de la presión media de yacimiento \bar{P}_y , que está en función de la acumulación de gas, G_p . El tiempo necesario para producir una cantidad de gas, ΔG_p , depende de la capacidad de flujo del yacimiento al pozo, q_g , durante un período de tiempo Δt .

Si el gasto de producción está restringido, el aumento del gasto de G_p será constante hasta que decline la capacidad de producción del gasto restringido.

La predicción del gasto en función del tiempo y la producción acumulada en función del tiempo requiere de graficar la \bar{P}_y o \bar{P}_y/Z versus G_p y \bar{P}_y versus q_g .

Una gráfica de \bar{P}_y versus q_g puede obtenerse de un análisis de los efectos de la declinación de la presión en los elementos del sistema. Se ilustran en la **Figura 1.4** los efectos que tiene el cambio en la presión de cabeza del pozo respecto al

comportamiento de flujo del pozo en función de la declinación de la presión de fondo fluyendo.

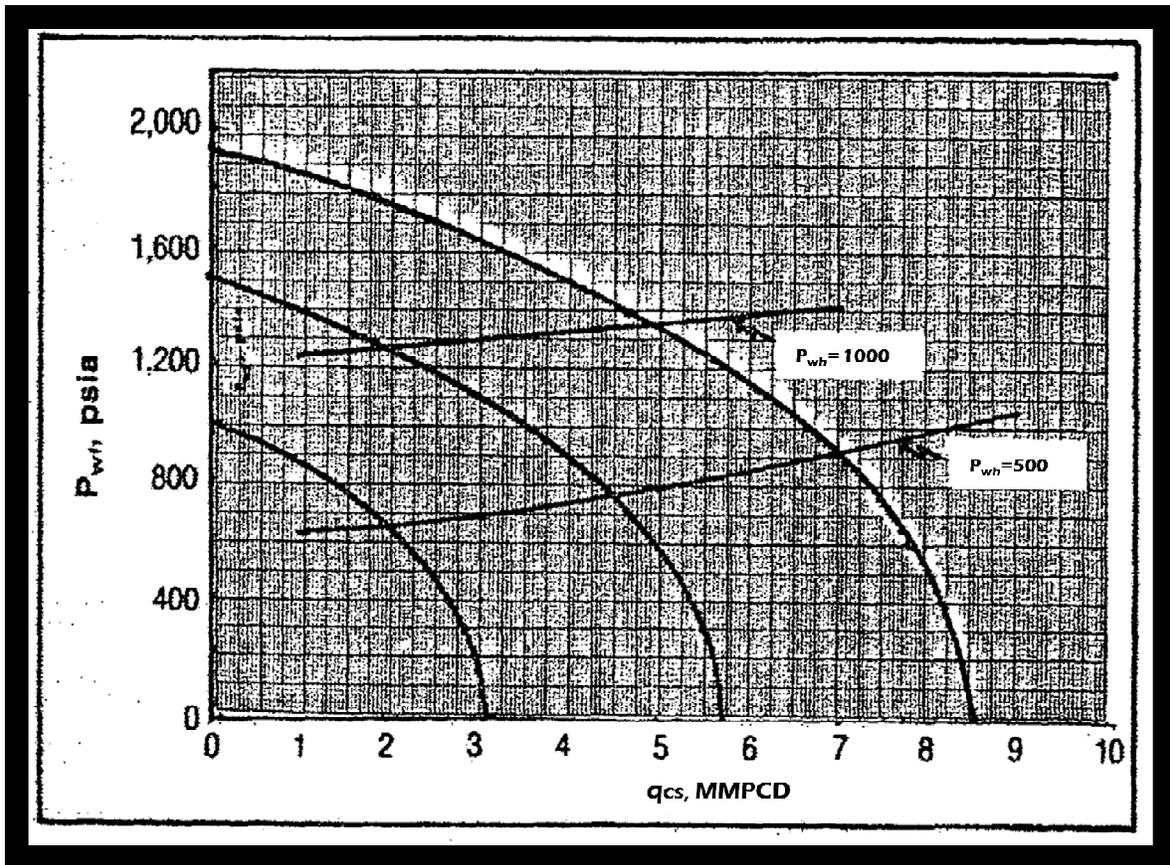


Figura 1.4 Efectos de agotamiento de la presión de fondo fluyendo y en la cabeza del pozo. (H. Dale Beggs, 1984).

El total de capacidad de flujo de un campo puede obtenerse mediante la suma de las capacidades de flujo de los pozos individuales.

El procedimiento para calcular el comportamiento del sistema total respecto al tiempo consiste en la selección de períodos de tiempo de producción lo suficientemente pequeños de manera que el valor de ΔG_p se pueda considerar constante durante el período.

Cuanto menor sea el período de tiempo o menor el valor de ΔG_p seleccionado, la predicción será más exacta.

El procedimiento de cálculo es:

1. Generar las gráficas de \bar{P}_y versus G_p y \bar{P}_y versus q_g . **Figura 1.5**

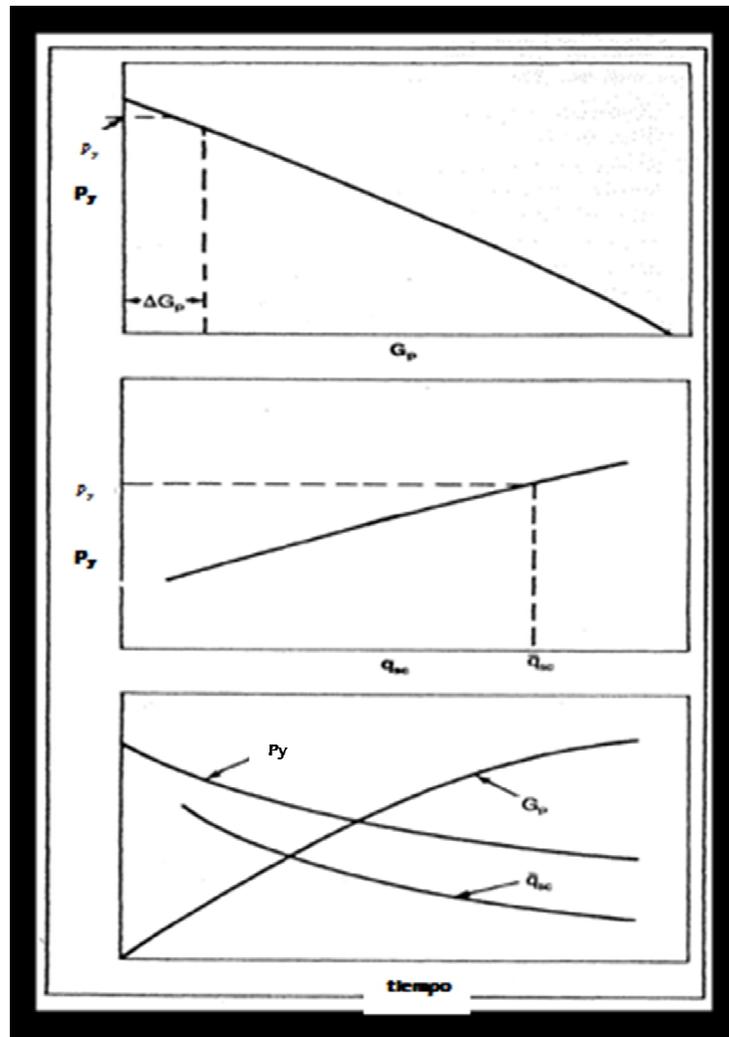


Figura 1.5. Comportamiento de producción a través del tiempo. (H. Dale Beggs, 1984).

2. Seleccionar un ΔG_p durante un intervalo de tiempo y determinar el valor medio de la presión del yacimiento durante este intervalo, graficar \bar{P}_y versus G_p .
3. A partir de las presiones graficadas, encontrar el gasto de producción promedio, correspondiente a la presión media del yacimiento
4. Calcular el intervalo de tiempo necesario para producir ΔG_p .

$$\Delta t = \frac{\Delta G_p}{\bar{q}_g} \quad (1.7.1)$$

5. Calcular $t = \sum \Delta t$ y $G_p = \sum \Delta G_p$. Graficar G_p , y y q_g en función de t . Repetir hasta que alcanzar el límite económico.

Los procedimientos presentados en este capítulo demuestran cómo el efecto que produce el cambio de presión resultado de la producción respecto al tiempo; de cualquier variable en el total del sistema, puede ser aislado y analizado. Esto se logra al dividir el total del sistema en dos subsistemas, la división de éstos se realiza en varios puntos o nodos, por lo general lo más cerca posible del elemento que está siendo considerado para estudiar su comportamiento de flujo en cuanto a las caídas de presión en el mismo.

A pesar de que cada subsistema se analiza por separado, cualquier cambio de presión en un elemento del subsistema afecta el comportamiento de flujo total del sistema, por lo tanto, para obtener parámetros de diseño significativo, se debe considerar el comportamiento de cada elemento en conjunto, es decir, en el total del sistema.