

Las curvas de comportamiento de flujo que caracterizan a un Sistema de Producción de gas, son herramientas que nos permiten visualizar gráficamente los efectos que causa alguna modificación en términos de presión en algún elemento o nodo que compone al sistema; también nos ayudan a predecir los efectos que provocan la disminución de la presión del yacimiento, diferentes tamaños de tubería, el aumento de la producción de agua o la instalación de compresores de gas en el gasto de producción de gas en superficie. Por ejemplo el efecto que causa en el gasto de producción de gas la variación de la presión en la cabeza del pozo como muestra la **Figura 2.11**.

Una expresión matemática de uso común para relacionar el gasto de gas y la presión de flujo en el fondo del pozo es:

$$q_g = C(P_y^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.1)$$

donde:

q_g = Gasto de gas en Mpcd.

P_y = Presión del yacimiento en psia.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en psia.

C = Coeficiente de estabilización del comportamiento de flujo, constante.

n = Exponente numérico, constante.

La ecuación 2.1 fue introducida en primer lugar por Rawlins y Schellhardt en 1935, está hecha a partir datos de pruebas realizados en pozos de gas. Graficando el gasto (q) vs $(P_y^2 - P_{wf}^2)^n$ en una gráfica log-log, resulta una línea recta que pasa por los puntos de los datos graficados, ver la **Figura 2.1**.

Esta gráfica se hizo con base en cuatro puntos de estabilización de presión de una prueba. La información que se puede obtener de esta gráfica es el Potencial Absoluto de Flujo Abierto del Pozo (**AOFP**).

Teóricamente se define como el gasto máximo de flujo cuando la presión de fondo fluyendo de cara a la arena es igual a cero.

El cálculo del exponente n y el coeficiente C es obtenido usando la **Figura 2.1** a partir del siguiente procedimiento:

- 1.- Elegir 2 valores arbitrariamente de gasto (q_g), separados un ciclo de estabilización de presión de otro.
- 2.- Leer los valores correspondientes de $(P_y^2 - P_{wf}^2)$.

3.- Calcular:

$$n = \frac{1}{\text{pendiente}} = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log (P_y^2 - P_{wf}^2)_2 - \log (P_y^2 - P_{wf}^2)_1}$$

4.- A partir de la ecuación 2.1 se puede obtener:

$$C = \frac{q_g}{(P_y^2 - P_{wf}^2)^n}$$

El Potencial Absoluto de Flujo Abierto de un Pozo (AOF) se puede calcular:

$$AOF = q = C(P_y^2 - P_{atm}^2)^n \quad (2.2)$$

A partir de la **Figura 2.1** también podemos encontrar el AOF.

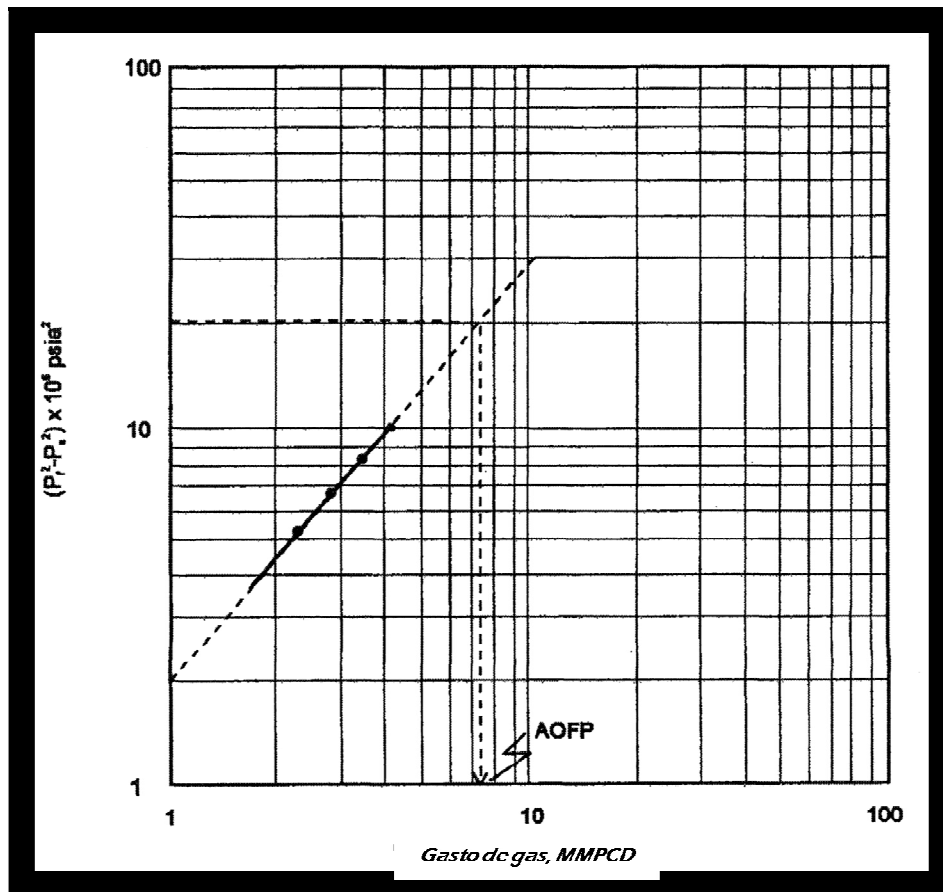


Figura 2.1 Gráfica de una prueba cuatro de puntos de estabilización de presión y potencial de flujo abierto de un pozo de gas. (William C. Lyons, 1996).

El comportamiento de flujo se puede relacionar a una curva que se construye al tomar algunos valores de P_{wf} de manera arbitraria a partir de la P_y y sustituirlos en la ecuación 2.1 para obtener los valores correspondientes de q_g , a la curva generada a partir de estos valores de presión y gasto calculado se le conoce como IPR.

La curva de IPR generada a partir de los datos tomados de la prueba o calculados con la ecuación 2.1 también nos muestra el gasto máximo de flujo que el pozo puede tener respecto a la presión de fondo fluyendo en un momento. **Figura 2.2.**

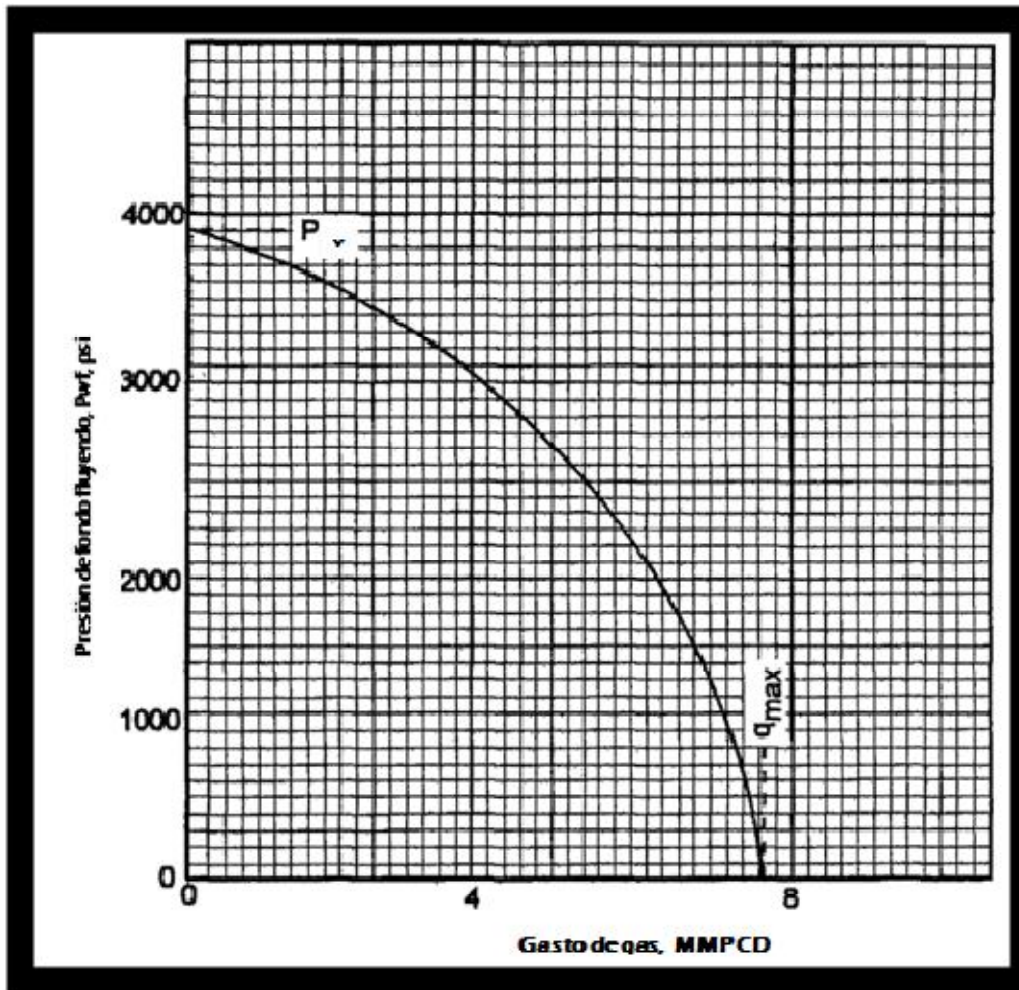


Figura 2.2 Comportamiento de flujo de un pozo productor de gas. (William C. Lyons, 1996).

A continuación, se enunciarán algunos de los métodos comúnmente empleados para determinar el comportamiento de afluencia en pozos productores de gas.

2.1 PRUEBAS CONVENCIONALES EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

El análisis de un pozo productor de gas puede ser dividido en dos regiones de presión: pozos de baja a mediana presión y pozos con alta presión. Gran cantidad de la teoría básica de las pruebas y análisis de las mismas, fue desarrollada a partir de las pruebas realizadas en pozos con niveles de presión de yacimiento por debajo de $2500 \frac{lb}{pg^2}$. Con la perforación de pozos profundos, se ha encontrado que los pozos productores de gas presentan una presión de yacimiento aproximadamente de $10,000 \frac{lb}{pg^2}$. En estos casos y en todos aquéllos que presenten presiones por debajo de $2500 \frac{lb}{pg^2}$, se deben utilizar métodos de análisis convencionales.

Las principales pruebas convencionales empleadas en el análisis de comportamiento de afluencia en pozos de gas son las siguientes:

- 1) Pruebas de potencial.
- 2) Pruebas isocronales.
- 3) Pruebas isocronales modificadas.

El tipo de prueba a seleccionar dependerá del tiempo de estabilización del pozo, el cual es una función de la permeabilidad del yacimiento. Si un pozo se estabiliza medianamente rápido, se podrá efectuar una prueba de potencial.

La experiencia en trabajos de campo ha mostrado (según Beggs, 1991) que para pozos con diámetro reducido o estrecho es conveniente emplear una prueba isocronal.

Para pozos con tiempos muy grandes de estabilización una prueba isocronal modificada resulta más práctica y da resultados más exactos.

2.1.1 Pruebas de Potencial

Las pruebas de potencial en los pozos de gas se realizan para determinar la capacidad productiva teórica de los mismos, bajo condiciones de flujo abierto. **Figura 2.14.**

Anteriormente se acostumbraba hacer estas pruebas poniendo el pozo en producción con una presión en la cabeza del pozo igual a la atmosférica. Actualmente, con el fin de evitar desperdicios y daño a la formación, la capacidad a flujo abierto de los pozos de gas se obtiene extrapolando los resultados de las

pruebas hechas a diferentes gastos moderados de producción, en lugar de abrir los pozos a flujo total.

En este método, un pozo se pone a producción a un gasto constante seleccionado hasta que la presión de fondo fluyendo se estabiliza. El gasto y la presión de fondo estabilizados son registrados, y a continuación se cambia el gasto (usualmente se incrementa). Así, el pozo esta fluyendo a un nuevo gasto hasta alcanzar nuevamente el estado pseudo estacionario.

La presión puede ser medida con un registrador de fondo o, a partir del cálculo utilizando valores medidos en superficie. Este proceso es repetido, cada vez que se registra la presión y gasto estabilizados. Se recomienda utilizar cuatro gastos diferentes. **Figura 2.3.**

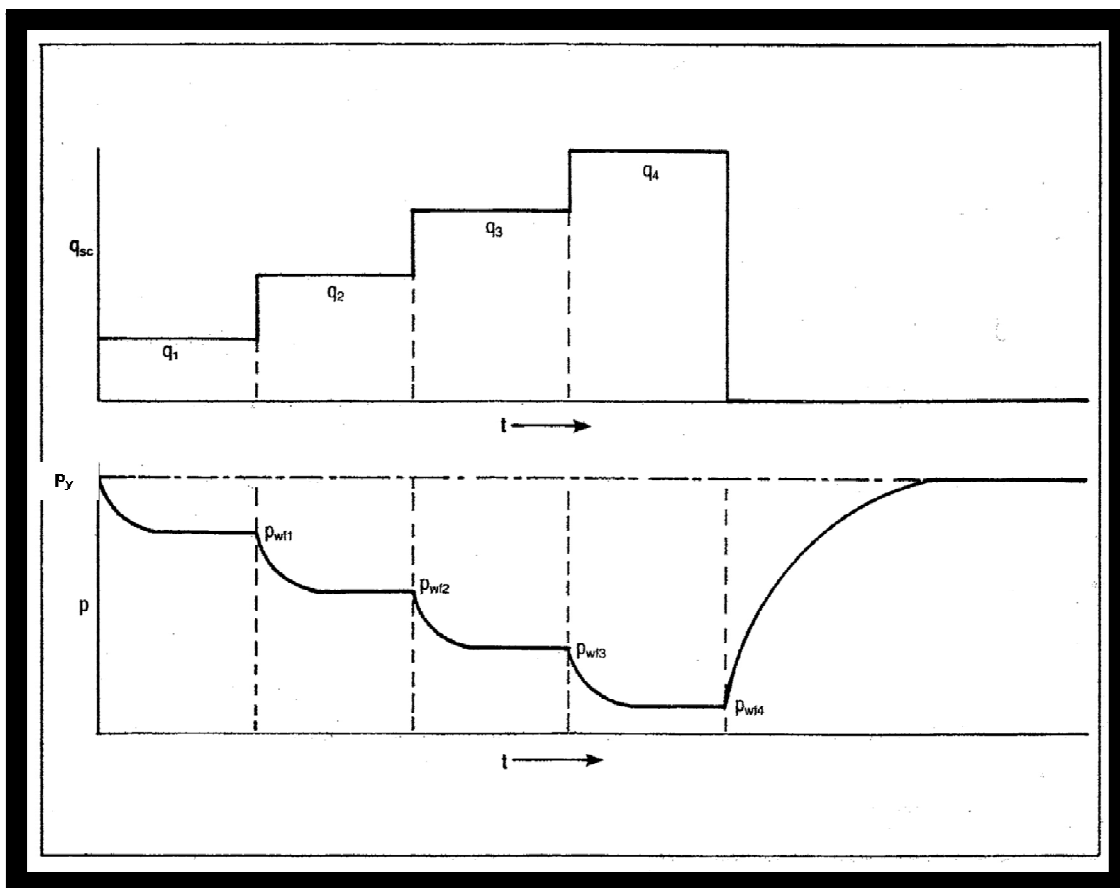


Figura 2.3 Prueba convencional de incremento en el gasto de flujo.
 (H. Dale Beggs, 2002).

Existen fundamentalmente dos métodos diferentes, para analizar tales pruebas:

- a) Método clásico.
- b) Método teórico.

a) Método clásico

La ecuación 2.1 representa la Ley de Darcy para un fluido compresible. La constante **C** involucra términos como viscosidad del gas, permeabilidad al flujo de gas, espesor neto de formación, temperatura de formación, entre otras propiedades del gas así como propiedades y características del yacimiento.

El exponente **n** puede variar desde 1.0 para flujo completamente laminar hasta 0.5 para flujo completamente turbulento. En la **Figura 2.12** se pueden observar las pérdidas de presión debido al tipo de flujo que prevalece tanto para una sola fase y para dos fases presentes en el flujo.

De acuerdo con Lee (1982), quien denomina a ésta aproximación el “método empírico”, debido a su facilidad y a sus más de cincuenta años de aplicación, los métodos basados en la ecuación. 2.1 son ampliamente utilizados en la industria petrolera.

La ecuación. 2.1 puede escribirse en la forma:

$$\log(\bar{P}^2 - P_{wf}^2) = \left(\frac{1}{n}\right) (\log q_g - \log C) \quad (2.3)$$

La aplicación de este método es que en una gráfica log-log, $(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)$ versus q_g será una línea recta, como se muestra en la **Figura 2.1**. Donde se ve una gráfica de los cuatro gastos que es aproximadamente una línea recta para muchos pozos, cuando las condiciones de flujo estabilizado permanecen.

Las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3 están sujetas a las siguientes suposiciones:

- ✓ Prevalecen las condiciones isotérmicas a lo largo del yacimiento.
- ✓ Los efectos gravitacionales son despreciables.
- ✓ El flujo de fluidos se lleva a cabo en una sola fase.
- ✓ El medio es homogéneo e isótropo.
- ✓ La permeabilidad es independiente de la presión.
- ✓ La viscosidad y la compresibilidad del fluido son constantes.
- ✓ Los gradientes de presión y la compresibilidad son pequeños.
- ✓ El modelo de cilíndrico radial es aplicable.

Estos factores pueden no ser tan aproximados, especialmente en formaciones de gas estrechas.

Así mismo, la prueba de contrapresión o la curva de capacidad de flujo permitirán la determinación de la velocidad de flujo de gas. Del mismo modo, la capacidad de flujo o potencial de flujo de un pozo podrá ser leído a partir de la curva de contrapresión.

Mientras que los factores que incluyen **C** en la ecuación 2.1 no cambien considerablemente, la misma gráfica de potencial de flujo puede ser utilizada para estudiar el comportamiento de flujo del pozo. Sin embargo, si los factores en **C** cambian durante el tiempo de operación del pozo, se requiere de volver a realizar la prueba en el pozo de tiempo en tiempo, con fin de conocer el comportamiento de flujo más exacto con respecto a los cambios en los factores de **C**.

Los factores que pueden cambiar (afectando a **C**) son el factor de desviación **Z**, la compresibilidad del gas, la viscosidad del gas, la permeabilidad al flujo de gas, el daño en el pozo, el radio de drene y posiblemente el radio del pozo.

El exponente **n**, el cual es relacionado a la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, también puede cambiar. Así mismo, efectuar nuevamente otra prueba, permitirá determinar una gráfica de potencial de flujo y nuevos valores para **C** y **n**.

b) Método teórico

Para flujo estabilizado, Lee (1982) propone la siguiente expresión:

$$P_{wf}^2 = \bar{P}^2 - 1422 \left(\frac{q_g \bar{\mu} \bar{z} T}{kh} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + D |q_g| \right) \quad (2.4)$$

donde:

- D: Constante de flujo no Darciano (referido a la turbulencia), $\left[\frac{1/\text{miles pies}^3}{\text{día}} \right]$
- h: Espesor neto de formación, [pie]
- k: Permeabilidad del medio poroso, [mD]
- r_e: Radio de drene, [pie]
- r_w: Radio del pozo, [pie]
- S: Factor de daño (referido al daño del pozo) [adimensional]
- T: Temperatura del yacimiento, [R]
- \bar{z} : Factor de compresibilidad a la presión \bar{P} , [adimensional]
- $\bar{\mu}$: Viscosidad a la presión \bar{P} , [cp]

La ecuación 2.4, por simplicidad, puede expresarse de la siguiente forma:

$$P_{wf}^2 - \bar{P}^2 = a q_g + b q_g^2 \quad (2.5)$$

donde:

$$a = 1422 \left(\frac{\bar{\mu} \bar{z} T}{kh} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right) \quad (2.6)$$

$$b = 1422 \left(\frac{T}{kh} \right) D \quad (2.7)$$

La ecuación 2.5 sugiere que una gráfica de $\left(\frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{q_g}\right)$ contra q_g resultará en una línea recta con pendiente "b" y que intercepta a la ordenada "a". **Figura 2.4.**

Debe tomar en cuenta que esta relación será válida sólo para gastos estabilizados.

Las constantes "a" y "b" pueden ser determinadas a partir de pruebas de flujo con al menos dos gastos estabilizados. Tales constantes son dependientes de la presión y también del tiempo. Por lo tanto, será necesario actualizarlas a partir de la realización de nuevas pruebas a intervalos razonables, generalmente, cada año con el fin de tener resultados más exactos al momento de calcular los datos de interés.

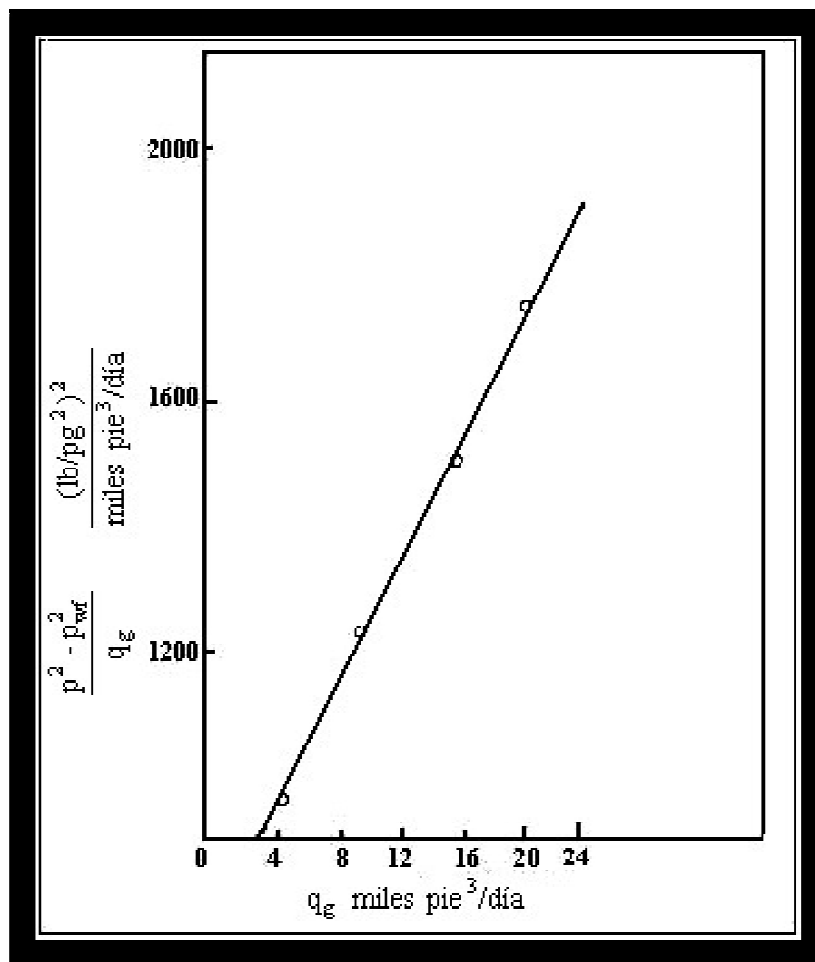


Figura 2.4 Método teórico. Datos de una prueba de potencial. (H. Dale Beggs, 2002).

De acuerdo con Lee (1982), esta gráfica tiene una fuerte base teórica mejor aún que la gráfica del método clásico (empírico).

PRUEBA CONVENCIONAL DE CONTRAPRESIÓN. PROCEDIMIENTO DE CAMPO.

1. Cerrar el pozo hasta estabilizar la presión del fondo del pozo, obtener \bar{P} .
2. Abrir el pozo, utilizando un diámetro pequeño de estrangulador, puede ser de 6/64 pg, y dejar estabilizar la presión y el gasto correspondiente a la misma.

Registrar y graficar la presión de fondo fluyendo estabilizada y el gasto estabilizado.

3. Cambiar ligeramente el diámetro del estrangulador, ahora a 8/64 pg, y dejar que el pozo fluya hasta que se estabilice. Registrar y graficar la presión y el gasto estabilizado.
4. Repetir el paso 3. utilizando dos diámetros de estrangulador más amplios, para obtener un total de cuatro gastos.

Con los datos obtenidos se puede construir una curva de comportamiento de flujo característica del pozo analizado.

2.1.2 Pruebas Isocronales

Un cambio en el gasto de producción de un pozo de gas, provoca o genera una presión transitoria (disturbio), la cual se propaga fuera del pozo (radio de drene del pozo). La distancia recorrida a esta presión transitoria en un tiempo particular se conoce como el radio de investigación.

Una prueba convencional de contrapresión utiliza gastos de flujo estabilizado. Por tanto, los tiempos de flujo deberán ser suficientes, para permitir que el radio de investigación alcance el límite del yacimiento o el punto de interferencia con pozos cercanos, considerando que el radio efectivo de drene es constante.

En yacimientos de baja permeabilidad, frecuentemente resulta impráctico dejar fluir al pozo durante mucho tiempo para alcanzar la estabilización, especialmente si las condiciones de estado pseudo-estacionario se necesitan para más de un gasto.

El objetivo de las pruebas isocronales, propuesto por Cullender (1955), es obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo, en el tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada gasto. El principio o fundamento es que el radio de investigación alcanzado en un tiempo dado, en una prueba de flujo, es independiente del gasto de flujo.

Por lo tanto, si una serie de pruebas de flujo se realizan en un pozo, cada una para el mismo periodo de tiempo (isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba. Consecuentemente, la misma porción del yacimiento será drenada en cada gasto.

La **Figura 2.5** ilustra un diagrama de gasto y presión para una prueba de flujo isocronal en un pozo de gas. En donde se puede advertir que el periodo de cierre después de cada periodo de flujo, debe ser suficiente para alcanzar la presión estática del yacimiento (o al menos aproximada). Además se debe considerar que es necesario tener un periodo de flujo estabilizado al final de la prueba.

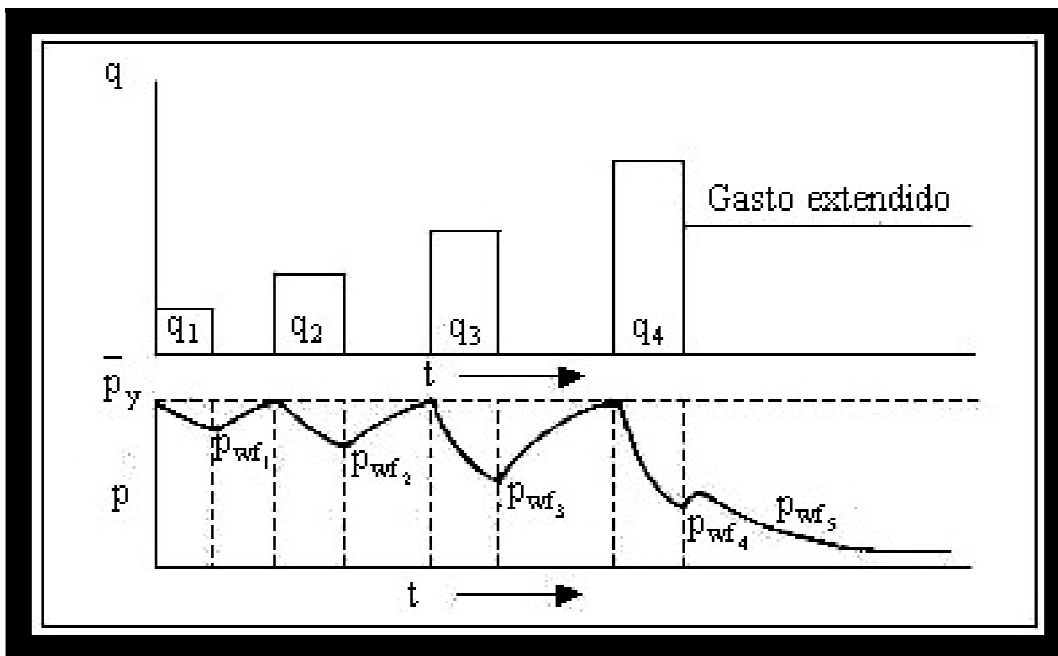


Figura 2.5 Prueba isocronal de un pozo de gas. (H. Dale Beggs, 2002).

a) Análisis clásico

Considerando el método clásico, hay dos constantes a determinar: **C** y **n**. La teoría indica que **C** es una función del radio de investigación, lo cual significa que si dos periodos de flujo tienen el mismo radio de investigación, entonces tendrán el mismo valor de **C**.

Los gastos que tienen el mismo intervalo de tiempo tendrán el mismo radio de investigación, por consiguiente, el mismo valor de **C**. Para periodos de flujo estabilizado, el valor de **C** será el valor de **C** estabilizado el cual es el que se está tratando de determinar. Para una serie de periodos de flujo iguales, que no sean muy prolongados para alcanzar la estabilización, los valores de **C** de cada prueba serán los mismos, pero no serán los valores de **C** estabilizados.

Debido a que n relaciona la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, n se considera que es la misma para condiciones de estado transitorio o condiciones de estado pseudo-estacionario. Por lo tanto, después de cuatro períodos de flujo isocronal, se debe realizar una gráfica log- log de $(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)$ contra q_g , los puntos deberán estar en una línea recta con una pendiente de $\frac{1}{n}$. La P_{wf} que debe emplearse para cada gasto de flujo, es la que se encuentre al final del período de flujo. Similarmente, si el gasto de flujo no permanece completamente constante, el gasto a emplear es aquél que se encuentre al final del período de flujo.

En tal caso, si un pozo está fluyendo a un determinado gasto hasta alcanzar condiciones estabilizadas, este punto se podrá ubicar en una gráfica log- log. Tal como se muestra en la **Figura 2.6**, se debe de dibujar una línea a través del punto estabilizado que sea paralela a la línea de puntos de tiempo igual al transitorio, así n puede obtenerse por medio del comportamiento de flujo transitorio y C con un punto de flujo estabilizado. La línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de productividad o capacidad de flujo estabilizado.

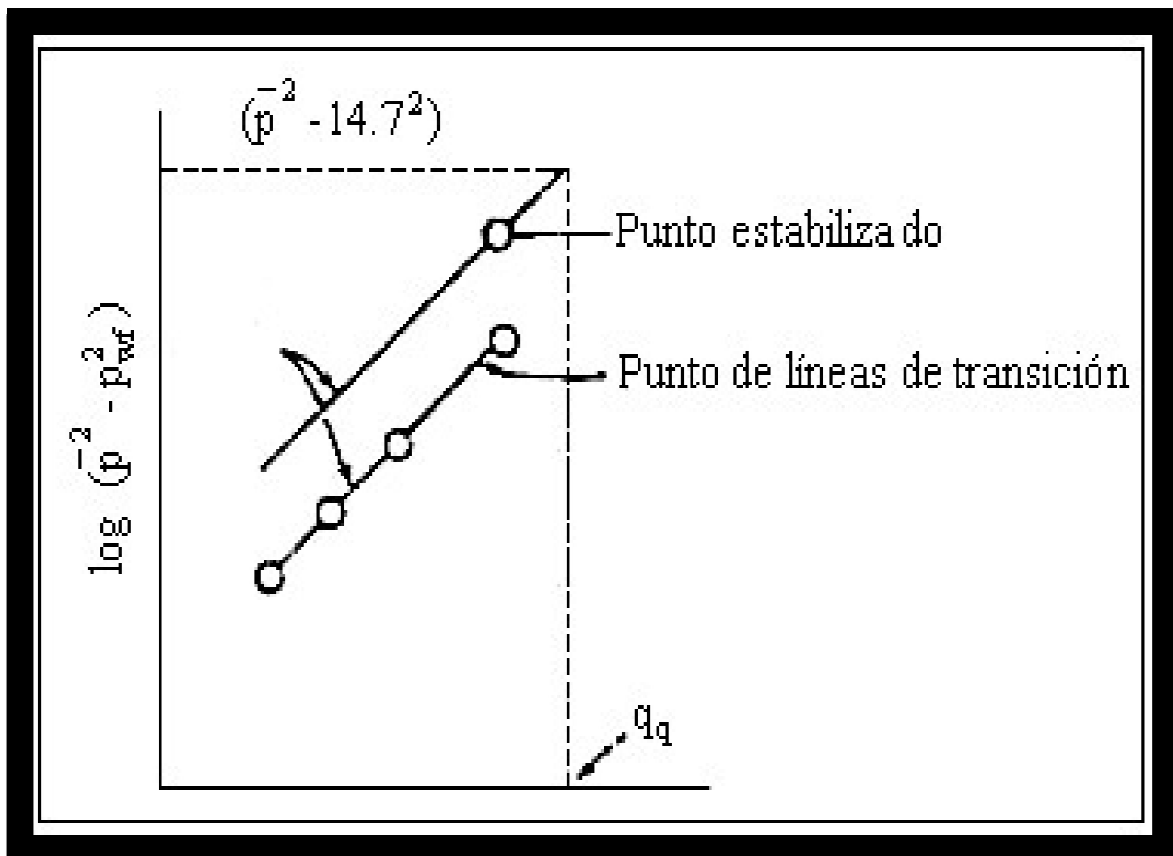


Figura 2.6 Gráfica de una prueba isocronal, para una productividad empírica. (H. Dale Beggs, 2002).

b) Análisis teórico

Utilizando cuatro puntos isocronales no estabilizados, se elabora una gráfica de $\left(\frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{q_g}\right)$ contra q_g . Posteriormente, se determina "b" a partir de esta gráfica, la cual se puede elaborar a partir de una prueba convencional de contrapresión o bien, midiendo la pendiente. La constante "b" es una función de la presión y la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo, no es una función del radio de drenaje, así que puede ser determinada a partir de datos isocronales transitorios.

PRUEBAS ISOCRONALES (PROCEDIMIENTO DE CAMPO) (R. Smith, 1992).

1. Cerrar el pozo para obtener una presión de fondo de cierre estabilizada.
2. Abrir el pozo con un estrangulador de diámetro pequeño, por ejemplo, uno de 6/64 pg, y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
3. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y el gasto de flujo.
4. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente a partir de la presión estática.
5. Abrir el pozo con un estrangulador ligeramente mayor, por ejemplo, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
6. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyendo y gasto de flujo.
7. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyendo se incremente hasta que la presión de fondo de cierre se estabilice.
8. Repetir los pasos 5, 6, y 7 utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores.
9. Asegurarse que los registros de presiones de flujo sean tomadas justo antes del cierre. Además, si el gasto está variando en una prueba de flujo, registrar el gasto justo antes del cierre.
10. Estos cuatro puntos transitorios deberán ser graficados tal y como se describió en la prueba convencional de contrapresión (ya sea el método clásico o el método teórico).
11. Abrir el pozo para un quinto período de flujo (utilizando un diámetro de estrangulador previo, o bien, empleando uno nuevo) y dejarlo fluir hasta

que ocurra la estabilización. Registrar este gasto y presión de fondo estabilizados.

12. Graficar este punto estabilizado. La curva de productividad estabilizada pasa a través de este punto estabilizado y es paralelo a la línea de los cuatro puntos estabilizados.

Se puede advertir que la duración del tiempo exacto de los períodos de flujo, no es tan importante. Por ejemplo, períodos de flujo de doce horas podrán ser utilizados en lugar de ocho horas. Se puede observar que los períodos de cierre no necesariamente son iguales. En cada período de cierre, la presión de fondo se incrementa para que la presión de cierre se estabilice.

2.1.3 Pruebas Isocronales Modificadas (R. Smith, 1992).

El objetivo de las pruebas isocronales modificadas, es obtener la misma información que las pruebas isocronales, sin requerir de largos períodos de tiempo de cierre del pozo.

Con el propósito de acortar los tiempos de prueba, se propuso desarrollar las pruebas isocronales modificadas, las cuales se realizan empleando períodos de cierre igual a los períodos de flujo, lo cual proporciona resultados satisfactorios. En este tipo de pruebas se emplean las presiones de cierre inestabilizadas para calcular la diferencia de la relación de presiones para el próximo gasto. La **Figura 2.7** muestra un diagrama de los gastos y presiones resultantes de esta clase de pruebas.

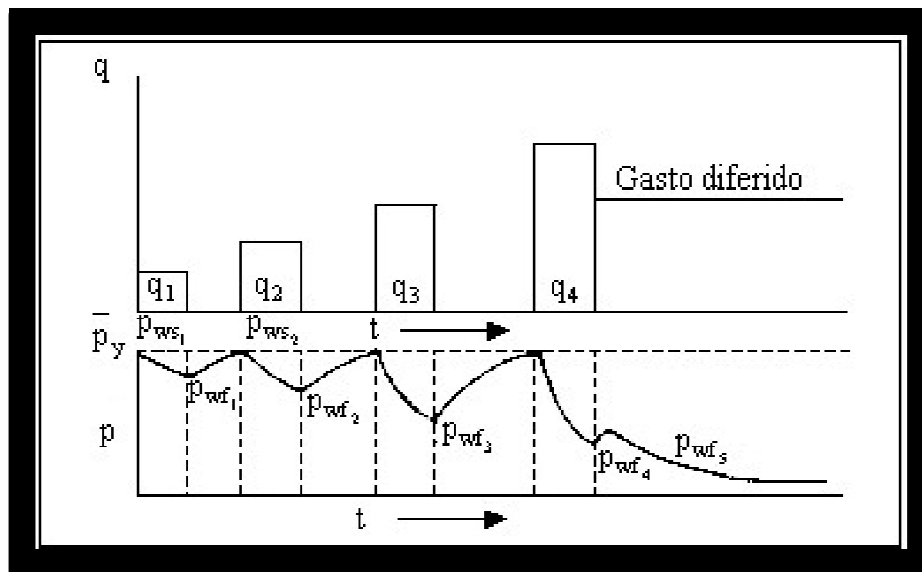


Figura 2.7 Diagrama de gasto contra presión para una prueba isocronal modificada para un pozo de gas. (H. Dale Beggs, 2002).

Para el primer período de flujo, se deberá emplear $(\bar{P}^2 - P_{wf}^2) = (P_{ws1}^2 - P_{wf1}^2)$; para el segundo período, emplear $(P_{ws2}^2 - P_{wf2}^2)$. Como se puede observar, el procedimiento de análisis es el mismo que se empleo para las pruebas isocronales.

Las pruebas isocronales modificadas han sido empleadas extensivamente en yacimientos de baja permeabilidad, debido a que permiten ahorrar tiempo y dinero en la ejecución de las mismas.

Además, han probado ser una excelente aproximación de las pruebas isocronales verdaderas.

PROCEDIMIENTO DE CAMPO DE LAS PRUEBAS ISOCRONALES MODIFICADAS.

1. Cerrar el pozo para estabilizar la presión de cierre (lo suficiente para obtener una buena estimación de la presión estática del yacimiento).
2. Abrir el pozo con un estrangulador pequeño, de 6/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
3. Al final de éste período de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
4. Cerrar el pozo durante 12 horas.
5. A final del período de cierre, registrar la presión. Esta presión de cierre se utilizará en el análisis como una estimación de la presión estática para el segundo período de flujo.
6. Abrir el pozo con un estrangulador con un diámetro ligeramente mayor, 8/64 pg y dejar fluir al pozo durante doce horas.
7. Al final de éste período de flujo, registrar el gasto y la presión de fondo fluyendo.
8. Cerrar el pozo durante doce horas, registrar la presión de fondo del pozo (para ser usada como una aproximación de la presión estática para el próximo período de flujo).
9. Repetir los pasos 6, 7 y 8 utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores. Para cada período de flujo, la presión estática aproximada se utilizará en el análisis. Esto es, la presión de cierre existente justo antes de iniciar el período de flujo. La presión de fondo fluyendo es la que se encuentra al final de cada período de flujo, aunque la estabilización no haya ocurrido.

10. Estos cuatro puntos son graficados en la misma forma descrita para pruebas convencionales de contrapresión.
11. Realizar un quinto período de flujo hasta que la estabilización ocurra. Se puede utilizar un nuevo diámetro de estrangulador o uno de los previamente utilizados. Para el análisis, se utiliza la presión de fondo fluyendo estabilizada así como también el gasto al final del período de flujo. Esto permitirá obtener un punto a condiciones estabilizadas.
12. Graficar el punto estabilizado, y dibujar una línea a través de este punto paralela a la línea trazada a través de los cuatro puntos anteriores. Esta línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de capacidad estabilizada para este pozo.

Cabe mencionar que los períodos de flujo y cierre no necesariamente deben ser de doce horas. En algunas ocasiones se podrán utilizar tiempos de 8 ó 16 horas, según el tipo de análisis que se necesite.

Para situaciones en donde las pruebas multipunto no se puedan ejecutar debido a la economía del campo o por otras razones, se pueden utilizar datos de un solo punto de una prueba para generar la curva de comportamiento de flujo cuando se conoce la presión de fondo fluyendo.

Mishra y Caudle propusieron un método simple para la generación de la curva de IPR de un pozo de gas a partir de datos de una prueba en un solo punto de estabilización. Empleando una función básica de flujo de gas en términos de una pseudo-presión, se puede desarrollar la curva de IPR adimensional que puede ser utilizada como una curva de referencia. Alternativamente, se introdujo una ecuación para calcular el IPR y ajustar la curva con el fin de dar mejores resultados:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \frac{m(P_{wf})}{m(P_y)} - 1 \right) \quad (2.8)$$

donde:

$q_{m\acute{a}x}$ = AOFD en Mpcd

$m(P_{wf})$ = En función de la pseudopresión que para un gas real se define como:

$$m(P_{wf}) = 2 \int_{P_{ws}}^{P_{wf}} \left(\frac{P}{\mu Z} \right) dP$$

$$m(P_y) = 2 \int_{P_{ws}}^{P_y} \left(\frac{P}{\mu Z} \right) dP \quad (2.9)$$

donde:

μ =Viscosidad del gas

Z =Factor de compresibilidad del gas

El uso de una función en términos de pseudopresión proporciona una mayor simplicidad para calcular el comportamiento de flujo de un pozo de gas.

Recientemente, Chase y Anthony ofrecen un método más sencillo que es una modificación del método de Mishra Caudle. El método propuesto consiste en la sustitución de la presión P o P^2 para un gas real que está en función de la pseudopresión $m(P)$. La presión al cuadrado (P^2) se puede utilizar para valores de presión por debajo de 2100 psia utilizando la ecuación:

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \left(\frac{P_{wf}^2}{P_y^2} - 1 \right) \right) \quad (2.10)$$

La presión real P se sugiere para presiones superiores a 2.900 psia. Al tener la presión media P del yacimiento de una prueba de un solo punto, P_{wf} y q , es posible determinar el potencial absoluto de flujo del pozo y generar la curva de comportamiento del pozo.

$$\frac{q}{q_{m\acute{a}x}} = \frac{5}{4} \left(1 - 5 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} - 1 \right) \right) \quad (2.11)$$

Para presiones que van desde 2.100 a 2.900 psia, es recomendada la técnica de Mishra y Caudle.

2.1.3.1 Pruebas en pozos con baja permeabilidad

Para este tipo de pruebas se requiere que el pozo cuente con condiciones estabilizadas con el fin de obtener datos certeros o más exactos. Lo que significa que el coeficiente C de la ecuación 2.1 sea constante respecto al tiempo. Este coeficiente depende de las características del yacimiento, la extensión del radio de drene y las características de los fluidos producidos.

Cuando los pozos son terminados en formaciones altamente permeables las condiciones de flujo se estabilizan rápidamente. Como la demanda de gas ha aumentado en los últimos años, los pozos fueron terminados en formaciones menos permeables con el fin de satisfacer esta necesidad. En los pozos de este tipo, el período de estabilización puede ser muy largo. Por lo tanto, se necesitan métodos que permitan las pruebas en este tipo de pozos a menor tiempo.

En 1955, M.H. Cullender describió el método isocronal para la determinación de las características de flujo. Éste método está basado en las curvas de comportamiento de flujo de gas, en donde el exponente n es independiente del área de drene del pozo, suponiendo que el pozo se estabilizó inmediatamente después de ser abierto y este exponente se obtiene de la pendiente de esta curva, como se mencionó anteriormente.

Sin embargo, el coeficiente de comportamiento de flujo C disminuye con el tiempo con forme el radio de drene se reduce. Cuando el radio alcanza el límite del yacimiento o el área de interferencia de otro pozo C es constante y flujo se estabiliza.

En este método cuando el pozo es abierto, los datos de flujo y de presión son obtenidos en intervalos de tiempo específicos con forme cambia el gasto de flujo. El pozo es cerrado cuando la presión alcanza aproximadamente la misma presión que al comienzo de la prueba. Cuando el pozo es abierto produce a diferentes gastos y es cuando se toman los datos de presión de flujo. Este procedimiento se repetirá dependiendo de los intervalos de tiempo de comportamiento de estabilización de interés.

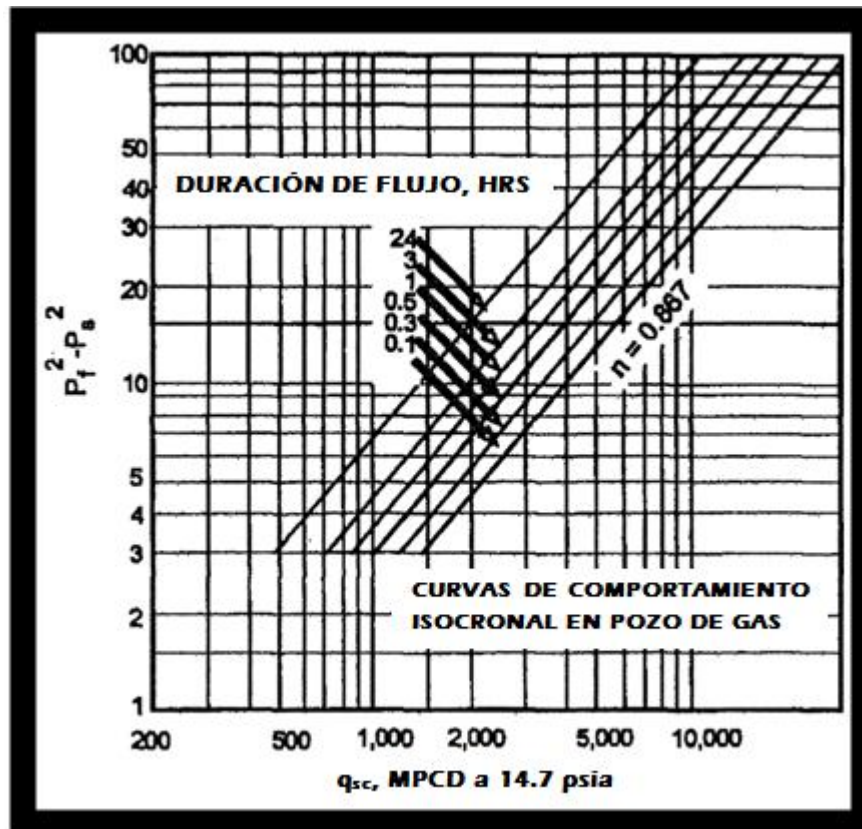


Figura 2.8. Curvas de comportamiento isocronal de un pozo productor de gas. (William C. Lyons, 1996).

La representación gráfica de estos datos en papel log- log resulta una serie de líneas paralelas, y el coeficiente **n** se obtiene de la pendiente de éstas. Las **Figuras 2.8 y 2.9** muestran la relación que existe entre el coeficiente **C** y el tiempo para un pozo productor de gas.

De los diferentes procedimientos, pruebas y consideraciones teóricas se pueden desarrollar predicciones de los coeficientes de comportamiento de flujo para pozos productores de gas en formaciones con permeabilidades bajas, como los métodos ya mencionados.

2.2 PREDICCIÓN DE CURVAS DE IPR

La predicción de comportamiento de flujo en pozos de gas es importante para planificar cambios y mantenimientos requeridos para seguir contando con la capacidad de producción de los pozos. Existen métodos simples para calcular el comportamiento de flujo futuro en pozos de gas.

Mishra y Caudle presentan una ecuación empírica para la predicción de la productividad de los pozos de gas, la ecuación es la siguiente:

$$\frac{(q_{m\acute{a}x})_f}{(q_{m\acute{a}x})_P} = \frac{5}{3} \left(1 - 0.4 \frac{m(P_y)_f}{m(P_y)_P} \right) \quad (2.12)$$

Donde, los subíndices **f** y **P** se refieren al tiempo futuro y presente respectivamente.

Tiempo después Chase y Anthony propusieron una simplificación de Mishra y Claude sustituyendo el valor de presión real por una pseudo-presión.

Para estimar el potencial absoluto de un pozo de gas no es necesario correr una prueba al pozo. Se puede utilizar un método alternativo para calcular la presión de fondo, estática y fluyendo sin correr un calibrador de presión en el pozo si se conoce la presión en la cabeza del pozo.

En el procedimiento para estimar el potencial absoluto de flujo de un pozo de gas, primero se estima la presión de fondo estática, con el método de Cullender y Smith para un pozo de gas.

1. Como se menciona anteriormente si se cuenta con el dato de la presión estática en la cabeza del pozo, la presión en el punto medio del pozo es calculada por prueba y error.

$$0.0375 G_g \frac{H}{2} = (P_{ms} - P_{wh})(I_{ms} - I_{wh}) \quad (2.13)$$

Donde:

G_g = Densidad específica del gas
 H = Profundidad del pozo en pies

$$I_{ms} = (T_{ms} \times Z_{ms}) / P_{ms} \quad (2.14)$$

T_{ms} = Temperatura absoluta en el punto medio en °R.

P_{ms} = Presión en el punto medio en psia.

Z_{ms} = Factor de compresibilidad a la T_{wh} y P_{wh} .

P_{wh} = Presión estática en la cabeza del pozo.

$$I_{wh} = \frac{T_{wh} Z_{wh}}{P_{wh}} \quad (2.15)$$

T_{wh} = Temperatura absoluta en la cabeza del pozo en °R.

Z_{wh} = Factor de compresibilidad a la T_{wh} y P_{wh} .

El problema aquí es calcular P_{ms} . Si $P_{ms} \approx P_{ms}$ calculado para un valor propuesto de Z_{ms} , el paso siguiente es calcular la presión de fondo. Si no se requiere usar un nuevo valor de Z_{ms} , para calcular P_{ms} . Se usan las ecuaciones 2.14 y 2.15 para calcular un nuevo valor de P_{ms} . Se repite el procedimiento hasta que el valor de P_{ms} calculado sea igual al valor supuesto de P_{ms} .

2.- El siguiente procedimiento para calcular la presión de fondo estáticas P_{ws} es:

$$0.0375 G_g \frac{H}{2} = (P_{ws} - P_{ms})(I_{ws} + I_{ms}) \quad (2.16)$$

3.- El siguiente paso es aplicar la regla de Simpson para calcular P_{ws} :

$$0.0375 G_g H = \frac{P_{bg} - P_{wh}}{3} (I_{wh} + 4I_{mg} + I_{bg}) \quad (2.17)$$

Para pozos productores de gas con líquidos la gravedad específica G_g del gas en las ecuaciones 2.16 y 2.17 es reemplazada por γ_{mezcla} :

$$G_{mezcla} = \frac{G_g + 4584 G_o / R}{1 + 132800 G_o / R M_o} \quad (2.18)$$

Donde:

G_{mezcla} = densidad específica de la mezcla.

G_g = Densidad del gas seco.

G_o = Densidad del aceite.

R = Relación gas aceite producida en superficie.

M_o = Peso molecular del aceite en lbm/lbmol.

La G_{mezcla} es utilizada para determinar las propiedades pseudocríticas utilizadas para calcular el factor de compresibilidad. Si el pozo produce una cantidad de agua insignificante se utiliza la siguiente ecuación.

$$G_{mezcla} = \frac{G_g + 4,584 \left(\frac{G_o}{R} + \frac{1}{R_w} \right)}{1 + 132,800 \left(\frac{G_o}{R M_o} + \frac{1}{18 R_w} \right)} \quad (2.19)$$

Donde:

R_w = Relación gas-agua producida

La capacidad de producción del sistema depende de la presión estática del pozo, las características del yacimiento, las tuberías, el estrangulador, la presión de separación y las propiedades del gas producido.

Con la información anterior se puede obtener el ritmo de producción mediante el siguiente procedimiento; en el que se considera como nodo solución la boca del pozo.

- a) Suponer un gasto.
- b) Con la presión estática y la ecuación que representa el flujo en el yacimiento, obtener, para el gasto supuesto, el valor de la presión de fondo fluyendo.

Se considerará que el flujo en el yacimiento puede quedar representado por la ecuación siguiente:

$$q = C(Pws^2 - Pwf^2)^n$$

donde:

$$C = 0,0007036Kh / \left(\mu(T + 460)Z \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right) \quad (2.20)$$

despejando P_{wf} se tiene:

$$Pwf = \sqrt{Pws^2 - \left(\frac{q}{C} \right)^{1/n}} \quad (2.21)$$

- c) Con la presión de fondo fluyendo y el mismo gasto, se obtiene la presión en la boca del pozo.

Para este cálculo se usa la ecuación siguiente bajo las suposiciones que a continuación se presentan:

1. Flujo en régimen permanente.
2. Flujo en una sola fase, y
3. Energía cinética despreciable.

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461.346^2} \right) \left(\frac{P_o}{T_o + 460} \right) \left(\frac{q_g^2 \gamma_g \bar{Z} (\bar{T} + 460) L}{d^5} \right) + 0.03756 \left(\frac{\bar{P}^2 \gamma_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right)$$

El valor obtenido representa la presión antes del estrangulador.

- d) La secuencia del cálculo se inicia ahora a partir de la presión de separación, para obtener la presión en la boca del pozo corriente abajo del estrangulador (Pe), necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga.
- e) Repetir el procedimiento suponiendo diferentes gastos y graficar los valores de Pwh y de Pe contra el gasto, como se indica en la **Figura 2.10**.

En dicha figura se observa que cuando Pwh = Pe se tiene el gasto máximo, correspondiente al flujo sin estrangulador. Para obtener gastos inferiores al anterior se requiere un estrangulador en la cabeza del pozo. El tamaño del estrangulador se puede calcular con las ecuaciones que se presentan más adelante en este capítulo. En la **Figura 2.11** se puede observar el comportamiento de diferentes presiones en la cabeza del pozo.

- f) En la misma forma, calcular los gastos máximos que pueden obtenerse para diferentes presiones estáticas. De esta manera se determina la relación entre estas variables, lo que constituye la predicción del comportamiento del pozo.

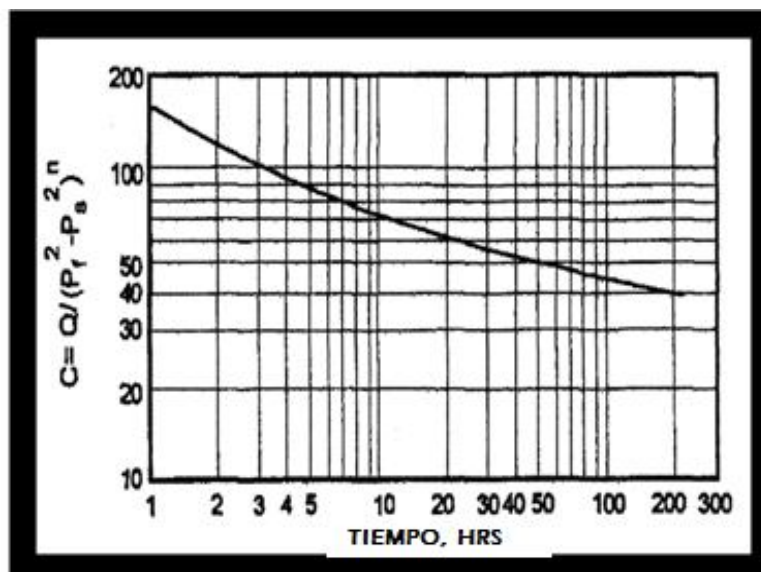


Figura 2. 9 Coeficiente de comportamiento de flujo respecto al tiempo. (William C. Lyons, 1996).

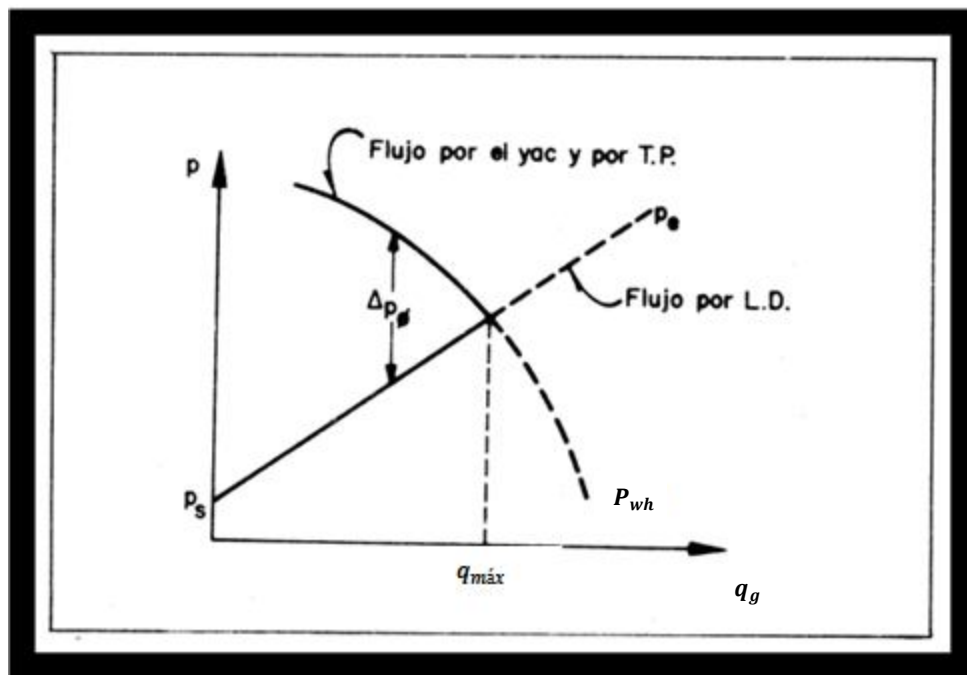


Figura 2.10 Comportamiento cualitativo de P_e y P_{wh} para diferentes gastos. (Garaicoachea, 1971).

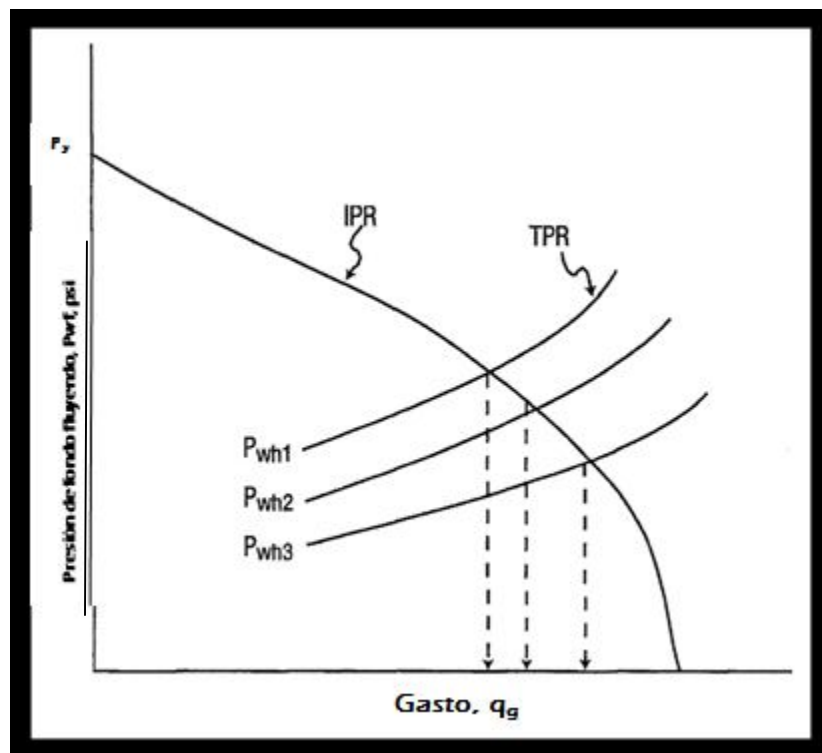


Figura 2.11 Efecto que produce el cambio en la presión en la cabeza del pozo de acuerdo a la explotación del mismo. (William C. Lyons, 1996).

En la **Figura 2.12** se puede observar cómo afectan la presión de fondo fluyendo la fase en la que se encuentra el gas, así como el tipo de flujo que presente éste. Es muy importante conocer cómo afectan los factores mencionados al total del Sistema de Producción.

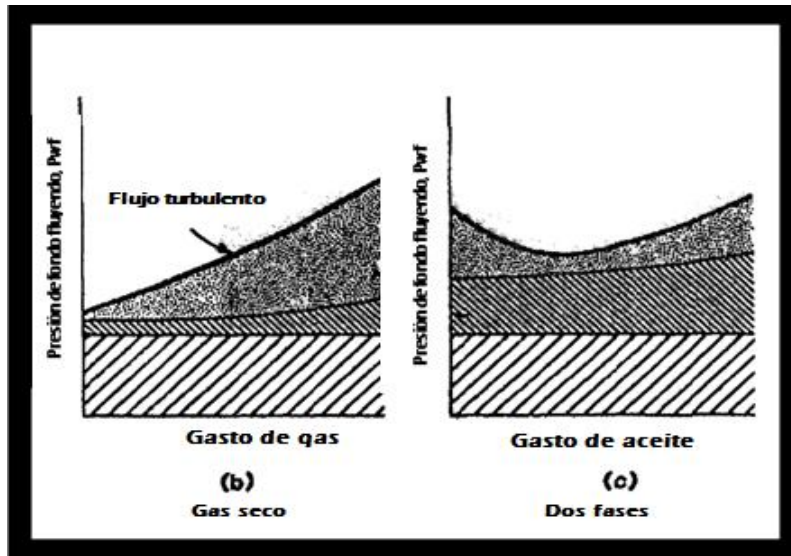


Figura 2.12 Pérdidas de presión debidas al tipo de flujo y fase. (William C. Lyons, 1996).

Respecto a la **Figura 2.13** se observan las pérdidas de presión presentes en los elementos que componen un pozo, tanto para una fase como para dos fases.

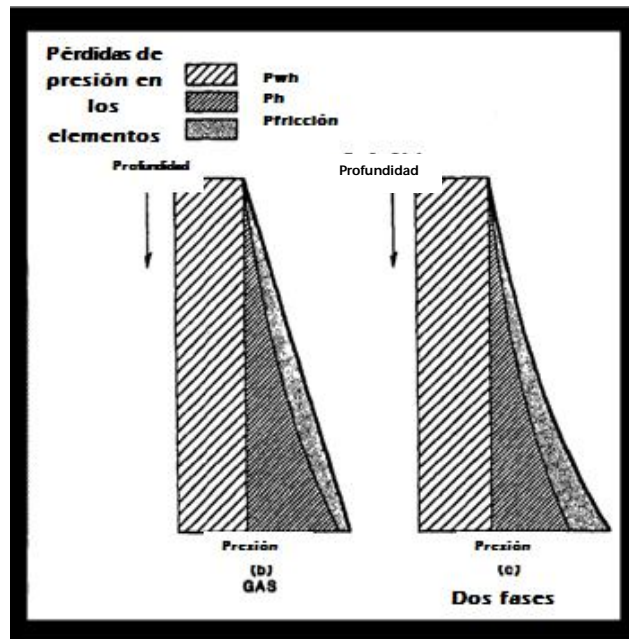


Figura 2.13 Pérdidas de presión en los componentes de un pozo, en una fase y en dos fases. (William C. Lyons, 1996).

En la gráfica siguiente podemos observar cómo se lleva a cabo una prueba de potencial mencionada anteriormente.

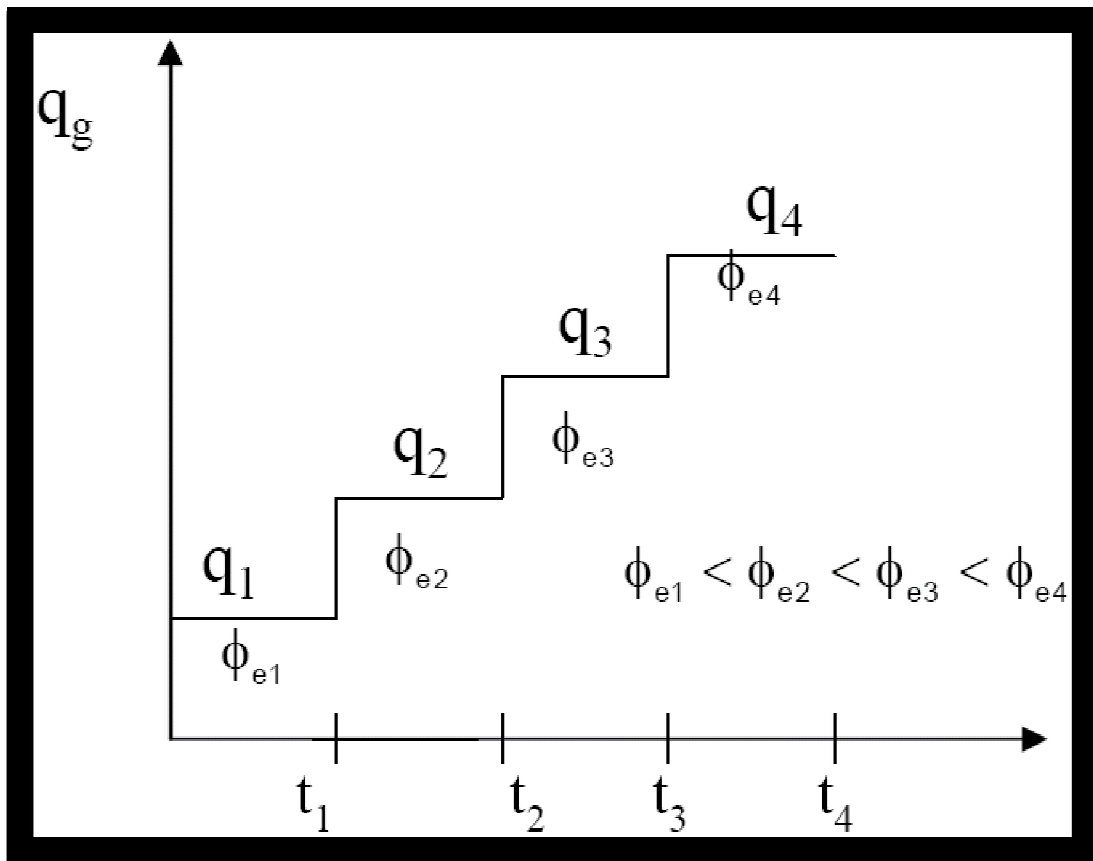


Figura 2.14 Gráfica de una prueba de potencial. (H. Dale Beegs, 2002).