

Ensayo de pozos gasíferos

Gas well test

El ensayo de un pozo de gas, es más complejo, que el ensayo de un pozo de petróleo, por el hecho de que las propiedades del gas son fuertes funciones de la presión. De aquí que la

ecuación de difusividad desarrollada para petróleo $\frac{1}{r} \frac{\partial(\frac{K\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r})}{\partial r} = \phi c \rho \frac{\partial p}{\partial t}$, no se puede linealizar.

Los problemas principales para la linealización, son:

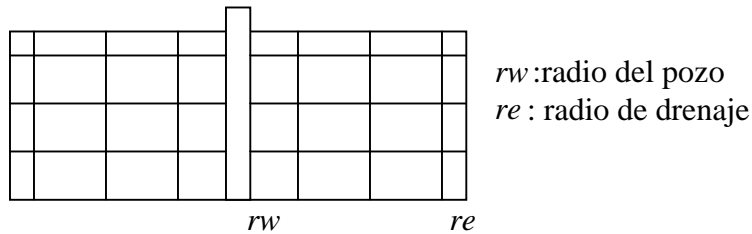
-La alta dependencia de la viscosidad del gas con respecto de la presión

-La compresibilidad $c = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p}$

Métodos de resolución

Método de p^2 , desarrollado por Russel y Goodrich.

Este método se basa en un modelo numérico de un simple pozo drenando un volumen radial, el cual se divide en una serie de grillas, donde la ecuación de flujo se resuelve bloque a bloque usando diferencias finitas



Para minimizar errores, los bloques se toman más pequeños cerca del wellbore, y se tomaron ecuaciones de flujo para petróleo adaptadas para gas:

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)$$

$$E = 35.37 \frac{\bar{p}}{zT}$$

$$\bar{p} = \frac{\bar{p} + p_{wf}}{2}$$

y se evalúa μ y z a \bar{p}

E: factor de expansión de gas calculado a \bar{p} , y \bar{p} es la presión media del reservorio
Sustituyendo llegaron a:

$$p^2 - p_{wf}^2 = \frac{1422 q \mu Z T}{\pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)$$

La ecuación anterior no está afectada por el factor volumétrico β_g , de tal manera, que hablamos de condiciones de reservorio

Método de m(p), de Al, Hussainy y Ramey :

Si se considera al gas, que puede ser representado por:

$$Pv = ZRT$$

La ecuación que gobierna el flujo. $\frac{1}{r} \frac{\partial(\frac{K\rho}{\mu} r \frac{\partial p}{\partial r})}{\partial r} = \phi c \rho \frac{\partial p}{\partial t}$, puede ser linealizada definiendo la variable pseudo – presión del gas real:

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu Z} \partial p$$

donde P_o es una presión arbitraria elegida inferior a las pseudo presiones durante el ensayo

La ecuación de difusividad a usar es: $\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial m(p)}{\partial t}$ donde $\eta = \frac{k}{\phi \mu c}$

En la práctica estos parámetros se consideran independientes de P para linealizar la ecuación, y se los calcula a $P=P_i$, evaluando:

$$\overline{m(p)} - m(p_{wf}) = \frac{1422 q T}{\pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s \right)$$

Cuando la compresibilidad del gas sea significativa, se necesita introducir el pseudo tiempo, para linealizar la ecuación:

$$t_{ps} = \int \frac{\partial t}{\mu c} \text{ (pseudo tiempo)}$$

Las variables m(p) y tps, se caracterizan por ser embarazosas para trabajar y además presentan valores fuera de lo común, por eso se definieron los parámetros normalizados de los mismos:

$$p_{pn} = p_i + \frac{\mu_i z_i}{p_i} \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu Z} \partial p$$

$$t_{pn} = \mu_i c_{ti} \int_0^t \frac{1}{\mu c_t} \partial t$$

Cálculo de $m(p)$

Para calcular $m(p)$, es necesario evaluar su integral, $m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu Z} dp$

Donde los datos salen del mismo ensayo y el PVT de laboratorio o de correlaciones apropiadas.

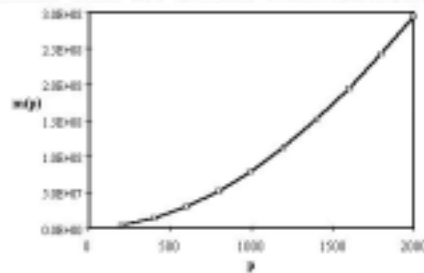
La integral se evalúa en forma numérica por la regla de Simpson o trapezoidal

Para la regla trapezoidal, la expresión queda:

$$m(p) \approx 2 \sum \frac{1}{2} \left[\left(\frac{p}{\mu Z} \right)_{i-1} + \left(\frac{p}{\mu Z} \right)_i \right] (p_i - p_{i-1})$$

ejemplo:

p (psia)	visc (cp)	z	dp	p/(μz)	p/(μz) AVE	2dp.AVE	m(p)
14.7	0.01198	0.9987		1.22864e3			
200	0.01235	0.9839	185	1.64583e4	8.84398e3	3.27758e6	3.27758e6
400	0.01277	0.9688	200	3.23389e4	2.43891e4	9.75964e6	1.30372e7
600	0.01318	0.9544	200	4.76824e4	4.00806e4	1.60083e7	2.90375e7
800	0.01362	0.9414	200	6.23934e4	5.50279e4	2.20112e7	5.10486e7
1000	0.01405	0.9298	200	7.85845e4	6.94790e4	2.77916e7	7.88402e7
1200	0.01451	0.9194	200	8.89517e4	8.32581e4	3.33032e7	1.12143e8
1400	0.01496	0.9107	200	1.02759e5	9.63555e4	3.85422e7	1.50886e8
1600	0.01542	0.9038	200	1.14806e5	1.08782e5	4.35130e7	1.94199e8
1800	0.01589	0.8986	200	1.26061e5	1.20434e5	4.81734e7	2.42372e8
2000	0.01636	0.8953	200	1.36546e5	1.31304e5	5.25214e7	2.94893e8

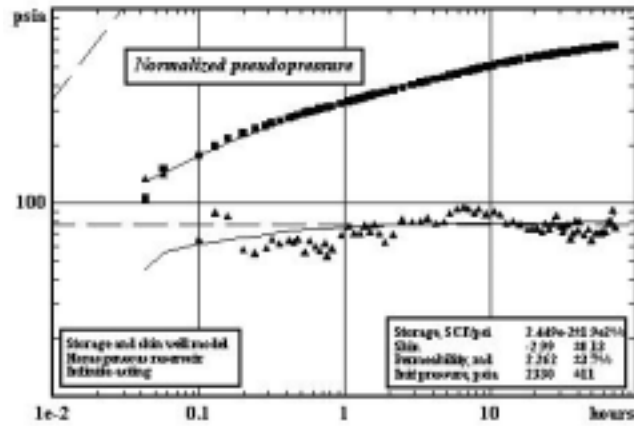


Otra forma de calcular $m(p)$, es poder establecer una relación con la presión para cada pozo ya que se verifica que a bajas presiones, $m(p)$, se ajusta a una expresión cuadrática y a altas presiones a una relación lineal (ver gráfico anterior):

$$\text{Si } p < p_c \Rightarrow m(p) = a_o - a_1 p + a_2 p^2$$

$$\text{Si } p > p_c \Rightarrow m(p) = b_o + b_1 p$$

Ejemplo de build up

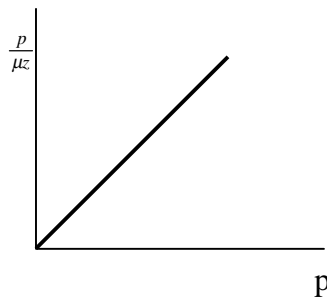


Comparación de los métodos:

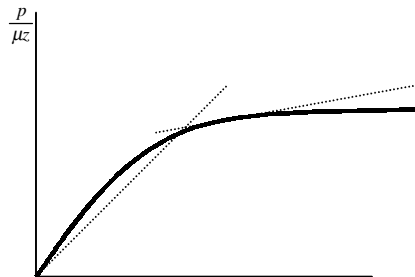
Los resultados de estos métodos serán iguales si $\frac{p}{\mu z}$ es función lineal de la presión y esto se

da cuando μz es constante. Analizando la integral, $m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu z} dp$

, se ve que si $\mu z \approx cte$, $m(p) \propto p^2$. Gráficamente sería:



El inconveniente es que en la mayoría de los casos, $\frac{p}{\mu z}$ no es lineal y su gráfica es:



P

Donde se ve que se puede aproximar con dos rectas, una a baja presión y otra a alta presión

Efectos de la turbulencia: (flujo no Darcy)

Debido a los altos caudales que se generan y a la acción de las fuerzas viscosas, se presenta un flujo no Darcy en la región del wellbore, el cual está determinado por:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u + \beta \rho u^2$$

$$u = \frac{q}{\pi r h}$$

Donde: $\frac{\mu}{k} u$ es la componente Darcy del flujo

$\beta \rho u^2$ es la componente no Darcy, que depende de q^2

Esta componente no Darcy en el flujo, es vista en los ensayos como un skin effect adicional, donde el skin total es:

$$S' = S + Dq$$

$$D = \frac{Fkh}{1422T}$$

Formas de calculo de S'

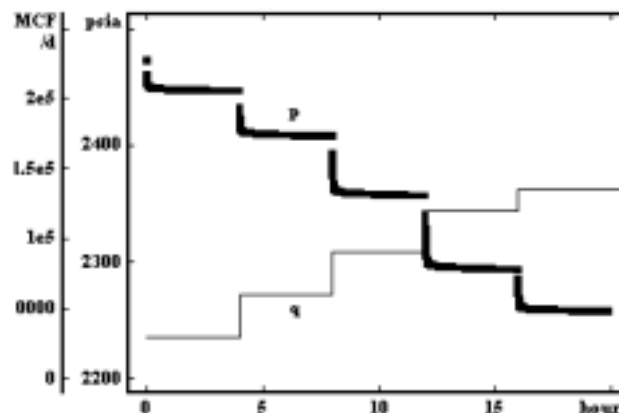
- 1- Usando un S.E.L. (sistema de ecuaciones lineales)

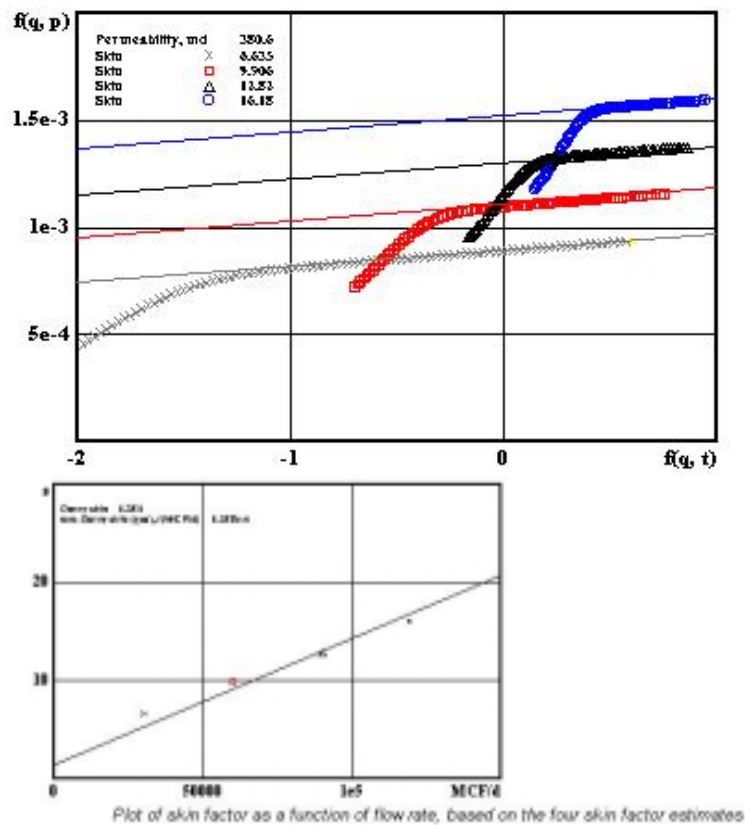
$$S_1' = S + Dq_1$$

$$S_2' = S + Dq_2$$

- 2- La expresión de D es: $D = \frac{Fkh}{1422T}$, donde F es el coeficiente no Darcy, y se hace una correlación de laboratorio y con los datos sacados del ensayo.

El siguiente ejemplo muestra como en un mismo pozo, aumenta el skin, por el efecto de la turbulencia al aumentar el caudal





Ensayos de Producción

Los ensayos de producción tienen como objetivo, relacionar el comportamiento de un pozo en función de la presión de fluencia a una presión media de reservorio.

Los ensayos de los pozos gasíferos, son conocidos como ensayos de contrapresión ya que permiten predecir el comportamiento Q y P_b produciendo una contrapresión al gas dentro de la cañería, utilizando boquillas en el árbol de surgencias.

Se define el potencial absoluto de flujo como el caudal que el pozo produce a una contrapresión de cero, o sea sin ningún orificio puesto.

Si bien no es obtenido en forma directa en el ensayo, pero es de gran utilidad para:

- 1-Comparar con otros pozos
- 2-Permite realizar esquemas de optimización de los sistemas de producción.
- 3-Es una guía para las autoridades regulatorias para establecer el máximo caudal permitido.

Ensayo convencional o de contrapresión

Se basa en la siguiente ecuación:

$$q = C(\overline{p^2} - p_{wf}^2)^n \Rightarrow \overline{p^2} - p_{wf}^2 = \frac{1}{C} q^{\frac{1}{n}}$$

\overline{p} : presión estática en estado pseudo estacionario

n: indica el régimen de flujo, si n=1 es un flujo laminar donde se cumple que $\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u$, si n toma el valor de 0.5, el régimen es turbulento y se cumple que $\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u + \beta \rho u^2$.

Es decir que n varía de $0.5 \leq n \leq 1$, ya sea el flujo turbulento o laminar.

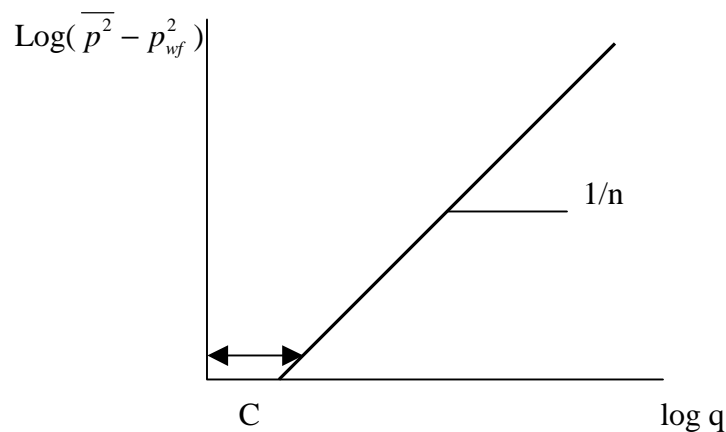
Este ensayo se utiliza cuando la permeabilidad (k), es alta, de tal manera que se verifica:

- alto caudal
- rápida estabilización
- rápida limpieza en la puesta en producción

Resumen de pasos del ensayo:

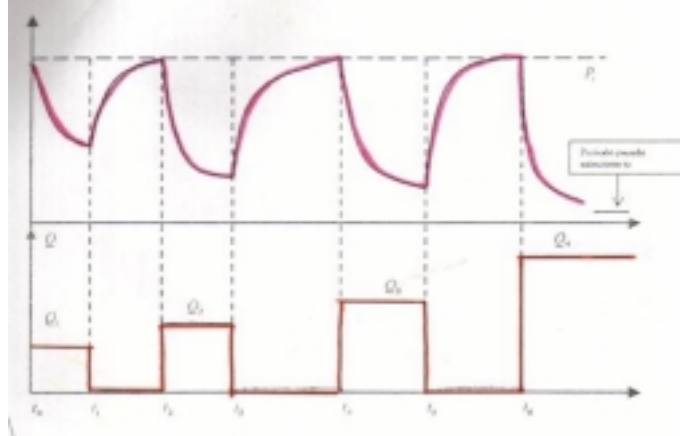
- 1- Se determina q y $(\overline{p^2} - p_{wf}^2)$
- 2- Se grafica en log-log ,q y $(\overline{p^2} - p_{wf}^2)$, y la pendiente de la recta será 1/n
- 3- A través de la ecuación o expresión, se determina la constante C
- 4- C y n deben ser renovadas en forma periódica, ya que no es una situación estática.

En el gráfico aparece cierta curvatura debido a que, cuando el caudal es alto, el régimen es turbulento $\Rightarrow n < 1$, y cuando el caudal es bajo, el régimen es prácticamente laminar $\Rightarrow n \approx 1$



Ensayo isocronal

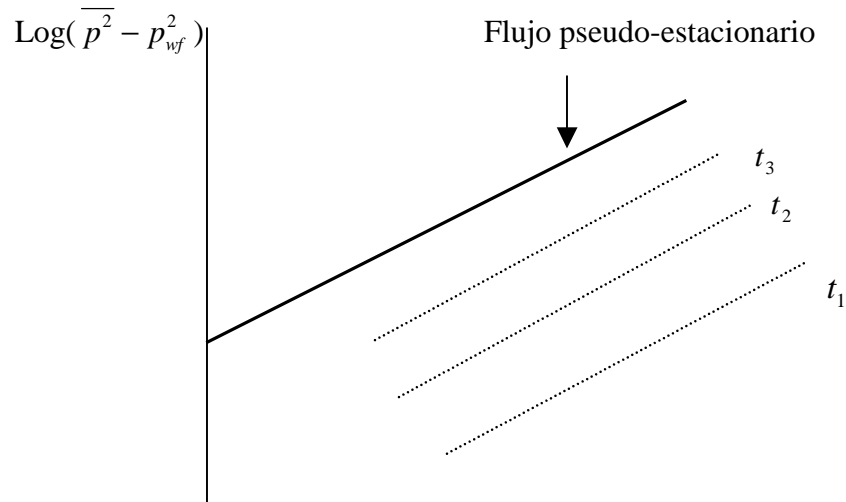
Este ensayo se usa cuando la permeabilidad es baja, de tal manera, que el caudal no estabiliza totalmente, y se cumple que se drena el mismo volumen de gas en iguales periodos de tiempo.



Resumen de pasos del ensayo isocronal:

- 1- Se coloca un orificio determinado, y se hace fluir al pozo, luego es cerrado, hasta alcanzar P_i
- 2- Se cambian sucesivamente los orificios, y se hace lo mismo que el paso 1
- 3- La última fluencia se deja hasta que alcance las condición de flujo pseudo estacionario
- 4- Se grafica $\text{Log}(\overline{p^2} - p_{wf}^2)$ vs. $\log q$
- 5- Se determina el exponente n para cada recta y de la expresión se obtiene la constante C para cada tiempo

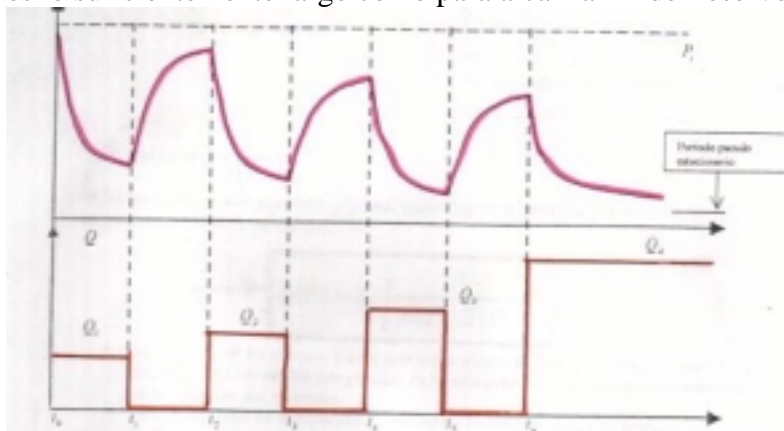
Donde en cada recta representa los datos para cada mismo intervalo de tiempo, para los diferentes orificios, las cuales tienden a una recta final, la cual es la recta estabilizada.



 Log q

Ensayo isocronal modificado:

Debido a que el ensayo en el ensayo isocronal, se debe llegar hasta la estabilización de la presión luego de cada fluencia, si la permeabilidad es muy baja, tomaría un tiempo muy grande en lograr esta situación, de tal manera que resulta antieconómico dicho ensayo. El ensayo isocronal modificado, es semejante al isocronal, solo que el periodo de cierre no es lo suficientemente largo como para alcanzar P_i del reservorio



Resumen de los pasos del ensayo isocronal modificado:

- 1- Se coloca un orificio determinado, y se hace fluir al pozo
- 2- El pozo es cerrado en intervalos de tiempos iguales a los de fluencia
- 3- Se cambian sucesivamente los orificios, y se hace lo mismo que el paso 1 y 2
- 4- La última fluencia es extendida
- 5- Se grafica $\text{Log}(\overline{p^2} - p_{wf}^2)$ vs. $\log q$

Radio de investigación:

Considerando un ensayo, se tiene que la presión decrece, a medida que el tiempo de flujo aumenta. Simultáneamente, el área del cual el fluido es drenado aumenta.

El radio de investigación, se define como el punto en la formación detrás del cual el transiente de presión es despreciable, y viene dado por:

$$r_i = \left(\frac{kt}{948\phi\mu c_i} \right)^{1/2}$$

Pozos fracturados:

Muchos pozos gasíferos, particularmente aquellos que poseen baja permeabilidad, requieren una fractura hidráulica, para ser económicamente viable su puesta en producción. La interpretación de transientes de presión en estos pozos, es importante no solo para evaluar las características del reservorio, sino también para evaluar el tratamiento de facturación y la performance de los pozos fracturados.

En los pozos fracturados, se distinguen cinco patrones de flujo (flow patterns), que ocurren en la fractura y en la formación cercana al pozo.

Flujo lineal de fractura: tiene una vida muy corta y suele aparecer enmascarado por efectos de wellbore storage. Durante este periodo, la mayor parte del gas, proviene, de la expansión del fluido en la fractura, y el patrón de flujo es esencialmente lineal. La duración es estimada por:

$$t_{fD} \cong \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_f l_f^2},$$

donde l_f es la longitud de la fractura, y t_{fD} es adimensional

Flujo bilineal: Durante este periodo, p_{wf} , es lineal en función de $t^{1/4}$, en coordenadas cartesianas. En un gráfico log-log, de $(p_i - p_{wf})$, aparece una pendiente de $1/4$. La derivativa de la presión, también presenta una pendiente de $1/4$.

El tiempo de flujo viene dado por:

$$t_{fD} \cong \frac{0.01}{C_r^2}, C_r > 3$$

$$t_{fD} \cong 0.0205(C_r - 1.5)^{-1.53}, 1.6 \leq C_r \leq 3$$

$$t_{fD} \cong \left[\frac{4.55}{\sqrt{C_r}} - 2.5 \right]^4, C_r < 3$$

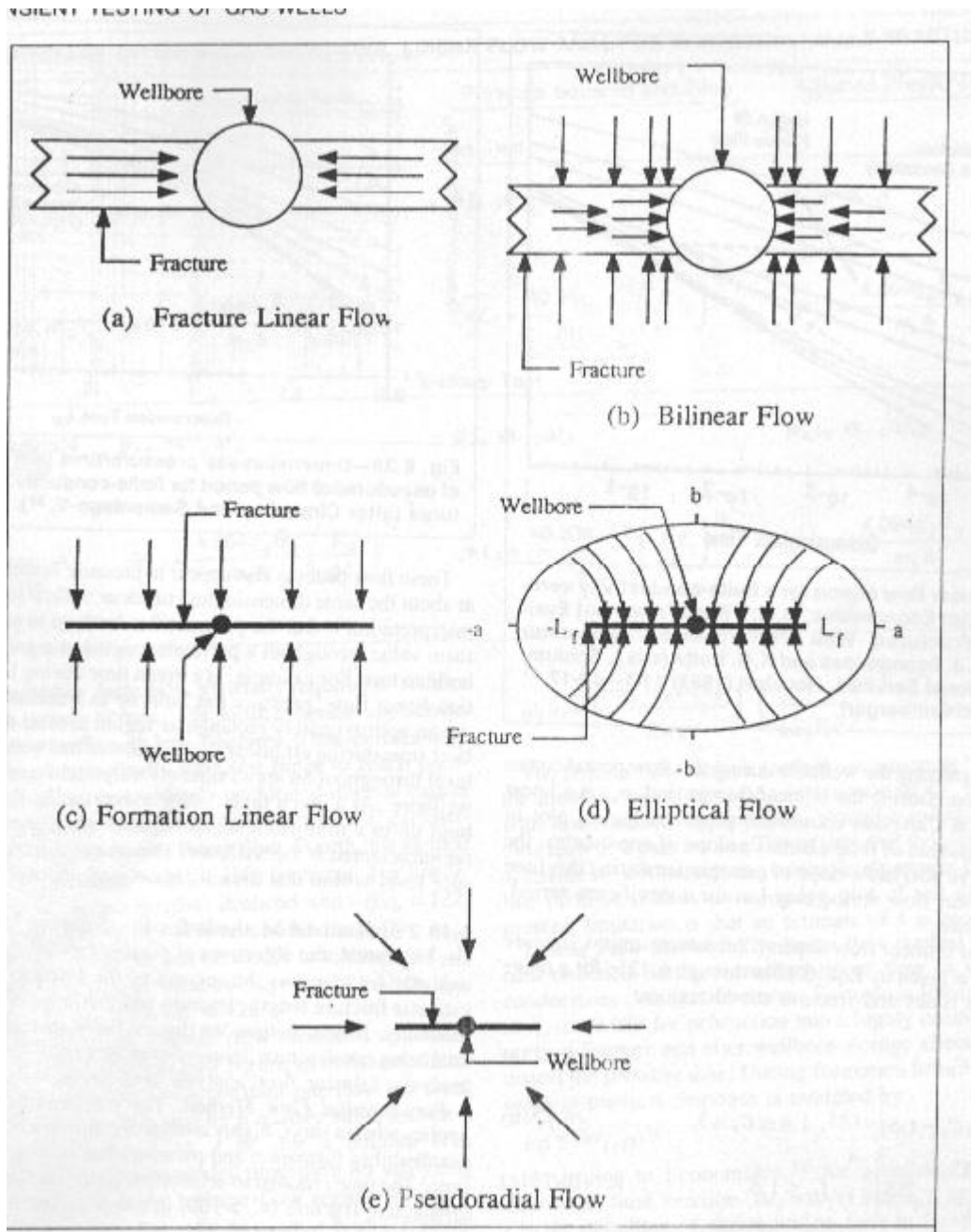
donde C_r , es la conductividad adimensional de la fractura

$$C_r = \frac{wk_f}{\pi k l_f}$$

Flujo lineal de formación: Ocurre, solo en fracturas de alta conductividad ($C_r > 100$), en un gráfico log-log, $(p_i - p_{wf})$, presenta una pendiente de $1/2$, al igual que la derivativa.

Flujo elíptico: es un periodo de transición entre el lineal (early times) y el radial (late times)

Flujo Pseudoradial: ocurre con fracturas de todo tipo de C_r , a este tiempo el flujo puede ser considerado circular para propósitos prácticos. Si la fractura es relativamente extensa con respecto al área de drenaje, aparecen efectos de límite, que distorsionan o enmascaran completamente el flujo pseudoradial.



Bibliografía:

Najurieta Humberto, "Apuntes de ensayo de pozo"

Agarwal, R. G.: "Real Gas Pseudotime - A New Function for Pressure Buildup Analysis of Gas Wells", paper SPE 8279 presented at the 1979 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, September 23-26, 1979.

Al-Hussainy, R. and Ramey, H. J. Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability

Horne, R.N., and Kuchuk, F.: "The Use of Simultaneous Flow Rate and Pressure Measurements to Replace Isochronal Gas Well Tests", SPE Formation Evaluation, (1988), 467-470.

L.P. Dake fundamentals of reservoir engineering

John Lee, Robert A. Wattenbarger, Gas Reservoir Engineering