



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

## “MANUAL DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS”

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N:

RAMÍREZ JUÁREZ JUAN MANUEL  
ZEPEDA ALCANTAR JESÚS GUILLERMO

DIRECTOR DE TESIS:  
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. , AGOSTO 2009.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-464

**SR. JUAN MANUEL RAMÍREZ JUÁREZ**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Israel Castro Herrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**MANUAL DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS**

- INTRODUCCIÓN
- I PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN
- II IDENTIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS REGÍMENES DE FLUJO
- III ANÁLISIS FLUJO RADIAL
- IV ANÁLISIS DEL FLUJO LINEAL, BILINEAL Y ESFÉRICO
- V ANÁLISIS DE POZOS HORIZONTALES
- VI APLICACIONES
- NOMENCLATURA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
CD. Universitaria, D.F., a 2 de Abril de 2009  
EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

**JGGZ\*RJPYS\*srs**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-465

**SR. JESÚS GUILLERMO ZEPEDA ALCANTAR**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Israel Castro Herrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**MANUAL DE INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS**

**INTRODUCCIÓN**

- I PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN**
  - II IDENTIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS REGÍMENES DE FLUJO**
  - III ANÁLISIS FLUJO RADIAL**
  - IV ANÁLISIS DEL FLUJO LINEAL, BILINEAL Y ESFÉRICO**
  - V ANÁLISIS DE POZOS HORIZONTALES**
  - VI APLICACIONES**
- NOMENCLATURA**  
**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**  
**BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D. F., a 2 de Abril de 2009  
EL DIRECTOR

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**

**JGGZ\*RJPYS\*srs**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCIÓN

*Aceptación de Trabajo Escrito*

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda  
Director de la Facultad de  
Ingeniería de la U.N.A.M.  
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor RAMIREZ JUAREZ JUAN MANUEL registrado con número de cuenta 09810246-2 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACION: 14/Agosto/09

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

FECHA DE ACEPTACION: 13/ agosto/2009

DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACION: 04/Ago/09

ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

FECHA DE ACEPTACION: 04/ago/09

ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

FECHA DE ACEPTACION: 04/Ago/09

FECHA DE EMISIÓN: 4 de Agosto de 2009.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

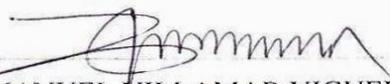
FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCIÓN

*Aceptación de Trabajo Escrito*

Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda  
Director de la Facultad de  
Ingeniería de la U.N.A.M.  
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor ZEPEDA ALCANTAR JESUS GUILLERMO registrado con número de cuenta 30255185-1 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

  
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACION: 14/Agosto/09

  
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

FECHA DE ACEPTACION: 13/ agosto/2009

  
DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

FECHA DE ACEPTACION: 04/Ago/09

  
ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER

FECHA DE ACEPTACION: 04/ago/09

  
ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS

FECHA DE ACEPTACION: 04/Ago/09

FECHA DE EMISIÓN: 4 de Agosto de 2009.

## Contenido

### Capítulo 1. Pruebas de variación de presión.

1.1 Introducción	
1.2 ¿Qué es un yacimiento?.....	2
1.3 ¿Qué es un yacimiento de gas?.....	2
1.4 Propiedades petrofísicas.....	3
1.5 Tipos de flujo y sus ecuaciones.....	5
1.6 Tipos de pruebas de variación de presión.....	26
1.7 Diseño de una prueba para un solo pozo.....	29
1.8 Análisis de una prueba de decremento.....	33
1.9 Análisis de una prueba de incremento.....	35
1.10 Herramientas utilizadas en la medición de presión y Temperatura.....	38

### Capítulo 2. Identificación de los distintos regímenes de flujo.

2.1 Cálculo de la derivada de la presión por el método de Dominique Bourdet.....	40
2.2 Función derivada de presión ( $\Delta p'$ ).....	42
2.3 Identificación de los regímenes de flujo.....	42
2.4 Flujo radial.....	43
2.5 Flujo esférico.....	44
2.6 Flujo lineal.....	45
2.7 Flujo bilineal.....	46
2.8 Regímenes de flujo que se presentan en pozos horizontales.....	47
2.9 Procedimiento de la interpretación.....	47
2.10 Proceso de Interpretación y Análisis.....	50

**Capítulo 3. Análisis del flujo radial.**

3.1 Diagnóstico de flujo radial.....	51
3.2 Análisis log-log.....	52
3.3 Análisis semi-log.....	53
3.4 Análisis cartesiano.....	58
3.5 Ejemplo.....	59

**Capítulo 4. Análisis del flujo lineal, bilineal y esférico.**

4.1 Diagnóstico del flujo Lineal.....	65
4.2 Análisis de flujo Lineal.....	66
4.3 Diagnóstico de flujo Bilineal.....	68
4.4 Análisis del flujo Bilineal.....	69
4.5 Diagnóstico de flujo Esferico.....	71
4.6 Análisis de flujo esférico.....	71

**Capítulo 5. Análisis de pozos horizontales.**

5.1 Análisis log-log.....	73
5.2 Análisis semi-log.....	73
5.3 Análisis de la raíz cuadrada del tiempo.....	75

**Capítulo 6. Aplicaciones.....76**

**Conclusiones y recomendaciones.....84**

**Nomenclatura.....86**

**Bibliografía.....90**

## **CAPÍTULO 1**

### **PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN**

#### **1.1 INTRODUCCIÓN.**

Las pruebas de variación de presión son el nombre que se le da a una prueba en la cual se genera un pulso hidráulico, a la formación (o medio poroso de un yacimiento) mediante un periodo de flujo, inyección de fluidos, o cierre en un pozo. La respuesta del medio poroso y de los fluidos que contiene, debida al pulso, es medida en forma continua a través del registro de la presión y de la temperatura del fondo y de la superficie en el pozo en donde se generó dicho pulso.

Las pruebas de variación de presión sirven para conocer algunos parámetros como son: tipo de flujo del pozo, permeabilidad radial del yacimiento, espesor del yacimiento, volumen aparente del pozo, coeficiente de almacenamiento, eficiencia de flujo, factor de daño total, tamaño de la fractura, ancho del yacimiento todos estos parámetros permitirán aplicar los mejores métodos de terminación de pozos, para así aplicar una eficiente productividad de pozos sin dañar el yacimiento, permitiendo evaluar de una mejor forma el comportamiento futuro del mismo.

## 1.2 ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO?

**Yacimiento** Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a altas presiones y temperaturas debidas a las profundidades a las que se encuentra el yacimiento.

### **Clasificación de acuerdo al tipo de fluidos.**

Los yacimientos petroleros se clasifican en función de la localización del punto crítico y las coordenadas iniciales de presión  $p$ , temperatura  $T$ , del yacimiento en el diagrama de presión temperatura en el yacimiento gas como se muestra en la **Fig. 1-1**.

Yacimientos de aceite  $T_y < T_c$  : en función de la presión inicial  $p_i$ , los yacimientos de aceite se subdividen en:

Yacimientos de aceite bajo saturado  $p_i > p_b$

Yacimientos de aceite saturado  $p_i = p_b$

Yacimientos de aceite saturado con casquete de gas  $p_i < p_b$

## 1.3 ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO DE GAS?

Yacimientos de gas, si la  $T_y > T_c$  se clasifica como un yacimiento de. Los yacimientos de gas se clasifican en función de sus diagramas de fases de presión-temperatura y de las condiciones que prevalecen en el yacimiento.

- Gas y condensado
- Gas húmedo
- Gas seco

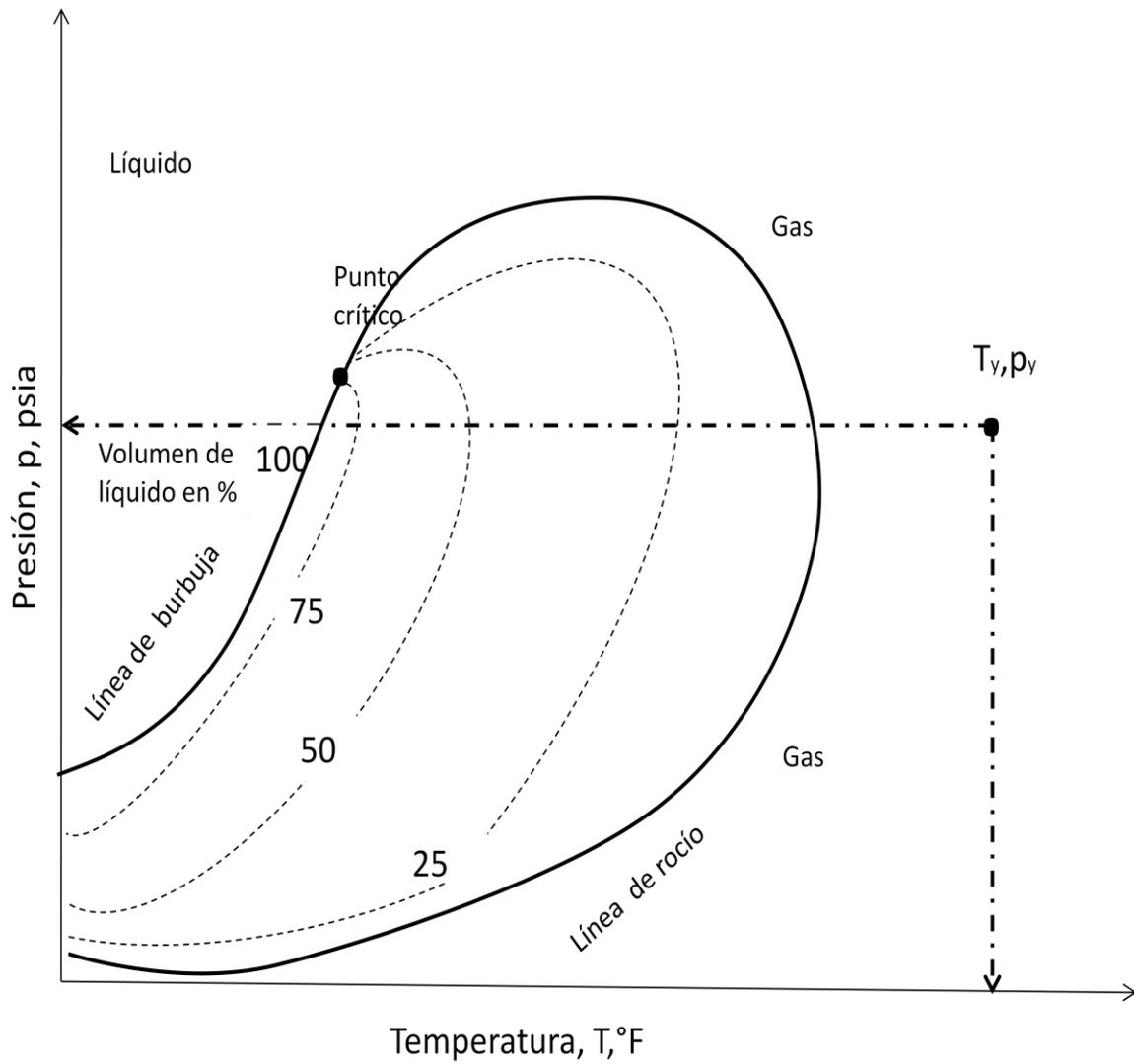


Fig. 1-1 Diagrama de fases para gas seco

#### 1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

**Porosidad:** La porosidad es un espacio disponible en la roca, la podemos definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca está formado por un volumen de poros y un volumen de sólidos.

**Porosidad primaria:** Se refiere a la porosidad adquirida durante los procesos de depositación y litificación del material, es decir, en la diagénesis. A esta porosidad también se le conoce como porosidad original, intergranular o de matriz.

**Porosidad secundaria:** Es aquella porosidad que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos como son: fracturamiento hidráulico, fracturamientos ácidos, estimulaciones ácidas. Estos pueden actuar por separados o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le conoce como porosidad inducida.

**Permeabilidad:** Es la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de los fluidos a través de ella. Existen varias clasificaciones de la permeabilidad de acuerdo con su contenido de fluidos.

**Permeabilidad absoluta:** Es aquella en la cual solo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturado al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará, la permeabilidad absoluta no depende del tipo de fluido, siempre y cuando este no reaccione con el medio poroso.

**Permeabilidad efectiva:** Se considera que en el medio poroso existe más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a este, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido.

**Permeabilidad relativa:** Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ( $k_r = k_{ef}/k_a$ ) se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ( $0 < k_r < 1$ ). Esta permeabilidad en otras palabras indica la facilidad del flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

**Saturación de fluidos:** Es una propiedad importante, sirve para conocer la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca.

La saturación es la relación del volumen de fluido que se encuentra dentro de los poros de una roca entre el volumen total de poros y se expresa en porcentaje o fracción.

**Compresibilidad de la formación:** La presión geostática tiende a comprimir el yacimiento. Está balanceada por la resistencia de la roca y la presión de los fluidos dentro del espacio poroso. Al avanzar la producción de aceite y de gas, la presión en el espacio poroso disminuye. En consecuencia el volumen de poros disminuye ligeramente. Se define como el cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros.

## 1.5 TIPOS FLUJO Y SUS ECUACIONES

### 1.5.1 Flujo Laminar

Se llama **flujo laminar**, al tipo de movimiento de un fluido cuando éste es perfectamente ordenado, estratificado, suave, de manera que el fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse, si la corriente tiene lugar entre dos planos paralelos, o en capas cilíndricas coaxiales. Cuando el gradiente de velocidad es bajo, la fuerza de inercia es mayor que la de fricción, las partículas se desplazan, pero no rotan, o lo hacen pero con muy poca energía, el resultado final es un movimiento en el cual las partículas siguen trayectorias definidas, y todas las partículas que pasan por un punto en el campo del flujo siguen la misma trayectoria. Este tipo de flujo fue identificado por **O. Reynolds** y se esquematiza en la **Fig. 1-2**.

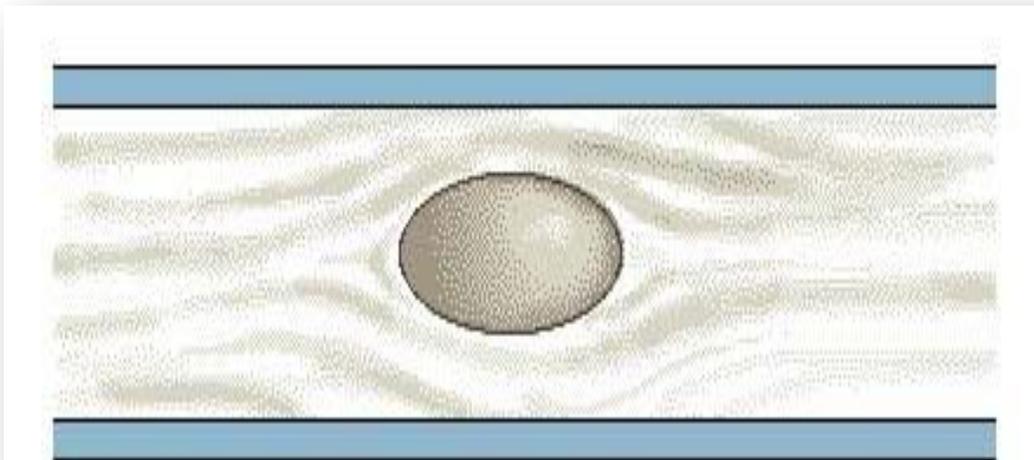


Fig. 1-2 Esquema de líneas de flujo

En 1856, en la ciudad francesa de Dijon, el ingeniero Henry Darcy fue encargado del estudio de la red de abastecimiento a la ciudad. También debía diseñar filtros de arena para purificar el agua, así que se interesó por los factores que influían en el flujo del agua a través de los materiales arenosos, presentó el resultado de sus trabajos como un apéndice a su informe de la red de distribución. Ese pequeño apéndice ha sido la base de todos los estudios físico-matemáticos posteriores sobre el flujo del agua subterránea.

La ley de Darcy para el flujo en medios porosos es:

$$v = \frac{k}{\mu_f} \frac{dp}{dx}$$

o

$$q = vA = \frac{kA}{\mu_f} \frac{dp}{dx} \tag{1-1}$$

Donde

$v$ =velocidad del fluido.

$q$ =gasto.

$k$ =permeabilidad efectiva.

$\mu_f$ =viscosidad del fluido.

$dp/dx$ = gradiente de presión en la dirección del flujo

Para flujo radial

Ec. 1-1

$$q = \frac{k(2\pi rh)}{\mu_g} \frac{dp}{dr} \quad (1-2)$$

Donde r es la distancia radial y h es el espesor del yacimiento.

La Ec. 1-2 es una Ec. diferencial que debe ser integrada para poder utilizarla. Antes de integrar la Ec. de flujo debe ser acoplada a una Ec. de estado y a la Ec. de continuidad.

$$\rho_1 q_1 = \rho_2 q_2 \quad (1-3)$$

La Ec. de estado para gases reales es la siguiente

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} \quad (1-4)$$

Por lo general el flujo de gas se considera a condiciones estándar de presión y temperatura  $p_{sc}$  y  $T_{sc}$ . Aplicando estas condiciones en la Ec. 1-3 y en combinación con la Ec. 1-4 se obtiene:

$$\rho q = \rho_{sc} q_{sc} ,$$

o

$$q \frac{pM}{zRT} = q_{sc} \frac{p_{sc} M}{z_{sc} RT_{sc}} .$$

Resolviendo para  $q_{sc}$  y expresándolo en la forma de la Ec. 1-2 tenemos que:

$$q_{sc} = \frac{pT_{sc}}{p_{sc} zT} \frac{2\pi hk}{\mu_g} \frac{dp}{dr} .$$

Las variables de esta Ec. son  $p$  y  $r$  separando las variables e integrando

$$\int_{p_w}^{\bar{p}} p dp = \frac{q_{sc} p_{sc} T \bar{\mu}_g \bar{z}}{T_{sc} 2\pi kh} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r}$$

$$\frac{\bar{p}^2 - p_w^2}{2} = \frac{q_{sc} p_{sc} T \bar{\mu}_g \bar{z}}{T_{sc} 2\pi kh} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$$

$$q_{sc} = \frac{\pi kh T_{sc} (\bar{p}^2 - p_w^2)}{p_{sc} T \bar{\mu}_g \bar{z} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1 - 5)$$

En esta derivada se considerará que  $\mu_g$  y  $z$  solo dependen de la temperatura. La presión se puede evaluar como promedio del radio de drene, esto es:

$$\bar{p} = \frac{p_e - p_w}{2}$$

En unidades de campo:

$$q_{sc} = \frac{0.007027 kh (\bar{p}^2 - p_w^2)}{\mu_g \bar{z} T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1 - 6)$$

$$q_{sc} = \frac{0.000305 kh (\bar{p}^2 - p_w^2)}{\mu_g \bar{z} T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1 - 7)$$

Las unidades de las variables que se encuentran en las Ecs. 1-6 y 1-7 se localizan en la tabla 1-1

Tabla 1-1 Variables que intervienen en las ecs. 1.6 y 1.7 y sus unidades

VARIABLE	ABREVIATURA	UNIDADES
Gasto de gas en superficie	$q_{sc}$	$m_{scf}/d$
Permeabilidad	$k$	mD
Espesor del yacimiento	$h$	Pie
Presión del yacimiento	$p_e$	Psia
Presión en el fondo del pozo	$p_w$	Psi
Temperatura del yacimiento	$T$	°R
Radio de drene	$r_e$	Pie
Radio del pozo	$r_w$	Pie
Factor de compresibilidad promedio	$\bar{z}$	Adimensional
Viscosidad del gas	$\mu_g$	cP

La Ec. 1-7 incorpora los siguientes valores de presión y temperatura estándar

El gasto de gas es directamente proporcional a la pseudo-presión. La pseudo-presión es definida como:

$$m(p) = 2 \int_{p_{ref}}^{\bar{p}} \frac{p}{\mu z} dp \quad (1 - 8)$$

En la Ec. 1-8, la  $p_{ref}$  es la presión de referencia, cuyos valores se pueden asignar a cero a la pseudo-presión. La pseudo presión de un gas  $m(p)$  la cual se define en la Ec. 1-8, es considerada como:

$$m(\bar{p}) - m(p_w) = 2 \int_{p_{ref}}^{\bar{p}} \frac{p dp}{\mu_g z} - 2 \int_{p_{ref}}^{p_w} \frac{p dp}{\mu_g z}$$

Las ecuaciones 1-6 y 1-7 en términos de pseudo-presión se expresan de la siguiente forma:

$$q_{sc} = \frac{0.0007027kh[m(\bar{p}) - m(p_w)]}{T \ln \left( \frac{r_w}{r_e} \right)} \quad (1 - 9)$$

$$q_{sc} = \frac{0.000305kh[m(\bar{p}) - m(p_w)]}{T \ln \left( \frac{r_w}{r_e} \right)} \quad (1 - 10)$$

$p^2$  y  $m(p)$  tienen valores idénticos en presiones superiores a 2500, psia. a presiones inferiores a 2500 psia,  $p^2$  y  $m(p)$  muestran diferentes valores, pero a 2500 psia, cualquiera de las dos  $p^2$  o  $m(p)$  puede ser usada. Por encima de 2500 psia,  $m(p)$  podría ser usada.

Es más difícil pero es más cómodo trabajar con la presión cuadrada,  $p^2$  que con la integral por partes. Por lo tanto vale la pena en esta etapa evaluar la facilidad con la que esta función puede ser generada y usada. Se evalúa la integral en la Ec. 1-8 numéricamente usando valores para  $\mu_g$  y  $z$  para el gas utilizado a temperatura de yacimiento.

### 1.5.2 Flujo Turbulento

Se llama **flujo turbulento** al movimiento de un fluido que se da en forma caótica o errática, en el que las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos. Debido a esto, la trayectoria de una partícula se puede predecir hasta una cierta escala, a partir de la cual la trayectoria de la misma es impredecible, más precisamente caótica.

Al aumentar el gradiente de velocidad se incrementa la fricción entre partículas vecinas al fluido, y estas adquieren una energía de rotación apreciable, la viscosidad pierde su efecto, y debido a la rotación las partículas cambian de trayectoria. Al pasar de unas trayectorias a otras, las partículas chocan entre sí y cambian de rumbo en forma errática la **Fig. 1-3** esquematiza este tipo de flujo. Éste tipo de flujo se denomina "turbulento".

El flujo "turbulento" se caracteriza porque:

- Las partículas del fluido no se mueven siguiendo trayectorias definidas.
- La acción de la viscosidad es despreciable.
- Las partículas del fluido poseen energía de rotación apreciable, y se mueven en forma errática chocando unas con otras.
- Al entrar las partículas de fluido a capas de diferente velocidad, su momento lineal aumenta o disminuye, y el de las partículas vecinas lo hacen en forma contraria.

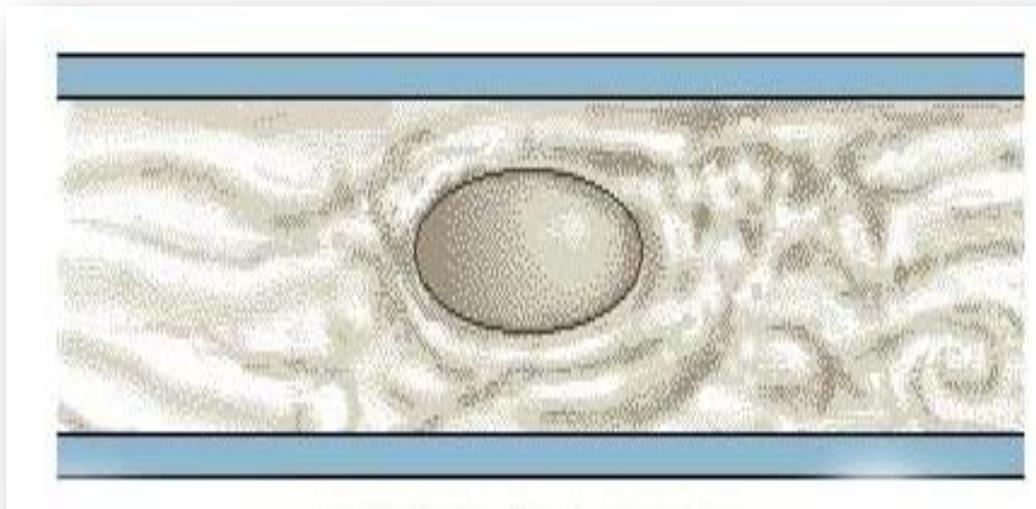


Fig. 1-3 Esquema de líneas de flujo turbulento

Al manejar un flujo en estado estacionario se considerará que no existe daño en la formación y es un flujo no turbulento. La presión cuadrada y la representación de las pseudo-presiones en las ecuaciones de estado estacionario comienzan a incluir la turbulencia y estas se expresan de la siguiente forma:

$$p_e^2 - p_w^2 = \frac{50.3 \times 10^6 \mu_g z T p_{sc} q_{sc}}{kh T_{sc}} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + s + D q_{sc} \right] \quad (1 - 11)$$

$$m(\bar{p}) - m(p_w) = \frac{1.422 \times 10^3 T q_{sc}}{kh} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.5 + s + D q_{sc} \right] , \quad (1 - 12)$$

donde  $D q_{sc}$  es interpretada como el gasto es dependiente del factor de daño D:

$$D = \frac{5.18 \times 10^{-5} \gamma_g}{\bar{\mu} h r_w k^{0.2}} \beta . \quad (1 - 13)$$

D es el coeficiente de flujo no Darciano en  $psia^2/cp/(mscf/d)^2$  y es calculado de la Ec. 1-13

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^3}{k^{1.201}} \frac{1}{ft} \quad (1 - 14a)$$

o

$$\beta = \frac{2.73 \times 10^{10}}{k^{1.1045}} \frac{1}{ft} , \quad (1 - 14b)$$

donde k es la permeabilidad cerca de la pared del pozo en mD. Algunos valores del coeficiente de velocidad se pueden calcular directamente con las Ecs. 1-14a ó 1-14 b. Las ecuaciones anteriores 1-11, 1-12 toman las formas siguientes.

$$p_e^2 - p_w^2 = AA' q_{sc} + BB' q_{sc}^2 \quad (1 - 11a)$$

donde

$$AA' = 50.3 \times 10^6 \frac{\mu_g z T p_{sc}}{k h T_{sc}} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] \quad (1 - 11b)$$

$$BB' = 50.3 \times 10^6 \frac{\mu_g z T p_{sc}}{k h T_{sc}} D \quad (1 - 11c)$$

$$m(\bar{p}) - m(p_w) = AA q_{sc} + Bb q_{sc}^2 , \quad (1 - 12a)$$

donde

$$AA = \frac{1.422 \times 10^3}{k h} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right] \quad (1 - 12b)$$

$$BB = \frac{1.422 \times 10^3 T}{k h} D . \quad (1 - 12c)$$

### 1.5.3 Flujo Pseudo Estacionario

Después de un periodo inicial de producción con presión y gasto no constante, es decir, flujo transitorio, las condiciones de frontera externa (No flujo y  $p=cte$ ) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo se estabiliza. Cuando la estabilización en el yacimiento se lleva a cabo, la condición de frontera externa a presión constante da origen al flujo denominado flujo pseudo-estacionario. La condición de frontera a presión constante representa la frontera en la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. La condición de frontera externa de presión constante es usualmente causada ya sea por la entrada de agua de un acuífero asociado o por la inyección de agua o gas a través de pozos inyectoros, o bien, la combinación de los tres.

Las ecuaciones para flujo pseudo-estacionario en términos de la presión cuadrada y pseudo-presiones son:

En términos de la presión cuadrada:

$$q_{sc} = \frac{0.0007027kh(p_r^2 - p_w^2)}{T\mu_g \bar{z} \ln\left(0.0472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1 - 15)$$

Los efectos de daño son incluidos en la Ec. 1-15 de la siguiente manera:

$$q_{sc} = \frac{0.0007027kh(p_r^2 - p_w^2)}{T\mu_g \bar{z} \left[ \ln\left(0.0472 \frac{r_e}{r_w}\right) + s + Dq_{sc} \right]} \quad (1 - 16)$$

Frecuentemente se necesita resolver la Ec. 1-16 para presiones o presión de rocío para un gasto conocido,  $q_{sc}$ .

$$p_r^2 - p_w^2 = \frac{1.422 \times 10^3 T \bar{\mu}_g \bar{z} q_{sc}}{kh} \left[ \ln\left(\frac{0.472 r_e}{r_w}\right) + s + Dq_{sc} \right], \quad (1 - 17)$$

la Ec. 1-17 puede ser escrita de la siguiente manera

$$p_r^2 - p_w^2 = Aq_{sc} + Bq_{sc}^2 \quad (1 - 17a)$$

donde

$$A = \frac{1.422 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{z} q_{sc} T}{kh} \left[ \ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + s \right]$$

y

$$B = \frac{1.422 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{z} q_{sc} T}{kh} D$$

Algunas veces es conveniente relacionar dos parámetros para indicar el grado de turbulencia que ocurre en un yacimiento de gas. Estos parámetros son el coeficiente de velocidad  $\beta$  y el coeficiente de turbulencia D, la Ec. 1-17 puede escribirse también de la siguiente forma para flujo en estado pseudo estacionario:

$$p_R^2 - p_w^2 = 1.422 \times 10^3 T \bar{\mu}_g \bar{z} q_{sc} \left( \ln \left( \frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + s \right) q_{sc} + \frac{3.161 \times 10^{-12} \gamma_g \bar{z} T \beta}{r_w - h^2} q_{sc}^2 \quad (1 - 17b)$$

Esta forma de la Ec. incluye la suposición de  $r_e \gg r_w$  igualando los términos y multiplicando por  $q_{sc}^2$  en las ecuaciones (1-17a) y (1-17b)

$$\frac{1.422 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{z} T}{kh} D = \frac{3.161 \times 10^{-12} \gamma_g \bar{z} T}{r_w h^2} \beta$$

$$D = \frac{2.22 \times 10^{-15} \gamma_g k}{\bar{\mu} h r_w} \beta,$$

expresando  $\beta$  en términos de k, la Ec. 1-14a

$$D = \frac{5.18 \times 10^{-5} \gamma_g}{\bar{\mu} h r_w k^{0.2}} \beta. \quad (1 - 17c)$$

En términos de pseudo presiones

$$m(\bar{p}_R) - m(p_w) = A' q_{sc} + B' q_{sc}^2 \quad (1 - 17d)$$

Donde

$$A' = \frac{1.422 \times 10^3 T}{kh} \left[ \ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + s \right]$$

y

$$B' = \frac{1.422 \times 10^3 T}{kh} D.$$

A veces es conveniente establecer una relación entre los parámetros que indican el grado de turbulencia que ocurre en un yacimiento de gas. Estos parámetros son el coeficiente de velocidad  $\beta$  y el coeficiente de turbulencia D, la Ec. 1-17 d puede ser escrita para flujo en estado pseudo-estacionario de la siguiente forma:

$$m(\bar{p}) - m(p_w) = \frac{1.422 \times 10^3 T}{kh} \left( \ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + s \right) q_{sc} + \frac{3.161 \times 10^{-12} \gamma_g T \beta}{r_w h^2} q_{sc}^2 \quad (1 - 17 e)$$

Esta forma de la Ecuación incluye la suposición de  $r_e \gg r_w$ , igualando los términos y multiplicando por  $q_{sc}^2$  en las ecuaciones 1-17 d y 1-17 e:

$$\frac{1.422 \times 10^3 \bar{\mu}_g \bar{z} T}{kh} D = \frac{3.161 \times 10^{-12} \gamma_g \bar{z} T}{r_w h^2} \beta$$

$$D = \frac{2.22 \times 10^{-15} \gamma_g k}{\bar{\mu} h r_w} \beta$$

Expresando  $\beta$  en términos de k, la Ec. 1-14 a

$$D = \frac{5.18 \times 10^{-5} \gamma_g}{\bar{\mu} h r_w k^{0.2}} \beta \quad (1 - 17 f)$$

#### 1.5.4 Flujo Transitorio o de Comportamiento Infinito

El flujo en pozos en régimen transitorio es aquel que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo, se presenta cuando la onda de presión alcanza la frontera del yacimiento o hasta que la onda interfiere a otros pozos. Aunque la capacidad de flujo deseada de un pozo es en estado pseudo-estacionario o condiciones estabilizadas, es muy útil la información que se pueda obtener de pruebas transitorias. Esta información incluye permeabilidad, factor de daño, coeficiente de turbulencia y presión promedio del yacimiento. El procedimiento es desarrollado en pruebas transitorias y las relaciones que existen entre el gasto, presión y tiempo.

#### 1.5.5 Ec. de difusividad en Coordenadas Radiales.

Combinando la Ec. de continuidad para flujo transitorio con la ley de Darcy y la Ec. de estado del gas, se puede derivar la Ec. de difusividad. La Ec. es la que sigue:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_x \rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (1 - 18)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_x \rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{k_y \rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{k_z \rho}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial z} + \rho \right) \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho). \quad (1 - 19)$$

La Ec. 1-19 representa la forma general para la combinación de la Ecuación de continuidad y la ley de Darcy. Al final la Ecuación diferencial proviene de esta Ecuación dependiendo del fluido y de la Ecuación de estado. Para flujo radial se obtiene de igual manera:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{r \rho k_r}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (1 - 20)$$

En caso de flujo de gas no ideal, el factor de desviación  $z_g$  es sustituido en la Ecuación de estado dando como resultado:

$$\rho = \frac{M}{RT} \frac{p}{z_g}. \quad (1 - 21)$$

Si se suponen, flujo laminar, efectos gravitacionales despreciables, propiedades petrofísicas de la roca y tiempo constantes, se deduce de la Ec. 1-19 para condiciones isotérmicas es la siguiente Ec.:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{p}{\mu z_g} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{p}{\mu z_g} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{p}{\mu z_g} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho). \quad (1 - 22)$$

Para flujo radial la Ec. 1-22 puede ser expresada como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{p}{\mu z_g} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{z_g} \right), \quad (1 - 23)$$

en unidades de campo

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{p}{\mu z_g} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi c_t}{0.000264 \lambda_t} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{z} \right). \quad (1 - 24)$$

La Ec. 1-24 se puede modificar si se presenta flujo simultáneo de gas, aceite y agua, y se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\phi c_t}{0.000264 \lambda_t} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 25)$$

Donde

Z= factor de desviación del gas

$c_t$ = compresibilidad isotérmica total del sistema,  $\text{psi}^{-1}$

$$c_t = c_g S_g + c_o S_o + c_w S_w C_f \quad (1 - 26)$$

$\lambda_t$ = movilidad total

$$\lambda_t = \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \quad (1 - 27)$$

### 1.5.6 Ecuaciones Básicas para el Flujo de Gas

El flujo de gas es caracterizado por la ley de Darcy, para describir el comportamiento de la fase del gas se utiliza una Ec. de estado:

$$\rho = \frac{M p}{RT z} \quad (1 - 28)$$

En la Ec. 1-19 se supuso que  $\phi$  y  $k$  eran constantes, las fuerzas gravitacionales eran insignificantes resultando:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{p}{\mu z_g} \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{p}{\mu z_g} \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{p}{\mu z_g} \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \frac{\phi}{0.000264k} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{z_g} \right) \quad (1 - 29)$$

La Ec. 1-19 se puede reescribir como:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 30)$$

Para flujo radial la Ec. correspondiente es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 31)$$

La pseudo presión está definida como:

$$m(p) = 2 \int_{p_o}^p \frac{p}{\mu z_g} dp, \quad (1 - 32)$$

donde  $p_o$  es la menor presión base

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{z_g} \right) = \frac{d \left( \frac{p}{z_g} \right)}{dp} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{c_g p}{z_g} \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$c_g = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{d\rho} = \frac{z_g}{p} \frac{d\left(\frac{p}{z_g}\right)}{dp},$$

también

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \frac{\partial p}{\partial x}.$$

Expresiones similares se aplican para  $\frac{\partial m}{\partial y}$  y  $\frac{\partial m}{\partial z}$ . Resultando de la expresión 1-29 la siguiente expresión:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial m(p)}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{\partial m(p)}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{\partial m(p)}{\partial z} \right) = \frac{\phi \mu c}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1 - 33)$$

Para flujo radial:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{0.000264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t}. \quad (1 - 34)$$

### 1.5.7 Sistemas Coordinados en una Dimensión

La Ec. 1-12 se puede expresar en coordenadas rectangulares, cilíndricas o esféricas de la forma siguiente:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (1 - 35)$$

donde  $\nabla^2 p$  es el Laplaciano de  $p$ , la expresión en una sola dimensión se refiere a un sistema coordinado específico. Por ejemplo, un flujo en una sola dimensión en dirección  $x$  en coordenadas rectangulares puede ser expresado en coordenadas cilíndricas.

**1.5.8 Flujo Lineal.**

En el flujo lineal las líneas de flujo son paralelas, el área de la sección transversal por donde atraviesa el flujo es constante y se representa por la Ec. 1-29 la cual está expresada en coordenadas rectangulares.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 36)$$

**1.5.9 Flujo Radial Cilíndrico**

En la ingeniería petrolera el yacimiento se considera circular y con espesor constante  $h$ , con el pozo abierto en todo el espesor. El flujo es únicamente radial. Las líneas de flujo convergen hacia un punto central, el flujo en el área de sección transversal disminuye y se incrementa en el centro. Así el flujo es dirigido hacia la línea central refiriéndose a una línea de daño (o línea fuente si fuera un pozo inyector). En la ingeniería petrolera a este tipo de flujo se le llama flujo radial y se expresa en una sola dirección de la siguiente forma:

$$\frac{\partial}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 37)$$

**1.5.10 Flujo Esférico Radial**

Los flujos esférico y hemisférico se presentan cuando las líneas de flujo convergen hacia un punto. Estos regímenes de flujo se presentan en pozos que no se han disparado en todo el intervalo productor y en formaciones perforadas parcialmente. Una vez que la permeabilidad esférica es determinada, se puede utilizar junto con la permeabilidad horizontal  $k_h$  obtenida del flujo radial, para determinar la permeabilidad vertical  $k_v$ .

$$\frac{\partial}{\partial r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 38)$$

### 1.5.11 Ecuaciones de Flujo Radial de Gas en Variables Adimensionales

La Ec. 1-34 a condiciones de frontera y en términos a dimensionales es:

$$\nabla^2 (\Delta p_D) = \frac{\partial}{\partial t_D} (\Delta p_D) \quad (1 - 39)$$

Donde el subíndice D significa adimensional.

### 1.5.12 Aproximación de la Presión

La presión será considerada en las condiciones iniciales y en las condiciones de frontera. Suponiendo que el pozo está produciendo a un flujo constante  $q_g$  en un yacimiento infinito, la Ec. que gobierna el flujo de fluidos es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1 - 40)$$

Con las siguientes condiciones iniciales y de frontera:

#### Condiciones de frontera interna

Considerando la frontera interna la pared del pozo y gasto constante, a partir de la ley de Darcy se tiene:

$$\frac{q}{2\pi r h} \Big|_{\text{pozo}} = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{\text{pozo}} \quad \text{para } t > 0 \quad (1 - 41)$$

Esto es

$$r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{\text{pozo}} = \frac{q \mu}{2\pi k h} \quad (1 - 42)$$

a condiciones estándar:

$$r \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{\text{pozo}} = \frac{q_{sc} \mu}{2\pi k h} \frac{p_{sc} T \bar{z}}{\bar{p} T_{sc}} \quad (1 - 43)$$

### Condiciones de Frontera externa

Considerando presión constante en la frontera externa, esto es  $p = p_i$  en  $r = r_e$

$$p \rightarrow p_i \quad \text{Como } r \rightarrow \infty$$

Para toda  $t$

### Condición inicial

Inicialmente la presión del yacimiento es constante esto es

$$p(r, t = 0) = p_i$$

En esta etapa las variables que afectan la solución de la Ec. 1-39 son:

$$p, p_i, r, r_w, q_{sc}, \mu_g, k, h, \phi, c, t$$

$$\Delta p = p_i - p$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \text{ adimensional}$$

$$\Delta p'_D = \frac{p_i - p}{p_i}$$

$$r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p'_D) \Big|_{r_D=1} = \frac{-q_{sc} \mu_g p_{sc} T \bar{z}}{p_i 2\pi k h \bar{p}} T_{sc} \quad (1 - 44)$$

El gasto adimensional es:

$$q_D = \frac{q_{sc} \mu p_{sc} T \bar{z}}{p_i 2\pi k h \bar{p} T_{sc}}$$

De la Ec. 1-44

$$r_D \frac{\partial}{\partial r_D} \left[ \left( \frac{\Delta p'_D}{q_D} \right) \right] \Big|_{r_D=1} = -1 \quad (1 - 45)$$

Dejando la caída de presión en términos adimensionales.

$$\Delta p_D = \frac{(\Delta p'_D)}{q_D} = \frac{p_i - p}{p_i q_D}$$

De la Ec. 1-45

$$r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \Big|_{r_D=1} = -1$$

De la Ec. 1-37

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left[ r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \right] = \frac{\phi \mu c r_w^2}{k} \frac{\partial}{\partial t} (\Delta p_D) \quad (1 - 46)$$

Expresando en términos adimensionales el tiempo

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c r_w^2}$$

La Ec. 1-37 que es la Ecuación para flujo radial cilíndrico, se puede expresar en términos adimensionales

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left[ r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \right] = \frac{\partial}{\partial t_D} (\Delta p_D) \quad (1 - 47)$$

Con condiciones iniciales y de frontera

1.  $\Delta p_D = 0$  a  $t_D = 0$  para toda  $r_D$
2.  $r_D \frac{\partial}{\partial r_D} (\Delta p_D) \Big|_{r_D=1} = -1$  para  $t_D > 0$
3.  $\Delta p_D \rightarrow 0$  como  $r_D \rightarrow \infty$  para toda  $t_D$

Los términos adimensionales en el caso de manejo de la presión son definidos en unidades de campo de la siguiente manera:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} \quad (1 - 48)$$

$$\Delta p_D = \frac{p_i - p}{p_i q_D}, \quad (1 - 49)$$

y

$$q_D = \frac{7.085 \times 10^5 q_{sc} \bar{\mu}_g T \bar{z}}{\bar{p} k h p_i} \quad (1 - 50)$$

**Tabla 1.2 Variables que intervienen en la ec 1-50 y sus unidades**

VARIABLE	ABREVIATURA	UNIDADES
Gasto de gas en superficie	$q_{sc}$	$m scf/d$
Permeabilidad de la formación	$k$	mD
Espesor del yacimiento	$h$	Pie
Presión inicial del yacimiento	$p_i$	Psia
Término adimensional del promedio de la Presión	$\Delta p_D$	Psia
Temperatura del yacimiento	$T$	°R
Presión base del yacimiento	$p_{sc}$	psia
Temperatura promedio del yacimiento	$T_{sc}$	°R
Factor de compresibilidad promedio	$\bar{z}$	Adimensional
Viscosidad del gas promedio	$\bar{\mu}_g$	cP
tempo	$t$	hr
Porosidad	$\phi$	Fracción
compresibilidad isotérmica del gas	$\bar{c}$	$psi^{-1}$

**1.5.13 Aproximación de la Presión cuadrada.**

La aproximación en las variables adimensionales en términos de la presión cuadrada es definida en unidades de campo de la siguiente manera

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} \quad (1 - 51)$$

$$p_D = \frac{p_i^2 - p^2}{p_i^2 q_D} \quad (1 - 52)$$

Y

$$q_D = \frac{1.417 \times 10^6 \bar{z} T q_{sc} \bar{\mu}_g}{k h p_i^2} \quad (1 - 53)$$

**1.5.14 Aproximación de la Pseudo-presión**

El manejo de las variables adimensionales en términos de la pseudo presión están definidas en unidades de campo de la siguiente manera:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} \quad (1 - 54)$$

$$\Delta p_D = \frac{m(p)_i - m(p)_{wf}}{m(p)_i q_D} \quad (1 - 55)$$

Y

$$q_D = \frac{1.417 \times 10^6 T q_{sc}}{k h m(p)_i} \quad (1 - 56)$$

Las aproximaciones de los análisis de las pruebas de presión de un pozo de gas pueden ser mejoradas en algunos casos, la pseudo presión  $m(p)_i$  es usada en vez de aproximaciones escritas en términos de presión o presión cuadrada. Las aplicaciones de la pseudo presión  $m(p)_i$  a gases reales para el flujo de pozos de gas bajo condiciones practicas:

1. Cuando la turbulencia no está presente, las pruebas de producción proveen de resultados aproximados. Cuando la turbulencia es significativa, las gráficas de producción pueden ser engañosas.
2. Las pruebas de incremento de presión pueden ser interpretadas con precisión cuando se presente turbulencia extrema.
3. El uso de  $p^2$  en las graficas de pruebas de presión en pozos es usualmente equivalente a utilizar el método de  $\Delta(p)$  cuando las presiones son debajo de los 2000 psi.
4. La capacidad de flujo puede ser determinada con precisión utilizando  $p^2$  o  $p$  en la construcción de gráficas, si los valores de los puntos son valores de medida para las curvas y propiedades del gas.

### 1.6 TIPOS DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN

**Prueba de variación de presión:** es el nombre que se le da a una prueba en la cual se genera un pulso hidráulico, a la formación (o medio poroso de un yacimiento) mediante un periodo de flujo, inyección de fluidos, o cierre en un pozo. La respuesta del medio poroso y de los fluidos que contiene, debida al pulso, es medida en forma continua a través del registro de la presión y de la temperatura del fondo y de la superficie en el pozo en donde se generó dicho pulso. Las pruebas de variación de presión, más comunes son:

- Prueba de incremento de presión
- Prueba de decremento de presión
- Gastos múltiples
- Multiprueba selectiva de formación (Drill Stem Test MDT,CHDT,RDT,RCI)
- Inyección ascendente (step up test)
- Inyección descendente (step down test)
- Límite de yacimiento
- Prueba de inyección
- Prueba de abatimiento de presión (fall-off)
- Prueba de interferencia vertical
- Pruebas de interferencia lateral
- Pruebas isocronales

En seguida se revisarán dos conceptos que serán de gran utilidad para la mejor comprensión de los temas subsecuentes, antes de pasar a explicar cada una de las pruebas mencionadas anteriormente.

### **1.6.1 Conceptos de las Pruebas de Variación de Presión**

**Periodo de flujo:** Es el intervalo de tiempo en el que un pozo se hace fluir, ya sea por flujo natural o mediante algún sistema artificial de producción. En la interpretación de las pruebas de variación de presión se requiere que durante este intervalo de tiempo se registre de manera continua el volumen de las fases producidas por el pozo, así como las condiciones de operación (presión y temperatura superficial y de fondo).

**Periodo de inyección:** Es el intervalo de tiempo en el que se inyecta un fluido de propiedades conocidas a un pozo. En la interpretación de pruebas de variación de presión se requiere que durante este intervalo de tiempo se registre de manera continua el volumen del fluido inyectado, así como las condiciones de inyección en el pozo (presión y temperatura superficial y de fondo).

**Prueba de incremento de presión:** La podemos definir como la medición continua de la presión y temperatura del fondo y de superficie en un pozo durante un periodo de cierre iniciando el registro durante el periodo de flujo previo a la prueba.

**Prueba de decremento de presión:** Se puede definir como la medición continua de la presión y temperatura del fondo y de superficie en un pozo durante al menos un periodo de flujo, iniciando el registro durante el periodo de cierre previo a la prueba.

**Prueba de abatimiento de presión (fall-of):** Se puede definir como la medición continua de la presión y temperatura en el fondo y en la superficie de un pozo durante un periodo de cierre, iniciando el registro durante el periodo de inyección previo a la prueba.

**Multiprueba selectiva de formación (Drill Stem Test):** Es la prueba que se realiza durante los trabajos de perforación de un pozo, y consiste en una secuencia de aperturas y cierres del pozo. Para ello se utiliza una terminación temporal con una sarta de prueba que contiene una válvula en el fondo para comunicar o aislar la

formación a probar. Contiene además una herramienta para alojar de dos a cuatro sensores para medir continuamente la presión y la temperatura del fondo, al mismo tiempo que en la superficie se miden la presión, temperatura y los volúmenes de las fases producidas por la formación. La prueba se puede efectuar en tiempo real o en modo de memoria dependiendo de las condiciones operativas del pozo.

**Prueba de interferencia vertical:** Se puede definir como la medición continua de la presión y temperatura en dos formaciones de un mismo pozo y en la superficie de éste. En el fondo, las dos formaciones de interés se aíslan entre sí mientras se genera un periodo de flujo en una de ellas, seguido por un periodo de cierre.

**Prueba de límite de yacimiento:** Es una variación de la prueba de decremento de presión, que consiste en la medición continua de la presión y temperatura en el fondo y en la superficie de un pozo durante al menos un periodo de flujo, iniciando el registro durante el periodo de cierre previo de la prueba. El periodo de flujo debe registrarse hasta alcanzar los efectos de frontera en la respuesta de presión.

**Prueba de gastos múltiples:** Consiste en la medición continua de la presión y temperatura en el fondo y en la superficie de un pozo durante dos o más periodos de flujo. El registro puede iniciar en el periodo de cierre previo a la prueba o bien, iniciar durante el periodo de flujo en el que el pozo se encuentre operando.

**Prueba de inyección descendente (step-down test):** es la medición continua de la presión y temperatura del fondo y de superficie de un pozo durante una secuencia de dos o más periodos de flujo. El registro se inicia durante el periodo de flujo en el que el pozo se encuentre operando.

**Periodo de cierre** Es el intervalo de tiempo en el que un pozo permanece cerrado, posterior a un periodo de flujo o de inyección. El cierre del pozo puede efectuarse en la superficie o en el fondo, mediante el uso de herramientas especiales

**Medición continua de la presión y temperatura en el fondo y la superficie de un pozo.-** Es el registro de la variación de la presión y la temperatura en un pozo. El registro en el fondo se hará con una sonda registradora de memoria o en tiempo real, colocada por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin ésta, la

profundidad mínima será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto más somero. Cuando por necesidades de la prueba se requiere utilizar herramientas especiales en el fondo del pozo (para cierre de fondo, por ejemplo), las sondas registradoras serán colocadas de acuerdo con la geometría de las herramientas especiales. En todos los casos, salvo por condiciones de seguridad, al bajar y subir las sondas, se deberá tomar el gradiente por estaciones, en el estado en que se encuentre el pozo (fluyendo o cerrado). El registro de las condiciones de superficie se hará mediante la colocación de sensores corriente arriba y corriente abajo del porta estrangulador, registrando de manera continua la variación de la presión y temperatura.

## **1.7 DISEÑO DE UNA PRUEBA PARA UN SOLO POZO.**

### **1.7.1 Planeación de la Medición.**

Durante la planeación de una prueba de variación de presión deberán participar los especialistas de geociencias además de los ingenieros de yacimientos y diseño de pozos. Se deberán de establecer claramente los objetivos de las pruebas a realizar. A manera enunciativa más no limitativa se presentan algunos de ellos:

- a) Estimar la permeabilidad y el daño del yacimiento.
- b) Calcular la presión promedio del área de drene.
- c) Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
- d) Estimar la distancia de una falla.
- e) Estimar el volumen poroso del yacimiento.
- f) Estimar las características de una fractura que interseca el pozo.
- g) Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
- h) Determinar las condiciones de entrada de agua.
- i) Confirmar la presencia de un casquete de gas.
- j) Estimar los parámetros de una fractura hidráulica.
- k) Determinar presencia de acuífero activo.
- l) Estimar el coeficiente de velocidad en pozos de gas.
- m) Estimar los factores de pseudo daño (penetración parcial, perforaciones, desviación, etc.).
- n) Estimar el límite de yacimiento.

- o) Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.
- p) Optimizar aparejos de producción
- q) Determinar el AoF

Dependiendo del objetivo de la prueba a realizar se deberá planear:

**Una adecuada magnitud del pulso de presión.** Este debe de ser suficiente como para ser detectado por las herramientas a utilizar. Esta magnitud es directamente proporcional al volumen de fluidos utilizado para generar el pulso que creará el disturbio en el yacimiento.

**Duración adecuada de la prueba.** Para que la respuesta esperada pueda ser detectada, se deberá programar una duración que permita ver la parte de interés del yacimiento.

### **1.7.2 Casos de Aplicación de las Pruebas de Variación de Presión.**

De acuerdo con el tipo de pozo y las condiciones de la localización, será obligatoria la realización de pruebas de variación de presión (una combinación de ellas) para tomar información que ayude a determinar como mínimo los parámetros dinámicos del yacimiento, permeabilidad o capacidad de flujo de la formación y presión promedio del área de drene, la calidad de la terminación, daño mecánico del pozo, de acuerdo con lo siguiente:

- Pozos productores nuevos. Las pruebas se deberán realizar a más tardar dentro de los primeros tres meses después de poner el pozo a producción. Necesariamente una de las pruebas a realizar será una prueba de incremento o decremento.
- Pozos reparados con intervalos nuevos. La prueba se deberá realizar a más tardar dentro de los primeros tres meses después de poner el pozo a producción.
- Pozos redisparados. La prueba se deberá realizar a más tardar dentro de los primeros tres meses después de la intervención.

- Pozos en los cuales se haya aislado un intervalo. La prueba se deberá realizar a más tardar dentro de los primeros tres meses después de la intervención.
- Pozos a ser estimulados matricialmente. Será obligatorio estimar el daño al pozo, antes y después del tratamiento.
- Pozos inyectoros. Se obliga a determinar la curva de inyectividad, la permeabilidad de la formación el daño del pozo, previo a la operación.

Las pruebas requeridas para tomar la información descrita anteriormente, podrán ser ejecutadas, si operativamente así conviene, junto con las pruebas para determinar el potencial del pozo.

La multiprueba de formación (drill stem test) será de aplicación obligatoria en los pozos delimitadores y exploratorios. En los campos de desarrollo, esta prueba se realizará en al menos el diez por ciento de los pozos del proyecto.

Los campos más importantes, deberán contar con una estrategia de caracterización estática y dinámica, apoyadas en pruebas de variación de presión.

Los pozos inyectoros para proyectos de recuperación secundaria o mejorada, deberán contar al menos con una prueba de inyección ascendente, que permita definir las características de admisión de los fluidos a la formación de interés.

La toma de registro de presión de fondo a pozo cerrado no podrá sustituir la información por adquirir mediante una prueba de variación de presión.

### **1.7.3 Control de Calidad de los Datos.**

Ya que las operaciones requeridas para realizar las pruebas de variación de presión implican altos costos, debido principalmente al diferimiento de producción de hidrocarburos, quema de hidrocarburos, uso de equipos y herramientas especiales, tiempo de espera de equipos de perforación, entre otros, se hace necesario asegurar que los elementos de medición para el desarrollo de dichas pruebas funcionen adecuadamente. Adicionalmente, se requiere que el ingeniero de

yacimientos o de productividad de pozos realice una supervisión estricta, a fin de evitar una mala operación. Para ello se deberá observar lo siguiente:

1. Utilizar una o dos herramientas registradoras de presión de memoria, como respaldo, para asegurar la medición correcta, dependiendo de la aplicación. Con frecuencia, el uso de dos o más herramientas facilita la interpretación de un comportamiento inesperado en la respuesta adquirida. Es posible que alguna de las herramientas presente problemas de exactitud, precisión, cambio de tendencia de presión debida a un funcionamiento inadecuado o incluso a un taponamiento de los sensores de presión. Por otro lado, durante la conversión de la señal análoga del sensor a señal digital para transmisión, puede existir problemas tales como pérdida de bits de información, presencia de ruido digital o errores de truncamiento.
2. Es altamente recomendado utilizar una herramienta registradora en tiempo real. Esto ayudará al ingeniero de yacimientos a determinar los periodos de flujo durante el desarrollo de la prueba y optimizar los tiempos de operación.
3. Todas las herramientas de medición de presión deberán contar con su registro de calibraciones.
4. El ingeniero de yacimientos deberá asegurarse que el ritmo de adquisición de datos de las herramientas de fondo sea el adecuado para las condiciones y etapas de la prueba que esté supervisando. Sin embargo, deberá ser muy cuidadoso al efectuar algún cambio en dicho valor, ya que esto puede descalibrar la herramienta de medición y cambiar la tendencia observada en el comportamiento de la presión.
5. Se debe verificar que los equipos superficiales de medición de fluidos cuenten con un certificado de calibración y que durante la operación, en el caso de utilizar equipo convencional, no existan oscilaciones. Esta condición introduce un error apreciable en la medición. Es de notar que la precisión de la medición de los volúmenes de fluidos producidos o inyectados al pozo, es mucho menor que la precisión de la medición de la presión de fondo del pozo.

La información de la medición de gastos es utilizada con mucho menos cuidado y se le da menor atención que a los datos de presión. En condiciones de laboratorio, el error de un medidor de gas con placa de orificio puede ser del orden del 0.5%, mientras que en aplicaciones reales de campo, el error puede llegar a ser del 5% a 15%. Además, la metodología convencional de interpretación de pruebas de variación de presión involucra el manejo de un dato promedio para cada periodo de flujo, introduciendo así otra fuente de error en los cálculos. El error final de la medición del gasto, afecta en proporción directa los valores calculados de permeabilidad, coeficiente de almacenamiento y área de drenaje.

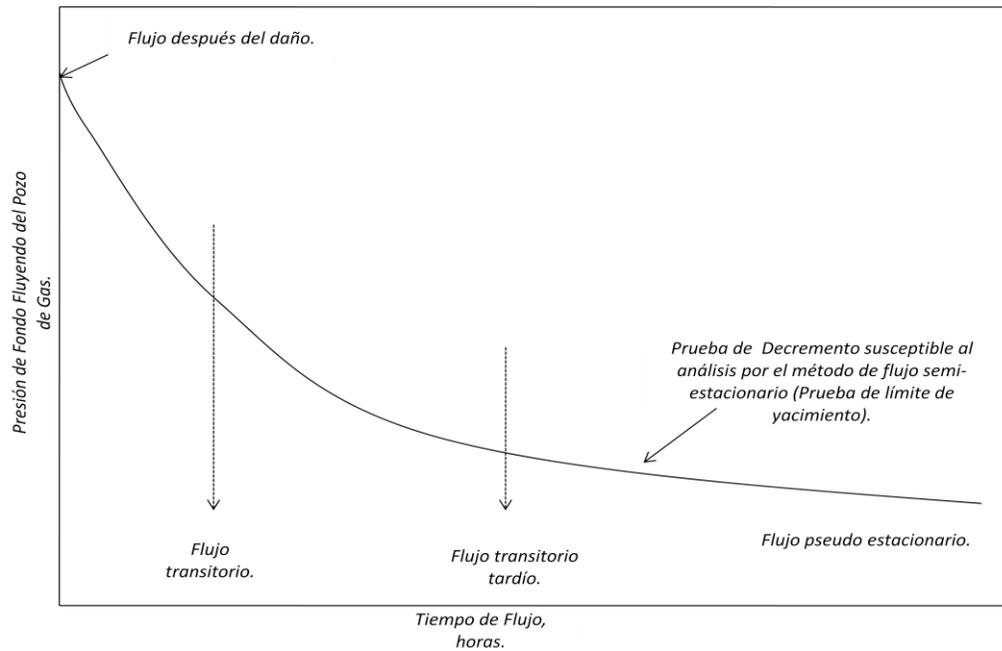
6. Se debe verificar que durante la medición de flujo del pozo se contabilice en forma adecuada el agua producida. En algunas ocasiones (al operar separadores trifásicos), dicha agua es enviada durante la medición, a la presa de quema y no se contabiliza como volumen producido por el pozo.
7. En los informes entregados por las compañías de servicio, se deberá incluir copia de los certificados de calibración, tanto de las herramientas de fondo como de los equipos superficiales de medición de presión, temperatura y flujos utilizados.
8. Se recomienda que durante las operaciones de cierre de pozo, se tome un gradiente estático. Esta información ayudará a determinar si alguna de las herramientas ha quedado dentro de la fase líquida o no. Durante el análisis de la prueba, esta información será de mucha utilidad.

## **1.8 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO**

### **Prueba de Decremento de Presión (drawdown test).**

Varios parámetros importantes de un yacimiento pueden ser obtenidos cuando el pozo está fluyendo a gasto constante y midiendo la presión de fondo del pozo en función del tiempo. A esto se le conoce como pruebas de decremento y se puede utilizar la información obtenida en los regímenes de flujo transitorio y pseudo estacionario. Si el flujo se extiende al estado pseudo estacionario, a la prueba se le conoce como prueba de límite del yacimiento y puede ser utilizada para estimar el volumen de gas y la forma del yacimiento. El propósito de una prueba de

decremento es determinar las características del yacimiento que afectan el comportamiento de flujo a través de él. La **Fig. 1-4** mostrará que el flujo lineal se presenta después del flujo radial cuando un pozo esta fracturado naturalmente. Si el intervalo productor es disparado parcialmente, un periodo de flujo esférico se debe de esperar entre el flujo radial y el flujo lineal.



**Fig. 1-4.** Historia de presión vs tiempo, para una prueba de decremento a gasto constante.

Para analizar una prueba de decremento, se graficara  $(p_i - p_{wf})$  vs  $\log t$  y  $\log(p_i - p_{wf})$  vs  $\log t$  para identificar el inicio del flujo transitorio como se esquematiza en la **Fig. 1-5**. Para analizar una prueba de decremento en pozos de gas, las ordenadas de las graficas mencionadas pueden ser:  $p_i - p_{wf}$ ,  $p_i^2 - p_{wf}^2$  o la pseudo presión  $m(p_i) - m(p_{wf})$ .

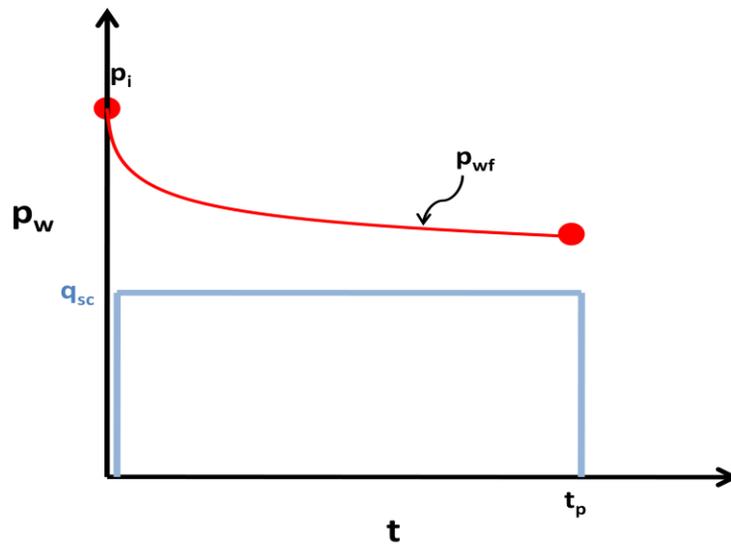


Fig. 1-5 Comportamiento de la  $P_w$  vs  $t$  en una prueba de decremento.

Ahora la cuestión es cuándo utilizar cada una, para la cual la siguiente regla se puede utilizar:

$p_i - p_{wf}$  si la presión del yacimiento es mayor a 3000 psi.

$p_i^2 - p_{wf}^2$  si la presión del yacimiento es menos a 2000 psi.

$m(p_i) - m(p_{wf})$  si los casos 1 y 2 no son válidos o puede ser utilizada en todos los casos.

## 1.9 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO.

A tiempos cortos de la prueba, los efectos del almacenamiento y daño dominan el flujo de la prueba. Cuando el pozo es abierto en la superficie para producir a gasto constante, el flujo inicial proviene directamente del pozo en sí, más que de la formación, de hecho, el flujo del yacimiento aumenta gradualmente de cero hasta que se alcanza el gasto  $q$  especificado en la cabeza del pozo en un periodo de tiempo,  $t_{wb}$ , dado por:

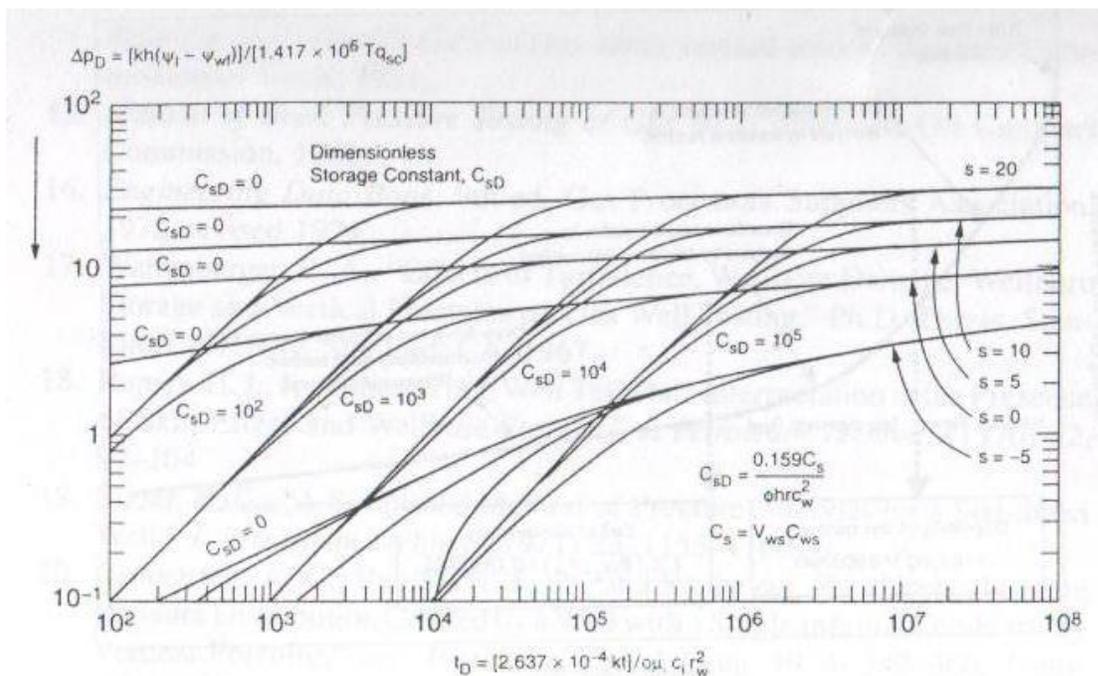
$$t_{wb} = \frac{cte \bar{\mu}_g C_s}{kh} \quad (1 - 57)$$

Donde la constante es igual a:  $cte = 36177$  para  $V_{wb}$  dado en  $\text{pie}^3$  y  $cte = 203413$  para  $V_{wb}$  en bbl,  $kh$  es la capacidad de flujo en mD-pie.  $C_s$  es la constante del pozo, y está definida como la cantidad de descarga o almacenamiento del pozo por unidad de presión diferencial, y está dada por:

$$C_s = V_{wb} C_{wb} \tag{1-58}$$

Donde  $V_{wb}$  = volumen de la tubería de producción (pozo con empacador en el fondo) o volumen del espacio anular (pozo sin empacador en el fondo);  $C_s$  compresibilidad del fluido en el pozo evaluado a la presión y temperatura del pozo y no a las condiciones del yacimiento.

La Ec. 1-57 aplica solo a pozos sin daño. Agarwal, Al-Hussainy y Ramey presentaron el efecto combinado del almacenamiento del pozo y del daño en forma de curvas tipo **Fig.1-6**. Estas curvas tipo pueden ser utilizadas efectivamente para definir el tiempo de inicio del flujo transitorio.



**Fig. 1-6** Presión adimensional  $p_D$  versus tiempo  $t_D$ , incluyendo los efectos de almacenamiento y daño (Agarwal, Al-Hussainy y Ramey).

### 1.9.1 Análisis de una prueba de incremento mediante el uso de la aproximación $p_{wf}^2$ .

La solución más utilizada para flujo transitorio es la llamada solución línea fuente. La solución es:

$$\Delta p_D = 0.5(\ln t_D + 0.909) \quad (1-59)$$

La Ec. 1-59 puede ser escrita incluyendo el daño:

$$\Delta p_D = 0.5(\ln t_D + 0.909) + s' \quad (1-60)$$

Donde

$$s' = s + Dq_{sc} \quad (1-61)$$

En términos de variables reales, la Ec. 1-60 se convierte en:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \frac{1637 \times 10^3 T \mu_{gi} z_i q_{sg}}{kh} \left[ \log \frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} - 3.23 + 0.869 s' \right] \quad (1-62)$$

Una gráfica de  $\Delta p^2$  ( $p_i^2 - p_{wf}^2$ ) vs t en escala semi logarítmica dará como resultado una línea recta con pendiente  $m$ , de la cual:

$$m = \frac{1637 \times 10^3 T \mu_{gi} z_i q_{sg}}{kh} \quad (1-63)$$

De esta, k puede ser calculada. Para obtener  $s'$ , se toma  $t = 1$  hr ( $\log 1 = 0$ ). Por lo tanto:

$$p_i^2 - p_{1hr}^2 = m \left[ \log \frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} - 3.23 + 0.869 s' \right] \quad (1-64)$$

Donde  $p_{1hr}^2$  se obtiene de la extrapolación de la línea recta de la gráfica Semi-log. Resolviendo para  $s'$ , la Ec. 2-8 da:

$$s' = 1.151 \left[ \frac{p_i^2 - p_{1hr}^2}{m} - \log \frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} + 3.23 \right] \quad (1-65)$$

La caída de presión removible debida al daño actual puede ser calculada de:

$$\Delta(p^2)_{s'} = 0.869 m s' \quad (1-66)$$

### 1.9.2 Análisis de una Prueba de Incremento Mediante el uso de la Aproximación de la Pseudo Presión $m(p)$ .

Un yacimiento que actúa infinitamente a gasto constante en flujo transitorio puede ser modelado en términos de la pseudo presión como:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{1637 \times 10^3 T q_{sg}}{kh} \left[ \log \frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} - 3.23 + 0.869 s' \right] \quad (1-67)$$

Una gráfica de  $\Delta m(p)$  ( $m(p_i) - m(p_{wf})$ ) versus t en escala semi logarítmica dará como resultado una línea recta con pendiente  $m$ , de la cual:

$$m = \frac{1637 \times 10^3 T q_{sg}}{kh} \quad (1-68)$$

A partir de ésta Ec., la permeabilidad  $k$  puede ser calculada. El factor aparente del daño  $s'$  puede ser calculado utilizando la siguiente Ec.:

$$s' = 1.151 \left[ \frac{m(p_i) - m(p_{1hr})}{m} - \log \frac{k}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} r_w^2} + 3.23 \right] \quad (1-69)$$

Donde el valor de  $m(p_{1hr})$  se obtiene de la extrapolación de la línea recta obtenida en la gráfica semi-log. La caída de presión debida al daño puede calcularse con:

$$\Delta(m(p))_{s'} = 0.869 m s' \quad (1-70)$$

La eficiencia del flujo en el pozo, se puede calcular con:

$$EF = \frac{m(p_i) - m(p_{wf}) - \Delta(m(p))_{s'}}{m(p_i) - m(p_{wf})} \quad (1-71)$$

A continuación se presentan características de las herramientas que se utilizan para registrar la presión y temperatura de fondo durante las pruebas

## 1.10 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA MEDICIÓN DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.

En este apartado se mostrarán las diferentes herramientas que se utilizan en las pruebas presión producción, para medir la temperatura y la presión. Para pruebas cortas se recomienda utilizar las herramientas con cristales de zafiro debido a que

su exactitud y su precisión es mayor. Para pruebas con periodos prolongados se recomienda utilizar las herramientas de cuarzo.

### **Herramientas de cuarzo**

Precisión de presión  $\pm 1.2$  a  $\pm 4$  psi;  $\pm 0.01\%$  de lectura

Resolución de la presión 0.035 psi a una frecuencia de muestreo de 3 seg

0.001 psi a una frecuencia de muestreo de 1 seg

Rango de presión máxima 15,000 – 25000 psi

Precisión de temperatura  $\pm 0.9$  °F ( $\pm 0.25$  °C)

Resolución de temperatura 0.002 °F (0.001 °C) a  $\pm 0.25$  °F (139 °C)

Rango de temperatura máxima 150 °F a 400°F (65°C a 204°C)

### **Herramientas de zafiro**

Precisión de presión  $\pm 5$  psi (maximo 347°F (175 °C))

$\pm 10$  psi (maximo 375°C (190 °C))

Resolución de la presión 0.05 a 0.15 psi a una frecuencia de muestreo de 1 seg  
0.03 psi a una frecuencia de muestreo de 10 seg

Rango de presión máxima 10,000 – 20000 psi

Precisión de temperatura  $\pm 0.5$  °F ( $\pm 0.3$  °C) a  $\pm 0.9$  °F ( $\pm 0.5$  °C)

Resolución de temperatura 0.002 °F (0.001 °C)

Rango de temperatura máxima 150 °F a 400°F (65°C a 204°C)

### **Herramientas de capacitancia**

Precisión de presión 0.2%

Resolución de la presión no disponible

Rango de presión máxima 5,000 psi

Precisión de temperatura  $\pm 0.1$  a  $\pm 0.5$  °F ( $\pm 0.06$  a  $\pm 0.28$  °C)

Resolución de temperatura  $\pm 0.01$ °F ( $\pm 0.006$  °C)

Rango de temperatura máxima 302 °F (150°C)

### Herramientas de pulso sónico

Precisión de presión no disponible

Resolución de la presión 2.44 psi

Rango de presión máxima 10,000 psi

Precisión de temperatura no disponible

Resolución de temperatura  $\pm 1^{\circ}\text{F}$  ( $\pm 0.56^{\circ}\text{C}$ )

Rango de temperatura máxima 257°F (125°C)



Para calcular la derivada de la presión en el punto  $i$  de la **Fig. 2-1** se toman como apoyo los puntos 1 y 2 es decir  $i+1, i-1$ , para calcular la derivada de la presión en el punto  $i$  mediante la ecuación siguiente:

$$\left(\frac{dp}{dX}\right)_i = \left[ \left(\frac{\Delta p_1}{\Delta X_1}\right) \Delta X_2 + \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta X_2}\right) \Delta X_1 \right] / (\Delta X_1 + \Delta X_2)$$

Esta forma solo es aplicable a pruebas de incremento

**Cálculo de la Derivada de una Función.**

La **Fig. 2-2** ilustra el cálculo de la derivada en un punto  $A$ , dado por la siguiente relación:

$$\left(\frac{dy}{dx}\right)_A = \frac{\left(\frac{Y_1}{X_1} X_2 + \frac{Y_2}{X_2} X_1\right)}{(X_1 + X_2)} \tag{2 - 1}$$

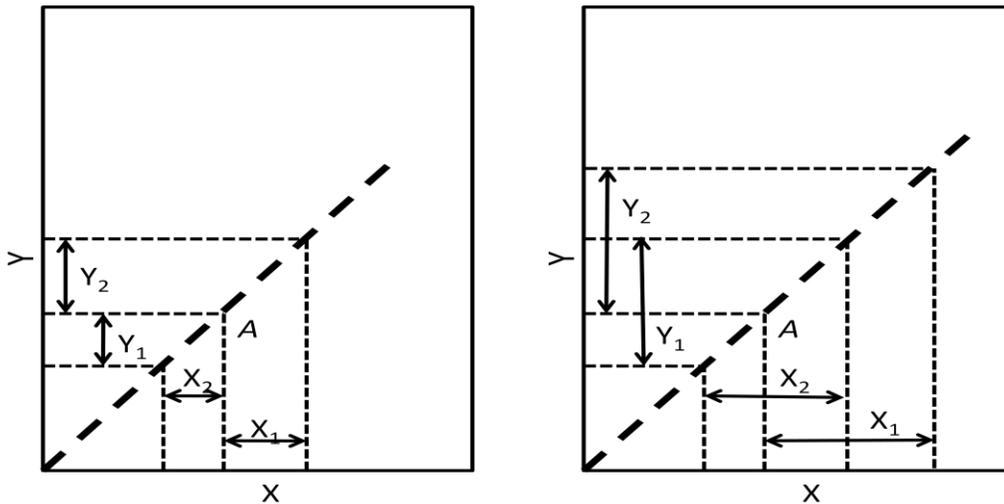


Fig. 2-2. Ilustración del algoritmo de la obtención de la derivada.

## 2.2 FUNCIÓN DERIVADA DE PRESIÓN ( $\Delta p'$ )

Este método provee la descripción del comportamiento del flujo en el yacimiento, pero con la derivada del logaritmo del tiempo, éste también acentúa el régimen de flujo radial el cuál es de interés fundamental en la interpretación de pruebas de variación de presión. Utilizando el logaritmo natural, la derivada puede expresarse como la derivada de la presión con respecto del tiempo, multiplicada por el tiempo transcurrido desde el inicio del periodo ( $\Delta t$ ). Esta aproximación es una extensión del método de Horner para analizar la respuesta global de la presión, pero con una definición mejorada.

$$\Delta p' = \frac{dp}{d(\ln \Delta t)} = \Delta t \frac{dp}{dt} \quad (2 - 2)$$

El uso de la derivada de la presión vs tiempo se satisface matemáticamente debido a que el término de la derivada de la presión representa directamente a un término de la Ecuación de Difusión, la cual es la ecuación que gobierna los modelos de comportamiento de la presión utilizados en el análisis de pruebas de variación de presión.

## 2.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS DISTINTOS REGÍMENES DE FLUJO

La identificación de los regímenes de flujo, que aparecen como patrones característicos de la derivada de la presión, es muy importante debido a que el régimen de flujo es la geometría de las líneas de flujo que se presentan en el yacimiento. Por lo tanto, para cada régimen de flujo identificado, se pueden calcular parámetros del yacimiento utilizando solamente la porción de datos que muestran el patrón de comportamiento característico.

Los 5 regímenes de flujo que se observan comúnmente en pruebas de variación de presión son los siguientes: radial, esférico, lineal, bilineal y estado pseudo-estacionario. En la **Fig. 2-3** se muestra una gráfica log-log que se utiliza para identificar los distintos regímenes de flujo.

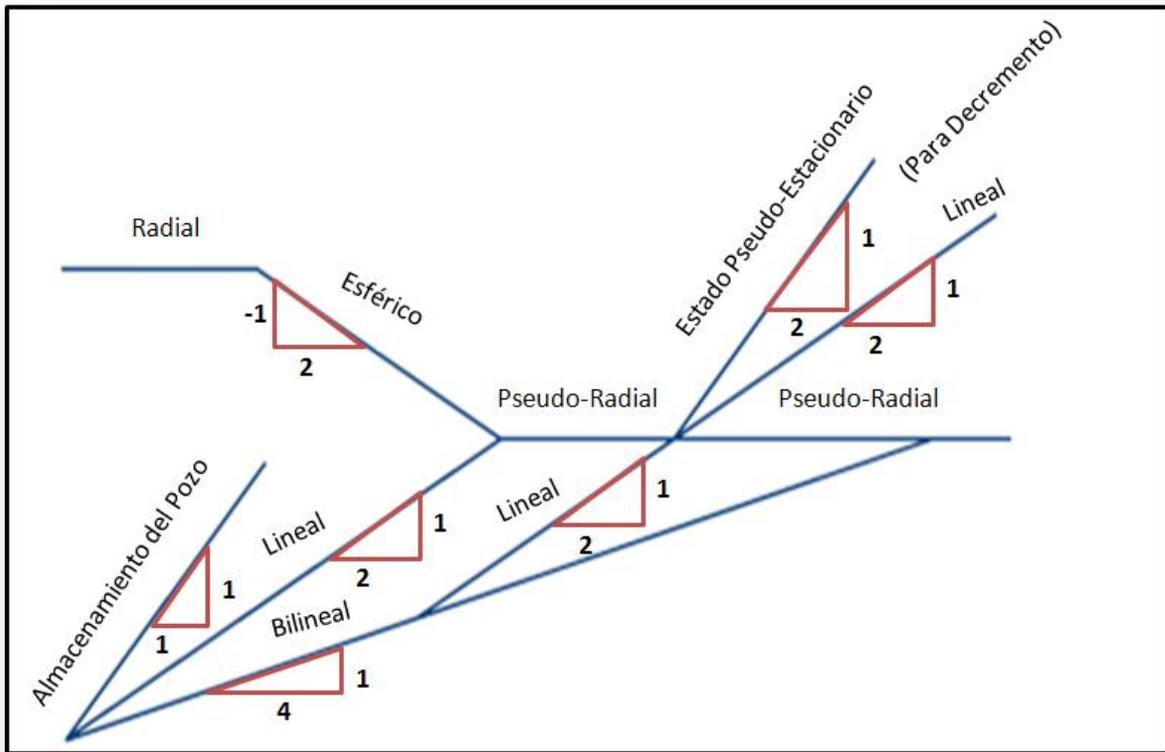


Fig. 2-3. Gráfica de Identificación de los Distintos Regímenes de Flujo.

## 2.4 FLUJO RADIAL

El régimen de flujo más importante para la interpretación de pruebas de variación de presión es el flujo radial, el cual se reconoce como una recta con pendiente igual a la unidad de la derivada. La geometría del flujo radial se describe como líneas de flujo que convergen a un cilindro circular. En la **Fig. 2-4** se muestran los diferentes regímenes de flujo radial.

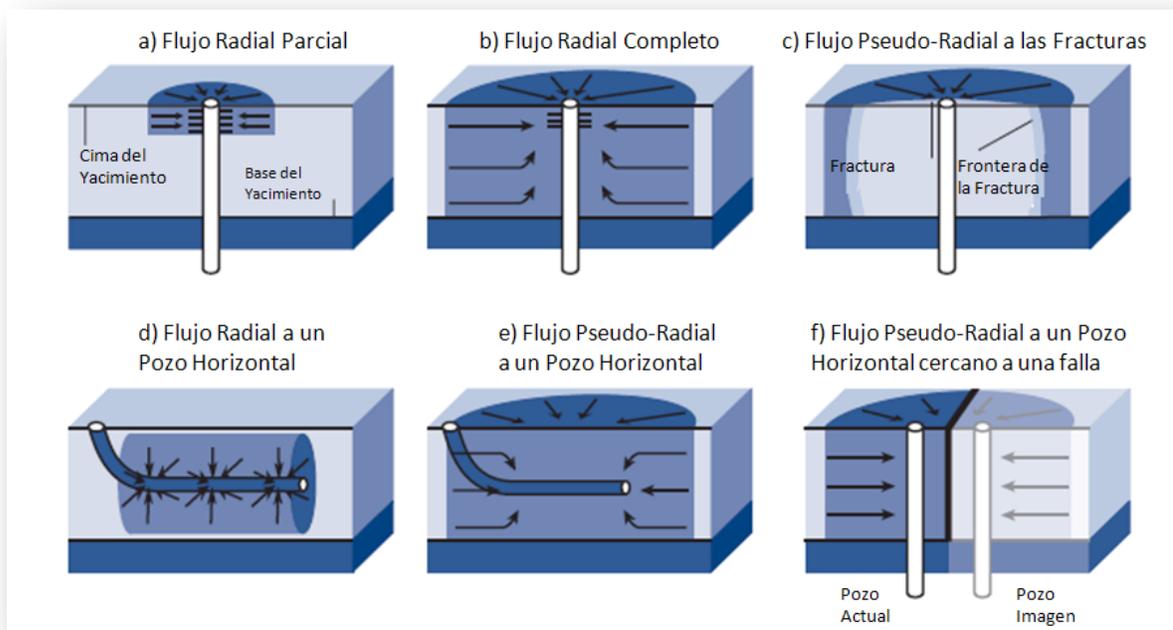


Fig. 2-4. Diferentes Tipos de Flujo Radial.

## 2.5 FLUJO ESFÉRICO

Los flujos esférico y hemisférico se presentan cuando las líneas de flujo convergen hacia un punto. Estos regímenes de flujo se presentan en pozos que no se han disparado en todo el intervalo productor y en formaciones perforadas parcialmente, éstos se muestran en la **Fig. 2-5** incisos a y b. Ambos tipos de flujo, esférico y hemisférico se identifican cuando la derivada tiene una pendiente  $-1/2$ . Una vez que la permeabilidad esférica es determinada, se puede utilizar junto con la permeabilidad horizontal  $k_h$  obtenida del flujo radial, para determinar la permeabilidad vertical  $k_v$ .

La importancia de obtener  $k_v$  en la predicción de la conificación de gas y/o agua o en el comportamiento de pozos horizontales hace hincapié en la necesidad de obtener éste parámetro.

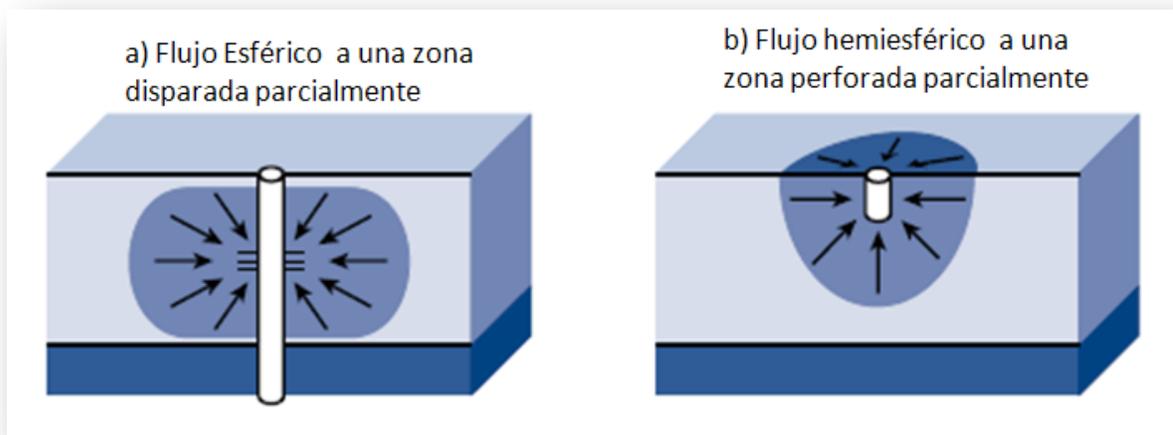


Fig. 2-5. Flujo Esférico.

## 2.6 FLUJO LINEAL

La geometría de las líneas flujo lineal consiste en vectores de flujo estrictamente paralelos. El flujo lineal se muestra en la derivada como una recta con pendiente positiva de  $1/2$ . La **Fig. 2-6** muestra el por qué éste tipo de flujo se presenta en pozos verticales fracturados y en pozos horizontales. Éste régimen de flujo también se ha encontrado en yacimientos alargados. Debido a que las líneas de flujo convergen a un plano, los parámetros asociados al régimen de flujo lineal son la permeabilidad del yacimiento en dirección de las líneas de flujo y el área de flujo normal a estas. El valor de la capacidad de flujo  $kh$  del yacimiento obtenida de otro régimen de flujo puede utilizarse para calcular el ancho del área de flujo. Esto proporciona el tamaño de la fractura de un pozo vertical fracturado, la longitud de producción efectiva de un pozo horizontal o el ancho de un yacimiento alargado.

La combinación de datos que presenten flujo lineal y flujo radial (sin importar el orden) nos puede proveer los valores de  $k_x$  y  $k_y$ . En un yacimiento anisotrópico, la productividad de un pozo horizontal es mejorada al perforar el pozo en dirección normal a la máxima permeabilidad horizontal.

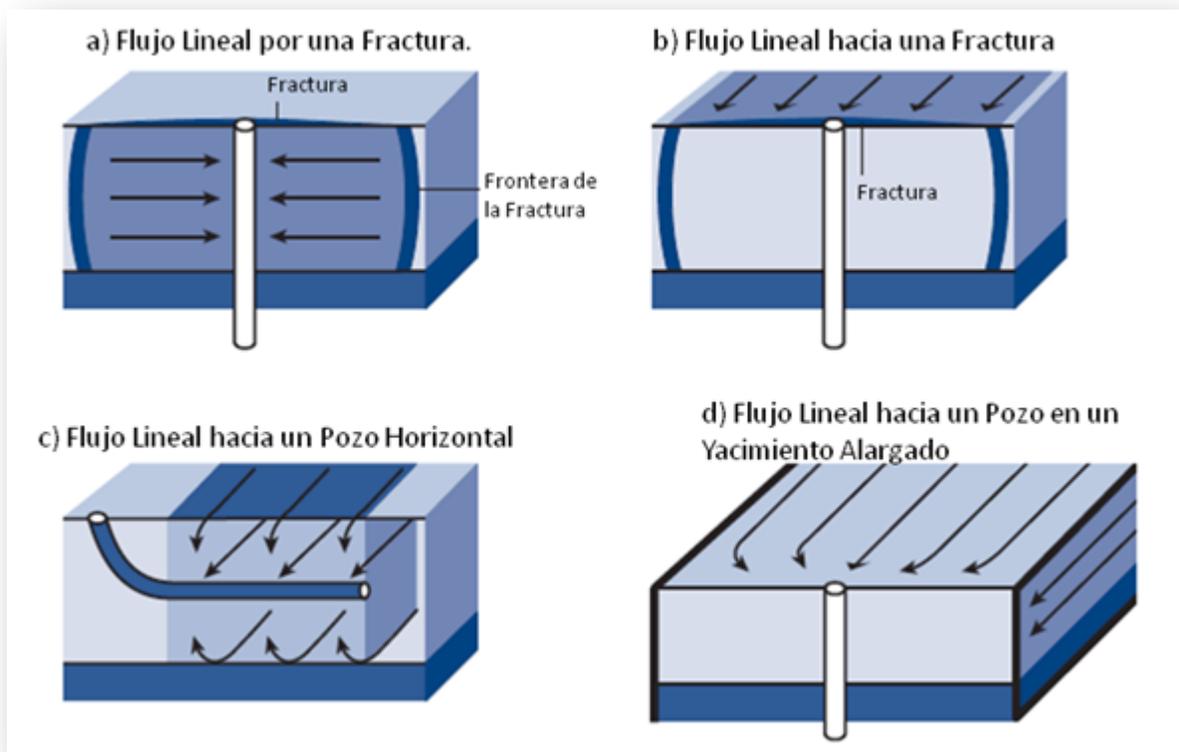


Fig. 2-6. Flujo Lineal.

## 2.7 FLUJO BILINEAL

Los pozos fracturados hidráulicamente pueden presentar flujo bilineal y flujo lineal. El régimen de flujo bilineal se presenta debido a una caída de presión en las fracturas lo que resulta líneas de flujo paralelas a la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo del yacimiento convergen a la fractura, como se muestra en la **Fig. 2-7**. El término bilineal se refiere a que se presentan simultáneamente dos patrones de flujo lineales, normales entre sí. –la tendencia de la derivada para éste régimen de flujo es una línea recta positiva con pendiente de  $1/4$ . Cuando la longitud de la fractura y la permeabilidad del yacimiento se conocen independientemente, la conductividad de la fractura  $k_f w_f$  puede determinarse del régimen de flujo bilineal.

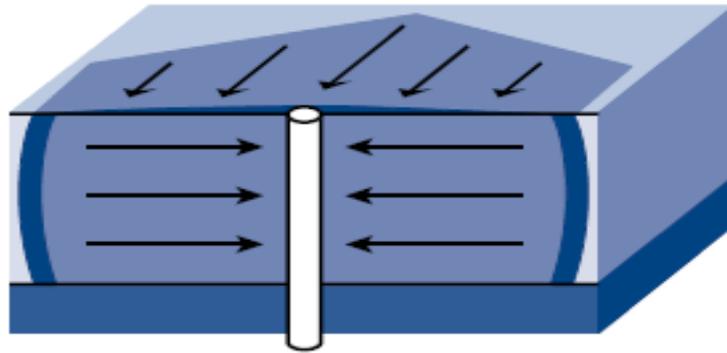


Fig. 2-7. Flujo Bilineal.

## 2.8 REGÍMENES DE FLUJO QUE SE PRESENTAN EN POZOS HORIZONTALES

La Fig. 2-3 muestra las diferentes fases de una prueba de variación de presión en un pozo horizontal. Inicialmente el flujo se presenta de forma radial en un plano vertical hacia el pozo, indicado por una meseta en la derivada de la presión de la gráfica log-log. A éste régimen se le denomina flujo pseudo-radial temprano debido a que el patrón de flujo elíptico es resultado de la anisotropía vertical y horizontal. El segundo régimen de flujo comienza cuando el flujo alcanza las fronteras superiores e inferiores del intervalo productor y comienza el flujo lineal hacia el pozo dentro de un plano horizontal. Éste régimen de flujo intermedio se caracteriza por una recta con pendiente de  $1/2$  en la gráfica log-log de la derivada.

## 2.9 PROCEDIMIENTO DE LA INTERPRETACIÓN

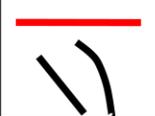
La interpretación de pruebas de variación de presión es un proceso de tres pasos:

1. *Identificación del modelo de interpretación.* La gráfica de la derivada, Fig. 2-3, es la herramienta de identificación primaria.
2. *Cálculos utilizando el modelo de interpretación.* La gráfica de la presión y de la derivada se utilizan para realizar las interpretaciones para cada régimen de flujo.
3. *Verificación del modelo de interpretación.* Los datos obtenidos se verifican con curvas tipo en las escalas más usuales: log-log, semi-log y en coordenadas cartesianas.

En el proceso de diagnóstico log-log, no solamente se pueden identificar los distintos regímenes de flujo con el comportamiento de la derivada, sino que también los cambios de las propiedades del flujo durante un régimen son evidentes. La identificación del régimen de flujo, y el efecto de un cambio en la movilidad o almacenamiento durante un régimen se mostrarán a continuación.

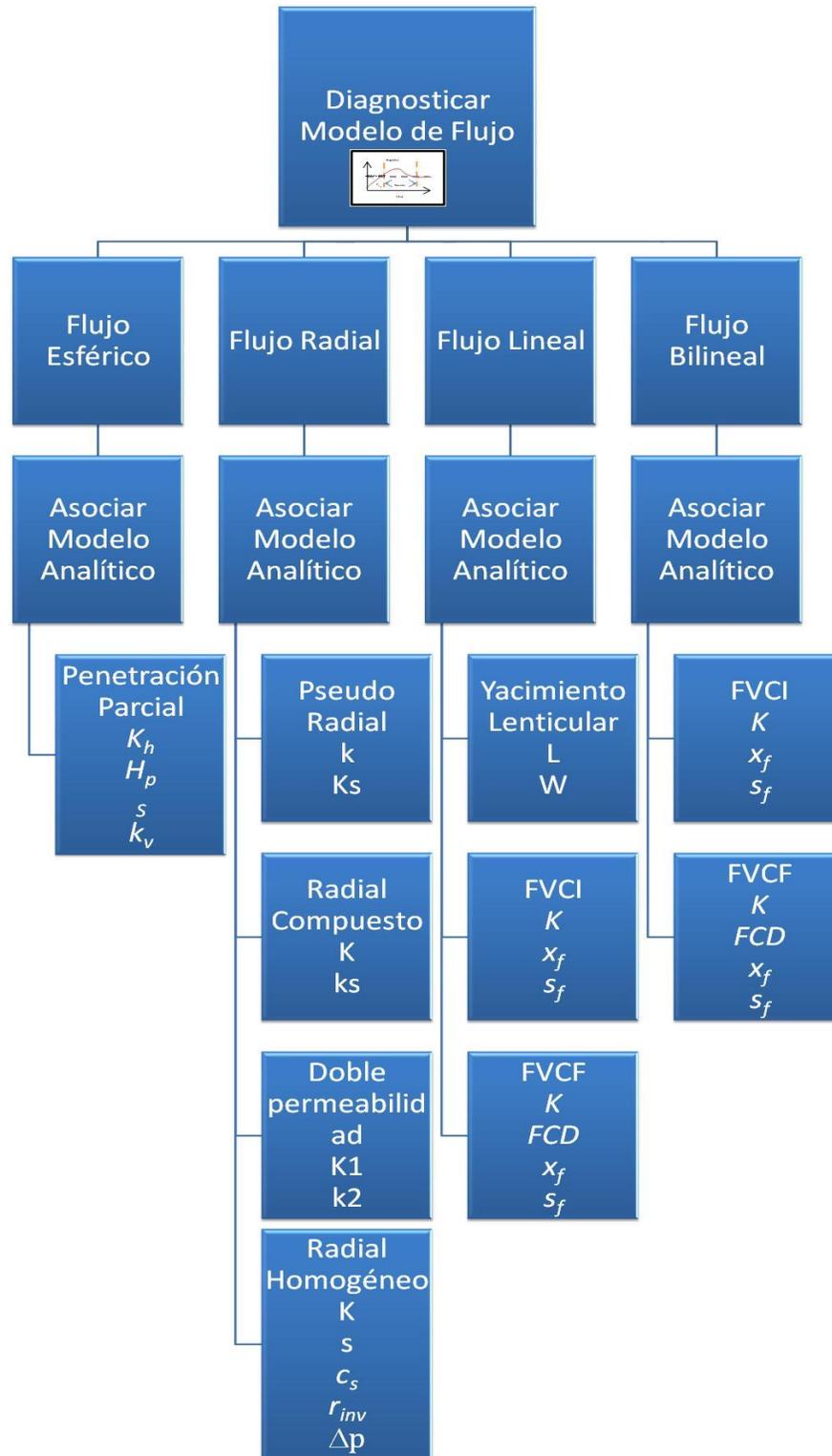
Los regímenes de flujo antes mencionados pueden presentarse durante cualquier tiempo de la prueba, dependiendo del modelo a interpretar. En la tabla 2-1, se muestra en resumen la forma característica (presión=rojo y derivada=negro) de los distintos regímenes de flujo, junto con las más usuales respuestas del pozo o yacimiento de acuerdo, clasificadas de acuerdo con la respuesta al tiempo temprano, intermedio o tardío.

Tabla 2-1. Resumen de Regímenes de Flujos

Geometría	Escala log-log		Rango de Tiempo		
	Forma	Pendiente	Temprano	Intermedio	Tardío
Radial		<b>No</b> <b>0</b>	Doble Porosidad Restringido	Comportamiento Homogéneo	Yacimiento Semi.Infinito
Lineal		<b>1/2</b> <b>1/2</b>	Fractura Infinita Conductiva	Pozo Horizontal	Dos Fronteras Paralelas Sellantes
Bilineal		<b>1/4</b> <b>1/4</b>	Fractura Finita Conductiva	Falla Finita Conductiva	Doble Porosidad Sin Restricciones con Flujo Lineal
Esférico		<b>No</b> <b>-1/2</b>		Pozo con Penetración Parcial	
Estado Pseudo-Estacionario		<b>1</b> <b>1</b>	Almacenamiento Del Pozo	Estratificado sin Flujo Transversal con Fronteras	Yacimiento Cerrado (Decremento)
Estado Estacionario		<b>0</b> <b>-1(-∞)</b>		Falla Conductiva	Frontera con Presión Constante

La línea roja pertenece al producto del tiempo por la derivada de la presión y la línea negra pertenece a la derivada de la presión.

2.10 PROCESO GENERAL DE INTERPRETACION Y ANÁLISIS



## CAPÍTULO 4.

## ANÁLISIS DE FLUJOS LINEAL, BILINEAL Y ESFÉRICO

## 4.1. Diagnóstico del flujo lineal

El flujo lineal se determina en la grafica log-log de la derivada la derivada como una recta con pendiente positiva de  $1/2$  como se esquematiza en la **Fig. 4-1**. En la **Fig. 2-6** se mostró los casos en que se presenta este régimen de flujo, principalmente en pozos fracturados y horizontales. Éste régimen de flujo también se ha encontrado en yacimientos alargados. Debido a que las líneas de flujo convergen a un plano, los parámetros asociados al régimen de flujo lineal son la permeabilidad del yacimiento en dirección de las líneas de flujo y el área de flujo normal a estas.

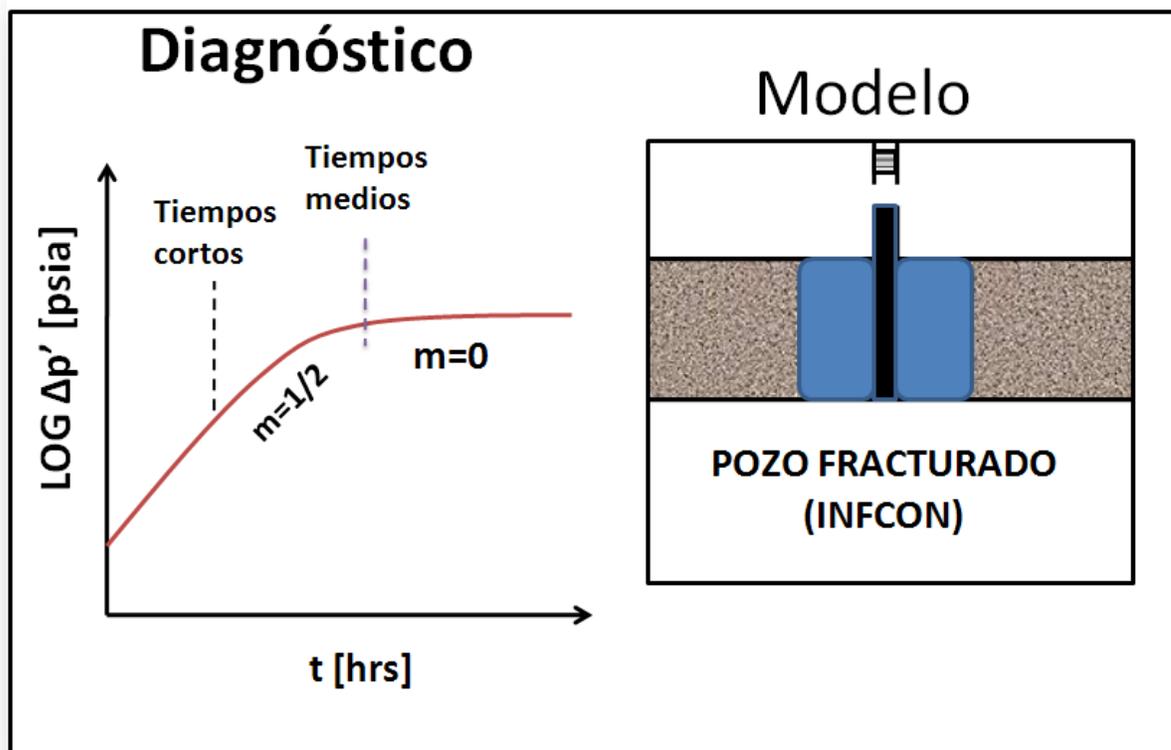


Fig. 4-1 Gráfica de diagnóstico de flujo Lineal en pozo vertical.

## 4.2. Análisis del flujo lineal

### 4.2.1. Flujo Lineal a través de Fracturas.

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando el flujo lineal se presenta en las fracturas, se realiza una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt{t}$  en coordenadas cartesianas, lo cual dará como resultado una línea recta para encontrar la longitud del ala de la fractura con la ecuación siguiente

#### ➤ Ala de la Fractura

$$X_f = \frac{40.93 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \sqrt{\frac{\mu_{gi}}{k\phi c_{ti}}} \quad (4 - 1)$$

#### ➤ Factor de Daño en la Fractura

- Para una Prueba de Decremento

$$S_f = \frac{(int)kh}{1422 q_{sg} T' \times 10^3} \quad (4 - 2)$$

#### ➤ Modelado de una Fractura con Conductividad Finita

##### Conductividad de la Fractura

$$k_f w = F_{CD} k X_f \quad (4 - 3)$$

➤ **Flujo Lineal en el Yacimiento**

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando el flujo lineal se presenta en el yacimiento, se realizará una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt{t}$  en coordenadas cartesianas, lo cual da como resultado una línea recta que se utilizará para encontrar la siguiente información:

➤ **Ancho del Yacimiento**

$$W = \frac{81.86 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \sqrt{\frac{\mu_{gi}}{k\phi c_{ti}}} \quad (4 - 4)$$

➤ **Factor de Daño por Convergencia de Flujo**

$$s = s' - s \quad (4 - 5)$$

➤ **Distancia a la Frontera más Cercana**

$$\frac{L}{W} = \frac{1}{\pi} \sin^{-1} \left[ \frac{W}{2\pi r_w e^s} \right] \quad (4 - 6)$$

$$\therefore L = W \left[ \frac{L}{W} \right] \quad (4 - 7)$$

Si  $0 \leq \frac{W}{2\pi r_w e^S} \leq 1$  no se cumple,  $\frac{L}{W}$  es igual a cero.

### 4.3. Diagnóstico flujo bilineal

Los pozos fracturados hidráulicamente pueden presentar flujo bilineal y flujo lineal. El régimen de flujo bilineal se presenta debido a una caída de presión en las fracturas lo que resulta líneas de flujo paralelas a la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo del yacimiento convergen a la fractura. La tendencia de la derivada para éste régimen de flujo es una línea recta positiva con pendiente de  $1/4$  como se muestra en la Fig. 2-3 y de manera mas representativa en la Fig. 4-2.

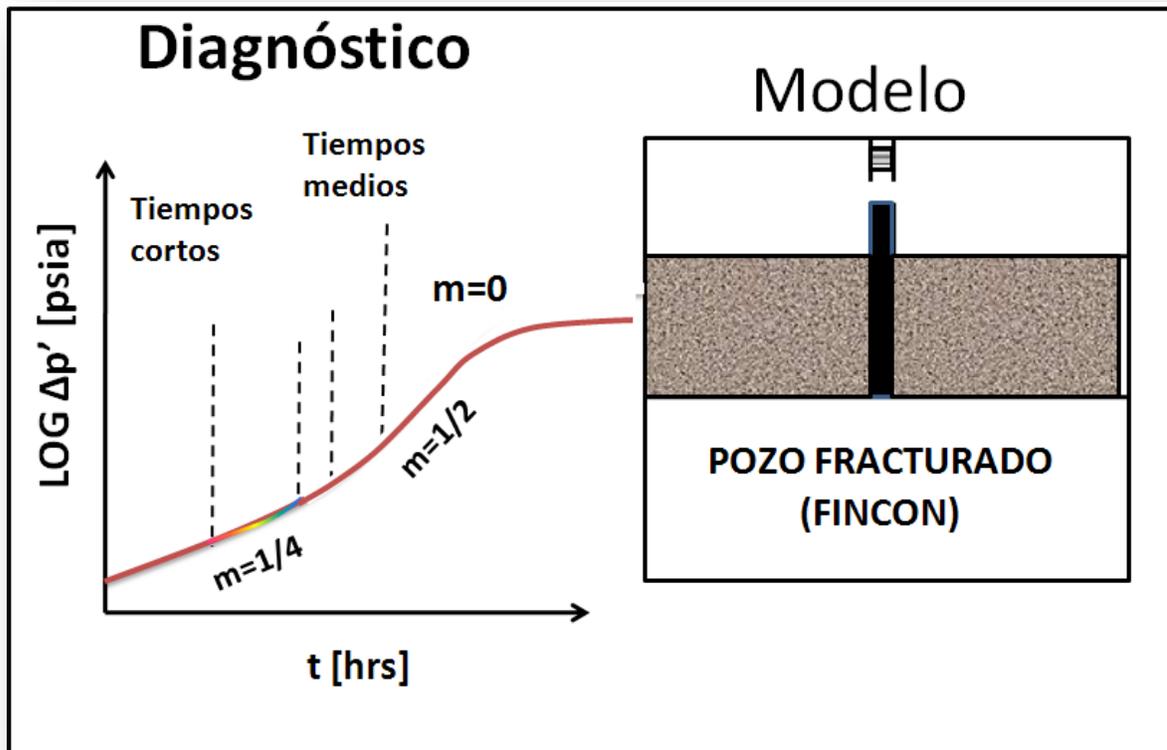


Fig. 4-2 Gráfica de diagnóstico de flujo Bilineal en un pozo vertical.

#### 4.4. Análisis del flujo bilineal

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando se presenta flujo bilineal, se realiza una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt[4]{t}$  en coordenadas cartesianas, lo cual dará como resultado una línea recta que se utilizara para encontrar la siguiente información:

##### 4.4.1. Conductividad de la Fractura

$$k_f w_f = \left[ \frac{443.76 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \right]^2 \sqrt{\frac{1}{\mu_{gi} k \phi c_{ti}}} \quad (4 - 8)$$

##### 4.4.2. Conductividad de la Fractura Adimensional

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k X_f} \quad (4 - 9)$$

##### 4.4.3. Tamaño de la Fractura para el Final Del Flujo Bilineal ( $t_{ebf}$ )

- Para  $F_{CD} \geq 3$

$$X_f = \sqrt[4]{\left( \frac{0.002637 t_{ebf}}{\mu_{gi} k \phi c_{ti}} \right)} \sqrt{k_f w} \quad (4 - 10)$$

- Para  $F_{CD} \leq 1.6$

$$X_f = \left[ \frac{2.5\sqrt{k_f w_f}}{4.55\sqrt{k} - \frac{\sqrt{k_f w_f}}{\sqrt[4]{at_{ebf}}}} \right]^2 \quad (4 - 11)$$

Donde:

$$a = \frac{0.0002637k}{\mu_{gi} \phi c_{ti}} \quad (4 - 12)$$

- Para  $1.6 \leq F_{CD} \leq 3$

$$F_{CD} = \left[ \frac{T_{Debf}}{0.0205} \right]^{0.6536} + 1.5 \quad (4 - 13)$$

Se resuelve por iteración de  $X_f$  como:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k X_f} \quad (4 - 14)$$

Y

$$T_{Debf} = \frac{0.0002637k t_{ebf}}{\mu_{gi} \phi c_{ti} X_f^2} \quad (4 - 15)$$

#### 4.5. Diagnóstico de flujo esférico

Los flujos esférico y hemisférico se presentan cuando las líneas de flujo convergen hacia un punto. Estos regímenes de flujo se presentan en pozos que no se han disparado en todo el intervalo productor y en formaciones perforadas parcialmente, éstos se muestran en la **Fig. 2-3**. Ambos tipos de flujo, esférico y hemisférico se identifican cuando la derivada tiene una pendiente negativa de  $1/2$  como se muestra en la **Fig. 4-3**.

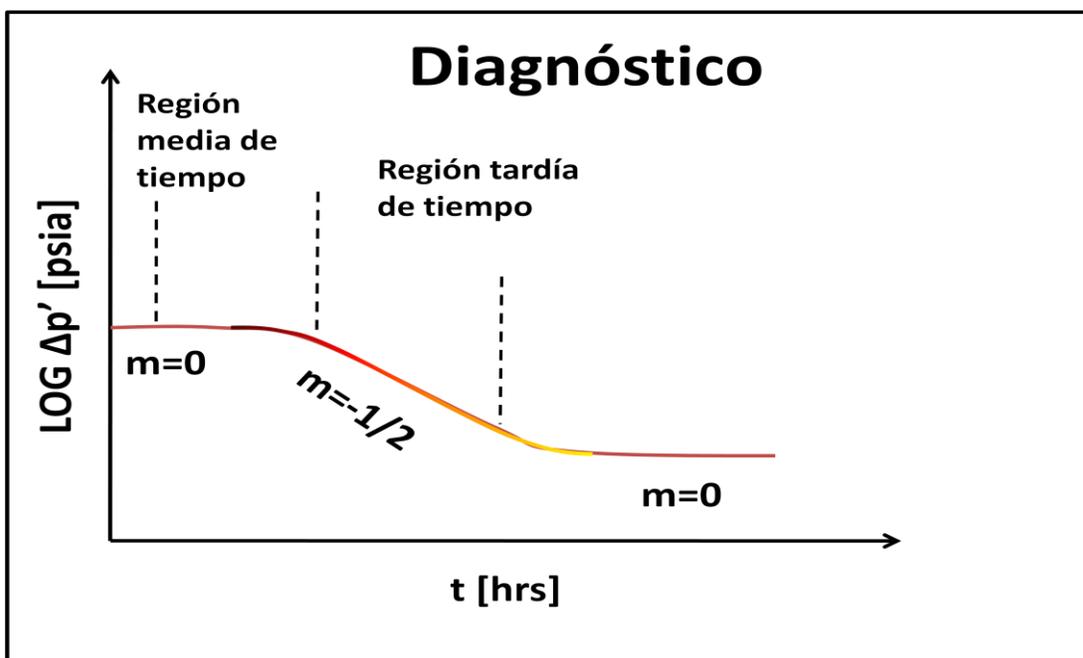


Fig. 4-3 Gráfica del diagnóstico de flujo Esférico

#### 4.6. Análisis del flujo esférico

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando el flujo esférico se presenta, se realiza una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\frac{1}{\sqrt{t}}$  en coordenadas cartesianas, lo cual dará como resultado una línea recta que utilizaremos para encontrar la siguiente información:

#### 4.6.1. Modelo de penetración parcial

Suponiendo flujo esférico (disparos en medio del yacimiento):

**Permeabilidad Vertical  $k_z$ :**

$$k_z = \frac{(24.7q_{sg}T' \times 10^3)^2 \mu_{gi} \phi c_{ti}}{m^2 k^2} \quad (4 - 16)$$

## CAPÍTULO 4.

## ANÁLISIS DE FLUJOS LINEAL, BILINEAL Y ESFÉRICO

## 4.1. Diagnóstico del flujo lineal

El flujo lineal se determina en la grafica log-log de la derivada la derivada como una recta con pendiente positiva de  $1/2$  como se esquematiza en la **Fig. 4-1**. En la **Fig. 2-6** se mostró los casos en que se presenta este régimen de flujo, principalmente en pozos fracturados y horizontales. Éste régimen de flujo también se ha encontrado en yacimientos alargados. Debido a que las líneas de flujo convergen a un plano, los parámetros asociados al régimen de flujo lineal son la permeabilidad del yacimiento en dirección de las líneas de flujo y el área de flujo normal a estas.

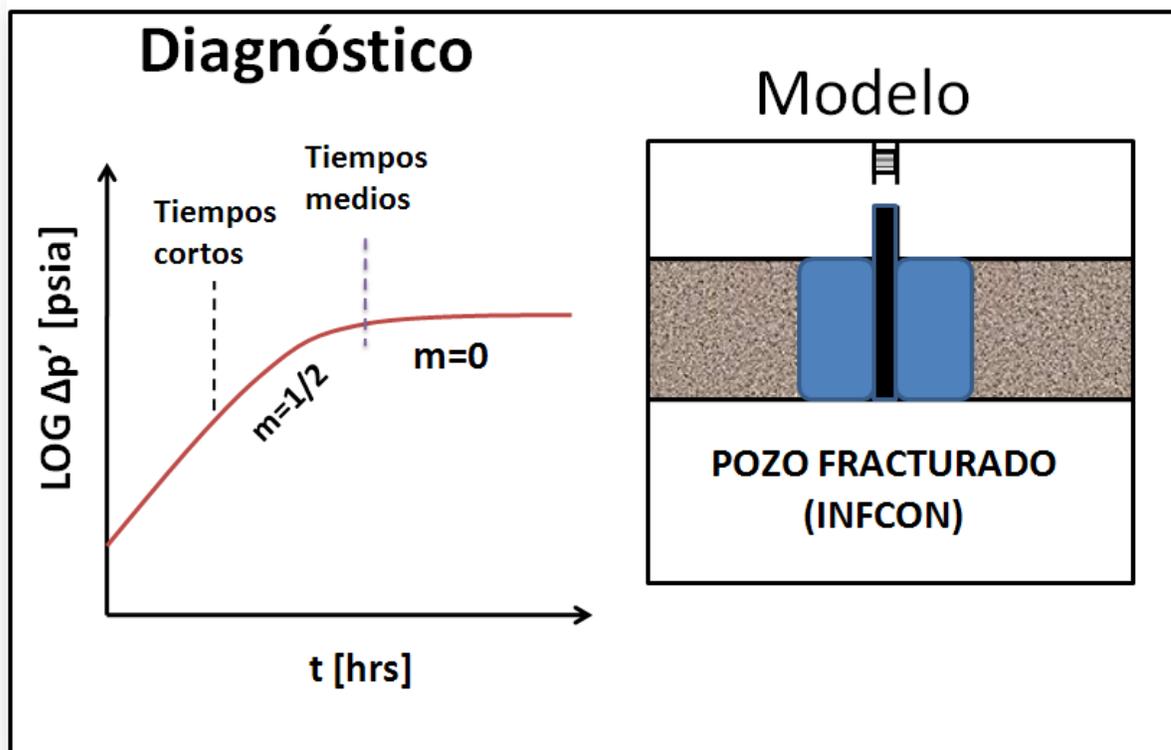


Fig. 4-1 Gráfica de diagnóstico de flujo Lineal en pozo vertical.

## 4.2. Análisis del flujo lineal

### 4.2.1. Flujo Lineal a través de Fracturas.

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando el flujo lineal se presenta en las fracturas, se realiza una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt{t}$  en coordenadas cartesianas, lo cual dará como resultado una línea recta para encontrar la longitud del ala de la fractura con la ecuación siguiente

#### ➤ Ala de la Fractura

$$X_f = \frac{40.93 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \sqrt{\frac{\mu_{gi}}{k\phi c_{ti}}} \quad (4 - 1)$$

#### ➤ Factor de Daño en la Fractura

- Para una Prueba de Decremento

$$S_f = \frac{(int)kh}{1422 q_{sg} T' \times 10^3} \quad (4 - 2)$$

#### ➤ Modelado de una Fractura con Conductividad Finita

##### Conductividad de la Fractura

$$k_f w = F_{CD} k X_f \quad (4 - 3)$$

➤ **Flujo Lineal en el Yacimiento**

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando el flujo lineal se presenta en el yacimiento, se realizará una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt{t}$  en coordenadas cartesianas, lo cual da como resultado una línea recta que se utilizará para encontrar la siguiente información:

➤ **Ancho del Yacimiento**

$$W = \frac{81.86 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \sqrt{\frac{\mu_{gi}}{k\phi c_{ti}}} \quad (4 - 4)$$

➤ **Factor de Daño por Convergencia de Flujo**

$$s = s' - s \quad (4 - 5)$$

➤ **Distancia a la Frontera más Cercana**

$$\frac{L}{W} = \frac{1}{\pi} \sin^{-1} \left[ \frac{W}{2\pi r_w e^s} \right] \quad (4 - 6)$$

$$\therefore L = W \left[ \frac{L}{W} \right] \quad (4 - 7)$$

Si  $0 \leq \frac{W}{2\pi r_w e^S} \leq 1$  no se cumple,  $\frac{L}{W}$  es igual a cero.

### 4.3. Diagnóstico flujo bilineal

Los pozos fracturados hidráulicamente pueden presentar flujo bilineal y flujo lineal. El régimen de flujo bilineal se presenta debido a una caída de presión en las fracturas lo que resulta líneas de flujo paralelas a la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo del yacimiento convergen a la fractura. La tendencia de la derivada para éste régimen de flujo es una línea recta positiva con pendiente de 1/4 como se muestra en la Fig. 2-3 y de manera mas representativa en la Fig. 4-2.

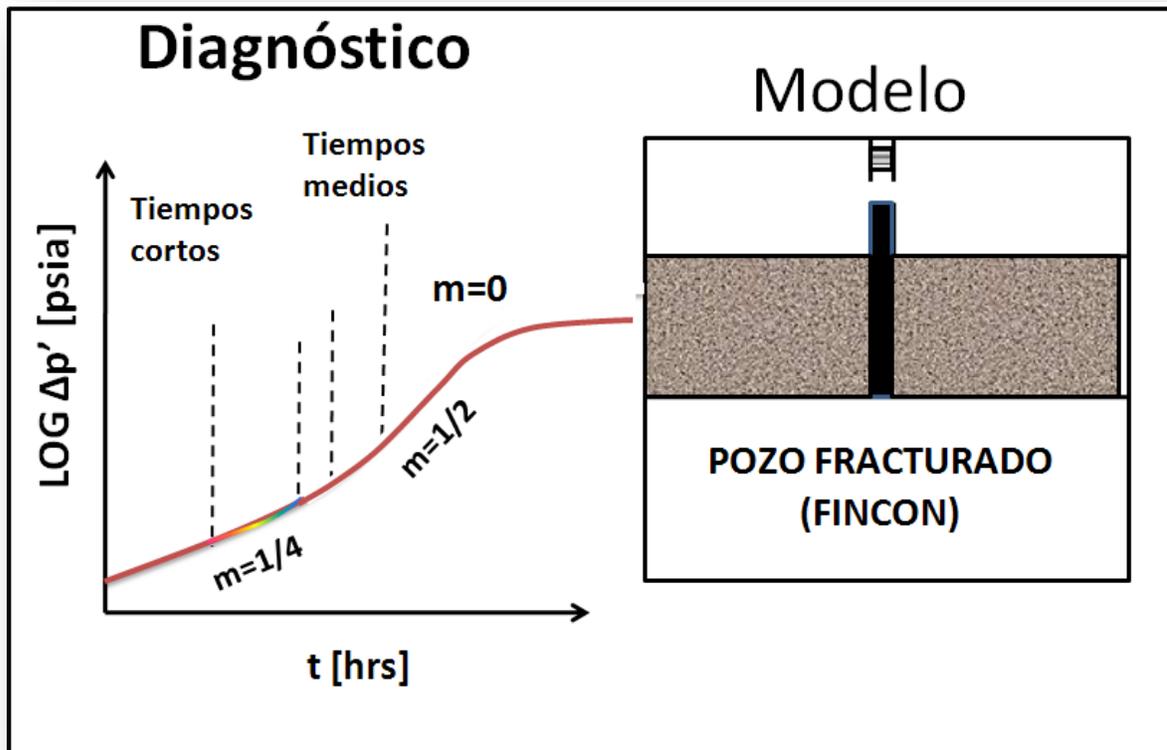


Fig. 4-2 Gráfica de diagnóstico de flujo Bilineal en un pozo vertical.

#### 4.4. Análisis del flujo bilineal

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando se presenta flujo bilineal, se realiza una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt[4]{t}$  en coordenadas cartesianas, lo cual dará como resultado una línea recta que se utilizara para encontrar la siguiente información:

##### 4.4.1. Conductividad de la Fractura

$$k_f w_f = \left[ \frac{443.76 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \right]^2 \sqrt{\frac{1}{\mu_{gi} k \phi c_{ti}}} \quad (4 - 8)$$

##### 4.4.2. Conductividad de la Fractura Adimensional

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k X_f} \quad (4 - 9)$$

##### 4.4.3. Tamaño de la Fractura para el Final Del Flujo Bilineal ( $t_{ebf}$ )

- Para  $F_{CD} \geq 3$

$$X_f = \sqrt[4]{\left( \frac{0.002637 t_{ebf}}{\mu_{gi} k \phi c_{ti}} \right)} \sqrt{k_f w} \quad (4 - 10)$$

- Para  $F_{CD} \leq 1.6$

$$X_f = \left[ \frac{2.5\sqrt{k_f w_f}}{4.55\sqrt{k} - \frac{\sqrt{k_f w_f}}{\sqrt[4]{at_{ebf}}}} \right]^2 \quad (4 - 11)$$

Donde:

$$a = \frac{0.0002637k}{\mu_{gi} \phi c_{ti}} \quad (4 - 12)$$

- Para  $1.6 \leq F_{CD} \leq 3$

$$F_{CD} = \left[ \frac{T_{Debf}}{0.0205} \right]^{0.6536} + 1.5 \quad (4 - 13)$$

Se resuelve por iteración de  $X_f$  como:

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k X_f} \quad (4 - 14)$$

Y

$$T_{Debf} = \frac{0.0002637k t_{ebf}}{\mu_{gi} \phi c_{ti} X_f^2} \quad (4 - 15)$$

#### 4.5. Diagnóstico de flujo esférico

Los flujos esférico y hemisférico se presentan cuando las líneas de flujo convergen hacia un punto. Estos regímenes de flujo se presentan en pozos que no se han disparado en todo el intervalo productor y en formaciones perforadas parcialmente, éstos se muestran en la **Fig. 2-3**. Ambos tipos de flujo, esférico y hemisférico se identifican cuando la derivada tiene una pendiente negativa de  $1/2$  como se muestra en la **Fig. 4-3**.

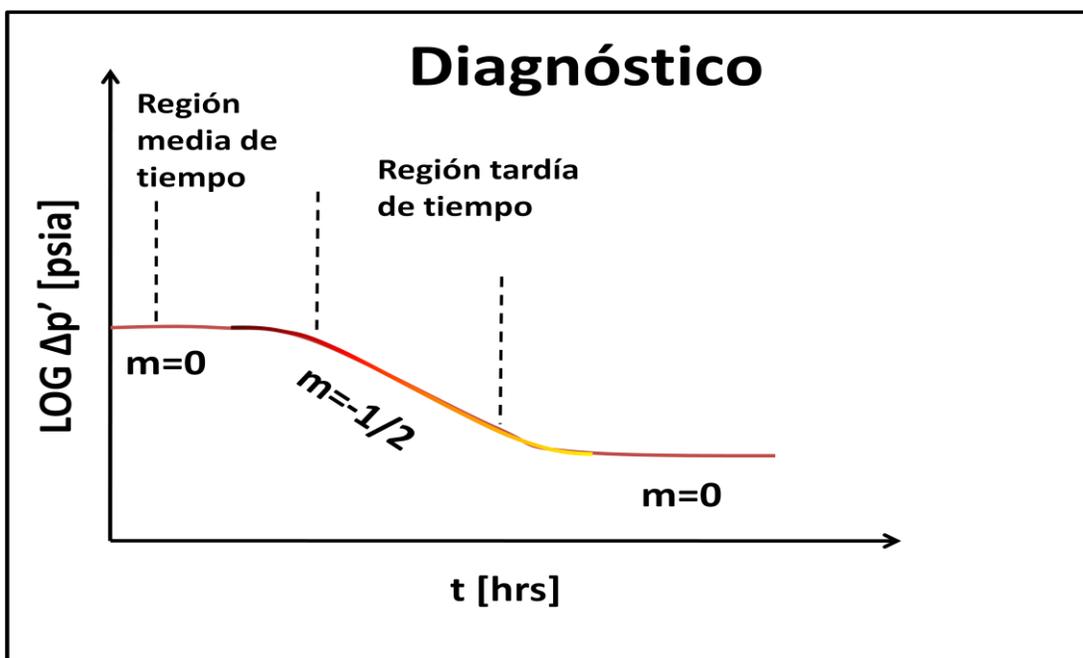


Fig. 4-3 Gráfica del diagnóstico de flujo Esférico

#### 4.6. Análisis del flujo esférico

Para realizar el análisis de una prueba de variación de presión cuando el flujo esférico se presenta, se realiza una gráfica de  $\Delta m(p)$  vs  $\frac{1}{\sqrt{t}}$  en coordenadas cartesianas, lo cual dará como resultado una línea recta que utilizaremos para encontrar la siguiente información:

#### 4.6.1. Modelo de penetración parcial

Suponiendo flujo esférico (disparos en medio del yacimiento):

**Permeabilidad Vertical  $k_z$ :**

$$k_z = \frac{(24.7q_{sg}T' \times 10^3)^2 \mu_{gi} \phi c_{ti}}{m^2 k^2} \quad (4 - 16)$$

## CAPÍTULO 5

### Análisis de Pozos Horizontales

#### 5.1 Análisis log-log

El volumen aparente del pozo  $V$  y las constantes de almacenamiento  $C_s$  y  $C_D$  se calculan de la misma forma que en un pozo vertical, dichas ecuaciones se presentan en el Capítulo 3.

#### 5.2 Análisis semi-log

Para realizar un análisis semi-log de una prueba de variación de presión en un pozo horizontal se realizará una gráfica de  $m(p)$  vs  $t$  en escala semi-logarítmica, lo cual dará como resultado una línea recta con pendiente  $m$  que se esquematiza en la Fig. 5-1.

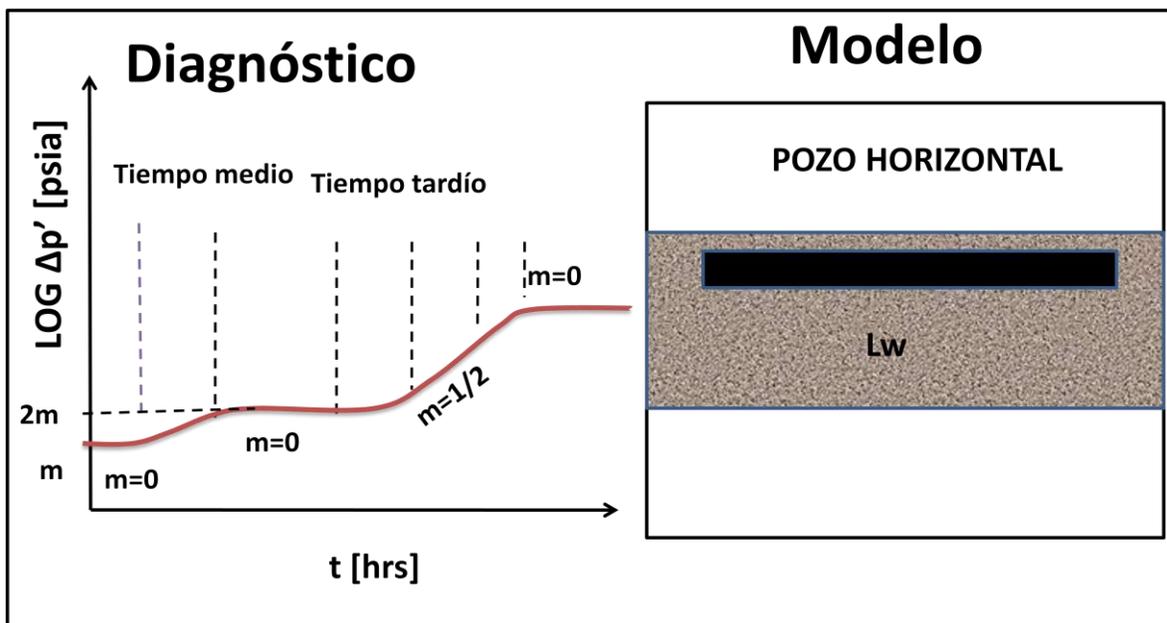


Fig. 5-1 Gráfica de Diagnóstico en Pozos horizontales

**5.2.1. Permeabilidad promedio “vertical radial”.**

$$\bar{k} = - \frac{1637q_{sg}T' \times 10^3}{mL_w} \quad (5 - 1)$$

$$\bar{k} = \sqrt{kk_v} \quad (5 - 2)$$

Para el caso de flujo hemiradial, la longitud del pozo debe de ser reducida a la mitad.

El factor de daño  $s$ , se calcula utilizando la ecuación adecuada del Capítulo 3 según sea el tipo de prueba, reemplazando  $k$  por  $\bar{k}$ . Esto corresponde al factor de daño real (mecánico).

**5.2.2. Permeabilidad horizontal radial.**

$$k = - \frac{1637q_{sg}T' \times 10^3}{mh} \quad (5 - 3)$$

Si existe anisotropía areal,  $k = \sqrt{k_x k_y}$ .

El factor de daño pseudo-radial  $s_{pr}$ , se calcula utilizando la ecuación adecuada del Capítulo 3 según sea el tipo de prueba.

### 5.3 Análisis de la raíz cuadrada del tiempo.

Para realizar un éste análisis de una prueba de variación de presión en un pozo horizontal se realiza una gráfica de  $m(p)$  vs  $\sqrt{t}$ , lo cual dará como resultado una línea recta con pendiente  $m$ .

#### 5.3.1. Longitud Efectiva del Pozo.

$$L_w = \left( \frac{81.86 q_{sg} T' \times 10^3}{mh} \right) \sqrt{\frac{\mu_{gi}}{k\phi c_{ti}}} \quad (5 - 4)$$

## Capítulo 6

### Aplicaciones

#### Ejemplo 1

Se presentan los resultados de la interpretación de la prueba de presión producción realizada al pozo Tesis 1. La interpretación se realizó con ayuda del software PANSYSTEM<sup>M.R.</sup> y corresponde al período de cierre (curva de incremento), el cual tuvo una duración aproximada de 60 hrs. La **Fig. 6-1** muestra el comportamiento de la derivada de presión, en ella se observa, a tiempos cortos, el efecto de almacenamiento, identificado por la recta con pendiente unitaria, posteriormente se observa una línea recta de pendiente cero indicando flujo radial; sin embargo, éste es de una duración muy corta. El tercer régimen de flujo presente es el esférico, caracterizado por la pendiente de  $-1/2$ . Por último, se podría identificar un pseudo-radial al final de la derivada.

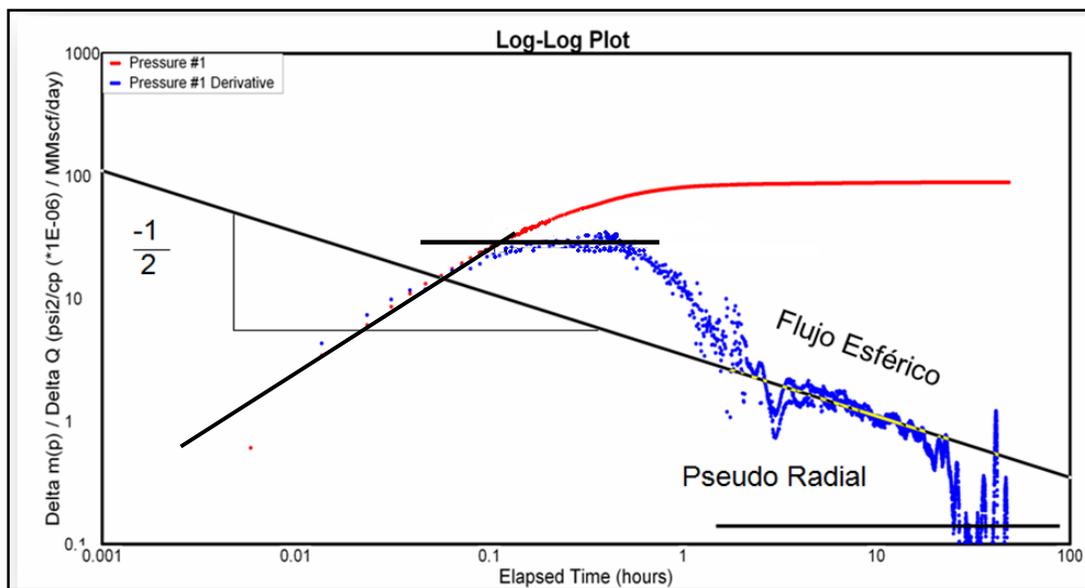


Figura 6-1 Gráfica log m (p) vs log t

Una vez realizado el diagnóstico de flujo mediante el uso de la derivada es necesario determinar el modelo físico del pozo-yacimiento, en este caso corresponde a un pozo con penetración parcial y radial homogéneo, infinito. A partir de esta interpretación es posible determinar las características dinámicas del yacimiento; es decir, la permeabilidad vertical y radial, respectivamente.

El siguiente paso es cuantificar los parámetros arriba indicados, además del daño a la formación y volumen aparente del pozo, para lo cual es necesario elaborar la gráfica semilogarítmica  $m(p)$  vs  $\log t$ , **Fig. 6-2**.

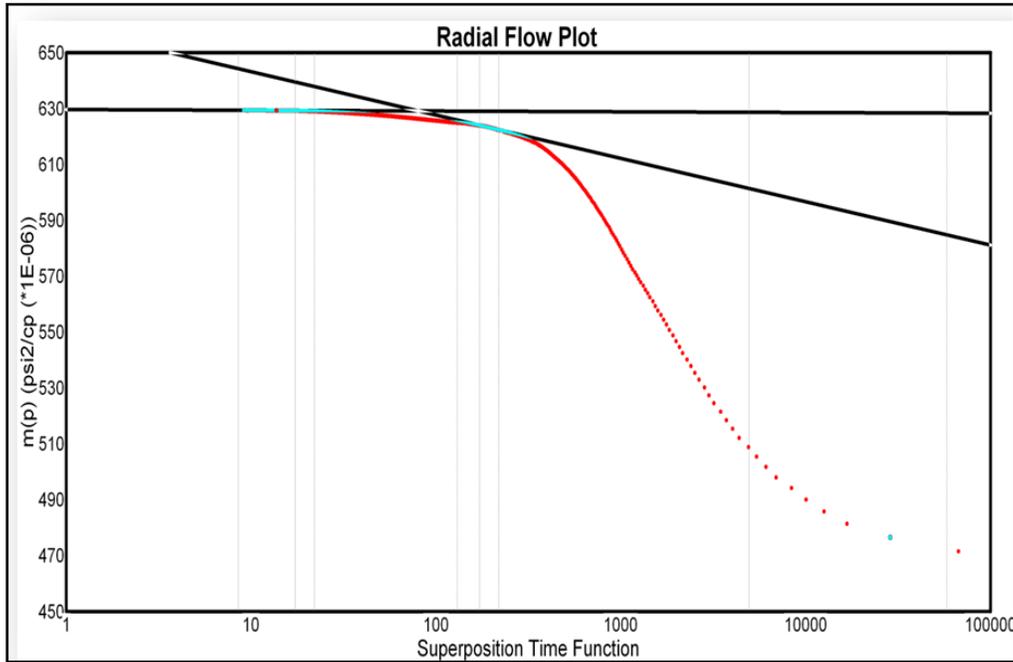


Figura 6-2 Gráfica especializada para el flujo radial

Primeramente se procede al cálculo de las propiedades para el régimen de flujo radial:

**Volumen aparente del pozo.**

$$V = \frac{q_{sg} T' \times 10^3}{2.2384 \mu_{gi} c_{gi} \Delta m(p) \text{ 1hr}}$$

**Coeficiente de almacenamiento adimensional.**

$$C_D = \frac{0.8936 V T'}{\phi h r_w^2 T'_{wb}}$$

Donde:

$T_{wb}^2$  Es la temperatura promedio del pozo y se supone igual a la temperatura del yacimiento  $T'$  (°R) por lo que ambas temperaturas se cancelan.

**Coeficiente de almacenamiento.**

$$C_s = V c_{gi}$$

Donde:

$V$  : Volumen aparente del pozo (bbl).

**Permeabilidad Radial.**

$$k = \frac{1637 q_{sg} T' \times 10^3}{mh}$$

Donde:

$m$  : Pendiente de la línea recta (por ciclo logarítmico).

$T'$  : Temperatura del yacimiento (°R).

$q_{sg}$  : Gasto de gas en la superficie (mmpcd).

$h$ : Espesor del yacimiento (pie).

**Factor de Daño Total.**

$$s' = 1.1513 \left[ \frac{m(p)_{int} - m(p_{\Delta t=0})}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu_{gi} c_{ti} r_w^2} + 3.23 \right]$$

Donde:

$m(p_{\Delta t=0})$ : Valor de la pseudo presión para  $\Delta t = 0$  (psia<sup>2</sup>/cP).

$k$  : Permeabilidad radial (mD).

$\phi$  : Porosidad del yacimiento.

$\mu_{gi}$  : Viscosidad del gas a condiciones de yacimiento (cP).

$c_{ti}$  : Compresibilidad total del yacimiento a condiciones iniciales (psia<sup>-1</sup>).

$r_w$  : Radio del pozo (pie).

$c_{gi}$  : Compresibilidad isotérmica del gas a condiciones de yacimiento (psia<sup>-1</sup>).

Para determinar las propiedades del yacimiento ( $k_z$ ) a partir del modelo de penetración parcial se graficará  $\Delta m(p)$  vs  $1/\sqrt{t}$  en coordenadas cartesianas, **Fig. 6-**

**3.** Es posible trazar una línea recta, a partir de la cual se determinará la permeabilidad vertical con la ecuación siguiente:

**Permeabilidad Vertical  $k_z$  :**

$$k_z = \frac{(24.7q_{sg}T' \times 10^3)^2 \mu_{gi} \phi c_{ti}}{m^2 k^2}$$

Donde:

$k$  : Permeabilidad horizontal obtenida del flujo radial (mD).

$q_{sg}$  : Gasto de gas en la superficie (mmpcd).

$T'$  : Temperatura del yacimiento (°R).

$\mu_{gi}$  : Viscosidad del gas a condiciones iniciales (cP).

$c_{ti}$  : Compresibilidad isotérmica total del yacimiento a condiciones iniciales (psia<sup>-1</sup>).

$\phi$  : Porosidad del yacimiento.

$m$  : Pendiente de la línea recta (psia<sup>2</sup>/cP/hr<sup>-1/2</sup>).

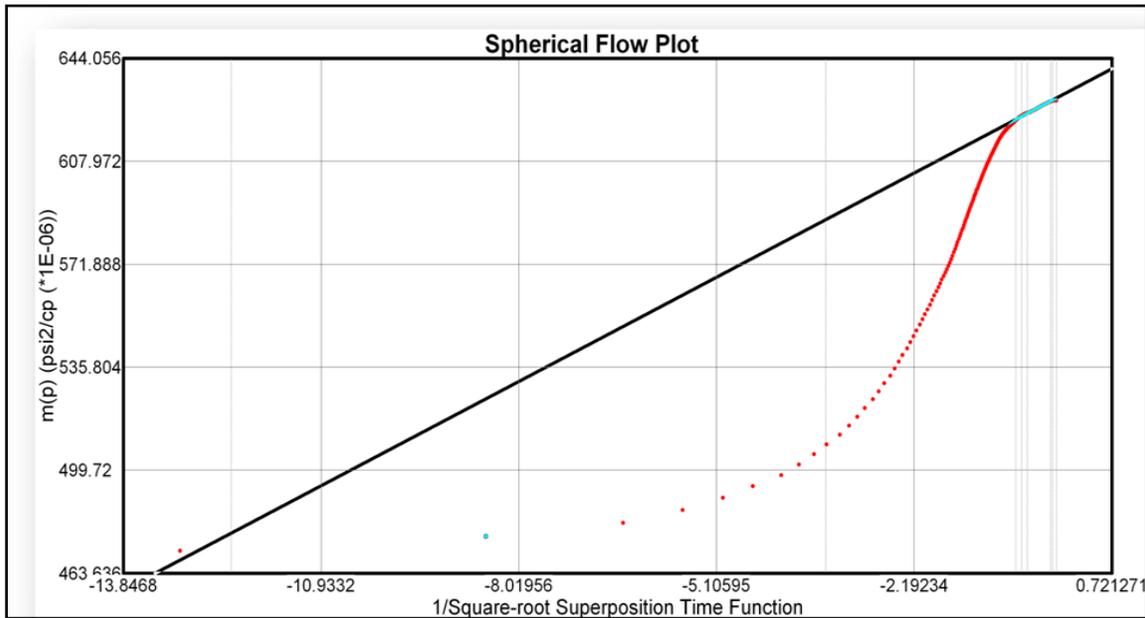


Figura 6-3 Gráfica especializada para el flujo esférico

Los resultados arrojados por el software se presentan en la **Tabla 6-1**

**Tabla 6-1 Resultados de la interpretación a la curva de incremento**

Cs=	0.0516	[bbl/psi]
Cd=	313.153	
V=	193.0223	[bbl]
Kp=	79.1312	[md]
Khp=	142.2275	[md.pie]
S=	5.324	
K=	183.0734	[md]
Kh=	4576.8348	[md.pie]

## Ejemplo 2

Se presentan los resultados de la interpretación de la prueba de presión producción realizada al pozo Tesis 2. La interpretación se realizó con ayuda del software PANSYSTEM<sup>M.R.</sup> y corresponde al período de cierre (curva de incremento). La **Fig. 6-4** muestra el comportamiento de la derivada de presión, en ella se observa, a tiempos cortos, el efecto de almacenamiento, identificado por la recta con pendiente unitaria, posteriormente se observa una línea recta de pendiente cero lo que se interpreta como flujo radial.

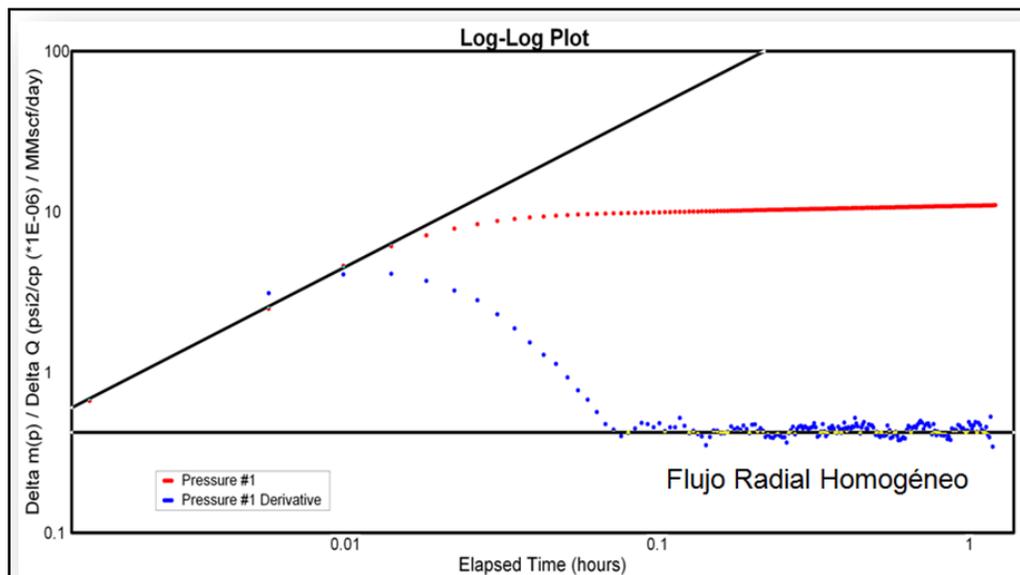


Figura 6-4 log m(p) vs log t

El modelo físico del pozo-yacimiento, en este caso corresponde a un pozo radial homogéneo, infinito. A partir de esta interpretación es posible determinar las características dinámicas del yacimiento; es decir, la permeabilidad horizontal.

Siguiendo la metodología descrita en el ejercicio anterior se determina el área y radio de drenaje, y volumen aparente del pozo. La **Fig. 6-5** muestra la gráfica cartesiana  $m(p)$  vs  $t$ , y su respectivo ajuste. Así mismo, se muestran los resultados de la interpretación.

Los resultados obtenidos arrojan una permeabilidad promedio del área de 21 md y un valor de daño ( $s$ ) de 6.9 el cual no es un daño grande y podría mejorarse mediante una estimulación.

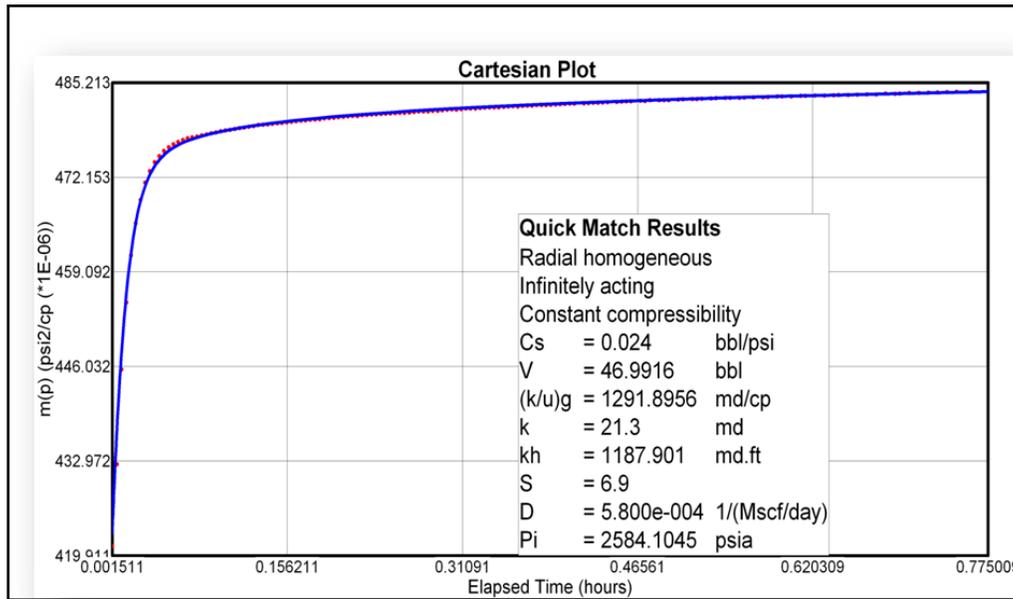


Figura 6-5 Simulación de la prueba de presión, gráfica  $m(p)$  vs t

### Ejemplo 3

Con este ejemplo se pretende ilustrar el uso de la derivada como una herramienta para el diagnóstico y validación de las operaciones de fracturamiento hidráulico realizados por las compañías de servicio.

El pozo Tesis 3 se fracturó hidráulicamente para mejorar sus condiciones de flujo, la gráfica de la derivada se presenta en la **Figura 6-6**, en ella se observan las líneas rectas correspondientes a flujo lineal ( $m = \frac{1}{2}$ ) y bilineal ( $m = \frac{1}{4}$ ) característico de un fracturamiento hidráulico.

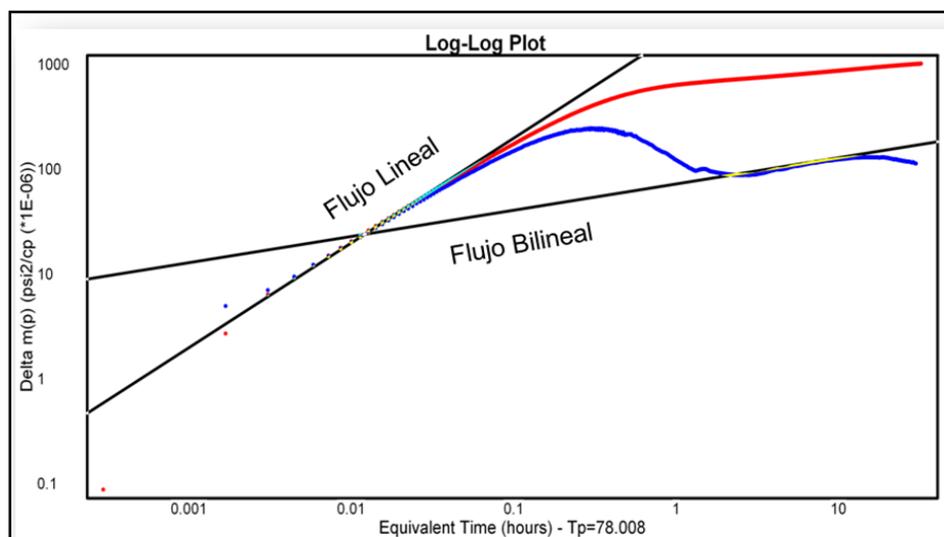


Figura 6-6 gráfica 6-8 log m (p) vs log t

La determinación de los parámetros de la fractura como la conductividad ( $k_f w_f$ ) se dejó pendiente debido a la poca información disponible, tanto del pozo, como del yacimiento.

De acuerdo al comportamiento de la derivada de presión es posible concluir que la operación de fracturamiento fue efectiva.

## **Conclusiones y Recomendaciones.**

- En la realización de las pruebas de presión producción se debe utilizar herramientas de alta resolución.
- La información de propiedades de los fluidos y petrofísicas es medular en la interpretación de las pruebas de variación de presión para el cálculo de la permeabilidad de la formación “k” y de la capacidad de flujo “Kh”.
- La interpretación de las pruebas de presión producción están sujetas a los criterios de interpretación del analista (ingeniero).
- La duración de cada evento (período de flujo en decremento o incremento) deberá tener la duración suficiente para definir con certeza los regímenes de flujo y con ello estimar las propiedades dinámicas del yacimiento.
- Es importante elaborar la gráfica de diagnóstico y especializada para identificar el régimen de flujo prevaleciente, y aplicar las ecuaciones del modelo físico correspondiente.
- La gráfica semi-log es de suma importancia para el cálculo de la permeabilidad radial y el daño a la formación.

- El uso de las gráficas especializadas  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt{t}$  y  $\Delta m(p)$  vs  $\sqrt[4]{t}$  es indispensable para evaluar los pozos fracturados hidráulicamente.
- Es recomendable que en cada pozo se realice una prueba de variación de presión, al inicio de su vida productiva. Esto permitirá caracterizar dinámicamente al yacimiento.
- Se debe realizar pruebas de variación de presión periódicamente con la finalidad de evaluar el daño a la formación, optimizar aparejos de producción y en su caso evaluar los fracturamientos hidráulicos.

## Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
$A$	Área de drene	acre
$\beta$	Coefficiente de velocidad	1/pie
$\bar{c}$	Compresibilidad del gas	$psia^{-1}$
$c_{gi}$	Compresibilidad del gas isotérmica a condiciones de yacimiento	$psia^{-1}$
$C_s$	Constante del pozo	
$c_t$	Compresibilidad isotérmica total del sistema	$psia^{-1}$
$c_{ti}$	Compresibilidad total del yacimiento a condiciones iniciales	$psia^{-1}$
$cte$	36177 para $V_{wb}$	Pie <sup>3</sup>
$cte$	203413 para $V_{wb}$	bbbl
$C_{wb}$	Compresibilidad del fluido en el pozo evaluado a la presión y temperatura del pozo y no a las condiciones del yacimiento.	$psi^{-1}$
$D$	Coefficiente de flujo no darciano	$psia^2/cp/(mpc)$
$\Delta m(p)_{1hr}$	Valor de la recta a 1 hora	$Psia^2/cp$
$\Delta m(p)_{daño}$	Caída de la pseudo-presión debida al daño	$Psia^2/cp$
$\Delta p_D$	Termino adimensional del promedio de la presión	psia
$[\Delta p^2]_{daño}$	Caída de la presión cuadrada debida al daño	$Psia^2$
$\Delta p'$	Función derivada de presión	

$dp/dx$	Gradiente de presión en la dirección del flujo	
$(\Delta t)$	Tiempo transcurrido desde el inicio del periodo	horas
$\Delta t$	Tiempo de duración de la prueba	horas
$F_{CD}$	Conductividad de la fractura adimensional obtenida del flujo bilineal	
$G_P$	Producción de gas acumulada	mmpcd @ c.e.
$h$	Espesor del yacimiento	pie
$int$	Intersección de la recta en la gráfica donde $\sqrt{t} = 0$ .	
$k$	Permeabilidad efectiva	mD
$\bar{k}$	Permeabilidad promedio "vertical radial",	mD
$k_f w_f$	Conductividad de la fractura	mD-pie
$kh$	Capacidad de flujo	mD-ft
$k_z$	Permeabilidad vertical	mD
$k_v$	Permeabilidad vertical	mD
$\lambda_t$	Movilidad total	
$L_w$	Longitud efectiva del pozo,	Pie
$\nabla^2 p$	Laplaciano de p	
$m$	Pendiente de la línea recta (por ciclo logarítmico)	
$\mu_g$	Viscosidad del gas	cP
$\bar{\mu}_g$	Promedio de la viscosidad del gas	cP
$\mu_{gi}$	Viscosidad del gas a condiciones de yacimiento	cP
$m_L$	Pendiente de la línea recta	psia <sup>2</sup> /cP/hr <sup>1/2</sup>

$m(p_{\Delta t=0})$	Valor de la pseudo presión para $\Delta t = 0$ ,	psia <sup>2</sup> /cP.
$m(p^*)$	Pseudo-presión inicial calculada o extrapolada de la línea recta	psia <sup>2</sup> /cP.
$m(p_i)$	Valor de la pseudo presión a condiciones iniciales	psia <sup>2</sup> /cP.
$m(p)_{int}$	Valor de la pseudo-presión a 1 hr tomado de la línea recta	psia <sup>2</sup> /cP.
$m(p_{wf})$	Pseudo-presión de fondo fluyendo	psia <sup>2</sup> /cP.
$m(p_{1hr})$	Valor de la pseudo-presión a 1 hr tomado de la línea recta	psia <sup>2</sup> /cP.
$\phi$	Porosidad del yacimiento	Fracción
$P$	Presión	psia
$p^{2*}$	Presión cuadrada inicial calculada o extrapolada de la línea recta	psia <sup>2</sup>
$p_{sc}$	Presión base=14.7	Pisa
$p_o$	Menor presión base	Psi
$p_i$	Presión inicial del yacimiento	Psia
$p_e$	Presión del yacimiento	Psi
$p_D$	Presión adimensional	
$p_{1hr}^2$	Valor de la presión cuadrada a 1 hr tomado de la línea recta	psia <sup>2</sup>
$q$	Flujo volumétrico	Mmpcd
$q_D$	Gasto adimensional	
$q_{sc}$	Gasto	Mmpcd @ c.s.
$q_{sc1}$	Gasto de gas de la primera prueba	Mmpcd @ c.s.

$q_{sc2}$	Gasto de gas de la segunda prueba	Mmpcd @ c.s.
$q_{sc3}$	Gasto de gas de la tercera prueba	Mmpcd @ c.s.
$q_{sg}$	Gasto de gas en la superficie	Mmpcd @ c.s.
$r$	Distancia radial	Pie
$r_w$	Radio del pozo	Pie
$r_D$	Radio adimensional	
$r_w$	Radio del pozo	Pie
$r_e$	Radio de drene	Pie
$S$	Daño por convergencia de flujo	
$s$	Factor de daño real (mecánico).	
$s'$	Factor de daño total	
$s'_1$	Factor de daño total de la primera prueba	
$s'_2$	Factor de daño total de la segunda prueba	
$s'_3$	Factor de daño total de la tercera prueba	
$t$	Tiempo	Hr
$T$	Temperatura del yacimiento	°R
$T'$	Temperatura del yacimiento	°R
$t_D$	Tiempo adimensional	
$t_p$	Tiempo de producción	Hr
$T_{wb}^2$	Temperatura del pozo	°R <sup>2</sup>
$T_{sc}$	Temperatura base=520°	°R
$V$	Volumen del aparente pozo	Bbl

---

$V_{wb}$	Volumen de la tubería de producción (pozo con empacador en el fondo) o volumen del espacio anular (pozo sin empacador en el fondo).	bbl
$v$	Velocidad del gas	Pie/s
$W_f$	Ancho del yacimiento	Pie
$X_f$	Tamaño de la fractura	pie
$\bar{z}$	Factor de compresibilidad promedio	
$z$	Factor de desviación del gas	
$z_i$	Factor de compresibilidad del gas a condiciones de yacimiento	

## **Bibliografía**

- Amanat U. Ch.: "Gas Well testing Handbook", ELSEVIER ,Houston texas 2003 pag.11-83
- Cinco-Ley, H y Samaniego ,V.F. "Pressure Transient Analysis for Naturally Fractured Reservoirs", paper SPE 11026 1982 Nueva Orleans
- Dr. Rodríguez N. R.: "Apuntes de Ingeniería de yacimientos de gas" 2008
- Bourdet D., Ayoub, J.A. y Pirard, Y.M, "Use of Pressure Derivative in Well-test interpretation", paper SPE 1277 junio 1984  
SPE, FLOPETROL-JHONSON SCHLUMBERGER, junio 1989.
- Bourdet D., Well Test Analysis: "The Use of Advanced Interpretation Models", Handbook of Petroleum Exploration and Production, ELSEVIER SCIENCE B.V. Paris, France 2002
- McCain William D. Junior. "The Properties of Petroleum Fluids"  
Segunda edición, Ed.Penn Well Books Tulsa Oklahoma1990
- Ramírez S. J., et all: "Productividad de Pozos Petroleros"  
México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2007
- S. Mishra y H.J. Ramey, Jr. "A New Derivative Type-Curve For Pressure Buildup Analysis with Boundary Effects" Standford California Enero 1987