



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO**

**“MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL
ÁREA DE DRENE”**

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

**REYES GARCÍA MIGUEL
VARGAS HERNÁNDEZ JUAN EMMANUEL**

DIRECTOR DE TESIS: Dr. RAFAEL HERRERA GÓMEZ

MÉXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2009



AGRADECIMIENTOS

MIGUEL:

A mis padres, DANIEL REYES VELÁZQUEZ y LETICIA GARCÍA QUIRINO, que son los pilares más grandes de mi vida, que me dieron todo su cariño y amor, e hicieron de mí, lo que ahora soy. Los quiero mucho.

A mi hermano DANIEL REYES GARCÍA, por el gran apoyo que me brindo durante toda mi trayectoria escolar, y las enseñanzas que me has dejado en cada momento de nuestras vidas. Te quiero mucho hermano.

A mis familiares en especial a mis abuelos CRISÓFORO GARCÍA, OFELIA QUIRINO[†], SEVERIANO REYES y LUCIA VELÁZQUEZ, Que son las cabezas de la familia, se que mis abuelas estarán orgullosas de lo que soy, a todos los quiero mucho.

A mi amigo EMMANUEL VARGAS HERNÁNDEZ, un amigo que no se encuentra fácilmente, gracias por tu amistad.

A cada uno de mis compañeros que siguieron conmigo este largo camino de mi educación, con ellos crecí y conocí una vida increíble e inolvidable, gracias a todos que me brindaron su amistad y cariño en esos momentos buenos y malos.

A mis sinodales y profesores de mi querida Facultad, que fueron mi guía en este mundo para lograr mi formación como profesional, les estoy eternamente agradecido.

A todas aquellas personas que me faltaron decir, que de alguna manera me apoyaron e hicieron posible este logro.

EMMANUEL:

Primeramente agradezco a mi DIOS ETERNO que me permitió cumplir este sueño que parecía imposible de lograr, gracias a el que estuvo a mi lado todo el tiempo reconfortándome y levantándome cuando caía.

Gracias a mis padres JUAN VARGAS SANTOS y LUZ HERNÁNDEZ VALDEOLIVAR, que me apoyaron en este largo y difícil camino, que creyeron en mí todo el tiempo dándome todo su apoyo. Ellos me inculcaron valores y enseñanzas muy importantes en mi vida.

Gracias a todas las personas que me rodearon en el transcurso de este logro, personas que fueron una parte de suma importancia, y muchas de esas personas llegaron a ser mis verdaderos amigos.

Mi admiración y respeto para cada uno de mis profesores por todas sus enseñanzas y que me instruyeron en el conocimiento de la carrera así como de la vida.

Gracias a cada uno de los sinodales por tomarse la molestia de leer y dedicarle tiempo a este trabajo, para que fuera mejorado.

Gracias a REYES GRACIA MIGUEL por que ha sido un buen compañero de tesis y un verdadero amigo ya que me ha apoyado en los buenos y malos momentos.

Gracias a Dr. RAFAEL HERRERA por guiarme y apoyarme incondicional mente en la elaboración de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	3
I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	6
I.1 Geometrías de Flujo	10
I.1.1 Flujo Lineal	12
I.1.2 Flujo Radial	17
I.2 Regímenes de Flujo	22
I.2.1 Flujo Estacionario	23
I.2.2 Flujo Transitorio	26
I.2.3 Flujo Pseudoestacionario	28
II. MÉTODOS PARA DETERMINAR EL ÁREA DE DRENE	32
II.1 Método de Muskat	32
II.2 Método de Brownscombe y Kern	35
II.3 Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH)	35
II.4 Método de Chatas	36
II.5 Método de Matthews, Brons y Hazebroek (MBH)	37
II.6 Método de Tek, Grove y Poettman	39
II.7 Método de Jones	40
II.8 Método de Van Poolen	42
II.9 Método de Dietz	43
II.10 Método de Earlougher, Jr., Ramey, Jr., Miller y Mueller	46
II.11 Método de Earlougher, Jr.	47
II.12 Método de Balderas	50
II.13 Método de Cinco y González	53
II.14 Reflexiones sobre los Métodos para la Determinación del Área de Drene	54

III. CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE UTILIZANDO DATOS DE PRODUCCIÓN	57
III.1 Comportamiento de un Pozo que Produce a Presión Constante en un Área de Drene Cerrada	57
III.2 Análisis por Curva Tipo	65
III.3 Análisis por Declinación Exponencial	67
III.4 Limitaciones de la Metodología	71
IV. ÁREA DE DRENE EN POZOS HORIZONTALES	72
IV.1 Ejemplo 1	75
IV.2 Ejemplo 2	77
IV.3 Ejemplo 3	80
V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN	84
V.1 Ejemplo 1	84
V.2 Ejemplo 2	90
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
APÉNDICE	97
GLOSARIO	109
NOMENCLATURA	113
BIBLIOGRAFÍA	118

INTRODUCCIÓN

La imperiosa necesidad de optimizar los diversos procesos que involucran el flujo de fluidos en medios porosos, dio la pauta de trabajo a un grupo de investigadores para darse la tarea de calcular el área de drene de un pozo productor de hidrocarburos.

Uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta en el desarrollo de un yacimiento, es el volumen de hidrocarburos recuperables. Para su determinación se han desarrollado procedimientos que permiten estimar este y otros factores muy importantes en la caracterización de los yacimientos petroleros.

Existen varios modelos de flujo en sistemas radiales que se pueden utilizar para interpretar los problemas de flujo en yacimientos irregulares. En el caso particular de analizar la cantidad de fluido (hidrocarburo) que está siendo drenado por un pozo, existen diferentes métodos; estos son representados en la literatura por sus autores. Dependen de la definición usada, un tanto arbitraria, del radio de drene. De esta manera, diversas definiciones se han dado para el radio de drene, sin llegar a ser fronteras físicas o discontinuidades.

Haciendo una remembranza de los métodos más relevantes desarrollados para la determinación del el área de drene de un pozo, puede decirse que MUSKAT fue el primero en plantear el problema de determinar el área de drene de un pozo, basado en las suposiciones de que el fluido se extrae a un gasto constante y en el que pasará por un conjunto discontinuo de periodos que van desde un estado altamente transitorio a un estado estacionario.

MILLER, DYES y HUTCHINSON, usan exactamente la misma ecuación que BROWNSCOMBE y KERN y la hacen extensiva al flujo de fluidos en dos fases. BROWNSCOMBE y KERN definen el tiempo de estabilización, como el tiempo requerido para que el yacimiento alcance el estado de equilibrio, en el cual los cambios de presión sean menores del 2 % cuando el yacimiento está produciendo a un gasto constante. CHATAS aparentemente usa la misma filosofía que utilizó MUSKAT con relación al tiempo de estabilización. MATTHEWS, BRONS y HAZEBROEK calculan la presión promedio en un yacimiento cerrado; lo dividen en una serie de zonas drenadas individualmente por cada pozo, utilizando el criterio que en estado pseudoestacionario el volumen de drenaje individual es proporcional al gasto de producción de cada pozo. Por su parte TEK, GROVE y POETTMANN estudian el comportamiento de pozos de gas natural y formulan expresiones que permiten determinar el índice de prueba, el radio de drenaje y el radio efectivo del pozo.

JONES desarrolla su trabajo tomando como base la analogía que existe entre el flujo de calor en una placa semi-infinita y el flujo de fluidos en un sistema lineal, definiendo dos parámetros como son el radio de drenaje y el tiempo de viaje. VAN POOLEN en su trabajo hace uso de la función Y de JONES, y la principal suposición hecha es que existe un cambio brusco entre los comportamientos infinito y finito, eliminando la zona de transición.

DIETZ determina la presión promedio del yacimiento de una manera más simple que la presentada por MBH; define un factor de forma C_A que depende de la forma del yacimiento y de la presión del pozo dentro de él. EARLOUGHER, JR.; RAMEY, JR.; MILLER y MUELLER simplifican el cálculo de las soluciones para sistemas de flujo finito; usan el principio de superposición para tabular la caída de presión adimensional para varios puntos en un cuadrado cerrado, con un pozo en el centro; este modelo nos sirve para patrón para generar el comportamiento de flujo de cualquier forma

rectangular para el cual los lados están en una relación entera. EARLOUGHER, JR, solamente analiza los primeros datos de una prueba de decremento y los últimos puntos de una prueba de límite de yacimiento; esta información la utiliza para estimar la forma de la región de drene y la localización del pozo dentro de ella. Finalmente CINCO y GONZALEZ calculan la forma y tamaño del área de drene de un pozo, así como, la localización de este dentro del área, por medio del ajuste de curvas obtenidas de los datos de pruebas de decremento de presión, a curvas tipo elaboradas para diferentes áreas de flujo, utilizando el principio de "superposición".

En el presente trabajo se usan las funciones fuente y de Green para hacer un análisis del comportamiento del flujo en diferentes formas geométricas de drene y localizaciones del pozo dentro de ella. Se calcula el factor de forma, C_A , el final del periodo infinito y el inicio del comportamiento pseudoestacionario. Obtenemos el comportamiento del flujo en sus tres periodos (infinito, transición y pseudoestacionario) en una forma continua. Además, analizamos el comportamiento de la declinación transitoria del gasto para pozos que producen a presión constante y su extensión a pozos horizontales.

I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Se ha considerado que los fluidos en la roca del yacimiento están restringidos a una cierta área en la que se pueden mover hacia el pozo de producción; las fuerzas que desplazan a los fluidos en el medio poroso pueden ser originados por:

- a) La presión ejercida por el empuje de agua.
- b) El empuje de gas libre.
- c) La expansión del gas disuelto en el aceite.
- d) La segregación gravitacional.

Estos efectos se dejan sentir al abrir un pozo a producción, en el contorno de éste, a la distancia hacia donde hay un drenado de fluidos se le denomina "Radio de Drene" la cual da una forma geométrica irregular como se puede ver en la Figura I.1, donde se tiene la configuración para formaciones estratificadas.

Para cada una de estas capas se tienen determinadas características, que es lo que hace que cada capa tenga su propia área de drene.

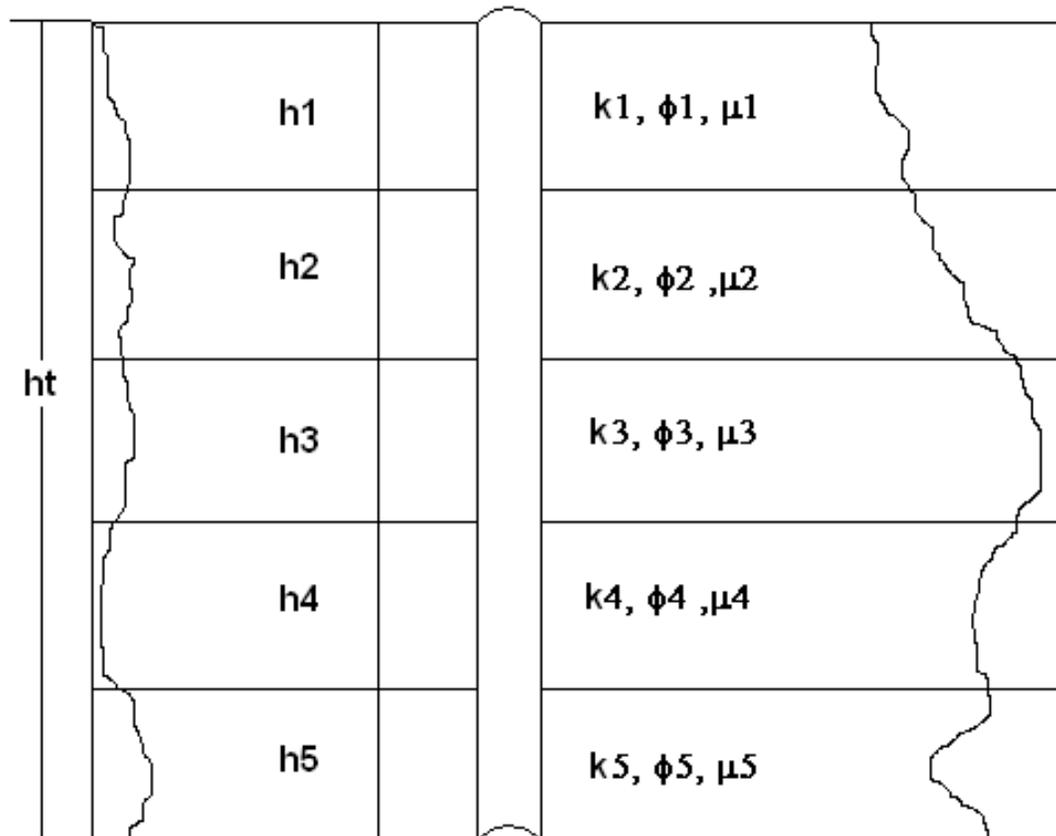


Figura I.1. Radio de drene para un yacimiento estratificado.

Se ha considerado el sistema de flujo radial como el más adecuado para representar el flujo de los fluidos hacia el pozo, quedando que para diferentes tiempos de producción el radio de drene va cambiando el comportamiento de la presión como se puede ver en la Figura I.2, donde se presentan curvas de la variación de presión con la distancia radial para diferentes tiempos de producción.

El flujo o movimientos de los fluidos se supone que ocurre entre dos superficies cilíndricas concéntricas, una exterior que corresponde al radio de drene (r_e) y la interior que corresponde al radio del pozo (r_w) a cada uno de estos radios le corresponde un valor constante de presión p_e y p_w . La Figura I.3 ilustra estas superficies así como el área de drene.

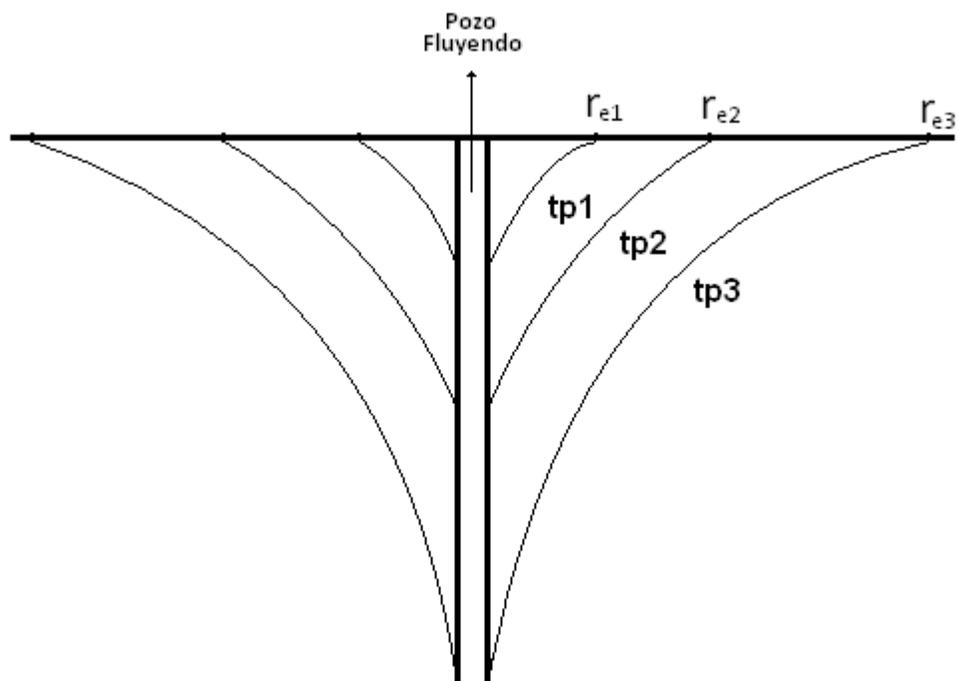


Figura. I.2. Comportamiento de la presión con la distancia radial a diferentes tiempos de producción.

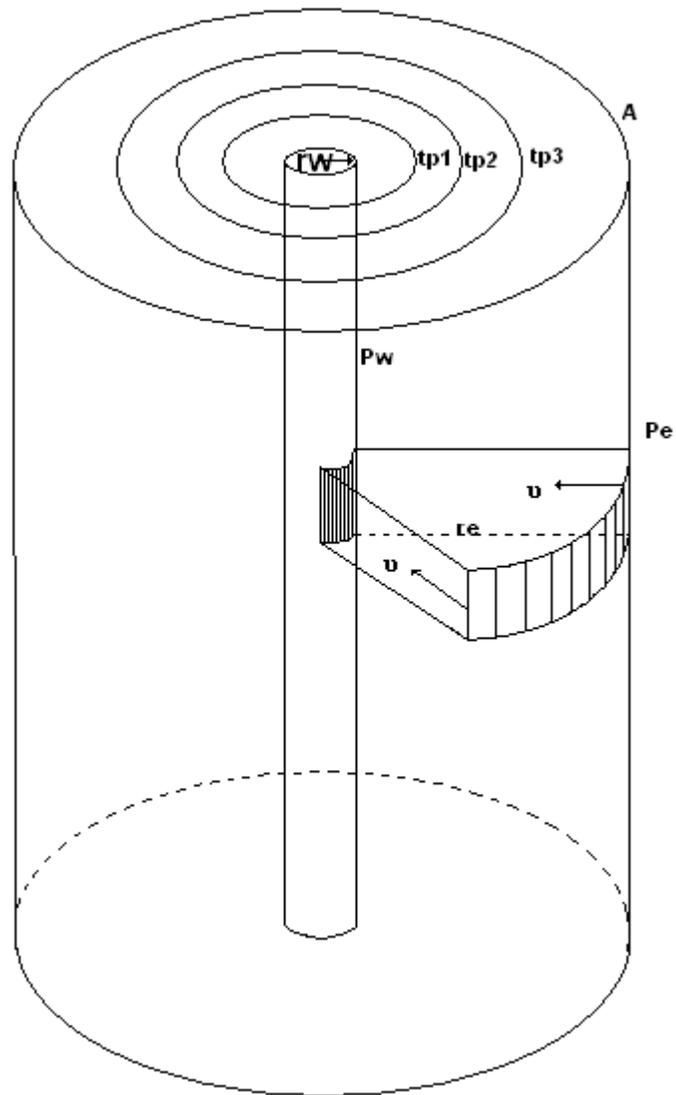


Figura. I.3. Áreas de drenaje para un sistema de flujo radial a diferentes tiempos de producción.

I.1 Geometrías de Flujo

En el flujo de fluidos del yacimiento a pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las cuales se indican a continuación:

- Flujo cilíndrico/radial (Figura I.4).
- Flujo convergente (Figura I.5).
- Flujo lineal (Figura I.6).
- Flujo elíptico (Figura I.7).
- Flujo hemisférico (Figura I.8).
- Flujo esférico (Figura I.9).

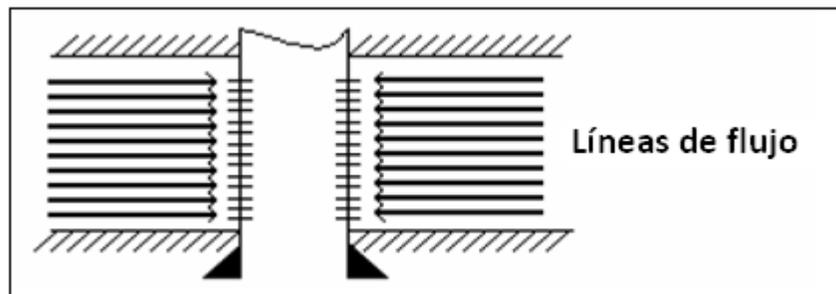


Figura I.4. Flujo cilíndrico/radial

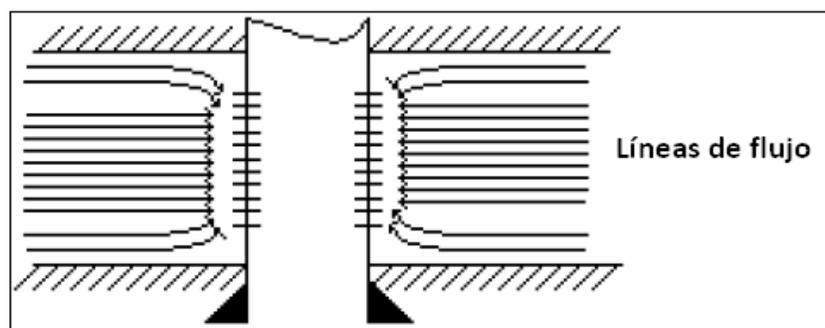


Figura I.5. Flujo convergente

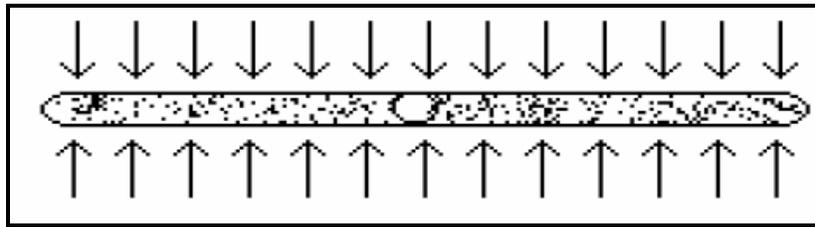


Figura I.6. Flujo lineal

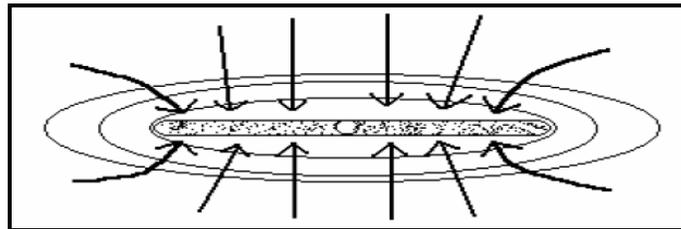


Figura I.7. Flujo elíptico

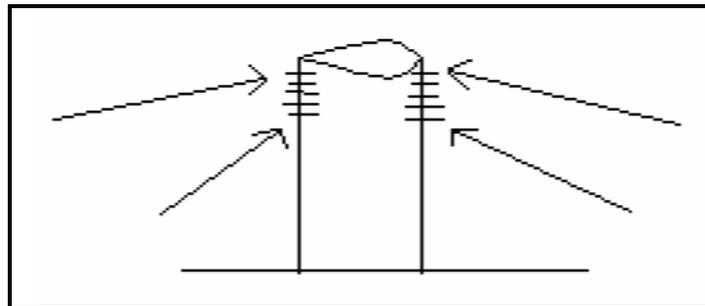


Figura I.8. Flujo hemisférico.

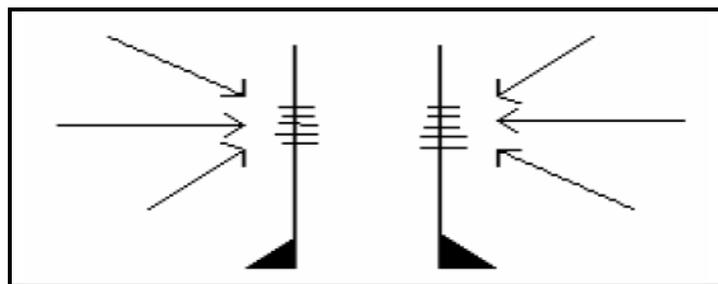


Figura I.9. Flujo esférico.

De acuerdo con Golan y Wilson, los flujos radial y lineal son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas. Las ecuaciones que describen este tipo de flujos son particulares de Darcy considerando las geometrías de flujo y tipo de fluidos producidos por el pozo.

Para el desarrollo de las ecuaciones de flujo, se tomara como base la Ley de Darcy escrita en forma diferencial, es decir:

$$q = VA = -\frac{k_a A}{\mu} \frac{dp}{dx}, \quad \text{.....(1.1)}$$

donde:

A:	Área abierta al flujo	[pie ²]
k _a :	Permeabilidad absoluta del medio poroso	[mD]
q:	Gasto volumétrico	[bl/día]
V:	Velocidad aparente del fluido	[pie/seg]
μ:	Viscosidad del fluido	[cp]
dp/dx:	Gradiente de presión en x	[lb/pg ² /pie]

I.1.1 Flujo Lineal

Para flujo lineal, considerado área de flujo constante. La ecuación 1.1 será integrada para obtener la caída de presión ocurrida a lo largo de la longitud L. Figura I.10:

$$\int_{p^1}^{p^2} \frac{k_a}{\mu} dp = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad \text{.....(1.2)}$$

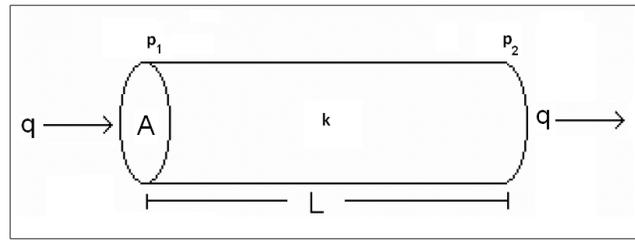


Figura I.10. Geometría de flujo lineal

Si se considera que k , μ , y q son independientes de la presión, o que puedan ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, la ecuación 1.2 quedaría como:

$$\int_{p_1}^{p_2} dp = \frac{q\mu}{k_a A} \int_0^L dx \quad \text{.....(1.3)}$$

Cuyo resultado sería

$$p_2 - p_1 = \frac{q\mu}{k_a A} L \quad \text{.....(1.4)}$$

o bien;

$$q = \frac{c k_a A (p_1 - p_2)}{\mu L} \quad \text{.....(1.5)}$$

donde c es un factor de conversión de unidades. El valor de c es 1.0 para unidades de Darcy y 1.127×10^3 para unidades de campo.

Se puede observar de la ecuación 1.4, que la gráfica en coordenadas cartesianas de p contra L producirá una línea recta de pendiente constante, $-\frac{q\mu}{kA}$. Esto es, la variación de la presión con respecto a la distancia es lineal. Si el fluido producido es compresible, el gasto que se obtenga estará en función de la presión. Ahora bien, considerando, el hecho de que el gasto másico (ρq) debe ser constante y expresando la densidad en términos de presión, temperatura y la densidad relativa del gas, se puede mostrar que la ecuación 1.4 se transforma en:

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.932 T \mu L}{k_a A} q @c.s. \quad \dots\dots(1.6)$$

Donde:

A:	Área	[pie ²]
k _a :	Permeabilidad absoluta	[mD]
L:	Longitud	[pie]
p:	Presión	[lb/pg ² /pie, abs]
q @ _{c.s}	Gasto	[pie ³ /día]
T:	Temperatura	[R]
μ:	Viscosidad del fluido	[cp]

Para flujo de alta velocidad, en donde la turbulencia o flujo no Darciano pueda existir, la Ley de Darcy debe ser modificada para poder calcular la caída de presión extra causada por la turbulencia. Aplicando la corrección por turbulencias a las ecuaciones (1.4) y (1.6) resulta.

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{\mu_o B_o L}{1.129 \times 10^{-3} k_o A} q_o + \frac{9.03 \times 10^{-13} B_o^2 \beta \rho_o L}{A^2} q_o^2 \quad \dots\dots(1.7)$$

Para flujo de aceite.

Donde:

A: Área abierta al flujo	[pie ²]
B _o : Factor de volumen de aceite	[$\frac{bl_o @ cy.}{bl_o @ cs.}$]
K _o : Permeabilidad al aceite	[mD]
p _i : Presión corriente arriba	[$\frac{lb}{pg^2} abs$]
p ₂ : Presión corriente abajo	[$\frac{lb}{pg^2} abs$]
q _o : Gasto de aceite	[$\frac{bl_o @ cs.}{día}$]
β: Coeficiente de velocidad	[<i>pie</i> ⁻¹]
μ _o : Viscosidad de aceite	[cp]
ρ _o : Densidad del aceite	[$\frac{lb_m}{pie^3}$]

Para flujo de gas

$$p_1^2 - p_2^2 = \frac{8.93 \mu_g LT}{k_g A} q @c.s + \frac{1.247 \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q^2 @c.s \quad \dots\dots(1.8)$$

Donde:

A: Área de flujo	[<i>pie</i> ²]
k _g : Permeabilidad del gas	[mD]

$q_{@c.s}$: Gasto de gas a 14.7 [$\frac{lb}{pg^2} abs$], y 60 °F [$\frac{pie^3}{día}$]

T: Temperatura de flujo [R]

Z: Factor de compresibilidad del gas evaluado a T y P [Adimensional]

β : Coeficiente de velocidad [pie⁻²]

γ_g : Densidad relativa del aceite (gas=1) [Adimensional]

μ_g : Viscosidad del gas a T. y P. [cp]

Una estimación para el coeficiente de velocidad β se puede obtener a partir de:

$$\beta = a k^{-b} \quad \dots\dots(1.9)$$

Donde:

a y b son aproximaciones que pueden obtenerse a partir de la Tabla 1, establecida por Geertsma (1974):

Tabla 1 Coeficientes para a y b.

Tipo de formación	A	B
Consolidada	$2.329 \cdot 10^{10}$	1.2
No consolidada	$1.470 \cdot 10^7$	0.55

I.1.2. Flujo Radial

La ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante, por lo tanto, deberá ser incluida en la integración de la ecuación 1.1. Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la Figura I.8, el área de la sección transversal abierta al flujo ilustrada en la Figura I.3, el área de la sección transversal abierta al flujo para cualquier radio sería $A = 2 \pi r h$.

Del mismo modo, definiendo como negativo el cambio en la presión con respecto a la dirección de flujo $-\frac{dp}{dx}$. Haciendo estas sustituciones en la ecuación 1.1 se obtiene:

$$q = \frac{2 \pi h k_a dp}{\mu dr} \quad \text{.....(1.10)}$$

Para flujo de aceite

Cuando se aplica la ecuación de Darcy para flujo de aceite en un yacimiento, se asume que solo el aceite es ligeramente compresible. Una pequeña variación en el gasto q_o con respecto a la presión puede ser relacionada por medio de un factor de volumen de aceite, B_o , por lo tanto el gasto puede ser expresado a condiciones superficiales o de tanque de almacenamiento. Por consiguiente, para un flujo de aceite la ecuación 1.10 quedaría como:

$$q_o B_o = \frac{2 \pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) \quad \text{.....(1.11)}$$

O bien:

$$2 \pi h \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad \text{.....(1.12)}$$

Cuando se integra esta ecuación, usualmente se asume que la función presión, $f(p) = \frac{k_o}{\mu_o B_o}$, es independiente de la presión o que puede ser evaluada a la presión promedio drenado del pozo.

Utilizando esta consideración e integrando la ecuación 1.12 en la vecindad del radio de drene del pozo, se obtiene;

$$q_o = \frac{2 \pi r h k_o (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{.....(1.13)}$$

Para unidades de campo la ecuación 1.13 quedaría como:

$$q_o = \frac{0.00708 h k_o (p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{.....(1.14)}$$

Donde:

B_o : Factor de volumen del aceite	$\left[\frac{bl_o @ cy.}{bl_o @ cs.} \right]$
k_o : Permeabilidad al aceite	[mD]
h : Espesor del yacimiento	[pie]
p_e : Presión a $r=r_e$	$\left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$
p_{wf} : Presión de fondo fluyendo	$\left[\frac{lb}{pg^2} abs \right]$

q_o : Gasto de aceite @c.s.	$\left[\frac{bls}{día}\right]$
r_e : Radio de drene del pozo	[pie]
r_w : Radio del pozo	[pie]
μ_o = Viscosidad del aceite	[cp]

La ecuación 1.14 se aplica para régimen estacionario (p_e : constante), flujo laminar de un pozo en el centro de un área circular de drenado. Ahora bien, la ecuación 1.14 es más útil si se expresa en términos de la presión media del yacimiento \bar{p}_y y para régimen pseudoestacionario o flujo estabilizado ($\bar{p}_y - p_{wf}$: constante):

$$q_o = \frac{0.00708 h k_o (\bar{p}_y - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{.....(1.15)}$$

Donde:

\bar{P}_y : Presión promedio en el volumen de drene de un pozo $\frac{lb}{pg^2} abs$

Los otros términos son los mismos en la ecuación 1.14.

Para flujo de gas

Al integrar la ecuación 1.11 para flujo de gas, se considera que el flujo másico (ρq) es constante, y aplicando la ecuación de estado de los gases se tiene que:

$$\rho = \frac{pm}{zRT} \quad \text{.....(1.16)}$$

Además se sabe que:

$$\rho q = \rho @c.s q @c.s$$

Despejando a $q @c.s$

$$q @c.s = \frac{\rho q}{q @c.s} = \frac{p T @c.s}{p @c.s T Z} \frac{2\pi r h k_g dp}{\mu_g dr} \quad \text{.....(1.17)}$$

Integrando:

$$\int_{p_{wf}}^{p_e} p dp = \frac{q @c.s \mu_g T p @c.s z}{2\pi r h k_g T @c.s} = \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad \text{.....(1.18)}$$

El resultado de la integración sería:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{q @c.s \mu_g z T p @c.s \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\pi h k_g T @c.s} \quad \text{.....(1.19)}$$

Modificando la ecuación 1.19 para flujo estabilizado, presión media del yacimiento, y definiendo $p @c.s. = 14.7 \frac{lb}{pg^2} abs$ y $T @c.s = 520 R$, resultaría una ecuación para flujo de gas en unidades de campo, es decir:

$$q @c.s = \frac{703 \times 10^{-6} h k_g (\overline{p_y^2} - p_{wf}^2)}{\mu_g z T \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{.....(1.20)}$$

Donde:

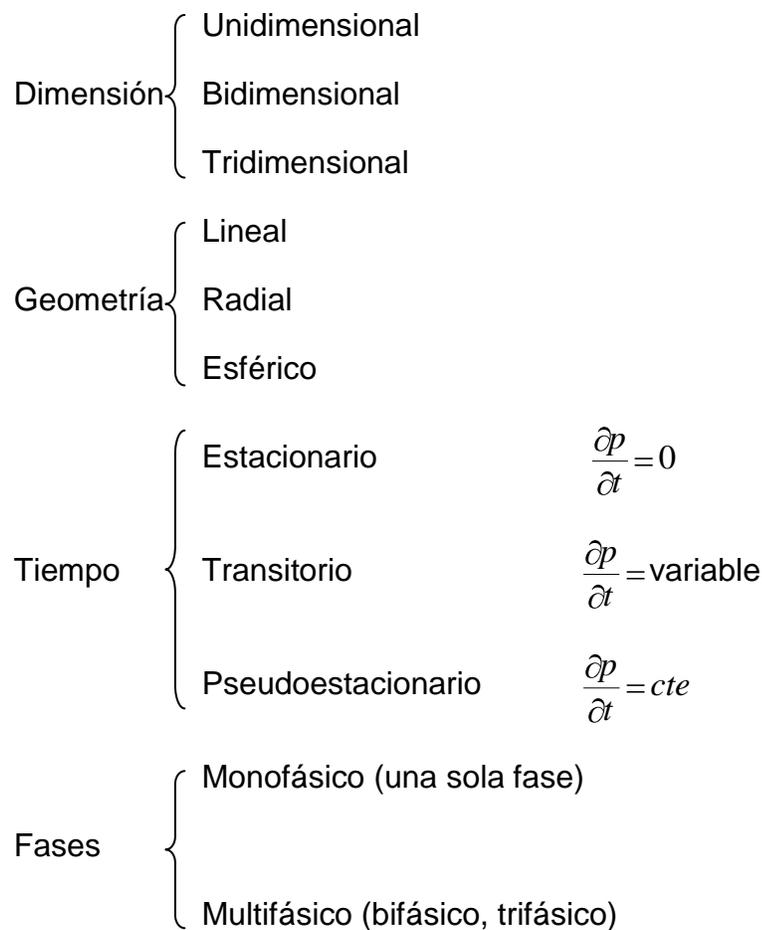
k_g :	Permeabilidad al gas	[mD]
h :	Espesor del yacimiento	[pie]
\bar{p}_y :	Presión media del yacimiento	$[\frac{lb}{pg^2}abs]$
p_{wf} :	Presión de fondo fluyendo	$[\frac{lb}{pg^2}abs]$
$q_{g@c,s}$:	Gasto de gas	$[\frac{miles\ pie^3}{día}]$
r_e :	Radio de drene	[pie]
r_w :	Radio del pozo	[pie]
T :	Temperatura de yacimiento	[R]
z :	Factor de compresibilidad del gas a T y p	[Adimensional]
μ_g :	Viscosidad del gas a T y $p=0.5(p_y + p_{wf})$	[cp]

Como se puede observar, la forma que adquiera la ecuación de afluencia para un determinado pozo, dependerá del tipo de fluidos producidos por el pozo, así como también la geometría y régimen de flujo presentes en el sistema roca-fluidos.

I.2. Regímenes de Flujo

En un medio poroso se tienen diferentes tipos de flujo que se pueden clasificar de acuerdo a la dimensión, geometría, tiempo y fase.

Tal clasificación es la siguiente:



En el comportamiento de la presión de un pozo que produce a gasto constante se pueden identificar tres periodos de flujo, los cuales se presentan en la Figura I.11.

- A. Flujo Estacionario.
- B. Flujo Transitorio.
- C. Flujo Pseudoestacionario.

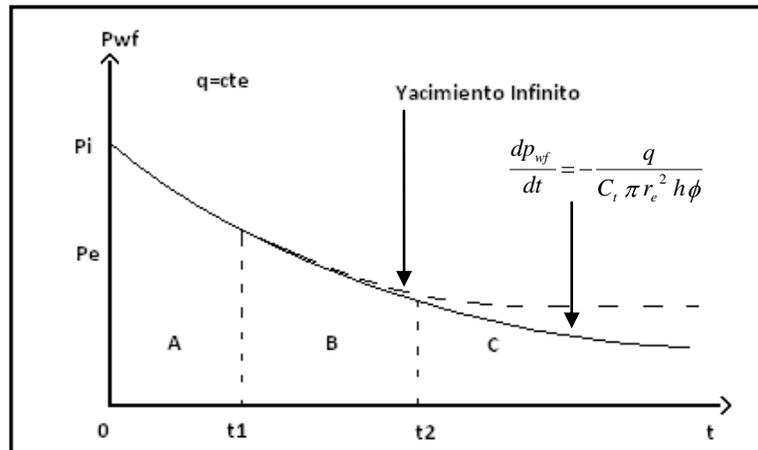


Figura I.11. Respuesta típica de la presión cuando se pone a producción un pozo.

I.2.1. Flujo Estacionario

Muchos yacimientos producen bajo régimen estacionario. Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento está produciendo con un fuerte empuje de agua, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento.

Para que la situación de flujo estacionario este presente, es condición necesaria que el gasto másico a lo largo del yacimiento sea igual al gasto másico que sale del yacimiento. Estas condiciones son cercanamente aproximadas, cuando un yacimiento presenta un fuerte mecanismo de empuje de agua, un casquete de gas asociado, o bien, se realiza alguna operación de recuperación secundaria.

La distribución de presión y gasto para tal sistema se muestra en la Figura I.12. Esta distribución de presión y gasto permanece en el área de drene durante el flujo estacionario.

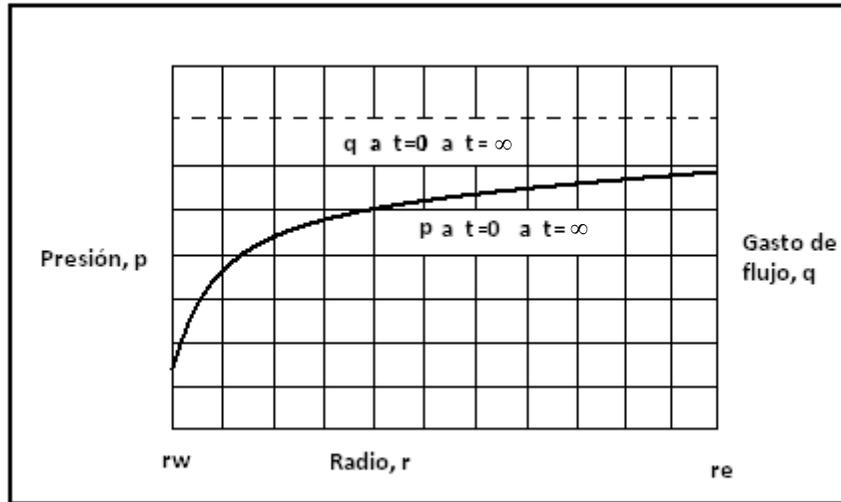


Figura I.12. Distribución de presión y gasto para flujo estacionario

De acuerdo con la ecuación de Darcy considerando flujo radial, ésta se puede expresar en términos de gradiente de presión $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ para cualquier radio de drene.

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta r}\right)_r = \frac{q\mu}{1.127k_a A_r} \quad \text{.....(1.21)}$$

El signo menos ha sido eliminado debido a que la distancia, r , es medida en contra de la dirección de flujo. En consecuencia, la pérdida de presión ocurre con la disminución del radio y $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ es positivo.

El área de la sección transversal se representa con el subíndice r , para indicar que es una función de radio de drenaje. De esta forma el gradiente de presión es también una función del radio y de forma similar se representa con un subíndice r , para un radio r y un gasto q en particular, la pendiente de la gráfica presión contra el radio $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ permanece constante todo el tiempo en el que no hay cambio en la saturación, la cual podría cambiar la permeabilidad efectiva k_e . En consecuencia, durante el tiempo en que permanece constante el gasto, la distribución de presión también permanece constante.

Esta idea puede ser amplificada para aplicarse a fluidos compresibles, por ejemplo, un gas, si el gasto se establece en unidades convenientes, por ejemplo pies cúbicos estándar. De este modo, el historial de presión y gasto del pozo pueden ser empleados para determinar si un pozo se encuentra en régimen de flujo estacionario.

Para que tal situación ocurra, el flujo a través del radio de drenaje, r_e , deberá ser igual a el flujo a través del radio del pozo, r_w , y el mismo fluido deberá cruzar ambos radios. En general, el flujo estacionario ocurre cuando no existe cambio en la densidad del fluido en cualquier posición del yacimiento como función del tiempo. Prácticamente, esto significa que no existirá cambio en la presión en cualquier posición del yacimiento. Es decir, la variación de la presión con respecto al tiempo será cero $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$.

Las ecuaciones de flujo estacionario son además útiles en el análisis de las condiciones cercanas al pozo sin que se presenten errores significativos. Es decir que las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser utilizadas para representar períodos cortos de tiempo alrededor del pozo.

I.2.2. Flujo Transitorio

El flujo transitorio es aquel que ocurre mientras el gasto y/o presión cambian con el tiempo $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{variable}$. La siguiente Figura I.13 muestra la gráfica de presión contra gasto a diferentes tiempos para un yacimiento bajo condiciones de flujo transitorio.

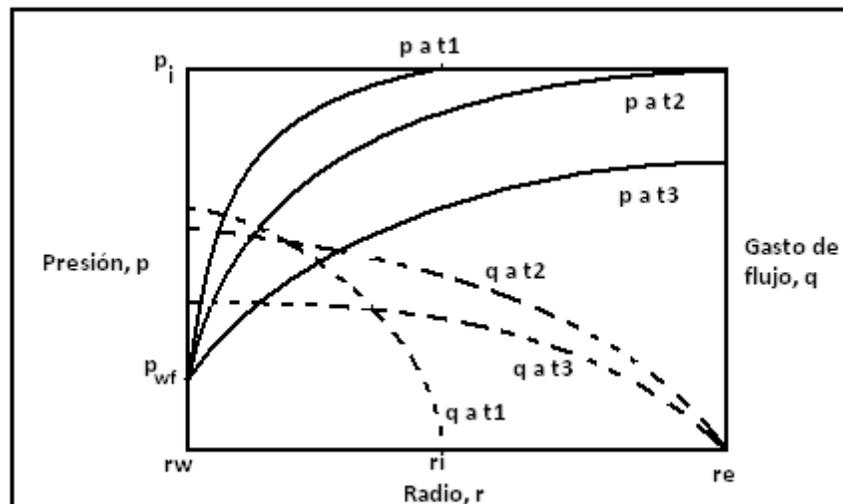


Figura I.13. Distribución de presión y gasto para flujo transitorio para una presión de pozo p_w , constante.

Inicialmente, la presión es uniforme a lo largo del yacimiento a la presión inicial, p_i , la cual representa el tiempo cero de producción. No existe flujo de agua o movimiento de otros fluidos a través de r_e , lo cual implica que se tienen condiciones de frontera cerrada.

Las condiciones de frontera cerrada representan una zona donde no existe entrada de fluidos en el área de drene. Generalmente, las condiciones de frontera cerrada se presentan cuando un pozo se pone fuera de producción y/o existen barreras geológicas tales como fallas y discontinuidades geológicas.

Después de un periodo corto de producción a un determinado gasto (de tal forma que la presión, p_w , permanezca constante) se podrá obtener una distribución como se muestra en la Figura I.13, es decir, p a t_1 . A este tiempo solo una pequeña porción del yacimiento será afectada, lo cual implica que no se tendrá una significativa caída de presión. Se debe tener en cuenta que el flujo de los fluidos es causado por la expansión o compresibilidad de los fluidos. Consecuentemente, si no existe una caída de presión en el yacimiento en un punto en particular o fuera de este, no podrá llevarse a cabo el flujo de los fluidos en un radio en particular. Esta condición puede ser mostrada por la expresión matemática para la compresibilidad:

$$C = \frac{\left(\frac{\Delta v}{v}\right)}{\Delta p} \quad \dots\dots(1.22)$$

La ecuación 1.22 representa la compresibilidad de cualquier material y es simplemente el cambio fraccional en el volumen por unidad de cambio de presión. La expansión del fluido en el yacimiento está representada por Δv , (la cual es igual a $Cv_{\Delta p}$). El fluido no puede llevar a cabo una expansión sin una caída de presión.

Así como se muestra en la gráfica de q a t_1 , el gasto en el radio de drene, r_e , es cero y se incrementa al reducirse éste, hasta un gasto máximo el cual se obtiene en el radio del pozo, r_w , la Figura I.13 es esquemática y no significa que sea cualitativa. La distribución de presión y gasto en el tiempo t_1 representan un instante en el tiempo y se desplazarán a lo largo de estas posiciones conforme la producción continúa afectando mayor parte del yacimiento. Esto es, nuevas áreas experimentan una significativa caída de presión y estén sujetas a fluir hasta que la totalidad del yacimiento esté afectado, como se muestra en la Figura I.13, es decir, la presión p en el tiempo t_2 .

El gasto q en t_2 indica que el gasto en este tiempo se extiende a lo largo del yacimiento debido a que ha sido afectado y presenta una significativa caída de presión. Se puede advertir que el gasto ha declinado en parte a partir de t_1 a t_2 a causa de la misma caída de presión ($p_i - p_w$), lo cual implica que un volumen mucho más grande del yacimiento ha sido afectado.

Cuando la presión ha afectado a la totalidad del yacimiento, éste experimenta una declinación de presión conforme a la producción continua. Por tanto, la distribución de presión tendrá la tendencia mostrada en la Figura I.13.

El gasto que habrá declinado en parte durante el tiempo t_1 a t_2 debido al incremento en el radio en el cual se lleva a cabo el flujo de fluidos. Este gasto continúa declinando desde t_2 a t_3 debido a la caída de presión total desde r_e hasta r_w ($p_e - p_w$). La Figura I.13 es un ejemplo de flujo transitorio debido a que tanto el gasto como la presión cambian con el tiempo, excepto para la presión que se mantiene constante artificialmente en el pozo (p_w). Bajo estas condiciones se puede advertir que a un tiempo de producción pequeño (t_1), la presión del yacimiento está afectada significativamente solo en un radio particular, r_1 . Dado que el yacimiento produce debido a la expansión de los fluidos contenido en él, el gasto a cualquier radio mayor que r_1 será igual a cero, debido a que no ocurre ninguna caída de presión que afecte la expansión del fluido y en consecuencia, el subsecuente flujo. Sin embargo, mientras la producción del pozo continua, mayor parte del yacimiento se ve afectado, hasta eventualmente la totalidad del yacimiento experimenta una caída de presión.

Físicamente. Este proceso requiere tiempo para que el efecto de la presión pueda sentirse a lo largo del yacimiento. Mientras el efecto de la presión se mueve hacia el centro del yacimiento (el pozo), el cual continua teniendo un pequeño efecto sobre la presión de cada segmento subsecuente del yacimiento conforme el radio de drene se incrementa. Este incremento en el radio provoca un incremento en el tamaño del segmento, y de este modo, una mayor cantidad de fluido desplazable será requerido para obtener la misma caída de presión. También se puede advertir que conforme el radio de drene se incrementa, el área transversal $2\pi r h$ o A en la ecuación de Darcy se incrementa y el gradiente de presión $\frac{\partial p}{\partial t}$ se abate.

I.2.3. Flujo Pseudoestacionario

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 $p=\text{cte.}$) 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 de presión constante da origen al flujo denominado como flujo pseudoestacionario. La condición de frontera externa de 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.

La Figura I.14 ilustra la distribución de presión y gasto para el mismo sistema de flujo pseudoestacionario. En este caso en particular el gasto en el pozo, q_w , es constante. Esta condición es comparable a un pozo que esta bombeando a gasto constante. Nuevamente, a un tiempo $t=0$ la presión a lo largo del yacimiento es uniforme a p_i . Entonces después de un tiempo corto de producción t_1 , a un gasto constante, solo una pequeña porción del yacimiento ha experimentado una caída de presión significativa, en consecuencia, el yacimiento esta fluyendo solo fuera del radio r_1 . Mientras la producción continua a gasto constante, el yacimiento en su totalidad experimenta una caída de presión significativa, mostrada como p a un tiempo t_2 en la Figura I.14.

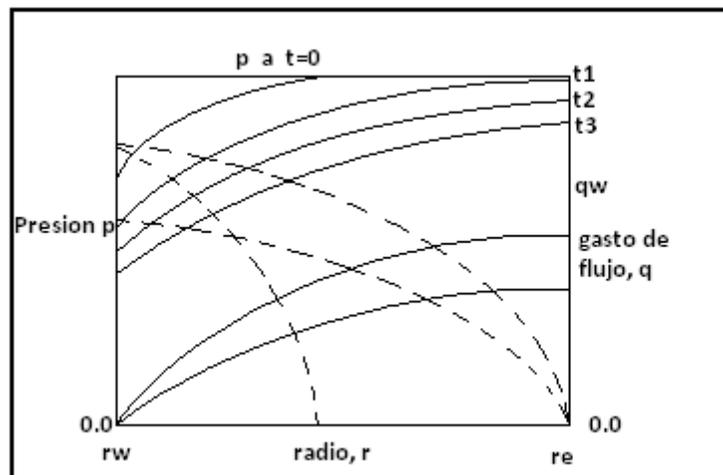


Figura I.14. Distribución de presión y gasto para un sistema bajo condiciones de flujo pseudoestacionario.

Poco después de que la presión del yacimiento en su totalidad ha sido afectada, una situación inesperada surge. El cambio en la presión con respecto al tiempo en todo el radio de drene en el yacimiento llega a ser uniforme. Por consiguiente, la distribución de la presión en los subsecuentes tiempos son paralelos, como se ilustra en la Figura I.14 a un tiempo t_3 , t_4 y t_5 . Matemáticamente, esto es equivalente a que la derivada de p con respecto a t sea constante $\frac{\partial p}{\partial t} = \text{constante}$. Esta situación continúa con un cambio

uniforme en la presión con respecto al tiempo en todo el radio de drene y con una distribución de presión paralela, hasta que el yacimiento no puede mantener un gasto contante en el pozo. Este punto ocurre cuando la presión en el pozo, r_w , ha alcanzado su límite inferior físico. Durante el tiempo en el cual el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del yacimiento es constante, la distribución del gasto permanece constante. Esto se puede apreciar examinando la siguiente ecuación, expresada en función del gasto a un radio en particular (q_r):

$$q_r = \frac{1.127k_a A_r}{\mu} \left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right) \quad \dots\dots(1.23)$$

Como se puede advertir, para un radio en particular, A_r es una constante. Además, a menos que un cambio de saturación ocurra en el yacimiento, la permeabilidad, k_a , permanece constante. Hay que tomar en cuenta que $\frac{\Delta p}{\Delta r}$ en cualquier radio en particular representa la pendiente de la gráfica de presión contra el radio. Todo el tiempo que la distribución de presión permanece constante, la pendiente de la curva en un radio en particular y el gasto en dicho radio será constante.

Esta situación se presenta después de que el yacimiento ha producido a gasto constante el tiempo suficiente para afectar en su totalidad al yacimiento, provocando un cambio constante en la presión con el tiempo en todo el radio de drene. Esto da como resultado una distribución de presión paralela con su correspondiente distribución un gasto constante. Dado que todos los términos en la ecuación de Darcy, ecuación 1.23, permanecen constantes, es normal asumir que el flujo estacionario existe.

El periodo de flujo pseudoestacionario inicia al final del periodo transitorio, cuando la condición de frontera externa de No-flujo más alejada de la pared del pozo es alcanzada por el disturbio de la presión y el área total de drene comienza a contribuir a la producción. Así mismo, las condiciones en las cercanías del pozo tienden a estabilizarse durante el flujo pseudoestacionario. Un rasgo particular del flujo pseudoestacionario, asumiendo un gasto de producción constante, es que la presión declina al mismo ritmo en cualquier parte del yacimiento. Por tanto, para asegurarse de mantener la presión constante, es decir, que Δp sea constante se deberá reducir el gasto de producción, o sea q a t_6 en la Figura I.14.

Por otra parte, las condiciones de frontera de flujo son formadas cuando varios pozos están produciendo a partir de un yacimiento limitado en común. Las fronteras de no-flujo son hidrodinámicas y se desarrollan alrededor de los pozos como resultado del gasto de producción y la variación regional en las propiedades de la formación (permeabilidad, espesor de la zona productora, etc.). Éstas fronteras junto con las fronteras impermeables (No-flujo) permanentes tales como discontinuidades geológicas y fallas, establecen un volumen de drene para cada pozo.

Por último, cabe señalar que el flujo pseudoestacionario fundamentalmente forma las bases para la interpretación de pruebas de contrapresión para pozos de gas estabilizado, pruebas tipo, para la determinación del índice de productividad de los pozos, así como también de muchos otros problemas importantes relacionados con la ingeniería de yacimientos.

II. MÉTODOS PARA DETERMINAR EL ÁREA DE DRENE

Como se mencionó anteriormente, existen en la literatura diferentes técnicas desarrolladas bajo ciertas consideraciones, que intentan interpretar los problemas de flujo en los yacimientos irregulares y que permiten estimar parámetros que son muy importantes en la caracterización de los yacimientos petrolíferos.

En este capítulo se describen los métodos más relevantes desarrollados para la determinación del área de drene de un pozo.

II.1 Método de Muskat

El problema de determinar el radio de drene de un pozo fue tratado inicialmente por MUSKAT. Al considerar el sistema como un yacimiento saturado de fluido, tiene en cuenta una serie de suposiciones para desarrollar su método. Supone un medio poroso homogéneo, isotrópico y de espesor constante que contiene un volumen total de aceite a una presión constante p_i , hasta un instante antes de hacerlo producir. Este volumen se representa con la siguiente ecuación:

$$Q = \pi \phi h (r_b^2 - r_w^2) \quad \dots\dots (2.1)$$

Donde:

$$Q = \text{Volumen total de aceite en el yacimiento, L}^3$$

La cual está en unidades Darcy.

Otro aspecto importante es la representación del flujo de fluidos en el medio poroso por una serie continua de fluidos en régimen estacionario y que cada volumen de fluidos que se produce del yacimiento está representado por:

$$Q_{rem} = \pi \phi h c (p_i - p_w) \left[\frac{r_b^2 - r_w^2}{2 \ln \left(\frac{r_b}{r_w} \right)} - r_w^2 \right] \quad \dots\dots (2.2)$$

Donde:

Q= Volumen de fluido producido en el yacimiento. L³

Generalmente el valor de r_w es muy pequeño comparado con el valor de r_b y r_w^2 se puede eliminar, y la ecuación 2.2 se representa por:

$$Q_{rem} = \pi \phi h c (p_i - p_w) \left[\frac{r_b^2}{2 \ln \left(\frac{r_b}{r_w} \right)} \right] \quad \dots\dots (2.3)$$

Al extraer este volumen de fluidos se origina un gasto expresado por:

$$q = \frac{2 \pi k h (p_i - p_w)}{\mu \ln \left(\frac{r_b}{r_w} \right)} \quad \dots\dots (2.4)$$

Esto indica que en el pozo la presión es menor a p_i , y que se tiene un flujo radial tipo darcy. Al presentarse este nivel de presión, en la ecuación 2.4, se dice que en ese instante se tiene el régimen estacionario del sistema.

Como el volumen de fluidos producido se extrae a un gasto constante, el tiempo necesario para alcanzar el primer régimen permanente estará dado por:

$$t = \frac{Q_{rem}}{q} \quad \dots\dots (2.5)$$

reemplazando las ecuaciones 2.3 y 2.4 en 2.5 se tiene:

$$t = \frac{\frac{\pi \phi h c (p_i - p_w) r_b^2}{2 \ln\left(\frac{r_b}{r_w}\right)}}{\frac{2 \pi k h (p_i - p_w)}{\mu \ln\left(\frac{r_b}{r_w}\right)}} \quad \dots\dots (2.6)$$

simplificando términos, se llega a la siguiente expresión:

$$t = \frac{\phi \mu c r_b^2}{4 k} \quad \dots\dots (2.7)$$

de donde podemos despejar el radio de drene,

$$r_b = 2 \left(\frac{k t}{\phi \pi c} \right)^{1/2} \quad \dots\dots (2.8)$$

Como puede observarse en la ecuación 2.8, r_b crece continuamente con el tiempo. Se debe tener presente, que el desarrollo de esta expresión se basa en las suposiciones de que el fluido se extrae a un gasto constante y en representar aquel por un conjunto discontinuo que van desde un estado altamente transitorio a un estado estable.

II.2 Método de Brownscombe y Kern

Los autores establecieron que el tiempo necesario para alcanzar el estado de equilibrio, en el cual los cambios de presión son constantes, para cualquier yacimiento es infinito. Desde el punto de vista práctico, sin embargo, ellos señalaron el tiempo requerido para alcanzar el estado de equilibrio como el tiempo en el cual el periodo transitorio termina.

Por medio de soluciones gráficas a problemas de flujo radial, ellos encontraron.

$$t_s = \frac{\phi \mu c r_b^2}{3.18 k} \quad \dots\dots(2.9)$$

Entonces, definen t_s , tiempo de estabilización, como el tiempo requerido para que el yacimiento alcance el estado de equilibrio en el cual los cambios de presión sean menores del 2% cuando el yacimiento está produciendo a un gasto constante.

II.3 Método de Miller, Dyes y Hutchinson (MDH)

Usan la misma ecuación de BROWNSCOMBE y KERN y la hacen extensiva al flujo de fluidos en dos fases. Estas expresiones consideran el flujo de un fluido homogéneo y compresible a lo largo de todo el medio poroso. Suponen que en un punto lejos del pozo en el yacimiento la presión es casi constante, por lo mismo, las funciones de presión δ_l , δ_g , B , ρ y s se pueden considerar como constantes. Asimismo, la saturación es casi constante en todo el yacimiento y las permeabilidades relativas, variables dependientes, k_{rg} y k_{rl} se pueden suponer constantes a lo largo de todo el medio poroso. Suposición bastante fuerte, en general, no cierta en todos los casos.

Las ecuaciones en las que el método se basa consideran un pozo fluyendo a un gasto de producción constante por un periodo de tiempo suficiente antes del cierre.

Bajo estas consideraciones, el tiempo de estabilización (el tiempo requerido para alcanzar condiciones de estado pseudoestacionario para cualquier condición de frontera) para el flujo de una sola fase es:

$$t_s = \frac{\phi \mu c r_b^2}{3.18 k} \quad \dots\dots (2.10)$$

Una ecuación similar para el flujo de dos fases se puede obtener reemplazando $\frac{\phi \mu c}{k}$ por el factor de η' , la difusividad modificada, obteniendo la expresión

$$t_s = \frac{\phi \mu_l c_i r_b^2}{3.18 k \left(\frac{\delta_l + \delta_s R}{B \delta_T} \right)} \quad \dots\dots (2.11)$$

Donde t_s es el tiempo de estabilización.

II.4 Método de Chatas

CHATAS aparentemente usa la misma filosofía que empleo MUSKAT acerca del tiempo de estabilización. Por lo tanto, para flujo radial él encontró la misma ecuación que desarrollo MUSKAT, la ecuación 2.7.

Para flujo lineal, encontró la siguiente expresión:

$$t = \frac{\phi \mu c X^2}{2 k} \quad \dots\dots (2.12)$$

Donde el parámetro X representa la distancia o longitud de drene.

$$X = \left(\frac{2 k t}{\phi \mu c} \right)^{1/2}$$

II.5 Método de Matthews, Brons y Hazebroek (MBH)

El objetivo del trabajo de estos autores, MBH, fue el cálculo de la presión promedio en un yacimiento cerrado. El yacimiento lo dividen en una serie de zonas drenadas individualmente por cada pozo, utilizando el criterio que en estado pseudoestacionario el volumen de drene individual es proporcional al gasto de producción de cada pozo.

Para el cálculo de la presión promedio en cada volumen de drene, la presión extrapolada es corregida, esto es, la presión que se obtiene al extrapolar a tiempo infinito la parte lineal de la gráfica de presión de cierre contra $\text{Log}\left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}\right)$, donde Δt

es el tiempo de cierre y t_p es el tiempo de producción. La corrección, que es función del tiempo de producción, se presenta de manera gráfica para diferentes formas del área de drene.

Indirectamente podemos determinar la forma del área de drene para un yacimiento cerrado.

Dentro de las consideraciones tenidas en cuenta por MBH en el desarrollo de las expresiones tenemos que el yacimiento es horizontal y homogéneo, isotrópico y de espesor constante. Flujo de un solo fluido de compresibilidad pequeña y constante y de viscosidad constante.

Los autores definieron las siguientes variables adimensionales de presión y tiempo:

$$p_{DMBH} = \frac{p^* - \bar{p}}{\frac{q\mu}{4\pi kh}} \quad \dots\dots (2.13)$$

$$t_{PDA} = \frac{kt_p}{\phi\mu cA} \quad \dots\dots (2.14)$$

Donde p_{DMBH} es la presión adimensional de MBH, p^* es la presión extrapolada de la gráfica de incremento de presión de HORNER, \bar{p} es la presión promedio del área de drene, t_{PDA} es el tiempo adimensional a t_p , y t_p es el tiempo de producción.

El procedimiento para el cálculo de t_{PDA} es el siguiente: se divide el mapa del yacimiento en zonas de drene para cada pozo. Generamos una tabla que contiene los gastos de producción promedio del último mes: los volúmenes de drene relativos, V_i/V_T , calculados usando la expresión.

$$\frac{V_i}{V_T} = \frac{q_i}{q_T} \quad \dots\dots (2.15)$$

Las áreas de drene relativas,

$$\frac{A_i}{A_T} = \left(\frac{V_i}{V_T} \frac{1}{h_i} \right) + \left(\sum_{i=1}^n \frac{V_i}{V_T} \frac{1}{h_i} \right) \quad \dots\dots (2.16)$$

Las fronteras de drene son revisadas ajustadas, hasta que las áreas estén en proporción correcta. El cálculo de t_{PDA} V_i , se obtiene al multiplicar (ϕV_i) por (V_i/V_T) .

La etapa importante es cuando se determina t_{PDA} , y así, con este valor se generan curvas, y se selecciona la más apropiada para determinar la p_i de cada volumen de drene. Luego, promediando volumétricamente las p_i hallamos la \bar{p} del yacimiento.

II.6 Método de Tek, Grove y Poettmann

Su trabajo consistió en estudiar el comportamiento de pozos de gas natural y formular expresiones que permitan determinar el índice de prueba, el radio de drene y el radio efectivo del pozo.

Es de nuestro interés, analizar el trabajo respecto al radio de drene realizado por ellos.

Definen el radio de drene como la distancia más allá de la cual una cantidad insignificante de gas natural fluye hacia el pozo productor. Matemáticamente los autores evalúan el radio de drene como el punto donde solamente fluye el 1 % del fluido que está fluyendo hacia el pozo; la expresión derivada es la siguiente.

$$r_b = 4.29 \left(\frac{k t}{\phi \mu c} \right)^{1/2} \quad \dots\dots (2.17)$$

La compresibilidad del gas natural no es constante, varía con la presión, definida por.

$$c = \frac{1}{p} \left(1 - \frac{\bar{p}}{z} \left(\frac{\partial \bar{z}}{\partial p} \right) \right) \quad \dots\dots (2.18)$$

La relación entre el flujo de fluido a través del radio, r , y el gasto del pozo está expresado como.

$$\frac{q_{r,t}}{q_{rw}} = e^{-D} \quad \dots\dots(2.19)$$

donde:

$$D = \frac{\phi \mu c r^2}{4kt}$$

De acuerdo con los autores

$$e^{-D} = 0.01$$

Así, de esta manera obtenemos la expresión para el radio de drene en un pozo de gas, ecuación 2.17.

II.7 Método De Jones

La ecuación para el radio de drene propuesta por el autor es:

$$r_b = 4 \left(\frac{k t}{\phi \mu c} \right)^{1/2} \quad \dots\dots (2.20)$$

Reacomodando la ecuación anterior, podemos despejar el tiempo de viaje

$$t_t = \frac{\phi \mu c r_b^2}{16k} \quad \dots\dots (2.21)$$

JONES define el radio de drene, r_b , como “aquel punto del yacimiento donde el cambio de presión es menor o igual al 1 %”, y el tiempo de viaje como “el tiempo necesario para que un disturbio en la presión sea perceptible a una distancia r_b alejada del pozo”.

Esta expresión la desarrolló tomando como base la analogía que existe entre el flujo de calor en una placa semi-infinita y el flujo de fluidos en un sistema lineal.

El principio en el cual se basa esta deducción establece que si una placa se encuentra a una temperatura constante y, posteriormente, esta se incrementa a través de uno de los extremos, la distribución de temperatura a lo largo de la placa se describe por.

$$T - T_0 = (T_1 - T_0) \left(1 - \operatorname{erf} \left[\frac{y}{(4\alpha t)^{1/2}} \right] \right) \quad \dots\dots (2.22)$$

Esta ecuación es semejante a la utilizada para el flujo de un fluido presurizado dentro de un núcleo lineal. Esta expresión es como sigue:

$$p - \bar{p} = (p_1 - \bar{p}) \left(1 - \operatorname{erf} \left[\frac{\phi \mu c X^2}{4kt} \right]^{1/2} \right) \quad \dots\dots (2.23)$$

Utilizando la definición del radio de drene,

$$\frac{(p - \bar{p})}{(p_1 - \bar{p})} = 0.01$$

Y la ecuación 2.23.

$$\operatorname{erf} \left[\frac{\phi \mu c X^2}{4kt} \right]^{1/2} = 0.99$$

o

$$\left[\frac{\phi \mu c X^2}{4kt} \right]^{1/2} = 1.82 \approx 2.0$$

o

$$X = 4 \left[\frac{kt}{\phi \mu c} \right]^{1/2} \quad \dots\dots(2.24)$$

La ecuación 2.24 es muy semejante a la ecuación 2.20, excepto que el valor lineal X es reemplazado por el valor radial r_b .

II.8 Método de Van Poolen

En el artículo de JONES sobre “pruebas de limite de yacimientos”, hace uso de la función “Y” que se define como.

$$Y = \frac{\left(\frac{dp}{dt} \right)}{q} \quad \dots\dots (2.25)$$

La función Y solución para los casos de yacimientos infinito y finito es:

$$Y_{inf} = \left(\frac{\mu}{4\pi k h} \right) \left(\frac{1}{t} \right) \quad \dots\dots (2.26)$$

$$Y_{fin} = \frac{1}{\pi \phi h c (r_b^2 - r_w^2)} = \frac{1}{N_c} \quad \dots\dots (2.27)$$

La función Y_{inf} es una medida del volumen poroso conectado asociado al. Generalmente Y_{fin} no se ha alcanzado, significando que la función “Y” no se ha estabilizado. En estos casos, lo suponemos igual a Y_{fin} , es decir:

$$Y_{inf} = Y_{fin}$$

o

$$\frac{\mu}{4\pi kh} \frac{1}{t} = \frac{1}{\pi \phi h c r_e^2}$$

Acomodando términos obtenemos la expresión.

$$r_e = 2 \left(\frac{kt}{\phi \mu c} \right)^{1/2} \quad \dots (2.28)$$

Este radio de drene, r_e , es conservador. Se puede considerar como la distancia a la cual se tiene evidencia del volumen poroso conectado. La principal suposición es que existe un cambio brusco entre comportamiento infinito y finito, eliminando la zona de transición. Suposición válida para pozos en el centro de un área de drene simétrica.

II.9 Método de Dietz

El trabajo desarrollado por DIETZ es la determinación de la presión promedio del yacimiento, de una manera más simple que la presentada por MBH. Para yacimientos cerrados, en condiciones de flujo pseudoestacionario, los resultados son idénticos. El método da resultados inferiores para condiciones de estado transitorio. Con una ligera modificación, se puede emplear para el análisis de yacimientos con empuje de agua.

$$p_{w(\Delta t)} = \bar{p} - \frac{q \mu}{4\pi k h} \left(\text{Ln} \left(\frac{\phi \mu c r_b^2}{4k \Delta t} \right) - 0.9228 \right) \quad \text{..... (2.29)}$$

En la extrapolación de esta línea recta, el valor de p se encuentra cuando.

$$\text{Ln} \left(\frac{\phi \mu c r_b^2}{4k \Delta t} \right) - 0.9228 = 0$$

Acomodando la expresión tenemos,

$$\Delta t_{\bar{p}} = \frac{\phi \mu c r_b^2}{10.07 k} \quad \text{..... (2.30)}$$

De la ecuación anterior podemos despejar el radio de drene, r_b .

$$r_b = \left(\frac{10.07 k \Delta t_{\bar{p}}}{\phi \mu c} \right)^{1/2} \quad \text{..... (2.31)}$$

La expresión anterior solo es aplicable a un área de drene circular con un pozo en el centro.

Para áreas de drene con diversas formas y diferentes localizaciones de pozos, DIETZ usa las gráficas de MBH y obtiene la expresión.

$$\Delta t_{\bar{p}} = \frac{\phi \mu c A}{C_A k} \quad \text{..... (2.32)}$$

La cual es la forma general de la ecuación 2.30, simplificando la ecuación,

$$A = \frac{C_A k \Delta t_{\bar{p}}}{\phi \mu c} \quad \dots\dots (2.33)$$

Donde A es el área de drene.

El factor de forma C_A se obtiene de las gráficas de MBH considerando que en la parte de la línea recta.

$$\frac{p^* - \bar{p}}{\left(\frac{q \mu}{4 \pi k h}\right)} = \ln C_A \quad \text{Para} \quad \frac{kt}{\phi \mu c A} = 1.0 \quad \dots\dots (2.34)$$

DIETZ también analizó el caso de los “yacimientos con empuje de agua”. En los yacimientos que presentan un empuje de agua la presión en cualquier punto tiende a ser constante. Las áreas de drene, definidas en la manera usual, tienen formas muy irregulares, tendiendo a estar en contacto con el frente de agua que está avanzando. En este caso es preferible dividir el yacimiento tan regularmente como sea posible lo que, de acuerdo con el Dr. HORNER, se pueden llamar áreas del yacimiento asociados a los pozos.

En un campo perforado regularmente las áreas asociadas se pueden aproximar a círculos.

DIETZ obtiene después la siguiente expresión.

$$r_b = \left(\frac{6.1 k \Delta t_{\bar{p}}}{\phi \mu c}\right)^{1/2} \quad \dots\dots(2.35)$$

II.10 Método de Earlougher, Jr., Ramey, Jr., Miller y Mueller

Las soluciones para sistemas de flujo finito pueden ser generadas por medio del principio de superposición utilizando las soluciones para el sistema infinito, siendo un proceso laborioso. Los autores proponen una metodología para simplificar el cálculo de las soluciones para sistemas de flujo finito. Usan el principio de superposición para varios puntos en un cuadrado cerrado con un pozo en el centro. Este modelo nos sirve como patrón para generar el comportamiento de flujo de cualquier forma rectangular para el cual los lados están en una relación entera. Los valores de la función de caída de presión adimensional tabulados son simplemente sumados para obtener la función de caída de presión adimensional para cualquier sistema rectangular; éste puede contener cualquier número de pozos produciendo a cualquier gasto. Además, las fronteras externas del sistema pueden ser cerradas (no-flujo) o pueden estar a presión constante, las dos condiciones se pueden considerar.

Los autores inicialmente consideraron el agotamiento transitorio de una región de drene cuadrada cerrada y con un pozo en el centro. Suponen una formación ideal, delgada, isotrópica, homogénea, horizontal que contiene un fluido de una sola fase de compresibilidad y viscosidad constante. Los gradientes de presión son muy pequeños, fuerzas gravitacionales despreciables. Para generar la región de drene cuadrada, aplicaron el método de superposición utilizado por MBH.

Este principio de superposición puede ser representado analíticamente como.

$$p_{D(X_D, Y_D, T_{DA})} = \sum_{i=1}^{\infty} p_D(a_{iD}^2, t_{DA}) \quad \dots\dots (2.36)$$

Donde $a_{iD} = a_i / A^{1/2}$.

a_i = Distancia del i-ésimo pozo al punto (X_D, Y_D).

A = Área drenada por el pozo.

$$t_{DA} = \frac{k t}{\phi \mu c A} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right)$$

Después de una serie de análisis y consideraciones, los autores obtienen la siguiente expresión para la caída de presión adimensional.

$$p_{D(r_w, t_{DA})} = -\frac{1}{2} \left[\text{Ln} \left(\frac{r_w^2}{4 A t_{DA}} \right) + 0.5772 + \sum_{i=2}^{\infty} E_i \left(-\frac{a_{iD}^2}{4 t_{DA}} \right) \right] \quad \dots (2.37)$$

En el caso de tener otras formas rectangulares los autores analizando las gráficas de MBH, definen la siguiente expresión para condiciones de flujo pseudoestacionario.

$$p_{DMBH} = \text{Ln}(C_A t_{DA}) \quad \dots (2.38)$$

Así, el logaritmo natural del factor de forma se puede determinar de los valores tabulados de p_{DMBH} para t_{DA} igual a la unidad, si las condiciones de flujo pseudoestacionario han sido alcanzadas para ese tiempo. De otro modo, una extrapolación más arriba de $t_{DA} = 1.0$ es necesaria.

II.11 Método de Earlougher, Jr.

El método propuesto requiere solamente datos de pendiente y la intersección de los primeros puntos de una prueba de decremento y de los últimos puntos de una prueba de decremento y de los últimos puntos de una prueba de límite de yacimiento. Esta información es utilizada para estimar la forma de la región de drene y la localización del pozo dentro de ella.

En una prueba de límite de yacimiento a gasto constante el comportamiento de la presión alcanza un estado pseudoestacionario en un sistema de drenaje cerrado. En estado pseudoestacionario la presión varía linealmente con el tiempo, la constante de proporcionalidad depende del volumen del yacimiento.

El análisis del método es el siguiente:

Cuando un yacimiento estabilizado produce a gasto constante, el comportamiento de la presión en los primeros tiempos está dado por la expresión:

$$p_{wf} = m \text{Log} t_p + p_{1hr} \quad \dots\dots(2.39)$$

Donde:

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo

t_p = tiempo de producción

$$m = -0.1833 \frac{qB\mu}{kh}$$

$$p_{1hr} = \bar{p} - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[\text{Ln} \left(\frac{k t_p}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 0.80907 + 2S \right]$$

Después de un periodo de tiempo los efectos de frontera afectan el comportamiento de la presión, hasta que la presión toma un comportamiento pseudoestacionario para las diferentes áreas de drenaje.

En este periodo pseudoestacionario la ecuación que rige el comportamiento de la presión es.

$$p_{wf} = m^* t_p + p_0 \quad \dots\dots (2.40)$$

Donde

$$m^* = -\frac{qB}{\phi c_i h A}$$

$$p_0 = \bar{p} - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[\text{Ln} \left(\frac{A}{C_A} \right) + 0.80907 + 2S \right]$$

A = área de drene

C_A = factor de forma de DIETZ.

Utilizando las ecuaciones anteriores, EARLOUGHER finalmente llega a la siguiente expresión

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m^*} \exp \left[\frac{2.303(p_{1hr} - p_0)}{m} \right] \quad \dots\dots(2.41)$$

El tiempo adimensional usado por DIETZ para definir el inicio del periodo pseudoestacionario se calcula de la siguiente manera.

$$(t_{DA})_{PSS} = 0.1833 \frac{m}{m^*} t_{PSS} \quad \dots\dots (2.42)$$

Donde,

t_{pss} = tiempo donde comienza el periodo pseudoestacionario.

II.12 Método de Balderas

El método propuesto por este autor no requiere del conocimiento explícito de los parámetros de tiempo de estabilización y de la permeabilidad promedio de la formación productora, lo cual representa por si solo una ventaja desde el punto de vista de facilidad para determinar el radio de drene de un pozo productor de hidrocarburos.

Determinación de la permeabilidad

$$\Delta t = \frac{\phi \mu C_r^2}{4k}$$

La ecuación:

Indica la forma en la cual se propaga la perturbación generada al cerrar el pozo que ha estado produciendo durante un tiempo realmente largo, esta expresión permite obtener el tiempo Δt necesario para que un pulso generado recorra una distancia Y alejada del pozo. Como podemos ver mas adelante, esta ecuación es fundamental para la determinación del radio de drene.

Tomando como punto de partida la ecuación:

$$\frac{\partial n}{\partial \Delta t} = \frac{q B \mu}{4 \pi k h} \frac{1}{\Delta t} e^{-\frac{\phi \mu C_r^2}{4k \Delta t}} \quad \dots\dots(2.43)$$

Se observa que cuando la distancia es muy pequeña, es decir cuando se aproxima a cero, la función exponencial se aproxima a la unidad, de tal manera que la presión se convierte en una función del tiempo solamente. Por lo tanto las mediciones de la variación de la presión hechas en el pozo se puede representar por:

$$\frac{dp}{d\Delta t} = \frac{q B \mu}{4 \pi k h} \frac{1}{\Delta t} \quad \dots\dots(2.44)$$

Invirtiendo esta ecuación y haciendo que

$$\frac{d\Delta t}{dp} = \Delta t'$$

Se tiene lo siguiente:

$$\Delta t' = \frac{4\pi k h \Delta t}{q B \mu} \quad \text{.....(2.45)}$$

Esta ecuación indica que si se gráfica $\Delta t'$ contra Δt se debe obtener una línea recta que pasa por el origen y cuya pendiente es proporcional a la permeabilidad promedio de la formación, es decir, que se puede expresar como:

$$m = \frac{4\pi k h}{q B \mu} \quad \text{.....(2.46)}$$

Tal como se muestra en la siguiente Figura II.1:

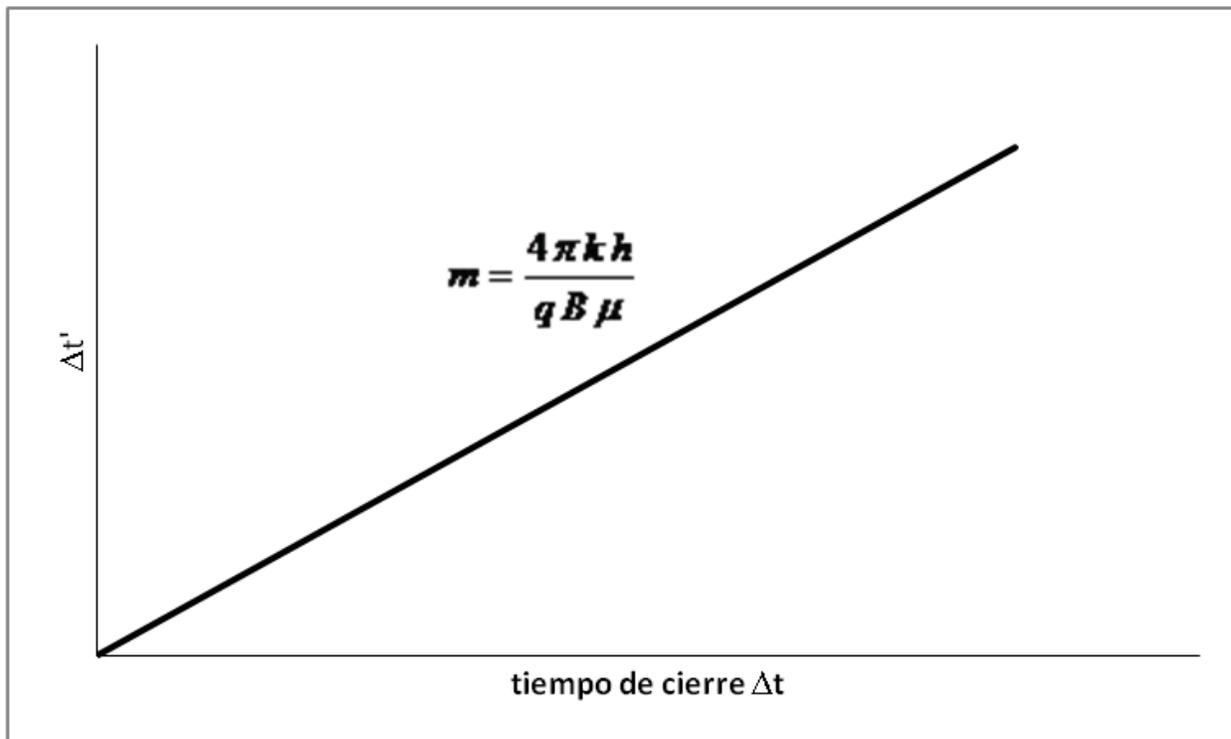


Figura II.1. Gráfica que permite determinar la permeabilidad de la formación.

Durante el comportamiento del yacimiento como si fuera infinito, se satisface la ecuación 2.45, en cambio para la segunda etapa, el yacimiento limitado tiene una

derivada constante y su valor se obtiene al sustituir Δt por Δt_e en la ecuación 2.45, esto es:

$$\Delta t' = Cte = \Delta t'e$$

$$\Delta t'e = \frac{4\pi kh\Delta te}{qB\mu} \quad \dots\dots(2.47)$$

Para el establecimiento de una técnica para determinar el radio de drene es necesario dar una definición precisa de la que este concepto de radio de drene significa. El autor establece que el radio de drene se asocia con el volumen de hidrocarburos asociados al pozo productor y para poder establecer una definición cuantitativa a partir de estas ideas, debe tenerse presente que cuando el pozo se cierra, se produce una perturbación que avanza con una velocidad decreciente con respuesta a la distancia recorrida.

Sea Δt_e el tiempo requerido para que se inicie el comportamiento finito, la distancia que el pulso recorre en ese tiempo, es decir, el radio de drene, de acuerdo con la ecuación siguiente:

$$r_e^2 = \frac{4k\Delta te}{\phi\mu C} \quad \dots\dots(2.48)$$

Despejando la permeabilidad de la formación, k de de la ecuación 2.47 y sustituyendo en la ecuación 2.48 se llega a obtener la siguiente ecuación:

$$r_e^2 = \frac{qB\Delta t_e}{\pi hC\phi} \quad \dots\dots(2.49)$$

Que es la ecuación fundamental en el que se basa el método propuesto por C. Balderas para determinar el radio de drene de un pozo productor de hidrocarburos.

Como se puede ver en el método propuesto, la determinación del radio de drene no requiere del conocimiento explícito de la permeabilidad de la formación, ni del tiempo de estabilización.

II.13 Método de Cinco Y González

Desarrollan una metodología para determinar la forma y tamaño del área de drene de un pozo, así como, la localización de éste dentro del área, por medio del ajuste de curvas obtenidas de los datos de pruebas de decremento de presión a curvas tipo elaboradas para diferentes áreas de flujo.

En la construcción de las curvas tipo los autores utilizaron el principio de “superposición”. Utilizando la (P_{DMBH}) presión adimensional del comportamiento infinito, y la caída de presión definida por EARLOUGHER, RAMEY, la que se reduce a:

$$\Delta p_{D(t_{DA})} = 2\pi t_{Da} - \frac{1}{2} p_{DMBH(t_{DA})} \quad \dots (2.50)$$

Es decir, a $p_{D(t_{DA})}$ que es la suma de caídas de presión por comportamiento infinito y efectos de frontera, se le restó la caída de presión por comportamiento infinito p_D , de lo que se desprende que $\Delta p_{D(t_{DA})}$ es la caída de presión adimensional debido a los efectos de las fronteras. Más adelante utilizaremos este método en ejemplos demostrativos.

II.14 Reflexiones sobre los Métodos para la Determinación del Área de Drene

Haciendo un análisis global de la literatura existente sobre la determinación del área de drenada por un pozo, puede observarse que la mayor parte de los métodos y técnicas tradicionales están desarrolladas en base a una serie de consideraciones y definiciones muy específicas del autor.

Dentro de las más comunes están la de tener un medio poroso homogéneo, isotrópico y de espesor constante, horizontal; flujo de un solo fluido de compresibilidad pequeña y constante, y de viscosidad constante. Además suponen producción a gasto constante, condiciones de flujo estable, y en algunos casos se está dentro de condiciones pseudoestacionarias.

Estas limitaciones en los métodos tradicionales hacen que se tornen imprácticos, especialmente cuando son aplicados a datos de presión obtenidos de yacimiento de baja permeabilidad y también cuando tenemos datos que pertenecen a la zona de transición entre comportamiento infinito y comportamiento pseudoestacionario.

Debido a lo anterior podemos afirmar que para una evaluación confiable de los parámetros característicos del yacimiento, los métodos tradicionales desarrollados en algunas ocasiones son limitados y no son aplicables en el análisis de los datos de producción.

En la Tabla II.1, se tiene una comparación de los diferentes métodos existentes para la determinación del área de drene.

Tabla II.1 Métodos existentes para la determinación del área de drenaje.

AUTOR	DESCRIPCIÓN
MUSKAT (1)	$t = \frac{\theta \mu c r_b^2}{4k} \quad r_b = 2 \left[\frac{kt}{\theta \mu c} \right]$
MILLER, DYES y HUTCHINSON , MDH (2) BROWNSCOMBE y KERN (3)	$t_s = \frac{\theta \mu c r_b^2}{3.18k}$
CHATAS (4) (radial)	$t = \frac{\theta \mu c r^2}{2k}$
CHATAS (4) (lineal)	$t = \frac{\theta \mu c x^2}{2k}$
MATTHEWS, BRONS Y HAZEBROEK, MBH (5)	<p>Calculan la presión del área de drenaje y determinan además la forma, tamaño y la localización del pozo dentro de ella. Utilizan las siguientes variables adimensionales.</p> $p_{DMBH} = \frac{p^* - p}{q\mu} \quad t_{PDA} = \frac{kt_p}{\theta \mu c A}$ $4\pi k h ,$

Tabla II.1 Continuación.

AUTOR	DESCRIPCIÓN
TEK, GROVE Y POETTMANN (6).	$r_b = 4.29 \left[\frac{kt}{\theta \mu c} \right]^{1/2}$
JONES (7).	$r_b = 4 \left[\frac{kt}{\theta \mu c} \right]^{1/2}, \quad t_i = \theta \mu c r_b^2$
VAN POOLEN (8).	$r_b = 2 \left[\frac{kt}{\theta \mu c} \right]^{1/2}, \quad t = \frac{\theta \mu c r_b^2}{4k}$
DIETZ (9).	$\Delta t_p = \frac{\phi \mu c k}{C_a k}$
EARLOUGHER, RAMEY, MILLER Y MUELLER (10)	Utilizan el principio de superposición para generar el comportamiento de flujo de cualquier forma rectangular para el cual los lados están en una relación entera. Calculan el factor de forma C_a en base a las gráficas de MBH
EARLOUGHER (11).	$C_A = 5.456 \frac{m}{m^*} \text{EXP} \left[\frac{2,303}{m} (P_{1hr} - P_o) \right]$
BALDERAS (12)	No requiere de conocer la permeabilidad promedio del yacimiento ni el tiempo de estabilización. $r_e^2 = \frac{qB\Delta t_e}{\pi h C \phi}$
CINCO Y GONZALEZ (13)	Utilizan el método de ajuste de curva tipo para determinar la forma y tamaño del área de drenaje y la localización del pozo.

III. CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE UTILIZANDO DATOS DE PRODUCCIÓN

En la mayoría de los casos, las condiciones de producción a gasto constante son consideradas en el desarrollo de los métodos convencionales de análisis de pruebas de pozos, las condiciones a presión constante no son muy comunes.

De acuerdo a como se llevan a cabo estas pruebas en tales casos, una forma usual es hacer fluir el pozo a gasto constante por varios días antes de realizar la prueba. Este procedimiento no es siempre efectivo, y por lo tanto es recomendable una prueba a presión constante. En este trabajo se desarrolla una metodología para analizar el gasto transitorio de un pozo que produce a presión constante.

III.1 Comportamiento de un Pozo que Produce a Presión Constante en un Área de Drene Cerrada

Las funciones de GREEN, a pesar de ser muy antiguas, se usan muy poco en la ingeniería de yacimientos para obtener la solución de problemas de flujo transitorio, debido a la dificultad para encontrar la función de GREEN apropiada. En el análisis del comportamiento de nuestro sistema emplearemos las funciones Fuente y de GREEN instantáneas.

El concepto de fuente instantánea ha sido aplicado por varios autores en la solución de problemas de flujo de fluidos en medios porosos, e implica una extracción o liberación repentina de fluido de la fuente que provoca un disturbio en la presión del sistema.

Según ésta teoría, la caída de presión en el punto M si suponemos un yacimiento infinito cuando el fluido es removido en el tiempo t está dada por la expresión 3.1 y se visualiza en la Figura III.1.

$$\Delta p_{(m,t)} = \frac{1}{\phi c} \int_0^t q_{(t)} S_{(M,t)} dt \quad \dots\dots(3.1)$$

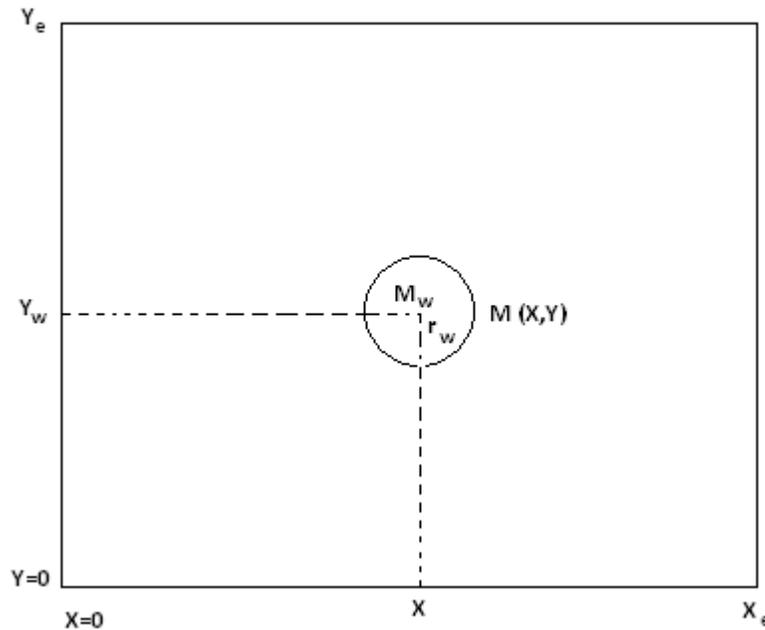


Figura III.1. Ilustración de la función fuente instantánea en nuestro sistema rectangular.

En la expresión anterior está contemplada implícitamente la función fuente instantánea $S(m,t)$. Ésta función fuente instantánea se calcula aplicando el método de Newman a la función fuente instantánea básica que reproduce la fuente y el yacimiento que se va a estudiar. Para la solución de $S(m,t)$ es la ecuación 3.2.

$$S_{(X,Y,t)} = \frac{1}{X_e} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos n\pi \frac{x_w}{x_e} \cdot \cos n\pi \frac{x}{x_e} \cdot \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 \eta_x t}{X_e^2}\right) \right] \\ \cdot \frac{1}{Y_e} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos n\pi \frac{y_w}{y_e} \cdot \cos n\pi \frac{y}{y_e} \cdot \exp\left(-\frac{n^2 \pi^2 \eta_y t}{Y_e^2}\right) \right] \quad \dots\dots(3.2)$$

Con la ecuación 3.1, obtenemos la función de caída de presión, ahora, expresando la caída de presión en forma adimensional en función de las variables adimensionales X_D , Y_D , t_{DA} , la expresión obtenida es la ecuación 3.3. Definiendo algunas constantes adimensionales, la podemos reagrupar en la forma dada por la expresión anterior. La solución obtenida es la ecuación 3.4.

$$p_{D(X_D, Y_D, t_{DA})} = \int_0^{t_{DA}} 2\pi \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n\pi x_{wD}) \cdot \cos(n\pi x_D) \cdot \exp\left(-n^2 \pi^2 \frac{Y_e t}{X_e}\right) \right] \cdot \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n\pi Y_{wD}) \cdot \cos(n\pi Y_D) \cdot \exp\left(-n^2 \pi^2 \frac{X_e t}{Y_e}\right) \right] dt \dots\dots(3.3)$$

$$p_{D(X_D, Y_D, t_{DA})} = \frac{1}{2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sum_{m=-\infty}^{\infty} \left[E_i\left(\frac{a}{t_{DA}}\right) + E_i\left(\frac{b}{t_{DA}}\right) + E_i\left(\frac{c}{t_{DA}}\right) + E_i\left(\frac{d}{t_{DA}}\right) \right] \dots\dots(3.4)$$

donde:

$$a = \frac{\left(n - \left(\frac{r_w}{2X_e} \right) \right)^2 X_e^2 + (mY_e)^2}{X_e Y_e}$$

$$b = \frac{\left(n - \left(\frac{r_w}{2X_e} \right) \right)^2 X_e^2 + (m - Y_{wD})^2 Y_e}{X_e Y_e}$$

$$c = \frac{\left(n - X_{wD} - \left(\frac{r_w}{2X_e} \right) \right)^2 X_e^2 + (mY_e)^2}{X_e Y_e}$$

$$d = \frac{\left(n - X_{wD} - \left(\frac{r_w}{2X_e} \right) \right)^2 X_e^2 + (m - Y_{wD})^2 Y_e^2}{X_e Y_e}$$

Además, E_i , es la función integral exponencial, que calculado a los primeros tiempos se obtienen muy buenos valores de la caída de presión adimensional en el pozo.

Con las expresiones 3.3 y 3.4, obtenemos el comportamiento de la presión adimensional con el tiempo adimensional, p_D contra t_{DA} , para cualquier sistema rectangular cerrado con un solo pozo. Éstos resultados obtenidos, se pueden tabular para la caída de presión adimensional para varios sistemas rectangulares cerrados.

Al graficar los valores de p_D contra t_{DA} . Figura III.2, esquemáticamente nos ilustra tres regímenes de flujo transitorio para un sistema de drene cerrado. La presión adimensional se muestra como una función de t_{DA} y $\log t_{DA}$. La parte marcada con A es el régimen de flujo estacionario o infinito; todos los pozos actúan como si estuvieran solos en un sistema infinito a tiempos de flujos cortos.

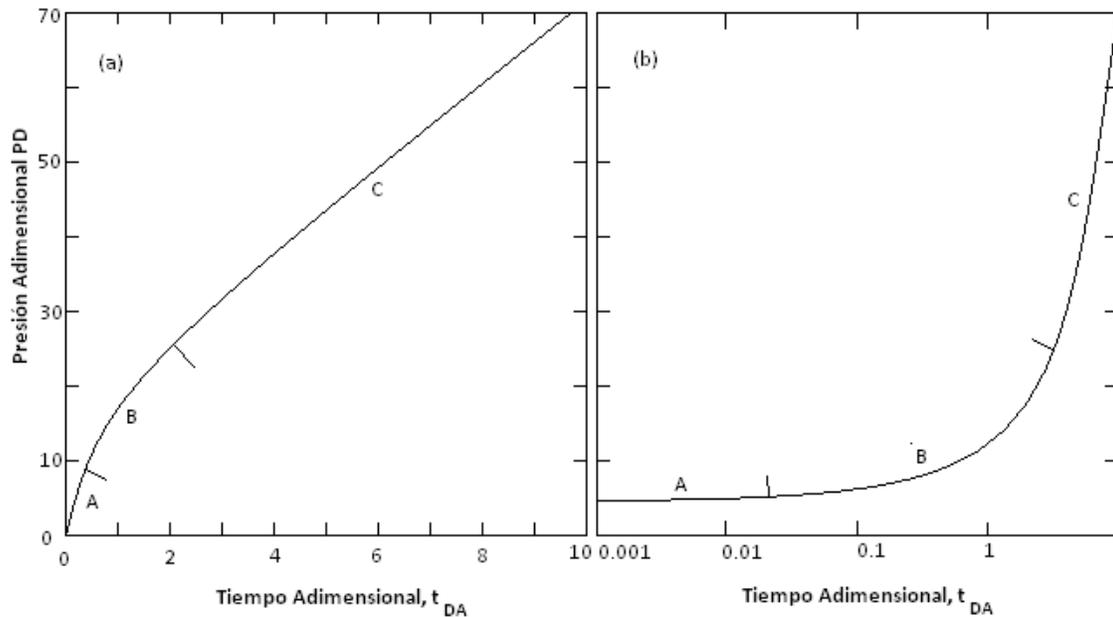


Figura III.2. Regímenes de flujo transitorio: A- Actuando infinito, B-Transición, C- Estado pseudoestacionario.

Este periodo se caracteriza por una línea recta en la gráfica semilog, Figura III.2 inciso (b). La parte de la curva etiquetada con C, es el régimen de flujo en estado pseudoestacionario que ocurre en todos los sistemas cerrados. Durante el flujo pseudoestacionario, la presión cambia linealmente con el tiempo, como se muestra en

el inciso (a) de la Figura, la parte B de la curva es el periodo de transición entre el comportamiento infinito y el flujo en estado pseudoestacionario.

Como se mencionó anteriormente, todos los pozos actúan como si estuvieran solos en un sistema infinito a tiempos de flujo cortos. La duración del periodo infinito se estima a partir de la ecuación 3.5.

$$p_{D(X_D, Y_D, t_{DA})} = \int_0^{t_{DA}} 2\pi \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\alpha} B_n \exp(-A_n t) \right] \cdot \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\alpha} D_n \exp(-C_n t) \right] dt \quad \dots\dots (3.5)$$

La pendiente de la línea de la gráfica semilog, Figura III.2, está definida por:

$$m_{\text{inf}} = \frac{dp_D}{d(\text{Log } t_{DA})} \quad \dots\dots(3.6)$$

Donde: $\text{Log } t_{DA} = \frac{\text{Ln } t_{DA}}{\text{Ln } 10}$

Entonces,

$$m_{\text{inf}} = \frac{dp_D}{d\left(\frac{\text{Ln } t_{DA}}{\text{Ln } 10}\right)}$$

$$\frac{m_{\text{inf}}}{\text{Ln } 10} = \frac{dp_D}{d(\text{Ln } t_{DA})}$$

$$\frac{m_{\text{inf}}}{\text{Ln } 10} = t_{DA} \frac{dp_D}{dt_{DA}}$$

$$m_{\text{inf}} = \left(t_{DA} \frac{dp_D}{dt_{DA}} \right) \text{Ln } 10 \quad \dots\dots(3.7)$$

De la Figura III.2 inciso (b), tenemos que,

$$m_{\text{inf}} = \frac{\text{Ln } 10}{2} \quad \dots\dots(3.8)$$

Igualando las expresiones 3.7 y 3.8 determinamos que para el periodo infinito:

$$t_{DA} \frac{dP_D}{dt_{DA}} = \frac{1}{2} \quad \dots\dots(3.9)$$

Ahora, derivando la expresión (3.5) con respecto al tiempo adimensional, dP_D/dt_{DA} , aplicando el teorema de LIEBNITZ, hallamos que

$$\frac{dp_D}{dt_{DA}} = 2\pi \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} B_n \exp(-A_n t_{DA}) \right] \cdot \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} D_n \exp(-C_n t_{DA}) \right] \quad \dots\dots(3.10)$$

Multiplicando a ambos lados por t_{DA} .

$$t_{DA} \frac{dp_D}{dt_{DA}} = 2\pi t_{DA} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} B_n \exp(-A_n t_{DA}) \right] \cdot \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} D_n \exp(-C_n t_{DA}) \right] \quad \dots\dots(3.11)$$

La duración del periodo infinito, $t_{DA} = (t_{DA})_{\text{eia}}$, se estima cuando al evaluar la expresión 3.11, el valor obtenido es un 5 % mayor o igual al de la ecuación 3.9, es decir:

$$t_{DA} \frac{dp_D}{dt_{DA}} \geq 0.525 \quad \dots\dots(3.12)$$

Donde t_{DA} es la finalización del periodo infinito dado en la columna “Fin del periodo infinito (t_{DA})_{eia}”. Exacto para $t_{DA} < ”$, de la tabla A, Apéndice.

La Figura III.2, nos indica que en sistemas cerrados el periodo infinito es seguido por un periodo de transición. A su vez, este es seguido por el periodo de flujo en estado pseudoestacionario, un régimen de flujo transitorio donde el cambio de presión con el tiempo, dp/dt , es constante en todos los puntos en el yacimiento. p_D en cualquier punto del sistema varía linealmente con t_{DA} . Durante este periodo de flujo, la presión adimensional está dada como:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \text{Ln} \left[\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right] \quad \dots\dots(3.13)$$

La pendiente de la línea recta de la gráfica de p_D contra t_{DA} , Figura III.1 inciso (a), está dada por:

$$m_{pss} = \frac{dp_D}{dt_{DA}} \quad \dots\dots(3.14)$$

Derivando la expresión 3.13 con respecto a t_{DA} obtenemos para el periodo de flujo en estado pseudoestacionario.

$$\frac{dp_D}{dt_{DA}} = 2\pi \quad \dots\dots(3.15)$$

Por lo tanto,

$$m_{pss} = 2\pi$$

El inicio del periodo pseudoestacionario, $t_{DA} = (t_{DA})_{pss}$, se estima al evaluar la expresión 3.10, y el valor obtenido es un 5 % menor o igual al de la ecuación 3.15, es decir:

$$3 \frac{dp_D}{dt_{DA}} \leq 1.05 m_{pss} \quad \dots\dots(3.16)$$

Donde t_{DA} es el inicio del periodo pseudoestacionario dado en la columna “inicio del periodo pseudoestacionario $(t_{DA})_{pss}$. Exacto para $t_{DA} >$ ” de la tabla A, Apéndice.

En la ecuación 2.38, el factor de forma, C_A , es un factor geométrico característico de la forma del sistema y de la localización del pozo. Este parámetro característico, lo podemos evaluar despejándolo de la expresión 3.13.

$$C_A = \exp \left[4\pi t_{DA} + \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{r_w^2} \right) - 2p_D \right] \quad \dots\dots(3.17)$$

Los valores de C_A para varias áreas de drenaje cerrados con un solo pozo, están dados en la tabla A, Apéndice.

Utilizando la expresión, desarrollada por VAN EVERDINGEN y HURST.

$$\bar{q}_{D(l)} = \frac{1}{l^2 \bar{p}_{wD(l)}} \quad \dots\dots(3.18)$$

Determinamos el comportamiento de la declinación transitoria del gasto para un pozo que produce a una presión constante en un área de drenaje cerrada.

III.2 Análisis por Curva Tipo.

Para la construcción de las curvas tipo se consideran las funciones fuente y de GREEN instantáneas, las cuales se utilizan para desarrollar las soluciones de presión adimensional para un sistema rectangular cerrado. Luego empleando la ecuación 3.18 de VAN EVERDINGEN y HURST, determinaremos el comportamiento transitorio del gasto para un pozo que produce a presión constante en un área de drene cerrada.

De los valores obtenidos de $q_{D(tDA)}$ de las ecuaciones 3.3 y 3.4, se obtienen representaciones gráficas que constituyen las curvas tipo a utilizar en la determinación del área de drene de un pozo en específico. El procedimiento de análisis para tal efecto se detalla a continuación.

Procedimiento de Análisis.

1. Graficar los datos de gasto q contra tiempo de producción t en papel log-log.
2. Ajustar la curva obtenida en el inciso 1 con una curva tipo para una determinada área de drene, sobreponiéndola y deslizándola verticalmente u horizontalmente la curva de datos hasta lograr el mejor ajuste.
3. Escoger un punto de ajuste y leer:

De la gráfica de datos: $(t)_a$ y $(q)_a$

De las gráficas de curvas tipo: $(q_{Dd})_a$ y $(t_{Dd})_a$

$$\left[\text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)^{1/2} q_{D(tDA)} \right]_a = (q_{Dd})_a$$

y

$$\left[\frac{4\pi t_{DA}}{\text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} \right]_a = (t_{Dd})_a \quad \text{.....(3.19)}$$

5. Calcular el área de drene de la ecuación:

$$A = \frac{(q)_a (t)_a}{\phi h c_t (p_i - p_{wf}) (q_{Dd})_a (t_{Dd})_a} \quad \text{.....(3.20)}$$

6. Calcular el factor de forma de las ecuaciones:

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \exp \left[- \frac{4\pi k h (p_i - p_{wf}) (q_{Dd})_a}{\mu (q)_a} \right] \quad \text{..... (3.21)}$$

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \exp \left[- \frac{4\pi k (t)_a}{\mu \theta c_t A (t_{Dd})_a} \right] \quad \text{..... (3.22)}$$

De esta forma, si la porosidad y la permeabilidad del yacimiento son conocidas, podemos conocer información acerca del tamaño y la forma del área de drene, y la localización del pozo dentro de ella.

III.3 Análisis por Declinación Exponencial.

Para un pozo que produce a gasto constante dentro de un área de drene cerrada, el efecto de las fronteras de drene causa el comienzo del comportamiento de estado pseudoestacionario. Para un pozo que produce a presión constante, el comportamiento resultante de tener las fronteras de drene cerradas es una declinación exponencial al gasto. Esto se llama agotamiento exponencial. El estado de declinación exponencial se puede derivar de la función de presión de flujo en el pozo adimensional para producción a gasto constante después de iniciado el estado pseudoestacionario usando la ecuación 3.18. Para el estado pseudoestacionario de un yacimiento cerrado producido a gasto constante, RAMEY y COBB o según EARLOUGHER demostraron que:

$$p_{WD(t_{DA})} = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \quad \text{.....(3.23)}$$

Tomando la transformada de Laplace ambos lados de la ecuación anterior, tenemos que

$$\bar{p}_{WD(i)} = \frac{2\pi}{i^2} + \left(\frac{1}{2} \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) \frac{1}{i} \quad \text{..... (3.24)}$$

Reemplazando la ecuación 3.24 en la ecuación 3.18.

$$\bar{q}_{D(i)} = \frac{1}{i^2 \left[\frac{2\pi}{i^2} + \left(\frac{1}{2} \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) \frac{1}{i} \right]}$$

$$\bar{q}_{D(i)} = \frac{1}{\frac{2\pi}{i^2} + \left(\frac{1}{2} \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right) i}$$

$$\bar{q}_{D(i)} = \frac{1}{\frac{1}{2} \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \left[\frac{4\pi}{\text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} + i \right]}$$

$$\bar{q}_{D(i)} = \frac{2}{\frac{1}{2} \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \left[\frac{4\pi}{\text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} + i \right]} \quad \dots (3.25)$$

Si tomamos la antitransformada de Laplace a ambos lados de la expresión (3.25), obtenemos,

$$\bar{q}_{D(i)} = \frac{2}{\frac{1}{2} \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \exp \left[- \frac{4\pi}{\text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \right] \quad \dots (3.26)$$

Para $t_{DA} > (t_{DA})_{pss}$ donde $(t_{DA})_{pss}$ es el tiempo requerido para que se desarrolle verdaderamente el estado pseudoestacionario de un pozo producido a gasto constante, y es dependiente a la forma del yacimiento.

De la ecuación 3.26:

$$\text{Log } q(t) = \text{Log} \left[\frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})}{\mu \text{Ln} \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right)} \right] - \frac{4\pi k t}{2.303\theta \mu c_i A \text{Ln} \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} \quad \dots\dots (3.27)$$

Así una gráfica de log q (t) contra t, tendrá una intersección, q_{int} , y una pendiente m_q , como se muestra en la Figura III.2.

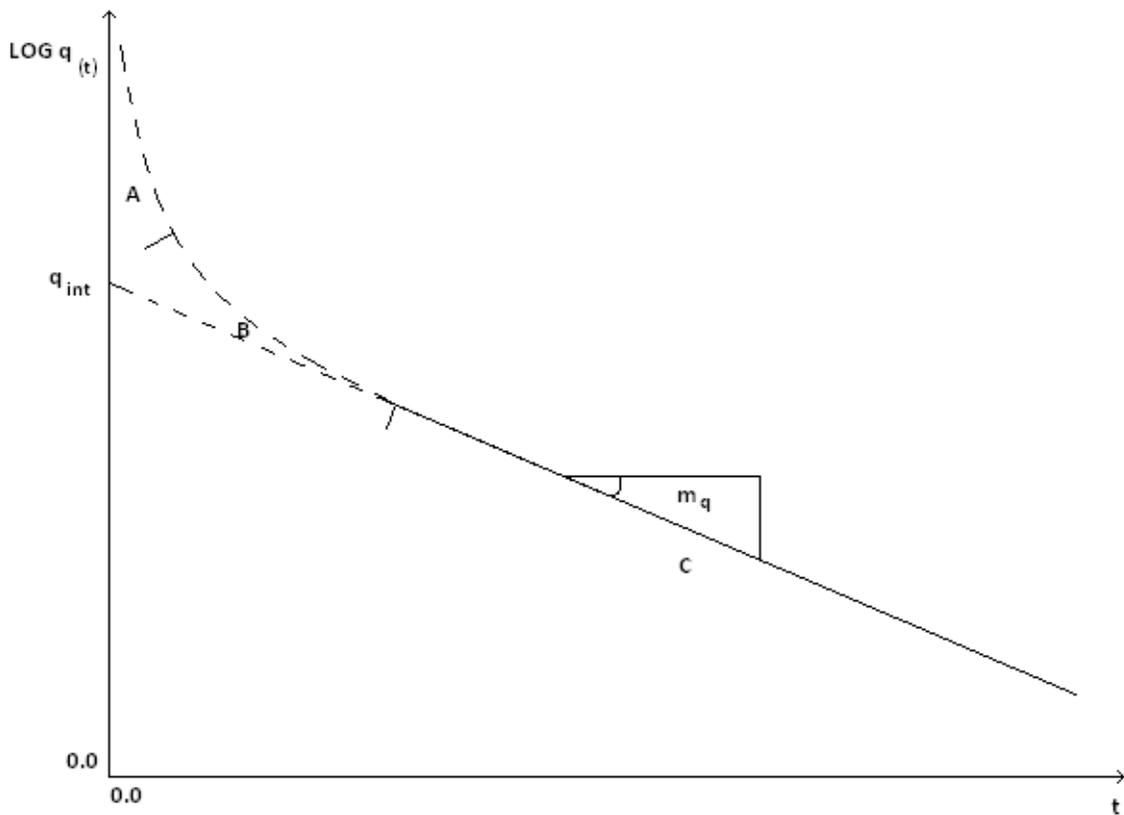


Figura III.2. Gasto de flujo para un pozo que produce a presión constante, para $t > t_{pss}$, en un sistema rectangular cerrado

Así la intersección y la pendiente están dadas por,

$$q_{\text{int}} = \frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})}{\mu L n \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} \quad \dots (3.28)$$

$$m_q = \frac{4\pi k}{2.303\theta \mu c_i A L n \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}} \quad \dots (3.29)$$

Resolviendo para $L n \frac{2.2458A}{C_A r_w^2}$ en ambas ecuaciones, la expresión resultante es:

$$A = \frac{q_{\text{int}}}{2.303\theta c_i h (p_i - p_{wf}) m_q} \quad \dots (3.30)$$

Entonces C_A la podemos estimar de la ecuación 3.28 o 3.29:

$$C_A = 2.2458 \frac{A}{r_w^2} \exp\left[-\frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})}{q_{\text{int}} \mu}\right] \quad \dots (3.31)$$

$$C_A = 2.2458 \frac{A}{r_w^2} \exp\left[-\frac{4\pi k}{2.303\theta \mu c_i A m_q}\right] \quad \dots (3.32)$$

III.4 Limitaciones de la Metodología

Esta técnica, por análisis de curva tipo, presenta los siguientes problemas al ser empleada en el estudio de la declinación transitoria del gasto de un pozo que produce a presión constante.

Solo con el análisis de curva tipo, es imposible determinar con exactitud la forma del área de drene y la localización del pozo dentro de ella. Por lo consiguiente, si la porosidad y la permeabilidad del yacimiento son conocidas, podemos obtener información acerca del tamaño y la forma del área de drene, y la localización del pozo dentro de ella. De esta manera podemos caracterizar el yacimiento adecuadamente. La porosidad la podemos estimar a partir de un análisis de curva tipo de gasto (q) contra tiempo (t). La permeabilidad la determinamos a partir de una gráfica de $1/q$ contra $\text{Log } t$, a partir de la pendiente m_q , de la línea recta semilogarítmica.

A partir del análisis de curva tipo es muy difícil poder distinguir la curva tipo que ajusta a nuestros gastos reales, es decir se presenta el fenómeno unicidad que es buscar en una sola curva tipo que sea representativa. En este caso la solución más probable la podemos obtener si tenemos información adicional sobre el yacimiento. También podemos eliminar este problema de unicidad en la solución representado en una gráfica Log-Log la función dq/dt contra t .

IV. ÁREA DE DRENE EN POZOS HORIZONTALES.

Durante la última década, avances significativos en la tecnología de perforación han hecho posible perforar pozos horizontales.

Los pozos horizontales son normalmente pozos nuevos, tienen de 1000 a 3000 pies de longitud, los cuales son perforados desde la superficie. Los agujeros de drenaje son generalmente perforados desde pozos verticales y tienen una longitud de 100 a 700 pies. Por medio de un solo pozo vertical se pueden perforar uno o más agujeros de drenaje.

Los pozos horizontales y los agujeros de drenaje representan pozos con el espesor de la fractura limitada, donde el espesor de la fractura es igual al diámetro del hueco. Un pozo horizontal concebido correctamente puede ser equivalente a un pozo vertical con una fractura completamente penetrante. Un pozo horizontal representa una fractura vertical extensa y controlada. En la mayoría de los trabajos de fracturamiento es difícil obtener conductividades infinitas y, además, la conductividad de la fractura disminuye con el tiempo. Por el contrario, un pozo horizontal ofrece casi permanentemente una conductividad infinita al paso del flujo de un fluido. Adicionalmente, en yacimientos donde el empuje de agua en el fondo o una capa de gas en el tope, hacen difícil un fracturamiento, un pozo horizontal ofrece una alternativa para obtener altos gastos de producción sin que se conifiquen el gas o el agua. Un pozo horizontal ofrece una opción completamente viable y competirá con un fracturamiento en el futuro.

Como regla de dedo se dice que los pozos horizontales con una longitud de 1000 pies pueden drenar dos veces el área de drenaje de un pozo vertical, así mismo un pozo horizontal de 2000 pies puede drenar un área tres veces de la que drenaría un pozo vertical en un tiempo dado.

En general, los pozos horizontales son muy efectivos en yacimientos delgados, en algunos yacimientos naturalmente fracturados, en yacimientos combinados y en yacimientos con problemas de conificación de gas o agua.

La Figura IV.1 muestra el área de drenaje que tendría un pozo horizontal de 1000 ft y 2000 ft, así como las dimensiones del área de drenaje, las cuales, tienden a tomar una forma elíptica, esto en yacimientos isotrópicos y anisotrópicos. Además en la Figura IV.2 se muestra una comparación de un pozo vertical y uno horizontal en un medio en donde las permeabilidades horizontal y vertical no son iguales es decir, la permeabilidad k_y es diferente de la permeabilidad k_x .

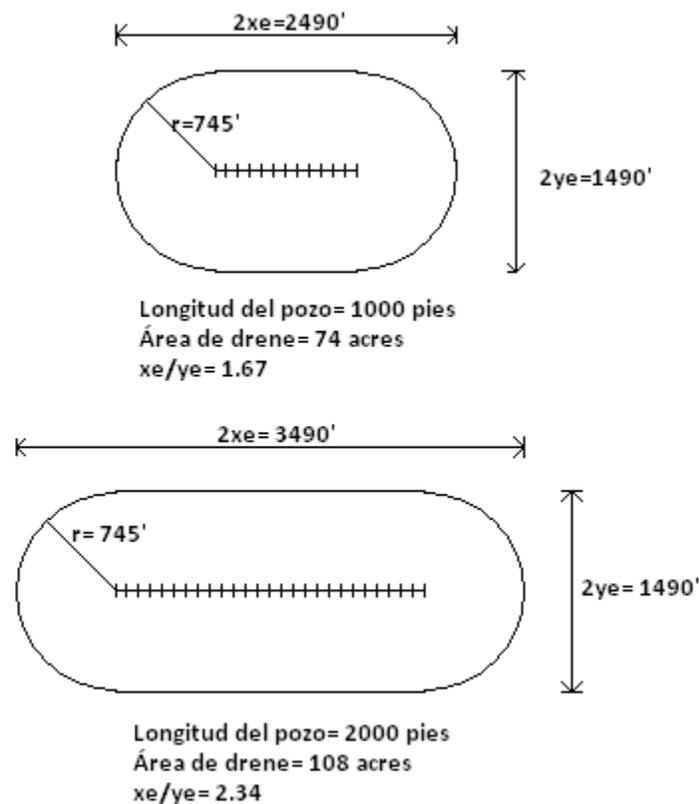


Figura IV.1. Áreas de drenaje para pozos horizontales de 1000 y 2000 pies de longitud

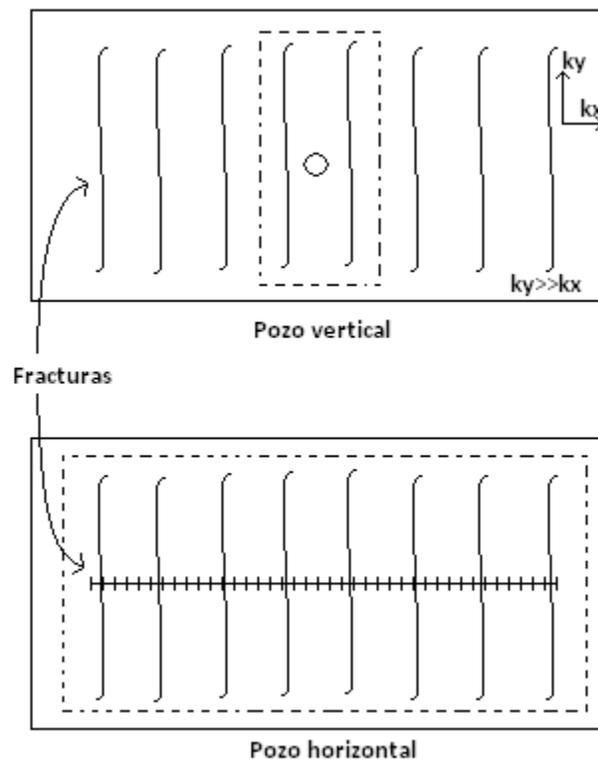


Figura IV.2. Áreas de drenaje de un pozo vertical y uno horizontal en un yacimiento fracturado

A continuación se presentan algunos ejemplos para determinar el área de drenaje en pozos horizontales.

VI.1 Ejemplo 1

Se tiene un campo de 400 acres que se desarrollará con 10 pozos verticales, un ingeniero propone perforar pozos horizontales de 1000 ft y 2000 ft de longitud, se requiere calcular el número de pozos horizontales necesarios para drenar el área efectiva del campo original.

Solución

Visualizando los pozos verticales podemos decir que cada uno de ellos drena un área de 40 acres, es decir que el radio de drene de cada uno es de 745 ft, como se muestra a continuación.

$$\text{Area de Drene} = \pi r_{ev}^2 = 40 \text{ acres} \times 43560 \text{ pies}^2 / \text{acre}$$

$$r_{ev} = 745 \text{ pies}$$

Con este dato se mostraran dos métodos para determinar el área de drene en un pozo horizontal.

Método 1

Aquí se visualizara el área de drene como dos semicírculos en los extremos y un rectángulo central en el cual se observa en la Figura IV.1 con las dimensiones ya mencionadas.

$$\text{Area de drene} = (\pi \times 745^2) + (1490 \times 1000)$$

$$\text{Area de drene} = 323366654 \text{ pies}^2$$

$$\text{Area de drene} \approx 74 \text{ acres}$$

Para el pozo horizontal de 1000 ft de longitud, el área sería de 74 acres.

Mientras que, en el pozo horizontal con 2000 ft de longitud con las mismas características de forma:

$$\text{Area de drene} = (\pi \times 745^2) + (1490 \times 2000)$$

$$\text{Area de drene} = 472366246 \text{ pies}^2$$

$$\text{Area de drene} \approx 108 \text{ acres}$$

Se tiene un área de drene de 108 acres.

Este método es de manera geométrica asumiendo que la forma del área de drene son dos semicírculos en los extremos y un rectángulo central.

Método 2

Ahora bien, asumiendo que el área de drene de un pozo horizontal es de forma de una elipse se tendrá que aplicar su respectiva fórmula.

Para el pozo horizontal de 1000 pies de longitud.

$$a = \text{la mitad del eje mayor de la elipse} = (L/2) + 745$$

$$= (1000/2) + 745 = 1245 \text{ pies}$$

$$b = \text{la mitad del eje menor de la elipse} = 745$$

$$\text{Area de drene} = ab\pi/43560$$

$$\text{Area de drene} = \pi(1245 \times 745)/43560 = 67 \text{ acres}$$

Para el pozo horizontal de 2000 pies de longitud.

$$a = \text{la mitad del eje mayor de la elipse} = (L/2) + 745$$

$$= (2000/2) + 745 = 1745 \text{ pies}$$

$$b = \text{la mitad del eje menor de la elipse} = 745$$

$$\text{Area de drene} = ab\pi/43560$$

$$\text{Area de drene} = \pi(1745 \times 745)/43560 = 94 \text{ acres}$$

Como se puede ver los dos métodos tienen diferentes resultados de área de drene, es por eso que se tomará un promedio usando los dos métodos, a lo que da como resultado que el pozo horizontal de 1000 pies de longitud drenaría un área de 71 acres y el pozo de 2000 pies de longitud le corresponde un área de drene de 101 acres. Así el área de 400 acres del campo original puede ser drenado en arreglos de 10 pozos verticales, 6 pozos horizontales de 1000 pies de longitud o 4 pozos horizontales de 2000 pies de longitud.

IV.2 Ejemplo 2

Se tiene un campo de 600 acres que se desarrollará con un arreglo de 10 pozos verticales, otra alternativa es perforar pozos horizontales de 500 pies, 1000 pies y 2000 pies de longitud. Estimar el número posible de pozos horizontales que drenarían el área efectiva del campo.

Solución.

Cada pozo vertical drenaría un área de 60 acres, así que el radio de drene $r_{ev}=912$ pies.

$$\text{Área de Drene} = \pi r_{ev}^2 = 60 \text{ acres} \times 43560 \text{ pies}^2 / \text{acre}$$

$$r_{ev} = 912 \text{ pies}$$

Método 1

Se calculará el área de drene de los pozos horizontales asumiendo la forma de dos semicírculos en los extremos y un rectángulo central, conociendo las dimensiones de cada área de los respectivos pozos es decir:

	Longitud de pozo horizontal		
	500 pies	1000 pies	2000 pies
Área de las dos mitades de los semicírculos (acres)	30+30 =60	30+30 =60	30+30 =60
Dimensiones del rectángulo central (acres)	20.9	41.9	83.7
Área de drene total	80.9	101.9	143.7

Método 2

Este método asume que el área de drene tiene una forma de elipse con un eje mayor a y un eje menor b.

El área de drene de una elipse en acres es:

$$\text{Area de drene} = ab\pi/43560$$

	Longitud de pozo horizontal		
	500 pies	1000 pies	2000 pies
a= mitad de eje mayor (pies)	250+912 =1162	500+912 =1412	1000+912 =1912
b= mitad del eje menor (pies)	912	912	912
Área de drene total (acres)	76.4	92.9	125.8

Ahora, promediando las áreas de drene de los dos métodos.

	Longitud de pozo horizontal		
	500 pies	1000 pies	2000 pies
Promedio de área de drene Métodos 1+2	79	98	135
Número de pozos en el campo de 600 acres	8	6	4 o 5

De esta manera el campo de 600 acres puede ser drenado de manera efectiva con arreglos de 10 pozos verticales, 8 pozos horizontales de 500 pies de longitud, 6 pozos horizontales de 1000 pies de longitud o 5 pozos horizontales de 2000 pies de longitud.

IV.3 Ejemplo 3

En la Figura IV.3, se muestra un campo de 360 acres, que se desarrollará usando nueve pozos verticales. ¿Cuántos pozos horizontales de 1000 pies de longitud drenarían el yacimiento de manera efectiva? ¿Cuántos pozos horizontales de 2000 pies drenarían el área del yacimiento?

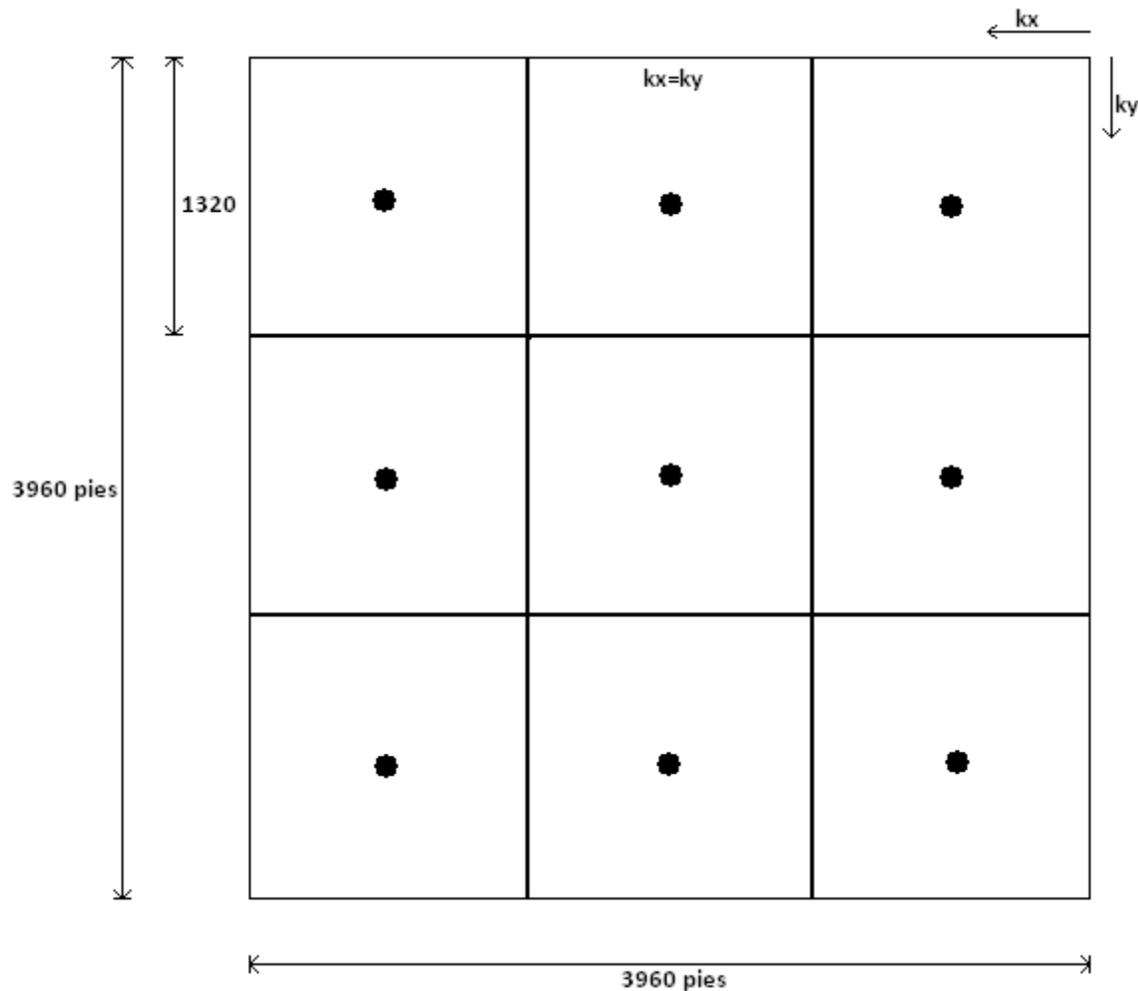


Figura IV.3 Nueve pozos verticales en un área de 360 acres

Solución.

Se muestra en el ejemplo 1 que un pozo vertical drena un área de 40 acres efectivos, y los pozos horizontales de 1000 y 2000 pies de longitud drenan áreas de 80 y 120 acres respectivamente.

Así en el área de 360 acres se puede desarrollar arreglos de 4 pozos de 1000 pies de longitud y uno vertical, o, tres pozos verticales y tres pozos horizontales, estas posibles configuraciones se observan en la Figura IV.4 y la Figura IV.5 respectivamente.

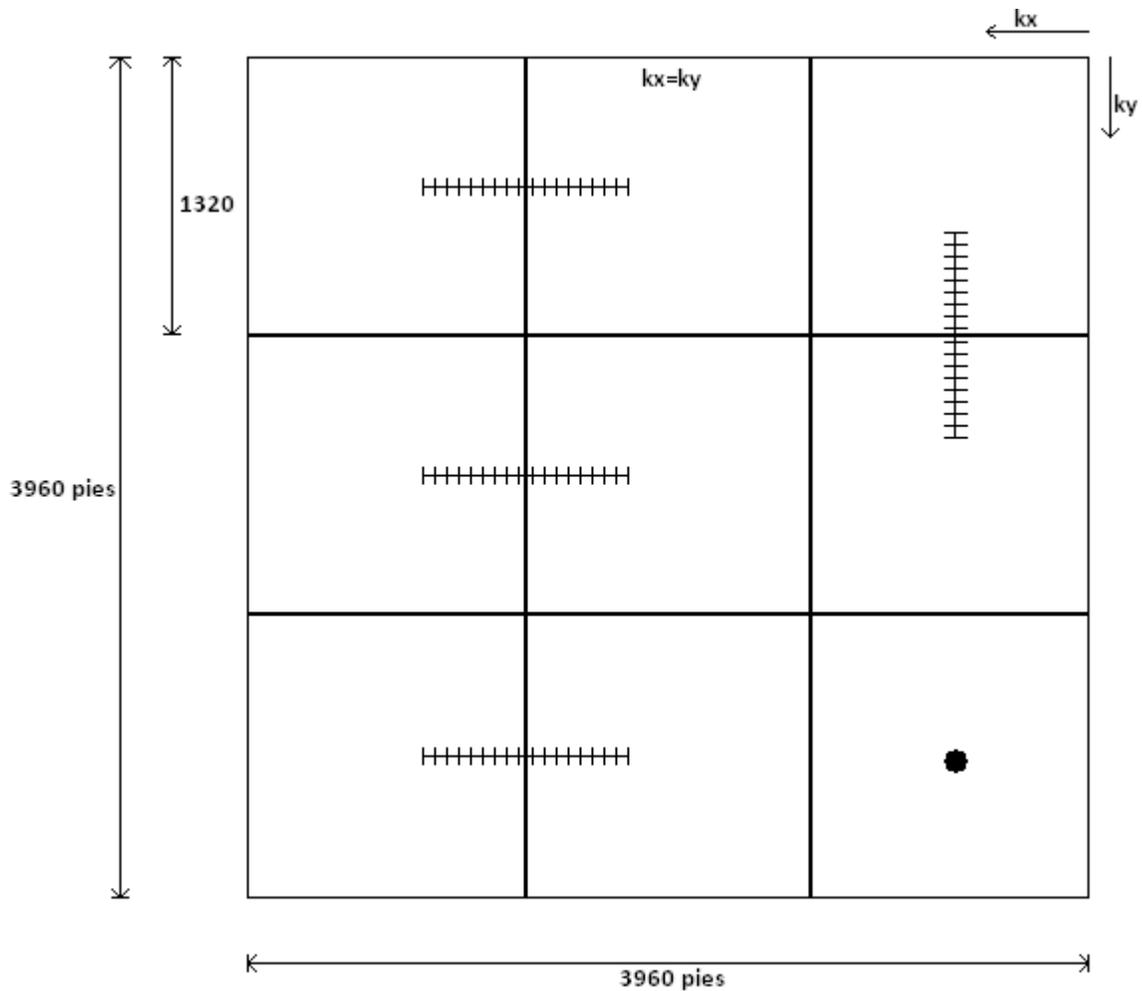


Figura IV.4. Configuración de cuatro pozos horizontales de 1000 pies de longitud y un pozo vertical

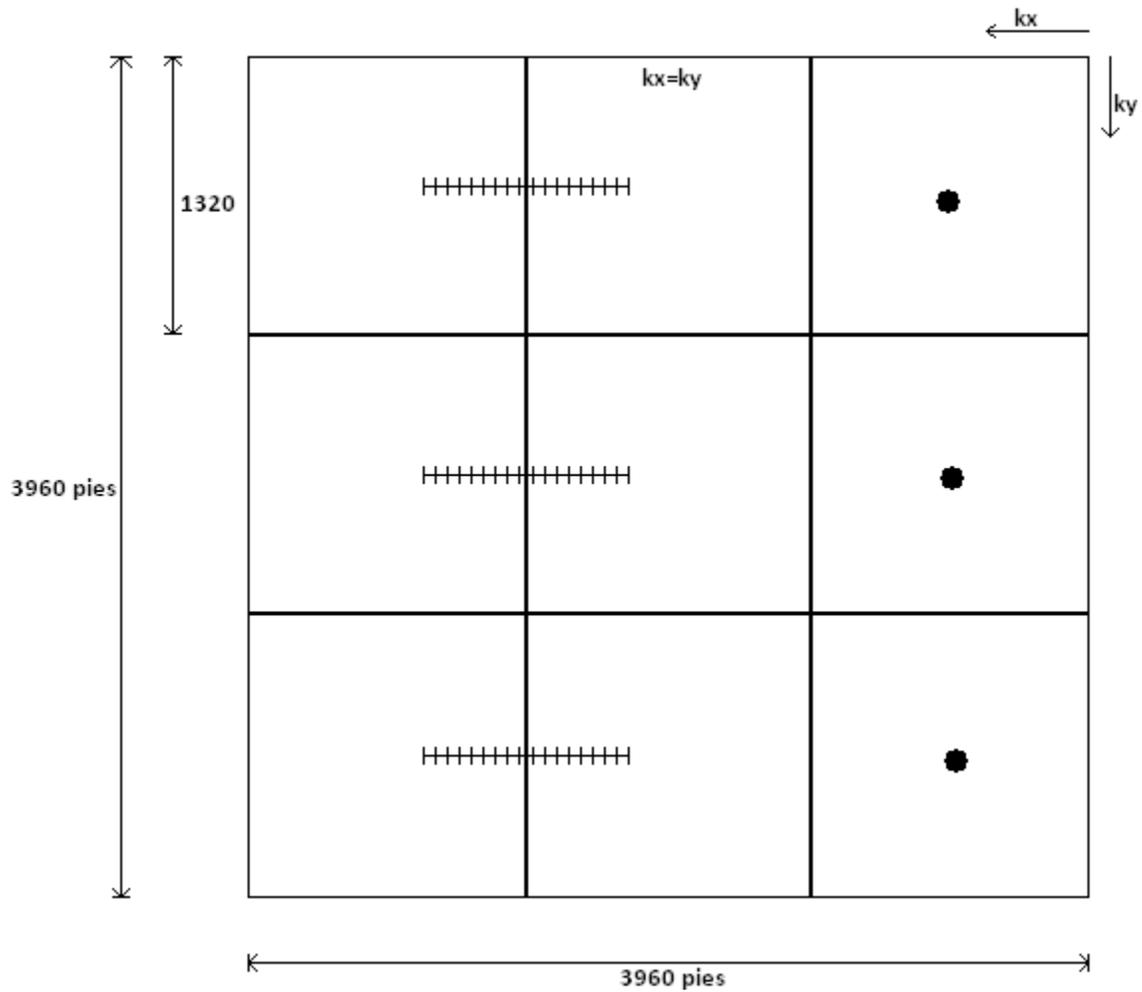


Figura IV.5. Configuración de tres pozos horizontales de 1000 pies de longitud y tres pozos verticales

Como en el ejemplo 1 se cita que un pozo horizontal drena un área de 120 acres, se hace una configuración, que puede verse en la Figura IV.6, de tres pozos horizontales de dicha longitud que drenarían el área efectiva del yacimiento de 360 acres

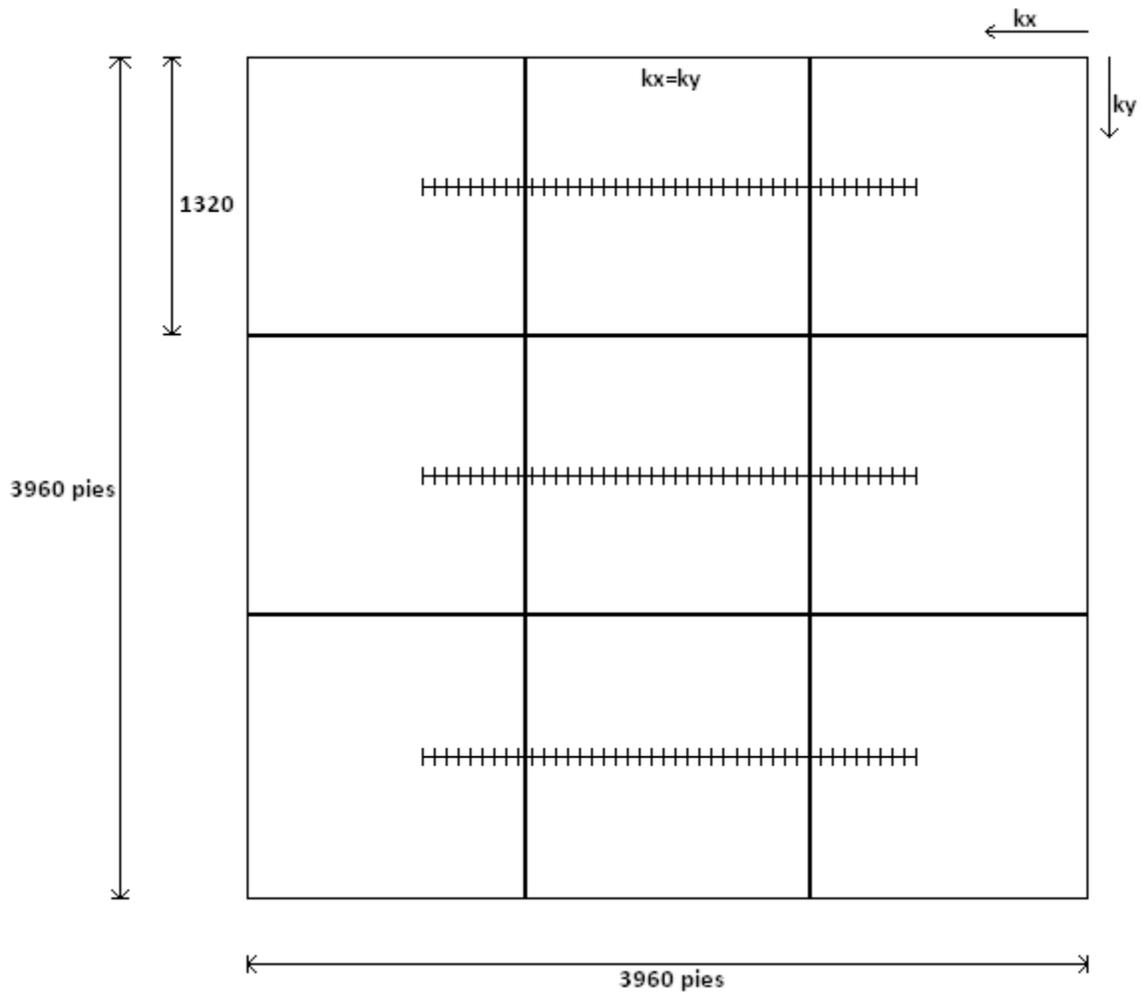


Figura IV.6 Configuración de tres pozos horizontales de 2000 pies de longitud

De esta manera se aprecia que este tipo de pozos arrojan una mayor área de drenaje a lo cual es útil si se tienen yacimientos en lugares hostiles o costa fuera que no permiten tener un arreglo de pozos verticales en cuestión de espacio o en lo económico.

V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

En esta sección emplearemos dos ejemplos para ilustrar el método de análisis de datos de una curva de declinación usando las técnicas de curva tipo y declinación exponencial vistas anteriormente en el Capítulo 3.

Las historias de producción de los pozos fueron tomadas del artículo "*The effect of Reservoir and Fluids Properties on Production Decline Curves*", publicado por GENTRY y McCRAY.

Algunos datos fueron supuestos ya que no se publicaron en el artículo.

V.1 Ejemplo 1

La información general se muestra a continuación y corresponde a un pozo que produce de la arenisca Bartlesville y está localizado en Oklahoma Country, OK.

Información general:

$$\phi = 18 \%$$

$$h = 20 \text{ pies} = 609.60 \text{ cm}$$

$$c_t = 7.0 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$\Delta p = (p_i - p_{wf}) = 2676 \text{ psi} = 182.09 \text{ atm}$$

$$r_w = 0.33 \text{ pies}$$

$$k = 1.0 \text{ md} = 0.001 \text{ darcy}$$

$$\mu = 0.67 \text{ cp}$$

Para éste ejemplo se necesita de la historia de producción el cual se muestra en la Tabla 5.1 y de las gráficas, Figuras V.1 y V.2, las cuales están en escala Log-Log y semilogarítmica, respectivamente, ambas gráficas muestran el gasto del pozo “q” contra el tiempo de producción “t”.

Tabla 5.1. Historia de producción de un pozo en la arenisca de Bartlesville en Oklahoma, OK.

t (años)	q (bb/mes)
1	1526.00
2	2131.40
3	1708.10
4	1544.60
5	1110.30
6	1053.70
7	915.30
8	779.10
9	637.10
10	592.60
11	426.00
12	377.50
13	321.40
14	284.80
15	269.90
16	273.60
17	260.70
18	225.50
19	214.90
20	169.40
21	149.60
22	116.50
23	73.80
24	55.70
25	54.00
26	63.10

A. Análisis por Curva Tipo

1. Al sobreponer la Figura V.1 con la curva tipo que mejor se ajuste, seleccionamos un punto de ajuste (a) y leemos:

$$(t)_a = 15.75 \text{ años} = 189 \text{ meses}$$

$$(q)_a = 244.0 \text{ BPM} = 1370.06 \text{ pies}^3/\text{mes} = 14.9648 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

$$(q_{Dd})_a = 0.10$$

$$(t_{Dd})_a = 2.314$$

2. Calculamos el área de drene, A:

$$A = \frac{(q)_a (t)_a}{\phi h c_t (p_i - p_{wf}) (q_{Dd})_a (t_{Dd})_a}$$

$$A = \frac{1370.06 * 189}{0.18 * 20 * (7.0 * 10^{-5}) * 2676 * 0.10 * 2.314}$$

$$A = 1659401.15 \text{ pies}^2$$

$$A = 38.10 \text{ acres}$$

3. Calculamos el factor de forma, C_A :

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \exp\left[-\frac{4\pi k h (p_i - p_{wf}) (q_{Dd})_a}{\mu (q)_a}\right]$$

$$C_A = \frac{2.2458 * 1659401.15}{(0.33)^2} \exp\left[-\frac{4\pi * 0.001 * 609.6 * 182.09 * 0.1}{0.67 * 14.9648}\right]$$

$$C_A = 31.07$$

Con estos valores vamos al Apéndice, y encontramos que a éste factor le corresponde un área de drene cuadrada con un pozo en el centro.

B. Análisis por Declinación Exponencial.

1. De la Figura V.2, Log q(t) contra t, leemos el valor de la extrapolación de la línea de tendencia $q_{\text{int}(t=0)}$ y la pendiente m_q de dicha recta:

$$q_{\text{int}}=2438.8 \text{ bb/mes} = 164325.5615 \text{ pies}^3/\text{año} = 149.574 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

$$m_q = -0.0625 \text{ ciclos/año}$$

2. Calculamos el área de drene, A:

$$A = \frac{q_{\text{int}}}{2.303\phi c_i h (p_i - p_{wf}) m_q}$$

$$A = \frac{164325.5615}{2.303 * 0.18 * (7.0 * 10^{-5}) * 20 * 2676 * 0.0625}$$

$$A = 38.87 \text{ acres}$$

3. Calculamos el factor de forma, C_A :

$$C_A = 2.2458 \frac{A}{r_w^2} \exp\left[-\frac{4\pi k h (p_i - p_{wf})}{q_{\text{int}} \mu}\right]$$

$$C_A = 2.2458 \frac{169295.1513}{(0.33)^2} \exp\left[-\frac{4\pi * 0.001 * 609.6 * 182.09}{0.67 * 149.574}\right]$$

$$C_A = 31.48$$

Como podemos observar obtenemos los mismos resultados hallados por el método de curva tipo.

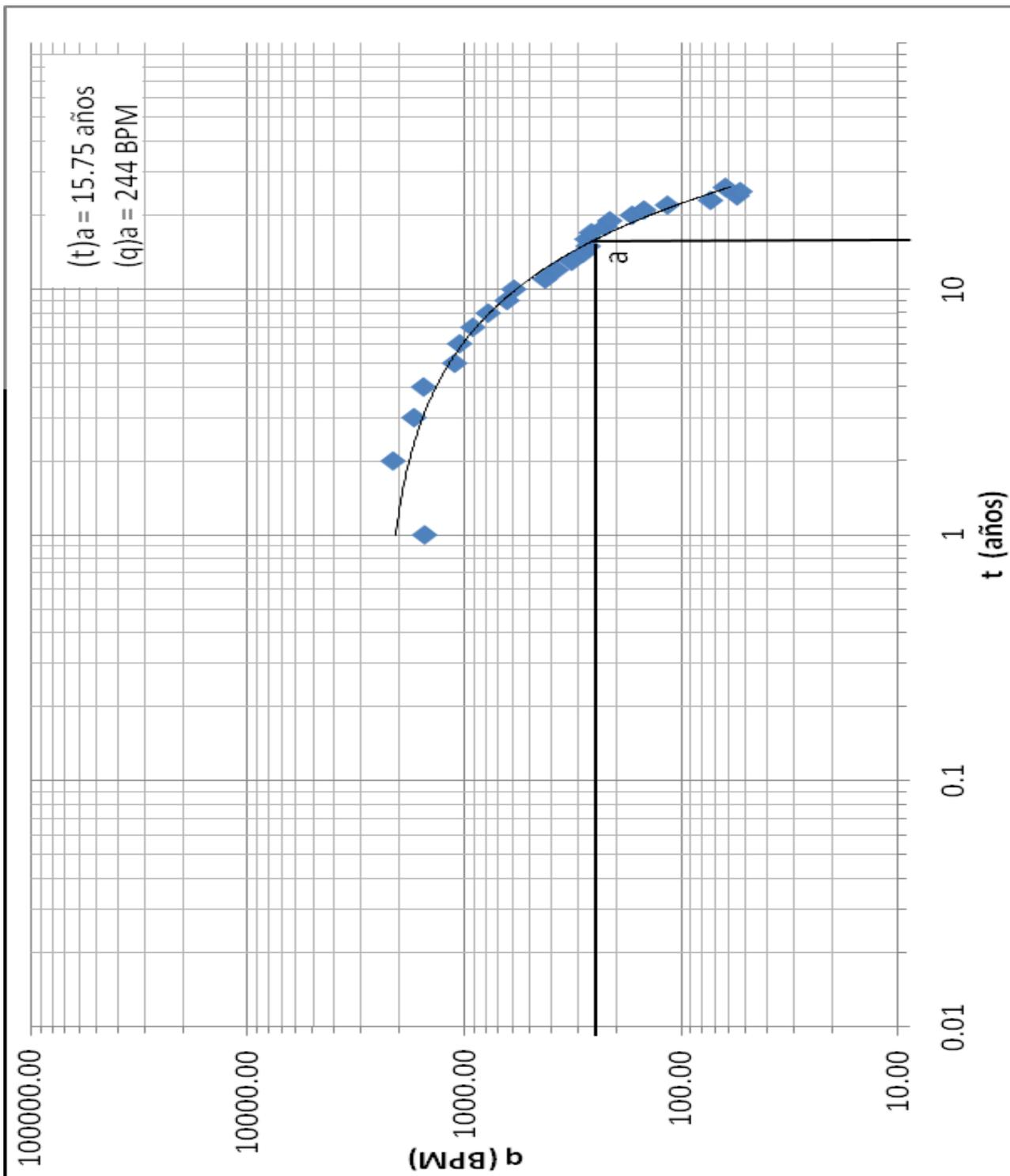


Figura V.1. Gráfica Log-Log de la curva de la declinación de la producción con respecto al tiempo para el ejemplo 1.

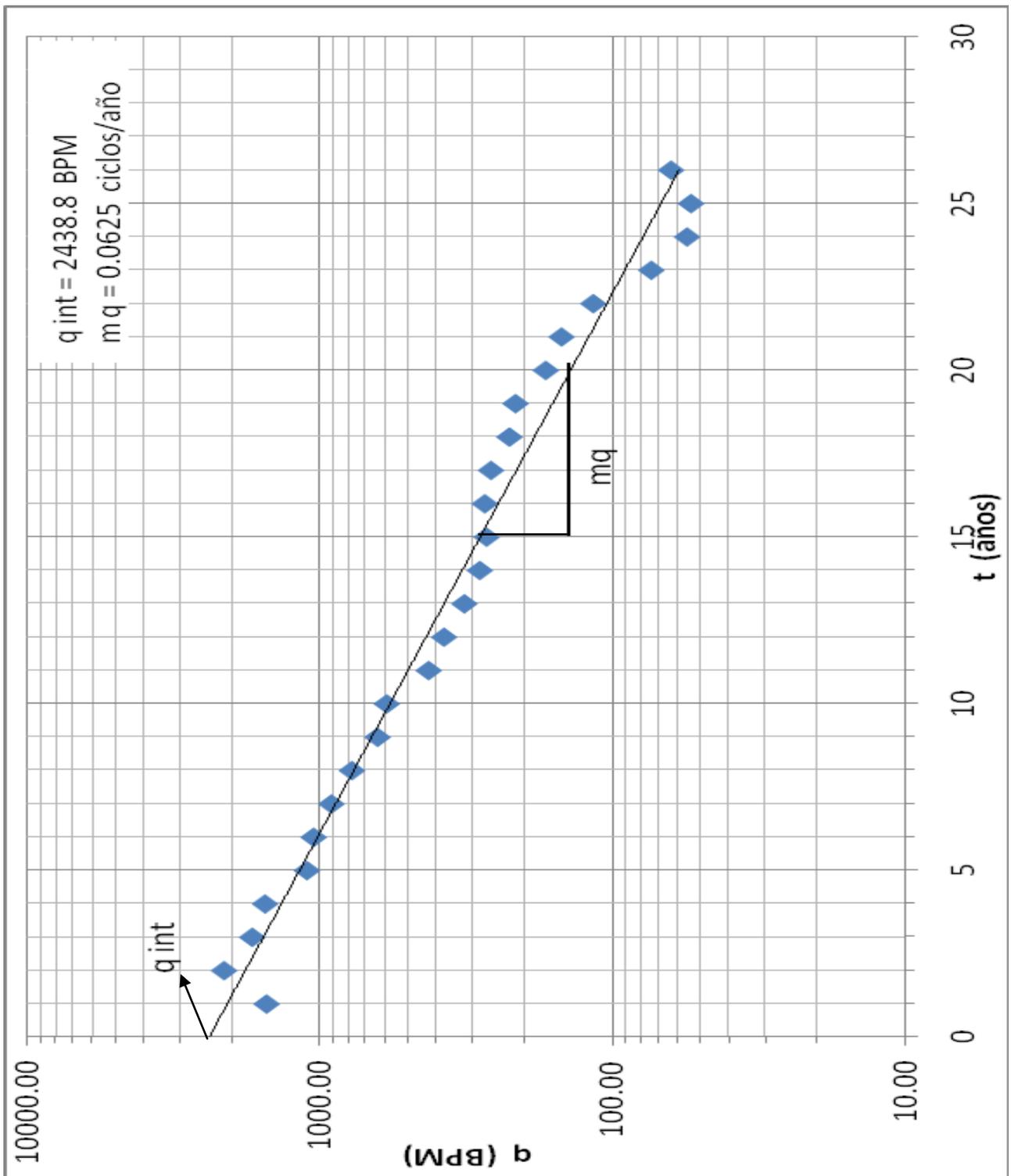


Figura V.2. Gráfica semilog del comportamiento de la producción con respecto al tiempo para el ejemplo 1.

V.2 Ejemplo 2

La información general se muestra a continuación y corresponde a un pozo terminado en la formación Mississippi.

Información general:

$$\phi = 0.20$$

$$h = 20 \text{ pies} = 609.60 \text{ cm}$$

$$c_t = 5.5 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

$$\Delta p = (p_i - p_{wf}) = 2800 \text{ psi} = 190.528 \text{ atm}$$

$$r_w = 0.33 \text{ pies}$$

$$k = 1.0 \text{ md} = 0.001 \text{ darcy}$$

$$\mu = 1.5 \text{ cp}$$

Los datos de la historia de producción se muestran en la Tabla 5.2, también se muestran las Figuras V.3, V.4, en Log-Log y semilog respectivamente, ambas representan el gasto "q" contra el tiempo de producción "t".

t (años)	q (bb/mes)
0	4642.00
0.42	1778.30
0.83	1245.20
1.67	896.20
2.5	719.70
5	518.00
7.5	372.80
10	268.30
12.5	193.10
15	139.00

Tabla 5.2. Datos de producción del pozo en la formación Mississippi. EUA.

A. Análisis por Curva Tipo.

1. Realizando el mismo procedimiento empleado en el análisis del Ejemplo 1, con la Figura V.3, seleccionamos la curva tipo que más se ajuste y localizando un punto de ajuste (a) y leemos:

$$(t)_a = 15.1082 \text{ años} = 181.2984 \text{ meses}$$

$$(q)_a = 140.5231 \text{ BPM} = 789.03345 \text{ pies}^3/\text{mes} = 8.61843 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

$$(q_{Dd})_a = 0.1405$$

$$(t_{Dd})_a = 1.917$$

2. de donde el área de drene se calculada A es:

$$A = \frac{789.03345 * 181.2984}{0.20 * 20 * (5.5 * 10^{-5}) * 2800 * 0.1405 * 1.917}$$

$$A = 86220440 \text{ pies}^2$$

$$A = 19.79 \text{ acres}$$

Y el factor de forma, C_A :

$$C_A = \frac{2.2458 * 8622044}{(0.33)^2} \exp \left[- \frac{4\pi * 0.001 * 609.6 * 190.528 * 0.1405}{1.5 * 8.61843} \right]$$

$$C_A = 2.30$$

Con estos valores vamos al Apéndice, y entonces encontramos que a éste factor le corresponde un área de drene con forma de un rectángulo de 1x5 con un pozo localizado en el centro.

B. Análisis por Declinación Exponencial.

1. De la Figura V.4, leemos la intersección de la recta con el eje de las ordenadas así como la pendiente de la misma.

$$q_{\text{int}} = 1000 \text{ bb/mes} = 67379.67914 \text{ pies}^3/\text{año} = 61.33102 \text{ cm}^3/\text{seg}$$

$$m_q = -0.05703 \text{ ciclos/año}$$

2. De donde el área de drene A es.

$$A = \frac{67379.67914}{2.303 * 0.20 * (5.5 * 10^{-5}) * 20 * 2800 * 0.05703}$$

$$A = 832819.56 \text{ pies}^2$$

$$A = 19.12 \text{ acres}$$

Y el factor de forma, C_A .

$$C_A = \frac{2.2458 * 832819.56}{(0.33)^2} \exp\left[-\frac{4\pi * 0.001 * 609.6 * 190.528}{1.5 * 61.33102}\right]$$

$$C_A = 2.21$$

Como era de esperarse, los resultados son satisfactorios con respecto a los calculados por el método de curva tipo.

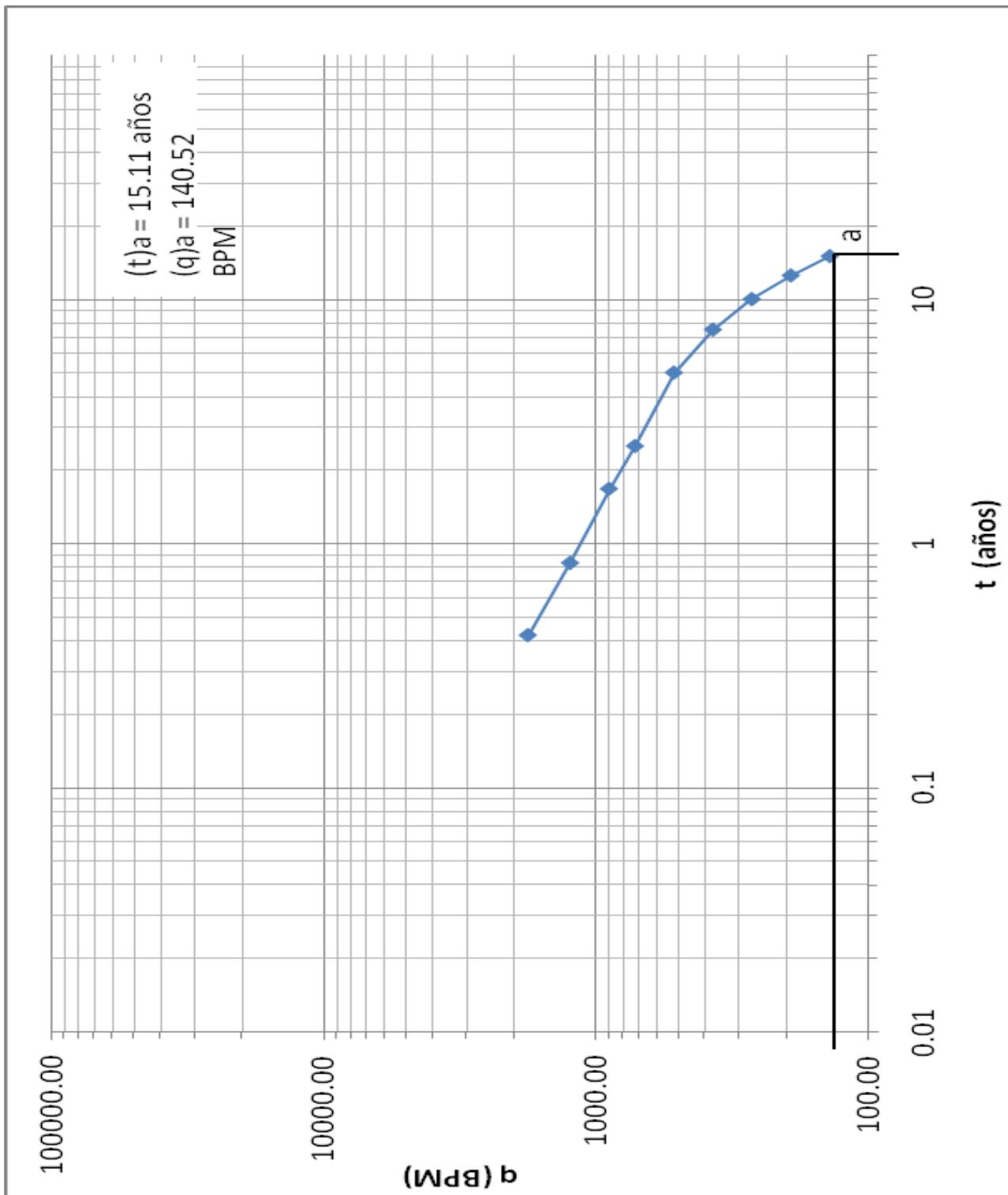


Figura V.3. Gráfica Log-Log de la curva de declinación de la producción con respecto del tiempo para el ejemplo 2.

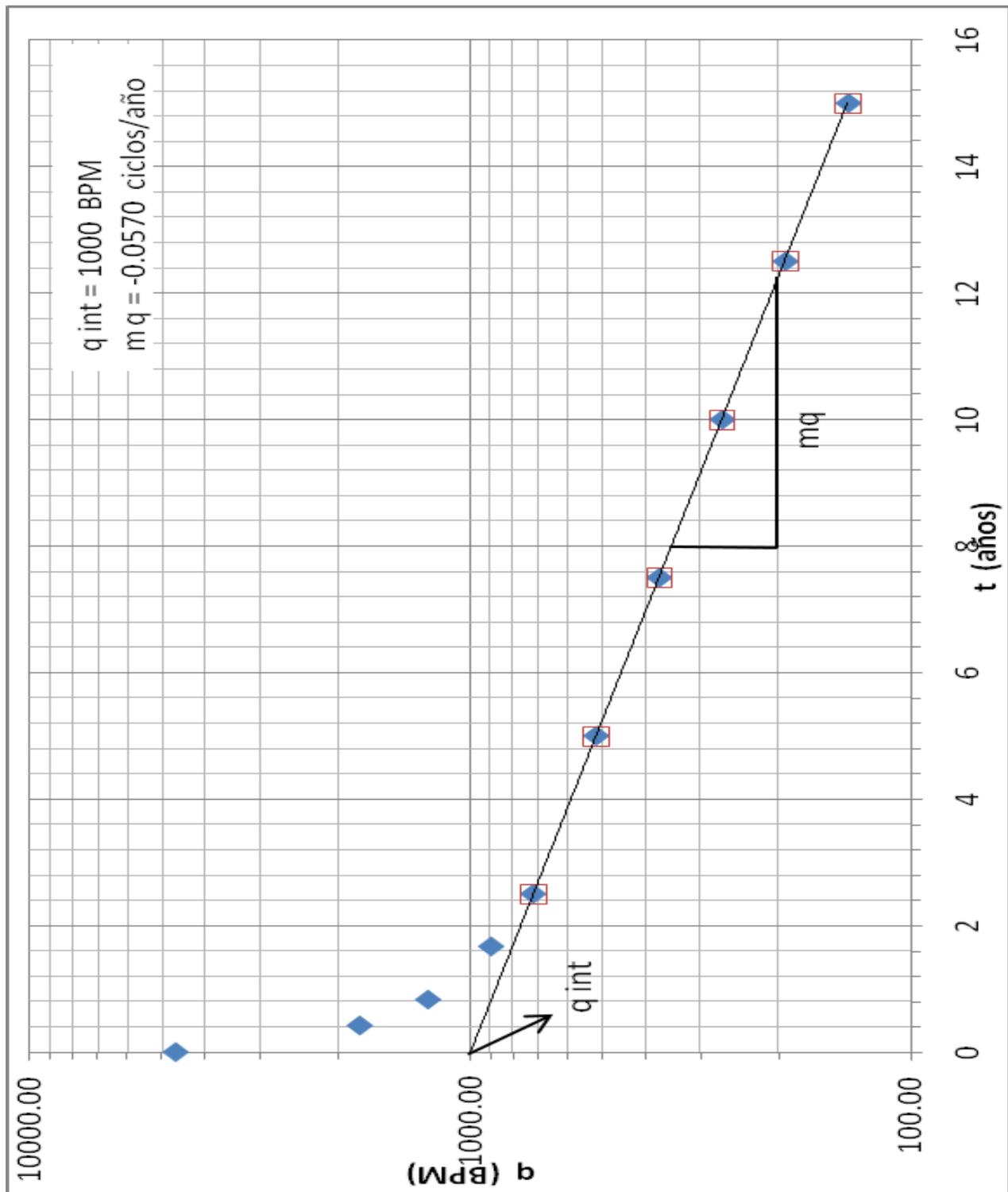


Figura V.4. Gráfica semilog del comportamiento de la producción con respecto del tiempo para el ejemplo 2.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El principal objetivo de este trabajo fue determinar el área de drenaje de un pozo y su aplicación en el análisis de la declinación del gasto de pozos que producen a presión constante en sistemas de drenaje cerrados. Con base en el material analizado en este trabajo, se presentan las siguientes conclusiones:

1. El estudio de la vida productiva de un pozo, nos ayuda a entender y determinar un régimen de flujo, así como una geometría de flujo, que depende mucho de la litología y de la terminación del pozo. Esto nos ayudara a comprender el área de drenaje del yacimiento
2. La geometría de flujo juega un papel muy importante en esta tesis por lo que es necesario identificar dicha geometría en el pozo, para una mejor interpretación del área de drenaje.
3. Se hizo un revisión de todos los métodos y técnicas de análisis más relevantes desarrolladas para la determinación del área de drenaje de un pozo.
4. Podemos determinar nuevos factores de forma, C_A , los cuales pueden ser de varios sistemas diferentes y no solo rectangulares cerrados. También se determino el final del comportamiento infinito y el inicio del periodo pseudoestacionario para cada forma de drenaje.
5. Con las ecuaciones presentadas podemos obtener las curvas de declinación del gasto para varios sistemas rectangulares cerrados, que nos ayudan a encontrar de manera eficaz el área de drenaje con solo contar con los datos generales del yacimiento y su historial de producción.

6. Los métodos por curva tipo y de declinación exponencial presentados, son muy eficaces pues determinan un área de drenaje similar entre ellos, y representativa en el yacimiento, además de que podemos saber la forma aproximada del área y la localización del pozo dentro de ella, conociendo su factor de forma C_A .

7. Con el estudio que se presenta para determinar el área de drenaje en pozos horizontales, podemos determinar diversos arreglos de diferentes pozos en campos, de esta manera podemos disminuir costos y tiempos de perforación, cumpliendo con una expectativa de recuperación en el campo.

Durante la vida productiva de un yacimiento, se tiene que realizar una gran variedad de pruebas, que nos ayuden a entender su comportamiento, ya que no suele ser igual a otros, incluyendo sus pozos; cada yacimiento es diferente, y el estudio constante nos llevara a una mejor caracterización, para determinar las mejores operaciones a realizar, claro está, maximizando la producción y disminuyendo los costos.

APÉNDICE

TABLA A1. Factores de forma para varias áreas de drene con un pozo.

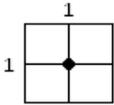
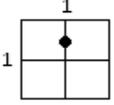
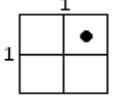
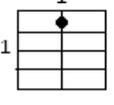
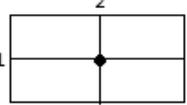
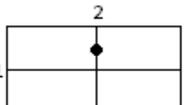
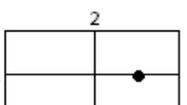
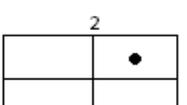
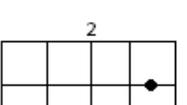
YACIMIENTOS CERRADOS	C_A	FIN DEL PERIODO INFINITO (tda) eia Exacto para tda <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (tda) pss Exacto para tda >		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	30.8821	0.057	0.20	0.16	0.12
	12.9645	0.021	0.63	0.47	0.31
	4.5128	0.017	0.71	0.54	0.38
	3.3346	0.006	0.69	0.53	0.36
	21.8382	0.034	0.35	0.27	0.19
	10.837	0.011	0.38	0.29	0.21
	4.512	0.031	1.30	0.94	0.61
	2.076	0.011	1.30	0.94	0.61
	0.581	0.011	1.40	1.10	0.72

Tabla A1. Continuación.

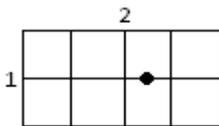
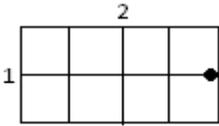
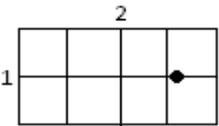
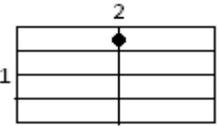
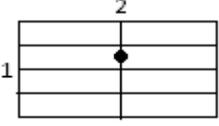
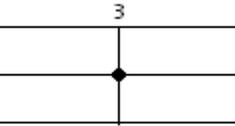
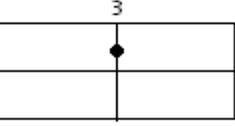
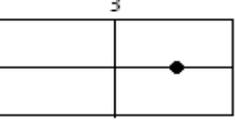
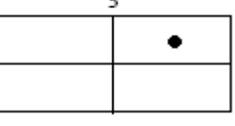
YACIMIENTOS CERRADOS	C_A	FIN DEL PERIODO INFINITO (t_{da}) eia Exacto para $t_{da} <$	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t_{da}) p_{ss} Exacto para $t_{da} >$		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	14.7263	0.0340	1.10	0.69	0.37
	0.1109	0.0030	1.40	1.10	0.74
	1.8371	0.0230	1.50	1.00	0.68
	3.1572	0.0030	0.39	0.30	0.22
	18.5990	0.0240	0.36	0.28	0.20
	11.4959	0.0230	0.53	0.41	0.29
	5.7456	0.0070	0.53	0.41	0.29
	1.0861	0.0230	1.90	1.50	0.92
	0.5334	0.0070	1.90	1.50	0.92

Tabla A1. Continuación.

YACIMIENTOS CERRADOS	C_A	FIN DEL PERIODO INFINITO (t_{da}) eia Exacto para $t_{da} <$	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t_{da}) _{pss} Exacto para $t_{da} >$		
			5.00%	0.20%	1.00%
	0.0560	0.0150	2.10	1.60	1.10
	6.3691	0.0230	1.60	1.10	0.55
	0.0069	0.0040	2.10	1.60	1.20
	0.2879	0.0220	2.00	1.50	1.10
	1.1566	0.0020	0.53	0.41	0.29
	9.8111	0.0160	0.53	0.41	0.29
	5.3811	0.0170	0.70	0.54	0.38
	2.6904	0.0060	0.70	0.54	0.38
	0.2317	0.0170	2.60	1.90	1.30

Tabla A1. Continuación.

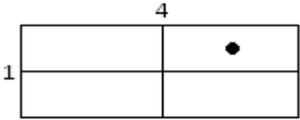
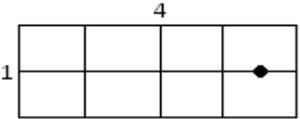
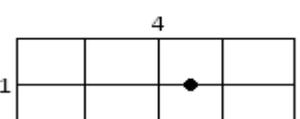
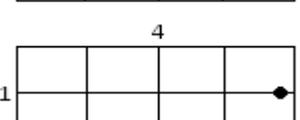
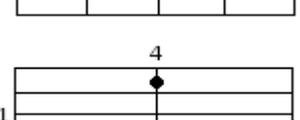
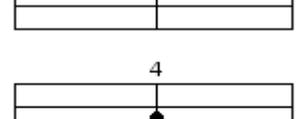
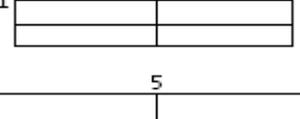
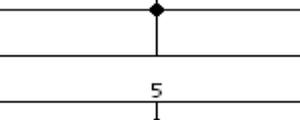
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (t_{da}) eia Exacto para $t_{da} <$	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t_{da}) _{pss} Exacto para $t_{da} >$		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	0.1156	0.0060	2.60	1.90	1.30
	0.0045	0.0160	2.80	2.10	1.50
	2.4492	0.0170	2.10	1.40	0.73
	0.0003	0.0060	2.80	2.20	1.50
	0.0395	0.0170	2.70	2.00	1.40
	0.5405	0.0020	0.70	0.54	0.38
	4.5929	0.0120	0.70	0.54	0.38
	2.3657	0.0140	0.88	0.68	0.47
	1.1829	0.0050	0.88	0.68	0.47

Tabla A1. Continuación.

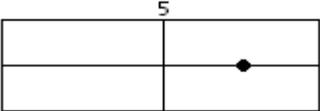
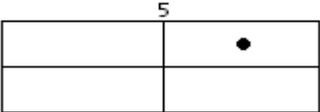
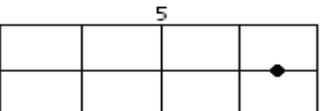
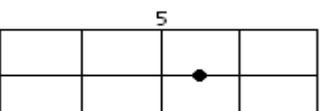
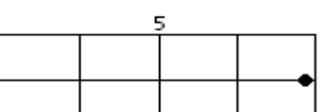
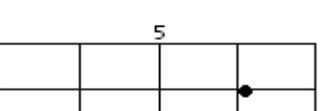
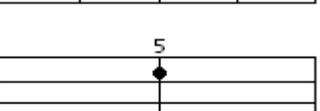
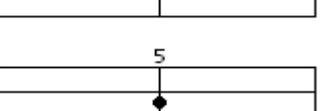
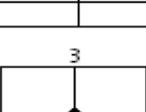
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (t_{da}) eia Exacto para $t_{da} <$	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t_{da}) ρ_{ss} Exacto para $t_{da} >$		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
1 	0.0464	0.0140	3.20	2.40	1.60
1 	0.0232	0.0050	3.20	2.40	1.60
1 	0.0003	0.0140	3.50	2.70	1.80
1 	0.8841	0.0140	2.60	1.80	0.91
1 	0.0000	0.0170	2.70	2.00	1.40
1 	0.0051	0.1400	3.40	2.50	1.70
1 	0.2371	0.0020	0.88	0.68	0.47
1 	2.0192	0.0100	0.88	0.68	0.47
2 	27.6393	0.0460	0.27	0.21	0.15

Tabla A1. Continuación.

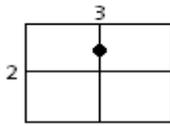
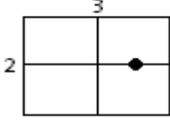
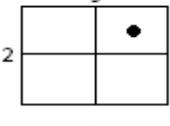
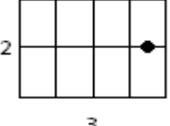
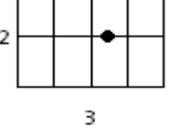
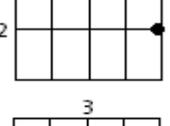
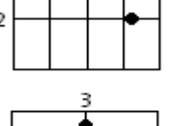
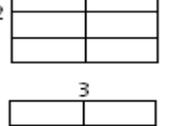
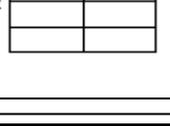
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (tda) eia Exacto para tda <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (tda) _{pss} Exacto para tda >		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	13.3312	0.0140	0.43	0.32	0.22
	8.3427	0.0300	0.95	0.71	0.46
	3.5034	0.0140	0.95	0.71	0.46
	1.5934	0.0080	1.10	0.79	0.54
	20.5393	0.0440	0.76	0.52	0.28
	0.2453	0.0020	1.10	0.80	0.56
	4.1241	0.0180	1.00	0.75	0.51
	3.8051	0.0040	0.46	0.35	0.25
	23.3461	0.3200	0.35	0.26	0.17

Tabla A1. Continuación.

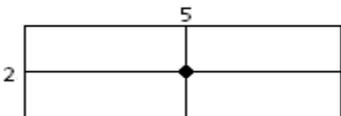
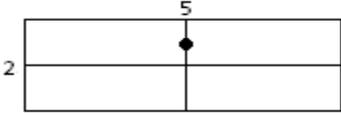
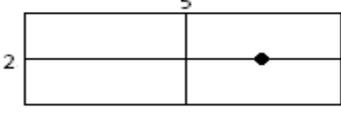
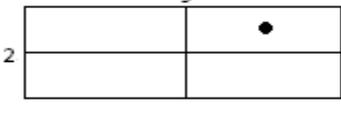
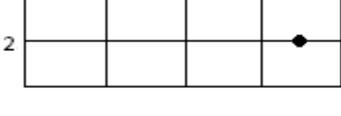
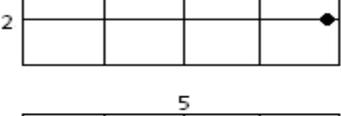
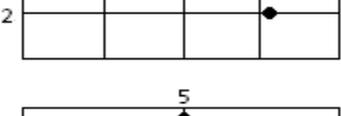
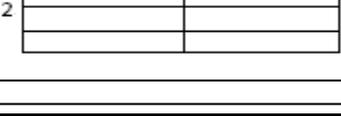
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (tda) eia Exacto para tda <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (tda) _{pss} Exacto para tda >		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	16.1713	0.0280	0.44	0.34	0.24
	8.0724	0.0090	0.44	0.34	0.24
	2.2619	0.0270	1.60	1.20	0.76
	1.0866	0.0090	1.60	1.20	0.76
	0.1866	0.0130	1.80	1.40	0.90
	9.8849	0.0280	1.30	0.86	0.46
	0.0290	0.0040	1.80	1.40	0.93
	0.7455	0.0240	1.70	1.30	0.85
	2.6317	0.0030	0.44	0.34	0.24

Tabla A1. Continuación.

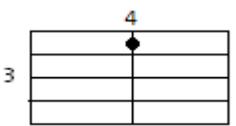
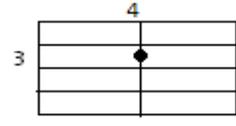
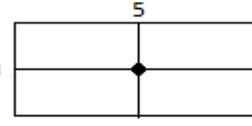
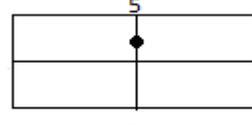
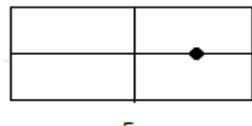
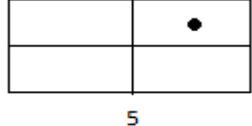
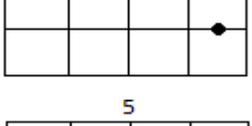
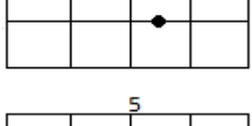
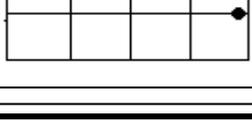
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (t _{da}) eia Exacto para t _{da} <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t _{da}) _{pss} Exacto para t _{da} >		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	3.8536	0.0040	0.52	0.40	0.27
	24.5189	0.0360	0.38	0.27	0.17
	25.7978	0.0410	0.30	0.23	0.16
	12.6264	0.0130	0.39	0.30	0.21
	6.8798	0.0310	1.10	0.78	0.51
	3.0004	0.0130	1.10	0.78	0.51
	1.1616	0.0090	1.20	0.87	0.60
	18.5659	0.0400	0.85	0.58	0.31
	0.2479	0.0030	1.20	0.89	0.62

Tabla A1. Continuación.

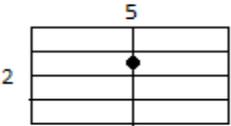
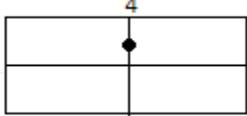
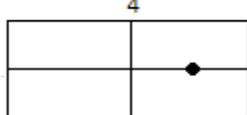
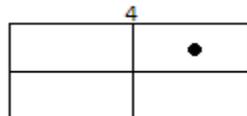
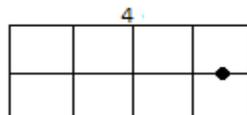
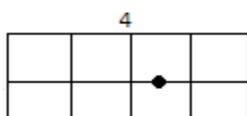
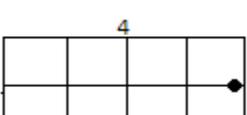
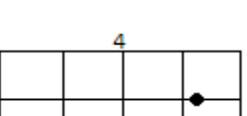
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (t _{da}) e _{ia} Exacto para t _{da} <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t _{da}) _{pss} Exacto para t _{da} >		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	13.7964	0.0190	0.44	0.34	0.24
	29.2354	0.0510	0.24	0.18	0.13
	13.7567	0.0160	0.48	0.36	0.24
	9.9404	0.0280	0.84	0.63	0.41
	3.9797	0.0160	0.85	0.63	0.42
	2.1243	0.0070	0.92	0.70	0.48
	22.4163	0.0460	0.68	0.46	0.25
	0.3406	0.0020	0.93	0.72	0.50
	5.2021	0.0160	0.89	0.67	0.45

Tabla A1. Continuación.

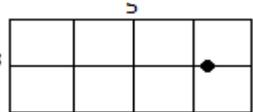
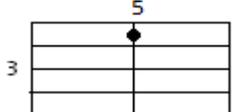
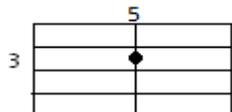
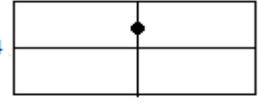
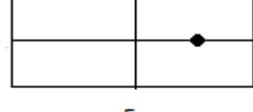
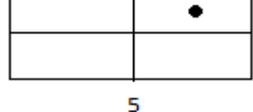
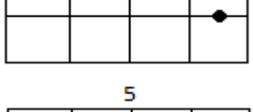
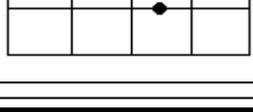
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (tda) eia Exacto para tda <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (tda) _{pss} Exacto para tda >		
			5.00%	0.20%	1.00%
	3.1978	0.0200	1.20	0.84	0.57
	3.6424	0.0040	0.42	0.32	0.23
	21.8832	0.0290	0.34	0.26	0.18
	29.8883	0.0530	0.22	0.17	0.13
	13.8108	0.0170	0.51	0.38	0.25
	10.7571	0.0260	0.79	0.59	0.38
	4.1859	0.0160	0.80	0.60	0.41
	2.4199	0.0070	0.86	0.66	0.45
	23.2673	0.0470	0.64	0.43	0.23

Tabla A1. Continuación.

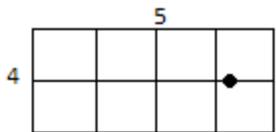
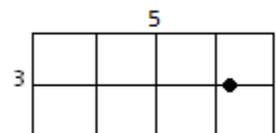
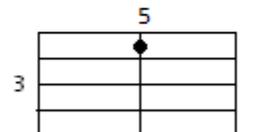
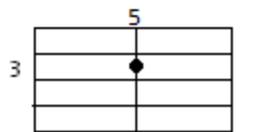
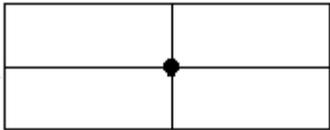
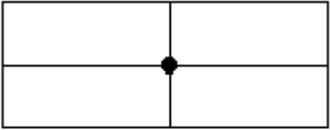
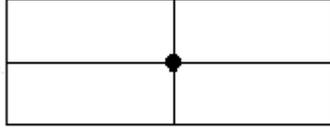
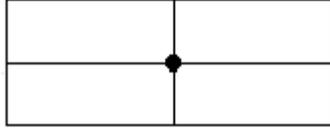
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (tda) eia Exacto para tda <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (tda) _{pss} Exacto para tda >		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	0.3949	0.0020	0.87	0.67	0.47
	5.7798	0.0150	0.83	0.63	0.43
	3.8185	0.0050	0.55	0.42	0.29
	24.9367	0.0380	0.41	0.28	0.17

Tabla A2. Factores de forma para varias áreas de drene cerradas con un pozo horizontal.

YACIMIENTOS CERRADOS	RELACION be:he	CA
<p style="text-align: center;">100</p>  <p>1</p>	100.10	8.9760 E^{-42}
<p style="text-align: center;">100</p>  <p>2</p>	100.20	5.3513 E^{-20}
<p style="text-align: center;">100</p>  <p>5</p>	100.50	1.5457 E^{-6}
<p style="text-align: center;">100</p>  <p>8</p>	100.80	2.3561 E^{-3}
<p style="text-align: center;">100</p>  <p>10 ⋮</p>	100.10	2.5490 E^{-2}

GLOSARIO

Anisótropo: Que tiene propiedades diferentes en diferentes direcciones, es decir $k_h \neq k_v$, etc.

Área de drene: Es la región donde hay un drenado de fluidos en el contorno de un pozo, abierto a producción.

Área transversal: Es la superficie en un corte concreto de un cuerpo

Compresibilidad total: Es la compresibilidad de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento, que cuando mucho posee gas, petróleo y agua a la vez; además de la compresibilidad de la roca, se define por:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f$$

Donde: s_o , s_w , s_g = Saturación de petróleo, agua y gas respectivamente.
 c_o , c_w , c_g = Compresibilidad del petróleo, agua y gas respectivamente.

Compresibilidad: La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y a una temperatura dada es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el material en cuestión.

Condiciones estándar: Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Densidad relativa: Relación entre la densidad de una sustancia y una densidad de referencia, resultando una magnitud adimensional y, por tanto, sin unidades.

Densidad: Es una magnitud referida a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen,

Espesor total (h): Espesor desde la cima de la formación de interés hasta un límite vertical determinado por un nivel de agua o por un cambio de formación.

Expansión: Cambio de volumen que sufre un cuerpo (sólido líquido o gaseoso), a aumentar su volumen debido a una diferencia de presión, en un intervalo de producción.

Factor de compresibilidad (z): Relación que existe entre el volumen de un gas real y el volumen de un gas ideal. Es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.

Factor de forma (C_A): Es un factor geométrico característico de la forma del sistema y de la localización del pozo.

Factor de volumen del aceite (Bo.): Establece la relación entre el volumen de aceite con gas disuelto extraído, a condiciones de yacimiento entre el volumen de petróleo obtenido en condiciones de estándar.

Fase: Es la parte de un sistema que difiere, en sus propiedades intensivas, de la otra parte del sistema. Los sistemas de hidrocarburos generalmente se presentan en dos fases: gaseosa y líquida.

Flujo estabilizado: Es el flujo en el que se tiene un perfil de distribución de velocidades contantes, ya sea régimen laminar o régimen turbulento.

Fractura: Una fractura es un plano de ruptura de la roca, causada por movimientos y deformaciones corticales (epirogénesis y orogénesis). Por contracción y disecación de los sedimentos. Por liberación de tensión (stress release), cuando por el proceso de levantamiento y erosión la roca se acerca otra vez a la superficie o por tensiones paralelas a la superficie.

Fracturamiento: Operaciones que provocan superficies discretas que dividen en bloques a rocas y minerales naturales, definiendo superficies de baja cohesión. Son el resultado del comportamiento quebradizo. Las fracturas pueden ser generadas por: concentración de esfuerzos en zonas de contraste composicional, por compactación, por enfriamiento, durante deformación contraccional o extensional pueden dispararse en lugares donde existan heterogeneidades en la roca como: presencia de fósiles, nódulos minerales, en clastos, huecos cársticos, ondulaciones, entre otros puntos heterogéneos

Frontera cerrada: Son límites del yacimiento que por definición están completamente cerrados y no reciben energía externa de otras fuentes, tal como acuíferos o cuerpos adyacentes. Generalmente son del tipo volumétrico.

Gasto: Es el paso sobre un ducto de un volumen de fluido por unidad de tiempo

Gradiente de presión: es concepto común que indica la diferencia de presión entre dos puntos diferentes de profundidad de la corteza terrestre

Heterogéneo: En Yacimientos, las propiedades del yacimiento varían en cualquier punto de estudio que se esté tomando.

Homogéneo: En yacimientos, las propiedades del yacimiento son las mismas en cualquier punto que se esté estudiando

Isotrópico: En yacimientos, Se tienen las mismas propiedades en una sola dirección del flujo de fluidos.

Periodo infinito: Durante las primeras etapas en la producción de un pozo a gasto constante, el comportamiento de presión es esencialmente el mismo que el de un yacimiento infinito; éste es el período de flujo estacionario. Si graficamos la presión del pozo contra el logaritmo del tiempo obtendremos para el período estacionario una línea recta.

Permeabilidad absoluta: Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido.

Permeabilidad efectiva: Es la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo a través del medio poroso, cuando más de una fase se encuentra presente en ella.

Permeabilidad relativa: Se define como La razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base

Porosidad absoluta: La porosidad total o absoluta de una roca se define como la fracción del volumen total de la misma que no está ocupada por matriz.

Porosidad efectiva: Se define como el volumen total de la roca que representa espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí

Porosidad primaria: Es aquella que se origina durante el proceso de deposición de material que da origen a la roca.

Porosidad secundaria: es aquella que se origina por algunos procesos naturales o artificiales posteriores al momento en el cual los sedimentos que dieron origen a la roca fueron depositados.

Porosidad: es una medida de los espacios vacíos en un material, y se mide como fracción, entre 0-1, o como a porcentaje entre 0-100%.

Presión de fondo fluyendo (P_{wf}): Es la presión que se mide en el fondo de un pozo a nivel de la zona de los disparos, a condiciones de flujo gobernadas por un estrangulador.

Presión inicial: Presión que prevalece en un yacimiento que no ha sido explotado. Es la que se mide en el pozo descubridor de una estructura productora.

Presión promedio del yacimiento: Es la presión representativa de todo el yacimiento que ocurre durante la producción.

Radio de drene: Distancia desde la que se tiene flujo de fluidos hacia el pozo, es decir, hasta la cual llega la influencia de las perturbaciones ocasionadas por la caída de presión, algunos autores tienen su propia nomenclatura; r_b (Muskat, Jones, MDH, TGP, Brownscombe y Kern,), X (MBH), r_e (Van Poolen, C. Balderas)

Saturación: Es la relación de los fluidos que están presentes en el yacimiento en determinada proporción respecto al volumen total de los poros. Es un valor porcentual lo denominamos saturación del Fluido S_w , S_g y S_o .

Tiempo de estabilización: Tiempo requerido para que el yacimiento alcance el estado de equilibrio, en el cual los cambios de presión sean menores del 2 % cuando el yacimiento está produciendo a un gasto constante.

Variable adimensional: Es una combinación de variables reales para crear grupos adimensionales, es decir no tienen unidades, pueden ser de: presión tiempo, gasto y distancia.

Viscosidad: Es la resistencia que tiene un fluido a moverse debido a un esfuerzo cortante, debe ser medida como una función de la presión a temperatura de yacimiento.

Yacimiento: Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

NOMENCLATURA

A	Área drenada por un pozo, L^2
A_i	Área drenada por el pozo i, L^2
A_T	Área de drene total de todos los pozos en un yacimiento, L^2
b	Extensión horizontal del yacimiento
B	Factor de volumen de formación, L^2/L^2
c	Compresibilidad promedio del líquido, L^2/M
c_t	Compresibilidad total del yacimiento, L^2/M
C_A	Factor de forma.
h	Espesor del yacimiento, L
h_i	Espesor de la formación en el pozo i, L
k	Permeabilidad absoluta del yacimiento
k_{rg}	Permeabilidad relativa del gas
k_{rl}	Permeabilidad relativa del líquido, L^2
K_0	Función de Bessel modificada
i	Variable en el espacio de Laplace
m	Pendiente de la gráfica P_{wf} contra $\text{Log } t_p$, $m/L t^3$
m^*	Pendiente de la gráfica P_{wf} contra t_p , $m/L t^3$
MBH	Matthews, Brons, Hazebroek
MDH	Miller, Dietz, Hutchinson.
N_c	Volumen poroso conectado al pozo, L^3

P_{1hr}	Presión cuando $t_p=1$ hrs (sobre la recta de la gráfica P_{wf} contra $\text{Log } t_p$), $m/L t^3$
P_D	Caída de presión adimensional
$P_{D(MBH)}$	Presión adimensional de MBH
$P_{D(tDA)}$	Suma de las caídas de presión adimensional por comportamiento infinito y efectos de frontera.
P_i	Presión inicial del yacimiento, $m/L t^2$
P_0	Es la intersección en la línea recta de la gráfica de P_{wh} contra t_p , cuando se extrapola a $t_p=0$, $m/L t^2$
P_w	Presión en el pozo, $m/L t^2$
P_{wf}	Presión de pozo fluyendo, $m/L t^2$
$P_{w(\Delta t)}$	Presión en el fondo a un tiempo de cierre Δt , $m/L t^2$
$P_{WD(i)}$	Caída de presión adimensional en el espacio de Laplace
P	Presión promedio volumétrica dentro del volumen drenado por un pozo, $m/L t^2$
P^*	Presión obtenida por la extrapolación de la línea recta de la parte línea de la gráfica de P_w contra $\text{Log} \left[\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right]$, $m/L t^2$
q	Gasto del volumen de flujo en el pozo, L^3 /t
q_D	Gasto adimensional de producción
$q_{D(i)}$	Gasto de producción adimensional en el espacio de Laplace
q_i	Gasto del flujo volumétrico del pozo i , L^3 /t

q_t	Gasto total del flujo volumétrico a una distancia r , a un tiempo t , L^3 / t
$q_{r,t}$	Gasto de flujo volumétrico a una distancia r , a un tiempo t , L^3 / t
q_{rw}	Gasto de flujo volumétrico en el pozo, L^3 / t
Q	Volumen total de aceite en el yacimiento, L^3
$Q_{(t)}$	Producción acumulada, L^3
$Q_{D(tDa)}$	Producción acumulada adimensional
$Q_{D(i)}$	Producción acumulada adimensional en el espacio de Laplace.
Q_{rem}	Volumen de fluido producido en el yacimiento. L^3
R	Relación gás- aceite, L^3 / L^3
r	Distancia radial desde el pozo, L
r_b	Radio de drene, L
r_e	Radio de drene, L
r_w	Radio del pozo, L
r_{wD}	Distancia radial adimensional desde el pozo, r/r_w
S	Saturación del fluido, fracción
s	Factor de daño, adimensional
S^*	Solubilidad, L^3 / L^3
t	Tiempo de flujo, t
t_D	Tiempo adimensional
t_{DA}	Tiempo adimensional basado en el área de drene
$(t_{DA})_{pss}$	Tiempo adimensional para definir el inicio del periodo pseudoestacionario
TGP	Tek, Grove, Poettman.

t_p	Tiempo de producción, t
t_{pss}	Tiempo donde comenzara el periodo pseudoestacionario, t
t_{PDA}	Tiempo adimensional a t_p
t_a	Tiempo de estabilización, t
t_t	Tiempo de viaje, t
T	Distribución de temperatura a lo largo de la placa de longitud Y, L
T_o	Temperatura en el punto $Y=Y_0$, T
T_1	Temperatura en el punto $Y=Y_1$, T
V_i	Volumen drenado por el pozo i, L^3
V_t	Volumen total del yacimiento, L^3
X	Distancia o longitud de drene, L
y	Longitud de la placa, L
Y	Función Y de JONES, $m/ L^4 t^2$
Y_{inf}	Función Y solución para yacimiento infinito, $m/ L^4 t^2$
Y_{fin}	Función Y solución para yacimiento finito, $m/ L^4 t^2$
z	Coordenada vertical, L
Z	Factor de compresibilidad del gas natural bajo condiciones de presión y temperatura estática del yacimiento, fracción
α	Difusividad térmica, L^2/t
β	Pseudocompresibilidad del gas, $L t^2/t$
Δt	Tiempo de cierre, t
Δt_p	Definida por $P_{w(\Delta t_p)} = P$ en la extrapolación lineal de la gráfica contra $\ln \Delta t$, t

ΔP	Caída de presión, m/Lt ²
$\Delta P_{d(tDA)}$	Caída de presión adimensional debido a los efectos de las fronteras
ρ	Densidad del fluido, m/ L ³
η	Constante de difusividad hidráulica, L ² /t
η^*	Difusividad modificada, L ² /t
ϕ	Porosidad de la formación, fracción
e	Constante exponencial
ρ	Densidad del fluido, m/L ³
τ	Variable ficticia de integración, t
μ	Viscosidad del fluido

BIBLIOGRAFÍA

1. M. Muskat,: The flow of homogeneous fluids through porous media, Mc Graw-Hill Book Co., New York, 1946, Ch. X, Sec. 10.13.
2. Miller, C.C., Dyes, A.B, and Hutchinson, G.A., : “The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom hole pressure buildup characteristics “ , Journal of Petroleum Technology 2, 91, Abril 1950.
3. Brownscombe, E.R. and Kern, L.R. : “ Graphical solution of single phase flow problems” , The petroleum engineer , B-70, 1951.
4. Chatas , A.T. : “A practical treatment of nonsteady state flow problems in reservoir system, Part.3 “ ,The petroleum engineer , B-44, August 1953.
5. Matthews, C>S, Brons, F. and Hazebroek, P; : “ A method for determination of average pressure in bounded reservoir “ , Trans. AIME (1954) 201,182.
6. Tek, M.R., Grove, M.L; and Poettmann, F.H; : “Method for predicting the back pressure behavior of low permeability natural gas well”, Trans., AIME (1957) 210, 302.
7. Jones, P; : “Reservoir limit test on gas wells”, Journal of Petroleum Technology, June 1962, Pag 613.
8. Van Poolen, H.K, : “Radius of Drainage and stabilization time Equations”, Oil and gas Journal, September 1964.
9. Dietz, D.N,: “Determination of average reservoir pressure from buildup Surveys” , Journal Petroleum Technology (Aug., 1965) 955-959.
10. Earlougher, R.C; Jr., Ramey, H.J; Jr; Miller, F.G. and Muller, T.D; : “Pressure distributions in rectangular reservoir” , Journal Petroleum Technology (Feb ; 1968) 199-208.
11. Earlougher, R.C; Jr,: “Estimating drainage shapes from reservoir limit test”, Journal Petroleum Technology (Oct ; 1971).
12. Cinco Ley, H. and Gonzales, M.A; “Un método practico para determinar el área de drene de un pozo”, presentado en el congreso de la AIPM, Villa hermosa, Tabasco, Mayo de 1983.

13. Matthews, C.S and Russell, D.G; "Pressure buildup and flow test in wells", Monograph Series, Society of petroleum Engineer, Dallas (1967) 1.
14. Earlougher, R.C; Jr; : " Advances in well test analysis" , Monograph Series, Society of petroleum Engineer, Dallas (1977) 5 .
15. Nisle, R.G.: "The effect of Partial penetration on pressure buildup in oil wells" Trans., AIME (1958)Vol. 213, 85-90.
16. Van Everdingen, A.F. and Hurst,W; : "The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoir", Trans., AIME (Dec. 1949), 305-324.
17. Joshi, S. D.: "Horizontal Well Technology", PennWell Publishing Company, Tulsa Ok, 1991.