

01124
23



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

DIVISION DE CIENCIAS DE LA TIERRA DE
LA FACULTAD DE INGENIERIA

**ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN
FLUJO MULTIFÁSICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA: **CARLOS ALBERTO LOPEZ ORDAZ**



DIRECTOR DE TESIS: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

CD. UNIVERSITARIA MEXICO, D. F.

2003

A

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



LIBERTAD NACIONAL
JUSTICIA SOCIAL
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1380

La Dirección General de Bibliotecas se ha
difundir en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: CARLOS ALBERTO
LOPEZ ORDAZ
7 / ENERO / 2003
JPA

SR. CARLOS ALBERTO LÓPEZ ORDAZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO

- RESUMEN**
- I INTRODUCCIÓN**
 - II TEORÍA SOBRE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO**
 - III PERMEABILIDAD RELATIVA**
 - IV MÉTODOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO**
 - V CONCLUSIONES**
 - BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 4 de noviembre de 2002
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

B

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO

TESIS PRESENTADA POR:

LÓPEZ ORDAZ CARLOS ALBERTO

9555106-7

DIRIGIDA POR:

M.I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: M.I. JOSÉ ANGEL GÓMEZ CABRERA

VOCAL: M.I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

1^{er} SUPLENTE: ING. CLAUDIA MARGARITA CASTRO ROMERO

2^a SUPLENTE: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

MÉXICO, D.F.

A vertical column of handwritten signatures and scribbles on the right side of the page. From top to bottom, there is a large, complex scribble, a signature that appears to be 'Manuel Villamar Viguera', another signature, and a final signature that is partially obscured by a horizontal line.

NOVIEMBRE DEL 2002

AGRADECIMIENTOS

A mis padres.

Sra. María Ordaz Manuel

Sr. Alberto López García

Como un testimonio de cariño y eterno agradecimiento por mi existencia, por darme la oportunidad de formarme como un profesionista, por ser la guía en mi vida y fomentar en mí un espíritu de lucha y humildad, gracias por creer en mí.

Con amor y respeto.

Gracias.

Asesor adjunto:

M. I. Jesús Rodríguez Román.

Por su valiosa y desinteresada colaboración en la realización de este trabajo, por su apoyo y tolerancia.

Con profundo agradecimiento y admiración.

Gracias.

A mis hermanos.

Principalmente a Pili, Mirra, Rufino y Reyes, por el apoyo brindado, siempre con el entusiasmo de que yo me superara, gracias.

A Guadalupe.

Con mucho cariño por su gran apoyo moral y estímulo brindado en mi desarrollo personal y profesional.

Gracias.

A mis compañeros.

Eduardo, Gerardo, Moisés, Arturo, Pablo, Edgar, Mike, Maruri, Nacho, Sagrero, Norma, Carmen, René, Hugo, Jazmín, Oscar, Hipólito, Armando, Manuel, Vicuña, julio, Iván.

Que de una u otra forma hicieron amena mí estancia en la Universidad, gracias por todo.

A la familia Miranda Paoli

Por su bondad, amistad y consejos para poder llevar una vida de esfuerzos y realidades, gracias.

A la máxima casa de estudios. U. N. A. M. y a la F. I.

Por haberme permitido ingresar y egresar con una amplia visión de superación, tanto personal como profesionalmente.

Gracias.

CONTENIDO

| | Pág. |
|---|-----------|
| RESUMEN | |
| I. INTRODUCCIÓN | 1 |
| II. TEORÍA SOBRE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESIÓN EN FLUJO | |
| MULTIFÁSICO | 2 |
| II.1. Ecuación básica del flujo de fluidos | 2 |
| II.2. Soluciones a la Ecuación de flujo de cantidades adimensionales | 3 |
| II.3. Presión adimensional durante el periodo de flujo transitorio | 9 |
| II.4. Efectos de daño en el pozo | 11 |
| II.5. Almacenamiento del pozo | 14 |
| II.6. Aplicación de ecuaciones de flujo para sistemas de gas | 21 |
| III. PERMEABILIDAD RELATIVA | 24 |
| III.1. Métodos para calcular las permeabilidades en el núcleo | 26 |
| IV. MÉTODOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO | |
| MULTIFÁSICO | 29 |
| IV.1. Método de Perrine y Martin | 30 |
| IV.2. Ecuaciones fundamentales y desarrollo | 30 |
| IV.3. Descripción de la variable de análisis | 35 |
| IV.4. Limitaciones del método | 35 |
| IV.5. Método de Al-khalifa | 36 |
| IV.6. Ecuaciones fundamentales y desarrollo | 37 |
| IV.7. Descripción de la variable de análisis | 41 |

| | Pág. |
|--|-------------|
| IV.8. Limitaciones del método | 41 |
| IV.9. Método de Boe | 42 |
| IV.10. Ecuaciones fundamentales y desarrollo | 43 |
| IV.11. Descripción de la variable de análisis | 52 |
| IV.12. Limitaciones del método | 52 |
| IV.13. Método de Raghavan | 53 |
| IV.14. Ecuaciones fundamentales y desarrollo | 54 |
| IV.15. Descripción de la variable de análisis | 57 |
| IV.16. Limitaciones del método | 57 |
| V. CONCLUSIONES | 58 |
| NOMENCLATURA | 60 |
| BIBLIOGRAFÍA | 64 |
| ANEXOS | 70 |

RESUMEN

La mayoría de los trabajos sobre análisis de pruebas de presión parten de un modelo monofásico cuando en la práctica dentro de un yacimiento como en el pozo no fluye un solo fluido sino que fluyen simultáneamente dos o más fluidos.

El análisis de pruebas de presión es uno de los procedimientos más ampliamente usados en la ingeniería petrolera y en particular en la ingeniería de yacimientos para determinar características tanto del yacimiento como del pozo donde se realiza la prueba.

El estudio del comportamiento y análisis de variación de presión tienen como base soluciones del problema de flujo de fluidos en medios porosos y para establecerlas, comúnmente se supone la presencia de una fase y flujo laminar en el yacimiento, lo cual no siempre se cumple.

En este trabajo se presenta el comportamiento de pseudopresión definida para condiciones de flujo multifásico, tanto en pruebas de decremento como en pruebas de incremento de presión, presentándose procedimientos prácticos para el análisis de pruebas de presión que define las condiciones de daño en la vecindad del pozo.

De estos estudios bajo condiciones laminares se concluye que mediante el uso de funciones apropiadas de presión y saturación llamadas pseudopresiones, es posible correlacionar la respuesta multifásica con la de yacimientos que contienen líquido ligeramente compresible y, que por medio de estas, es posible obtener parámetros más realista de las condiciones del sistema pozo - yacimiento.

INTRODUCCIÓN

Diferentes enfoques de análisis de pruebas de presión en pozos con flujo multifásico se han desarrollado. Aunque la teoría básica del comportamiento de presión en pozos se desarrolló hace muchos años, la importancia de la aplicación del análisis de pruebas de presión se ha extendido, aunque muchos analistas no toman en cuenta las fases presentes en el yacimiento.

Los métodos de pruebas de análisis de presión en flujo multifásico han recibido una atención considerable debido a que el comportamiento de presión de un pozo se puede medir con un alto grado de precisión, de tal modo que se puedan recabar datos confiables para el análisis, pero es un poco controvertido, no el estudio de los análisis de pruebas de presión, sino su aplicabilidad ya que en la mayoría de las ocasiones se generaliza y no se toma en cuenta la región dentro del diagrama de fases donde se llevan a cabo los estudios de pruebas de presión.

La teoría sobre la cual se basa el análisis de pruebas de presión en flujo multifásico se deriva de la solución de la ecuación de difusividad, ecuación de la conservación de materia y la ley de Darcy en diferentes sistemas coordenados (cartesiano, radial, cilíndrico y esférico) para un fluido ligeramente compresible y condiciones de gasto constante; las técnicas empleadas toman como referencia una presión adimensional y condiciones específicas de solución.

El objetivo de este estudio es presentar los principales o más comunes métodos para el análisis de pruebas de presión en flujo multifásico a través de un desarrollo de la ecuación simplificada para el flujo en yacimientos de aceite saturado, así como algunos fundamentos teóricos necesarios para que los métodos actuales puedan usarse en el análisis de datos en pruebas de variación de presión bajo condiciones de flujo multifásico por medio de una linealización parcial de la ecuación que prevalece en este tipo de flujo.

II.- TEORÍA SOBRE PRUEBAS DE PRESIÓN EN FLUJO MULTIFÁSICO

II.1- ECUACIÓN BÁSICA DEL FLUJO DE FLUIDOS

La ecuación diferencial para flujo de fluidos en un medio poroso, la ecuación de difusividad, son una combinación de la ley de la conservación de materia, la ecuación de estado y la ley de Darcy¹⁻³. Cuando es expresada en coordenadas radiales, la ecuación de difusividad es:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{0.0002637} \frac{\phi \mu c_v}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (II.1)$$

Para representar una derivación de la ecuación (II.1) Matthews y Russell¹ consideran: flujo horizontal, efectos de gravedad despreciables, un medio poroso homogéneo e isotrópico, una fase de compresibilidad pequeña y constante, ley de Darcy, y las propiedades μ , c_v , k y ϕ son independientes de la presión (para este caso constantes). Como resultado de estas suposiciones, y considerando que las condiciones comunes de frontera son lineales, la ecuación (II.1) es lineal y se resuelve fácilmente. Por lo tanto, las soluciones (presiones adimensionales) se pueden agregar juntas a las nuevas formas de soluciones. Si $\frac{\phi \mu c_v}{k}$ es una función fuerte de la presión, o si existen las múltiples variaciones de saturación de los fluidos, la ecuación (II.1) puede ser remplazada por una ecuación de forma no lineal.

Dicha ecuación se debe solucionar usando generalmente los métodos del análisis computarizado (simulación matemática de yacimientos) que no serán descritos en este trabajo.

Las condiciones de frontera son un factor importante en la solución de la ecuación (II.1). La mayoría de las técnicas de análisis de pruebas de presión asumen una sola fase fluyendo a flujo de gasto constante en un yacimiento infinito. Esta condición de frontera es útil porque cada prueba de presión en un pozo se comporta como la de un solo pozo en un yacimiento infinito a tiempos cortos.

A un tiempo los efectos de otro pozo, de las condiciones de frontera del yacimiento, el comportamiento de pozo, y/o la influencia de acuíferos, hacen desviarse del comportamiento transitorio. Así, diversas soluciones se requieren para la ecuación (II.1) en períodos más largos. Para la superposición de otras soluciones es necesario incluir otros factores, tales como un cambio gradual de gasto en la cara de la formación (almacenamiento del pozo), las fracturas hidráulicas, los sistemas estratificados, o la presencia de fluidos múltiples o fronteras.

Aunque la ecuación (II.1) parece estar seriamente restringida por sus suposiciones básicas, bajo ciertas circunstancias puede ser aplicada al flujo multifásico de la fase líquida, como se muestra en la sección II.6.

II.2.- SOLUCIONES A LA ECUACIÓN DE FLUJO DE CANTIDADES ADIMENSIONALES

Los tratamientos de pruebas de variación de presión en pozos emplean normalmente un método general para proporcionar las soluciones a la ecuación de difusividad, (ecuación II.1). Proporcionando un método conveniente, ya que

puede resumir el número de soluciones para representar de una forma más exacta el desarrollo de un pozo o el comportamiento de la presión de un yacimiento sobre periodos dominados por frontera, y de las condiciones de la geometría en el yacimiento.

Las soluciones generales dependen de los conceptos de presión y de tiempo adimensionales. Algunas soluciones son idénticas a otras en ciertos rangos de tiempo, pero son significativamente diferentes a otras. Así a través de esta sección, se indica en que casos se dan las soluciones complejas o soluciones sencillas para obtener resultados adecuados.

Una consecuencia desafortunada del método generalizado de la solución adimensional, es que los parámetros adimensionales no proporcionan al ingeniero los parámetros disponibles dimensionales normales cuando se requiere su empleo.

Por ejemplo, un tiempo real de 24 horas puede corresponder a un rango de tiempo adimensional de cerca de 300 para un yacimiento de gas de espesor pequeño a más de 10^7 para un yacimiento de aceite altamente permeable. La presión correspondiente a un tiempo de 24 horas en esas dos situaciones quizás varíe por centenares de libras por pulgada cuadrada.

No obstante, en la práctica siempre es bueno calcular las cantidades físicas de cantidades adimensionales; llevándolo a cabo, porque las cantidades físicas son directamente proporcionales a las cantidades adimensionales. El método de la solución adimensional puede ser ilustrado empezando por declarar la constante en la ecuación de flujo radial:

$$q = 0.007082 \frac{kh(p_e - p_w)}{B\mu \ln(r_e/r_w)} \quad (II.2)$$

esta ecuación se puede resolver por diferencia de presiones,

$$p_e - p_w = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} \ln(r_e/r_w) \quad (II.3)$$

cambiando a forma adimensional, la ecuación de flujo radial puede ser

$$p_e - p_w = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} p_D \quad (II.4)$$

Donde $p_D = \ln(r_e/r_w)$. Por lo tanto la caída de la presión física y para esta condición estacionaria en un flujo radial es una situación constante la cual es igual a la de una caída de presión adimensional, que en este caso es simplemente $\ln(r_e/r_w)$, un factor de escala. El ajuste del factor depende únicamente del flujo del gasto y de las propiedades del yacimiento. El mismo concepto se aplica al flujo transitorio y en situaciones más complejas sólo es diferente la presión adimensional.

Es esta la generalidad que emplea el método de solución adimensional para ser útil. En términos generales, la presión de un yacimiento con pozos de una sola fase produciendo a un gasto constante; q , se describe con la solución generalizada de la ecuación (II.1).

$$p_i - p(t, r) = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} [p_D(t_D, r_D, C_D, \text{geometría}, \dots) + s] \quad (II.5)$$

Donde p_i es la presión inicial, uniforme que existe en el yacimiento antes de la producción o inyección; q es el flujo de gasto constante en la superficie, k , h y μ son propiedades constantes del yacimiento; p_D es la presión adimensional en la solución de la ecuación (II.1) para condiciones propias de frontera; y s es el factor de daño⁴⁻⁵. El factor de daño, s , solo aparece en la ecuación (II.5) cuando $r_D = 1$.

En flujo transitorio, p_D siempre es una función del tiempo adimensional el cual se define cuando se basa en el radio del pozo,

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_r r_w^2} \quad (II.6)$$

o cuando se basa en el área de dreno total.

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_r A} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (II.7)$$

La presión adimensional también varía con la localización dentro del yacimiento, como se indica en la ecuación (II.1), definiéndose el radio adimensional como:

$$r_D = r/r_w \quad (II.8)$$

La presión adimensional también es afectada por la geometría del sistema, otros sistemas de pozos, el coeficiente del almacenamiento del pozo produciendo, características anisotrópicas del yacimiento, fracturas, discontinuidades radiales, y otros parámetros físicos.

La presión adimensional, p_D , es una solución de la ecuación (II.1) para condiciones específicas de fronteras y geometría del yacimiento. Prácticamente hablando, la presión adimensional es apenas un número dado por una ecuación, una tabla, o por una gráfica.

El método de la presión adimensional es fácil de aplicar por su sencillez de análisis, siendo que de una ecuación particular se obtiene una general que se puede aplicar a cualquier conjunto de propiedades de un yacimiento. De hecho es adaptada fácilmente a la manipulación y superposición matemática pudiéndose aplicar a sistemas complejos. Por su sencillez se ven ciertas convenciones recomendadas por diversos autores:

1. Aunque la presión adimensional es una función del tiempo, de la ubicación, geometría del sistema, y otras variable, comúnmente se escribe $p_D(t_D, \dots)$, $p_D(t_D)$, o bien p_D . La presión adimensional, p_D , es un número que puede ser obtenido por una ecuación, gráfica o tabla, si la escala es lineal o la presión real.
2. El símbolo t_D siempre se refiere a un tiempo adimensional calculado por la ecuación (II.6) usando el radio del pozo. Si se indica que el tiempo adimensional esta basado por otra dimensión, el tiempo adimensional es el tiempo real multiplicado por un factor de ajuste que depende de las propiedades del yacimiento.

3. Van Everdingen- Hurst en la ecuación (II.5) incluyen el factor de daño. El factor únicamente aparece cuando se calcula un Δp en un pozo productor o inyector. En general, s no es mostrado en las ecuaciones, a menos que se use específicamente.

La figura 1 (ver anexos) muestra esquemáticamente tres regímenes de flujo para un sistema de drenaje cerrado. La presión adimensional es mostrada como función tanto de t_{DA} como de $\log(t_{DA})$.

La porción marcada en A es el flujo transitorio o régimen de flujo transitorio; el período de acción transitoria es caracterizado por una línea recta en la gráfica semilogarítmica, de la figura 1b. La porción de la curva marcada en C en la figura 1 el régimen de flujo pseudoestacionario que ocurre en todos los sistemas cerrados. Durante el flujo pseudoestacionario, los cambios de presión lineales con el tiempo, como se muestra en la figura 1a. La porción B de las curvas es el período de la transición entre el flujo transitorio y el flujo pseudoestacionario.

En la figura 1, el flujo siempre es transitorio. Algunos sistemas se declaran constantes en el comportamiento con p_D constante.

Esos sistemas son más comúnmente mostrados en el laboratorio, inundando el núcleo y midiendo la permeabilidad experimentalmente, ello también puede existir en proyectos de inyección con producción balanceada e inyección en yacimientos con un empuje de agua.

II.3.- PRESIÓN ADIMENSIONAL DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO

La figura 2 (ver anexos) es una representación esquemática de un solo pozo vertical que produce a gasto constante "q" en un periodo transitorio, conteniendo una sola fase en un yacimiento de espesor constante e infinito, horizontal y ligeramente compresible.

Cuando se asume como satisfactoria la ecuación (II.1), la ecuación (II.5) con p_D obtenida de la figura 3, que muestra a p_D como una función de t_D y de r_D , para un pozo con distancia de radio adimensional en un sistema transitorio.

Si $r_D \geq 20$ y $t_D/r_D^2 \geq 0.5$, o cuando $t_D/r_D^2 \geq 25$, y $r_D = 20$, esto nos indica que p_D depende solamente de t_D/r_D^2 bajo estas condiciones y la línea solución de la integral exponencial se muestra en la figura 3 (ver anexos).

La ecuación de flujo para la solución de la integral exponencial^{1,3} (también llamada solución de fuente lineal) es:

$$p_D(t_D, r_D) = -\frac{1}{2} Ei\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right) \tag{II.9}$$

$$\approx \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.80907 \right] \tag{II.10}$$

La ecuación (II.10) puede ser usada cuando:

$$t_D/r_D^2 \geq 100 \tag{II.11}$$

Pero la diferencia entre la ecuación (II.9) y la ecuación (II.10) es aproximadamente del 2% cuando $t_D/r_D^2 > 5$. De esta manera prácticamente, la aproximación de la integral exponencial es satisfactoria.

La integral exponencial esta definida por:

$$Ei(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \quad (II.12)$$

Se puede aproximar con:

$$Ei(-x) \cong n(x) + 0.5772 \text{ para } x < 0.0025 \quad (II.13)$$

Adicionalmente algunos autores presentan tablas para aproximar el valor de $Ei(-x)$, (ver anexos).

Como lo antes mencionado, todos los pozos se comportan como en un yacimiento infinito después del cambio en el gasto. Para decrementos, la duración del periodo transitorio puede ser estimado por:

$$t_{em} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637k} (t_{DA})_{em} \quad (II.14)$$

Donde t_{DA} al final del periodo transitorio es dado en el "uso de un sistema de solución infinita con menos de 1% de error". Para un pozo en el centro de un yacimiento circular cerrado, $(t_{DA})_{eia} = 0.1$ y

$$t_{eia} \approx \frac{380\phi\mu c_r A}{k} \quad (II.15)$$

II.4.- EFECTOS DE DAÑO EN EL POZO

Existen varias formas de cuantificar el daño durante la producción de un pozo (produciendo o inyectando). Un método adecuado es que se represente las condiciones del agujero por una caída considerada de presión constante en la cara del pozo además de la caída de presión en el yacimiento. La caída de presión adicional, llamada "efecto de daño", ocurre en una zona dañada^{4,5} infinitesimal delgada. En la ecuación de flujo, ecuación (II.5), el grado de daño es expresado en términos del "factor de daño", s , que es positivo para el daño y negativo para la mejora. Puede variar de -5 para un pozo hidráulicamente fracturado a $+\infty$ para un pozo que está demasiado dañado para producir. La ecuación (II.5) indica la caída de presión del daño (o mejora) en diferentes pozos y para que un pozo no dañado alcance su incremento se tiene la siguiente ecuación.

$$\Delta p_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \quad (II.16)$$

La figura 4A (ver anexos) ilustra el perfil de la presión idealizada de un pozo cuando ($s > 0$). Desde que se considera el espesor de la zona dañada como infinito, la caída de presión completa causada por el daño ocurre en la cara del pozo. El

daño leve resulta de la aproximación de un gradiente de presión inverso al mejoramiento del agujero ($s < 0$), mostrado en la figura 4B (ver anexos). Aunque esta situación sea físicamente poco realista, el concepto de factor de daño es valioso para medir el mejoramiento del agujero. Un perfil más práctico de la medición de la presión para el daño negativo se muestra en la figura 4B.

Si el daño se considera para una zona finita de radio r_s con la permeabilidad k_s , como se muestra en la figura 5 (ver anexos), entonces⁶:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad (II.17)$$

Cada término s , k_s o r_s pueden ser estimados de la ecuación (II.17) si dos de los términos se conocen. Es posible también definir un radio aparente del agujero para sustituirlo en la ecuación (II.6) y (II.8) y así de esta manera dar el resultado de la caída de presión correcta, cuando $s = 0$ se usa la ecuación (II.5)⁷:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (II.18)$$

Para s positivo, $r_{wa} < r_w$ y para s negativo $r_{wa} > r_w$.

Las ecuaciones (II.5) y (II.16) muestran que el factor de daño simplemente incrementa o decrece debido al cambio de la presión que es proporcional al flujo del gasto de ese pozo. La función de presión adimensional que incluye el factor de daño es particularmente útil cuando la zona dañada se extiende a poca distancia del agujero del pozo. El concepto de factor de daño es usado únicamente para presiones en el pozo. Cuando se presentan algunos efectos de daño definidos por r_s alrededor del pozo, el perfil de la presión en la región se modifica (ver figura 4B).

En tal situación, la función especial p_D que incluye s se puede emplear para determinar la presión cerca del pozo. Cuando se usa la ecuación (II.5) para estimar distancias mayores a r_w o r_{wa} el término s se omite, y p_D normal será usado.

La eficiencia de flujo (también llamada razón de condición) indica la fracción aproximada en pozos en buen estado produciendo a su capacidad. Si es definido como el índice de productividad actual entre el índice de productividad ideal cuando no hay daño. Para sistemas cerrados, la eficiencia de flujo es:

$$\frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_e}{\bar{p} - p_{wf}} \quad (II.19)$$

Aunque el área de drene contenga la presión media, \bar{p} , se debe usar en la ecuación (II.19), frecuentemente es permisible usar el incremento de presión¹ extrapolada, p^* . La eficiencia del flujo depende de la presión de flujo, p_{wf} , y así depende de la distancia a la cual esta operando el pozo o a menos que el pozo este en condiciones pseudoestacionaria. (En caso pseudoestacionario, $\bar{p} - p_{wf}$ es constante). Para pozos que operan en un estado estacionario, \bar{p} podría ser reemplazado por p_e , que es la presión que el área alcanzará después de cerrar.

La razón de daño y el factor de daño son indicadores relativos a las condiciones del almacenamiento del pozo. Lo inverso de la eficiencia de flujo es la razón de daño:

$$\frac{J_{ideal}}{J_{actual}} = \frac{p - p_{wf}}{p - p_{wf} - \Delta p_s} \quad (II.20)$$

restando la eficiencia del flujo de 1, obtenemos el factor de daño:

$$1 - \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\Delta p_s}{p - p_{wf}} \quad (II.21)$$

II.5.- ALMACENAMIENTO DEL POZO

Almacenamiento del pozo, también llamado después del flujo, después de la producción, después de la inyección, carga o descarga del agujero, se reconoce que a tiempos cortos la presión afecta el comportamiento del yacimiento^{2,8}. Varios autores⁹⁻²⁰ han considerado el almacenamiento del pozo con todo detalle. Es fácil ver que el líquido se almacena en el pozo cuando el nivel de este sube. Esta situación ocurre cuando está cerrado y se bombea el líquido, sin embargo, la presión del fondo del pozo a menudo es calculada midiendo el nivel del líquido.

Cuando el almacenamiento del pozo es significativo, se debe considerar en el diseño de pruebas y en el análisis. Si no se considera, los resultados pueden ser erróneos.

Afortunadamente, los efectos de almacenamiento del pozo pueden ser dados generalmente para el análisis de la prueba o pueden omitirse por un diseño cuidadoso de la prueba.

La constante de almacenamiento del pozo (factor o coeficiente) es definida por la ecuación:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (11.22)$$

Donde:

C = es la constante de almacenamiento del pozo (coeficiente, factor), en bls/psi,

ΔV = es el cambio de volumen del líquido en el agujero, a condiciones del agujero en barriles,

Δp = el cambio de presión en el fondo del pozo en psi.

Aplicando la ecuación (11.22) a un pozo con un nivel cambiante de líquido, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$C = \frac{V_u}{\left(\frac{\rho \cdot g}{144 g_c} \right)} \quad (11.23)$$

Donde V_u es el volumen en el pozo por unidad de longitud en barriles por pie. La ecuación (11.23) es válida para ambos niveles de líquidos cuando sube y cae. Cuando el pozo esta lleno de líquido la ecuación (11.22) puede interpretarse como¹⁰:

$$C = V_w c \quad (11.24)$$

Donde V_w es el volumen total del pozo en barriles y c es la compresibilidad del líquido en el agujero a condiciones de pozo. En este trabajo el coeficiente almacenamiento del pozo C se maneja con unidades en barriles por psi; algunos autores prefieren pies cúbicos por psi. La compresibilidad en la ecuación (II.23) es para el líquido en el pozo, no es c_i para el yacimiento. Ya que la compresibilidad del líquido depende de la presión, el coeficiente de almacenamiento del pozo puede variar con la presión, tal variación del coeficiente de almacenamiento del pozo es importante en yacimientos con gas o en pozos donde asciende o desciende el nivel de líquido durante la prueba.

Algunas funciones de presión adimensional para sistemas con almacenamiento de pozo usan un coeficiente de almacenamiento con la siguiente ecuación:

$$C_D = \frac{5.6146C}{2\pi\phi c_i h r_w^2} \quad (II.25)$$

Nótese que la compresibilidad total del sistema, c_t , se usa en esta ecuación. El almacenamiento del pozo causa que el flujo del gas en la cara de la formación varíe más lentamente que en el flujo del gas en la superficie. Esquemáticamente la figura 6 muestra la razón de la cara frontal de la formación para el gas en la superficie cuando este cambia de 0 a q en un tiempo 0.

Cuando $C = 0$, $\frac{q_f}{q} = 1$ todo el tiempo. Para $C > 0$, la razón de flujo de gas cambia gradualmente de 0 a 1. mientras más grande es C , más tiempo tarda la transición, como se ilustra en la figura 6 (ver anexos).

El flujo de gas en la cara de la formación se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 q_w &= q + \frac{24C}{B} \frac{dp}{dt} \\
 &= q \left[1 - C_D \frac{d}{dt} P_D(t_D, C_D, \dots) \right]
 \end{aligned}
 \tag{II. 26}$$

La ecuación (II.5) relaciona la presión de flujo del pozo para un tiempo con el flujo de gasto constante, q . Ya que la ecuación (II.26) indica que q varía con t y p , entonces la ecuación (II.5) no puede ser empleada. Afortunadamente, el problema se evita empleando una presión adimensional que justifica el almacenamiento del pozo, así, para el cambio en el flujo del gasto, $p_D(t_D, C_D)$ se muestra en la figura 7. El efecto del almacenamiento del pozo en el p_D es claro en esta figura.

La figura 7 (ver anexos) tiene una característica que diagnóstica los efectos de almacenamiento del agujero: la pendiente de la gráfica log-log de p_D vs t_D es 1 durante la dominación del almacenamiento del pozo. Desde que p_D es proporcional a Δp y t_D es proporcional al tiempo (ver ecuaciones II.5 y II.6), la figura 7 indica una manera de estimar el almacenamiento del agujero cuando este es dominante durante una prueba transitoria. En papel log-log, argumentando el cambio de la presión durante la prueba, $p_w - p_w(\Delta t = 0)$, (como un número positivo) contra el tiempo de prueba Δt , donde se observa y argumenta que se tiene una pendiente de un ciclo en el cambio de la presión por un ciclo de tiempo. (Nótese que la nomenclatura ha sido generalizada, p_w es la presión de fondo del pozo durante la prueba, fluyendo o estática; $p_w(\Delta t = 0)$ es la presión en el instante antes de la prueba, puede ser estática o fluyendo; y Δt es el tiempo de duración de la prueba, con la prueba empezando en $\Delta t = 0$. Los datos de la prueba del pozo que caen en la pendiente unitaria en la gráfica log-log no deben ser empleados para determinar las propiedades de la formación, esencialmente toda la producción es del fluido contenido inicialmente en el pozo.

Si se conoce la pendiente unitaria log-log se puede estimar el coeficiente aparente de almacenamiento del pozo en la siguiente ecuación¹⁰:

$$C = \frac{qB\Delta r}{24\Delta p} \quad (II.27)$$

Donde Δr y Δp son los valores que se leen de un punto en el papel log-log directamente de la pendiente unitaria. C calculada de la ecuación (II.27) debe de concordar bastante bien con C calculada de la ecuación (II.23) o de la ecuación (II.24), si no lo es, se debe de buscar una razón para la diferencia.

Se ha observado que los pozos que producen con una relación gas líquido alta, estimulan altamente los pozos, y los pozos usados en la inyección de líquidos viscosos indican comúnmente coeficientes de almacenamiento de pozo de los datos de la gráfica en log-log que son más altos que los predichos por las ecuaciones (II.23) y (II.24).

Los datos log-log aportan una valiosa ayuda para reconocer los efectos de almacenamiento del agujero en pruebas de presión cuando los datos de presión son a tiempos cortos. Así, a través de este trabajo se recomienda que estos sean empleados en pruebas de análisis de presión.

Es de gran utilidad durante el análisis el delinear el periodo de dominio del almacenamiento del pozo como una pendiente unitaria lineal. Cuando los efectos del almacenamiento del pozo llegan a ser menos severos, en la formación comienza a influir cada vez más la presión de fondo del pozo, los puntos dados por el papel log-log por debajo de la línea de la pendiente unitaria se acercan a ella cuando el almacenaje es cero. El comportamiento es ilustrado en la figura 7 para ciertos grados de variación del almacenamiento del pozo.

A veces los datos de presión entre la línea de pendiente unitaria y la línea de almacenamiento igual a cero pueden ser analizados por propiedades de la formación, pero el análisis puede ser tedioso. Sin embargo, las técnicas de Gadhler-Tracy-Wilsey⁹ y la de curvas tipo¹²⁻¹⁸ se pueden usar en esa región. Una vez que la porción final del gráfico se alcanza (la línea $C_D = 0$), el almacenamiento del pozo no es el más importante, por lo que se aplican las técnicas semilogarítmicas, donde usualmente el tiempo transcurre de 1 a 1 1/2 de ciclos después de los datos log-log, desviándose significativamente de la pendiente unitaria, el tiempo puede ser estimado por:

$$t_D > (60 + 3.5s)C_D \quad (II.28)$$

$$t > \frac{(200000 + 12000s)C}{(kh/\mu)} \quad (II.29)$$

Chen y Brigham¹⁹ establecen que un análisis razonablemente exacto es posible cuando:

$$t_D > 50C_D e^{0.14t} \quad (II.30)$$

o aproximadamente cuando:

$$t > \frac{170000C e^{0.14t}}{(kh/\mu)} \quad (II.31)$$

Nótese que el factor de daño influye en el incremento de presión mucho más que en el decremento (inyección).

El coeficiente de almacenamiento del pozo puede cambiar durante las pruebas de presión. Por ejemplo, considerar una prueba de decremento en un pozo inyector de agua con una presión alta en la cabeza del pozo durante la inyección, cuando el pozo está cerrado, inicialmente la presión en la superficie es alta, pero puede decrecer a atmosférica y pasar al vacío si la presión de la formación es constante y está por debajo de la presión hidrostática.

El nivel del líquido empieza a decrecer cuando la presión en la cabeza del pozo es atmosférica. Como resultado, el coeficiente de almacenamiento del pozo aumenta en uno para la compresión del fluido (ecuación II.24) en una caída del nivel de líquido ecuación (II.23); el segundo coeficiente de almacenamiento puede ser fácilmente cien veces mayor que el primero.

La situación inversa puede ocurrir en pozos con un alto almacenamiento, en el nivel naciente del líquido, el comienzo de la inyección cambia la compresión del fluido almacenado y aumenta la presión en la cabeza del pozo.

La figura 8 (ver anexos) ilustra esquemáticamente el comportamiento de la presión adimensional cuando el coeficiente de almacenamiento cambia. Cuando el coeficiente de almacenamiento aumenta (de C_1 a C_2 en la figura 8), p_D (o Δp), comienza a aumentar otra vez, y se acerca finalmente a la curva de respuesta para el coeficiente de almacenamiento más grande. Cuando el coeficiente del pozo decrece, allí hay un incremento de p_D (o Δp), como una respuesta a la aproximación de la presión de la curva baja del almacenamiento del pozo.

En resumen, los efectos de almacenamiento del pozo siempre deben de ser considerados en la designación del análisis de pruebas de presión y respuestas computarizada de presión de pozos.

En algunos casos las pruebas de presión pueden ser diseñadas para minimizar o aliviar el almacenamiento del pozo, o ninguna información útil se puede obtener.

El efecto de almacenamiento del pozo se puede reconocer en datos log-log para un tiempo suficientemente corto, si los datos de presión están disponibles. No se puede obtener información en una prueba de presión de un conjunto de datos que estén en la pendiente unitaria.

II.6.- APLICACIÓN DE ECUACIONES DE FLUJO PARA SISTEMAS DE GAS

Muchos fundamentos presentados pueden ser aplicados a sistemas de gas seco si se modifican levemente.

La viscosidad y densidad del gas varía significativamente con la presión, así que las suposiciones de la ecuación (II.1) no satisfacen a un sistema de gas y la ecuación no se aplica directamente al flujo de gas en un medio poroso. Esa dificultad se evita definiendo un "potencial del gas real" (comúnmente también referido como una pseudopresión del gas real o una pseudopresión justa):^{21,22}

$$m(p) = 2 \int_{p_b}^p \frac{p}{\mu(p)z(p)} dp \quad (II.32)$$

Donde p_b es una presión arbitraria despreciable. Cuando el potencial del gas real se usa, la ecuación (II.1) esencialmente se conserva reemplazando $m(p)$ por p .

Esta ecuación puede ser resuelta en analogía con la ecuación (II.5) que puede ser escrita como $m_D(t_D)$ en lugar de $p_D(t_D)$. Para flujo radial del gas se muestra^{21,23,24} que cuando $p_D < (t_D)_{ps}$,

$$m_D(t_D) = p_D(t_D) \quad (II.33)$$

Donde $p_D(t_D)$ es el flujo del líquido a presión adimensional.

Utilizando la ecuación (II.33), la analogía del gas en la ecuación (II.5) y sustituyendo apropiadamente las propiedades del gas, la ecuación de flujo para un gas real es:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 50300 \frac{p_{sc} q T}{T_{sc} k h} [p_D(t_D + s + D q)] \quad (II.34)$$

Donde q esta en Mscf/D. En la ecuación (II.34), el término $D|q|$ se considera como flujo no Darciano alrededor del agujero.

De otro modo, la ecuación se toma como un sistema de flujo de líquido. Para usar la ecuación (II.34) es necesario construir una tabla o gráfica con alta resolución de $m(p)$ vs p , de la viscosidad μ y del factor de compresibilidad z para el gas. Si μ y z no son conocidas, la información presentada por Zana y Thomas²⁵ puede ser usada para estimar $m(p)$ vs p .

Como resultado de las características del potencial del gas real, la ecuación (II.34) puede ser simplificada por ciertos rangos de presión. La ecuación (II.32) muestra μz como una función típica del gas. Cuando la presión es pequeña esencialmente μz es constante y cuando la presión es alta es directamente proporcional a la

presión. Si se presenta este comportamiento se emplea la ecuación (II.32), y la ecuación (II.34) puede ser simplificada a:

$$p_{wf} = p_i - 50300 \frac{z_i \mu_{gi} P_{sc} q T}{2 p_i T_{sc} kh} [p_D(t_D) + s + D] q \quad (II.35)$$

La ecuación anterior se toma en cuenta cuando la presión es alta, pero si la presión es baja la ecuación queda de la siguiente manera:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - 50300 (z_i \mu_{gi}) \frac{P_{sc} q T}{T_{sc} kh} [p_D(t_D) + s + D] q \quad (II.36)$$

La demostración anterior es como una regla de dedo²⁴, donde la ecuación (II.36) generalmente se aplica cuando $p < 2000$ psi, en la ecuación (II.35) $p > 3000$ psi, y para $2000 < p < 3000$ se usa la ecuación (II.34). Se sugiere que particularmente con la gráfica de μz vs p se puede calcular el flujo de gas entre las ecuaciones seleccionadas.

Si la situación prevalece en el nivel de la presión observada o esperada, entonces en el potencial del gas real, $m(p)$, se debe usar las ecuaciones (II.34), (II.35), o (II.36) combinadas con la presión adimensional del líquido para varios sistemas de gas.

III.- PERMEABILIDAD RELATIVA

Un requisito para entender el comportamiento de las pruebas de presión en un pozo o yacimiento es el conocimiento de ciertas propiedades básicas de la roca. Estas propiedades son principalmente dos: (1) de la roca propiamente dicha, como porosidad, permeabilidad y tamaño de los poros y (2) propiedades combinadas de la roca y los fluidos, tales como presión capilar y características de permeabilidad relativa.

En este punto es conveniente establecer algunas definiciones básicas y pertinentes para este trabajo.

Permeabilidad absoluta - Permeabilidad de la roca completamente saturada por un fluido.

Permeabilidad efectiva - permeabilidad de la roca a un fluido cuando la roca esta saturada sólo parcialmente con ese fluido.

Permeabilidad relativa - relación de la permeabilidad efectiva con respecto a algún valor base.

Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos.

Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

La permeabilidad relativa se definió anteriormente como la permeabilidad efectiva a un fluido específico, dividida entre la permeabilidad absoluta. Generalmente se

utilizan tres diferentes permeabilidades absolutas: (1) la permeabilidad absoluta al aire; (2) permeabilidad absoluta al agua; y (3) permeabilidad al aceite a la saturación del agua congénita del yacimiento; la cual es de 1 o de 100%.

Una de las propiedades más importantes, necesarias para establecer un flujo de fluidos, es la característica de la permeabilidad relativa de la roca del yacimiento. Las características de la permeabilidad relativa, cuando se determinan apropiadamente, son una medida del efecto combinado de la geometría de los poros, mojabilidad, distribución de los fluidos y la saturación.

A fines de los años 40 y a principios de los años 50, varias organizaciones de investigación llevaron a cabo un decidido esfuerzo, para determinar la influencia de numerosos factores sobre las mediciones de la permeabilidad relativa.

Los primeros experimentos propusieron técnicas que fijarían la saturación de los fluidos y medirían las permeabilidades relativas correspondientes. Estas técnicas incluyeron el método de Hassler,²⁶ el método Pennsylvania State U.,²⁷ el procedimiento del líquido estacionario,²⁸ el dinámico de un solo núcleo,²⁹ el empuje de gas intermitente,³⁰ el método Hafford³¹ y el procedimiento de alimentación dispersa.³¹ Muchos de estos experimentos están estrechamente relacionados e indican intentos para eliminar los efectos de frontera tanto de entrada como de salida, que se manifiestan en gradientes de saturación. Richardson et al.³¹ informaron que los efectos de frontera podrían eliminarse y que las técnicas Penn State, Hafford, de Hassler y de alimentación dispersa dan resultados válidos.

Geffen et al.³² encontraron que si se incrementaran los gradientes de presión a través de la muestra de prueba, sería posible eliminar los efectos de frontera. Se observó también que las características de la permeabilidad relativa durante el drene eran independientes del gasto siempre que este no fuera lo suficientemente

elevado para causar gastos de inercia. Otros experimentos³³ confirmaron que las permeabilidades relativas medidas en el laboratorio son independientes del gasto, siempre y cuando no exista un gradiente de saturación inducido en el núcleo por los efectos de frontera. Además, se encontró que las características de la permeabilidad relativa son independientes de las viscosidades de los fluidos.³²

III.1.- MÉTODOS PARA CALCULAR LAS PERMEABILIDADES EN EL NÚCLEO

La medición de la permeabilidad relativa incluye básicamente la determinación del gasto del aceite, agua o gas a una saturación de fluidos conocida y a una presión diferencial específica. A partir de estas medidas es posible calcular las permeabilidades relativas a los fluidos. Cuando la permeabilidad va a determinarse en el laboratorio, se deben de tomar las siguientes precauciones.

Las permeabilidades generalmente incluidas en los análisis de núcleos se refieren a la permeabilidad al aire seco bajo una presión atmosférica. Los datos conocidos del núcleo son la longitud y la sección transversal. El movimiento del fluido se establece a través del núcleo aplicando una determinada presión diferencial a lo largo del núcleo, se debe de conocer la viscosidad del aire o fluido empleado a la temperatura del laboratorio. Las muestras de roca almacenadora usadas en el laboratorio para análisis se obtienen por corte de núcleos provenientes de los pozos. Estas muestras para análisis se cortan en una dirección paralela al plano de estratificación de la formación que va a probarse.

Comúnmente se obtienen muestras cilíndricas de 2 cm de diámetro y 2 ó 4 cm de largo, aproximadamente. Los fluidos se extraen de las muestras y después se exponen a un proceso de secamiento.

Existen varios métodos para determinar las permeabilidades relativa y efectiva de un medio poroso en el laboratorio. Estos se pueden dividir en tres clases:

- 1) Métodos donde existe un equilibrio capilar en todo momento entre las distintas fases fluidas, incluyendo el tiempo en que los fluidos penetran dentro del núcleo.
- 2) Método donde los diferentes fluidos de prueba se introducen en el núcleo a una misma presión mientras tienden a buscar equilibrio capilar y de saturación en un lugar distante de la entrada. A este grupo se le llama "método dinámico".
- 3) Métodos que hacen uso de un empuje de gas en solución en donde el aceite es expulsado de la muestra por medio de la expansión interna del gas en solución.

Hassler²⁶ introdujo el grupo de métodos de equilibrio capilar ofreciéndolo como una solución al problema de la determinación de la permeabilidad relativa para flujos de fluido de dos y tres fases a través de "membranas semipermeables". En condiciones establecidas de mojabilidad de la superficie y de la saturación de fluidos, se sabe que ciertos medios porosos ofrecen una resistencia considerable al flujo de una fase no mojante dentro de ciertos límites de saturación, es decir, dentro de la zona de saturación del fluido no mojante. Una arena hidrófila no es permeable al gas y al aceite cuando la saturación de agua es del 85 al 100 por ciento aproximadamente. Por el contrario, un disco comprimido de piritita no es permeable al gas y al agua aproximadamente dentro de los mismos límites. Por consiguiente una membrana semipermeable colocada firmemente contra la superficie de un núcleo permite medir la presión de una fase de la muestra empleada en la prueba. Aunque en esta prueba existe una discontinuidad en la saturación de la fase mojante en el contacto entre la muestra en estudio y el disco semipermeable, se mantiene una continuidad de presión dentro de la fase mojante y en esta forma se aplica presión a una sola fase fluida. Por este procedimiento,

Hassler pudo medir la caída de presión dentro de cada fase individual en movimiento dentro de la muestra, es decir, de aceite, gas o agua. En el aparato Hassler las fases fluyen simultáneamente a través de la muestra manteniéndose constante la presión diferencial entre las fases en todos los puntos del núcleo. Así se mantienen una saturación uniforme de fluidos y se previene "el efecto final" o la acumulación de fluido mojante en el extremo de la salida. La desaturación de la parte del núcleo del fluido mojante se logra aumentando la presión sobre el fluido no mojante.

El fluido mojante pasa a través de las membranas semipermeables que moja, las cuales están en contacto capilar en cada extremo del núcleo. En forma similar, el fluido no mojante pasa a través de las membranas semipermeables que moja.

Las dos fases se mantienen en dos sistemas de flujo completamente separados juntándose solamente en el núcleo, permitiendo la determinación del gasto de flujo en cada fase. Los valores de saturación de cada líquido dentro del núcleo también pueden ser determinados por medio del balance de materia.

Hafford³¹, sugirió colocar las membranas semipermeables únicamente en un extremo del núcleo. La presión de salida de la fase mojante corresponde a la presión atmosférica y la presión de la fase no mojante es la presión de desplazamiento del núcleo. Las fases en flujo penetran de nuevo dentro del núcleo en forma igual que en sistemas separados. Este método no ha recibido mucha atención debido a que los resultados son posiblemente afectados por la presencia de efectos finales cuando se emplean bajas presiones diferenciales.

IV.- MÉTODOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN BAJO CONDICIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO

En la producción de hidrocarburos continuamente están implícitos problemas asociados a la determinación y caracterización del flujo multifásico de fluidos dentro del yacimiento, de tal modo, cuando dos o más fases fluyen, la presencia de una fase reduce el flujo de la otra; y una vez concluida las operaciones de perforación y terminación de los pozos es necesario realizar una serie de pruebas que involucran al yacimiento como un todo, para conocer la respuesta del mismo ante diferentes alternativas de explotación y determinar así, una primera estimación de su potencial.

Las pruebas de presión son de gran utilidad para caracterizar un yacimiento de una forma óptima. Por tanto, dentro de la industria petrolera principalmente en el área de yacimientos se deben utilizar estas pruebas con el fin de diagnosticar pozos y yacimientos.

Una prueba de presión consiste fundamentalmente en registrar la variación de presión en el fondo de uno o varios pozos durante un tiempo determinado. Las mediciones de presión de fondo cerrado o fluyendo se obtienen mediante la introducción previa al pozo de un aparato registrador de presiones.

Es importante enfatizar que para el análisis de pruebas de variación de presión fue desarrollada una ecuación simplificada de flujo de fluidos en yacimientos de gas donde el efecto de gravedad puede ser despreciable. Los resultados de este análisis de variación de presión son representados por una ecuación no lineal del tipo de flujo de energía, donde se relacionan la presión y distribución de saturación, aunque bajo ciertas condiciones la ecuación de la presión puede ser aproximada por una ecuación lineal, la cual es análoga a la ecuación para la presión en una fase de flujo compresible.

En esta sección se revisan los diferentes métodos propuestos en la literatura para el análisis de pruebas de presión bajo condiciones de flujo multifásico, así como de sus limitaciones.

IV.1.- MÉTODO DE PERRINE³⁴ Y MARTIN³⁵

El análisis de las pruebas de variación de presión es uno de los procedimientos más empleados en la ingeniería petrolera para determinar características tanto del yacimiento como del pozo donde se realiza la prueba, por ello Perrine³⁴ y Martin³⁵ establecen un método para el análisis de pruebas de presión en flujo multifásico, el cual es semejante al empleado para flujo de una sola fase, haciendo una sustitución de la compresibilidad total, por la compresibilidad de cada una de las fases, y de la movilidad total, por la de las movilidades individuales. De dicho método se obtienen simplificaciones, que de acuerdo a Perrine³⁴ y Martin³⁵, hacen factible el análisis de pruebas de variación de presión en sistemas de flujo multifásico y así obtener parámetros del yacimiento que ayuden a planear de una manera adecuada los diferentes procesos de recuperación de los hidrocarburos.

Los análisis presentados por Perrine³⁴ y posteriormente justificados por Martin³⁵ hacen uso de una linealización parcial de la ecuación que representa el flujo multifásico en yacimientos homogéneos, con lo que la ecuación se puede resolver de forma semejante a la empleada para flujo monofásico de líquido ligeramente compresible.

IV.2.- ECUACIONES FUNDAMENTALES Y DESARROLLO

Este método asume que el efecto gravitatorio y de compresibilidad de la roca son despreciables, dentro de esta suposición las ecuaciones representativas de flujo de gas, aceite y agua en un medio poroso son:

$$\begin{aligned} & \nabla * \left[\left(\frac{R_s k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \nabla P \right] \\ & = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_o S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \frac{S_g}{B_g} \right) \end{aligned} \quad (IV.37)$$

$$\nabla * \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \nabla P \right) = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \quad (IV.38)$$

$$\nabla * \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} \nabla P \right) = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \quad (IV.39)$$

Donde ∇ es el vector operador Laplaciano.

El proceso de la ecuación puede ser expuesto dentro de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{R_s k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \nabla^2 P + \left(\frac{R_s}{\mu_o B_o} \frac{\partial k_o}{\partial S_o} + \frac{R_{sw}}{\mu_w B_w} \frac{\partial k_w}{\partial S_w} + \frac{1}{\mu_g B_g} \frac{\partial k_g}{\partial S_g} \right) \nabla P * \nabla S_o + \\ & \left(\frac{R_s}{\mu_o B_o} \frac{\partial k_o}{\partial S_w} + \frac{R_{sw}}{\mu_w B_w} \frac{\partial k_w}{\partial S_w} + \frac{1}{\mu_g B_g} \frac{\partial k_g}{\partial S_w} \right) \nabla P * \nabla S_w + \\ & \left[k_o \frac{d}{dP} \left(\frac{R_s}{\mu_o B_o} \right) + k_w \frac{d}{dP} \left(\frac{R_{sw}}{\mu_w B_w} \right) + k_g \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) \right] \nabla P * \nabla P = \\ & = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_s S_g}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} + \frac{S_g}{B_g} \right) \end{aligned} \quad (IV.40)$$

$$\frac{k_o}{\mu_o B_o} \nabla^2 P + \frac{1}{\mu_o B_o} \frac{\partial k_o}{\partial S_o} \nabla P^* \nabla S_o + \frac{1}{\mu_o B_o} \frac{\partial k_o}{\partial S_w} \nabla P^* \nabla S_w + k_o \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{\mu_o B} \right) \nabla P^* \nabla P = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \quad (\text{IV.41})$$

Y

$$\frac{k_w}{\mu B_w} \nabla^2 P + \frac{1}{\mu_o B_w} \frac{\partial k_w}{\partial S_w} \nabla P^* \nabla S_o + \frac{1}{\mu B_w} \frac{\partial k_w}{\partial S_w} \nabla P^* \nabla S_w + k_w \frac{d}{dP} \left(\frac{1}{\mu B_w} \right) \nabla P^* \nabla P = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \quad (\text{IV.42})$$

Donde:

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2} \quad (\text{IV.43})$$

Perrine³⁴ y Martin³⁵ asumen que los gradientes de presión y saturación son pequeños, y los vectores productos, $\nabla p^* \nabla p$, $\nabla p^* \nabla S_o$ y $\nabla p^* \nabla S_w$ son pequeños comparados a la magnitud de ∇p , ∇S_o , ∇S_w .

Para estos casos los términos contenidos en el producto del gradiente de presión y saturación pueden ser despreciables para la primera aproximación y las ecuaciones (IV.40), (IV.41) y (IV.42) se reducen a:

$$\nabla^2 P = \phi \left(\frac{R_o k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_w k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right)^{-1} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_o S_o}{B_o} + \frac{R_w S_w}{B_w} + \frac{S_g}{B_g} \right) \quad (\text{IV.44})$$

$$\nabla^2 P = \frac{\phi B_o \mu_o}{k_o} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \quad (\text{IV.45})$$

$$\nabla^2 P = \frac{\phi B_w \mu_w}{k_w} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \quad (\text{IV.46})$$

Mencionando que solamente la variación de p , S_o y S_w con la distancia se hacen pequeños, entonces estas variaciones con el tiempo no pueden ser pequeños.

La eliminación de $\nabla^2 p$ de las ecuaciones (IV.44), (IV.45) y (IV.46) para el flujo en el sistema de la ecuación diferencial ordinaria queda de la siguiente manera:

$$\frac{dS_o}{dP} = \frac{S B_o}{B_o} + \frac{\lambda_o}{\lambda} c_t \quad (\text{IV.47})$$

$$\frac{dS_w}{dP} = \frac{S_w B_w}{B_w} + \frac{\lambda_w}{\lambda} c_t \quad (\text{IV.48})$$

Donde las primeras derivadas se denotan con respecto a p . c_t es la compresibilidad total y λ es la suma de movilidades del fluido presente, así:

$$c_t \equiv -\frac{S_o B'_o}{B_o} + \frac{S_o B_g R'_t}{B_o} - \frac{S_w B'_w}{B_w} + \frac{S_w B_g R'_{rw}}{B_w} - \frac{S_g B'_g}{B_g} \quad (IV.49)$$

y

$$\lambda \equiv \lambda_o + \lambda_g + \lambda_w \quad (IV.50)$$

La ecuación (IV.47) y (IV.48) establecen que el cambio de índice de saturación del aceite y agua con respecto a la presión es igual a la saturación de aceite y agua respectivamente y se pueden aplicar en fenómenos que ocurren relativamente en periodos cortos de tiempo.

El desarrollo presentado indica que la integral de esas ecuaciones es una relación de saturación y presión media que es válida en cualquier punto del yacimiento cuando la presión y saturación son pequeñas.

Combinando las ecuaciones (IV.47) y (IV.48) con una de las ecuaciones, (IV.44), (IV.45) ó (IV.46) se produce:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi c_t}{\lambda} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (IV.51)$$

La cual es semejante a la ecuación (II.1) en coordenadas radiales y flujo monofásico, por lo que se puede solucionar de igual forma. En la derivación de la ecuación (IV.51) el gradiente de la presión es despreciable. La derivada parcial de p con respecto al tiempo no se limita para valores pequeños. En el análisis de ciertos fenómenos que ocurren en periodos relativamente pequeños el siguiente coeficiente: $\frac{\phi c_t}{\lambda}$ dentro de la ecuación (IV.51) se puede aproximar como una constante.

En esencia, Perrine³⁴ obtuvo la aproximación lineal para la ecuación (IV.51) intuitivamente para la ecuación del flujo de una sola fase de fluidos compresibles. El desarrollo de la ecuación (IV.51) presentado suple una justificación teórica usado en el método del análisis de variación de presión en flujo multifásico estudiado por Perrine³⁴ y para resolverla existen algunos métodos tales como: separación de variables, funciones de Green, transformada de Laplace y cambio de variable.

IV.3.- DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE DE ANÁLISIS

La variable de análisis propuesta para este método, es la presión p , en la cual su distribución esta representada por una ecuación no lineal y donde se toma en cuenta la variación de presión para un flujo multifásico.

IV.4.- LIMITACIONES DEL MÉTODO

Dentro del desarrollo de Perrine³⁴ y Martín³⁵ de la ecuación para flujo multifásico, se observan las siguientes características no consideradas en el desarrollo.

En presencia de gas $\nabla p \cdot \nabla p$, $\nabla p \cdot \nabla S_o$ y $\nabla p \cdot \nabla S_w$ no son tan pequeños.

Debido a que la definición de movilidad total y compresibilidad total no determinan la linealidad de la ecuación, su uso está sujeta a las siguientes suposiciones:

1. Los gradientes de presión deben de ser despreciables.
2. Los gradientes de saturación deben ser despreciables.
3. Los cambios de saturación durante la prueba deben ser despreciables.
4. La presión capilar debe ser despreciable.

Así mismo se puede mencionar que en los dos primeros casos el método puede ser útil en zonas alejadas a la boca del pozo, ya que en un área cercana a esta, tales suposiciones no siempre se cumplen, debido a la constante actividad que existe de flujo de hidrocarburos en esta zona.

Aunque es cuestionable desde el punto de vista físico que c , represente realmente la compresibilidad total del sistema ya que la compresibilidad individual de los fluidos no está en relación directa con la S_g , es decir, con la presencia de una cantidad pequeña de gas es suficiente para que la compresibilidad del sistema crezca.

Y para el tercer caso los cambios de saturación durante la prueba no pueden ser despreciables ya que si se toman periodos largos de tiempo, la saturación se incrementa debido a esta causa.

IV.5.- MÉTODO DE AL-KHALIFA³⁶

En esta sección, se presenta la aplicación del método de Al-khalifa³⁶, para pruebas de presión en flujo multifásico, en yacimientos donde una fase de gas este presente, es decir, en sistema de gas-aceite y gas-aceite-agua, también discute la estandarización de gastos en pruebas de pozos en flujo multifásico, el cual tiene varios gastos de fluidos.

El método de Al-khalifa et al³⁶ generaliza el trabajo de Perrine³⁴. El cual consiste en el uso de la presión al cuadrado p^2 en vez de la presión p normal, con lo cual se evita aumentar la permeabilidad relativa del yacimiento, esto puede ser demostrado por la alta y baja volatilidad del aceite presente en el sistema.

IV.6.- ECUACIONES FUNDAMENTALES Y DESARROLLO

Este método se aplica a diferentes sistemas y gastos normalizados en pruebas de flujo multifásico con variaciones en los gastos de hidrocarburo.

De los gradientes de saturación despreciables justificados por Martin³⁵ se asume en la ecuación de difusividad la variación de presión quedando de la siguiente manera:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi c_t}{\lambda_t} \frac{\partial p}{\partial t} \tag{IV.52}$$

Donde c_t es la compresibilidad total y λ_t es la movilidad total. El valor de la constante $k_o/(\mu_o B_o)$ de esta prueba linealizada en la zona de frontera se da como sigue:

$$\lim_{r \rightarrow r_w} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{q_o \mu_o B_o}{2\pi k_o h} \tag{IV.53}$$

Usando la solución de la ecuación (IV.52) y (IV.53) se obtiene la presión. La pendiente obtenida en una gráfica semilogarítmica de p vs t se usa para calcular la permeabilidad efectiva de la fase en la siguiente ecuación:

$$k_f = \frac{162.6 q_f \mu B_f}{mh} \tag{IV.54}$$

El método de presión al cuadrado no se aplica en sistemas de aceite-agua, debido a que $k_o/(\mu_o B_o)$ presenta algunos remanentes con cambios en la presión, como se

muestra en la figura 9 (ver anexos), de tal manera, Al-khalifa³⁶ emplea los datos de la figura 10 (ver anexos) para generar la pendiente de la gráfica semilogarítmica de $p^2 v_s t$ mediante dos líneas las cuales se representan en la figura 11 (ver anexos), indicando que la solución de p^2 no representa la parte física del flujo en sistemas de aceite agua donde $k_o/(\mu_o B_o)$ es despreciable.

$$k_o = \frac{162.6q_o\mu_o B_o}{mh_o} \quad (IV.55)$$

Nótese la diferencia entre la ecuación (IV.54) y (IV.55) es el espesor de la formación usado. Siendo que el espesor total ($h_o + h_w$) es usado en la ecuación (IV.54), para flujo disperso, donde se obtiene la permeabilidad efectiva promedio sobre el espesor de la formación. Y en la ecuación (IV.55), únicamente se utiliza el espesor individual de la formación que contiene cada una de las fases (cada h_o para obtener k_o , o h_w para k_w) es empleado.

Los yacimientos de aceite pueden ser reforzados por el tamaño del acuífero asociado, en este caso, los pozos de aceite están completamente a parte del agua para prevenir una conificación en la boca del pozo. Mientras, únicamente un flujo multifásico segregado predomina en la formación. Para tales sistemas, Al-khalifa y Odeh³⁷ encontraron la solución media empírica que se aplica en la siguiente ecuación.

$$\left[\frac{kh}{\mu} \right]_o + \left[\frac{kh}{\mu} \right]_w \sqrt{\frac{(\mu c_t)_w}{(\mu c_t)_o}} = \frac{162.6q_o B_o}{m_2} \quad (IV.56)$$

Donde m_2 es la pendiente tardía de la línea semilogarítmica la cual refleja el flujo pseudoradial en el espesor de la formación.

Cuando el gas fluye con otra fase simultáneamente resulta un gradiente de saturación significativo y un cambio lineal de $k_o/(\mu_o B_o)$ con la presión. El flujo multifásico fue modelado utilizando la ecuación de difusividad con la p^2 como variable dependiente. En condiciones de frontera también es linearizado en términos de p^2 , y se usa la derivada lineal de la solución fuente lineal (más conocida como línea fuente).

$$p_i^2 - p^2(r, t) = \frac{q_o}{2\pi ah} \left[-E_i \left[-\frac{\phi r^2 c_i}{4t \lambda_i} \right] \right] \quad (IV.57)$$

Donde la aplicación de la aproximación logarítmica, ecuación (IV.57) puede ser escrita en los siguientes términos:

$$p_{wf}^2 - p_i^2 = -\frac{325.2q_o}{ah} \left[\log t + \log \left[\frac{\lambda_i}{\phi c_i r_w^2} \right] - 3.228 + 0.869s \right] \quad (IV.58)$$

La constante a es la pendiente empírica de la siguiente relación lineal

$$\frac{k_o}{\mu_o B_o} = ap \quad (IV.59)$$

La constante a es evaluada para aceites volátiles, donde p_i para pruebas de decremento y p media para pruebas de incremento.

Prueba de decremento

$$k_o = \frac{325.2q_o p_i (\mu_o B_o)_i}{mh} \quad (IV.60)$$

prueba de incremento

$$k_o = \frac{325.2q_o \bar{p}(\mu_o B_o)}{mh} \quad (IV.61)$$

Por otro lado el método de p^2 , el método de p de acuerdo a Al- khalifa³⁶, también se aplica a análisis de datos de pruebas en sistemas donde el gas este presente. El método de la presión se puede usar para obtener la permeabilidad efectiva de la fase, ecuación (IV.54) como:

$$k_i = \frac{162.6q_i \mu_i B_i}{mh} \quad (IV.62)$$

La movilidad total se puede obtener mediante otra expresión del método de p . Si la ecuación (IV.54) es rearreglada y sumando las fases (aceite, gas y agua), la relación de flujo queda de la siguiente manera:

$$\lambda_t = (k/\mu)_i = \frac{162.6q_i}{mh} \quad (IV.63)$$

Donde:

$$\lambda_t = \left(\frac{k}{\mu}\right)_o + \left(\frac{k}{\mu}\right)_g + \left(\frac{k}{\mu}\right)_w \quad (IV.64)$$

y

$$q_i = q_o B_o + [q_g - q_o R_g - q_w R_{gw}] B_g + q_w B_w \quad (IV.65)$$

La solución de fuente lineal en términos de p^2 , ecuación (IV.57), puede ser usada como base de un método nuevo de gasto normalizado.

$$k_o = \frac{325.2 B_o \mu_o P_i}{mh} \quad (\text{IV.66})$$

Esta normalización permite la determinación de la permeabilidad de la fase individual con una buena aproximación.

IV.7.- DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE DE ANÁLISIS

La variable para análisis dentro de este método es la presión p y la presión al cuadrado p^2 aplicados en diferentes sistemas (gas-aceite, y gas-aceite-agua), en pruebas a condiciones de yacimiento; así como el análisis de pruebas de presión en un sistema multifásico con la presencia de una fase de gas.

IV.8.- LIMITACIONES DEL MÉTODO

- El enfoque de la presión al cuadrado no se puede aplicar a sistemas de agua - aceite. Sólo se aplica cuándo hay flujo de gas simultáneamente con otra fase. A diferencia del método de la presión, el método de la presión al cuadrado aplica en aceites volátiles y rinde las estimaciones razonables de permeabilidad efectiva de la fase, bajo ciertas condiciones.
- El método propuesto de normalización de gasto basado en el método de la presión al cuadrado se aplica bajo ciertas condiciones en sistemas de aceite volátil. Esta normalización requiere sólo gastos de aceite en superficie para ser controlado. Además, tiene como resultado las estimaciones razonables de

permeabilidad individual de fase y valores con lo cual se satisface la movilidad total del sistema.

- El método de normalización de gasto basado en el enfoque de la presión, para sistemas de aceite-gas, sólo se aplica en flujo de gastos bajos. Requiere también que el gasto total en las condiciones de yacimiento sea controlado. Esto es difícil de lograr en la práctica. Además, esta normalización resulta de una sobrestimación de la movilidad total del sistema y de la producción en la permeabilidad de la fase.
- Se tienen restricciones iguales al método de Perrine³⁴ y Martín³⁵.

IV.9.- MÉTODO DE BOE³⁸

El método de pruebas de presión presentado por Boe³⁸ establece una base teórica para el análisis de pruebas de presión en yacimientos de gas en solución, y gas y condensado en la acción de un periodo de flujo transitorio. El método es limitado a flujo radial con una penetración completa del pozo en el centro del área de drenaje. La porosidad y la permeabilidad absoluta se toman como constantes, y como despreciables los efectos de gravedad y capilaridad.

Estas pruebas se conducen a condiciones de superficie con gasto constante, y siendo el factor de daño cero. Una expresión analítica para la relación de presión/saturación es derivada del tiempo dependiente de las ecuaciones de flujo de gas y aceite, siendo empleada para generar las funciones de pseudopresión que permiten la interpretación de la prueba con la analogía de pruebas de líquidos. Los desarrollos teóricos son ejemplificados por la prueba simulada de incremento y decremento en un yacimiento de gas en solución.

Muchas pruebas de presión pueden ser interpretadas usando las soluciones de la ecuación de difusividad que se basan en la analogía de yacimientos de aceite.

En el modelo lluido, el yacimiento es representado por una sola fase de líquido con compresibilidad pequeña y viscosidad constante.

Hasta cierto punto, los efectos del flujo multifásico pueden ser adaptados también a las soluciones al modelo de líquidos en caso que se usen la movilidad y la compresibilidad.^{34,35}

El objetivo de este método es presentar las relaciones teóricas entre presión y saturación que se emplean para evaluar las funciones de pseudopresión en el período transitorio de la actuación infinita. El método sugerido es válido para cualquier sistema multifásico, representando el flujo de líquido descrito por la ecuación de difusividad basada en la formulación beta.

IV.10.- ECUACIONES FUNDAMENTALES Y DESARROLLO

Por simplicidad se considera únicamente la fase de aceite, gas movable y agua irreductible. Las ecuaciones de flujo para gas y aceite, respectivamente son las siguientes:

$$\nabla \left[\left(\frac{R_g k_{ro}}{\mu_o B_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) \nabla P \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{R_g S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \quad (IV.67)$$

Y

$$\nabla \left[\left(\frac{r_g k_{rg}}{\mu_g B_g} + \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \nabla P \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{r_g S_g}{B_g} + \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (IV.68)$$

Donde $S_o + S_g + S_w = 1$, R_s es el gas disuelto en el aceite, y r_s es el aceite disuelto en el gas. Estos últimos términos son incluidos tomados del sistema para aplicarse en las ecuaciones a yacimientos de gas y condensado. En este caso el B_o , r_s , y B_g pueden ser derivados de un volumen constante del experimento propuesto por Whitson y Torp.⁴⁰

Siguiendo la simplificación se introduce la siguiente notación:

$$S \equiv S_o \quad (IV.69)$$

$$a \equiv R_s k_{ro} / \mu_o B_o + k_{rg} / \mu_g B_g \quad (IV.70)$$

$$\alpha \equiv r_s k_{rg} / \mu_g B_g + k_{ro} / \mu_o B_o \quad (IV.71)$$

$$b \equiv R_s S_o / B_o + S_g / B_g \quad (IV.72)$$

Y

$$\beta \equiv r_s S_g / B_g + S_o / B_o \quad (IV.73)$$

En estas ecuaciones, R_s , r_s , B_o , B_g , μ_o , y μ_g dependen únicamente de la presión, mientras que k_{ro} , y k_{rg} dependen de la saturación.

También se introduce $x = (\partial x / \partial S)_p$ que es la derivada parcial con respecto a la saturación a presión constante y $x' = (\partial x / \partial p)_S$ la cual representa la derivada parcial con respecto a la presión a saturación constante, cuando $x \in (a, \alpha, \beta)$. Las ecuaciones (IV.67) y (IV.68) se pueden escribir como:

$$\nabla(a\nabla p) = (\phi/k)(\partial b / \partial t) \quad (IV.74)$$

Y

$$\nabla(\alpha\nabla p) = (\phi/k)(\partial \beta / \partial t) \quad (IV.75)$$

La no linealización de las ecuaciones (IV.74) y (IV.75) dadas por los coeficientes a y α , pueden ser eliminadas introduciendo una integral transformada de la presión y función de la pseudopresión p_{pt} , definido por Fetkovich.³⁹

$$p_{po} = \int_{p_o}^p \alpha dp \quad (IV.76)$$

$$p_{pz} = \int_{p_o}^p a dp \quad (IV.77)$$

$$p_{pt} = \int_{p_o}^p (a + \alpha) dp \quad (IV.78)$$

Combinando a y α se puede definir p_{pt} .

En la práctica para usar las ecuaciones (IV.76), (IV.77) y (IV.78) depende de las características del yacimiento a condiciones de frontera, la ecuación (IV.76) se usa en yacimientos de aceite con gasto constante de aceite en la superficie; la ecuación (IV.77) con gasto constante de gas en la superficie durante la prueba; y la ecuación (IV.78) requiere un gasto total constante de gas más el aceite a condiciones de superficie.

Para evaluar las integrales en la ecuación (IV.76) por medio de la ecuación (IV.78), la relación entre S y p es conocida. Esta relación puede ser coherente con la saturación y la presión alrededor del pozo durante la prueba.

La solución de línea fuente, para flujo radial y con la variable de Boltzmann y , $y = \phi r^2/4kt$, la ecuación (IV.75) de producción es:

$$(d/dy)[\alpha y(dp/dy)] = -y(d\beta/dy) \quad (IV.79)$$

De la ecuación (IV.76) tenemos $\alpha(dp/dy) = dp_{po}/dy$ y:

$$\frac{d\beta}{dy} = \beta \frac{dp}{dy} + \beta' \frac{dp}{dy} = \left(\beta \frac{ds}{dp} + \beta' \right) \alpha^{-1} \frac{dp_{po}}{dy} \quad (IV.80)$$

Sustituyendo en la ecuación (IV.79), queda de la siguiente forma:

$$\frac{d}{dy} \left(y \frac{dp_{po}}{dy} \right) = - \left(\frac{c}{\lambda} \right)^* y \frac{dp_{po}}{dy} \quad (IV.81)$$

Donde:

$$\left(\frac{c}{\lambda} \right)^* = \left[\beta \left(\frac{ds}{DP} \right) + \beta' \right] \alpha^{-1} \quad (IV.82)$$

El término $(c/\lambda)^*$ es una razón generalizada de compresibilidad / movilidad para flujo monofásico, para flujo de dos fases corresponde al producto de la compresibilidad – viscosidad, y a la compresibilidad total dividida por la movilidad total en el método descrito por Martin,³⁵ como se verifica a continuación.

Si (c/λ) en la ecuación (IV.82) se considera constante, entonces la ecuación (IV.81) puede ser la solución de línea fuente con la aproximación logarítmica,

$$P_{po} = P_{poi} - \frac{141.2q_o}{kh} \left[\frac{1}{2} (\ln t_D + 0.80907) \right] \quad (IV.83)$$

Donde q_o es el gasto constante en la superficie, en unidades de campo.

$$t_D = 0.0002637 \left[\frac{k\alpha}{\phi r_w^2} (c/\lambda)^* \right] \quad (IV.84)$$

Aunque (c/λ) puede ser mostrado como una variación de presión, por consiguiente Raghavan⁴¹, muestra la gráfica de función de pseudopresión como una línea durante la acción del período infinito. Esto puede ser explicado por las condiciones de frontera usado en la derivación de la ecuación (IV. 83).

$$\lim_{y \rightarrow 0} \left(y \frac{dP_{po}}{dy} \right) = \frac{141.2q_o}{2kh} \quad (IV.85)$$

Cuando el tiempo de producción es suficientemente largo, la ecuación (IV.85) puede ser resuelta directamente y la producción depende del tiempo independientemente de (c/λ) .

Los resultados interpretados de las pruebas simuladas correlacionadas en pozos son equivalentes a la curva referente a líquido en el valor inicial, (c/λ) , es usado en la ecuación (IV.84).

Cuando el pozo alcanza el estado pseudoestacionario durante una prueba de decremento, la variable de Boltzmann no es válida y el rompimiento decrece a condiciones de frontera en la ecuación (IV.85). En este período de flujo la presión

depende de (c/λ) el cual puede ser expresado a causa de la desviación de la curva referente de líquido.

La solución de línea fuente para otras opciones de función de pseudopresión, definida en la ecuación (IV.77) y (IV.78), puede ser derivada similarmente por el uso de expresiones diferentes de (c/λ) .

La relación entre la saturación y la presión en la ecuación (IV.79) para el aceite y la ecuación correspondiente a gas, respectivamente se obtiene de la siguiente manera:

$$\alpha \frac{d}{dy} \left(y \frac{dp}{dy} \right) + \frac{d\alpha}{dy} y \frac{dp}{dy} = -y \frac{d\beta}{dy} \quad (IV.86)$$

y:

$$a \frac{d}{dy} \left(y \frac{dp}{dy} \right) + \frac{da}{dy} y \frac{dp}{dy} = -y \frac{db}{dy} \quad (IV.87)$$

Aquí, $da/dy = a (dS/dy) + a'(dp/dy)$. Los tres términos pueden ser expresados explícitamente en una misma ecuación.

Por conveniencia, se introduce $N = y (dp/dy)$ y $K = y (dS/dy)$, así las ecuaciones para flujo de gas y aceite respectivamente pueden ser:

$$\alpha \frac{dN}{dy} + N \left(\alpha \frac{N}{y} + \beta' \right) + k \left(\alpha \frac{N}{y} + \beta \right) = 0 \quad (IV.88)$$

y

$$a \frac{dN}{dy} + N \left(a' \frac{N}{y} + b' \right) + k \left(a' \frac{N}{y} + b' \right) = 0 \quad (IV.89)$$

Eliminando dN/dy en las dos ecuaciones y notando que $KN = dS/dp$, se llega a la relación general entre la saturación y presión:

$$\frac{dS}{dp} = \frac{(\alpha a' - a \alpha') \frac{N}{y} + (\alpha b' - a \beta')}{(a \alpha' a a) \frac{N}{y} + (a \beta - a b)} \quad (IV.90)$$

Estimando N/y . De la ecuación de Darcy, r para radio y t para tiempo

$$2\pi k h \alpha(y) [\partial p(y) / \partial r] = q_o(y) \quad (IV.91)$$

Donde $q_o(y)$ es el gasto de aceite a condiciones de superficie. Por lo tanto:

$$N / y = q_o (dp / dy) = q_o(y) / 4\pi k h \alpha(y) \quad (IV.92)$$

como se muestra que N esta relacionado a todos los valores de y . Para la cara de la formación:

$$N / y = q_o t / \pi r_w^2 h \alpha \phi \quad (IV.93)$$

o

$$N / y = (1/\alpha)(t/t_w) \quad (IV.94)$$

Donde $t_w = 13.44 (\phi r_w^2 h/q_a)$ en unidades de campo. Las ecuaciones (IV.93) y (IV.94) tienen que ser resueltas iterativamente con la ecuación (IV.90), debido a que α depende tanto de la saturación como de la presión. Nótese que las ecuaciones (IV.93) y (IV.94) son independientes de la permeabilidad absoluta, k . Por lo tanto, los valores de p_{po} pueden ser calculados sin conocer k .

Casos límite. Primero se examinan los dos casos limitantes de producción a tiempos cortos y largos que se toma en cuenta para una prueba de decremento con gasto constante a condiciones de superficie. En estos casos, la ecuación (IV.90) es resuelta fuera de la estimación de N/y .

Flujo inicial. Si $y \rightarrow \infty$, ($t \rightarrow 0$), entonces N está relacionado, $N/y \rightarrow 0$ y como $y \rightarrow \infty$, la ecuación (IV.90) se convierte a:

$$dS/dp = (ab' - a\beta') / \left(a\beta' - ab' \right) \quad (IV.95)$$

Para comparar los resultados con los de Martin, se escribe $r_s = 0$, sustituyéndolo en las ecuaciones (IV.69, IV.70, IV.71, IV.72, y IV.73), se llega a:

$$ab' - a\beta' = \frac{\lambda_t}{B_o B_g} \left(S_o \frac{B_o'}{B_o} + \frac{\lambda_o}{\lambda_t} c_t \right) \quad (IV.96)$$

$$y \quad a\beta' - \alpha b' = \lambda_t / B_o B_g,$$

Donde $\lambda_t = \lambda_o + \lambda_g = (k_r \alpha' / \mu \alpha) + (k_{rg} / \mu g)$ y $c_t = -(S_o B_o' / B_o) + (S_o B_g R' / B_o) - (S_g B_g' / B_g)$ es la compresibilidad total de los fluidos. Por lo tanto:

$$dS_o / dp = S_o (B'_o / B_o) + (\lambda_o / \lambda_i) c_i \quad (IV.97)$$

Como lo muestra Martin.³⁵

La ecuación (IV.95) puede ser derivada directamente de las ecuaciones (IV.86) y (IV.87) despreciando en segundo orden los términos de flujo.³⁵ Sustituyendo la ecuación (IV.97) en la ecuación (IV.82) se llega a $(c/\lambda) = c/\lambda_i$. Por lo tanto, en los casos de límite cuando $t \rightarrow 0$ o si el segundo orden de los términos de flujo pueden ser despreciado, el procedimiento de interpretación estándar es aplicable³⁴. La ecuación (IV.95) es válida únicamente en la boca del pozo para tiempos cortos de producción.

Producción a tiempos largos. Cuando $y \rightarrow 0$ la ecuación (IV.90) se reduce a:

$$dS / dp = (\alpha \alpha' - a \alpha') \left(a \alpha - a \alpha' \right) \quad (IV.98)$$

En resumen esta expresión puede ser mostrada como sigue. La producción GOR es dada por $R = a/\alpha$. La derivada total de R con respecto a la presión es entonces $dR/dp = \dot{R} (dS/dp) + R'$. Sustituyendo en la ecuación (IV.98), podemos encontrar que $dR/dp = 0$; por ejemplo, el GOR es una constante, independientemente de la presión y el tiempo. Esta es una observación importante. Para una prueba de decremento en el periodo de acción infinito, cuando la ecuación (IV.98) llega a ser válida con estabilización. El nivel de estabilización depende de un gasto alto. La estabilización y el cambio de la ecuación (IV.95) a (IV.98) ocurre después de una buena producción a un tiempo corto. La ecuación (IV.98) puede ser derivada fácilmente de la ecuación (IV.86) y (IV.87) despreciando los términos de expansiones en el lado derecho de las ecuaciones.

En la figura 12 (ver anexos) se presenta una gráfica semilogarítmica de funciones de pseudopresión, p_{pw} , presión de referencia adimensional de líquido, p_D , y la presión del pozo p_{wD} , como se muestra esta función es una línea recta, con la pendiente correcta en el periodo de flujo transitorio, paralelo a la línea de referencia de líquido. La gráfica de p_{pwD} producirá un valor correcto de permeabilidad absoluta. Los valores de p_{wD} no producirán una línea recta y no podrán ser empleados para interpretar la prueba.

Los resultados mostrados en la figura 12 se replantean en la figura 13 (ver anexos) sobre una escala lineal de t_{AID} . La relación para periodo transitorio de S vs p , tomada de la ecuación (IV.90), también fue empleada para evaluar p_{pwD} en el periodo pseudoestacionario, la pendiente de p_{pwD} es cercana al valor verdadero de 2π , pero el ajuste entre p_D y p_{pwD} hace el cálculo del área de drenaje incierto.

En la figura 14 (ver anexos) se muestra el desarrollo de la GOR producida con el tiempo, los valores calculados y simulados con la ecuación (IV.90) son lo bastante cercanos, sin embargo calculando con las ecuaciones (IV.95) y (IV.97) se aleja bastante del comportamiento simulado.

IV.11.- DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE DE ANÁLISIS

La variable que se analiza en este método es una función de pseudo-presión, p_{pwD} .

IV.12.- LIMITACIONES DEL MÉTODO

- Considera una correspondencia única entre la permeabilidad relativa y la saturación.

- Las predicciones en el método de Boe no son aceptables en presencia de daño, debido a que la presencia de daño causa que la saturación y la presión no estén relacionadas en forma única y el método esta sujeto a que la saturación y la presión son únicas, lo cual solo se cumple cuando $s \approx 0$ y $S_{gc} \approx 0$.
- El método no proporciona valores confiables cuando tenemos condiciones de $s \neq 0$.
- La saturación crítica de la fase no movable debe ser cero.
- No existe una longitud característica y los tiempos que maneja son cortos.
- Sin embargo, este método da la pauta para los próximos desarrollos en soluciones de problemas.

IV.13.- MÉTODO DE R. RAGHAVAN⁴¹

Dentro de la ingeniería de yacimientos desde hace 30 años se han realizado diversas publicaciones, las cuales consideran varios problemas pertenecientes al comportamiento de los yacimientos. Para determinar este comportamiento existen algunos métodos de análisis de prueba con los que se puede determinar ciertas características del yacimiento, en este caso Raghavan examina las pruebas de presión del yacimiento donde asume que los fluidos en el yacimiento se comportan de acuerdo a la ecuación de difusividad, lo que implica el uso de una ecuación para flujo de una sola fase, y una alta compresibilidad del fluido.

La razón de la popularidad de este método se debe a: (a) la facilidad con la cual la ecuación de difusividad puede ser resuelta para una gran variedad de problemas, (b) la demostración para algunos trabajos, para algunas situaciones de flujo multifásico, el flujo de una sola fase se puede emplear haciendo algunas modificaciones apropiadas. Matthews¹ resume las modificaciones antes mencionadas.

El objetivo principal de este trabajo es presentar un método para incorporar rigurosamente un cambio en las propiedades de los fluidos y los efectos en la permeabilidad relativa, en análisis de pruebas de presión para fluidos de dos fases aceite y gas, esto hace posible que el ingeniero calcule la permeabilidad absoluta y permeabilidad efectiva así como un gasto de cada uno de los fluidos.

Este método se basa en una idea sugerida por Feckovich³⁹, quien propuso una expresión del gas real definida como pseudopresión, las ecuaciones describen simultáneamente el flujo del fluido del gas y del aceite.

IV.14.- ECUACIONES FUNDAMENTALES Y DESARROLLO

La ecuación de flujo de dos fases primeramente fue resuelta por Muskat y Meres.⁴² Evinger y Muskat⁴³ estudiaron el efecto de flujo multifásico en el índice de productividad de un pozo y examinaron el flujo radial estacionario del aceite y gas en un medio poroso. Dentro de las condiciones de estados del flujo radial el gasto de aceite esta dado por la siguiente ecuación:

$$q_o = \frac{kh}{141.2 \ln r_e / r_p} \int_p^{p_i} \frac{k r_o (S_o)}{\mu_o B_o} dp \quad (IV.99)$$

Puesto que la permeabilidad relativa esta en función de la saturación, la integral en la ecuación (IV.99) puede ser evaluada únicamente si se especifica la relación entre la saturación y presión del fluido. Esta relación es obtenida de la ecuación de la relación gas-aceite.

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \quad (IV.100)$$

Perrine³⁴ propuso las modificaciones de la teoría del flujo monofásico para incorporarlo al flujo multifásico.³⁴ Las bases teóricas del método empírico de Perrine fueron justificadas por Martín.³⁵ Weller⁴⁴ y Earlourgher et al⁴⁵ usando una computadora digital examinaron una prueba de incremento en flujo multifásico demostrando que el método de Perrine³⁴ es válido. Sin embargo, Weller⁴⁴ mostró que, como la saturación del gas se incrementa, la prueba no es muy exacta.

Levine y Prats⁴⁶, mostraron que suponiendo que el gasto de aceite decline en la batería, esto debe ser constante en todas partes, quedando la ecuación de aceite en flujo radial de la siguiente forma:

$$\int_p^{p_i} \frac{k_m}{\mu_o B_o} dp = \frac{141.2q_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{r^2 - r_e^2}{r_e^2} \right) - 2 \ln \frac{r}{r_e} \right] \quad (\text{IV.101})$$

Como en el caso del estado estacionario, la relación entre la saturación y la presión es necesaria para calcular la integral en el lado derecho de la ecuación (IV.101), Levine y Prast⁴⁶ realizaron dos suposiciones: (a) la GOR es constante en todas partes y puede ser obtenido de la diferencial de Muskat⁴⁷ y de las ecuaciones de balance de materia, y (b) la GOR corresponde a la presión y saturación de los espacios de frontera.

Más recientemente, usando la analogía entre compresibilidad del gas y el flujo del liquido, Fetkovich³⁹, presentó ecuaciones para describir el estado transitorio, estacionario y pseudoestacionario en flujo multifásico a través de un medio poroso. Donde se pueden aplicar las siguientes ecuaciones:

$$q_o = \frac{kh}{141.2(0.5 \ln t_D + 0.404 + s)} [m(p), -m(p_{wf})] \quad (\text{IV.102})$$

$$q_o = \frac{kh}{141.2} \left(\ln + 0.472 \frac{r_e}{r_w} + s \right) \left[m(\bar{p}) - m(p_{wf}) \right] \quad (IV.103)$$

Cuando la $m(p)$ es la función de pseudopresión se escribe de la siguiente forma:

$$m(p) = \int_{p_o}^p \frac{k_{ro}(S_o)}{\mu_o B_o} dp \quad (IV.104)$$

y t_D es el tiempo adimensional dado por:

$$t_D = \frac{0.000264kr}{\phi \mu_o c_n r_w^2} \quad (IV.105)$$

En las ecuaciones (IV.102) y (IV.103), s es el efecto de daño y generalmente es incluido en el almacenamiento en la vecindad de la boca del pozo como una resistencia mayor causada por el desarrollo de la saturación de gas, esto es, s está en función del gasto y del tiempo.

Aunque Fetkovich³⁹ no explicó explícitamente la validación de las ecuaciones representadas por este método para calcular la integral en la ecuación (IV.104). Sin embargo, desde el punto de vista práctico, estas ecuaciones representan un importante adelanto en el análisis de pruebas de presión porque, con las técnicas disponibles presentes, únicamente la permeabilidad efectiva puede ser determinada. Además, se ha establecido una base rigurosa en pruebas de incremento y decremento en flujo multifásico.

IV.15.- DESCRIPCIÓN DE LA VARIABLE DE ANÁLISIS

El método de Raghavan⁴¹ toma como variable una función de pseudopresión, $m(p)$

IV.16.- LIMITACIONES DEL MÉTODO

- Considera una correspondencia única entre la permeabilidad relativa y la saturación.
- Las predicciones del método no son aceptables en presencia de daño, debido a que la presencia de daño causa que la saturación y la presión no estén relacionadas en forma única y el método esta sujeto a que la saturación y la presión son únicas, lo cual solo se cumple cuando $s \approx 0$ y $S_{gc}=0$.
- La saturación crítica de la fase no movible debe ser cero.

V.- CONCLUSIONES

El presente trabajo tiene como objetivo principal presentar los métodos más comunes en el análisis de pruebas de presión en condiciones de flujo multifásico, dicho objetivo se desarrolla mediante las variables empleadas en cada método y sus limitaciones se fundamentan dentro de las propiedades físicas de la roca y fisicoquímica de los fluidos, ya que la condición de flujo multifásico en el yacimiento explica ciertas circunstancias de lo teórico y práctico cuando el yacimiento es caracterizado.

Basado en los resultados en este trabajo, se obtienen las siguientes conclusiones:

- a) Se cuestiona que c_t sea la compresibilidad total del sistema ya que la compresibilidad individual de los fluidos no esta en relación directa con la saturación del gas.
- b) El método de Perrine y Martin sugiere que si se emplean la movilidad y compresibilidad total del sistema, en lugar de la movilidad y compresibilidad de cada una de las fases, se pueden analizar datos de pruebas de presión en condiciones de flujo multifásico en el yacimiento de una forma similar a como se analizan datos de un sistema líquido. Este procedimiento se emplea en sistemas donde los gradientes de saturación y presión deben ser despreciables, lo cual generalmente no se cumple en la zona cercana al pozo, debido a la actividad del flujo.
- c) Si durante la prueba se toma períodos largos de tiempo los cambios de saturación no pueden ser despreciables.
- d) El método de Al-Khalifa no se aplica a sistemas de agua-aceite, solo se aplica cuando existe flujo de gas con otra fase simultáneamente.

- e) El método de presión al cuadrado se aplica en sistemas de aceite volátil, bajo ciertas restricciones.
- f) El método de Al-Khalifa recomienda usar el gasto a condiciones de superficie con el objetivo de que este sea controlado.
- g) El método de Boe funciona cuando se tiene condiciones de $s \neq 0$, siendo que $s \neq 0$ y $S_{gc} = 0$ debido a que la región de daño causa que la saturación y la presión no estén relacionadas en forma única y este método está sujeto a que la presión y saturación son únicas.
- h) El método de Raghavan así como el método de Boe requieren conocer la permeabilidad relativa la cual es un dato bastante incierto.
- i) Raghavan propone usar la relación gas- aceite para evaluar el integrando que define la función de pseudopresión para aproximar la linealización de las ecuaciones empleadas en este método.
- j) El método de Raghavan emplea la relación gas- aceite al momento del cierre con el objetivo de analizar pruebas de incremento.
- k) Los métodos vistos en este trabajo sirven bajo ciertas circunstancias establecidas para caracterizar un yacimiento de acuerdo a las características internas y externas de este.

Para el caso de flujo multifásico, además de la presión, las saturaciones son también variables dependientes. Por lo tanto para este flujo se requiere relacionar presión con la saturación para poder realizar una caracterización adecuada de los yacimientos a partir de pruebas de variación de presión.

NOMENCLATURA

| | | |
|--------------------------|---|---|
| <i>A</i> | Área | pies ² |
| <i>a</i> | Constante | |
| <i>B</i> | Factor de volumen | adimensional |
| <i>B_l</i> | Factor de volumen de la fase | adimensional |
| <i>B_g</i> | Factor de volumen del gas | adimensional |
| <i>B_o</i> | Factor de volumen del aceite | adimensional |
| <i>B_R</i> | Factor de volumen del gas | adimensional |
| <i>B_w</i> | Factor de volumen del agua | adimensional |
| <i>C</i> | Factor de almacenamiento | bbls/psi |
| <i>C_D</i> | Factor de almacenamiento adimensional | adimensional |
| <i>c</i> | Compresibilidad | psi ⁻¹ |
| <i>c_t</i> | Compresibilidad total del sistema | psi ⁻¹ |
| <i>g</i> | Aceleración de la gravedad | ft/seg ² |
| <i>g_c</i> | Constante de conversión | Lb _m ft/lb _m seg ² |
| <i>h</i> | Espesor de la formación | pies |
| <i>J</i> | Índice de productividad | (ft ³ /día)/(libras/pg ²) |
| <i>k</i> | Permeabilidad absoluta | mD |
| <i>K_l</i> | Permeabilidad efectiva de la fase 1 | mD |
| <i>k_g</i> | Permeabilidad del gas | mD |
| <i>k_o</i> | Permeabilidad del aceite | mD |
| <i>k_s</i> | Permeabilidad de la zona dañada | mD |
| <i>k_w</i> | Permeabilidad del agua | mD |
| <i>k_{ro,rg}</i> | Permeabilidad relativa del aceite y gas | adimensional |
| <i>K</i> | y (dS/dy), | adimensional |
| <i>m</i> | Pendiente | Ciclo/día |
| <i>m(p)</i> | Potencial de gas | |
| <i>N</i> | y (dp/dy) | psi |
| <i>p</i> | Presión | psi |

| | | |
|--------------|---|-------------------------|
| \bar{p} | Presión media | psi |
| P_e | Presión externa | psi |
| p_i | Presión inicial | psi |
| ∇p | Decremento de presión | psi |
| ∇p_s | Decremento de presión en la zona de daño | psi |
| p^2 | Presión al cuadrado | psi |
| p_o | Presión base en la evaluación de la pseudopresión | psi |
| p_p | Función de pseudopresión | psi |
| p_{po} | Función de pseudopresión del aceite | STB-psi/RB-cp |
| p_{poi} | Función de pseudopresión inicial del aceite | STB-psi/RB-cp |
| p_{wf} | Presión del pozo fluyendo | psi |
| p_{pg} | Función de pseudopresión del gas | STB-psi/RB-cp |
| p_{wc} | Presión del pozo cerrado | psi |
| p_w | Presión del fondo del pozo | psi |
| p_{sc} | Presión a condiciones estándar | psi |
| p_{pt} | Función de pseudopresión total | psi |
| p_D | Presión adimensional | adimensional |
| Δp_s | Incremento de presión en la zona de daño | psi |
| q | Gasto | ft³/D |
| q_l | Gasto de la fase | ft³/D |
| q_o | Gasto de aceite | ft³/D |
| q_g | Gasto de gas | ft³/D |
| q_{sf} | Gasto en la cara de la formación expresado a condiciones estándar | ft³/D |
| q_t | Gasto total | ft³/D |
| q_w | Gasto de agua | ft³/D |
| r | Radio | pies |
| r_e | Radio de drene | pies |

| | | |
|----------------------|---|-----------------------------|
| r_D | Radio adimensional | adimensional |
| r_w | Radio del pozo | pies |
| r_{we} | Radio efectivo en la boca del pozo | pies |
| r_s | Radio de la zona dañada | pies |
| R_s | Relación de solución gas-aceite | MSCF/STB |
| R_{so} | Relación de solubilidad del gas en el aceite | MSCF/STB |
| R_{sw} | Relación de solubilidad del gas en el agua | MSCF/STB |
| S | Factor de daño | |
| S_g | Saturación del gas | adimensional |
| S_o | Saturación del aceite | adimensional |
| S_w | Saturación del agua | adimensional |
| T | Temperatura absoluta | °R |
| T_{sc} | Temperatura a condiciones estándar | °R |
| t | Tiempo | Días, hrs. |
| t_{da} | Tiempo al final del periodo infinito | horas |
| t_D | Tiempo adimensional | adimensional |
| $(t_D)_{psa}$ | Tiempo adimensional al comienzo del flujo pseudo-estacionario | adimensional |
| t_{DA} | Tiempo adimensional basado en el área | adimensional |
| V_u | Volumen de líquido en el pozo | bbl/ft |
| V_w | Volumen total de líquido en el pozo | bbl/ft |
| x | Variable x | |
| $y = \phi r^2 / 4kt$ | Variable de Boltzmann | ft²/md-hr |
| z | Factor de compresibilidad | |
| Δt | Tiempo de cierre | hrs. |
| λ_g | Movilidad del gas | mD/cp |
| λ_o | Movilidad del aceite | mD/cp |
| λ_w | Movilidad del agua | mD/cp |
| λ_e | Movilidad total | mD/cp |

| | | |
|------------|--------------------------------------|--------------------------------|
| μ | Viscosidad | cpoise |
| μ_l | Viscosidad de la fase 1 a p | cpoise |
| μ_g | Viscosidad del gas | cpoise |
| μ_o | Viscosidad del aceite | cpoise |
| ϕ | Porosidad | adimensional |
| ρ | Densidad del fluido | libras/pies³ |
| ∇ | Gradiente operador | |
| ∇^2 | Operador Laplaciano | |
| π | Constante pi =3.141592 | |
| e | Constante = 2.7182 | |
| a | Parámetro definido en la ecuación 70 | STB/RB-cp |
| b | Parámetro definido en la ecuación 72 | STB/RB-cp |
| α | Parámetro definido en la ecuación 71 | STB/RB-cp |
| β | Parámetro definido en la ecuación 73 | STB/RB-cp |
| β' | Derivada parcial con respecto a p | |
| β | Derivada parcial con respecto a S | |

BIBLIOGRAFÍA

1. Matthews, C. S. y Russell, D.G.: Pressure Buildup and Flow Tests in Wells, Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 1, Chap.2.
2. Van Everdingen, A. F. y Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs, Trans., AIME (1949) 186, 305-324.
3. Horner, D. R.: "Pressure Build-Up in Wells", Proc., Third World Pet. Cong., The Hague (1951) Sec. II, 503-523. Also Reprint Series, No. 9-pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 25-43.
4. Van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well, "Trans., AIME (1953) 198, 171-176. Also Reprint Series, No.9-Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 45-50.
5. Hurst, William: "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Well Bore", Pet. Eng. (Oct. 1953) B-6 through B-16.
6. Hawkins, Murray F.: Jr.: "A Note on the Skin Effect", Trans., AIME (1956) 207, 356-357.
7. Brons, F. y Marting, W. C.: "A Simple Method for Correcting Spot Pressure Readings," J Pet. Tech. (Aug.1961) 803-805; Trans., AIME, 222.

8. Chatas, Angelos T.: "A Practical Treatment of Non-Steady State Flow Problems in Reservoir Systems," *Pet. Eng.*, Part 1 (May 1953) B-42 through B-50; Part 2 (June 1953) B-38 through B-50; Part 3 (Aug. 1953) B-44 through B-56.
9. Gladfelter, R. E., Tracy, G. W., y Wilsey, L. E.: "Selecting Wells Which Will Respond to production-Stimulation Treatment", *Drill. And Prod. Prac.*, API (1955) 117-129.
10. Ramey, H. J., jr.: "Non-Darcy Flow y Wellbore Storage Effects in Pressure Build-Up and Drawdown of Gas Wells," *J. Pet. Tech.* (Feb. 1965) 223-233; *Trans., AIME*, 234. Also Reprint Series, No 9- Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 233-243.
11. Papadopoulos, Istavros S. y Cooper, Hilton H., Jr.: "Drawdown in a well of Large Diameter," *Water Resources Res.* (1967) 3, No.1, 241-244.
12. Cooper, Hilton H., Jr., Bredehoeft, John D., y Papadopoulos, Istavros S.: "Response of a Finite-Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water, " *Water Resources Res.* (1967) 3, No. 1, 263-269.
13. Ramey, H. J., jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage," *J. Pet. Tech.* (Jan. 1970) 97-104; *Trans., AIME*, 249.
14. Agarwal, Ram G., Al-Hussny, Rafi, y Ramey, H. J., Jr. : "An Investigation of Well bore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sep. 1970) 279-290; *Trans., AIME*, 249.

15. Wattenbarger, Robert A. y Ramey, H. J., Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid flow: II. Finite Difference Treatment," Soc. Pet. Eng. J. (Sep. 1970) 291-279; Trans., AIME, 249.
16. McKinley, R. M.: "Wellbore Transmissibility From After flow-Dominated Pressure Buildup Data," J. Pet. Tech. (July 1971) 863-872; Trans., AIME, 251.
17. Barbe, J. A. y Boyd, B. L.: "Short-Term Buildup Test-ing," J. Pet. Tech. (July 1971) 800-804.
18. Earlougher, Robert C., Jr. y Kersch, Keith M.: "Analysis of short-time transient test data by type-curve matching," J. Pet. Tech. (July 1974) 793-800; trans., AIME, 257.
19. Chen, Hsiu-Kuo y Brigham, W. E.: "Pressure Buildup for a well with storage and skin in a closed square," paper SPE 4890 presented at the SPE-AIME 44th Annual California Regional Meeting, San Francisco, April 4-5, 1974.
20. Earlougher, Robert C., Jr. y Kersch, Keith M., y Ramey, H. J., Jr.: "Wellbore Effects in Injection Well Testing," J. Pet. Tech. (Nov. 1973) 1244-1250.
21. Al-Hussany, R., Ramey, H. J., Jr., y Crawford, P. B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media," J. Pet. Tech. (May 1966) 624-636; trans. AIME, 237.
22. Russell, D. Googrich, J. H., Perry, G. E., y Bruskotter, J. F.: "Methods for Predicting Gas Well Performance," J. Pet. Tech. (Jan. 1966) 99-108; Trans., AIME, 237.

23. Al-Hussany, R., Ramey, H. J., Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting," J. Pet. Tech. (May 1966) 637-642; Trans., AIME, 237. Also Reprint Series, No. 9 - Pressure Analysis Methods, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1967) 245-250.
24. Wattenbarger, Robert A. y Ramey, H. J., Jr.: "Gas Well Testing With Turbulence, Damage and Wellbore Storage," J. Pet. Tech. (Aug. 1968) 877-887; trans., AIME, 243.
25. Zana, E. T. y Thomas, G. W.: "Some Effects of contaminants on real gas flow," J. Pet. Tech. (Sept. 1970) 1157-1168; Trans., AIME, 249.
26. Hasler, G. L.: Method and Apparatus for Permeability Measurements, U. S. Patent 2. 345, 935. (April 1944).
27. Morse, R. A., Terwilliger, P. L. y Yuster, S. T. "Relative permeability Measurements on Small Core Samples," Oil and Gas J. (Aug 23, 1947).
28. Leas, W. J., Jenks, L. H. y Russell, C. D.: "Relative permeability to Gas," Trans., AIME (1950) 189, 65-72.
29. Osoba, J. S., Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A. y Blair, P. M. : "Laboratory Measurements of Relative Permeability," Trans., AIME (1951) 192, 47-56.
30. Hassler, G. L., Rice, R. R. y Leeman, E. H.: "Investigation on the Recovery of Oil From Sandstones by Gas Drive," Trans., AIME (1936) 118, 116-137.
31. Richardson, J. G., Kerver, J. K., Hafford, J. A. y Osoba, J. S.: "Laboratory Determination of Relative Permeability," Trans., AIME (1952) 195, 187-196.

32. Geffen, T. M., Owens, W. W., Parrish, D. R. y Morse, R. A.: "Experimental Investigation of factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements," Trans., AIME (1951) 192, 99-110
33. Sandberg, C. R., Gournay, L. S. y Sippel, R. F.: "The Effect of Fluid-Flow Rate and Viscosity on Laboratory Determinations of Oil-Water Relative Permeabilities," Trans., AIME (1958) 213, 36-43.
34. Perrine, R. L.: "Analysis of pressure Buildup Curves," Drill & Prod. Prac, API, Dallas (1956) 482.
35. Martin, J. C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundations of Multiphase Pressure Buildup Analyses," Trans., AIME (1959) 216, 309-11.
36. Al-Khalifa, A. A., Asis, K., y Horne, . N.: "A New Approach to Multiphase Well Test Analysis", paper SPE 16473 presented at the 62th annual SPE Technical Conference and exhibition, Dallas, TX, Sept. 27-30, 1987.
37. Al-Khalifa, A-J. A. y Odeh, A. S.: "Well Test Analysis in Gravity - Segregated Reservoirs," Unsolicited paper SPE 18577 (July 1987) Richardson, Tx.
38. Boe, A., Skjaeveland. S.M., y Whitson, C. S.: "Two- Phase Pressure Transient Test Analysis", paper SPE 10224 presented at the 56th Annual SPE Technical Conference and Exhibition, San Antonio , TX, Oct. 5-7, 1981
39. Fetkovich, M. J.: " The Isochronal Testing of Oil Wells," paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Meeting, Las Vegas, Sept. 30-Oct. 3.

40. Whitson, C.H. y Torp, S. B.: "Evaluating Constant-Volume Depletion Data," JPT (March 1983) 610-20.
41. Raghavan, R.: "Wells Test Analysis: Wells Producing by Solution Gas Drive," SPEJ (Aug. 1976) 196-208; Trans., AIME, 261.
42. Muskat, M. y Meres, M. W.: "The Flow of Heterogeneous Fluids Through Porous Media," Physics (Sep. 1936) Vol. 7, 346-363.
43. Evinger, H. H. y Muskat, M.: "Calculation of Theoretical Productivity Factor," Trans., EIME (1942) Vol. 146, 126-139.
44. Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow," J. Pet. Tech (Feb. 1966) 240-246; Trans., AIME, Vol.237.
45. Earlougher, R. C., Jr., Miller, F. G., y Mueller, T. D.: "Pressure Buildup Behavior in a Two-Well Gas-Oil System" Soc. Pet. Eng. (June 1967) 195-204 Trans., AIME, Vol 240.
46. Levine, J. S. Y Prats, M.: " The Calculated Performance of Solution- Gas- Drive Reservoirs," Soc. Pet. Eng. J. (Sept. 1961) 142-152; Trans., AIME, Vol. 222.
47. Muskat, M.: "The Production Histories of Oil Producing Gas- Drive Reservoirs," J. Applied Phys. (March 1945) 147-159.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANEXOS

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

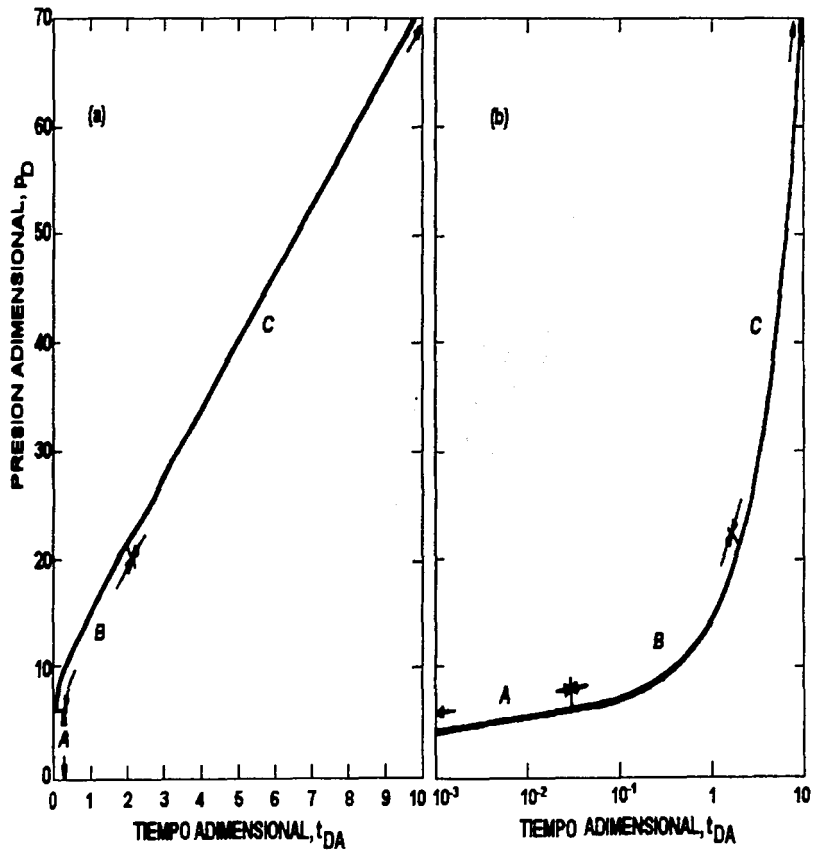


FIGURA 1. REGIMENES DE FLUJO A) ACCION INFINITA, B) TRANSITORIO, C) PSEUDOESTACIONARIO

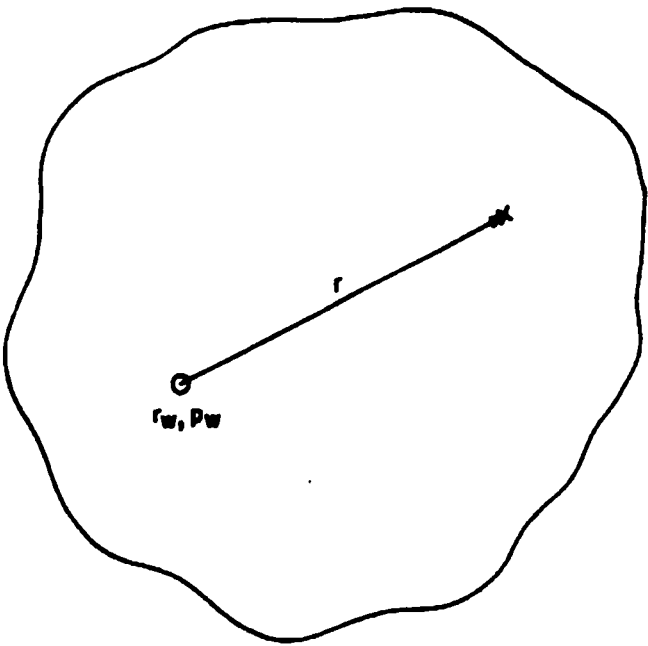


FIGURA 2. SISTEMA INFINITO CON UN SOLO POZO

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

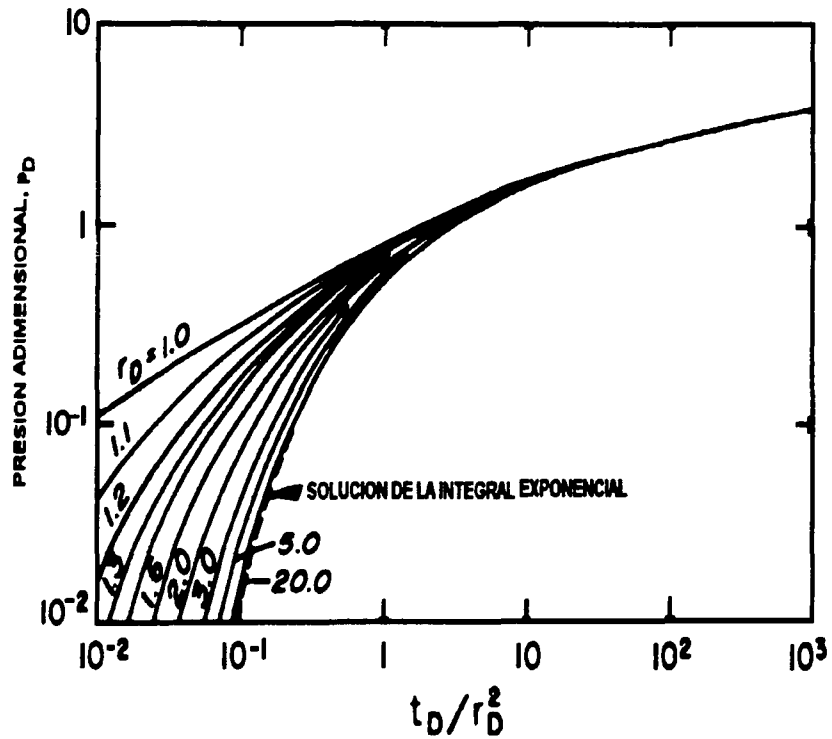


FIGURA 3. FUNCION DE PRESION ADIMENSIONAL PARA DISTINTAS DISTANCIAS DE UN POZO EN UN SISTEMA INFINITO.

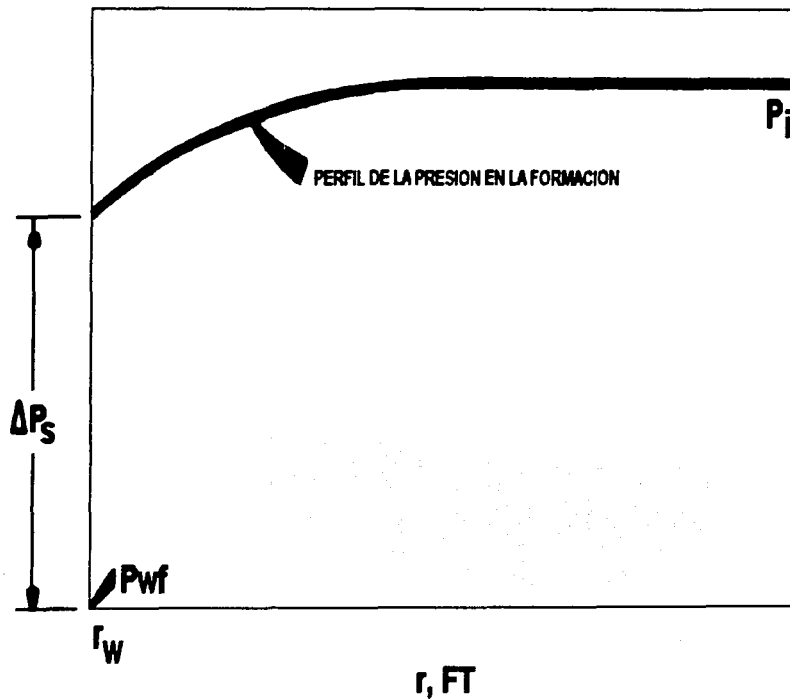


FIGURA 4A. DISTRIBUCION DE PRESION AL REDEDOR DEL POZO CON UN FACTOR DE DAÑO POSITIVO

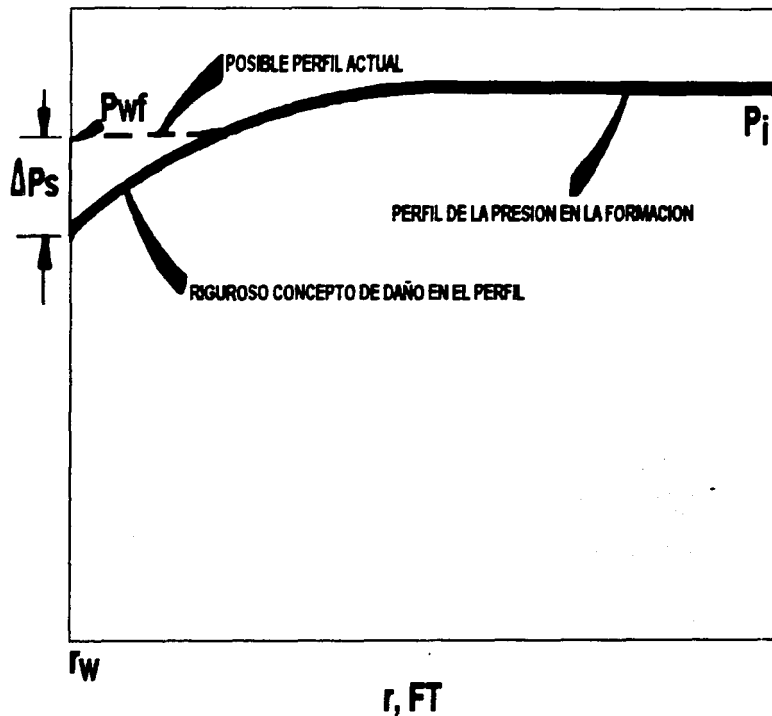


FIGURA 4.B. DISTRIBUCION DE LA PRESION ALREDEDOR DEL POZO CON UN FACTOR DE DAÑO NEGATIVO

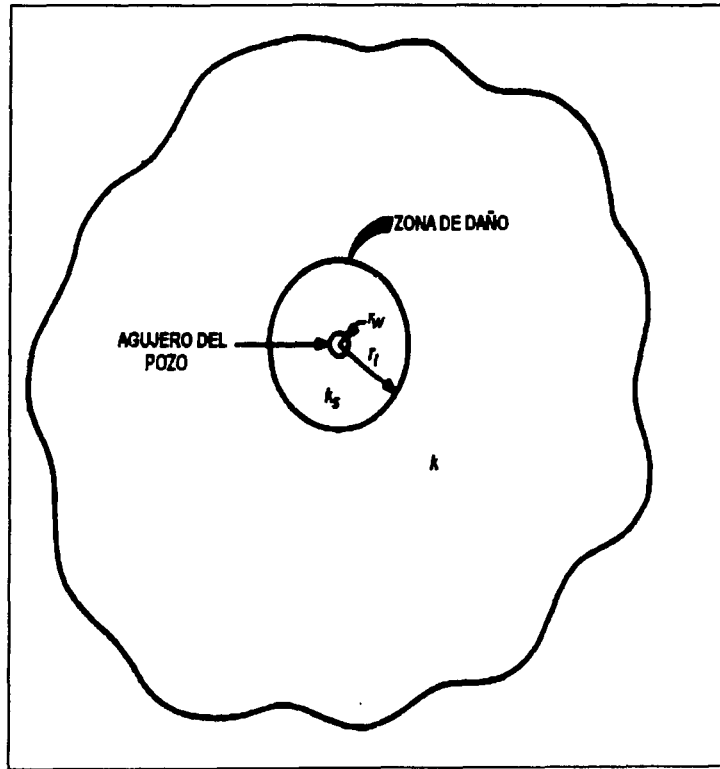


FIGURA 5. ZONA DE DAÑO EN UN ESPESOR INFINITO

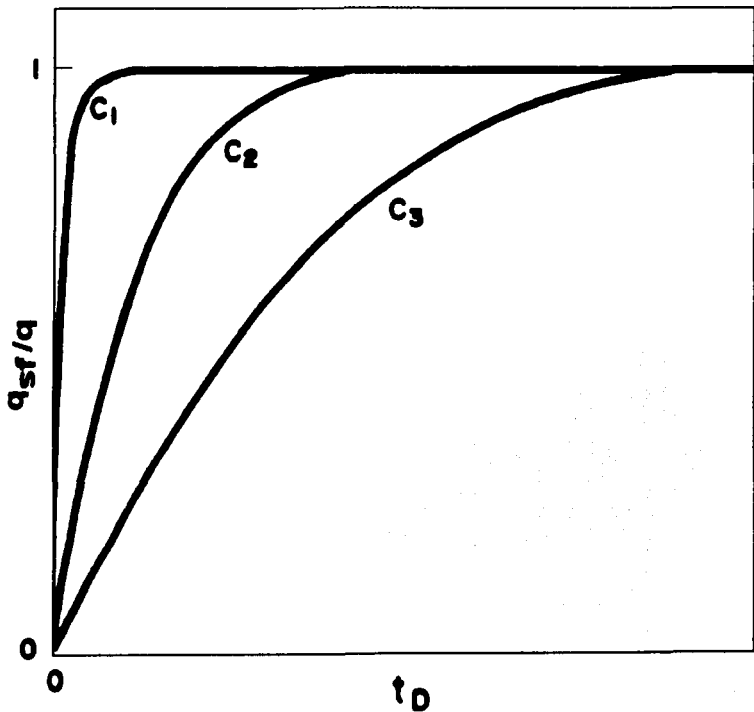


FIGURA 6. EFECTO DE ALMACENAMIENTO DEL POZO EN LA CARA DE LA FORMACION. $C_3 > C_2 > C_1$

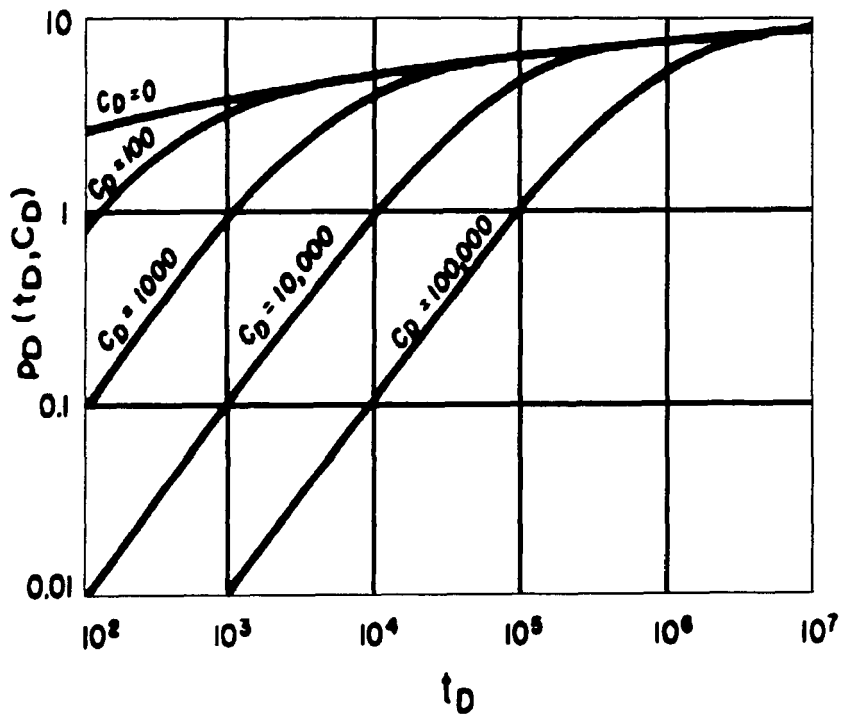


FIGURA 7. PRESION ADIMENSIONAL INCLUYENDO EL ALMACENAMIENTO DEL POZO

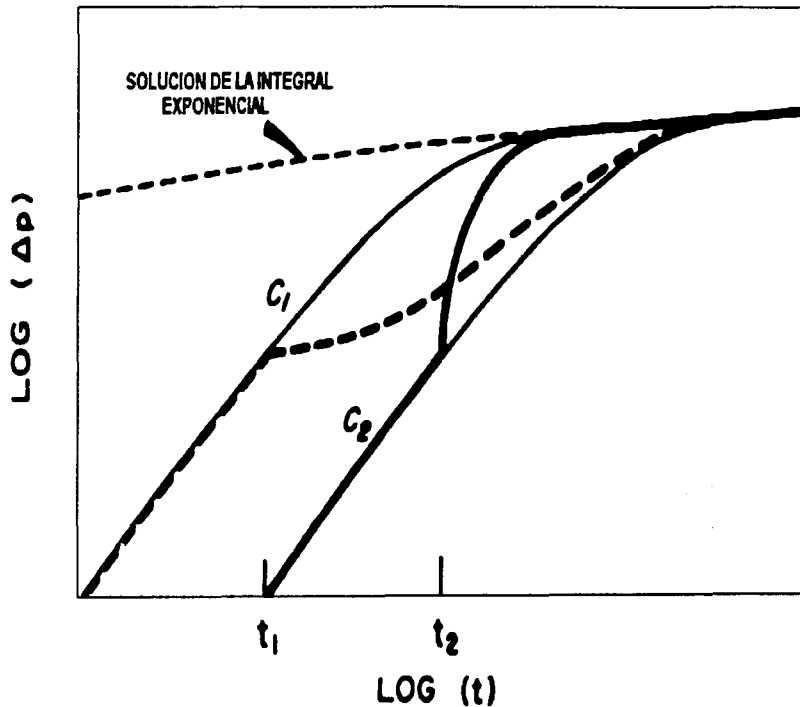


FIGURA 8. PRESION TEORICA PARA EL INCREMENTO Y DECREMENTO DEL ALMACENAMIENTO DEL POZO

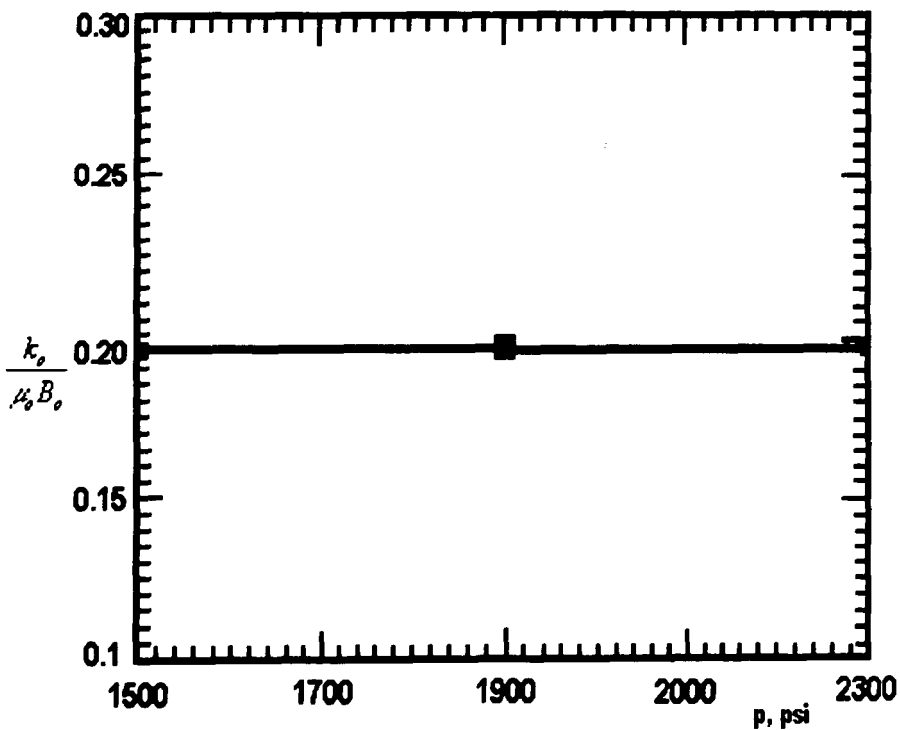


FIGURA. 9. DATOS SIMULADOS DE UNA PRUEBA DE DECREMENTO EN UN SISTEMA ACEITE- AGUA.

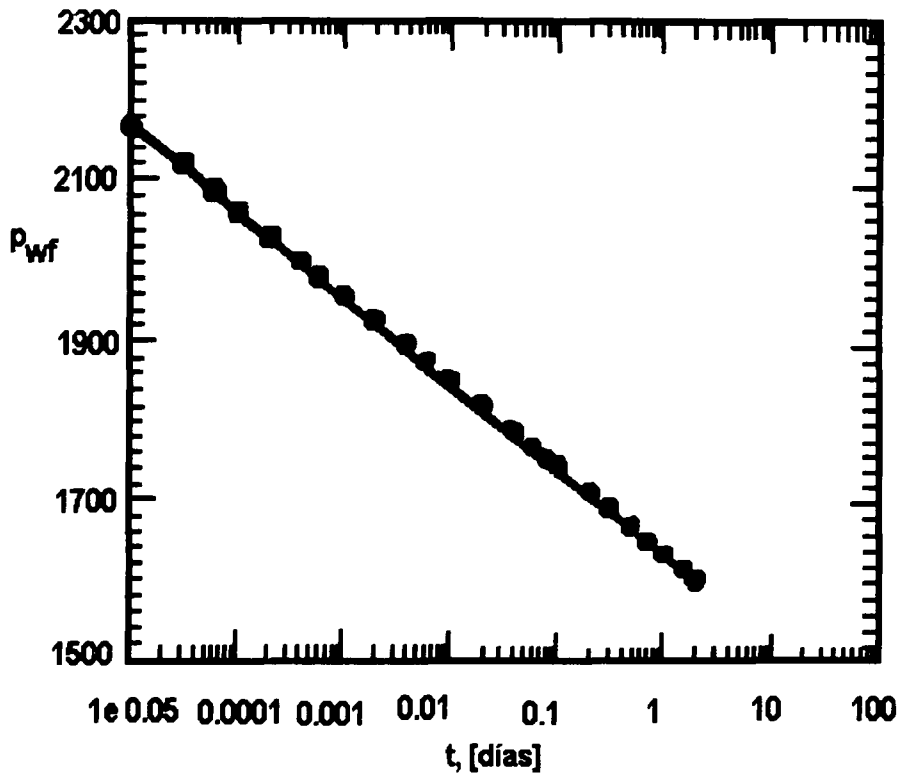


FIGURA. 10. PRUEBA DE DECREMENTO PARA UN SISTEMA SIMULADO DE ACEITE - AGUA.

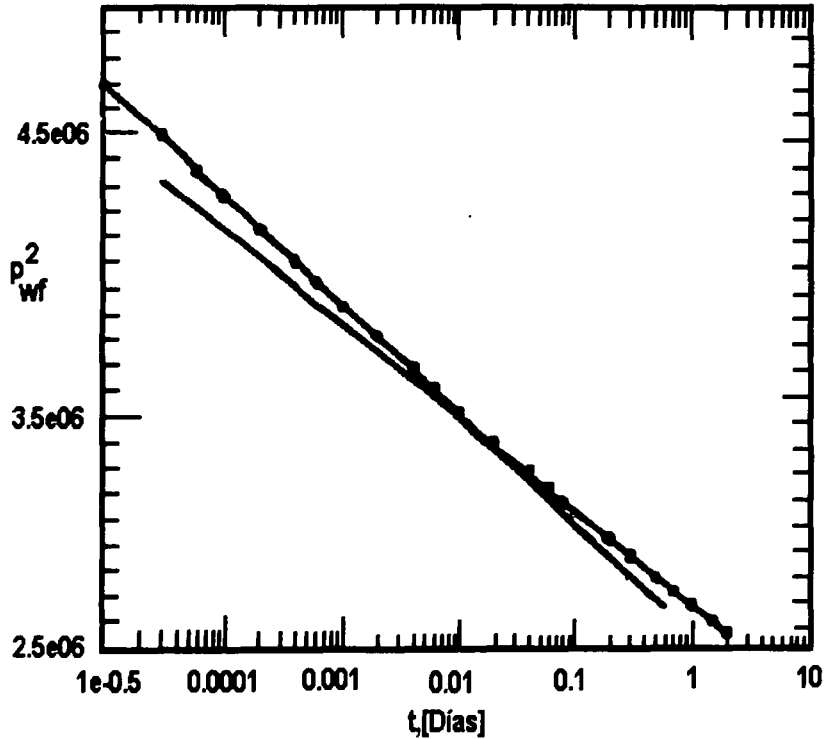


FIGURA. 11. PRUEBA DE DECREMENTO SIMULADO PARA UN SISTEMA ACEITE -AGUA, MÉTODO DE PRESIÓN AL CUADRADO

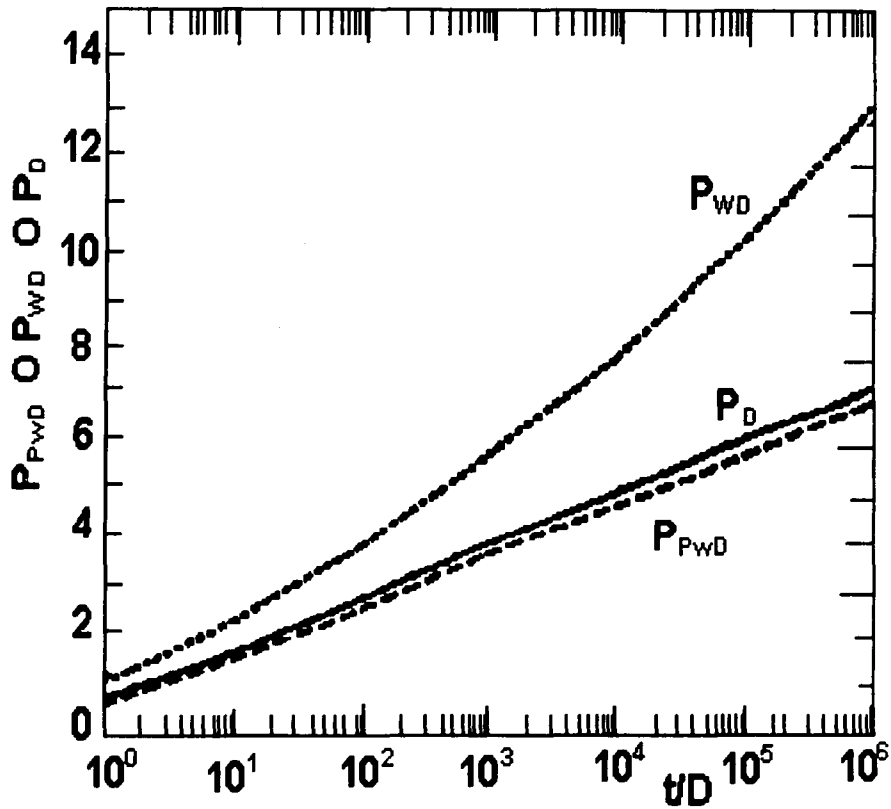


FIGURA 12. PSEUDOPRESIÓN ADMENASIONAL vs TIEMPO ADMENASIONAL PARA $q_0 = 125.8$ STB / D

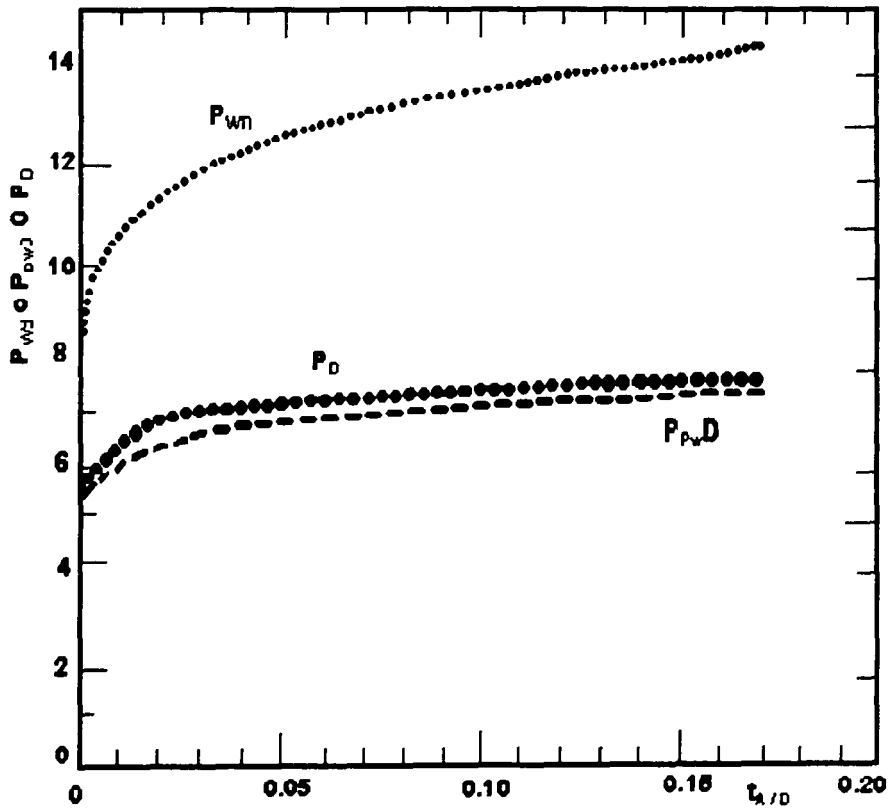


FIGURA 13. FUNCIÓN DE PRESIÓN ADIMENSIONAL vs TIEMPO ADIMENSIONAL, CUANDO $q_0 = 125.8$ STB / D

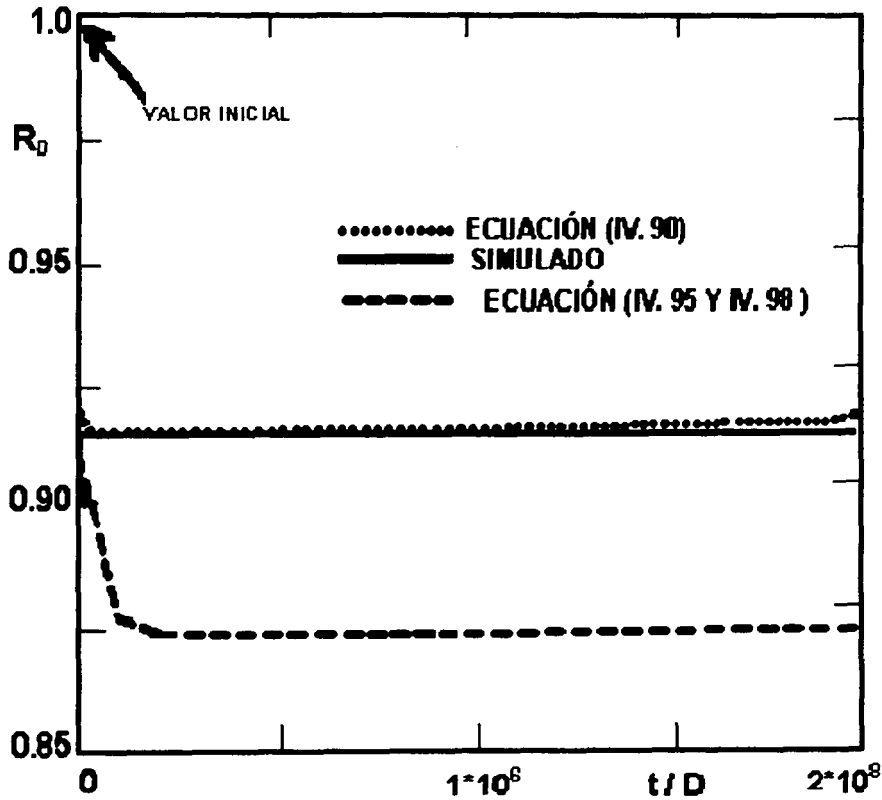


FIGURA 14. R_D ADIMENSIONAL Vs TIEMPO ADIMENSIONAL, PARA $q_0 = 125.8$ STB/D

TABLA DE VALORES DE LA INTEGRAL EXPONENCIAL, $-Ei(-x)$
 $-Ei(-x)$, 0.000 < x < 0.209, intervalo -0.001

| x | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.00 | +∞ | 6.332 | 5.639 | 5.235 | 4.948 | 4.726 | 4.545 | 4.392 | 4.259 | 4.142 |
| 0.01 | 4.038 | 3.944 | 3.858 | 3.779 | 3.705 | 3.637 | 3.574 | 3.514 | 3.458 | 3.405 |
| 0.02 | 3.355 | 3.307 | 3.261 | 3.218 | 3.176 | 3.137 | 3.098 | 3.062 | 3.026 | 2.992 |
| 0.03 | 2.959 | 2.927 | 2.897 | 2.867 | 2.838 | 2.810 | 2.783 | 2.756 | 2.731 | 2.706 |
| 0.04 | 2.681 | 2.658 | 2.634 | 2.612 | 2.590 | 2.568 | 2.547 | 2.527 | 2.507 | 2.487 |
| 0.05 | 2.468 | 2.449 | 2.431 | 2.413 | 2.395 | 2.377 | 2.360 | 2.344 | 2.327 | 2.311 |
| 0.06 | 2.295 | 2.279 | 2.264 | 2.249 | 2.235 | 2.220 | 2.206 | 2.192 | 2.178 | 2.164 |
| 0.07 | 2.151 | 2.138 | 2.125 | 2.112 | 2.099 | 2.087 | 2.074 | 2.062 | 2.050 | 2.039 |
| 0.08 | 2.027 | 2.015 | 2.004 | 1.993 | 1.982 | 1.971 | 1.960 | 1.950 | 1.939 | 1.929 |
| 0.09 | 1.919 | 1.909 | 1.899 | 1.889 | 1.879 | 1.869 | 1.860 | 1.850 | 1.841 | 1.832 |
| 0.10 | 1.823 | 1.814 | 1.805 | 1.796 | 1.788 | 1.779 | 1.770 | 1.762 | 1.754 | 1.745 |
| 0.11 | 1.737 | 1.729 | 1.721 | 1.713 | 1.705 | 1.697 | 1.689 | 1.682 | 1.674 | 1.667 |
| 0.12 | 1.660 | 1.652 | 1.645 | 1.638 | 1.631 | 1.623 | 1.616 | 1.609 | 1.603 | 1.596 |
| 0.13 | 1.589 | 1.582 | 1.576 | 1.569 | 1.562 | 1.556 | 1.549 | 1.543 | 1.537 | 1.530 |
| 0.14 | 1.524 | 1.518 | 1.512 | 1.506 | 1.500 | 1.494 | 1.488 | 1.482 | 1.476 | 1.470 |
| 0.15 | 1.464 | 1.459 | 1.453 | 1.447 | 1.442 | 1.436 | 1.431 | 1.425 | 1.420 | 1.415 |
| 0.16 | 1.409 | 1.404 | 1.399 | 1.393 | 1.388 | 1.383 | 1.378 | 1.373 | 1.368 | 1.363 |
| 0.17 | 1.358 | 1.353 | 1.348 | 1.343 | 1.338 | 1.333 | 1.329 | 1.324 | 1.319 | 1.314 |
| 0.18 | 1.310 | 1.305 | 1.301 | 1.296 | 1.291 | 1.287 | 1.282 | 1.278 | 1.274 | 1.269 |
| 0.19 | 1.265 | 1.261 | 1.256 | 1.252 | 1.248 | 1.243 | 1.239 | 1.235 | 1.231 | 1.227 |
| 0.20 | 1.252 | 1.249 | 1.245 | 1.241 | 1.206 | 1.202 | 1.198 | 1.195 | 1.191 | 1.187 |

$-Ei(-x)$, 0.00 < x < 0.09, intervalo=0.01

| 0.0 | +∞ | 4.038 | 3.335 | 2.959 | 2.681 | 2.468 | 2.295 | 2.151 | 2.027 | 1.919 |
|-----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 0.1 | 1.823 | 1.737 | 1.660 | 1.589 | 1.524 | 1.464 | 1.409 | 1.358 | 1.309 | 1.265 |
| 0.2 | 1.223 | 1.183 | 1.145 | 1.110 | 1.076 | 1.044 | 1.014 | 0.985 | 0.957 | 0.931 |
| 0.3 | 0.906 | 0.882 | 0.858 | 0.836 | 0.815 | 0.794 | 0.774 | 0.755 | 0.737 | 0.719 |
| 0.4 | 0.702 | 0.686 | 0.670 | 0.655 | 0.640 | 0.625 | 0.611 | 0.598 | 0.585 | 0.572 |
| 0.5 | 0.560 | 0.548 | 0.536 | 0.525 | 0.514 | 0.503 | 0.493 | 0.483 | 0.473 | 0.464 |
| 0.6 | 0.454 | 0.445 | 0.437 | 0.428 | 0.420 | 0.412 | 0.404 | 0.396 | 0.388 | 0.381 |
| 0.7 | 0.374 | 0.367 | 0.360 | 0.353 | 0.347 | 0.340 | 0.334 | 0.328 | 0.322 | 0.316 |
| 0.8 | 0.311 | 0.305 | 0.300 | 0.295 | 0.289 | 0.284 | 0.279 | 0.274 | 0.269 | 0.265 |
| 0.9 | 0.260 | 0.256 | 0.251 | 0.247 | 0.243 | 0.239 | 0.235 | 0.231 | 0.227 | 0.223 |
| 1.0 | 0.219 | 0.216 | 0.212 | 0.209 | 0.205 | 0.202 | 0.198 | 0.195 | 0.192 | 0.189 |
| 1.1 | 0.186 | 0.183 | 0.180 | 0.177 | 0.174 | 0.172 | 0.169 | 0.166 | 0.164 | 0.161 |
| 1.2 | 0.158 | 0.156 | 0.153 | 0.151 | 0.149 | 0.146 | 0.144 | 0.142 | 0.140 | 0.138 |
| 1.3 | 0.135 | 0.133 | 0.131 | 0.129 | 0.127 | 0.125 | 0.124 | 0.122 | 0.120 | 0.118 |
| 1.4 | 0.116 | 0.114 | 0.113 | 0.111 | 0.109 | 0.108 | 0.106 | 0.105 | 0.103 | 0.102 |
| 1.5 | 0.1000 | 0.0985 | 0.0971 | 0.0957 | 0.0943 | 0.0929 | 0.0915 | 0.0902 | 0.0889 | 0.0876 |
| 1.6 | 0.0883 | 0.0851 | 0.0838 | 0.0826 | 0.0814 | 0.0802 | 0.0791 | 0.0780 | 0.0768 | 0.0757 |
| 1.7 | 0.0747 | 0.0736 | 0.0725 | 0.0715 | 0.0705 | 0.0695 | 0.0685 | 0.0675 | 0.0666 | 0.0656 |
| 1.8 | 0.0647 | 0.0638 | 0.0629 | 0.0620 | 0.0612 | 0.0603 | 0.0595 | 0.0586 | 0.0578 | 0.0570 |
| 1.9 | 0.0562 | 0.0554 | 0.0546 | 0.0539 | 0.0531 | 0.0524 | 0.0517 | 0.0510 | 0.0503 | 0.0496 |
| 2.0 | 0.0489 | 0.0482 | 0.0476 | 0.0469 | 0.0463 | 0.0456 | 0.0450 | 0.0444 | 0.0438 | 0.0432 |

2.0 < x < 10.9, intervalo=0.1

| x | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|----|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| 2 | 4.89x10 ⁻² | 4.26x10 ⁻² | 3.72x10 ⁻² | 3.25x10 ⁻² | 2.84x10 ⁻² | 2.49x10 ⁻² | 2.19x10 ⁻² | 1.92x10 ⁻² | 1.69x10 ⁻² | 1.48x10 ⁻² |
| 3 | 1.30x10 ⁻² | 1.15x10 ⁻² | 1.01x10 ⁻² | 8.94x10 ⁻³ | 7.89x10 ⁻³ | 6.87x10 ⁻³ | 6.16x10 ⁻³ | 5.45x10 ⁻³ | 4.82x10 ⁻³ | 4.27x10 ⁻³ |
| 4 | 3.78x10 ⁻³ | 3.35x10 ⁻³ | 2.97x10 ⁻³ | 2.64x10 ⁻³ | 2.34x10 ⁻³ | 2.07x10 ⁻³ | 1.84x10 ⁻³ | 1.64x10 ⁻³ | 1.45x10 ⁻³ | 1.29x10 ⁻³ |
| 5 | 1.15x10 ⁻³ | 1.02x10 ⁻³ | 9.08x10 ⁻⁴ | 8.09x10 ⁻⁴ | 7.19x10 ⁻⁴ | 6.41x10 ⁻⁴ | 5.71x10 ⁻⁴ | 5.09x10 ⁻⁴ | 4.53x10 ⁻⁴ | 4.04x10 ⁻⁴ |
| 6 | 3.60x10 ⁻⁴ | 3.21x10 ⁻⁴ | 2.86x10 ⁻⁴ | 2.55x10 ⁻⁴ | 2.28x10 ⁻⁴ | 2.03x10 ⁻⁴ | 1.82x10 ⁻⁴ | 1.62x10 ⁻⁴ | 1.45x10 ⁻⁴ | 1.29x10 ⁻⁴ |
| 7 | 1.15x10 ⁻⁴ | 1.03x10 ⁻⁴ | 9.22x10 ⁻⁵ | 8.24x10 ⁻⁵ | 7.36x10 ⁻⁵ | 6.58x10 ⁻⁵ | 5.89x10 ⁻⁵ | 5.26x10 ⁻⁵ | 4.71x10 ⁻⁵ | 4.21x10 ⁻⁵ |
| 8 | 3.77x10 ⁻⁵ | 3.37x10 ⁻⁵ | 3.02x10 ⁻⁵ | 2.70x10 ⁻⁵ | 2.42x10 ⁻⁵ | 2.16x10 ⁻⁵ | 1.94x10 ⁻⁵ | 1.73x10 ⁻⁵ | 1.55x10 ⁻⁵ | 1.39x10 ⁻⁵ |
| 9 | 1.24x10 ⁻⁵ | 1.11x10 ⁻⁵ | 9.99x10 ⁻⁶ | 8.95x10 ⁻⁶ | 8.02x10 ⁻⁶ | 7.18x10 ⁻⁶ | 6.44x10 ⁻⁶ | 5.77x10 ⁻⁶ | 5.17x10 ⁻⁶ | 4.64x10 ⁻⁶ |
| 10 | 4.15x10 ⁻⁶ | 3.73x10 ⁻⁶ | 3.34x10 ⁻⁶ | 3.00x10 ⁻⁶ | 2.68x10 ⁻⁶ | 2.41x10 ⁻⁶ | 2.16x10 ⁻⁶ | 1.94x10 ⁻⁶ | 1.74x10 ⁻⁶ | 1.56x10 ⁻⁶ |

FACTORES DE CONVERSIÓN

| PARA CONVERTIR DE | A | MULTIPLICAR POR |
|------------------------|--|-----------------|
| <u>AREA</u> | | |
| Acre | Metro ² (m ²) | 4.046856E+03 |
| | Pie ² | 4.356000E+04 |
| Darcy | Metro ² (m ²) | 9.869230E-13 |
| | Centimetro ² (cm ²) | 9.869230E-09 |
| Pie ² | Metro ² (m ²) | 9.290304E-02 |
| | Pulgada ² | 1.440000E+02 |
| Hectárea | Metro ² (m ²) | 1.000000E+04 |
| | Acre | 2.471054E+00 |
| <u>DENSIDAD</u> | | |
| g/cm ³ | Kg/m ³ | 1.000000E+03 |
| | Lb masa/pie ³ | 6.242797E+01 |
| | Kg/m ³ | 1.601846E+01 |
| <u>FUERZA</u> | | |
| Dina | Newton (N) | 1.000000E-05 |
| | Lb fuerza | 2.248089E-05 |
| Kg fuerza | Newton (N) | 9.806650E+00 |
| | Lb fuerza | 2.204622E+00 |
| Lb fuerza | Newton (N) | 4.448222E+00 |
| <u>LONGITUD</u> | | |
| pie | Metro (m) | 3.048000E-01 |
| pulgada | Metro (m) | 2.540000E-02 |
| milla | Metro (m) | 1.609344E+03 |
| <u>MASA</u> | | |
| Libra-masa | Kilogramo (kg) | 4.535923E-01 |
| Slug | Kilogramo (kg) | 1.459390E+01 |
| Slug | Lb-masa | 3.217405E+01 |
| Tonelada métrica | Kilogramo (kg) | 1.000000E+03 |

PRESIÓN

| | | |
|------------------------------------|-------------|--------------|
| Atmósfera (normal 760 cm de Hg) | Pascal (Pa) | 1.01325E+05 |
| | Psi | 1.46960E+01 |
| Centímetro de Hg | Pascal (Pa) | 1.33322E+03 |
| Dina /centímetro ² | Pascal (Pa) | 1.00000E-01 |
| | Psi | 4.33515E-01 |
| Kilogramo fuerza / cm ² | Pascal (Pa) | 9.806650E+04 |
| | Psi | 1.422334E+01 |

TIEMPO

| | | |
|-----|--------------|-------|
| Día | Segundos (s) | 86400 |
|-----|--------------|-------|

VISCOSIDAD

| | | |
|------------|-----------------------------|--------------|
| Centipoise | Pascal – seg (Pa-s) | 1.000000E-03 |
| | Dina – seg /cm ² | 1.000000E-02 |
| | Lb masa / pie-seg | 6.719689E-04 |

VOLUMEN

| | | |
|-----------|--------------------------------------|--------------|
| Acre- pie | Metro ³ (m ³) | 1.233482E+03 |
| | Pie ³ | 4.356000E+04 |
| | barril | 7.758368E+03 |
| | Metro ³ (m ³) | 1.589873E-03 |
| | Pie ³ | 5.614583E+00 |
| | Metro ³ (m ³) | 2.831685E-02 |
| | Metro ³ (m ³) | 3.785412E-03 |

GASTO

| | | |
|--------------|---|--------------|
| Barril / día | M ³ /día (m ³ /d) | 1.589873E-01 |
| | Cm ³ / segundo | 1.840131E+00 |