

# Facultad de Ingeniería

"CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS POR MEDIO DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION'',

# T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO PETROLERO P R E S E N T A : MAXIMINO MORALES GONZALEZ



México, D. F.,



# 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 está 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.

FACULTAD DE INGENIERIA Dirección 60-1-78



VNIVERSELD NO JONAL AVIONOMA

> Señor MORALES GONZALEZ MAXIMINO. P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. M.I. -Raúl León Ventura, para que lo desarrolle como tesis para su -Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS POR MEDIO DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION"

- I INTRODUCCION.
- II TEORIA DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA.
- III ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA.
- IV CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS.
- V EJEMPLOS DE APLICACION.
- VI CONCLUSIONES. NOMENCLATURA. REFERENCIAS.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimientocon lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar --Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así como de la disposición de la Coordinación de la Administración -Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de losejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente. "POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU" Cd. Universitaria, D.F., Abril 25 de 1985. EL DIRECTOR

20

Dr. Octavio A. Rascón Chávez



### INDICE

		Pag.
CAPITULO I.	INTRODUCCION.	1
CAPITULO II.	TEORIA DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA.	3
II.1	Pruebas de Presión.	3
II.2	Clasificación de las Pruebas de Presión.	4
II.2.1	Pruebas de Presión en Pozos de Producción.	4
II.2.2	Pruebas de Presión en Pozos de Inyección.	8
II.2.3	Pruebas en Pozos Miltiples.	8
II.3	Pruebas de Interferencia de Presión.	10
II.4	Análisis Matemático.	17
CAPITULO III.	ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA.	22
III.1	Métodos de Theis y Mortada.	22
III.1.1	Método de Theis.	22
[ <b>II</b> .1.2	Método de Mortada.	28
III <b>.</b> 1.3	Comparación de los Métodos de Theis y Mortada.	34
III.2	Nétodos de Predicción de Interferencia.	47
III.2.1	Método de Stevens y Thodos.	47
III.2.2	Método de Warren y Hartsock.	57
111.3	Método Semilogarítmico.	61
III.4	Método de Aurvas Tipo.	67

CAPITULO IV.	CARACTERIZACION DE LOS YAC	IMIENTOS.	79
IV.1	Características del yacimic	ento.	79
IV.2	Análisis de Interferencia d	en Sistemas	
	Limitados.		82
IV.3	Anisotropía.		103
IV.4	Orientación de Fracturas.		119
CAPITULO V.	EJEMPLOS DE APLICACION.		135
CAPITULO VI.	CONCLUSIONES.		148
	· NOMENCLATURA.		151
	REFERENCIAS.	and the second	155

محاجبه والمحاجب

Pag.

محمد مواريحه

#### CAPITULO 1.

#### INTRODUCCION.

Quando se cierra un pozo y su presión es medida mientras otros pozos del yacimiento están produciendo, la prueba es denominada con el nombre de prue--ba de interferencia.

El nombre proviene del hecho de que la caída de presión causada por lospozos productores "interfiere con la presión" del pozo de observación.

Este tipo de pruebas proporciona información de las propiedades del yac<u>i</u>miento que no pueden ser obtenidas de las pruebas ordinarias de incremento o decremento de presión, pues este tipo de pruebas en un sólo pozo permitenúnicamente determinar las propiedades del área de drene tales como permeab<u>i</u> -lidad, tamaño del área de drene, volumen poroso y factor de daño en un pozo.

Para proyectos de recuperación secundaria o mejorada es necesario cono --cer las heterogeneidades que presenta un yacimiento tales como anisotropía, zona de alta y baja permeabilidad a fin de detectar la dirección en que sepueden canalizar los fluidos de inyección y evitar el fracaso del proyectodeterminando, así, los patrones preferenciales de flujo del yacimiento. Esto se realiza con la apertura selectiva de los pozos circunvecinos.

Para poder determinar las heterogeneidades mencionadas es imprescindible llevar a cabo pruebas entre dos o más pozos como lo son las pruebas de in --terferencia de presión,que consisten en la medición de una respuesta de presión en un pozo llamado de observación,correspondiente a la perturbación causada por la modificación del gasto del pozo activo.

Primero que nada, se puede determinar la conectividad del yacimiento. La porción del yacimiento asociada a este pozo está siendo drenada por otros pozos? ¿Que tan rapidamente? Una prueba de interferencia puede res -ponder a estas cuestiones.

La importancia de las pruebas de interferencia de presión radica en la facilidad de obtener una información precisa de las propiedades, caracte - rísticas y condiciones del yacimiento, ya que a partir de esta informa - ción se puede efectuar el análisis y la predicción futura del comporta - miento del yacimiento con el propósito de obtener recuperaciones más óp--timas de hidrocarburos con lo que se disminuirían los costos de produc - ción.

Por tanto, el objetivo fundamental de este trabajo consiste en desarro--llar la teoría básica sobre el análisis de pruebas de interferencia de presión, es decir, presentar el desarrollo de las ecuaciones en que se basa el análisis de las pruebas de interferencia, incluyendo también ejemplos de aplicación para ilustrar el uso de estas pruebas en la caracterización apropiada de los yacimientos.

# CAPITULO II TEORIA DE PRIJEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION

### II.1 PRUEBAS DE PRESION EN POZOS.

Una vez concluídas las operaciones de perforación y termina--ción de los pozos es necesario realizar una serie de pruebas que involucran al yacimiento como un todo, con el propósito de conocer la respuesta del mismo ante diferentes alternativas de explota --ción y poder determinar así, una primera estimación de su poten --cial.

Los datos necesarios para efectuar esta estimación se obtie--nen por medio de las llamadas "pruebas de presión en pozos"cuyoobjetivo es el de estimar en forma indirecta los parámetros del yacimiento.

Una prueba de presión consiste fundamentalmente en registrar la variación de la presión en el fondo de uno o varios pozos du --rante 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.

Los parámetros que se pueden determinar mediante estas prue--bas son:

i) Capacidad de flujo de la formación productora para sumi -nistrar al pozo el volumen suficiente de fluidos como para que su posible producción sea comercialmente atractiva.

ii) Factores de daño de los pozos, esto es, el daño causado a la formación productora durante la perforación, terminación y pro ducción de un pozo.

iii) Presencia de barreras impermeables y zonas de conducti-vidad preferencial de fluidos.

iv) Condiciones iniciales del yacimiento(presencia de capa--de gas,acuíferos,límites del yacimiento,etc).

### 11.2 CLASIFICACION DE LAS PRUEBAS DE PRESION.

II.2.1 Pruebas de Presión en Pozos de Producción.

Estas pruebas se realizan en un solo pozo y su finalidad esla de conocer las condiciones medias prevalecientes en la porción del yacimiento drenada por el pozo.La información que se puede ob -tener de estas pruebas es:Capacidad de flujo de la formación pro -ductora para suministrar al pozo un volumen de fluidos de produc -ción comercialmente atractivo, presión media en el volumen de dre -ne del pozo, daño causado a la formicón productora y la presencia de alguna barrera impermeable en las vecindades del pozo.

Las pruebas que pueden efectuarse en un sólo pozo se clasi --fican en :

a) Pruebas de Incremento de Presión.

Consisten en cerrar un pozo fluyente o en reducir el diáme --tro de producción del mismo con lo que la presión del fondo delpozo tiende a igualarse con la presión que tiene el yacimiento -

después de cierto tiempo.El periodo de cierre adecuado para la prue--ba varía de acuerdo con las condiciones de permeabilidad de la for--mación, pudiendo ser desde unas cuantas horas hasta varios días o semanas.

Quando se realiza una prueba de incremento, el pozo está fluyendo, así que primero se lleva a cabo un registro de presión a pozo fluyente por medio del registrador de presiones y cuando éste ha estado en el fondo durante un tiempo, se cierra el pozo o se reduce el diámetro de producción. El registrador mide el incremento de pre sión en el fondo del pozo a la profundidad que se encuentra regis trándose las variaciones de presión como se muestra en la figura 1donde  $\Delta$ t es el tiempo de cierre del pozo.

b) Pruebas de decremento de Presión.

El fenómeno inverso al incremento de presión en un pozo es el que se realiza cuando un pozo se abre al flujo o cuando un pozo flu--yente se le aumenta el diámetro de producción, es decir, este tipo de pruebas se realizan con el pozo en condiciones de flujo; estas con -diciones pueden ser de gasto constante o variable.

La figura 2 muestra la variación de la presión y el comporta --miento del gasto en relación al tiempo durante una prueba de decre--mento de presión a gasto constante, considerando al pozo como muevoo con la presión perfectamente estabilizada.





#### II.2.2 Pruebas de Presión en Pozos de Inyección.

Una prueba de inyección consiste en inyectar un determina--do gasto de fluido por un tiempo dado, suspendiendo luego la inyección, con lo cual se puede registrar las variaciones de pre -sión durante la inyección y también durante el tiempo en que se suspende ésta, como se observa en la figura 3 donde se mues --tra la etapa de inyección y el comportamiento del gasto en eltranscurso de dicha prueba.

II.2.3 Pruebas en Pozos Multiples.

Este tipo de pruebas, conocidas como pruebas de interferen--cia o de pulsos de presión, se realiza en varios pozos simultá--neamente con la finalidad de obtener información que normalmen -te no es posible conocer de las pruebas de un solo pozo. Esta información es la siguiente: grado de conectividad o continuidad en el yacimiento, definición de zonas o direcciones preferencia--les del movimiento de los fluidos, capacidad de almacenamiento-(producto permeabilidad-compresibilidad total del sistema-espe--sor) y capacidad de flujo de la formación así como también elvolumen poroso del yacimiento en el área del mismo. Con esta información y el conocimiento estructural del campo es posible determinar factores tan importantes como es el espaciamiento óptimo entre pozos y el volumen disponible de fluidos (capacidad de almacenamiento).

8

f



### 11.3 PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION.

Estas pruebas consisten en medir mediante un instrumento de alta precisión, instalado en el fondo de uno o varios pozos conoci--dos como de observación, los cambios de presión ocurridos en el ya -cimiento por las variaciones en el gasto de uno o varios pozos co -nocidos como pozos activos.Los datos reportados por éstas medicio -nes son analizados obteniéndose los parámetros ya mencionados.Lafigura 4 ilustra el comportamiento típico de la presión y el gasto <sup>-/</sup> durante una prueba de interferencia,

Es conveniente hacer notar la importancia de la aplicación de las pruebas de presión tan temprano como sea posible en la vida de un pozo con objeto de obtener los datos representativos de las con -diciones iniciales del yacimiento.

Las pruebas de interferencia requieren de un pozo activo(pro--ductor o inyector) y un pozo de observación según se muestra en la figura 5.

En las pruebas de interferencia se requiere una larga dura --ción del tiempo de prueba y modificación del gasto en el pozo ac--tivo creando una perturbación de la presión en el pozo de observa -ción que puede ser analizada para determinar las propiedades delyacimiento, ver figura 6.

Pozo Activo.

Es aquel en el que se producen los hidrocarburos del yacimien -to bajo un determinado gasto(gastos constantes).En este pozo se lleva a cabo la medición del gasto de los fluidos producidos y tam





-bién se miden los tiempos de cierre y de producción.

Pozo de Observación.

Este pozo permanece cerrado durante todo el tiempo que dura la prueba.En este pozo se miden los cambios de presión que sufre el yacimiento debido al gasto del pozo activo.Para poder registrar la presión se introduce,previamente al cierre,un manómetro en el fondo del pozo y se observan en la superficie los cambios de pre --sión.

En las pruebas de interferencia cuando varía el gasto de flu--jo en el pozo activo, la respuesta de presión de fondo es medida en los pozos de observación.

Las pruebas de interferencia tienen la ventaja de que,general -mente se obtiene una mayor cantidad de información que las prue --bas de un sólo pozo.El efecto de daño no influye,ya que este sólo afecta a pozos activos.Sin embargo,un daño grande o negativo o una fractura pueden afectar las respuestas en el pozo de observación.

Los efectos de almacenamiento en pozos perforados son minimi--zados por las pruebas de interferencia,pero no completamente cli--minados.

Las pruebas de interferencia tienen muchas aplicaciones en la Ingeniería de Yacimientos, una de las cuales consiste en determinar el grado de homogeneidad del yacimiento o de la comunicación de los fluidos entre los pozos.

Este tipo de pruebas aprovecha el fenómeno que causa la pro--ducción del pozo,lo cual se traduce en una disminución de la pre--sión alrededor del pozo vecino.

En la práctica se acostumbra cerrar dos o más pozos por un pe -riodo de tiempo suficientemente grande que permita la estabiliza--ción de la presión en el área cercana a los demás pozos. Posteriormente, se produce de uno o más pozos, mientras se mide la presión en uno o varios pozos cerrados o de observación, lo cual puede indicar que existe comunicación entre los pozos en conside --ración.

Con la ayuda de estas pruebas se puede determinar:

- i) Porosidad, permeabilidad y límites del yacimiento.
- ii) Si una falla existe entre dos pozos sella o no sella.
- iii) Si dos pozos se han terminado en uno o diferentes yaci --mientos.
- iv) El espaciamiento entre pozos.
- v) Detección y orientación de las fracturas.

Aunque comunmente se cree que las pruebas de interferencia proveen información únicamente de la región comprendida entre lospozos, los resultados de las pruebas indican que las pruebas de interferencia dan una información más amplia. Estos resultados se ven influenciados seriamente por el tamaño del yacimiento, es decir, que entre más grande sea el yacimiento, mayor influencia de la re --gión tienen los resultados de estas pruebas. Vela y Mc Kinley <sup>[1]</sup> muestran que el radio de influencia para una prueba de interferencia es aproximadamente como se muestra enla figura 7.

Para cuantificar el alcance de éste fenómeno se considera elradio de influencia, el cual es de gran importancia, ya que la infor -mación obtenida de la prueba fuera de este radio de influencia no es confiable debido a las diferencias de propiedades que tienen las rocas y los fluidos en las diferentes zonas del yacimiento.

El radio de influencia está definido por:

R inf = 0.029 
$$\sqrt{\frac{Kt}{\phi \mu C_t}}$$
 [1]

En general no pueden estimarse cuantitativamente las variacio -nes areales en permeabilidad y el producto porosidad - compresibi -lidad sin usar algún tipo de simulador de yacimiento.Si se supone al yacimiento como homogéneo es posible estimar las propiedades isotrópicas del mismo utilizando pozos múltiples de observación.Si el yacimiento es heterogéneo y anisótropo es necesario utilizar técnicas de análisis de simulación.



### II.4 ANALISIS MATEMATICO.

Las bases matemáticas necesarias para interpretar las pruebas de interferencia fueron presentadas inicialmente por Theis <sup>[2]</sup>. Utilizando la superposición de los efectos de cada uno de los po --zos productores sobre el pozo de observación y aplicando la solu--ción de línea fuente, se tiene:

El efecto del mismo pozo de observación, al estar cerrado se realiza un incremento de presión

$$pws = p^* - \frac{162.6 \, q \, \mu \, B}{k \, h} \left( \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \qquad [2]$$

es la ecuación de Horner <sup>[3]</sup>que representa el incremento de presión en un yacimiento limitado.

La producción del pozo activo 1 que produce el gasto  ${\bf q}_1$  , - provoca una caída de presión sobre el pozo de observación,efecto - que está dado por :

$$\Delta pi = -70.6 q_1 \mu B \qquad Ei \left( -\frac{\not 0 \mu C_t r_1^2}{0.00105 k t_1} \right)$$
[3]

La producción de un segundo pozo activo, que produce a un gas--to  $q_2$ , provoca una caída de presión sobre el pozo de observación dada por :

$$\Delta P_2 = -\frac{70.6 q_2 \mu B}{k h} \quad \text{Ei} \left( -\frac{\cancel{p} \mu C_t r_2^2}{0.00105 k t_2} \right) \quad [4]$$

Así sucesivamente, para n pozos productores que tengan influen -cia sobre el pozo de observación, se obtienen n caídas de presión. De tal manera que sumando todos los efectos se encuentra que, el comportamiento de la presión en el pozo de observación debido a la producción de los diferentes pozos activos obedecen a la siguiente ecuación:

 $r_1, r_2, \ldots, r_n$  representan las distancias a las cuales se encuentran los diferentes pozos activos del pozo de observación.

Los tiempos  $t, t_1, t_2, \ldots, t_n y$  t pueden determinarse aproximadamente de la siguiente manera

producción acumulada en el pozo 1 antes de cerrar el t<sub>1</sub> =  $\frac{pozo \ de \ observación}{gasto \ de \ producción \ promedio \ (q_1) \ durante la prueba \ de$ 

gasto de producción promedio  $(q_1)$  durante la prueba de interferencia

incremento de producción en el pozo 1 después de cerrar  $\Delta t_1 = \frac{el pozo de observación}{ecremento de conservación}$ 

gasto de producción promedio durante la prueba de interferencia El término logarítmico de la ecuación da el efecto de producción y de cierre en el mismo pozo de observación.El término Ei da la caída de presión en el pozo de observación causada por la pro ducción en los pozos 1,2,3 ... n a distancias  $r_1, r_2, r_3 \ldots, r_n$  respectivamente.

Si una frontera del yacimiento está cercana, se puede tomar en cuenta por el método de imágenes.El término "imagen" es exactamente igual que el término Ei en la ecuación 5, habiendo un término por cada pozo imagen.

La distancia  $\mathbf{r_i}$  , en este caso es la distancia del pozo imm - gen al pozo de observación.

Si el gasto en un pozo productor varía considerablemente du --rante la prueba,una serie de funciones Ei podría ser utilizada en la ecuación para representar el gasto en ese pozo;esto es el principio de superposición podría emplearse en lugar de la ecuación para t<sub>i</sub>

La ecuación 5 está escrita para condiciones de flujo en una fase arriba del punto de burbujeo.Para flujo en dos fases por de --bajo del punto de burbujeo,las movilidades y las compresibilida --des totales deben ser utilizadas en pruebas de incremento de pre--sión.

Con esta ecuación 5 es posible determinar  $\not = \mu C / k$ .El valorde esta cantidad que por ensayo y error da el mayor ajuste entre los valores observados y calculados de la caída de presión en el pozo de observación representa mejor estas cantidades en el yaci --miento comprendido entre los pozos interferidos.

Un ejemplo de las pruebas de interferencia es mostrado en lafigura 9.La línea punteada en esta figura,llamada "presión de in --cremento".fué obtenida extrapolando la porción lineal de la grá --fica semilogarítmica mostrada en la figura 10.

De la ecuación 5 se puede ver que la diferencia entre esta curva extrapolada y la presión observada es la suma de las funcio--nes Ei,6

$$\left(\begin{array}{c} p^{\star} - 162.6 \quad \frac{q \ \mu \ B}{k \ h} \quad \frac{\log \ t + \Delta t}{\Delta t} \right) - p_{WS} = -70.6 \quad \frac{q \ \mu \ B}{k \ h}$$

$$\left[\begin{array}{c} \frac{q_1}{q} \quad Ei \left(-\frac{\phi \ \mu \ C \ a_1^2}{0.00105 \ kt_1}\right) + \frac{q_2}{q} \quad Ei \left(-\frac{\phi \ \mu \ C \ a_2^2}{0.00105 \ kt_2}\right) + \cdots \right]$$

$$\left[\begin{array}{c} 6 \end{bmatrix}$$

Como los dos primeros términos de la izquierda representan la extrapolación de la línea recta en la figura 10 y el tercer tér --mino pws representa la presión observada, esto se puede escribir como

$$p_{\text{ext}} - p_{\text{obs}} = -\frac{m}{2.303} \left[ \frac{q_1}{q} \left( -\frac{\not p \mu C a_1^2}{0.00105 \text{ kt}} \right) + \frac{q_2}{q_1} \text{ Ei} - \left( \frac{\not p \mu C a_2^2}{0.00105 \text{ kt}_2} \right) + \dots \right]$$

$$+ \dots$$
[7]

Los términos en el lado derecho de la ecuación 7 representanla caída de presión calculada en el pozo de observación debido a los pozos de producción 1,2,3, ... etc.



## CAPITULO III ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA

### III.1 METODOS DE THEIS Y MORTADA.

En el caso de un yacimiento radial infinito que produce con un gasto constante normalmente se utiliza la solución de línea fuente de la ecuación de difusividad para estudiar los efectos dela presión de interferencia.

Las ecuaciones de flujo son utilizadas en Ingeniería Petrolera para estudiar el comportamiento de pozos individuales y de losyacimientos.En el caso de pozos, la respuesta de presión en la cara de la formación es el principal punto de interés, mientras que en el caso de yacimientos se busca la respuesta de presión en la fron -tera externa del yacimiento.Para ayudar en estos estudios, las e -cuaciones de flujo han sido resueltas en términos de estas dos fronteras.

Definiéndose el tiempo adimensional apropiadamente, previas so -luciones de la ecuación de presión pueden ser mostradas como unafamilia de curvas en una gráfica.Con estas curvas se puede hacer una exacta evaluación de las caídas de presión dentro de un yaci --miento.

III.1.1 METODO DE THEIS.

El método de Theis emplea la integral exponencial y es válida para condiciones de presión que ocurren a cierta distancia de la perturbación de flujo.Es derivada del concepto de línea fuente.

Theis fue el primero en demostrar cómo la solución de línea -

fuente puede ser empleada en el análisis de flujo transitorio.La ecuación es obtenida a partir de la ecuación de Darcy que es análo -loga a la ley de flujo de calor por conducción donde la presión es análoga a la temperatura, el gradiente de presión al gradiente de temperatura, la permeabilidad a la conductividad térmica y la producción al calor específico.

La ecuación que representa a la temperatura en cualquier pun--to en un plano infinito con temperatura inicial cero a cualquiertiempo debido a una línea fuente "instantánea" es :

$$v = \frac{q}{4\pi kt} e^{-(x^2 + y^2)/4 kt}$$
 [1]

El efecto en un pozo que produce a gasto constante es deriva--do de la ecuación [1] como sigue

Sea 
$$q = \Psi$$
 (t) dt' entonces,

$$v(x,y,t) = \int_{0}^{t} \left[ \frac{\psi(t')}{4\pi k(t-t)} + \frac{-|x^{2} + y^{2}|}{4k(t-t')} + \frac{-|x^{2} + y^{2}|}{4k(t-t')} + \frac{-|x^{2} + y^{2}|}{4k(t-t')} \right]$$
[2]

Sea  $\Psi(t) = \lambda$  una constante, entonces :

v (t) = 
$$\int_{0}^{t} \frac{\lambda}{4 \pi k (t - t')} e^{\frac{-(\chi^2 + y^2)}{4 k (t - t')}} dt$$

$$v(t) = \frac{\lambda}{4 \pi k} \int_{0}^{t} \frac{-\frac{(x^{2} + y^{2})}{e^{4 k(t-t)}}}{t - t'} dt'$$
  
Llamando
$$u = \frac{x^{2} + y^{2}}{4 k(t - t')}$$

$$du = \frac{x^{2} + y^{2}}{4 k(t - t')^{2}} dt$$

$$y$$

$$dt = \frac{4 k (t-t')^{2}}{x^{2} + y^{2}} du$$
Si t'= t entonces  $u = \infty$ 

$$x^{2} + y^{2}$$

$$du$$
Si t'= t entonces  $u = \frac{x^{2} + y^{2}}{4 kt}$ 
Multiplicando por  $\frac{4 k (x^{2} + y^{2})}{4 k (x^{2} + y^{2})}$  al término dt', se obtiene
$$dt' = \frac{4 k^{2} (x^{2} + y^{2}) (t-t')^{2}}{4 k (x^{2} + y^{2})}$$

$$dt' = \frac{4 k^2 (x^2 + y^2) (t - t')^2}{4k (x^2 + y^2)^2}$$

$$dt' = \frac{x^2 + y^2}{\frac{4k (x^2 + y^2)^2}{4k^2 (t - t')^2}}$$

du

<u>x</u><sup>2</sup> đu dt u<sup>2</sup> 4k

24

,

Por lo tanto, si v (t) representa la caída se puede reemplazar por



pero por definición de u en la ecuación (4) se tiene



El valor de la integral exponencial está dada por la serie

$$\int_{-\infty}^{\infty} \frac{e^{-x}}{x} dx = -0.577216 - \ln x + x - \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} \cdot \cdot \cdot + \frac{x^n}{n!} [6]$$

Llamando  $\lambda = \frac{q}{h}$  se tiene que la ecuación [5] se puede es --cribir h

х

$$\Delta P(t) = \frac{q\mu}{4\pi kh} \int \frac{e^{-x}}{x} dx \qquad [7]$$

La ecuación [7] da la caída de presión a cualquier tiempo en un punto alrededor de un pozo que produce a gasto constante a partir de un yacimiento homogéneo de espesor constante y extensión areal infinita.

En esta solución la variable x esta definida como una cantidadadimensional inversamente proporcional al tiempo y es la variable independiente.El valor de la integral o de la variable dependiente esta relacionada con las caídas de presión adimensionales.

Teoricamente la ecuación [7] es aplicable a yacimientos homoge--neos con una extensión areal infinita donde el coeficiente de trans -misibilidad es constante en cualquier tiempo y lugar y el pozo pro--ductor tiene un diámetro infinitamente pequeño.

Definiendo la integral como

$$Ei(-x) = \frac{e^{-x}}{x} dx$$

Entonces la ecuación [7] se puede escribir:

$$P(t) = \frac{q \mu}{4 \pi kh}$$
 Ei (-x) [8]

La solución de Theis de la integral exponencial está mostrada en la figura 11.



•

Este método analítico provee al ingeniero petrolero de un recurso práctico para analizar la interferencia de campos de ace<u>i</u>-te.

El procedimiento emplea el principio de superposición de efectos individuales.Se han desarrollado juegos de gráficas que pueden ser usadas para evaluar los efectos individuales.

Las gráficas representan una distribución de la variación de presión en un acuífero debido al gasto constante de producción en un campo de aceite el cual puede ser aproximado por geometría cir -cular.Las gráficas estan construidas a partir de la ecuación dedifusividad.

Las soluciones son obtenidas parcialmente de consideraciones matamáticas y de métodos de computación analógicos y digitales.

La virtud de este método es que las gráficas pueden ser uti--lizadas también en los casos de pozos cerca de una falla.

Con el aumento de dificultades para el descubrimiento de nue -vas reservas de aceite, la atención debe centrarse en el desarro--llo eficiente de la producción de los yacimientos existentes.Laproducción eficiente depende de la disponibilidad de medios con --fiables para la predicción del comportamiento presión-producción de los campos de aceite, que es usualmente desarrollada por méto --dos analíticos o de computación.

Los componentes requeridos para evaluar el cambio de presión total son obtenidos de soluciones de la ecuación de difusividad que describe un estado de flujo no estacionario de un líquido compresible en un medio poroso uniforme y es derivada por combina -ción de la ley de Darcy con la ecuación de continuidad:

$$\frac{\partial 2_p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\beta \mu cr}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \qquad [9]$$

Introduciendo las variables adimensionales  $p_D, r_D, t_D$  la ecua--ción 9 toma la forma:

$$\frac{\partial^2 p_{\rm D}}{\partial r_{\rm D}^2} + \frac{1}{r_{\rm D}} \frac{\partial p_{\rm D}}{\partial r_{\rm D}} = \frac{\partial p_{\rm D}}{\partial t_{\rm d}}$$

La solución de la ecuación 10 para todos los valores prácti--cos de  $r_D$  y  $t_D$  es desarrollada para el caso de gasto constante y las siguientes condiciones de frontera:

i) 
$$p_D (r_D, 0) = 0$$
  
ii)  $p_D (r_D, t_D) \longrightarrow 0$   
iii)  $\frac{\partial p_D}{\partial r_D} = -1$ 

Utilizando la transformada de Laplace se obtiene

$$p_{D}(r_{D},s) = \int_{0}^{\infty} e^{-st} p_{D}(r_{D},t_{D}) dt_{D}$$
 [11]

Aplicando la ecuación 10 para el caso de gasto constante:

$$P_{\rm D}(r_{\rm D},s) = \frac{k_0(r_{\rm D}\sqrt{s})}{s^{3/2}k_1(\sqrt{s})}$$
 [12]

29

**[10**]

Donde  $k_0 y k_1$  son funciones modificadas de Bessel de segundo orden.Si  $t_D$  es pequeño,el operador s es grande y km(z) es reduci--da a :

km (z) = 
$$\sqrt{\frac{\pi}{2z}} e^{-z}$$

Substituyendo para  $k_0 y k_1$  en la ecuación 12

$$p_{\rm D}(r_{\rm D},s) = \frac{e^{-(r_{\rm D}-1)\sqrt{s}}}{\sqrt{r_{\rm D}s^3}}$$
 [13]

La antitransformada de Laplace de la ecuación 13 es

$$p_{D}(r_{D},t_{D}) = \frac{2\sqrt{t_{D}}}{\sqrt{r_{D}}} \operatorname{ierfc} \frac{r_{D}-1}{2\sqrt{t_{D}}}$$

Donde

y

ierfc x = 
$$\frac{e^{-x^2}}{\sqrt{\pi^4}}$$
 - x erfc x

orfc x = 
$$\frac{2}{\sqrt{\pi^2}} \int_{x}^{\infty} e^{-\frac{\pi^2}{2} \partial x}$$

30

[14]


Si  $t_D$  es grande el operador s es pequeño y km (z) esta dada por

$$k_{0(z)} = -\left(\frac{\ln z}{2} + k\right) \quad k_{1(z)} = \frac{1}{z}$$
 [15]

Donde  $3^{\prime}$  = 0.5772 ( Constante de Euler ) Susbstituyendo en la ecuación 12 y desarrollando

$$p_{D}(r_{D},s) = \frac{Ln s/2}{s} + \frac{Ln(\frac{1}{r_{D}})}{s}$$
 [16]

La Antitransformada de 16 está dada por

$$p_{D}(r_{D}, t_{D}) = \frac{1}{2} \left[ \ln \frac{4t_{D}}{r_{D}^{2}} - \sqrt{t} \right]$$

[17]

Esta relación es válida para  $4\frac{t_D}{r_D^2}$  2000

Los valores del cambio de presión adimensional  $p_D(r_D, t_D)$  por unidad de gasto son presentados en forma gráfica que inclu --yen esencialmente todos los rangos de  $r_D$  y  $t_D$  encontrados en la práctica.

Los valores de  $p_D(r_D t_D)$  para  $10^{-3} > t_D > 10^3$  y  $r_D > 64$  pueden ser calculados con exactitud a partir de las ecuaciones -14 y 17.

La gráfica es utilizada para evaluar la caída de presión en cualquier punto del yacimiento debido al gasto de producción deaceite.Presentando la gráfica en forma adimensional (figura 12) permite la evaluación de la caída de presión para cualquier yaci -miento independientemente de sus características físicas pero con las limitaciones descritas antes.

Si en el tiempo cero el gasto de producción de un pozo A de radio  $r_{wa}$ ,tuviera un cierto valor  $q_A$ ,entonces la caída de pre --sión en su frontera en un periodo de tiempo t está dada por larelación

$$P_{Aa(t)} = p(r_{wa}, t) = 887.6 \frac{\mu}{2\pi kh} q_A p_D(1, t_D)$$
 [18]

y la caída de presión de interferencia en un pozo adyacente B está dada por

$$P_{Ba(t)} = p (r_{DA} r_{wa}, t) = 887.6 \frac{\mu}{2 \pi kh} (q_A) p_D(r_{DA}, t_D)$$
 [19]

Donde:

$$t_{\rm D} = 4.56 \ (10^{-7}) \ \underline{kt}$$
 [20]

Y  $r_{DA}$  es la distancia entre los centros de A y B en múlti --plos de  $r_{W_{A}}$ .Las variables en estas y las siguientes ecuacionesson expresadas en unidades comunes de campo.

Además, si durante el período de interés  $t_n$ , el gasto de pro--ducción de A varía, entonces la caída de presión en lb/pg<sup>2</sup> en cualquier punto del yacimiento está dada por la suma:

$$p(r,t_{W}) = 887.6 \frac{\mu}{2\pi kh} \sum_{i=0}^{n=1} q_{A}(ti+1) - q_{A}(t_{1}) p_{D}(r_{D},t_{Da}-t_{Di})$$
[21]

Donde ti representa los tiempos  $(t_0, t_1, t_2, \dots, t_n)$  y  $q_A$  (ti) representa el gasto promedio de producción durante el intervalo de tiempo.

Insertando valores de  $r_D$  y sus correspondientes valores de  $p_D(r_D, t_D)$  en la ecuación 21,da la caída de presión de interferen--cia en B debido a la producción de A.

Este mismo procedimiento es empleado para obtener los efec --tos de producción de B,obteniéndose entonces la caída de presión total en A y en B.Este procedimiento es utilizado para predecir el comportamiento de la presión de dos pozos en un yacimiento común.

III.1.3 COMPARACION DE LOS METODOS DE THEIS Y MORTADA.

La definición de las variables, dependiente e independiente,utilizadas en ambos métodos descritos son comparados como se mues -tra en la Tabla I.

Si se define el tiempo adimensional en base a cualquier ra --dio en el sistema infinito entonces:

$$t_D = \frac{kt}{\beta \mu C_{+} r^2}$$

[22]

		VARIABLE INDEPENDIENTE	VARIABLE DEPENDIENTE	CAIDA DE PRESION
		ADIMENSIONAL	AD IMENSIONAL	AD IMENSIONAL
THE	IS	$X = \frac{g\mu cr^2}{4 kt}$	Ei ( -x )	_ <u>qμ</u> Ei (-x) 4π kh
talia References References				
MOR	TADA	$t_{\rm D} = \frac{kt}{\mathscr{G}\mu  \mathrm{cr}_{\rm W}^2}$	∆ p <sub>D</sub>	$\frac{q\mu}{2\pi kh} \Delta P_{\rm D}$

TABLA I. COMPARACION DE VARIABLES DEPENDIENTE E INDEPENDIENTE.

w 14 - 144

and a second second

.....

El tiempo adimensional de Mortada está relacionado al de la ecuación 7 por medio de

$$t_{D_{22}} = \frac{t_{D \text{ Mortada}}}{r_{D^2}}$$
[23]

A partir de la Tabla I puede verse que, con referencia a lasolución de Theis

$$t_{\rm D}(22) = \frac{1}{4 \rm x}$$
 [24]

у

$$P_{D} = \frac{\text{Ei}(-x)}{2}$$
 [25]

La figura 13 representa los resultados de Theis con las defi--niciones de tiempo y presión adimensional dadas por las ecuacio--nes 24 y 25, respectivamente. Ajustando el tiempo adimensional de la solución de Mortada de acuerdo con la ecuación 23 es eviden -te que las curvas de la figura 12 constituyen una familia de cur -vas en la figura 13 que convergen en la solución de Theis.

En la figura 13 los resultados de radios mayores a 20 indi --can que la solución de Theis da adecuadamente la caída de pre --sión despúes de cualquier tiempo práctico.



DE LA SOLUCION EXACTA.

Además, esto puede ser demostrado por los resultados presentados en la figura 14, que muestran la relación entre el porcentaje de error que se obtendría usando la solución de Theis para varias relaciones de radios en lugar de la solución exacta. Se observa que después de un  $t_D = 50$ , la solución de Theis puede usarse con un error de solamente 1% para todas las relaciones de radios. Por supuesto esto también es evidente a partir de la convergencia de todas las cur -vas en una sola en la figura 12. Qualquier combinación de relación de radios y tiempo adimensional que cae a la derecha de la línea del% en la figura 14 tendrá un error de menos de 1%. De igual manera, cualquier combinación que cae a la derecha de la línea de 0.1% ten --drá un error de 0.1%.

Como aplicación ilustrativa del mótodo de Theis se tiene el siguiente ejemplo:

La solución de Theis puede ser utilizada para puntos en elyacimiento de relaciones de radios grandes con pequeños valoresde error o sin estos.La distancia entre pozos es de 250 pies y el radio de pozo es de 0.5 pies.Suponiendo las siguientes condi--ciones

> k = 1.58 md 6 1 perm  $\beta' = 0.2$  % C = 8 x 10<sup>-6</sup> psi<sup>-1</sup>  $\mu = 0.4$  cp t<sub>D</sub> =  $\frac{1 t}{0.2 \times 0.4 \times 8 \times 10^{-6} \times 818^2}$ t<sub>D</sub> = 25 t

De la figura 14 se puede ver que a un  $r_D = 520$  la soluciónde Theis se puede utilizar con un error de 0.1% ó menos para to--dos los valores de  $t_D > 0.045$ .Esto es equivalente de aproxima--damente 2 minutos.Para todos los ejemplos prácticos donde la re -lación de radios es grande,la solución de Theis se puede utili--zar con confianza. Para el método de Mortada se tiene el siguiente ejemplo.

Considerando el caso de un yacimiento con dos pozos A y B lo -calizados sus centros a 7.98 millas uno del otro.Las historias de producción de ambos pozos están dadas en incrementos de tres meses como se mustra en las figuras 5 y 6.El pozo A ha estado produciendo por cuatro años y el pozo B por dos años.La presión inicial en el yacimiento es de 4000 psig mientras que la presiónactual es de 3219 psig en el pozo A y 3220 psig en el pozo B.El sistema está caracterizado por las siguientes propiedades físicas

> k = 212 md B = 1.15 bb1/STB h = 84 pics  $\phi' = 0.22$ C<sub>W</sub> =  $5x10^{-6} psi^{-1}$   $\mu = 0.30 cp$

El pozo A está produciendo un gasto de 75000 STB/D y el pozo B a 120000 STB/D.

Si la contribución de la compresibilidad de aceite a la ener--gía del sistema es despreciada el problema se soluciona directa---mente utilizando la ecuación 21.

Partiendo de que µ,B,k,h,q,son cantidades conocidas solo los términos del cambio de presión adimensional deben ser determina --dos para resolver el problema.Esto se efectúa calculando el tiem -po adimensional apropiado y el radio,entonces se localiza el cam -bio de presión adimensional correspondiente en la gráfica 12.

Como muestra de los cálculos realizados para ocho años se de -termino como sigue.Ver figuras 15 y 16.Tablas II y III.

Pozo A

$$t_{a} = 12 \ a\bar{n}os = 4383 \ dias$$

$$t_{Da} = (4.56)(10^{-7}) \frac{kt_{a}}{\rho' \mu C_{w} A}$$

$$= \frac{(4.56)(10^{-7})(212)(4383)}{(0.22)(0.3)(5\times10^{-6})(2000)}$$

$$\Rightarrow 642.0$$

$$r = 7.98 \ millas$$

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{2000}{640\pi}} = 0.997 \ millas$$

$$t_{wa} = \sqrt{\frac{2000}{640\pi}} = 8$$

Substituyendo esos valores en la siguiente ecuación

 $P_{AB} = 887.6 \frac{0.30 (1.15)}{2 \pi (212)(84)} \sum_{i=0}^{0} \left[ q_{\lambda(t_i+1)} - q_{\lambda(t_i)} \right]$ 

$$P_{BA} = 887.6 \frac{0.30 (1.15)}{2 \pi (212)(84)} \sum_{i=0}^{8} \left[ q_{A(t_i+1)} - q_{A(t_i)} \right]$$

 $P_{D}(8642 - t_{D_{i}})$ 

 $P_{D}(1648 - t_{D_{i}})$ 



FIGURA 15. HISTORIA Y PREDICCION DEL POZO "A"



FIGURA 16 HISTORIA Y PREDICCION DEL POZO "B"

ti	$q_{A(t_{i+1})} - q_{A(t_i)}$	t <sub>D.</sub>	642-t <sub>D.</sub>	p <sub>D</sub> (1642-t <sub>D<sub>1</sub></sub> )	$P_{D}(8,642-t_{D_{1}})$
días	STB/D	Tiempo	Adimensional	Cambio de Pro	esión Adimensional
0	14000	0.0	642.0	3.64	1.57
90	10000	13.2	628.8	3.62	1.56
<b>18</b> 1	5500	26.5	615.5	3.61	1.55
273	10500	40.0	602.0	3.60	1.54
365	12000	53.5	588.5	3.59	1.53
455	-500	66.6	575.4	3.58	1.52
546	15500	80.0	562.0	3.57	1.51
638	4000	93.4	548.6	3.56	1.50
730	4000	106.9	535.1	3.55	1.49
4383		642.0			

TABLA II. CALCULOS DE CAMBIOS DE PRESION EN LOS POZOS A Y B DEBIDO A LA PRODUCCION DEL POZO A.

43

...

ti	$q_{B(t_{i+1})} - q_{B}(t_{i})$	t <sub>Di</sub>	133.8-t <sub>Di</sub>	P <sub>D</sub> (1,133.8-tD <sub>1</sub> )	P(4133.8-t <sub>D</sub> )
días	STB/D	Tiempo Adimens	ional	Cambio de p	resión adimensional
0	20000	0.0	133.8	2.86	1.49
90	18000	3.3	130.5	2.85	1.48
181	14000	6.6	127.2	2.83	1.46
273	19500	10.0	123.8	2.82	1.45
365	18500	13.4	120.4	2.81	1.44
456	-6000	16.7	117.1	2.80	1.42
547	27000	20.0	113.8	2.78	1.41
639	8000	23.4	110.4	2.77	1.40
731	1000	26.8	107.0	2.75	1.39
3653		133.8			

TABLA III. CALCULOS DE CAMBIOS DE PRESION DE LOS POZOS B Y A DEBIDO A LA PRODUCCION DEL POZO B.

Pozo B

$$t_{a} = 10 \text{ aflos} = 3653 \text{ días}$$

$$t_{Da} = 4.56 (10^{-7}) \frac{\text{k } t_{a}}{\beta \mu C_{W} A}$$

$$= \frac{4.56(10.7)(212)(3653)}{0.22(0.30)(5\times10^{-6})(8000)}$$

$$= 133.8$$

$$r = 7.98 \text{ millas}$$

$$r_{WA} = \sqrt{\frac{8000}{640}} = 1.994 \text{ millas}$$

$$r_{B} = \frac{7.98}{1.994} = 4$$

Substituyendo esos valores en las siguientes ecuaciones

$$P_{Bb} = 887.6 \frac{0.30(1.15)}{2 \pi (212)(84)} \sum_{i=0}^{8} [q_{B}(t_{i}+1) - q_{B}(t_{i})]$$

$$P_{D} = (1,133.8 - t_{D_{i}})$$

$$P_{Ab} = 887.6 \frac{0.30(1.15)}{2 \pi (212)(84)} \sum_{i=0}^{8} [q_{B}(t_{i}+1) - q_{B}(t_{i})]$$

$$P_{D} = (4,133.8 - t_{D_{i}})$$

45

ومربع بتعريب

La caída de presión total en

$$A = P_{Aa} + P_{Ab} = 1214.9 \text{ psi}$$

La caída de presión total en

$$B = P_{Bb} + P_{Ba} = 1240.8 \text{ psi}$$

III.2 METODOS DE PREDICCION DE INTERFERENCIA.

Se han desarrollado técnicas para determinar el tiempo y ellugar en que la alteración de la presión que se origina entre dos pozos adyacentes que empiezan a interactuar o interferir signifi--cativamente.Se han seguido dos procedimientos diferentes:el pri--mero consiste en considerar separadamente el efecto debido a ca--da pozo,y luego el efecto acumulado de los dos pozos en estudio.

III.2.1 METODO DE STEVENS Y THODOS.

Stevens y Thodos<sup>[4]</sup> presentaron un método para estimar las características de interferencia entre dos pozos adyacentes.Defi--nieron el tiempo de interferencia como el tiempo en el cual cada pozo causa una caída de presión en el mismo punto dentro del yaci -miento.El tiempo apropiado y la posición se obtuvieron por méto--dos gráficos.Figura 17.

Las expresiones para las distribuciones de presión debidas al par de pozos A y B,en un yacimiento infinito se pueden obtener de la siguiente ecuación.

$$P(r,t) = Po = 70.6 \frac{q \mu B}{kh} \quad Ei\left(-\frac{948 \not B \mu cr^2}{k t}\right)$$
[26]



INTERACCION.

-18

Como la máxima interferencia ocurre a través de la línea que conecta a los dos pozos solamente es necesario considerar las po--siciones en esa línea.Considerando la figura 18, las ecuaciones - pueden ser simplificadas debido a que la suma de  $r_A y r_B$  debe - ser igual al espaciamiento D entre los pozos.

Haciendo

$$\Delta \vec{I} = \frac{\Delta P \ kh}{70.6 \ q_{\mu}B}$$

$$\alpha \Rightarrow \frac{948 \ \beta \mu C_{t} D^{2}}{k}$$

$$\kappa = \frac{r_{A}}{D} \qquad ; \qquad 1 - x = \frac{r_{B}}{D}$$

y también

$$\mathbf{p}_{\mathrm{D}} = \frac{\mathrm{kh} \Delta \mathrm{p}}{141.2 \mathrm{quB}}$$

$$2 p_{\rm D} = \frac{kh \Delta p}{70.6 \text{ quB}} = \Delta \phi$$



Entonces

$$\Delta P_{A} = \frac{70.6 \text{ quB}}{\text{kh}} 2p_{D} = \frac{70.6 \text{ quB}}{\text{kh}} \Delta \tilde{\Phi}_{A} \qquad [27]$$

$$\Delta P_{A} = -\frac{70.6 \text{ quB}}{\text{kh}} 2\left[\frac{1}{2} \text{ Ei}\left(-\frac{r_{D}^{2}}{4t_{D}}\right)\right]$$

$$\Delta P_{A} = -\frac{70.6 \text{ quB}}{\text{kh}} \text{ Ei}\left(-\frac{r_{D}^{2}}{4t_{D}}\right) \qquad [28].$$

Comparando las ecuaciones 27 y 28

$$\Delta \phi_{\Lambda} = -Ei\left(-\frac{r_{D}^{2}}{4t_{D}}\right) = -Ei\left(-\frac{\frac{r_{A}^{2}}{r_{W}^{2}}}{4\frac{0.0002637 \text{ kt}}{\rho \mu C_{t} r_{W}^{2}}}\right)$$

Pero como:

$$r_{A} = xD \qquad y \qquad r_{A}^{2} = x^{2} D^{2}$$

$$\Delta \tilde{\Psi}_{A} = -Ei\left(-\frac{948 \ \text{i} \mu C_{t} r_{A}^{2}}{kt}\right)$$

$$= -Ei\left(-\frac{948 \ \text{i} \mu C_{t} x^{2} D^{2}}{kt}\right)$$

y finalmente

$$\Delta \oint_{A} = -Ei\left(-\frac{\alpha x^{2}}{t}\right)$$

51

entonces:

[29]

De la misma manera

.

$$\Delta \Phi_{B} = 2p_{D} = \frac{kh \Delta P}{70.6 \text{ quB}}$$

$$\Delta P_{B} = \frac{70.6 \text{ quB}}{kh} \Delta \Phi_{B} \qquad [30]$$

$$\Delta P_{B} = -\frac{70.6 \text{ quB}}{kh} 2 \left[\frac{1}{2} \text{ Ei}\left(-\frac{r_{D}^{2}}{4t_{D}}\right)\right]$$

$$\Delta P_{B} = -\frac{70.6 \text{ quB}}{kh} \text{ Ei}\left(-\frac{r_{D}^{2}}{4t_{D}}\right) \qquad [31]$$

.

Comparando se tiene:

$$\Delta \tilde{q}_{B} = -Ei\left(-\frac{r_{D}^{2}}{4t_{D}}\right) = -Ei\left(\frac{\frac{r_{B}^{2}}{r_{w}^{2}}}{\frac{0.0002637 \text{ kt}}{\cancel{p} \mu C_{t} r_{w}^{2}}}\right)$$

pero como

$$r_{B} = (1 - x) D y r_{B}^{2} = (1 - x)^{2} D^{2}$$

$$\Delta \mathbf{\tilde{g}}_{B} = -Ei \left(-\frac{948 \ \text{\& \mu C}_{t} r_{B}^{2}}{kt}\right) = -Ei \left(-\frac{948 \ \text{\& \mu C}_{t} (1 - x)^{2} D^{2}}{kt}\right)$$

Entonces

$$\Delta \Phi_{B} = -Ei\left(-\frac{\alpha_{1}(1-x)^{2}}{t}\right)$$
[32]

En los desarrollos anteriores se ha utilizado

$$\Delta \oint = - \operatorname{Ei} (-u^2)$$
 [33]

Entonces, según las ecuaciones (29) y (32) se tiene

$$u_{A^2} = \frac{\alpha x^2}{t}$$
  $u_{B^2} = \frac{\alpha (1-x)^2}{t}$ 

De donde

У

$$t = \frac{\alpha x^2}{u_A^2}$$

$$u_{B^{2}} = \frac{\alpha (1-x)^{2}}{\frac{\alpha x^{2}}{u_{A^{2}}}}$$

Arreglando

$$u_{B}^{2} = \frac{u_{A}^{2} \alpha (1-x)^{2}}{\alpha x^{2}} = \frac{u_{A}^{2} (1-x)^{2}}{x^{2}}$$
$$u_{B}^{x} = u_{A} - u_{A}^{x}$$
$$x (u_{B} + u_{A}) = u_{A}$$

53

[34]

Y finalmente se obtiene

¢

$$\mathbf{x} = \frac{\mathbf{u}_{A}}{\mathbf{u}_{A} + \mathbf{u}_{B}}$$

Substituyendo en la ecuación 34

$$\frac{\frac{u_{A}}{u_{A}+u_{B}}^{2}}{u_{A}^{2}} = \frac{\frac{u_{A}^{2}}{u_{A}+u_{B}}}{u_{A}^{2}} = \frac{\alpha \frac{u_{A}^{2}}{u_{A}^{2}(u_{A}^{2}u_{B}^{2})^{2}}}{t_{A}^{2}(u_{A}^{2}+u_{B}^{2})^{2}}$$

$$t = \frac{\alpha}{(u_{A}^{2}+u_{B}^{2})^{2}}$$
[36]

[35]

La información deseada se puede obtener directamente de las ecuaciones 33,35,36.Para facilitar el uso de este método --Ei ( -u<sup>2</sup> ) es graficado como una función de u como se muestru en la figura 19.



FIGURA 19 . GRAFICA DE u contra - El (-u)

Para ejemplificar el uso de este método tenemos los siguion -tes datos

k = 270 md	$\mu$ = 45 cp
Ø = 0.22	$C = 5.15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
h = 57 pies	$q_A = 550 \text{ stb/D}$
D = 1.000 pies	q <sub>B</sub> = 1,100 STB/D
B = 1.10	$P_A = P_B = psi 25$

Los cálculos requeridos son los siguientes

$$\mathscr{A}_{A} = \frac{(25) (270) (57)}{(70.7) (350) (45) (1.10)} = 0.200$$
$$\mathscr{A}_{B} = \frac{(25) (270) (57)}{(70.7) (1100) (45) (1.10)} = 0.100$$
$$\mathscr{A} = \frac{948 (0.22) (45) (5.15 \times 10^{-6}) (1000)^{2}}{270} = 179 \text{ hora}$$

De la figura 19  $\rm U_{A}$  cs igual a 1.02 y  $\rm U_{B}$  es igual a 1.20 Utilizando las ccuaciones de

t = 
$$\frac{179 \text{ horas}}{(1.02 + 1.20)}$$
 = 36.3 horas  
x =  $\frac{1.02}{(1.02 + 1.20)}$  = 0.459

Por lo tanto  $r_A$  es 459 pies y  $r_B$  es 541 pies.

## III.2.2 METODO DE WARREN Y HARTSOCK.

Warren y Hartsock<sup>[5]</sup>propusieron una definición alternativaen la cual la interferencia ocurre cundo la máxima presión a tra -vés de la línea que conecta a los dos pozos cae por debajo delnivel prescrito(una caída de presión finita puede ser especifica -da porque la forma de la ecuación es tal que una perturbación infinitesimal es propagada a una velocidad que tiende a ser in --finita.

En este caso el efecto de los dos pozos combinados es tomado encuenta

La superposición de dos soluciones que tiene la forma de la ecuación 29 que lleva a la siguiente expresión

$$\Delta \phi_{AB}(x,t) = -\operatorname{Ei}\left(-\frac{\alpha x^2}{t}\right) - \lambda \operatorname{Ei}\left(\frac{-\alpha (1-x)^2}{t}\right)$$
[37]  
Definiendo la ecuación 37 con respecto a x  $\lambda = \frac{\tilde{f}_{B}}{\tilde{f}_{A}}$ 

$$\frac{1}{AB} = -\frac{2 e^{\frac{\alpha x^2}{t}}}{\lambda x} + \frac{2 \lambda e^{\frac{\alpha (1-x)^2}{t}}}{1-x}$$
[38]

Para gastos de producción finitos de ambos pozos y para  $-0 \le x \le 1$ , la derivada es igual a cero solumente en el punto - de máxima presión.

Igualando la derivada a cero y reordenando:

$$\frac{\alpha}{t} = \frac{1}{1-2x} \ln\left(\frac{\lambda x}{1-x}\right) \qquad [39]$$

Los valores de  $\frac{\propto}{t}$  que satisfacen la ecuación 39 para va --rias combinaciones de x y  $\lambda$  son indicadas graficamente en lafigura 20;por conveniencia se supone que  $\lambda \ge 1$  y x = 0.5

Con la relación entre  $\propto/t$  y x,  $\Delta \oint_{AB}$  puede ser expresada como una función de  $\propto/t$  y  $\lambda$  a través de la ecuación 37;los re -sultados se muestran en la figura 21.

Para valores específicos de  $i_{AB}$ ,  $\alpha$  y  $\lambda$  las características de interferencia se pueden encontrar fácilmente.Primero  $\alpha/t$  esleída directamente de la figura 21;luego x es obtenida de la fi--gura 20 para esa  $\alpha/t$  y el valor apropiado de  $\lambda$ .

Utilizando los datos del ejemplo del método de Stevens y -Thodos se tienen los siguientes cálculos como ejemplo ilustrati--vo.

$$\Delta \hat{p}_{AB} = \frac{(50) (270) (57)}{(70.7) (550) (45) (1.10)} = 0.400$$

$$\alpha' = (0.958)(0.22)(45)(5.15 \times 10^{-6})(1000)^{-6}$$
270

= 179 horas.



FIGURA 21. GRAFICA DE 4 contra 4/1 .

$$\lambda = \frac{1100}{550} = 2.0$$

De la figura 21  $\stackrel{\propto}{t}$  es igual a 5.0.Por lo tanto

$$t = \frac{179}{5.0} = 35.8$$
 horas

Consecuentemente  $r_A = 450$  pies  $r_B = 550$  pies

Ambos métodos descritos en esta sección son útiles para de--terminar la interferencia entre dos pozos adyacentes y los dosestán basados en la solución línea fuente correspondiente a un sistema ideal.

## 111.3 METODO SEMILOGARITMICO.

Si el pozo activo y el de observación en una prueba de inter--ferencia están mucho más juntos que la distancia a la frontera más cercana del yacimiento o de otro pozo activo, la respuesta de presión en el pozo de observación se puede describir por medio dela aproximación logarítmica de la integral exponencial. Entonces la presión en el pozo de observación puede aproximarse por:

$$P_{us}(r,t) = P_{1}hr + m \log(t)$$
 [40]

Esta ecuación es válida estrictamente cuando  $\frac{r_D}{r_D^2}$  > 100 , - donde

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{2.637 \times 10^4 \text{ kt}}{\cancel{p} \ \mu \ c_t \ r^2}$$
[41]

La restricción anterior se puede reducir a  $\frac{t_D}{r_D^2} > 10$ teniendo en los resultados un error de 1%. Cuando el calor de  $t_D/r_D^2$  excede de 2 o 3 la ecuación [40]-también es adecuada para analizar los datos de las pruebas de interforen --cia.

La técnica consiste en graficar los datos observados de pre--sión contra el logarítmo del tiempo durante la fase inicial de una prueba de interferencia.De tal manera que una gráfica que tl<u>e</u> -ne una porción de línea recta semilogarítmica con pendiente m - está dada por:

$$m = - \frac{162.6 \text{ q } \mu \text{ B}}{\text{kh}}$$

y la intersección P<sub>1 hr</sub> dada por:

$$p_{\text{1hr}} = pi + m \left[ \log \left( \frac{k}{\not g' \mu C_t} r^2 \right) - 3.2275 \right] [43]$$

[42]

Nótese que en ésta ecuación 43 no aparece el fuctor de daño debido a que el fluido solamente fluye en el pozo activo y en el pozo de observación no hay flujo.

De la pendiente de la línea recta semilogarítmica se puedeestimar la permeabilidad del sistema, ecuación 42 y también se puede estimar el producto porosidad - compresibilidad del yaci --miento por la siguiente ecuación:

$$\beta' C_{t} = \frac{k}{\mu r^{2}} \quad \text{antilog} \left( \frac{\text{Pi} - P_{\text{lhr}}}{m} - 3.2275 \right)$$
 [44]

Por otro lado si el pozo de observación se cierra despúes de un tiempo t, entonces la superposición normal puede ser utili--zada para analizar las presiónes observadas.Despúes de un tiem--po largo de cierre, el comportamiento de presión en el pozo de - observación está dado por:

$$P_{WS}(t, +\Delta t, r) = Pi + m \log\left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}\right) \qquad [45]$$

Lo cual indica que si las presiones observadas, despúes de que se cierra el pozo activo se grafican contra  $\log \frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t}$ 

entonces se obtiene una línea recta semilogarítmica con pendientem.Por tanto, se puede estimar la permeabilidad a partir de la ecua--ción 42 y el producto  $\beta$  C<sub>t</sub> mediante:

$$\emptyset \ C_{t} = \frac{k}{\mu \ r^{2}} \ \text{antilog} \left[ \frac{P_{1hr} - P_{WS} \ (\Delta t=0)}{m} - \log \left( \frac{t_{1} + 1}{t_{1}} \right) - 3.2275 \right]$$

$$(46)$$

Como se indicó antes, la línea recta debe extrapolarse hasta - $P_{1hr}$ . El término  $log\left(\frac{t_1+1}{t_1}\right)$  es normalmente pequeño y muchas ve-

-ces se puede despreciar.

Como ejemplo ilustrativo de éste método tenemos los siguien --tes datos.

Durante una prueba de interferencia se inyectó agua en un po--zo activo en tiempo de 48 horas, la respuesta de presión en el po--zo de observación que está situado a una distancia de 119 pies fué observada durante 148 horas. Se desea calcular la permeabilidad y porosidad del yacimiento a partir de los datos de la TABLA IV.

170 bl/ dia Pi = 0 psi Bw 45 pies = 1.0 bl/stb h = 1.0 cp D = 2000 pies  $\mu_{w}$ 48 horas = 119 pies t, = r  $= 9 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ C,

t ( horas )

P<sub>w</sub> (psi)

P = Pi - Pw(psi)

		and the second
0.00	0.0	
4.3	2.2	- 22
21.3	82	- 82
28.3	95	- 95
45.0	119	- 119
48.0	Finaliza la inye	cción
51.0	109	- 109
69.0	55	- 55
73.0	47	- 47
93.0	32	- 32
142.0	16	- 16
148.0	15	- 15
		a second s

TABLA IV.

DATOS DE LA PRUEBA

Ahora bien graficando los datos de p<sub>w</sub> contra log t de la fi--gura 22 se obtiene una línea recta semilogarítmica,el cual tiene una pendiente m = 120 psi/ciclo,esta pendiente servirá para encon -trar las propiedades del yacimiento con las ecuaciones 42 y 44.

Sustituyendo valores de la ecuación 42 y despejando k se ob--tiene

$$k = \frac{(162.6)(-170)(1)(1)}{-120} (45)$$

k = 5.11 md

Extrapolando la línea recta semilogarítmica a una hora se obtiene

p<sub>1br</sub> = 41 psi - (1)ciclo(120 psi/ciclo) = -79 psi

Substituyendo valores en la ecuación 44 se obtiene





## III.4 METODO DE CURVAS TIPO.

La técnica de curvas tipo se aplica al análisis de pruebas de interferencia, básicamente de la misma manera que es aplicada a las pruebas de decremento de presión. Afortunadamente el ajuste con cur -vas tipo es más simple en pruebas de interferencia que para prue--bas en un solo pozo, porque se usa solamente una curva tipo para sistemas que se comportan como infinitos. Figura 23.

Para analizar una prueba de interferencia por medio de la téc --nica de ajuste con curvas tipo, se sigue el procedimiento que se describe a continuación:

- Superponer un papael transparente sobre la curva tipo de la figura 23.

- Trazar los ejes principales de la curva tipo sobre el papel transparente, en el cual serán graficados los datos.

- Etiquetar los ejes coordenados de acuerdo al rango de los valores registrados en la prueba.

- Graficar los datos obtenidos del pozo de observación,  $\triangle$  P con--tra  $\triangle$  t, en el papel transparente, obteniéndose la curva de datos a la misma escala de la curva tipo.

- Ajustar los datos de presión deslizando la curva de datos so--bre la curva tipo, de tal manera que los ejes de ambas curvas se mantengan paralelos, como se muestra en la figura 24.




FIGURA 24. ILUSTRACION DEL AJUSTE CON CURVA TIPO PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

-Seleccionar un punto de ajuste, totalmente arbitrario, se leen sus valores correspondientes y con estos datos se determina la per--meabilidad de la formación aplicando la siguiente ecuación:

$$k = \frac{141.2 \text{ q } \text{ } \text{ B } \frac{(P_D)_M}{(\Delta P)_M}$$
 [47]

El producto  $\mathscr{G}C_t$  se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$\mathscr{B}' C_{t} = \frac{2.637 \times 10^{-4}}{r^{2}} \frac{k}{\mu} \left(\frac{(t)_{M}}{t_{D}}\right)_{M}$$
 [48]

Los términos(P<sub>D</sub>)<sub>M</sub>  $y\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_M$  c obtienen de la curva tipo y ( $\Delta P$ )<sub>M</sub>

y (t)<sub>M</sub> se obtienen de la gráfica de  $\triangle$  P contra t, figura 24.

Los cálculos efectuados utilizando las ecuaciones 47 y 48 per--miten determinar las propiedades de la roca en el yacimiento co --rrespondiente a la zona comprendida entre el pozo activo y el pozo de observación.Los resultados obtenidos por el método de ajuste con curva tipo exhiben un error de aproximadamente 5%,debido a que pue--de haber variaciones en el ajuste llevado a cabo en forma manual.

Para ejemplificar el procedimiento y tomando en cuenta los da--tos del ejemplo del método semilogarítmico tenemos:

$$(P)_{M} = 100 \text{ psi}$$
  $(P_{D})_{M} = 0.96$   
 $(t)_{M} = 10 \text{ horas}$   $\left(\frac{t_{D}}{r_{D}^{2}}\right)_{M} = 0.94$ 

Sustituyendo los valores en la ecuación 47 se obtiene 

$$k = \frac{141.2 (-170)(1)(1)}{45} \left(\frac{0.96}{-100}\right)$$

$$k = 5.12 \text{ md}$$

Sustituyendo valores en la ecuación 48 se obtiene 

1. A. S.

$$\mathscr{G}_{t} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (5.12)}{119^{2} (1)} \left(\frac{10}{0.94}\right)$$
  
 $\mathscr{G}_{t} = 1.01 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$   
Como  $C_{t} = 9 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ 

Entonces se tiene que la porosidad del yacimiento es:

Si el pozo activo se cierra después de un tiempo t,el cambio resultante de presión en el pozo de observación debido al cierredel pozo puede ser analizado adicionalmente mejorándose así la precisión del análisis.

En este caso se supone que el pozo activo es productor o in--yector durante la prueba de interferencia y luego en el cierre del pozo productor o inyector tiende a recuperarse la presión.Lafigura 25 ilustra en forma esquemática cómo se utilizan los datos de presión contra tiempo cuando las condiciones anteriores se rea -lizan.

La respuesta obtenida en el pozo de observación no correspon -de integramente a la causada por el cambio del gasto en el pozoactivo; para evitar éstas situaciones se sugirieron las pruebas de pulsos de presión que consisten en variar ciclicamente el gasto,es decir, durante un cierto tiempo el pozo se abre y posteriormen--te se cierra. Bajo estas condiciones se obtiene una respuesta depresión representada por pulsos de presión como se indica en la figura 26.

 $\Delta t_p$  representa la duración del período de cierre mientrasque  $\Delta t_c$  indica la duración del ciclo es decir un período de cie -rre más un período de producción.Otra variable importante es eltiempo de retraso, es decir, el tiempo que le toma a la onda de pre -sión viajar desde el pozo activo hasta el pozo de observación, esto es representado por la variable t<sub>1</sub>.







FIGURA 26. PRUEBA DE PULSOS DE PRESION.

No siempre es posible llevar a cabo una prueba de varios pulsos por lo que en algunos casos únicamente se utiliza un solo pulso.Bajo estas circunstancias,el análisis de los datos de prue -bas de presión puede ser simplificado utilizando el método de ajuste de curvas tipo tal como lo sugiere Ramey<sup>[9]</sup>.

La figura 27 mustra la curva tipo presentada por Ramey para analizar pruebas de un sólo pulso.

Este tipo de pruebas eliminan la interferencia de pozos ve--cinos cuyos efectos no se consideran involucrados en el diseñode la prueba.

Aunque en cierto caso tanto la prueba de interferencia como las pruebas de pulsos se llevan a cabo con el pozo de obstruc --ción fluyendo, es conveniente señalar que este tipo de operación puede causar graves errores en los datos de presión; por lo tanto es importante recomendar que los pozos o el pozo de observaciónse mantengan cerrados durante la prueba.



.

74

.

.

Como ejemplo de este caso donde ocurre un cierre del pozo -(6 prueba de pulso), se puede considerar un pozo inyector y varios pozos de observación; en el pozo activo se inyecta agua durante -101 horas y posteriormente se cierra de tal manera que en esta prueba se tienen datos para un sólo pulso; es decir datos para laetapa de inyección y datos para la etapa de cierre.

q <sub>w</sub>	= 115 bls/día	$C_w = 3.3 \times 10^{-6}$
h	= 25 pies	$C_{f} = 3.7 \times 10^{-6}$
Bw	= Barriles C.Y/bls C.S	$Co = 7.5 \times 10^{-6}$
u <sub>w</sub>	= 1 cp	$Pi = 240 \ lb/in^2$
ø	= 20%	$T_f = 72^\circ F$
С	$= 8 \times 10^{-6} (1 \text{ /in}^2)^{-1}$	$r_w = 0.563$ pies
		[1] A. M. Martin, M. M. M. Martin, M Martin, M. Martin, M. Mar Martin, M. Martin, M. Mar Martin, M. Martin, M. Mart

t (hrs)		P (1b/in <sup>2</sup> )	
23.5		6.7	
28.5		7.2	
51		15	
77		20	
95		25	
<b>119</b> .		24	
125		23.2	
141		19	
163		18	
188		14	
215		· 12	
265		10	•
290	•	10	

La figura 28 muestra el ajuste de los datos con curvas tipodeterminado para este caso; nótese que no únicamente se debe tener ajuste en la parte en que se incrementa la diferencia de presión, sino que también durante el periodo de cierre.

De acuerdo a la definición de variables adimensionales se puede obtener la capacidad de flujo de la formación:

 $kh = \frac{141.2(115)(1)(1)(0.22)}{10}$ 

 $kh = 3.57 \times 10^2$ 

o bien, la permeabilidad:

$$k = \frac{3.57 \times 10^2}{25}$$

$$k = 14.28 \text{ md}$$

También la porosidad se puede calcular de la siguiente ma -

-nera:



FIGURA 28. AJUSTE CON CURVAS TIPO PARA EL EJEMPLO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA DE UN SOLO PULSO.

÷.

Del ajuste del tiempo de invección se tiene

# CAPITULO IV.

#### CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS.

### IV.1 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.

Como ya se mencionó en el Capítulo II las bases matemáticas para inter --pretar las pruebas de interferencia fueron a partir del Método de Theis re -ferido en el Capítulo III con el propósito de obtener la información que normalmente no es posible conocer por medio de pruebas en un sólo pozo ta --les como el grado de conectividad o continuidad en el vacimiento, defini --ción de zonas o direcciones preferenciales del movimiento de los fluidos,capacidad de almacenamiento ( $\emptyset' C_t h$ ) capacidad de flujo de la formación, volu -men poroso del yacimiento, etc; ya que a partir de esta información y el conocimiento estructural del campo se pueden determinar factores tan impor --tantes como son el espaciamiento óptimo entre pozos y el volumen disponi --ble de fluidos (capacidad de almacenamiento).

El método de Theis proporciona las caídas de presión a cualquier tiempoen un punto alrededor de un pozo que produce a gasto constante en un yaci --miento homogéneo de ospesor constante y extensión areal infinita.

Para la definición de los parámetros anteriormente mencionados es de gran importancia la correcta determinación de las variables adimensionalespara la predicción del comportamiento presión-producción de los yacimientos. Estos componentes requeridos para evaluar el cambio de presión total son ob -tenidos de soluciones de la ecuación de difusividad derivada por combina --ción de la ley de Darcy y la ecuación de continuidad.

Los valores del cambio de presión adimensional se presentan en forma gráfica en el método de Mortada incluyendo todos los rangos de  $r_D$  y  $t_D$  en--contrados en la práctica.Presentando las gráficas en forma adimensional se permite la evaluación de la caída de presión para cualquier yacimientoindependientemente de sus características físicas.

Los métodos desarrollados por Stevens-Thodos y Warren Hartsock resultan efectivos para determinar el tiempo y el lugar en que la alteración de lapresión entre dos pozos empiezan a interferir entre sí,además de poder ob--tenerse la comunicación entre ambos.

La determinación de los parámetros de permeabilidad (k) y la capacidad de almacenamiento ( $\phi$  C<sub>t</sub>h), se pueden obtener a partir del método semiloga --rítmico y el método de curvas tipo ya que permiten determinar las propie--dades de la roca en el yacimiento correspondiente a la zona comprendida entre el pozo activo y el pozo de observación.

Todas estas técnicas mencionadas están basadas en la suposición de queel yacimiento es isotrópico y homogéneo, pero no siempre los yacimientos se comportan de esta manera y exhiben anisotropía, así como rumbos de orienta--ción de fracturas.

El conocimiento de estos parámetros tienen un efecto importante en el desarrollo de modelos de yacimiento, particularmente para operaciones de fluidos de inyección.

Para obtener el ángulo de orientación se requiere de datos de presión obtenidos en el cierre de pozos de observación debido a la producción o in -yección en yacimientos fracturados.

Aunque no existe un método general para determinar la distribución en el área de drene por un pozo verticalmente fracturado el objetivo de este capí -tulo es presentar una expresión analítica en términos de funciones simples tabuladas para la distribución de presión en un yacimiento drenado por un pozo verticalmente fracturado con dirección preferencial de flujo o aniso --tropía.

Para obtener una mejor caracterización del yacimiento, para el óptimo em--pleo de las pruebas de interferencia, es recomendable tener en cuenta los siguientes factores.

- a) Cerrar en el fondo de los pozos para evitar efectos de almacenamiento.
- b) Medición continua del gasto para tomar en cuenta sus posibles varia -ciones en el análisis de las pruebas.
- c) Evitar cambios de producción antes y durante la ejecución de las prue -bas, ya que las ecuaciones empleadas en los análisis suponen un gasto de producción constante.
- d) En base al análisis de pruebas de interferencia se puede afinnar quesi se tienen valores altos de kh es una confirmación del carácter fracturado del yacimiento.

# IV.2 ANALISIS DE INTERFERENCIA EN SISTEMAS LIMITADOS.

Matthews, Brons y Hazebroek<sup>[19]</sup>y Earlougher et al<sup>[20]</sup>han indicado cómo el principio de superposición puede ser aplicado a la solución de lineafuente para generar el comportamiento de la presión es sistemas rectangu -lares cerrados.La técnica en el pozo y en puntos distantes.Utilizando el principio de superposición es posible agregar los datos de  $p_D$ , en espa -cio o en tiempo, para obtener resultados adicionales.Aunque cualquiera de estas soluciones se pueden generar a mano, o más comunmente por computadora, es frecuentemente desable tener esta información en forma gráfi--ca y tabular.

Las Tablas IV a XX presentas las presiones adimensionales como una función del tiempo adimensional para varias localizaciones en varios sigtemas de drene rectangulares y cerrados.Las localizaciones cubren el más pequeño elemento de simetría de cada sistema.

La figura 29 demuestra la nomenclatura utilizada en esas tablas.

Las figuras 30 y 31 son gráficas log-log y en cordenadas cartesianasde p<sub>n</sub>conyra t<sub>DA</sub>para el sistema de la Tabla V.

La presión en cualquier punto dado en cualquiera de las tablas puedecalacularse a partir de la presión adimensional utilizando,

$$p(x,y,t) = p_1 - \frac{141.2 \text{ q.u B}}{kh} \quad p_D(x_D,y_D,t_{DA},geometria) \quad [1]$$

Donde  $p_D$  es obtenida de la tabla apropiada, $p_D$  es una función de la lo -calización del punto en cuestión, el tiempo adimensional y la geometría-





FIGURA 31. CURVA TIPO DE PD CONTRA 1DA PARA VARIAS LOCALIZACIONES EN UN RECTANGULO 2:1 CON EL POZO A xD=0.5, yD=0.75 (A/r\_= 2000

del sistema, incluyendo la forma, las dimensiones y la localización del pozo.

Los valores de  $p_D$  para sistemas no dados pueden ser calculados por super--posición o por interpolación en las tablas.El valor de  $p_D$  en el punto delpozo depende de  $\sqrt{A}$ rw.En otros puntos  $p_D$  es independiente de  $\sqrt{A}$ rw.En el punto del pozo, $p_D$  para un valor diferente de  $\sqrt{A}$ rw que el usado para lastablas puede ser calculado de:

$$p_{Dw} (\sqrt{A}/rw) = p_{Dw} (\sqrt{A}/rw = 2000) + \ln\left(\frac{1}{2000} + \frac{\sqrt{A}}{r_w}\right)$$
 [2]

El tiempo adimensional basado en el área está definido por

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 \text{ kt}}{\not 0 \, \mu \, C_t A}$$
[3]

Las localizaciones adimensionales están definidas por (ver figura 29)

$$x_{\rm D} = \frac{x}{W}$$
 [4a]

$$y_{\rm D} = \frac{y}{H}$$
 [4b]

Los datos de presión adimensional son comumente graficados como una función de  $t_D/r_D^2$ .La relación de  $t_D/r_D^2$  puede ser calculada a partir de

 $r_{D} = \frac{r}{r_{W}}$ 

$$\frac{t_{\rm D}}{r_{\rm D}^2} = t_{\rm DA} \left(\frac{\Lambda}{r^2}\right)$$
 [5]

$$t_{\rm D} = \frac{0.0002637 \text{ kt}}{\not 0 \, \mu \, C_{\rm t} \, r_{\rm W}^2} = t_{\rm DA} \left(\frac{\Lambda}{r_{\rm W}^2}\right)$$
[6]

donde

у·

85

[7]

La relación de área dividida por la distancia del pozo activo al puntode observación al cuadrado puede ser calculada por:

$$r = \frac{R}{(x_{D}^{-} x_{Dw}^{-})^{2} R^{2} + (y_{D}^{-} x_{Dw}^{-})^{2}} [8]$$

donde

$$R = \frac{W}{H}$$
 [9]

Los valores de  $A/r^2$  están dadas en las tablas IV a XX en estas tablas la nomenclatura  $A/R^{**2}$  es usada para representar  $A/r^2$ .

Después de un tiempo suficiente, cada punto en un sistema cerrado even --tualmente alcanza el estado pseudoestacionario.Durante el estado pseudoes\_ -tacionario la presión adimensional puede ser evaluada de

$${}^{P}D$$
  $(x_{D}, y_{D}, t_{DA}) = 2 \pi t_{DA} + \ln\left(\frac{\sqrt{A}}{r_{W}}\right) + \frac{1}{2} \ln\left(\frac{2.2458}{C_{A}}\right)$ 

para

 $t_{DA} > (t_{DA}) pss$ 

Donde el valor

$$\frac{\sqrt{A}}{r_{W}} = 2000$$
 [11]

debe ser usado en todos los otros puntos del pozo activo. En aquellos puntos usa el valor real de  $\sqrt{A}$ rw. Las tablas IV a XX dan valores de  $C_A$ , - $\ln(C_A)$  y ( $t_{DA}$ )pss para cada punto en cada sistema.  $C_A$  puede ser interpolada para puntos no dados.

[10]



FIGURA 32. CURVA TIPO DE P CONTRA 1 D/1D PARA VARIAS LOCALIZACIONES EN UN RECTANQULO 2:1 CON EL POZO A x =0.5, y =0.75

Las figuras 30 6 32 pueden ser usadas por ajuste de curvas tipo para el análisis de las pruebas.

La inspección de las tablas IV - XX revela que t<sub>pss</sub> es más grande para el punto del pozo que cualquier otro punto del sistema.Por tanto,aparentementeese estado pseudoestacionario en el pozo garantiza que todos los puntos es tán en el período pseudoestacionario.

# Principio de Reciprocidad

McKinley, Vela y Carlton<sup>[21]</sup> indicaron que el principio de reciprocidad seaplica a yacimientos finitos e infinitos.

El principio dice:La respuesta de presión en el pozo de observación A cau -sado por la producción con un gasto q del pozo B,es igual a la respuesta de presión en el pozo B causada por la producción al gasto q del pozo A.

Este principio es válido si el comportamiento de la presión satisface laecuación de difusión y si la compresibilidad, permeabilidad, viscosidad y poro -sidad no son sensibles a la presión. Estas restricciones son satisfechas por las tablas presentadas.

Como un resultado del principio de reciprocidad es posible usar las ta ---blas IV a XX para obtener la respuesta de presión adimensional para una va--riedad de situaciones que no estan explicadas en las tablas.Considerando, por ejemplo,los datos dados en las tablas VII y VIII.La tabla VII es para un rectángulo 2:1 con el pozo en el centro.La tabla VIII es para un rectángulo-2:1 con el pozo a  $x_D=0.5, y_D=0.75$ .Una comparación de estas dos tablas muestra que los datos de la tabla VII para el pozo de observación en  $x_D=0.5, y_D=0.75$ son los mismos que los datos de la tabla 5 para el pozo de observación en  $x_D=0.5, y_D=0.5$ .Situaciones similares existen en otras tablas;todas verificanque el principio de reciprocidad es aplicable como lo estableció McKinley, Vela y Carlton.

Así, las tablas IV a XX pueden ser interpretadas para dar muchas más lo--calizaciones de pozos directamente(las posiciones se muestran como"pozosde observación" con un número limitado de puntos de observación (localiza -dos en los "pozos productores).

Como un ejemplo, considerese un pozo que está produciendo a 427 BPD, mien -tras un segundo pozo a 340 pies de distancia, permanece cerrado actuando como pozo de observación. Los pozos están en una estructura aproximadamente rectangular cerrada 2:1, con el pozo productor localizado en  $x_D=0.5$ ,  $y_D=0.75$ . El tamaño del yacimiento es desconocido .Tomando en cuenta los datos del pozo y del yacimiento dados, determinar la permeabilidad, la porosidad y eltamaño aproximado del yacimiento.

Datos del pozo y del yacimiento

h =23 pies µo = 0.8 cp Bo = 1.12 bb1/STB q<sub>o</sub> = 4.27 BPD



La gráfica de la figura 33 muestra las diferencias de presiones contra tiempo en coordenadas log - log,ajustadas con las curvas tipo de la figu--ra 32.Los datos que se ajustan para  $x_D=0.5$ , $y_D=0.5$  razonablemente bien. Utilizando el punto de ajuste indicado en la figura 33 y la ecuación 1 se puede calacular:

$$p_i - p = 10 = \frac{141.2(427)(1.12)(0.8)(0.23)}{k(23)}$$

k = 54 md

Utilizando el tiempo de ajuste y combinando las ecuaciones 3 y 5 se puede calcular:

$$\frac{t_{\rm D}}{r_{\rm D}^2} = 1.6 = \frac{0.0002637(54)(10)}{\mathscr{O}'(0.8)C_{\rm t}} (340^2)$$
$$\mathscr{O}'C_{\rm t} = 9.62 \times 10^{-7}$$

 $\emptyset = 0.116$ 

Del punto de ajuste se tiene que  $A/r^2 = 32$ .De esta manera, se puede esti--mar el tamaño del yacimiento:

$$A = 32(340)^2 = 3.70 \times 10^6$$
 pies<sup>2</sup>

= 84.9 acres



FIGURA 33, AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL EJEMPLO DE ANALISIS DE INTERFERENCIA.

TABLA	IV
to the top for	A CLOSED SQUAR YOU WILL
AT 10" C.S. JO"	0.8. Av. \$1000.



11+6+619+- 66+6 11#6	•			•				<u>ie. n</u>		•	"o '
	-111							**********			
184					•••••			********			
				1=4.7139	110.7348	1+4.4734	1+3.4739		1-1.4004		4+1.000
	1-0.1019	1.4.310	1-0.4710	*******	1+8.7540	1+0.5008	114.7586	1+8.8718	***.38**	1+0.7280	1-1.000
	8/8+1	2	37.0013	14.0000	1.1145	7.031	4,8231	3.5334		3.7666	
	•••••				·····						
	4.89814		4.94212	4.44447	4. 884 88		4.00000				
	5.11047	4.44758	8.91847				4.80000				
	5,25471	0.11411	8.871-9	8.88712			1.75047		8.05104		
	N. 33478	0.14440	8.84319	#.##337		8.83888		8.66634	4.00005	6. 64144	
	3,44748	0.84514	6.00738	4.91897	8. 19943	0,00071				8.99868	0.0000
8.88/8	5.57434	8. 84251	8. 8761 8	4.61781		8.88834	8.66884		6.8484		6. 1010
	1.1111	8.84718	0.11111				4.04012	A.Balal			
8.8498	1.41414	8.38428	8.12554			0.14212					8.9144
	5.74715	8.15818						A. 84444			
	4.41714					4.413.87	4.41211	A. 84 73.4			
			4.34411								
	4.1144		4.47743	4.1.174							
	4.1448										
	4.1414	1.111	8. Bild 1			1.1111				4.1411	
			1.1914			1.111		1.1411	1.111	1.111	4.3344
										3	1.1
		2.0330	4.6177					3.4474	2	3	1.//11
	14.4141	4.74.16	6. P666		1 10 1 2 2	1.47.87	1.5111	1. (74)	1.3444	3. 3443	1.411
	10.000	1.111	1,0001	4.3/37	4.1114	4. 243 1		4.1044	4.2249	4 . 1	4. 1517
4.1005	11.11.1	3.1747	. 2'0415	3.7010	4.9399	4.4135	4.1012	4.7329	******	*****	4.4449
	11-1035	4.4445	4-1311	3-4114	3.3447	2.2010	3-1918	5.1412		3. 1944	3. 3484
	11.3/11	F. 8744	6.7135		A.1103	4,1483	4,0030	3.0493	., 10		3.0340
3,0448	14,8341	14.3448	11.0374	13.1434	\$2.4.44	11.1711	13,3490	15.3131	12. 1. 11	18.2431	18.3174
318868	82.1144	14.041	11. 1242	14-4143	19.1034	14,1343	1214311	14.3354	38.6195	18.3134	14 . 3 4 54
******	1124331	*****	12-0411	12 1941	23.8440	23.8185	24.7133	21.0301	24.9394	34.8494	24.7841
3.4489	11.1013	33.2003	31,8641	31.3929	31.3593	11.1550	31.1482	81.1839	31.2424	31.1311	61.6493
4,4000		38,4934	36.1441	31.0300	31.0114	37.6969	21.0080	31.4834	21.5257.	12.4351	31.4320
F18818	\$0.2/74	******	44.4934	***15#8	41.8935	******		41.0415	43.0007	43.7183	43.4394
4.9465	\$6.3517	31.0390	\$1.1348	58.1174	34.8747	10.1775	58.8488	40,0737	10.0728	30.0017	**. *:**
	62.4148	\$1.3021	31.0102	\$6.1255	Sec. 4 8 5 *	\$8.1535	34.3829	36.5347	34.3737	36.2818	\$0.2419
10.0	4*.1220	******	41, 5031	43.8497	42,7410	47,7384	43.4143	42.3341	42.4384	42.3468	42.6661
12	41.4643	74,8714	73.0400	19.3730	F5+9114	13,3858	13.5584	75.6945	19.3841	15.1143	75.0515
13.4049	108-5379	*3.8*11	No. 7647	**. ***		41.1343	84.0101	41.7539	\$4.0742	*1.***	\$1.9999
10.0040	131.9507	124.4578	174.3348	105-0101	123.5/67	125.57.63	183	115.3417	115.4946	111.2011	111.114
10.00.00	199.1155	184.2884	100.0010	144.4730	194.4483	188.4819	111.1776	144.8913	148. 4217	110.2313	108.1544
	1.4185	14.0248	15.0017	13.6578	\$4.5085	16.1973	10.4160	14.5985	14.1379	14-3184	
	38.8125		1.303411	4.14/304	1.419767	1.0001	1.111017	1.416747	1.171447	Logitat	Literier
•••											
67843863	8.14	4.17		8,18		8,81	4.10	4.18	4.47		8-18

TABLA V

	**	VS NOA FOR A CLOSED SMARE MIN HELE
:	. !	30.5, Ja 0.75, Arr 1000.

#2=626;u== 2665 81=6

184											
-											
	8.4.1001	1.4.5000	1-0.148			3.8.7308	8.8.7380	3.0.7588	4.1.8444	*-1.0000	f . 1 . 88
	708.1394	148.0048	1-0.7184	***.5828	**1.5048	111.3500	100.5080	100.73.00	148.0444	108.3411	798.000
	8/811			\$4.0558	******	1.2468	8.4484	14-8888	6.8344	3.3044	
******	******	******		******	******	*******	******		******	******	******
1:1111	2:11111		8.44.114	4.11111	1-11112	1-11111	2, 13 111		2.11114		1.11111
	1.666	J. 84468	8.000446	******	1.11.11	1.11111	4.44997				
	N. 1111										
	3										
	3. falst			4-41554							
			4.38337		1.5115			8.14743			
8.0344	0.27397	4	8.83181	4.26818	8.51838		4.18124				
*****		8.84985	6.04141	4.15275	8.71978			4.38922		4. #1171	8.10155
8.8398	0.3677	4. 8107	8.0754		8.4772	0.0447	8.2274	0.4035	4, 1074		1,111
	4.7351	4.4313	0.1044	8.5752	1.0178		8,3184	6.3413	0.0103	8.1.11	4.2741
	4.4141	4.8383	8.1461	0.3148	1.1+15	P. 1838	0.3132		0.6383		4.3824
	4.9187	3,4747	0.1/64	814883	1.33**	4.1343	8.4188	8.7633			4,0344
	1.4136	4.414	8.2111	4. (114	1.1070	4.1134	8.4784	8.8784			4.310/
8.1814	1.1444	4.174	4.2544	4.1942	1.4701	4,3102	8-3+17	4.7378		8- 1641	
		4.1448	41114	1.4111	1.1(2)	0.6194	1.1100	1.7378	4.3135		1,0190
			1.111	1.111		1.00		1.111	1.111	1.111	1.1112
	14.4844										
0.1040	11.1012	4.5471	1.1+14		1.14.14				1.1111		1.1.1
	11.1444		A	5. 1411	4.9144	4.17.1	4.9199	4.441.	4.1374	4.74.11	1.4004
	12.1745		8.8484	5.4117		1.1115	3.3497	0.1715	1.1655	5. 4711	8.8944
	11.0207	3.4318	3.0747		1	1.4278	6.1***	4.5319	3.4137	4.0195	
2.0000	11,3444	11.7107	\$2.0300	12.1013	\$3.7524	11.9109	12.4797	\$8.1321	11.0748	13. 4437	12.0485
	11.111	18.9175	18.2+19	11.0111	80.4114	\$8,8991	18.7429	10.9100	17.9488	18-1858	10.6515
4.0000	11.4141	74.3884	24.5367	******	\$4,3197	111111	\$1.000E	3212412.	~*******	74.8978	60.4144
	18.1894	38.3039	64.8841	41.5919	3314419	\$4.7844	31. 22. 2		. 1.2441	11.1348	\$1.7514
		10.0007	11.9437		34.5551	37.8414	11-011-	38.7674			
	11.111	******		******	******	41.5747	44-9737	***3358	11.12		
					21/122			34.414			
						11.144					1
13.00.4											**. ****
11.0	11.10		121.01.1		174.448-	111.4374	111.3144	124.242	19.25	123. 1***	179.0034
10.0040	191.2111	187.4417				107.0100		100.0417	1 1111	14	100.000
LUSELS	2.3441	11.0133	17.2211	13.4573	13.4 191	11.1111	18.8888	14.8737	(1.7504	16.3188	13.0000
64	48.9441	6.749.967	1-0211111	4	4.1125(5	1.111111	1.000017	8.841114	\$1113767	1.57/417	4.383444
\$1051PAS		8.48	Bash.	4.10			4.63		8.49	8.18	

TABLA VI

AN TE CAL FOR & ELENED SOLARE WITH WELL AT AN -9-75, 3-40.75, -40-1000.

1		τ.
. 1	•	£
ъ.	 -	ŧ۲.
	 0	1
	 	1
		5

.

#1=[=155= [[5]5 []6]						<u></u>								
194	FLL	All ( All 1 - All 1 -												
			:::R:	:::::	.::::::::	· #		1.1.7598	(1:3))		1-1.144			
•			1.1444	1.0000	3.7444		1.1844		1.4415	8.4373	8.8168			
******	******	••••••	••••••			•••••	•••••	******	••••••		•••••			
1:151	4.4443) 5.13997	:::::		::::::	::::::	::::::	1.7.444	1.111		:::::::	:::::			
4.4434	5.5110		4.19924	4.00034	1,17717	8.88815	2,41919	4.64157	4.29199					
0.0000	3,83743	8.88888	4.55000	1.00000	E. 65363	8.88411	4.44444	0.01047	4.84162	i. eeeta				
4.4563	1.1111	4		6.44444	3. 39.333		8.93887	4.43414	4.44399					
4.4.74	3.43438	8.88.68			5. 55 261		4	8.81341		0.00731	4.41445			
2:22	2.000	8.84555			2:1111	5: 1111		1.1333	4.55524	1:1114	1.1112			
4.4744	8.21744	e	5.80155			8.14174	8.83337			4.14317	\$			
1.1.11	1.111	4. 11133	4. 11344	· • • • • • • • • • •	*****		- 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1. 1.	** M * #1	2.111.0	4-45343	8.65273			
8.3148	8.4754	8,8934	6. 68 37	4.4519		8.2743								
4.9744		8,5674	8.8374	4.8311	8.1934	4.1531	4.1733	4.4444	0.0721		1.2.14			
9,3411	F. 114	0,3103	8.8147	4.8454		4.4149	4.1917		4,1143	4.1744	1.1.11			
	i litt	8,8383	1.114	4.1122		4.555		4.4994			1.3416			
******	4.1(1)	8,3399	8,4444	0.5398		5.5758	4. 4142	1.1110		1.4443	2.4748			
		1.3732	1.376	1.000	1.104	1.1311		1.111	1.003	1.111	3.4774			
0,1000	18.1614	2.9400	8.1767	3.3471	8	3.33.11	1./***	1.7818	8.0113	3.4178	3.4113			
	\$1.9193	314448	4.4434	817834	4.5543	3.4831	4.4945	4.3374	8.8184	1.1131	3.4077			
	11.1111	1.1117	4.4445		1.003			3.3757	1.4789	2.3754	1.1.11			
0.7644	\$3.4967	4, 4844	4.4919	4.4441	4.4445	5.5462	3. 1	6.6710	3.11%		1.574			
1.0000	\$3.500	3.1000	1,3117	314355	8.4578	4.1945	3 144	8.8311	8.7114		4.1437			
1.112		11:224	12:222	11:411	12:12:1	11:11:1	12.1.1.1	12.131	11.111	Ref fitt	11.111			
4.0445	12.3447	83.9381	44.1721	24.3817	84.4172	15.0148	44.7465	23.7016	24.4853	17.1103	17.0198			
3. 8445	34.4479	24.2411	34,4337	10.3445	\$6.1924	11-1414	\$1.9473	11.7844	11.4465	10.0735	11.2465			
1.0000	N1.1111		30.1104	10.000	11.11.1	17.8124	1. nn	14.14.14	1.1.11	10.0140	17.3417			
4,4123	51.5175	e#, et st.		47.4144		10.1747	S	10.0144	11,735	34. ****				
4,6699		11.1.1.1	13.1174	35.6675	33.3171	10.4459	34.2414	37+1171	56.0711	41.2141	\$5.5211			
11.0000		1		24.5557		11.111	1		1. 11.	11-1411	11.111			
33.0000	101.4884			\$4.3345	**	**	11.1000	******	\$3.7211	******	\$5.1141			
33.444	18:55	134.4487	10:48	111:112	uenie.	124.5746	11.1.64	124.411	12.111	176.3498	12.3127			
											·			
L+(CA) 64	1.1418 A.1141	16,3545 1,4387[7	17,1224	******		\$		14.473F	3344	E. 157414	33116			
E1843788	4,59	0.10	4.35	8.18	4.44	8.83	4.84	9.10	4.28	\$113	8,34			

TABLA VII Po VS FOR FOR & CORES 2:1 SETIMALE SITE WILL AS PO-D.B. 20-4.5. W/r 1000.

#1=6858#+-6[#8

.

	1146											
•	*****	PILL					A44784411	M PRINTS				*******
		Palat										
	186			********	*********		********	********			********	*******
			1.0.1000	148.3444								
		1-0.1000	140.7386	1-0.4754		1.1.1010			1-1.5000	e4.335	111.757	
		1/1	1. 15*4848	14.1474	*.****		4.1444	4.9666	2,3334	1.1358	1.117	1.4990
	******	*******		*******	******		******	•••••		*******		******
			·									
		5.18647		1.1001	4.500004							
		5.11475							4.49843			
		5.41744	8.84751	1.41713			8.34418					
	8.8478	4.51137		8.41236		6.44144	8.84325	8.44641		A		
		\$.55120	0.11411			4.44214		8. 11511	8.99941	4		4
	4.4	9.45110	0.11/54	8.81565	8.88781		5.28125		4. 53 842			4.44444
		1.73336	8.14673	0.01501	0.01114	6.64337	9. 20212					8.00700
	0.6244	4,94578	8.34268	6.14595	8.87119	4.44344	8.82442	8	8. 89 243	6		8.0000
	4,0340	4.83372	4.32174	4.87593	8.29448	4.14114	8.87156	0.00346	8.81343			8
	8,8488	4.18734	0,03407	8,11919	8,35147	4.14444	8.32474	8.84535	8.83637	0.01144		
	6.6180	4.5333	0.7744	4.5123	*****	0.10/6	8.1434	8.1463			6,8248	0.0223
	0,0444	A.5121		4.4311		4,8191		8.2949				4.4434
	8.8744	4.7421	8,9799	******	8.0312	4,1522	4.3444	8.8154	4.1140		0.8735	0.078L
		4.8314	1.11	8,8919	4.7254	\$. \$338		8,3399	8-1702	0,1110	8-1189	*,1443
		4-9711	1.1147		4.4114	8,6738	8.4336	4,1111	4.1755	4,1555	8.1183	
	4.1410	1.000	1.1443	919131	Ø.2414	9.3117		8,+131	4.2754	4.1718	8.1931	8,1844
		7.7000	1.7435	1.4774	1.1444	1.1780	1.15++	3-0438	*****	4,1179		8.7454
	1.000		6.24 IS	1.111	1.111	111441	1.7541	3.7117	1-1/11	1.2148	1-111	1.1111
					1.0045	3 1	1.1014	3,2100	3.04/4	1.0037	1	1.4443
					1.4456	3.4349	1.4614	2.7403	8.1844	3.9314	1.1144	270103
				2. 2021	4-3233	3.41/3	1.4349	3.3444	1. 11.14	3.2200	1.1.1	Pier
				21111								
												· 2.162
	1.1.44											
	3.844		19.134	10.14.17		1.1.1.1						
			5.155									
	3.0144	31.4145	33.1145	31.8494								54.4445
		44.1415	38.3974	20.1121	12.83.14		11.5111	11.1.1.1		11.171		
	7.4495	80.4455	44,8378	44.4144				41.0409	41.3443		41.1155	
		\$4.1111	34.7444	\$4.4744	10.0194		84.1115	Se		41.2415		48.8.8.8
		83.8133	\$7.2412	\$4,48;4	34.9424	94.4419	33.4147	11.1/11	35.7325	34	\$4.4319	\$5. 8711
	******	44.8133	\$2.5723	42.2414	43.1457	42.1455	A2.4998	42.4564	\$7.5134	43.3214	69.3983	\$3.1413
	88.8988	46.4455	74.4768	11,1517	11./120	78.1113	23.2663	/1.1147	14.7028	14.0741	\$4.8744	14.0744
	13.0000	100.1333		84.4667	34.4415	44.1455	\$1,1197		\$3.774	11.1214	\$3.7739	+1.1202
	24.4444	\$ \$ \$ . 1717	124.3439	124.4769		155.5566	123.5115	181.4998	123.2478	\$23.5414	111.1107	171.1116
		far + 2 2 2 2	184.1472	444.4933	108.0478	144,1933	340.3031	144.3959	114.4748	141.41.28	147.9713	191.4914
		8	10.0100	43.1114						48 48.14		
		21	1.1.1.1.1			.22/2021				10.000		
	•••					******						
1	1822648	8.33	8.81	8.23	4.23	8.93	8.84	8.87	4.11	\$.18		8.64

94

•

#### TABLA VIII

.

.

· · ·

and a second second

#1 15 16 FOR A CLOSED 2:1 RECTARGE BITS HELL AT 20-0.5. 70-0.25. 70-0.200.0



									•	*	•
\$1=1=519== 6155 71=6				•••••							•
184	****	••••••••			••••••	NØ1[871]	184 PEIZT		· · · · · · · · · · · · · · · · · ·		
•	#1:N23	;:::: <b>:</b> :::	;:::);;;	:::::II	1-0,300 7-1,000	::::);;	1:1:31	:::::		111:111	1-1-144
	4/8++1		4.100	37.1110	32.0010	4.4444	·	4	1.240	1.111	1.111
******	******	••••••	•			•••••					••••••
	*****15			a.aa263	8.88124	8.00000			4.0000		
							8, 68698	4.499.80		4	
				8.07101	0.03719		4.81848				
					4-9111	4.00000					
4.8474	1.17140					4.0000	8,84014	0.00013			4,08204
	5.58344									4.89.58	8,08888
8.8899	3.431/4	8.88883								0.30100	
0.0100	5.20442	4	0.00150	4.16473							
0.0210	0.01503		0.01516								
	4,33498	8.13984	0.11512	8.31175	1.41245					0.85918	
	6.336/4	8.07 499	0.17187	0.03000	1.14217						
******	4.8340	4.1194	8.3113	6.2742	1.4795	8.0544		4.7444			
	4.8473	+.1/31	8.3121	w. 8818	1.3174	8.1715	4.2***				
	4	8.2349	4.1015	8,9719	1.7338	9.1780	8.3884		4.8379		4.1114
	1.1037	4.2.71	8.4341	1.0/14	1.0.04	4.2112	4.3711	4.3377	0.0014		
	1.1.1.1		8.3744	1.1342	1.7334	4.2417	6.4134	8.4821		6.1483	8.3.844
				1.2444	8.8139	4.111)	8,0763	0.6745	0.1764	4.1741	8.2414
		1.1.1.1	1.00	1.0.10	2.4/14	4.9125	3.1718	1.1.4.9		0.7157	8.8572
			1.1.1.1	4.3415	3.4495	1.101	1.033	1.1745	1.2419	1.0410	1.4642
		1.111	1.211	·	4+1001	4. ( 41	3.3414	8.0015	1.4477	1.4144	8.1121
	14.3415	1.51.14	1.1714			1.1111	3.0074	8.2118	2-4939	2.6180	8,7441
	11.9192					8.4194	3.4391	3.1183	1.1284	3.2.53	3.3487
8.8000	11.4145			<b>C</b> 1			4. 5. 5. 5	4. 1944	1.1311	3.8744	
8.****	12.4488		3.4164							4.3.834	4.4333
1.40.00	11.9115	6.8971	4.2464		1.04		2-2121	3-111	2.444	3-1117	3.33.14
8.00.0	17.2643	18.39 83	12.5791	13.2447						3.7373	3.111
310488	23.4433	10.96 18	14.4535	14.3301	30.4148	10.1107					14-121
	21.0000	14.9446	n.m.	12.0311	24.7 (11	24,7474	23.0.04	21.2214			
		H-H-H	11-1113	31.1141	*****	11.0435	31.3440	\$1.3443	10.7010	14.4477	
				34. 3446	34.3113	31.3+67	\$7.5479		37.0310	\$7.1754	37.3474
				** . ** .*	43.3474	43,4314	+3.4141	41.0725	+1, 1112	41.4384	
9. 94.04	41. 14 25				21.4534	**.*	10.1111	20.1337	**.*(*)	41.7417	47.8411
18.0040	49.4434		41.1155		24.111	30,1701	34.4147	311111	33.7924	54.0240	36.3473
12.9099	42.2119	15.8117	13.4417	14.4944				42-1110	43-1754	62.3448 -	42.4384
15.0000	101.0010	******	**.2517				2.411	11.11.1	**./519	74.4744	76. <b>49</b> 87
84.9994	\$\$\$.07/2	125.4771	121.4448	184.1411	121.2144	125.31.0			.12-1211		*).4441
30.0000	\$73.3044	194.3447	188.1888	187.1935	10.0122	100.1105	188.3434	144.3393	187.0468	147.9718	110.000
L'HERE D	2.1432	111111	11.000	,13:321	Artist	11:191	14.222	.17.4319	.11.1914	11.0385	10.0137
******							1.19941		*******	7.551967	81888967
	4.10			- 0.10	6.39	4.14	8.96	4.20	8.38	8.76	8.28



TABLA IX No to the first of the first account of the second of the seco

.

81=E#5184- LESS TTME				!.!. <b>:,!.</b> !	1.1.1.1.1	<u></u>	1.5.1.1.7		-		
191	vtil følut					******	6+ +4(=11			•••••	
	F . 8. 7384 7-8. 1888	*******	1-0.0000 1-1.0000	1-8.8318 1-8.3888		1+8,3048 1+6,3088		::::X:	;-1,/30g	7.1. <b>0000</b>	
	4/8**	** *****	8.8250	8	6.0000	8,8418	4.6995	38.0000	4.0034	8.8890	4,8898
******			•••••	******	•••••		******			******	
	4.49814			4					e. 1911a	4	4.99998
8,8979	1.1004/	4.01400		*		0,00010		8.41887	8,0000	8.00000	4,40044
8.8818	3,81471	*. *****		0,01000		0.06038	8,89919	8.8748*	8,00005	0.00003	
*. ****	3,13428	8.00148	*. *****	8,88418			8,86888	4,41350			
0.0040	3.00740	8.89488	4.88000	8.85555		8.88843	8,99849	e. 44 [5]	4.66678	4.85698	
*, ****	3, 51412		0,00000	8.84948			8,84811			0.00210	
	2.39111		0.00009								
	2										
									4	4.49174	
	6.21466		4.00000	4.44157		1.11174			4.74554	4.14911	8.84778
	4.41341		8.90sat	8.82384		8.11117	8.89138	8.84111	0,13574	0.32152	0.10717
8.8548	4.3142	0.0004	8,4881	8.01.04	4.0113	8.8114	0.1419	0.7316	6,4449	0.4343	4,3934
0.0400	4,4674	4.8474	4.0014	8,8219		4.2144	8.2413	8,7848	0,3388	8.1744	8,0331
4,4/94	4.7615	8,8846	8,9845	4.0375	8.87+2	4, 19 17		8.0175	a.s/az	e.1619	4.1318
8.8499			0.0007	4.0571	8.6334			1.1211		6. 63 11	
	4,0170	0.0155	0.0130	8.8/74	8.87 11		1.111				
1.1000	2.1011		1.111			7-3 <u>-11</u>		1.111		1.111	
								1.0011	8.1324	1.141	3.8.443
			1.44.15						3.4744	1.1011	1.0184
8. 5004	10.0011	1.1114	1.1100	1.9181	1.9.107	8.8348		4.5198	4.1712	6.5171	6, 1944
	10.0137	2.1816	2.1011	1.1.11	2.3213	6.6531	4.3964	5.1788	4.8414		
0.7000	11.4140	2.7514	1.7515	1.111	3.13/4	4.3114	4. 2244	5.4.10	3.4954	5.61*3	5.6710
	18.0510	4.3347	3.3394	1.7440	3.7437	4.9389	4.8533	4	0.1111	4-3299	4.3474
8.7888	12.0019	3,8745	1.0742	4.147	4.1378	3.3488	8.0414	1.111	4.000	2-1212	
1.0000	12.3255	0.1944	4.3993	4.9451		4-1443					
1.0000	17.0100	10.000			11.121		11.111				
	(1·11)										
	10.4174								11.111	10.9991	11.0011
			23.997.	10.1010	34. 8881	17.4114	11.111	11.1414	\$9.9154	14.2278	39.9943
7.0001	\$1.2142	*1.7***	42.2944	42.4731		43,4135	41.8459	49.4481	49.11**	45.3144	13,1174
8.4098	97.5174	44.5456	**.3439	44,4347	48.9345	30.1767	14.4178	\$1.7313	11.4417	\$1.79.24	21-222
*. ****		34.6678	31.0447	55.8434	12.8344	\$4.4518	34.3753	\$4.0145			
18.8111	F8.4637	41.5341	41.1244	41.5243	<b>61</b> • • • • • •	41.1450	42.455	44. 1111			
12.0011	48.4510	11.4144	11.6141	74.99.84	74- <b>44</b> /1	20.002	10.1111				
12.00444											
34.4444						100.000			44.4115	170.4231	100.0000
	1.5078	19.4144	17.4198	14.4254	18.4378		14.3374	18.4342	12. ( )+ )	12.1319	10.0007
64	4.5149	8.101364	2-102929	1.227468	1.214325	11000161	1-114161	********	4-19-162	*******	********
		4.99		0.05		0.11	0.01	1.11	4.13	4.18	4.78

TABLA X

 $\theta_0$  TS 1<sub>DA</sub> FOR A CLOSES 2:1 ACCTANCLE WIR WILL AT  $\theta_0^{-0.76}$ ,  $p_0^{-0.75}$ ,  $\mathcal{A}_{1}r_0^{-0.7900}$ .



.

									•	<b>~</b>	•
						1 8 8 1		4, 6 . 74			
112											
	•••••	********			*******				********		•••••
								••••			
104					•••••						
	***./***					1.0.1100	1.1.1.1.1.1.1	1.4.2364			
	********	1-0.0000	1*8.1948	1*1.0044		*****	***.588			******	********
	4/8112				1.71.00		1.8676	1	1.0024	2.4013	4,2885
	******	••••••	•••••	•••••	••••••	•••••	•••••	·····	••••••		•••••
	4.49414		0.00010	4.44878	4.04744		0.01040		4.574.00		8.45364
	3.10047	0,00000	6	4,84848	8.68.40		8	8.80850	2,		
4.8443	1.44444		8.08018	*. *****	8.89844		8,44948		8.04928		4,7304.
******	3. 19418	v, 84+83	4.08040			8.94439		4.89988	4.45800		4.4844.
4.0044	3.64747				0.04314				8, ul 4 8 8		0.e7382
	3.37544	0,04/00							8.48zen	a.u0**s	
				4						0.00200	
									1.000.00		
		4. 4.4.4.4									
	4. 13431			4. 86 8 41			8.89174				
	6.36447		8					8-8571 8	8.1167.2	4.47+21	1
4.01.00	6.7481	8.0047		9.00.11	4.4945		4.4171	8.819	L. 401	C. 0+ 10	4
4.46.00	4,994			4.0476	8.0163	0.0141		4.4174	e. 2166	8104.04	6 T # 1
	1.00.1			8,0003	0.0170			4.8512	4.4768	Second Second	4.3789
		6.6622		0.0127		4.4148	0.0334	4. 67 67	8.4798	3.1009	P 1111
	1.160				8.0438						
		1.0153	1.0117				1. 1411				1.111
4.1489	18.6775	1.1441	4.1724	1	1.4/41	1.0733	1		8.0070		1.1111
	11.1041	2.1141	8.1414	8.1079	2	2.4/91	8.3765	1.1738	2.3125	4.1152	3.4194
	11	3.7940	2.1514	1.11.00	1.4428	2.0024	3.1775	3.1741	3.1959	1	4.8477
	12.8428	4. 8841	3.3546	3.3441	3.4/34	3,4951	1.1471	3.7442	1.4184	4.3848	4.4748
.1		1	3.8744		4.7944	4.4130	4.3484	4.4879	4.43/3	3-7841	3.1443
	15.0305		4.3741	4.4247		4.9383	4.9911	3.0300	3.4.68		3
				10.0012	11-11-1		11.1.1.4	11.1413	31.11.19	13-1319	12.2100
				101024	11:1371						
		70.4574	28.2144				10.1444	14.18.18			
	13.1171	49.9748	13.4475	14.4318	14.1715	14.44.24			14.1315	W	11.11.1
1.84.4	51.4171	44.8588	42.2315	42.2374		47.4744		41.7111	41.1111		
8.8934	37.9833	48.9171	48.34.14		48.0944	44.4449	**.*>*3		**	40.0143	11.2131
*. ****		14.1788	34.6444	34.1/24	35.1/29	\$5.1974	\$3.2175	33.3004	33.1848	24-1117	34. 1981
10.0640	20,1710	61.1834	41.13+1	41.1545	41.6341	41,4733	*1:3724	41.3417	41.3171	*****	47.1813
13.04.40	84.6341	13.4447	11.01.1	11.1124	14.0724	Fa . 84 19	24.4891	84,1303	/4.1331	74.9822	23.8474
									**		*****
				100.000					111111	111-1114	111111
										1	1
141241	0.7300	19.4479	10.0100	19.1417	18.2624	18.7735		14.3138	18.4163	14.8847	14.1.24
64	Sielle 4	tiaitigi .	8./ 11/14	8.341368	1.407354	1.291724	1.232464	1.121160	1.010460	8.114107	1. Hinici
		6.00		8.98	4.44	4.44	8.88	4.44	9.49	0,10	4.20

# TABLA XI

	E . 8. 3 . 8 . 8 . 8 . 8 . 8 . 8 . 8 . 8	1:1:1:1	*******	1.0.7500	12.23	::::::	T-0.7500	:::::::	:::: <b>:</b> ::	1+1,0000
	1/4++2+ \$+4000	4		8,7354	8.0008	82.8694	32.0200	8.4415	4.4000	4.4888
******			•••••	••••••		•••••	••••••	·····.		
8,8818	4.48088		v. 16948			8.84717	8.85123			4
	4. 35444							A. 14144		1.44841
8, 8450	0.00002	0,00014	1.1111			4. 41333			0.00003	
		8.55515	0.04178	8.24444		8.84751	0.11101		w	8.0.04.0
	0,80429		8.89430		8.80100		8.14119		8.01030	0.00017
	8,20044	8.89319	0.00112	8,00042	0.00712		0.22421		8.44133	6.00366
						1.071			a, 1111	0.0002
4.47.44										
										2.11.12
	8.12.24	8.29437		4. 47139	0.17+28	8. 68111	1.13464			8.43448
8.45.89	e.1454	8.1444	0.1218	9.1214	8.8461	0.7448		8	8.3792	8.6475
	8,3448	ù . 37 18	414188	0,1011	4,3241	0.1001	1,4711	Q. 1414	0.4917	8.8315
8.5769	w. 3004	8.4318	8,4187	8.33/0	8.4475	1.0175	1.7812	8.8344	8+412/	8.1189
4	4.1715	8.3277		8.33/1	8.4913	1.1244	1.9751	8. / 1 44	<b>e</b> ./314	1.11.00
				0.4055			2.0340			1.3010
4. 24.4										1.111
0.1040	2.1114	1.49.15	1.444			1.0224		1.122	2266	1.111
0,1000	3.0010	4.2319	3.3.27	1.17/1	4.74.12	4.3174	5.4433	1. 14/4	4.4749	3.0010
Ø.+0.0	0.0141	3.0403		4.34/4	4.43 33	3.2488	4.1120	4.5356	8 11 17	5.6748
8.7000	4.2404	4.4984	4.3473	4.98 4	3.1873	3,8448		5.2010	\$ . 7783	4.3147
	4,047	3-1145	3+1474	3.5450	3. / 313	4.453.8		3.4383	4.4114	7.0012
	1.44		3.4234	4.1013	4.3444	1.111			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	7.4314
1.0040	14.7177	1	11.4144			14.111				10.1444
4.9688	23.9894	23.2214	23. 1411			24.4.47	10.511		10.3/01	
5.0000	31.3040	\$1.3842	31.5669	41.0372	37.1455	32.5418	23.8444	12.2745	\$2.8517	11.4111
6.0000	31.3412		57.6741	30.2424	11.4185	11.1110	49.12/4	18.33//	10.1378	39.71.50
1.0040	42.4342	*******	44.1538	******	******	43.4485	41.4187	******	13.4291	45.9975
4.844	\$	38.3337	30.4194	38.0847	\$1.81.8	\$1.7518	52.4539		\$1.7017	\$2.2127
	34+9147	14.4140	39.7194	21.0.1.	47.2464	******	14.4775	\$7.1871	\$7.7845	34.34.39
		11.111		•1.15	61.3613	11.11	43-2442		44. 2411	
11.0044				12:51:12						
20.0000	\$23.52.4	121.01.4		1 84 . 2444	1		123.01.0			
34,5990	143.3410	100.3033	188.8488			180.000	110.1211	188.45.0		184-5183
Laters	10,2710	15.630	13.4471	14.9943	14.9183	11.0393	11.1310	10.2041	12.1112	11.0003
E.	1.19445	1.346464	8.383484		8-001310	a. 441 953	6.4445[4	1-01-0440	3,844413	1.541463
61043PEB	8,64	4-24	4.20		+.40	0.80	0.10			8.98

96

.

 $\begin{array}{l} TABLA \quad XII \\ \mathfrak{p}_{0} \text{ rs } \mathfrak{s}_{2M} \text{ for a closed bit escharge with} \\ \mathfrak{mut } \mathfrak{a}_{1} \mathfrak{s}_{90} \mathfrak{s}_{1} \mathfrak{s}_{2} \mathfrak{g}_{90} \mathfrak{s}_{1} \mathfrak{s}_{1} \mathfrak{s}_{2} \mathfrak{s}_{2000}, \end{array}$ 

•

.



#1=646284= 6133 1946				1.1.1.1.1	1.1.1.1.1.1		t.j.t.t.t	<b>!</b> .!: <b>!!</b>	•		
	+641										
184	reter	·····	••••••	•••••	····	*******		•••••		••••••	••••••
	1+0.3/5¢	1-9.3000 1-9.3000	:::::::	******	1.8.7588 1.8.8887	(***.)))) (***.)))))	1:1:33	*****		***,1468	141.0000
	4/4***		10.000	128.0000	1.1473	3.1944	2.210	1.3200	1.130	1.1234	1
	******		••••••	•••••		*****	•••••		·····	•••••	••••••
	4.94630		8.00001			1.00000		8-80069	4.48385	8,88307	*. *****
8.0030	3,11174	4.88848				*.****			8.48884	8.4****	3.00000
8.0010	3,87488		0.00110	*			4.84883	1.1111	8.09998		8,96866
			0.00317	4.11445	4.00000	4, 88 888		8.84817			
	2.21172			4.84343							
4.40/1	1.1111										
	1.1111									4.01004	
			8.43562	1.24411		6. 85.818	6. 843 17				
				1.44444	4.88427					8.89912	
	4.13469	0.1110*	8.87572	8.21801	0.00011	4.85144	4.11144	8 - 14 393		0.08199	8.98373
	1.01100	8-81871	4.14718	3.49483	8.01205			8.24638	8.88147	8.85894	4.52855
	7.2223		4	2.7651		1.1975	4	4-1411			
	1.111			4.4441	4-6327	1.1127					
	1.111										
				1.377							
		4. 1914		1. 10.00				4.8544			4.8434
	4.4448		1.4774			1.4931	1	1.3147	4.1710	6.7147	
8. 1400	8.01.04	4.5174	8.3165	4.8181	1.1145	1.7285	8.8158		1.8972	1.1.44	3,3242
6.4000	9,9636	2. 24.65	8. ****	3.4498	2.0093	1.1518	2.4414	3-9100	114931	1.4411	1.1924
4.3488	10.0721	4.8115	8.5744		5.4354		1.1010		4.4407	2.4134	2.74.44
	11.1483	1.4437	4-2011	4.2003	3.245		1.111			1.1.1.1	
				1.1.1						1.1.1	
								1.1111			
	11.1.1					4.1111	4.4.144		5.4821	5.7549	6.9779
2.00.00	17. 7747	11.8591		13.3417	10.0423	17. 1948	siant	\$2.8492	11.4413	12.0441	18.243+
	38,2841	14.3422		81.7459	14.1433	14,4449	38. <b>883</b> 8	14.1529	14.1595	18.0733	
	12.3432	\$4.8338	39.3694	24.0578	24.424 7	**.****	23.2444	12.4344	84.4517	P4.8414	34,17,1
3.0609		11.194	11.444	14. 2521	30.711	11.234.5	11.117	11-11-2	11.11	34.4314	
	43.1344	Real Real	24 . 1 1 2 2			1.1311.3					
	11-11/2										
								\$4.43.4		34.4778	14.1873
14.444	10.1400	47.51.4	43.2145	41.7411			48.9838	13-1130	\$2.13.04	42.4834	
18.0480	42.4265	75.0107	15.0312	28.3103	74.8134	11.23.4	75.8494	15.7814	24.7144	74.4717	15.837.8
15.0000	101.4701	******	14.4887	**	93./4j+	**.****	*** 128*	Pa.9969	*3.5***	*1. P. 19	*3.8***
80.0000	111.0130	113.1911	1 *** #***	170.3004	10.1142	123-2415	173.0148	171-1417	111-1111	128-1120	189-1853
38,8808	141.4621	106+11/5	14414148	141.4115	183.4884	141.1111	100.0443	1444/441	101-0194	111.4444	100-1134
LUCCAL	1-1101	11.111		10.1355			11.141	11.1411	1.111	11.64.84	(4.141)
44		********	trought	******	second to the test				*******		
*******	0,30	8.18	6.74	0.30	41,20	8.87	0.84	0.20	4.18		1.30

TABLA XIII Py VI 1 (A A CLARE BIT MCTARLE VITA MCL AT AD 10.475, PD 0.5, R/r\_1000.

	_		_					
1								1
. 1		D		1				ι.
• 1								f
					Ŀ.'	1		
- 17					-	-	-	

#### \*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*\*

8]#\$45794+ L\$68 1]#{				1.1.:.(.)	1.1.1.1.1					<b>*</b> 0	•
104	4611 48141					#4114417	104 \$\$341F				
	8+8.5*54 1+8,388#	:::::::	;:::::		::::		48:333	1:1:11	:::: <b>:::</b> :	1.1.5 <b>000</b>	:::: <b>:</b> ::::::
	4/411		0.4030	1.9411	1-374	3.1338	1.4418	33.8888	14,000	12.000	*****
•••••	******	•••••	******	******	******	******	******		******	******	******
	4,49814	4.49484	4,00040	8	4.88198			0.00313		4.49473	4.00488
8,8175	\$,1u887	8.88468	*. ****		4.0000	8,0000	6.84988	4,01047	8.00005	4.41174	8,89984
4.9819	3.24474	4.0000	8	1.00040					1.1111	4.03819	
0,0030	1.111			4.00000							
											4
	5.59364		8.00488			9.45881	6	8.11111	8.67818	0.87671	6.44714
0.0410	1.45384			4	8,00059	8,04047	8.88848	0,11750	4.43846	8.47318	8.44337
0,0100	3,70040	4.86489		*		0.01000	8.41318			4. (2) 15	4.44447
	4,49544	4	*,****	4.05888		1.1111				1.1111	
											6. 1311.0
4.0348	4. 74.85	a. Abal					8.8788		4.3475	1.4701	8.4434
			0.6100	4.4534		4			8.4819	1.4484	0.0101
	1.0135	0.0017		0.0107		8.1144	0.5104	1.0443	8.7824	1.0471	8,1143
4.0055	7.8444	6.9020	8.8539	0.0102		4,1794		1.111	8.7924	2.2418	1.144
*.****	8.1450	0.0040	0.0848	4.4279		0.2255		1.1744			1.1.1
4.1404	1-1111	4.4478	4. MAT 1					1.1.1		1.3.4	
							1.4111	1.2444	1	1.1301	3.4889
6.1000	19.9974	4.4447		1.1010	1.1.44	7. 8914	2.0181	4.8423	8.1591	3.4583	4.3247
0.1000	11.2348	1.1149	1.3448	1.0795	1.4791	8.1854	2.2469		2.0114	4.1212	5,100
0,0000	11.4145	1.4955	1.1151	1.3327	1.1523	1.110	3-3118	\$ . 44 11	1.1447	4-8344	3,000
0.7448	11.4941		1.474			1,1011					
4.1944	11.111	1.0.0		2:000					1.101		
								8.8313	1.1845	9.4443	4.4997
2.8424	89.8134	18.1783	14.1/47	10.0.03	10.0000	12.1100	12.1311	10.1000	14.0975	12.7101	14,9835
1.0000	87.1841	10.8530	10.0731	11.2444	17.8***	1414333	10.0147	3 8 4 7 1 4	24. 1444		21-1912
*		\$1.1944	\$3.1363	\$1.38*5	11.111	21.1147				14. 1144	
											44.4175
1					11111	41.1147	41.5474	49.1499		41.1448	**.1/#1
	34.3171		40.2171	**.****	10.04.15	47.4173	48.4188	\$2.0154	\$1.7477	11.41/4	12.0017
	**.****	\$4.\$3/2	34.3323	\$1,7434	54.7450	74.1313	1.1011111	38.3746	\$4.9431	59.7112	10.0010
10.0000	F1.1085	****	40.4114	41.8249	41.2241	47,1114	43. 1.1.1				
		7 7 4 4 9 1	74.4017		11.70.1	71.7070					44.3433
								127.8484		120.0055	128.0416
14.0010	104.000	100.000	48.1847	110.4114	184.8955	100.000	144.0007	110.4780	100.0110	******	j\$0.1313
Catter i		74.9917	19.9917								
	******	*****11*	********								
6946P66	8.98	4.+8	.,**	- #.94	8.98	8.88	a. la	8.19	4,19		+. <b>*</b>



81+645144 6655 	•												
•••••••													
	1.0.340]	1-1-101	1-6-3600		14.221	1-1-110							
	100,000												
	*/*··	8+ 91-9 <b>44</b>	14.9499	10.000	4.000	1.7447	3.7444	1.1776	1-4946		8,9418		
	******	******	*******	******				•••••••			******		
	6.01010	4.67684	8.18283	8.44942					0.01000		4.94568		
0.0030	1.14447	0.04/31	4.0000				0.01049						
			4.41114	6.01037			0.00110		4		4. 1. 1. 1. 1. 1.		
4	5,04713		6.51173								9,94499		
	\$. \$11 \$ 1		4,43548	8.41763		8,81944			8.00300		0.00000		
0.0040	1.14114	4.56630		8.67418			0.0440)		8.07009		0,04166		
	4.0101/	4.61058	4.11147	0.10111	8.85584	1.08184		4.54884					
	6,8+57#		8,51693	4.88935	0.07400	0.07110		8.94998	1.00891		8.94483		
0.0004	8,447+*	1.0/619	4,72519	0.45550	0.03474	4.43388	0.25325	4.08148	8.00835	8.00014	9.84434		
8.9549	6.6111	1-1149	4.4923	4.1794	4.4744		8.8447	* e-e112	8.4857				
	1.4155			0.1101									
8.9949	7.1740	1.1600	1.4110	4.4593	4.0147	0.8175		4	6.0135	6.4810			
	1.111	1.4*16	1.1448	1.8149	8.3743	8.3751	8,3788		4,8414	8.8493	0,0415		
8.24.3	4-11H		1.1111	1.1		4.9110		8.3345	8.4442	1.41	<b>.</b>		
8.3444	10.1107	4.4443	4.4147	1 1		3	2.47/9	3.3911		1.115	2.183		
0.4885	10.9300	3.5141	5,1079	- i .e	3.554.0	1.3041	3.5***		2.7741	5.7741	8. 1991		
	61.5418	**1***	8.1982	Louit.	4-1448	4. 234 5	4.1144	8.3484	4. 45 8 8		1. 1511		
	11-1-01				4.7444			4.1741	1	4.171	8.9756		
				1			1.111						
	19.7100	80.1107	\$2.7578	11.4141	12.7944	12.2445	18.3417		11.1101	11.3391			
1.0444	80.4114	80.3475	20.2704	17.0130	18.3494	14.3477	10.1114	11	11.1111	(1. 1.1)			
4.8418	38.8444	24.5745	89,9334	83.8448	24.4727	31,6745	28,8199	41.9949	84.9933	21.0813	84.4433		
3.0000	44.3941	1.1.1.1	11.11/1		41.111	11.121	11-1111	84.3431	11.0004	10.3104	bo, 5014		
			43.3844			41.1444		10.0407		14.441	20.00		
	31.4745	10.0111	31.0103	33. 4274	10.0031	10.0013	No. 0417			2.543			
1.0040	41.7117	\$4.2743	\$7,9497	\$1.3124	\$4.8881	\$4.2447	\$4.7740	35.6977	38.3918	11.3013	55.5575		
18.8098	******	64.5743	44.3334	41.1114	42-3112		*****	41.9448	41.7668	41.7844			
11.0040		11-111		10.1001	12.114	12-12-13	12-141	14.3473	11. 3587	14-1104	74,3164		
12.0410					101.44.4						7412041		
84.0048	193.6571	1 4.2427	141.4165		184.2348	144.8341	148.1111			14.4471	147.4411		
1.46643	1.1475	. 16.919	18.844		14.5712	.11.222		17.111	11.1957	mm	19,1037		
	2.1464	1.1.1.10[0	31433964	1	1.4119[4	12214181	112550(1	e, 42/427	1.11111	1.314751	1.1116()		
*******	. 0.50	8.18	1.34	8,48		4-19	4.10		4-38	6175	0.14		

	I for the second
la XV	
CLOSED 4:3 RECIAMLE VITH	
74-0.5. A/r +1900.	
•	•

.

TABLA	xv
- 8 <sub>0</sub> VS 1 <sub>06</sub> /88 A CLIMI	0 4:3 460144641
MUL AT 10-0 75, 75*	.5. #/r_+2900.

-----

. . ......

114											
	af:1		********			8884 888 1		*********			
	Parat										
144								*******			
									••••••		
	8.4.7544	8.0.0000			***.1338	0.0.2194	8.8.7328	8.8.8348	(a). (/1a		8-1.3144
	1*0.1004	***.5***		**1.0440	***. \$***	1-8.5899	1-0.75.0	1-1.0000	***	114.5056	******
	4/8**3	p=	8.6614	····	4.64.69	1.0000		8.9418	1.1//#		8.7647
******	*******	******	******	******	*******	******		6100000	******	******	••••••
									1.01990		
4. 84/4	5.58454										
8.8444	5.50114		8.46666								
4.8899	3.45819		8.41476			4. 88488		4.44444			
	1.74114				8.99849	4			4.44444		
0.0200	0,04057	8.94488		4.04944	8.00400				8	1.10314	
8.9138	4,3+111	0,04.00		4.004.00	8.00000	8,00562	0.00008		8		0.0733
0.0120	8,41765	4.87488		8.00000	4,99999	P. 00314			8.08107	1.13478	0.03114
8.6315	4.4548	e.0100	*.****		8.0000	0.0000	8.0004	0.0000	0,0110		8,8941
8.9449	0.6694		4.3098	8.04.75	819945	4.4035	e	*.**25	8.0835	4.1914	0,1418
	4. #111		4.0081		0.0803	8.0013	0.0134	8.8834	8.0155		6,1981
4.0400	7.443.1		6,8967		4-0012	0,0101		*.***	0.0100	4.4544	
		8.4473	819487		4.0443	4,4165	0.0163	0.0105	0.0426		
4.3444	11.141	4.7444	4.1844			1.1417					
	81.9787	1.1659	5.1839	1.1458	1.11.99	1.111					3. A44 1
8.1040	12	1.4 15 1	4.4551	1.111	1.16.11		1.1116		1		
8.4000	12.1017	8.1814	8.1814	8.1234	8.80.17	1.1415	8.1423	1.7411	8.5418		4,7417
	44.11.44	4.4425	2.0025	3.4423	2.6669	6.3133	3.8139	1.1117	4.1111	5. 1848	8.1911
1.0088	10.0037	4.1957	8.185+	1.1151	5.0548	1.8411	8.6411	3.4411	6,7417	4.6732	4.8214
8.000	61.2044	9.1848		*	9.3022	4.9446	9.9454	4.7486	18.0181	12.3841	18.3011
1.0001	87.5644	1211111	13.0.4.8	12.4481	13.0003	10.0398	14.8331	10.2331	11.3148	10.8670	18.8477
2.000	33.000	11-7113	11.1773	11-1111	11.1211	**.*!**	\$8-3168	8813998		14.9721	84.8141
					******	24. 24.1			P1.////	11.111	11-12-1
						13.0411	13.0414	13-14-14	14.9434		11111
							11-211	11.111			11.111
1.0004											
14.9949	F1.3483	10.4100	11.111.								
17.0000	44.1344	71.0000	74.99.4	71.99.44	11.1905	11.11.1	20.7760	F		31.1160	78.1118
13.00.0	102.9010		******		*1	41.4045		******	1	**.****	**.***
16-9944	1 14. 1000	111.111	111.1114	111.154	171.4311	100.0450	111.0137	121.0133	121.411	225.5822	123.1415
Pe-8666	141-9384	185.8913	803.0014	\$\$2.0118	145-2878	145.4749	143.4744	145.9788	101.4107	111.4919	100.000
*****	-1-0610	14.010		88-6181			28-2478	81.3473	14.2412	11.7712	.18:1111
	a+111a	*******	#+*****	a+14+16 a	A	5-524664	1		2.114464	1.41140	
		8.44	1.00	1							4.44
						8.48	7.00	7.94			

01+646184-685 1146

184

\*\*\*\*\*\*

(105)/56

		1		1.1.1314	1.1.7518			1.1.400	*******	
	**1.4884	1.0.3040		110.7946	**1.9485		1+8.7388	198.3388	**8.7388	101.0000
	C.D			******		14.4000	11.0000			
******		******	******	· • • • • • • • •	•••••	•••••	•••••		•••••	******
	A. 100 PA			4.43453						
		8,08813	w	8.84751	1.01078					8,8686.
		1		8.51415	4.08174	0.0111			*.****	8.8619.
		0.00157				8	8.84718	8	4,48887	
	4.88888	8.01087		8.70557					8.98415	
4.9878		4.01765			8.83541		8,84434			
					******		4.01439			4.01091
*.***				4. 47448						0.05500
*****	4.88483	8,84584	******	6- 35 26 8	8.84110		8.82447	4		
	#. \$6+24				4. 48147		0.12020	0.01144	9191387	
4. #34#	w. 17141		4.2.541				4-11433			
8.8483	4.45121	8.41154		3. 17 137						
4,8348	4.5147	1. 1214								
	e.1431		4.3141	1.00						
	8,1962				1.111					
0,0400	4.1513									
										4.7.44
		1.111							1.441	6.9199
4.3494					1.4418				1	4.4417
					4.5147	4.1111			4	4.04/2
					1.1711	8.2811 -	1.24/1		4	4.9.10
				4.3841	1.1.1.1		4.9491	5.8148	3.4383	5.97.5
			5.4574	Libert	4.91/3		4.0*10		4. 1 1/1	4. 4 24 2
			4.1373	1.111	1.4111	7.4444	1.4.1.4	7. 1475	7	1.4414
		1.4544	1	1.4971	8.2131	A+4183	3.3448	8.5475	8.1435	8.5435
		1.1150	F. alat	1.1639	1.0113	4.1914	8.8742	4.0013	8.8374	4.4313
	17.3627	11.1451	14.85.48	13.5466	13.3761	12.4139	15.6174	15.4243	******	11.41-1
1.0.04	14.11.1	24.1982	10.1111	\$2.1044	21.4240	23.9479	31.9877	31./344	21.7271	21.7214
	34.4675	24.6821	28.0178		20.10.0	74.8574	11.30.11	28.4100	2414155	24. 0613
5.0000	31.1122	32.0055	\$4.9292	36,/361	34,3414	14.3347	\$4+4918	34.2443	84, 2434	141 14 14
	\$7.4353	11,2465	19.20.24	41.9174	48.4718	44.9140	44-7747	+4.3825	48.3787	44.1731
7.8881.	43.7185	43.3317		47.3960	44.9317	67.1673	47.0374	**.****	******	
8.4881	\$4.851	\$1.81.9	\$1.7698	\$3.3440	11.2114	\$ 2 . 3430	31.3466		4 6. 1 6 5 2	21-102
4.0004	45.2948	\$8,4788	10.0127	34.5421	11-111	20.000	2414511	14.4181	40.4303	11. 11.
	42,3188	**.3*11		6411283			43.7864		2.00	
7.4488	73,1343	11,9475		70.7448	10.1/00	. 78.3184	74.4711	10.1015	74.2711	10.0140
5.8488	* 3, * * 3 *	49.7949	2.2.1916							
	175.1994	141-1114								
	144-2115	343.9443	1441.443	111-0111	1.1	1.1.0110		1.1.1.1.11	1.1.1.1.00	
191643	18.5384	11.1121	11	4-3248	10.0578	0.1705	4.8628	10.1118	10.210	11.4571
64	1.222167	********	4.435123	man	8.333464	1.11000	1.11114	3+# 1 1464	81835464	51024164
				P. 84	2.00	8.94	7.90		4.41	4.43



TABLA XVII \*\* 15 1 AN FOR A LIDSED #11 RECTANCES WITH WELL AT AU\*0.5, 70\*0.75, 10/ru\*7000.

\*\*\*\*

8.4896 2.8942 14.8784

....

10.1520

4.55

17.213

8.16

0.01

14.4574

8.10

14,3318

....

14.4443

8.18

1.1.1.1.1.1

8.97

7.070307

0.10

99

194.4160

1.1111

0.36

120.0815

1.111

4.58

	ጥለ		wiii				1	• •		•	• 1
	12		VALLE				- h-	·			
	No Ly IN		1 410146-1	Wile			1	•	•		· •
	ette ni 1848.	n, 4 <sup></sup> .				•	••				
	•										
111										۰.	
					•••••	••••		•••••••		•••••	
				•		Bar[ 1111	ING FOLGER				
184	*****	******				*******	******	•••••••••			********
	1.6.116/	*******	2.4.8410		2.0.2.00	3-0.1715		1.0.5300		1.8. 1648	1.0.1000
	1/1/-1			1.4414			1.0000	1.3.04	1.7000	2. ****	4.0600
******		******	••••••	••••••		•••••	••••••				•••••
	1.1111										
		F. 64.18				1.0000	P. #1044	1.04444			
4.9474	1 - 44144			4	8	9.40044		1.8044.8		8.50.00	
	1.556	0.01110						4.96999			
	3-41134	8,96913		*	8.00480	0,00004			8		
	3.44314	8. 64. 65	4.40040					8,84444			
				4				8.841.84	4. 44714		
	4.57557	4. 84525			4		1.04482	8.41423			4.45474
		4.04430		4. 14444		8. 00eit	8.44937			4-43344	
	1.111			*			4. 0.14	4.1971			4. 1744
	1.2/14			4.0001				4.15##	8.1842	8.1983	4,2122
	1.335	4.4441		C				4.7173	1.11/1		1.1.1
	1.4714	4.4411	4. 4417	1.4457	4.43.14	4		8.8137		4.1141	
1-1111	1:111	4.4474	1.1.1			1-1711	1.111	****	*****	1.101	1.0303
	10.0101	4.1314	4.4320		4.4425		8.8141		2.2441	2.1815	
	11.4111	4.1941	4.1144	4. 1414	1.74 81	1.2452	1.2474	8.8188	1.8	2.4714	1 1
					1.1373	1.232		1	1.44.45	4	
	14.1574	4.1212	1.111	4.1134	1,1	1.141	1.1441	4.1.4	1,711	1.1417	1.1.1.1
	11-111	8.4421	2-111	2- 1121	1.111	1.111	1-2131	2.111	2-4111	1-11-1	9.4234
		1.1844		1.111	1.1			12.2411			11.14/4
3.0000	11	13.1484	15.4483.	15.0105	14.3718	44.2311	11.2.50	48.12*5		18.5477	11.6310
1.000	24.2114	21.17.1		1	11.11.1	<u></u>	12.544	P			11/03/03
	******		34.2*34	14.2114	11.4791	33.8414	11.04.2*	47. 11.4		17.43/7	11.16.05
7.0.05	34.0473		49.3741	11-3111	11-1473	11.2417		43.4313	43.8778	42.7242	41.14.11
	43.4134			Sa. 1414						10.001	31.0124
10.0000	11.1.1	\$8. 1974	\$1.4849	11. 4014	44.2117		11.1155		47.5245	41.5444	47.4144
		1	1	11.0044	11.1140	11.11.1	12-1915	11.0/10	21.0121	13-1342	11-111
	11	10.00	122.05.06	(1). (***		121.0432		173. 2412	10.00	125.0414	
3410340	111-7111	112-0112	ana ana an	143+#\$ji	185-8730	113.0769	183.4781	104-1716	188.1897	144.2324	184.9144
******	2.111	33.8(8) 4.1243[7	28-818-7 8-13227	22.4172 8.122967	21.211	#1.9473 6.88892	22.2434	10.0574	464646 1366660	14.333	10.0103
&Tu42P65	2.00	2.04	1.00	8. 11	2	8.88	3.41	4.18	****	0.10	

# TABLA XIX

	346,3864		*****	3.8.7383	3.8.7300	1.4.4754	1.4.4/51		8.1.9010	3.1.0000
	1+1.0000	****	***.7388	******	1.4.1998	1-0.1008	1.0.7300	1.5.4880	1.5.1100	1-1.0000
			1010000			11.4444	1			1.1.001
	*******	******	******	*******	******	*******		•• •	1	******
	6.88468	0.00000		8.0000/	4,87484					
4.4818	9188999	8.014)8	8.00043		8.04731	8. 89418	8. 88445	4	8.00000	0,00000
	0.00040	8,883+4	8.30510	0.00718		8.81844	8-84715	8.04849	a	8.00000
		0.00114		0.00131	4.14474	0.0717	4-94178		8.49168	*.*****
		0.00110			0,74533		8+81118	*.*****	W	
	4.49443									8-84481
	4.51441									
	6.000								6. 177 PC	
8.8248	8.84972	4.18484	4.14427	8.17147	8.83444	8.17524				
6,0300	0.01134	8-24311	0.110.3		8.8411.2					
4,8.88	8-8/933	8.34319		6, 15 39 8	1,07157	0.1/114	4.57174	8		8.15885
4,9189	6.1394	8.4848	8,0194	8.3812	1.8144	8. 1183	8.8741	6.3214	4-1931	8.2414
	8-1871	8.3747	4.7473	4./244	1, 1975	0.477A	6.81	8.2834	8.2999	8.1745
0.0780	6,2146	8.7484	8.9155	4.4377	1.3341	0.7472		4. / 844	4. 2781	8.4759
	4 H M	0.0147	1.411	4.7844	3,4443	6.4/87	3 - 84 84	8	8-3441	8.8374
				1.1144	1,7949	8.9947	1.5944	4.3139	w+#751	
		3.4101		1.1.1.1	1.1211	1. [1944	1-1341			.4348
8.3.84					· · · · · ·		1.124	1.0107		8.0647
	2.314	1.1844	1.1.1.2							1.111
8.3489	2.111	4 . 24 47	8.4574	3. 82.64	3.11.04					
8.4883	3.1173	4.9.41	5.4739	3.4141	4.5491		4. 1899			
*,/***	-1978	3.4574	3.0740	4.3471	6.2441		7.1817	4. 3134		4.7579
4,8000	*****	8.3184	4.331/	1.2104	7.9914	1.4174	7.0414	1. 14 11	1.4861	1.5161
	3.4347	1.0001	1.111	4.0071	8,6971	8. 1414	8.30.07	6 714	à. ; : ] i	8. #419
1.1111		1.4/4/	1.001	4	7.1034		*.2*4*	4.7354	4.43/4	8.9798
	11.3617	14.0434	14.37.0	13+1/14	13.4444	19-4154	13.0344	\$3.2983	13-4202	13.3474
			24.3443	11-1211	22.1444	£11.9221	11-1+13	81.8947	21.1211	81-8413
3.0000		12.484		<i></i>	11.11	20.2477	11.4943		14-4173	24.111
4.9488	N	10. 00.00						11111		34.4177
1	44.7813									
	34.8117	11.7497	\$1.98.24	11.041.						
	56.3179	\$8.0529	39.2811	11.177.1	39.1471	14.4.1.1	11.6.11			\$2.5345
10.0see	******	44.1144	84,3192	45.4558	44.1182		44.1207	43.34*1	41.1115	43.4114
10.0000	76-1774	10.9924	## . 1354	11.4215	18.7144	70.4731	70.0930	74.1334	14.2717	F8.3***
12.0000		13.7314	**.****	46.8789	87.5668	***1274	87.9444		main	**. 34*3
	199.4676	111+14/7	187.184	110.2048	128.1418	120.5165	\$21.9483	124.1284	110.3410	180.4438
	100.2143	1	188-1114	171.0180	198.8194	141-3194		141.014	1411-1141	191.4444
641847	80,4121	13.0425	18.3741	10.7442	*.37+1	4.81.84	4.4172	10.1940	14.2517	18.0071
64	1-242-11	4143293	8.841343	4.120155	1.1793(4	1.*1*114	1-11-11	1.417814		2.21014
(104)*\$\$		1.05	1.41	8.84	4.00	4.44	2	8.81		8.84

•

100

.

	ТАРІ А	YY				Г		T			
-	INDIA	A.A.						[	1	<u> </u>	Ī.
			A	•		٦°				··	
	ALL - 1 - 0.0					· · L		1			
				•	_			• •	<b>*</b> 0		•
								• • • •			
114											
*********	•t.:	********	••••••	*********	*********	02210101		•••••••••			
144	P0101										
100											
•	1.4.500	1.4.1000	1	1-0.4830	118.1388	1+8-1188	1+1, +4##	1.8.9.900	1.4.3484	******	1.1.4949
•			28. 84AA	12.4888	5.7868	3	2.000	1.4297	4.4444		
										•••••	
*******		******									
8.8628	4.44414	8.81519	8.86877	4.80085	p.00000	b.80046			8.88888	a, et 284	8.81000 8.48400
8,0048	5.2					4.86948	4. 84845		4,44035		
	3. 3357	0,31040	8.87498	4.56/17	8.68088	8.89588	8.84848	4.00000	4.08870	a. seats a. seats	8.83844
	3.3314/		8.84481	8.18134			6.9488				
8.684 8	3.39154	a. 11118	8.67119	8.81448	6.00000 8.00001	0.05403 4.88451	0,01500 4.00103	8.00000	0.00000 0.00000	8.030.10	B. 84568
	3. 74144	6.44418		4. 87477	8.8849/		4. 44441	4.8.888		2. 1	
8,0220	0 . 074 FI	a,77483	0.41200	8.12178	B. 03/35	6.61111	0.007A0	4.686885	4.02005	4.49534	8.88V v
8.84.84	4.54154	1.71076	4.11375	4.33844			4.01114	a. 86173		Q	
1.111		1.1.1.1					4.8484	8.8133			
8.8748	7.0115	1.7104	1.4044	0.71.23	8.1344	8.1342	4.1554	8.87 10	8.0812		8.9117
8.6946	5:481	1.0334	1.0000	4.4243	1.3418	4.2072	8.2418	8.8571	0.0154	4.4335	8.8155
	7.4119	2.1481	1.4134	1.0173	6.3154	0.3164	4.2174	8.8756	6.0238	8 731	8.4/12
8.2000		4.197	1.0448	3	1.3341	1.339)	1.3373	1.534	0.7347		
8.1848	10.0717	4.7170	4,1745	1.1458	8.1444	3.1840	8.1835	5.0075	1-2115	1.111	1.111
8.3000	11.0173	8,8774	3.4444		3.4430	3,4474	5.3.57	1.1149	3.474	1.000	3.4745
	11.9400	4.4413	4.3144	5-1514	4.4713	4.0710		1-11-1	1	3.8735	3. 6155
8.1888	1 8 . 8 1 1 1	1.4754	1.5141	4.5734	8.3240	3,1274	5.1017		1.115	4. 44.17	
1	1 3 . 4117	4.1111	4.3074	1.1414	1.1111	1.0557	3.1117	3.274	4, 9 7 6 8		
3.0000	34.4750	21.1207	20. Clai	\$*. PAN 1	14.5714	14.5177	14.1911	11.7459	17.5115	17.8485	17.3105
4.0048	38.7.11	27.1041	17.6575	11:110	Pt. 1935	21.5034	24.4610	1	23.4237	21.5211	\$3.8311
1.0091	43.7131	31.1100	19.4916	14.41.88	11.3/21	\$7.3717	31.1114	14.6354		11.1111	1
1.8444	11-111	*****	43.7471	******	43.4333	11-11-1	******		17.0731	4214731	11-111
		\$4.6199	30.4733	\$1.4443	14.2210	14.2412	\$4.2905	33.4845	\$3.23*5	\$5.245	\$3.11.5
10.0000	Fa. 1979	43.1834	44.7500	****	49.3434	42.3444	67.3419	******	-81.6177	63-333T 70-0898	41.5727
13.9644	101.4137	94.3143	14.1735	11.11.1	11.1114			*****	17 164	49.9 141	92.9185
10-1000	184.2399	184.1448	137.3461	199.9831	173.3344	175.3140	175.3354	122.4314	124.3343	342.1838	120.3508
	1										
44	#+\$\$\$9 #+\$\$\$9	4.506564	11411411	1.427456	1.73/917	1.101001	3.748457	1.448467	1.131744	1.313464	1.231164
	1.14	4.44	9.85	4.19		4.94	4.14	8:18			1.40

Reprinted from The Journal of Canadian Petroleum Technology, October-December, 1973, Montreal Printed in Canada Como se puede ver los datos también pueden ajustarse a la figura 30. En ese caso, se podría calcular  $\emptyset$  A de la ecuación 3, entonces se podría usar la ecuación 8, la distancia conocida entre los pozos y las localiza--ciones adimensionales para calcular A.

Como un resultado del principio de reciprocidad los datos de este ejemplo se pueden interpretar en forma diferente.Estos datos también podrían ajustarse a un rectangulo 2:1 con el pozo de producción en  $x_D=0.5$  $y_D=0.5$  y el pozo de observación en  $x_D=0.5$ , $y_D=0.75$ .La inspección de la ta -bla VII verifica que esta configuración del pozo responde idénticamente a la respuesta mostrada en la figura 33.Independientemente de cuál curva sea ajustada, se obtienen los mismos valores de k, $\emptyset$  y A.Sin embargo, las localizaciones relativas del pozo son diferentes.

# IV.3 ANISOTROPIA.

En el estudio de flujo de fluidos en medios porosos se ha establecido-que no existen medios porosos homogéneos, esto quiere decir que no se tie---ne la misma porosidad y permeabilidad en todo el yacimiento por lo tantose considera que todos los yacimientos son medios porosos heterogéneos, -esto es que la porosidad y permeabilidad son variables a través de todo -el yacimiento

Un medio poroso isótropo es aquel que cambia de forma en igual magni ---tud en las tres direcciones, considerando un sistema coordenado de tres -direcciones; mientras que un medio poroso anisotrópico es aquel que cambiade forma en distinta magnitud en las tres direcciones, con lo que, el medioporoso cambia de forma al sufrir los efectos de las fuerzas que actúan -sobre él.Figura 34.

La mayoría de la técnicas, como las descritas en el capítulo anterior, -están basadas en las suposiciones de que el yacimiento es isotrópico y -homogéneo en la región de influencia.Si esas restricciones no se satisfa---cen los procedimientos anteriormente descritos proveen resultados prome---dio de las propiedades de la región de influencia.

Si se utilizan suficientes pozos de observación, los datos de prueba deinterferencia pueden ser analizados con el uso de la computación para ob---tener una descripción de la variación de las propiedades de los yacimien--tos.

Basado en un trabajo de Papadópulos<sup>[14]</sup>, Ramey<sup>[15]</sup>presentó un método deestimación de propiedades anisotrópicas del yacimiento, a partir de datos-de interferencia. Este método no requiere la asistencia de computadoras y-es utilizado para analizar pruebas de inyección de agua, para determinar la

.
mayor y menor permeabilidad y la orientación de una permeabilidad de matriz desconocida.

Este método está basado en la Teoría de Flujo de Calor a través de un me -dio anisotrópico ya establecido en el flujo de fluidos en medios porosos.

Se considera que un pozo es producido a un gasto volumétrico constante en un medio volumétrico infinito.

La formación tiene espesor, porosidad y compresibilidad total del sistema constantes.

La figura 35 muestra la localización de un pozo conocido con coordenadas x,y,con ejes de permeabilidad desconocidos X,Y orientados hacia algún angu--lo desconocido.

La presión en (x,y,t) causada por la solución de línea fuente en el ori--gen es presentada de la siguiente manera:

$$\sqrt{\frac{k_{xx} k_{yy} - k_{xy}^2}{141.2 \text{ quB}}} = -\frac{1}{2} \text{Ei} \left[ \frac{-9 \mu C_t}{0.00105 t} \left( \frac{k_{xx} y^2 + k_{yy} x^2 - 2k_{xy} xy}{k_{xx} k_{yy} - k_{xy}^2} \right) \right]$$
[12]

$$k_{xx} = \frac{1}{2} \left\{ \left( k_{xx} + k_{yy} \right) + \left[ \left( k_{xx} - k_{yy} \right)^2 + 4 k_{xy}^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right\}$$
[13]

$$k_{yy} = \frac{1}{2} \left\{ \left( k_{xx} + k_{yy} \right) - \left[ \left( k_{xx} - k_{yy} \right)^2 + 4 k_{xy}^2 \right]^{\frac{1}{4}} \right\}$$
 [14]

$$J = \operatorname{arc} \operatorname{Tan}\left(\frac{k_{XX} - k_{XX}}{k_{XY}}\right)$$
[15]

Si los ejes de permeabilidad fueron coincidentes con los ejes del pozo,  $k_{XX} y k_{XX}$  serían iguales y el ángulo 7 sería cero como se indica en la ecua -ción [15] y entonces,



FIGURA 35. LOCALIZACION DE UN POZO EN UN SISTEMA DE COORDENADAS x, y

$$k_{XX}kYY = \frac{h(p_i - p_{X,Y,t})}{141.2 \ q \ \mu} = -\frac{1}{2} \quad Ei \left[ -\frac{\phi \ \mu \ C_t \ (k_{XX}y^2 + k_{YY}x^2)}{4(0.000264) \ k_{XX} \ k_{YY}t} \right]$$
[16]

Donde  $k_{XX}$  y  $k_{YY}$  son las permeabilidades principales.La derivación de lasecuaciones[12] a [15] muestra que una prueba realizada en un vacimiento ani--sotrópico y analizada de una manera convencional para una permeabilidad constante.daría la medida geométrica de la permeabilidad.

La ecuación [16] también puede ser utilizada para analizar los datos de campo para una orientación desconocida de permeabilidad por un procedimiento de ensayo y error.El sistema de coordenadas x,y se toma alineado con las di--recciones de mayor y menor permeabilidad y el patrón del pozo es girado sobre el origen hasta que se encuentra un mínimo entre las presiones calcula --das y medidas.

La ecuación [12] puede usarse de dos maneras:

 a) Puede ser usada directamente con técnicas de curvas tipo en coordena --das log - log,

 b) Con el uso de una gráfica semilogarítmica cuando la solución de líneafuente puede ser representada por la aproximación logarítmica.

Esto podría indicar que los datos de presión del pozo productor proporcio -naría información adicional para determinar una de las incógnitas.Esto no - es correcto porque el efecto de daño en el pozo productor constituye una in--cógnita adicional introducida por el pozo productor.

Para ilustrar la aplicación de este procedimiento en el conocimiento de la anisotropía de las formaciones se presenta a continuación el caso de unaprueba de inyección para determinar si la permeabilidad direccional afecta --ría a un proyecto de inyección de agua.

La figura 36 presenta un mapa de isopacas para el modelo del pozo usado en esta prueba.

La figura 37 presenta solo el patrón de pozos.En esta figura los númerosentre paréntesis después de cada designación de pozo,representan las coorde--nadas del pozo con el inyector como origen (unidades en pies).El patrón esun sistema de nueve pozos.

La prueba se efectuó como una prueba de inyección en un solo pozo, con los pozos vecinos(5-E,1-E,1-D,1-C,5-C,9-C,9-D y 9-E)usados como pozos de observa--ción solamente.Se inyectaron 115 B/D de agua en el pozo central, pozo 5-D, y midiendo el incremento de presión enlos ocho pozos vecinos.

La Tabla XXI presenta los datos del yacimiento y los datos de presión tiempo en los pozos de observación circunvecinos.La inyección fué detenida despúes de 101 horas y los datos subsecuentes de falloff, también son presentados en la Tabla XXI.

En este caso, se considera un yacimiento de aceite con una alta producción de agua, por tanto, el aceite contenido en la formación tuvo un apreciable efecto en la compresibilidad total del sistema. Esta es una aplicación de lateoría del flujo de una fase para un yacimiento que contiene dos fases. Sóloel agua tiene una significativa movilidad, no existiendo saturación de gas co -nocida. En este caso, la compresibilidad total del sistema puede ser relacio-

-nada a las saturaciones del espacio poroso de las dos fases:

$$c_{t} = c_{0}S_{0} + c_{w}S_{w} + c_{f}$$
[17]  

$$c_{t} = c_{0} + S_{w} (c_{w} - c_{0}) + c_{f}$$

$$= S_{0} (c_{0} - c_{w}) + c_{w} + c_{f}$$
[18]

porque no hay saturación de gas.Si se puede suponer que las compresibi -lidades son conocidas,la determinación de la compresibilidad total del sistema para una prueba de interferencia puede proveer una estimación dela saturación de aceite usada en la ecuación [18].

Si existiera una saturación de gas arriba o abajo de la saturación degas crítica para el flujo de una fase de gas,el gas podría afectar sólo a la compresibilidad del sistema total y de esta manera podría modificar la ecuación [18].Aún en el caso extremo donde el aceite,el agua y el gas fue -ran móviles el método seguirá siendo aplicable.

Tal vez uno de los factores más importantes en las pruebas de inyección de agua es el de los bancos de movilidad causados por la inyección. Aún enel caso extremo, la teoría de flujo de una fase es usualmente apropiada, por -que el efecto de bancos de movilidad (sencillo o múltiple) es incorporadodentro del efecto de daño aparente en el pozo de inyección.

Realmente la prueba de inyección de agua puede tener una aplicación bas -tante amplia sin concernir seriamente el efecto de la relación de movili--dades.En un estudio de los efectos de almacenamiento y daño,Wattenbargery Ramey<sup>[23]</sup> mostraron que bajo ciertas condiciones ,las regiones anularesde diferente movilidad de radio hasta de 1000  $r_W$  pueden cambiar sólo el efec -to de daño aparente de un pozo de producción o de inyección.Esto resulta porque el almacenamiento tiende a dominar el período de tiempo normalmente afectado por la movilidad del banco cerca del pozo.

Finalmente, otro caso práctico donde la teoría de flujo en una fase es aplicable, es la inyección de gas en un yacimiento de aceite pesado, porque el desplazamiento es muy pobre que el gas fluye únicamente a través de los espa -cios de gas existentes. Las pruebas de interferencia proveen estimaciones de la saturación media de gas.

Para efectos de ilustración solo se utilizaron los pozos 5-E,1-E y 1-D. Las cantidades adimensionales dadas para este caso anisotrópico son defini --das como:

$$P_{D} = \frac{k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^{2}}{141.2 \text{ q }\mu \text{ B}} \qquad h(p_{i} - p_{x,y,t})$$
[19]

$$\frac{t_{\rm D}}{r_{\rm D}^2} = \left(\frac{0.000264 \ t}{\phi \ \mu \ c}\right) \left(\frac{k_{\rm XX} k_{\rm YY} - k_{\rm XY}^2}{k_{\rm XX} y^2 + k_{\rm YY} x^2 - 2k_{\rm XY} xy}\right)$$
[20]

Los datos de campo en la figura 38, tienen la forma primitiva de la ecua --ción de línea fuente. El problema aparente es que los pozos de observación están a diferentes distancias del pozo de inyección.

Las distancias apropiadas están indicadas en la figura 37.Los pozos 5-E y 1-D ambos a 474 pies del inyector.De la figura 38 es claro que los datos pa--ra el pozo 5-E son consistentemente bajo esos por el pozo 1-D.La figura 39representa un ajuste de curva tipo para el pozo 1-E con la solución de línea

## TABLA XXI. DATOS DE LA FORMACION.

115 bl/Dia i, 25 pies h 1 bl cy/blcs B., 3 1 cp  $8 \times 10^{-10} \text{ psi}^{-1}$ с  $3.3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ = c"  $3.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ с<sub>р</sub> = 7.5 x 10  $^{-6}$  psi<sup>-1</sup> °0 ¥ 72°F Tp 240 psi P<sub>i</sub> 3 0.563 pies r,

110

113 125 146 195 215 249 295	Pozo 1-C t (hrs) P(psi) 22 22 19 16 14 14 11	23 28 51 77 95 119 125 141 163 188 215 265 290	ABLA XXI. DAT POZO 1-D t (hrs) p(psi) 5.5 6.7 5.5 7.2 15 20 25 24 23.2 19 18 14 12 10 10	05 DE LA PRU 27. 47 72 95 115 125 142 192 215 240 295	POZO         1-E           POZO         1-E           (hrs)         P(Psi)           5         3           5         3           11         13           16         13           10         10           6         5.8	ERENCIA 47 71 94 113 124 146 192 210 240 260 285	Pozo 5-C (hrs) P(psi 10 17.2 24 25.1 26 24 17 15 15.2 14 13
					a Tarana Marina ang sang sang sang sang sang sang san		

TABLA	XXI.	DATOS	DE LA	PRUEBA	DE	INTERFERENCIA.
			~~ ~			

POZC t (ha	<u>) 5-E</u> ( <u>s) p(psi)</u>	POZO t (hr	<u>9-C</u> s) p(psi)	POZO t (hrs	<u>9-D</u> 5) p(psi)	<u>POZO</u> t (hr	<u>9-E</u> s) p(psi)
21	4	24	4	23,5	8.2	21	3
47	11	47	8	28.5	9.3	47	3
72	16.3	72	13	51	17	71	3
94	21.2	94	17.7	75	23.2	94	10
115	22	115	18	95	27.2	115	12.5
122	25	126	18	120	27	125	13
140	22.3	145	17	143	21	143	12.8
188	19.2	194	11	190	16	195	13
210	18	215	13	215	14	215	13
285	15	245	11	270	13	240	10
		295	10	285	12	295	10



FIGURA 37. ARREGLO DE LOS POZOS DEL EJEMPLO DISTANCIAS Y COORDENADAS EN PIES



FIGURA 38

8 DATOS DE INTERFERENCIA EN INVECCION DE AGUA.

.



FIGURA 39 AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL CASO DE ANISOTROPIA.

fuente de la figura 23 del capítulo anterior.Los datos para los pozos 5-E y-1-D también son mostrados en la figura 39.Sin embargo el tiempo de escala -ha sido desplazado a correlacionar con los datos del pozo 1-E.Las líneas ver -ticales a la derecha del índice de 100 horas indican apropiadamente la loca -lización de 100 horas para los pozos 5-E y 1-D.Así es posible encontrar los puntos de ajuste para cada pozo de observación.

Papadopulos y Walton<sup>[22]</sup> han descrito métodos de ajuste de curvas tipo pa -ra formaciones anisotrópicas usando pozos múltiples de observación.Estos in -dican que diferentes escalas de ajuste pueden ser encontradas para varios pozos de observación y recomendaron que las escalas de ajuste sean promedia--das.Se ha usado este método para algunos juegos de datos y encontrar el pro -medio no es usualmente necesario.

La revisión de la ecuación [12] indica que el término de la permeabilidad dentro del radical en la izquierda puede ser el mismo para todos los pozos observación.De este modo la escala de presión en lb/ln<sup>2</sup> para todos los jue --gos de datos de campo deben ser los mismos.Un simple alineamiento a la esca -la de presión y ajustando el tiempo de escala hasta la observación de datos ajustados.Entonces los datos de campo ajustados pueden ser ajustados con lacurva tipo linea fuente.Así para la figura 39 los datos del pozo 1-E fueronlos primeros ajustados con la solución linea fuente.Entonces el dato para el pozo 5-E fué ajustado por alineamiento de diferencia de presione de 10 psi con  $p_D=0.26$  y moviendo a través de la abcisa hasta un tiempo de 100 horas ajustado a t<sub>D</sub> /r<sub>D</sub>2 de 1.40.

De la figura 39 para 3 pozos de observación a  $\triangle p = 10$  psi todos los po--zos se ajustan a p<sub>D</sub> = 0.26.A un tiempo de 100 horas para cada pozo,t<sub>D</sub>/r<sub>D</sub>2son los siguientes:

Pozo	÷	$t_{\rm D}/r_{\rm D}^2$	r (pies)
1-E		0.70	700
5-E		1.10	475
1-D		1.40	475

De la presión ajustada para todos los pozos

$$p_{D} = \frac{\sqrt{k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^{2} (25) (10)}}{141.2 (115) (1) (1)} = 0.26$$

$$\sqrt{k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^{2}} = 16.89 \text{ md}$$

$$k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^{2} = 285.3 \text{ md}^{2}$$

La ecuación [20] no puede ser usada con los datos de tiempo ajustados para escribir 3 ecuaciones más.Recalcando que el tiempo de ajuste fué de -100 horas y usando las coordenadas de cada pozo de la figura 37 se tiene:

Pozo 5-E(x = 475 pies, y = 0):

$$1.10 = \frac{(0.000264) (100) (285.3)}{\phi \,\mu \, ck_{VV} \, 475^2}$$

Pozo 1-E(x = 475 pies, y = 514 pies)

$$0.70 = \frac{(0.000264)(100)(285.3)}{\oint \mu c[k_{xx}^{514^2 + k_{yy}^{475^2 - 2k_{yy}^{514}}, (475)]}$$

Pozo 1-D(x = 0, y = 475 pies)

$$1.40 = \frac{(0.000264) (100) (285.3)}{\cancel{0} \mu \ ck_{xx} 475^2}$$

Soluciones simultáneas supuestas

$$k_{xx} = 15.2 \text{ md}$$
  
 $k_{yy} = 19.4 \text{ md}$   
 $k_{xy} = 3.12 \text{ md}$   
 $\phi \mu c = 1.57 \times 10^{-6} \text{ cp/psi}$ 

Para viscosidad de 1 cp y  $\phi$  de 0.2,c = 7.85 x 10<sup>-6</sup> psi<sup>-1</sup>.Es ahora posible para computar la permeabilidad principal y la orientación de las ecuaciones-[13] a [15]:

$$k_{xx} = \frac{1}{2} \left\{ 15.2 + 19.4 + \left[ (15.2 - 19.4)^2 + 4(3.12)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right\} = 21.1 \text{ md}$$

$$k_{yy} = \frac{1}{2} \left\{ 15.2 = 19.4 - \left[ (15.2 - 19.4)^2 + 4(3.12)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \right\} = 13.5 \text{ md}$$

$$\emptyset = \arctan \left( \frac{21.1 - 15.2}{3.12} \right) = \arctan 1.89$$

$$\emptyset = 62.1^{\circ}$$

Como se muestra en la figura 37 el eje x fué escogido como una línea a través de los pozos 5-C,5-D y 5-E.El norte verdadero pasa a través de la línea de los pozos 5-D y 1-E, (ver figura 36 para conseguir la orientación del patrón del pozo).Así la mayor permeabilidad en el eje está en dirección Norte 14.8° W. Como se menciono al principio la estimación del sistema total de compre--sibilidad de 7.85 x  $10^{-6}$  también puede ser usada para estimar saturaciones de líquido usando la ecuación [18].

$$c = S_{0} (c_{0} - c_{w}) + c_{w} + c_{f}$$
  
7.85 x 10<sup>-6</sup> = S<sub>0</sub>(7.5x10<sup>-6</sup>-3.3x10<sup>-6</sup>)+3.3x10<sup>-6</sup>+3.7x10<sup>-6</sup>  
S<sub>0</sub> = 0.20 fracción PV.

Ambos, la compresibilidad de aceite y roca fueron estimadas de las corre--laciones existentes como se indica en la tabla XXI.

La estimación de saturación de aceite(y saturación de agua en fracción - 0.80 PV por diferencia) no es considerada a ser muy buena en la presente - instancia.

Los registros eléctricos y los datos de núcleos fueron indicados a signi--ficar la saturación de aceite de 38% PV.

Los cálculos son detallados aquí sólo como un ejemplo de interesante po--sibilidad de estimación de saturaciones en lugar de usar una prueba tran--sitoria.La estimación de saturación de aceite no fué un objetivo originalde esta prueba y la información válida no fué considerada adecuada para más que una burda estimación.

### IV.4 ORIENTACION DE FRACTURAS

El advenimiento de costosos programas de recuperación terciaria ha resul--tado en la necesidad de determinar patrones de flujo creados por pozos que intersectan fracturas.Esto requiere un conocimiento de la orientación y lon -gitud de las fracturas.Mediante el análisis de los datos de presión se hadeterminado la longitud de fracturas;sin embargo,la determinación de la orientación de las fracturas no se le ha dado mucha atención.

En 1960 Elkins y Skov<sup>[17]</sup> reportaron un método para determinar la orientación de las fracturas naturales, suponiendo que el sistema de fracturas naturales se comportan como un sistema anisotrópico y usaron la clásica solución de línea fuente para analizar el comportamiento de la presión.Otros estudios sobre la determinación de la orientación de fracturas incluyen: 1) el uso de señales acústicas,2) medición de las respuestas de presión enpozos de observación durante la iniciación de fracturas y su propagación,y-3) el uso de impresiones de empacadores inflables y cámaras de televisión.

A continuación se presenta una expresión analítica, en términos de funcio -nes simples, para la distribución de presión en un yacimiento infinito, homo -géneo, isotrópico, drenado por un pozo fracturado verticalmente. Puede usarse para analizar los datos de presión en pozos de observación adyacentes paradeterminar la orientación de fracturas de manera análoga a las pruebas de interferencia normales.

El modelo matemático considerado consiste en una sola fractura verticalque intersecta a un pozo localizado en un medio poroso,homogéneo e infinito, Fig.No.40.Se supuso que el gasto de producción superficial es constante y -



FIGURA 40. FRACTURA VERTICAL DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO

que toda la producción se obtiene a través de la fractura.

El fluido entra a la fractura al mismo gasto por unidad de área de la fractura (fractura de flujo uniforme).La distribución de presiones circundantesa esta fractura está dada por:

$$p_{D}(x_{D}, y_{D}, t_{D}) = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_{0}^{D} \exp(-y_{D}^{2/4} t_{D})$$
$$\cdot \left( \operatorname{erf} \frac{(1-x_{D})}{2\sqrt{t_{D}}} + \operatorname{erf} \frac{(1+x_{D})}{2\sqrt{\tau_{D}}} \right) \frac{d \tilde{\tau}_{D}}{\sqrt{\tilde{\tau}_{D}}}$$
[21]

Donde,

$$p_{D}(x_{D},y_{D},t_{D}) = \frac{kh}{141.2 \ q \ \mu \ B} [p_{i} - p(x,y,t)] [22]$$
$$t_{D} = \frac{0.000264 \ kt}{\oint c_{t} \ \mu \ x_{f}^{2}} [23]$$

$$x_{D} = \frac{x}{x_{f}}; y_{D} = \frac{y}{x_{f}}$$
[24]

Aquí, $p_D(x_D, y_D, t_D)$  es la caída de presión adimensional y  $t_D$  es el tiempo adimensional basado en la longitud media de la fractura, $x_f$ .Las distancias ad<u>i</u>-mensionales  $x_D$  y  $y_D$  también están basadas en la media longitud de la fractu--ra.Las ecuaciones [22] y [23] están en unidades de campo.

Para obtener la distribución de presión, la integral de la ecuación [21], debe ser evaluada analíticamente en términos de simples funciones tabuladas ó numéricamente. El principal problema en resolver numéricamente esta integral es determinar un valor para  $t_n$  tal que  $p_n$  sea lo suficientemente pequeña quepueda ser despreciada y entonces reemplazar el límite inferior de la inte--gral en la ecuación [21] por este valor de  $t_p$ .Este problema se puede evi--tar si se obtiene una solución analítica.Además,la solución podría ser - ' siempre más exacta que una obtenida por integración numérica.

La solución general para las caídas de presión en cualquier punto del yacimiento está dado por:

$$p_{D}(x_{D}, y_{D}, t_{D}) = \left[\frac{\sqrt{\pi t_{D}}}{2} \exp(-y_{D}^{2}/4t_{D}) + \frac{\pi y_{D}}{4} \operatorname{erf}\left(\frac{y_{D}}{2\sqrt{t_{D}}}\right)\right]$$

$$\times \left[\operatorname{erf}\left(\frac{1-x_{D}}{2\sqrt{t_{D}}}\right) + \operatorname{erf}\left(\frac{1+x_{D}}{2\sqrt{t_{D}}}\right)\right]$$

$$- \left(\frac{1-x_{D}}{4}\right)\operatorname{Ei}\left[-\frac{(1-x_{D})^{2}+y_{D}^{2}}{4t_{D}}\right]$$

$$- \left(\frac{1+x_{D}}{4}\right)\operatorname{Ei}\left[-\frac{(1+x_{D})^{2}+y_{D}^{2}}{4t_{D}}\right]$$

$$+ C(x_{D}, y_{D}) + I$$

Las funciones C  $(x_n, y_n)$  está definida de la siguiente manera a partir de:

$$p_{D}(x_{D}, y_{D}, t_{D}) = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_{0}^{t_{D}} \exp(-y_{D}^{2/4} \tau_{D}) \cdot \left[ \operatorname{erf} \frac{(1-x_{D})}{2\sqrt{\tau_{D}}} + \frac{\operatorname{erf}(1-x_{D})}{2\sqrt{\tau_{D}}} \right] d \tau_{D}$$
[26]

Utilizando la relación erfc(u) = 1 - erf(u) la ecuación [26] se convierte en:

[25]

$$p_{D}(x_{D}, y_{D}, t_{D}) = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_{0}^{t_{D}} \frac{\exp(-y_{D}^{2/4} t_{D})}{D}$$

$$\cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{x_{D}^{-1}}{2\sqrt{\tau_{D}}}\right) d\mathcal{T}_{D} - \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_{0}^{t_{D}} \int_{0}^{t_{D}} \frac{\exp(-y_{D}^{2/4} \tau_{D})}{\sqrt{\tau_{D}}} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{x_{D}^{+1}}{2\sqrt{\tau_{D}}}\right) d\mathcal{T}_{D}$$
[27]

Las dos integrales de la ecuación [27] son idénticas excepto por el ar --gumento de la función error complementaria, consecuentemente se necesita considerar

$$I = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_{0}^{t_{D}} \frac{\exp(-y_{D}^{2}/4 \tilde{t}_{D})}{\sqrt{\tau_{D}}} \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{a}{\sqrt{\tau_{D}}}\right) d\tilde{t}_{D}$$
[28]

donde  $a = \frac{x_D - 1}{2}$  6  $\frac{x_D + 1}{2}$  [29]

Puede demostrarse fácilmente que la caída de presión en el pozo  $(x_D = y_D = o)$  está dada por:

$$p_{WD}(0,0,t_{D}) = \sqrt{\pi t_{D}} \operatorname{erf}\left(\frac{1}{2\sqrt{t_{D}}}\right) - \frac{1}{2} \operatorname{Ei}\left(-\frac{1}{4t_{D}}\right)$$
 [30]

A tiempos cortos ésta ecuación se escribe así:

- 14

$$p_{wD}(0,0,t_D) = \sqrt{\pi t_D}$$
 [31]



FIBURA 41. PD CONTRA 10/12 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN VACIMIENTO INFINITO (1000.2)





FIGURA43. PD CONTRA 10/10 PARA UNA PRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN VACIMIENTO INFINITO (rD=0.8)





Una aproximación para tiempos largos de la ecuación [25] ha sido presen--tada por Gringarten y Witherspoon<sup>[24]</sup> como:

$$p_{D}(x_{D}, y_{D}, t_{D}) = \frac{1}{2} \ln \left\{ \frac{2.25 t_{D}}{\left[ (1+x_{D})^{2} + y_{D}^{2} \right]^{\frac{1}{2}} \left[ (1-x_{D})^{2} + y_{D}^{2} \right]^{\frac{1}{2}}} \right\} + 1 - \frac{x_{D}}{4} \ln \left( \frac{(1+x_{D})^{2} + y_{D}^{2}}{(1-x_{D})^{2} + y_{D}^{2}} \right)$$

$$- \frac{y_{D}}{2} \arctan \left( \frac{y_{D}}{(1-x_{D})^{2} + y_{D}^{2}} \right)$$
[32]

Esta ecuación no se puede utilizar para analizar datos u obtener orienta -ción de fracturas;sin embargo,puede ser utilizada para determinar la dis --tancia a la cuál la ecuación [23] predice presiones idénticas a la línea fuente.Esta es realizada en un porciento para:

$$x_{n}^{2} \neq y_{n}^{2} \stackrel{<}{=} 25$$
 [33]

Como se ha demostrado, distancias más cercanas que aquellas dadas por laecuación [33], son requeridas para determinar la orientación de fracturas.

La variación de respuesta en los pozos de observación ó puntos localiza--dos a 5 distancias radiales son mostradas en las figuras 41 a 46.

El parámetro  $\mathcal{T}$  en cada una de estas figuras es la orientación del pozode observación con respecto al plano de la fractura y es definido por;

$$\mathcal{J} = \tan^{-1} \frac{y_{\rm D}}{x_{\rm D}}$$
[34]

# TABLA XXII. DATOS DE PRESION Y YACIMIENTO

ø =	0.3	h =	60 pies
C <sub>t</sub> =	8 x 10 <sup>-6</sup> psi <sup>-1</sup>	μ =	0.7
Bo =	1 RB/STB	q =	1000 bb1/D
r <sub>B</sub> =	172 pies	r <sub>c</sub> =	258 pies

DATOS DE PRESION

Tiempo(horas)	Pozo A	Pozo B	Pozo c
0	0	0	0
0.5	40	0	0
1.0	53	3	0
1.5	70	7	0
2.0	81	11	0
2.5	91	15	0
3.0	100	19	1
4.0	114	27	3
5,0	124	33	5.5
6.0	137	40	8
8.0	155	52	13.5
10.0	170	64	19
13.0	190	78	27
17.0	214	93	38
23.0	238	112	52
34.0	273	140	76
51.0	306	172	102

 $p_i - p(x,y,t)$  (psi)

La distancia radial adimensional del pozo de observación desde el centrodel pozo fracturado es:

$$r_{\rm D} = \sqrt{x_{\rm D}^2 + y_{\rm D}^2}$$
 [35]

Como se observa en las figuras 41 a 46 no se obtiene una línea de pendien -te igual a un  $\frac{1}{2}$  en coordenadas log - log, excepto en el caso donde la fractu -ra vertical intersecta al pozo de observación. Analizando los datos de las figuras 41 a 46 y otros valores de r<sub>D</sub>, no mostrados aquí, indican que los po --zos de observación deben ser escogidos, tal que r<sub>D</sub>  $\leq$  1.5. Por ejemplo, en la figura 46, en r<sub>D</sub> = 2 las presiones adimensionales parecen ser insensibles a la orientación del plano de la fractura con respecto al pozo de observación. También es evidente que la ecuación [33] es demasiado optimista para determi -nar la localización radial de un pozo de observación. Además, los resultadosindican que sería preferible elegir los pozos de observación, tal que  $\mathcal{T} \leq 45$ ? Las figuras 41 a 46 también indican que los datos podrían ser obtenidos an --tes de empezar el período de flujo pseudoradial. Una estimación del inicio del período de flujo radial para varias localizaciones radiales puede obte nerse de la figura 47. Estas observaciones pueden ser aplicables a cualquier tipo de prueba de presión.

Además, para estos requerimientos, dos puntos o localizaciones de observa --ción se necesitan para determinar completamente la orientación de la frac --tura considerando conocidas la media longitud de la fractura y la permeabi--lidad de la formación. Es recomendable que la permeabilidad de la formacióny la media longitud de fractura sean obtenidas por analisis de curvas tipo.

El análisis de curvas tipo también sería aplicable para datos obtenidosen pozos de observación. El ejemplo considerado aquí es un caso concerniente a una prueba de inyec--ción.El yacimiento,pozo y datos de presión están dados en la tabla XXII.El procedimiento para ajuste de curvas tipo es bien conocido y no se discute aquí.

El primer paso en los datos de análisis es calcular la permeabilidad de la formación y longitud de fractura utilizando presiones en el pozo A.El ajuste de curvas tipo para el pozo fracturado es mostrado en la figura 46.La curva - tipo para flujo uniforme es mostrada en la figura 41 usada para el ajuste. Siguiendo el procedimiento dado la permeabilidad es obtenida de las presiones de ajuste ( $p_{uD} = 1.295$ , p = 238 psi) como sigue:

$$p_{WD} = 1.295$$
  
= (k) (60 pies) (238 psi)  
141.2(1000 STB/D) (0.7 cp) (1 RB/STB) [36]  
k = 8.9 md [37]

La longitud media de fractura  $x_F$  es calculada del tiempo de ajuste ( $t_D = 0.7, t = 23$  hrs) como sigue:

$$t_{\rm D} = 0.7 = \frac{0.000264 \ (8.9 \ \text{md}) \ 23 \ \text{horas})}{0.3 \ (8 \ x \ 10^{-6} \text{psi}^{-1}) \ (0.7 \ \text{cp}) \ (x_{\rm f}^2)}$$

$$x_{\rm f} = 215 \ \text{pies}$$
[38]

Usando este valor de  $x_f$  las distancias adimensionales del pozo A al pozo B y C son respectivamente:

 $r_{DB} = 0.8$  y  $r_{DC} = 1.2$ 



FIGURA 47. INICIO APROXIMADO DEL PERIODO DE FLUJO PSEUDORADIAL DE UN Pozo fracturado en un vacimiento infinito.





FIGURA 49. AJUSTE DE CUR VA TIPO PARA EL POZO DE OBSERVAÇION B.



FIGURA 50. LAS DOS POSIBLES ORIENTACIONES DE LA FRACTURA USANDO LOS DATOS DEL POZO DE OPSERVACIÓN B.







......

FIGURA 52. POSICION ACTUAL DE LA FRACTURA UTILIZANDO LOS POZOS DE OBSERVACIÓN 8 Y C.

Usando el valor de  $r_{DB}$  y la curva tipo correspondiente a  $r_D = 0.8$  un ajuste es obtenido usando los datos de presión al pozo B. Esto es mostrado en la figura 47.El ángulo de orientación de la fractura es  $T_{AB}$  = 30°, esta información, sin embargo, no es suficiente para definir la orientaciónde fractura, con respecto a la línea AB, como se muestra en la línea puntea--da.en la figura 48.Por lo tanto para determinar completamente la orienta--ción de fractura los datos en el pozo C son requeridos.El ajuste de cur --vas tipo usando los datos de presión en C son mostrados en la figura 49. El ángulo  $\mathcal{J}_{AC}$  y el plano de fractura son de 45°.Con el conocimiento de los dos ángulos, la orientación de fractura puede ser especificada completa -mente como se muestra en la figura 50 en este estado se podría aclarar que el ajuste de datos para los pozos B y C no es esencial. Los valores dek y x<sub>F</sub> son conocidos,los datos presión - tiempo en los pozos de observa --ción B y C pueden ser convertidos directamente a la forma adimensional ygraficados en la curva tipo apropiada.El ángulo 7 puede ser leído directa--mente.

El ajuste de curvas tipo mostradas en las figuras 47 y 49 también puede ser usado para determinar la permeabilidad de la formación k, la difusivi --dad hidráulica ( $\oint c_t \mu$ ) 6 la longitud media de fractura  $x_f$ .

Por ejemplo de los ajustes de presión en las figuras 47 y 49 los valo --res de permeabilidad obtenidos son 9.1 y 9.0 md.Estos valores, sin embargo no son estimaciones independientes de k.Resultados similares pueden ser ob -tenidos de los ajustes de tiempo.Sí se notaría, sin embargo que la informa -ción obtenida de otras fuentes puede impedir el uso del 2º pozo de obser--vación.

Un punto más distante puede ser mencionado, en este ejemplo los valoresde  $r_D$  fueron calculados usando datos de presión en el pozo fracturado. Sinembargo si los datos no son válidos entonces  $r_D$  podría ser un parámetro, ytodas las curvas tipo presentadas en este estudio podrían ser usadas paraajustar las presiones medidas en los puntos de observación.

### CAPITULO V.

#### EJEMPLOS DE APLICACION.

Para ilustrar las técnicas de análisis de pruebas de interferencia, se presentan dos ejemplos de aplicación correspondientes al campo Abka --tún, zona marina, registradas del 15 al 28 de Agosto de 1984 en los pozos números 4,12 y 20.En estos casos de aplicación se eligió el pozo 20 como activo y los otros dos como observadores.Las mediciones se efectuaron con equipo de alta precisión, teniéndose como objetivos conocer las carac -terísticas del sistema fracturado, la tendencia preferencial de fractu --ras, la capacidad de almacenamiento de las formaciones y la comunicación entre la brecha del Paleoceno y el Cretácico.

V.1 PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS 4 Y 20.

Teniendo el pozo No. 20 como activo y el pozo No. 4 como observador, el primero fué abierto al flujo midiendo simultáneamente la respuesta de decremento de presión en el pozo de observación.Los datos de ésta prueba se presentan en la Tabla XXIII y después de procesar la información se graficaron los datos como se muestra en las figuras números 53 y S4.

#### DATOS

$$q = 23583$$
 brl a c.s/dia  
h = 367.36 pies  
 $B_0 = 1.5$   
 $\mu_0 = 0.6 cp$ 

 $C_t = 0.185 \times 10^{-4}$  $r_w = 0.3$  pies r = 2788.7 pies

## TABLA XXIII. DATOS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE

LOS POZOS 4 Y 20.

t(hrs) p(psi)  $\triangle$  P(psi) t(hrs) p(psi)  $\triangle$  P(psi) t(hrs) p(psi)  $\triangle$  P(psi)

0	3964.81	-	4.3	3963.94	0.87	10.2	3963.63	1.18
0.1	3964.72	0.09	4.8	3963.95	0.86	10.3	3963.67	1.14
0.2	3964.69	0.12	4.9	3963.88	0.93	10.8	3963.67	1.14
0.3	3964.62	0.19	5	3963.90	0.91	10.9	3963.65	1.16
0.8	3964.60	0.21	5.1	3963.90	0.91	11.0	3963.66	1.15
0.9	3964.53	0.28	5.2	3963.87	0.94	11.1	3963.60	1.21
1	3964.52	0.29	5.3	3963.88	0,93	11.2	3963.64	1.17
1.10	3964.44	0.37	5.8	3763.84	0.97	11.3	3963.59	1.22
1.20	3964.42	0.39	5.9	3963.78	1.03	11.8	3963.60	1.21
1.3	3964.40	0.41	6	3963.82	0.99	11.9	3963.61	1.2
1.8	3964.37	0.44	6.1	3963.81	1	12	3963.56	1.25
1.9	3964.34	0.47	6.2	3963.80	1.01	12.1	3963.55	1.26
2	3964.30	0.51	6.3	3963.79	1.02	12.2	3963.61	1.2
2.1	3964.26	0.55	6.8	3963.79	1.02	12.3	<b>3963.</b> 59	1.22
2.2	3964.24	0.57	6.9	3963.74	1.07	12.8	3963.62	1.19
2.3	3964.22	0.59	7	3963.80	1.01	12.9	3963.59	1.22
2.8	3964.18	0.63	7.1	3963.79	1.02	13	3963.58	1.23
2.9	3964.17	0.64	7.8	3963.80	1.01	13.1	3963.54	1.27
3	3964.12	0.69	8.1	3963.69	1.12	13.2	3963.59	1.22
3.1	3964.05	0.76	8.8	3963.69	1.12	13.3	3963.59	1.22
3.2	3964.09	0.72	9.1	3963.65	1.16	13.8	3963.60	1.21
3.3	3964.02	0.79	9.2	3963.70	1.11	13.9	3963.57	1.24
3.8	3964.04	0.77	9.3	3963.70	1.11	14	3963.54	1.27
3.9	3964.01	0.8	9.8	3963.68	1.13	14.1	3963.51	1.3
4	3963.97	0.84	9.9	3963.67	1.14	14.2	3963.56	1.25
4.1	3964.01	0.8	10	3963.70	1.11	14.3	3963.54	1.27
4.2	3963.97	0.84	10.1	3963.65	1.16	14.8	3963.58	1.31

t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)	t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)
14.9	3963.54	1.27	19.2	3963.44	1.37
15	3963.55	1.26	19.3	3963.46	1.35
15.1	3963.53	1.28	19.8	3963.50	1.31
15.2	3963.54	1.27	19.9	3963.52	1.29
15.3	3963.54	1.27	20	3963.51	1.3
15.8	3963.55	1.26	20.1	3963.52	1.29
15.9	3963.55	1.26	20.2	3963.44	1.37
16	3963.58	1.23	20.3	3963.52	1.29
16.1	.3963.53	1.28	20.8	3963.52	1.29
16.2	3963.54	1.27	20.9	3963.57	1.24
16.3	3963.54	1.27	21	3963.56	1.25
16.8	3963.60	1.21	21.1	3963.52	1,29
16.9	3963.54	1.27	21.2	3963.51	1.3
17	3963.51	1.3	21.8	3963.51	1.3
17.1	3963.50	1.31	22.1	3963.46	1.35
17.2	3963.53	1.28	22.8	3963.59	1.22
17.3	3963.51	1.3			
17.8	3963.51	1.3			
17.9	3963.53	1.28			
18	3963.49	1.32			
18.1	3963.52	1.29			
18.2	3963.53	1.28			
18.3	3963.46	1.35		1	n an airtean An tairtean ta
18.8	3963.46	1.35			
18.9	3963.48	1.33			
19	3963.44	1.37			en e
19.1	3963.44	1.37			

G



FIGURA 53, VARIACION DE PRESIÓN RESPECTO A TIEMPO EN LA PRUESA DE Decremento de presión del pozo Abkátun No.4.



6640.714

1 AÑO POR MESES N 3 CICLOS LOGARITMICOS NOR Y ONOPERENA SUCEL, S.A.
La primera corresponde a una gráfica log-log,que fué utilizada para el análisis con el Método de Curvas Tipo,donde realizando el ajuste conla curva de la figura 23 se obtuvieron los resultados siguientes:

$$p_{\rm D} = 1.3$$

$$t_{\rm D}/r_{\rm D}^2 = 0.85$$

$$\Delta P = 1$$

$$\Delta t = 1$$

$$k = \frac{141.2(23583)(0.6)(1.5)}{367.36} = \frac{1.3}{1}$$

$$k = 10605.41 \text{ md.}$$

$$\phi C_t = \frac{2.637 \times 10^{-4}}{(2788.7)^2} = \frac{10605.41}{0.6} = \frac{1}{0.85}$$

$$\phi C_t = 7.0512 \times 10^{-7}$$

$$\phi = \frac{7.0512 \times 10^{-7}}{0.185 \times 10^{-4}}$$

Con los datos graficados en escala semilogarítmica, figura 54, se realizó el análisis con la técnica convencional semilogarítmica, obte -niendose los siguientes resultados.

$$m = 0.88 \text{ psi}^{-1}/\text{ciclo}$$

$$k = \frac{162.6(23583)(0.6)(1.5)}{0.88(367.36)}$$

k = 10675.48 md

 $Plhr = 3964.25 + 1 ciclo(0.88psi^{-1}/ciclo)$ 

Plhr = 3965.13

 $\oint C_{t} = \frac{10675.48}{(0.6)(2788.7)^{2}} \operatorname{antilog}\left(\frac{3964.81-3965.13}{0.88} - 3.2275\right)$ 

$$\oint C_{t} = \frac{5.865 \times 10^{-7}}{0.185 \times 10^{-4}}$$

$$\phi$$
 = 3.17 x 10<sup>-2</sup> = 3.17%

V. 2 PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS 12 Y 20.

En este caso, siguió teniéndose el pozo 20 como activo y el pozo 12 como observador. Cerrando el pozo activo se midió la respuesta depresión(incremento)en el pozo 12 cuyos datos se dan en la Tabla XXIV.

# TABLA XXIV. DATOS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE

LOS POZOS 12 Y 20.

t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)	t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(psi)$	t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)
0	3602.74		13.3	3604.19	1.45	24	3604.96	2.22
0.3	3602.72	-0.02	14	3604.22	1.48	24.1	3604.93	2.19
1	3602.75	0.01	14.3	3604.29	1.55	24.2	3604.95	2.21
1.3	3602.85	0.11	15	3604.33	1.59	24.3	3604.90	2.16
2	3602.89	0.15	15.3	3604.43	1.69	24.4	3604.92	2.18
2.3	3602.91	0.17	16	3604.46	1.72	24.5	3604.94	2.2
3	3602.95	0.21	16.3	3604.46	1.72	25	3604.94	2.2
3.3	3603.01	.0.27	17	3604.54	1.8	25.1	3604.97	2.23
4	3603.1	0,36	17.3	3604.50	1.76	25.2	3604,98	2.24
4.3	3603.16	0.42	18	3604.54	1.8	25.3	3605	2.26
5	3603.19	0.45	18.3	3604.57	1.83	25.4	3604.97	2.23
5.3	3603.26	0.52	19	3604.64	1.9	25.5	3605.05	2.31
6	3603.36	0.62	19.3	3604.68	1.94	26	3605.01	2.27
6.3	3603.41	0.67	20	3604.68	1.94	26.1	3605,03	2.29
7	3603.48	0.74	20.3	3604.71	1.97	26.2	3605.08	2.34
7.3	3603.51	0.77	21	3604.74	2	26.3	3605.02	2.28
8	3603.60	0.86	21.3	3604.76	2.02	26.4	3605.07	2.33
8.3	3603.66	0.92	22	3604.78	2.04	26.5	3605.03	2.29
9	3603.76	1.02	22.3	3604.78	2.04	27	3605.07	2.33
9.3	3603.7	0.96	22.4	3604.83	2.09	27.1	3605.09	2.34
10	3603.86	1.12	22.5	3604.88	2.14	27.2	3605.11	2.37
10.3	3603.88	1.14	23	3604.86	2.12	27.3	3605.12	2.38
11	3603.93	1.19	23.1	3604.83	2.09	27.4	3605.14	2.4
11.3	3604.03	1.29	23.2	3604.94	2.2	27.5	3605,09	2.35
12	3604.08	1.34	23.3	3604.91	2.17	28	3605.13	2,39
12.3	3604.08	1.34	23.4	3604.87	2.13	28.1	3605.14	2.4
13	3604.20	1.46	23.5	3604.88	2.14	28.2	3605.11	2.37

•

t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)	t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)	t(hrs)	p(psi)	∆P(psi)
28.3	3605.13	2.39	33	3605.30	2.56	37.3	3605.66	2,92
28.4	3605.14	2.4	33.1	3605.47	2.73	37.4	3605.64	2.90
28.5	3605.12	2.38	33.2	3605.43	2.69	37.5	3605.78	3.04
29	3605.11	2.37	33.3	3605.38	2.64	38	3605.82	3.06
29.1	3605.17	2.43	33.4	3605.44	2,70	38.1	3605,82	3.06
29.2	3605.15	2.41	33.5	3605.47	2.73	38.2	3605.76	3.02
29.3	3605.19	2.67	34	3605.49	2.75	38.3	3605,58	2.84
29.4	3605.21	2.47	34.1	3605.45	2.71	38.4	3605.60	2.86
29.5	3605.26	2.52	34.2	3605.44	2.70	38.5	3605.60	2.86
30	3605.24	2.5	34.3	3605.47	2.73	39	3605.64	2.90
30.1	3605.24	2.5	34.4	3605.53	2.79	39.1	3605.61	2.87
30.2	3605.30	2.56	34.5	3605.55	2.81	39.2	3605.72	2.98
30.3	3605.26	2.52	35	3605.55	2.81	39.3	3605.7	2.96
30.4	3605.26	2.52	35.1	3605.54	2.80	39.4	3605.73	2.99
30.5	3605.30	2.56	35.2	3605.57	2.83	39.5	3605.73	2.99
31	3605.24	2.5	35.3	3605.57	2.83	40	3605.78	3.04
31.1	3605.27	2.53	35.4	3605.52	2.78	40.1	3605.81	3.07
31.2	3605,29	2.55	35.5	3605.54	2.8	40.2	3605.76	3.02
31.3	3605,27	2.53	36	3605.60	2.86	40.3	3605.86	3.12
31.4	3605.30	2.56	36.1	3605.60	2.86	40.4	3605.80	3.06
31.5	3605.28	2.54	36.2	3605.62	2.88	40.5	3605.77	3.03
32	3605.32	2.58	36.3	3605.64	2,90	41	3605.79	3.05
32.1	3605.36	2.62	36.4	3605.62	2.88	41.1	3605.81	3.07
32.2	3605.35	2.61	35.5	3605.61	2.87	41.2	3605.82	3.08
32.3	3605.35	2.61	37	3605.64	2.90	41.3	3605.86	3.12
32.4	3605.37	2.63	37.1	3605.62	2.88	41.4	3605.86	3.12
32.5	3605.39	2.65	37.2	3605.66	2.92	41.5	3605.86	3.12
	•			-		42	3605.86	3.12
	•					42.1	3605.88	3.14

•

De la misma manera que en el caso anterior esta prueba se analizó por medio del ajuste con curvas Tipo(figura 55) y por análisis semilo--garítmico(figura 56).Los resultados obtenidos se presentan a continua -ción:

Método de Curvas Tipo

<b>△</b> P	=	0.1
Δt	Ħ	10
$p_{D}$		0.035
t <sub>D</sub> /r <sub>D</sub> 2	=	0.66
k	12	$\frac{141.2(23583)(0.6)(1.5)}{367.36}  \frac{0.035}{0.1}$
k	=	2855.3 md
øc <sub>t</sub>	×	$\frac{2.637 \times 10^{-4}}{(2788.7)^2} \frac{2855.3}{0.6} \frac{10}{0.66}$
øc <sub>t</sub>	=	$2.4449 \times 10^{-6}$
ø		1.3215 x $10^{-1}$ = 13.21%.

$$m = 3.3 \text{ psi}^{-1}/\text{ciclo}$$

$$k = \frac{162.6(23583)(0.6)(1.5)}{(3.3)(367.36)}$$

$$k = 2846.79 \text{ md}$$

$$Plhr = 3600.3 \text{ psi}^{-1}$$

$$\oint C_{t} = \frac{2846.79}{(0.6)(2788.7)^{2}} \text{ antilog} \left(\frac{3602.74-3600.3}{3.3} - 3.2275\right)$$

$$\oint C_{t} = 1.9828 \times 10^{-6}$$

$$\oint = 10.71\$$$

De acuerdo a los métodos de análisis utilizados,se considera que los resultados son suficientemente concordantes y que los objetivos delas pruebas fueron satisfechos.(Ref 18).





∆P (psi)

#### 1 ANO POR MESES X 3 CICLOS LOGARITMICOS HORE Y CHOPEETNA BUORE, B A.

#### 6640-714

10

		ENERO	ĪT	Π			Ĩ			ů I I I I I I I I I I I I I I I I I I I		Î		ĺ		Î	Ì		ľ	Ī		I				Ĩ				Ĩ			Ì		Î			ÎI 	8		Ì	Π	T			Ĩ			Ĩ		ľ	Π	ľ			Ì	Ĩ	ן ה
		FEBRERO																	ſ			Ì																	10.00		I		1					1	T						III.	(1) ,1) ,1)	1	
( isd )		MAAR20					Ī							Ī		T				T	Π	T	Ī	ļ	-	Ī	Ī			1			1	li					J	副計		1		Ī											j)			13467
•		ABRIL		I	Ħ	Î	t		ti				İ						Ì	T	Īİ	Ì	İ	Ì	Ī	li	Ī		Ţ				Ī	ļİ							Ì	T	T		T	1	Ì											1 S.
		MAYO		İÌ	T	T	Ĭ						Ī	ľ			Ī				ÌÌ	Ť	ÌÌ	Ì	Ì	l	İ	1					1								Ì													1			1	1
3606	-	DUNIT		İŤ			Ħ		İİ	t			Ì	t		<del>11</del>	-			Ì		t	I	Ì		t							1								t	Π	Ť									•		T				
	19	1010								t			Ħ	Ť				T				-	H		Ť																1								1	ſ								
3605	ľ-	20DV		İİ		╢	Ħ			ľ	1		T							$\left  \right $		i		11				-			i	1									1		$\frac{1}{1}$	1			1	2									-	
		TO REPTIE				$\parallel$							T		ŧ!					╞		1																			+			•	1										1			
3604		NBRE OCTU	++												1.					-	H	$\frac{1}{1}$			T	H															1		1											Î			i k	
		BRE MOVIE	++			$\parallel$																1																			+																	
-603		MOREDICIE																		1												1									$\frac{1}{1}$		T												li:			
	.	200M	#	╟					╢												$\left  \right $	╀	H	$\ $											1						$\downarrow$		$\parallel$	_										1			1	
3602	L				μ	Ц	ļ	Ш	1	Щ		l	Щ	ļ		Щ	ļ		L.		μ	1	H		Ц			1							Ш						+	μ	Ц		1			1					Ĩ					
		NERO F					ļ													1			Ц				4																															
3601		EBRERO		Ц																		ļ	Ц		1																														1		-	
_		MARZO																				1	1			ŀ																															1.00	
<sup>P</sup> ihr - 3600	t	ABRIL		Ħ	Ħ															ľ																																					1	
	ŀ	MAYO														豐佑				1.1.1.1.1.1.1.1								0			66		G						0	GA									ĸ								100	
		OINT														iii				A 80																																						
2039 -	Ī	JULIO					Π									ni L													il.										開たま	1	T													211 - Y 12	1100		1 <u>4</u> 1.1	
	ľ	AG0370			$\ $		Ī		η																	T					1	1.1.1								新信仰	Ī													1		的人们	-	Ť
2090		ISPTICASI		Ī		//	l								1							I	I										Í								T	1	Î		1													Ĩ
		IC OCTUBIO	Ħ	ſĨ			l	Ī		Ī				Í			-		Ţ			t	İİ					I		İ											Ť	Ī	Ì	1	Î						1					100	4	
2597		E NOVIEMS		Ħ		H	t			t		T	Ī	ľ							İİ	İ	İİ	İ		t		l													T	Π	Ì	Î	İ	lii										i.		
		REDICIENS		Ħ																	Ħ	$\dagger$	Η	Ħ		$\parallel$		ť					1								1	İİ	Ì		l			tii	l			Ť						
		Ä	╟╫	╢			╢														$\left  \right $	ł		$\parallel$	$\ $	╢	H			╢			11								$\dagger$	H		$\parallel$		╟		₩					Ī		Ī		Í	a finite
	L		Ш	Ш	Ш	Ш	Ш	Ш	Ш	Ш	Ш		Ш	Ш	Ш	Ш	Ш		Щ	1	Ц	L	Ц	Ш	П	Ш	Ш	li	Ш	lil	lil.	Ш	Ш	Ш	Ш	ull	Ш	Ш			L	Ц	Ш	Ц	11	ГШ	111	Ш	Ш	Ші	W.	Ш	Ш	Ш	Ш	ШÌ	UU	Шł

1

At (hrs)

147

0.1

## CAPITULO VI.

### CONCLUSIONES

- a) Las pruebas de interferencia involucran el uso de dos pozos, conoci -dos como pozo activo y pozo de observación.
- b) Para estudiar los efectos de interferencia normalmente se utiliza la solución de línea fuente de la ecuación de difusividad para yacimien
   -tos infinitos, flujo transitorio, fluido monofásico y ligeramente com
   -presible, propiedades independientes de la presión.
- c) Las soluciones para la ecuación de difusividad para el caso radial infinito a un gasto constante son presentados en forma de gráficas de caídas de presión adimensional vs tiempo adimensional para distin -tos radios.
- d) Para radios de 20 6 menos la solución de Theis o línea fuente puedeser usada para situaciones prácticas.
- e) La solución de Theis puede ser utilizada para todas las longitudes prácticas de tiempo y a un espaciamiento normal de pozos, sin presen--tar errores mayores a 0.1%.
- f) El método de Mortada, basado en el principio de superposición y el mé -todo de imágenes provee un método analítico práctico de distribucio -nes de presión para evaluar los efectos de interferencia en yaci --mientos de empuje de agua.

- g) Los métodos de Stevens-Thodos y Warren-Hatsock están basados en la solución de línea fuente para un sistema físico ideal,por tanto la validez de los resultados obtenidos os limitada.
- h) El método semilogarítmico y el de curvas tipo son los más utiliza -dos para análisis de pruebas de interferencia,tanto para yacimien
   -tos homogéneos como anisotrópicos.
- Las pruebas de interferencia pueden ser útiles en la interpreta ción geológica del campo,localización de futuros pozos,así como la optimización del diseño de proyectos de recuperación secundaria.
   Incrementa la eficiencia de las operaciones en la recuperación se cundaria y en la selección de patrones para proyectos de manteni miento de presión.

Son de gran utilidad para conocer la continuidad del yacimiento entre pozos y características tales como la permeabilidad direccio -nal debido a fracturas.También determinan la comunicación entre pozos,así como entre zonas separadas en un campo.

También ayudan a determinar la dirección y magnitud de las hetero--geneidades del yacimiento, para programar adecuadamente el desarro -llo de la perforación, compensar los efectos de anisotropía e in --crementar la eficiencia de recuperación.

j) Con estas pruebas se pueden estimar las características de los blo
 -ques de matriz y de las fracturas, confirmar heterogeneidades plan
 -teadas en modelos geológicos y completar la caracterización de ya
 -cimientos fracturados.

 k) En base al análisis de pruebas de interferencia se puede afirmar que si se tienen valores altos de kh es una confirmación del ca--rácter fracturado del yacimiento.

150

# NOMENCLATURA

a	E	Constante	
A	2	Area del sistema,pies <sup>2</sup>	
В	=	Factor de volumen de la formación bl c.y/ bl	c.s
<sup>B</sup> 0	=	Factor de volumen de aceite bl c.y/bl c.s	
B <sub>w</sub>	=	Factor de volumen de agua bl c.y/bl c.s	· · ·
° <sub>f</sub>	9	Compresibilidad de la formación $(1b/pg^2)^{-1}$	
°o	=	Compresibilidad del aceite $(1b/pg^2)^{-1}$	
с <sub>w</sub>	-	Compresibilidad del agua (lb/pg <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>	
C <sub>t</sub>	=	Compresibilidad del sistema (lb/pg <sup>2</sup> ) <sup>-1</sup>	
C(x <sub>D</sub> ,y <sub>D</sub> )	) =	Constante	
D	*	Espaciamiento entre pozos, pies	
e	=	2.7182	
E <sub>i</sub>	-	Integral exponencial	
h	=	Espesor del sistema,pies	
Н		Longitud del sistema en la longitud y,pies	· . ·
iw	*	Gasto de inyección de agua bl/día	
I	=	Constante de integración	
k	5	Permeabilidad, md (1 perm=158 md)	
ĸ	o(=	Permeabilidad principal máxima,md	
kxx,kyy,k	(y <sup>=</sup>	Componentes del tensor de permeabilidad,md	
, k	∕y <sup>™</sup>	Permeabilidad principal minima,md	
к	=	.Runción modificada de Bessel de segundo tipo y	"n" orden
11	1 =	Logaritmo natural base e	

log	8	Logaritmo decimal base 10
m	=	Pendiente de la línea recta semilogarítmica,(lb/pg <sup>2</sup> ) /ciclo
р	*	Presión del yacimiento(lb/pg <sup>2</sup> )
P <sub>Aa</sub>	=	Caida de presión en el pozo A debido a su producción 1b/pg <sup>2</sup>
P <sub>Ab</sub>	=	Caída de presión de interferencia en el pozo A debido a la
р <sub>А</sub>	-	producción del pozo B lb/pg <sup>2</sup> Caída de presión total en el pozo A lb/pg <sup>2</sup>
P <sub>D</sub>	ы	Presión adimensional
(p <sub>D</sub> ) <sub>M</sub>	=	Presión adimensional en el punto de ajuste obtenido en el
		análisis de curvas tipo
p <sub>ext</sub>	=	Presión extrapolada,1b/pg <sup>2</sup>
p <sub>i</sub>	*	Presión inicial,1b/pg <sup>2</sup>
p <sub>1hr</sub>	2	Presión de intercepción de la línea recta semilogarítmica
		a una hora,1b/pg <sup>2</sup>
<sup>p</sup> (r,t)	×	Caida de presión en un radio r y tiempo t,1b/pg <sup>2</sup>
$p_{D}(r_{D}, t_{D})$	=	Caída de presión adimensional a $t_D$ y $r_D$
р <sub>w</sub>	*	Presión en el fondo del pozo,lb/pg <sup>2</sup>
$p_{wf}$	=	Presión en el fondo fluyendo,1b/pg <sup>2</sup>
P <sub>ws</sub>	=	Presión de fondo estática,1b/pg <sup>2</sup>
$p_{(x,y,t)}$	=	Presión en un punto X,a un tiempo t después de iniciada
		la producción, lb/pg <sup>2</sup>
. p*	28	Presión aparente,1b/pg <sup>2</sup>
ΔP	82	Amplitud o incremento de presión,1b/pg <sup>2</sup>
(△p) <sub>M</sub>	-	Cambio de presión en el punto de ajuste elegido en el
		analisis de curvas tipo,lb/pg <sup>2</sup>
$\Delta P_{D}$	12	Incremento de presión adimensional

.

q	=	Gasto de producción,bl/día
q <sub>A(t)</sub>	a	Gasto de producción del pozo A a un tiempo t,bl/día
a <sub>w</sub>	=	Gasto de inyección de agua bl/día
r	=	Distancia entre dos pozos,pies
r <sub>Ď</sub>	-	Radio adimensional
r	=	Radio de influencia, pies
rw	E	Radio del pozo,pies
R	<b>2</b>	W/H
s <sub>o</sub>	<b>#</b> ·	Fracción del espacic poroso ocupado por aceite
s <sub>w</sub>	=	Fracción del espacio poroso ocupado por agua
t	=	Tiempo, horas
t <sub>D</sub>	-	Tiempo adimensional
tL	a	Tiempo de retraso, horas
t <sub>DL</sub>	-	Tiempo de retraso adimensional
t <sub>M</sub>	=	Tiempo empleado en el punto de ajuste elegido en el análisis
		con curvas tipo,horas
Δt	æ	Incremento de tiempo,horas
∆t <sub>D</sub>	=	Incremento 6 decremento de tiempo adimensional
∆ t <sub>p</sub>	3	Tiempo de duración del pulso,horas
t	28	Tiempo en el inicio del estado pseudoestacionario,horas
(Δt) <sub>M</sub>	=	Tiempo en el punto de ajuste elegido en el análisis de
		curvas tipo,horas
u	π	Raiz positiva de E <sub>i</sub> (-u <sup>2</sup> ),adimensional
W		Anchura del sistema en la dirección x,pies
x	¥	Distancia en el eje x,pies
× <sub>D</sub>	=	Distancia adimensional x, pies
'X Dw	8	Localización del pozo adimensional x.

- X = Variable independiente en la solución de Theis.
- X,Y = Coordenadas octagonales del sistema con el eje X alineado en dirección del eje principal máximo de permeabilidad.
  - y = Distancia en el eje y,pies.
  - y<sub>n</sub> = Distancia adimensional y .
  - $y_{Dw}$  = Localización del pozo adimensional y .

    - ☆ = Constante de Euler.
    - $\delta$  = Constante
    - $\mathcal{T}$  = Angulo entre x y el eje X positivo en sentido contrario a las manecillas del reloj en dirección del eje x
    - $\lambda =$  Relación de gastos de producción, adimensional. Constante.

 $\mu_{\alpha}$  = Viscosidad del aceite,cp.

 $\mu_{u}$  = Viscosidad del agua,cp.

Ø = Porosidad, fracción.

#### REFERENCIAS.

- Vela,Saul and Mc Kinley,R.M. "How Areal Heterogeneities Affect Pulse-Test Results". Soc.Pet.Eng.J. (June 1970) 181-191, Trans,-AIME.249.
- Theis, Charles V.: "The Relationship Between the Lowering of the Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge -Using Ground-Water Storage". Trans AGU (1935).519.
- Horner, D.R.: "Pressure Buildup in Wells". Proc. Third World Petro -leum Congress, E.J. Brill, Leiden, Vol. 2, 1951, 503.
- Stevens, W.F. and Thodos, G.: "Prediction of Approximate Time of-Interference Between Adjacent Wells". Trans AIME (1959) 216.
- Warren, J.E. and Hartsock, J.H.: "Well Interference" Trans AIME -(1960) Vol. 219,89-91.
- Earlougher jr., Robert C.: "Advances in Well Test Analysis". Mo --nograph Vol. 5 SPE of AIME 1977, Chapter 7"Analysis of Well -Interference Tests". Chapter 9 "Nultiple Well Testing".
- Mueller, Thomas D. and Whiterspoon, Paul A.: "Pressure Interfe--rence Effects within Reservoirs and Aquifers". Trans AIME (Abr--1965) 471-474.
- Mortada, M.: "A Practical Method for Treating Interference in -Water Drive Reservoirs". Trans AIME (1955).
- Ramey, H.J. jr.: "Pressure Transient Testing". Journal of Petroleum Technology, Julio 1982.

- "Apuntes de Evaluación de la Producción" Facultad de Ingeniería UNAM (Sept 1982).
- Van Everdingen A.F y Hirst in"The Application of the Laplace -Transformations to Flow Problems in Reservoirs"Trans AIME 1949-Vol 186,305.
- Qutiérrez Ruíz Ma. Hugenia "Uso de curvas tipo en el Análisis de-Pruebas de Interferencia y de un sólo pulso" Tesis Profesional-UNAM 1984.
- Jiménez Hernández Santiago'Teoría y Análisis de Pruebas de pul--sos de presión" Tesis Profesional UNAM 1982.

e.

- Papadopulos I.S "Nosteady Flow to a Well in an Infinite Aniso -tropic Aquifer"Symposium International Assn Sci Hydrology
   Dubrovinik, Yugoslavia 1965.
- Ramey H.J"Interference Analysis for Anisotropic Formations-A -Case History" Journal Petroleum Technology (Oct 1975);6 Trans -AIME Vol 259.
- Uraiet A, Raghavan R, Thomas GW'Determination of the Orientationof a Vertical Fracture by Interference Tests" Journal Petroleum Technology (Jan 1977)73-80
- Elkins Lincoln F and Skov, Arlie M"Determination of Fracture -Orientation From Pressure Interference"Trans AIME (1960)Vol 219.
- División Yacimientos"Proyecto D-2503, Proyecto D-5013 de Análi --sis de las pruebas de presión registradas en el campo Abkatúndel 15 al 28 de Agosto de 1984"Reporte Final.Instituto Mexicano del Petróleo(1984).

- Matthews, C.S., Brons, F. and Hazebrock, P.: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir". Trans AIME (1954) 201,-182-191.
- Earlogher, Robert C, jr.Ramey, H.J. jr., Miller, F.G. and Mueller, T.D. -"Pressure Distributions in Rectangular Reservoirs". J.P.T. (Feb. 1968) 199-208.
- Mc Kinley, R.M., Vela, Saul and Carlton, L.A: "A Field Application of -Pulse Testing for Detailed Reservoir Description". J.P.T. (March 1968) 313-321.
- Walton, W.C. "Groundwater Resource Evaluation". Mc Graw-Hill Book Co. Inc. New York (1970) 134.
- Wattenberger, R.A. and Ramey, H.J.jr.: "An Investigation of Wellbore -Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: Finite Difference -Treatment". Soc. Pet. Eng. J. (Sept 1970) 291-297. Trans AIME 249.
- Gringarten.A.C. and Witherspoon, P.A.: "A Method for Analizing Pump -Test Data from Fractured Fissured Rock". Stuttgart(Sept.1972)18-19.