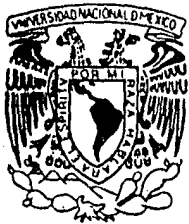


1/4
201



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

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.,

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
de PANAMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-78

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 cumplimiento con 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 los -- ejemplares 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

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

SOCH
OARCH' MRV:gtg

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 Múltiples.	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
III.1.2	Método de Mortada.	28
III.1.3	Comparación de los Métodos de Theis y Mortada.	34
III.2	Métodos de Predicción de Interferencia.	47
III.2.1	Método de Stevens y Thodos.	47
III.2.2	Método de Warren y Hartssock.	57
III.3	Método Semilogarítmico.	61
III.4	Método de Curvas Tipo.	67

	Pag.
CAPITULO IV. CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS.	79
IV.1 Características del yacimiento.	79
IV.2 Análisis de Interferencia 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.	155

CAPITULO 1.

INTRODUCCION.

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

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

Este tipo de pruebas proporciona información de las propiedades del yacimiento que no pueden ser obtenidas de las pruebas ordinarias de incremento o decremento de presión, pues este tipo de pruebas en un sólo pozo permiten únicamente determinar las propiedades del área de drenaje tales como permeabilidad, tamaño del área de drenaje, volumen poroso y factor de daño en un pozo.

Para proyectos de recuperación secundaria o mejorada es necesario conocer las heterogeneidades que presenta un yacimiento tales como anisotropía, zona de alta y baja permeabilidad a fin de detectar la dirección en que se pueden canalizar los fluidos de inyección y evitar el fracaso del proyecto determinando, 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 interferencia 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 responder a estas cuestiones.

La importancia de las pruebas de interferencia de presión radica en la facilidad de obtener una información precisa de las propiedades, características y condiciones del yacimiento, ya que a partir de esta información se puede efectuar el análisis y la predicción futura del comportamiento del yacimiento con el propósito de obtener recuperaciones más óptimas de hidrocarburos con lo que se disminuirían los costos de producción.

Por tanto, el objetivo fundamental de este trabajo consiste en desarrollar 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 PRUEBAS DE INTERFERENCIA
DE PRESION

II.1 PRUEBAS DE PRESION EN POZOS.

Una vez concluidas las operaciones de perforación y terminación 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 explotación y poder determinar así, una primera estimación de su potencial.

Los datos necesarios para efectuar esta estimación se obtienen por medio de las llamadas "pruebas de presión en pozos" cuyo objetivo 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 durante un tiempo determinado. Las mediciones de presión de fondo cerrado o fluyendo se obtienen mediante la introducción previa al pozo de un aparato registrador de presiones.

Los parámetros que se pueden determinar mediante estas pruebas son:

i) Capacidad de flujo de la formación productora para suministrar 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 producción de un pozo.

iii) Presencia de barreras impermeables y zonas de conductividad preferencial de fluidos.

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

II.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 es la de conocer las condiciones medias prevalecientes en la porción del yacimiento drenada por el pozo. La información que se puede obtener de estas pruebas es: Capacidad de flujo de la formación productora para suministrar al pozo un volumen de fluidos de producción comercialmente atractivo, presión media en el volumen de drenaje del pozo, daño causado a la formación productora y la presencia de alguna barrera impermeable en las vecindades del pozo.

Las pruebas que pueden efectuarse en un sólo pozo se clasifican en :

a) Pruebas de Incremento de Presión.

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

después de cierto tiempo. El periodo de cierre adecuado para la prueba varía de acuerdo con las condiciones de permeabilidad de la formación, 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 presión en el fondo del pozo a la profundidad que se encuentra registrándose las variaciones de presión como se muestra en la figura 1 donde Δt 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 fluyente se le aumenta el diámetro de producción, es decir, este tipo de pruebas se realizan con el pozo en condiciones de flujo; estas condiciones pueden ser de gasto constante o variable.

La figura 2 muestra la variación de la presión y el comportamiento del gasto en relación al tiempo durante una prueba de decremento de presión a gasto constante, considerando al pozo como nuevo o con la presión perfectamente estabilizada.

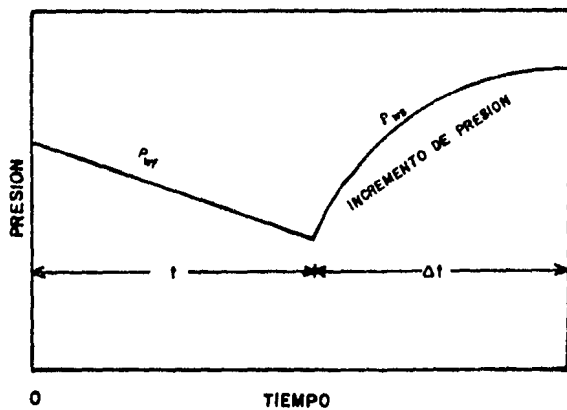
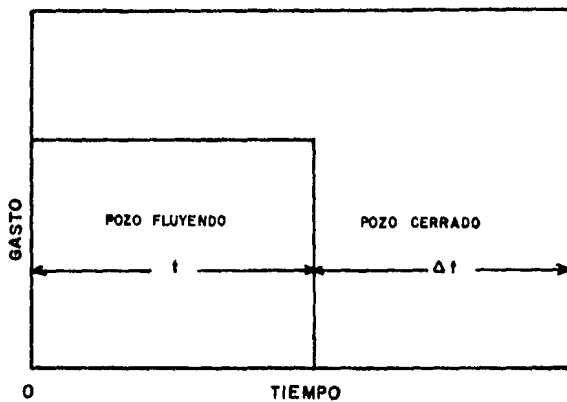


FIGURA 1. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION EN UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION.

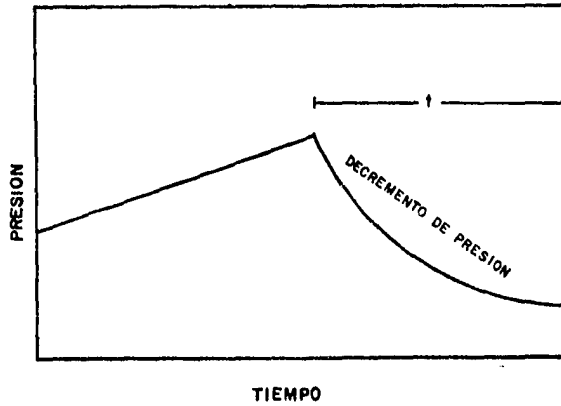
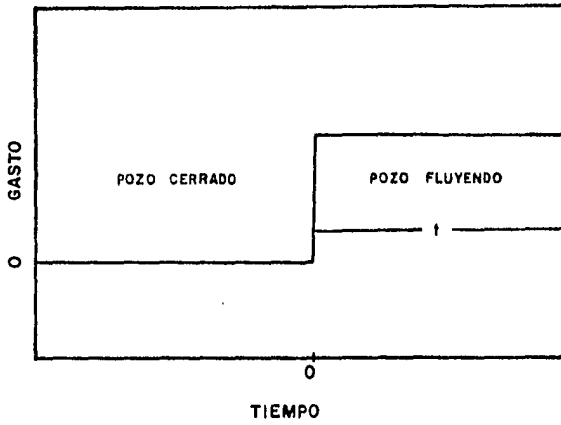


FIGURA 2. COMPORTAMIENTO DURANTE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION.

II.2.2 Pruebas de Presión en Pozos de Inyección.

Una prueba de inyección consiste en inyectar un determinado gasto de fluido por un tiempo dado, suspendiendo luego la inyección, con lo cual se puede registrar las variaciones de presión durante la inyección y también durante el tiempo en que se suspende ésta, como se observa en la figura 3 donde se muestra la etapa de inyección y el comportamiento del gasto en el transcurso de dicha prueba.

II.2.3 Pruebas en Pozos Múltiples.

Este tipo de pruebas, conocidas como pruebas de interferencia o de pulsos de presión, se realiza en varios pozos simultáneamente con la finalidad de obtener información que normalmente 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 preferenciales del movimiento de los fluidos, capacidad de almacenamiento (producto permeabilidad-compresibilidad total del sistema-espesor) y capacidad de flujo de la formación así como también el volumen 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).

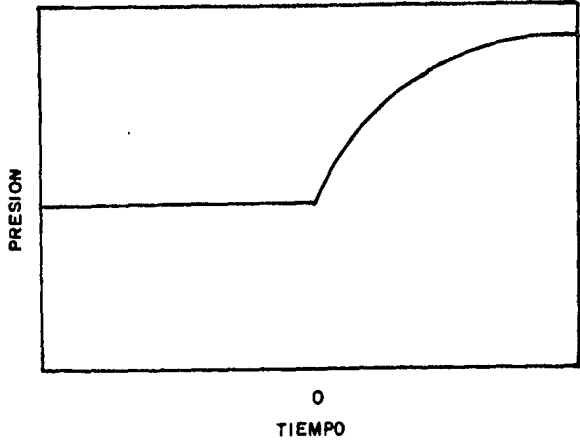
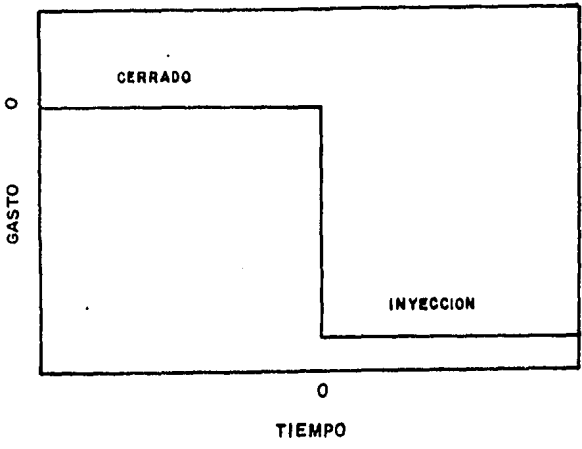


FIGURA 3. GASTO Y RESPUESTA DE LA PRESION EN PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.

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 conocidos como de observación, los cambios de presión ocurridos en el yacimiento por las variaciones en el gasto de uno o varios pozos conocidos como pozos activos. Los datos reportados por éstas mediciones son analizados obteniéndose los parámetros ya mencionados. La figura 4 ilustra el comportamiento típico de la presión y el gasto 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 condiciones iniciales del yacimiento.

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

En las pruebas de interferencia se requiere una larga duración del tiempo de prueba y modificación del gasto en el pozo activo creando una perturbación de la presión en el pozo de observación que puede ser analizada para determinar las propiedades del yacimiento, ver figura 6.

Pozo Activo.

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

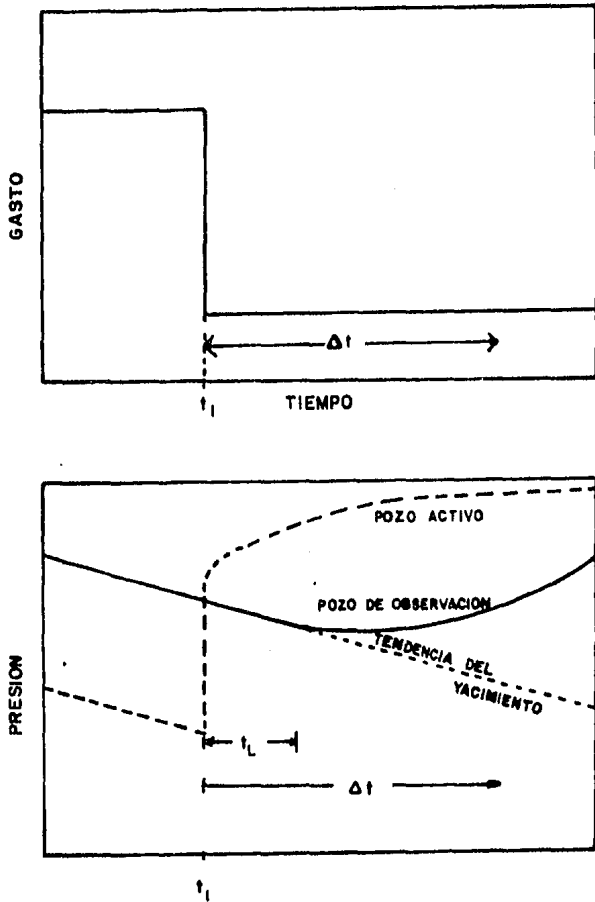


FIGURA 4. COMPORTAMIENTO DURANTE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA DE PRESION.

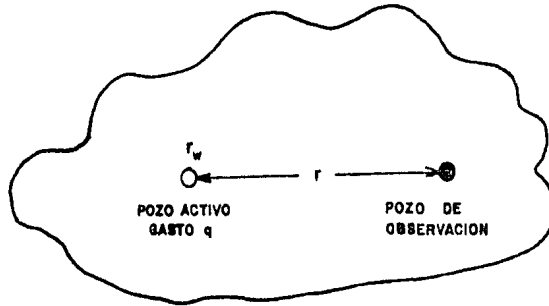


FIGURA 5. ARREGLO DE POZOS EN UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

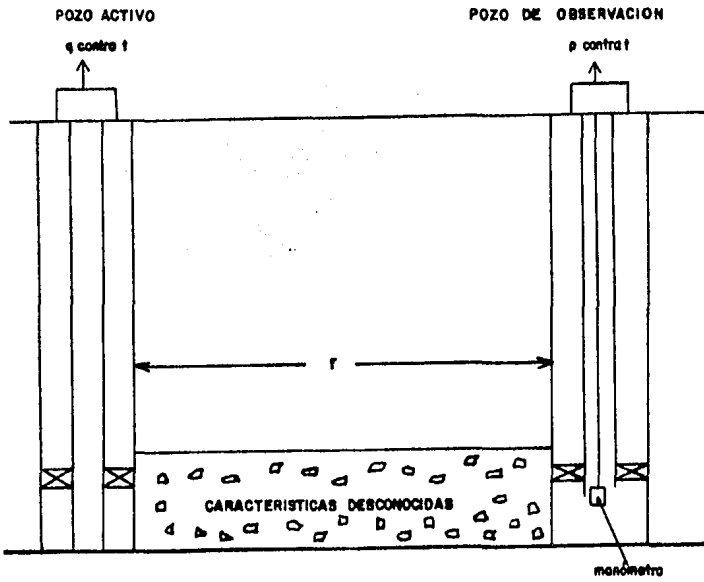


FIGURA 6. ILUSTRACION DE LOS POZOS EN UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

-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 presión.

En las pruebas de interferencia cuando varía el gasto de flujo 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, generalmente se obtiene una mayor cantidad de información que las pruebas 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 minimizados por las pruebas de interferencia, pero no completamente eliminados.

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 producción del pozo, lo cual se traduce en una disminución de la presión alrededor del pozo vecino.

En la práctica se acostumbra cerrar dos o más pozos por un periodo de tiempo suficientemente grande que permita la estabilización 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 consideración.

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 yacimientos.
- iv) El espaciamiento entre pozos.
- v) Detección y orientación de las fracturas.

Aunque comúnmente se cree que las pruebas de interferencia proveen información únicamente de la región comprendida entre los pozos, 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 región tienen los resultados de estas pruebas.

Vela y Mc Kinley [1] muestran que el radio de influencia para una prueba de interferencia es aproximadamente como se muestra en la figura 7.

Para cuantificar el alcance de éste fenómeno se considera el radio de influencia, el cual es de gran importancia, ya que la información 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:

$$R_{inf} = 0.029 \sqrt{\frac{K t}{\phi \mu C_t}} \quad [1]$$

En general no pueden estimarse cuantitativamente las variaciones areales en permeabilidad y el producto porosidad - compresibilidad 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.

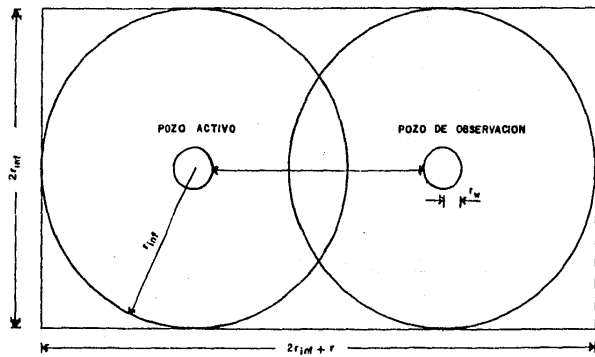


FIGURA 7. RADIO DE INFLUENCIA EN UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

II.4 ANALISIS MATEMATICO.

Las bases matemáticas necesarias para interpretar las pruebas de interferencia fueron presentadas inicialmente por Theis [2].

Utilizando la superposición de los efectos de cada uno de los pozos productores sobre el pozo de observación y aplicando la solución de línea fuente, se tiene:

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

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

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

La producción del pozo activo 1 que produce el gasto q_1 , provoca una caída de presión sobre el pozo de observación, efecto que está dado por :

$$\Delta p_i = - \frac{70.6 q_1 \mu B}{k h} \cdot Ei \left(- \frac{\phi \mu C_t r_1^2}{0.00105 k t_1} \right) \quad [3]$$

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

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

Así sucesivamente, para n pozos productores que tengan influencia 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:

$$p_{ws} = p^* - \frac{162.6 q \mu B}{k h} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{70.6 q \mu B}{k h} \left[\frac{q_1}{q} \text{Ei} \left(- \frac{\phi \mu C_t r_1^2}{0.00105 k t_1} \right) - \frac{q_2}{q_1} \text{Ei} \left(- \frac{\phi \mu C_t r_2^2}{0.00105 k t_2} \right) + \dots \right] \quad [5]$$

r_1, r_2, \dots, 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, \dots, t_n y Δt pueden determinarse aproximadamente de la siguiente manera

$$t = \frac{\text{producción acumulada en el pozo de observación}}{\text{gasto de producción antes del cierre}}$$

$$t_1 = \frac{\text{producción acumulada en el pozo 1 antes de cerrar el pozo de observación}}{\text{gasto de producción promedio } (q_1) \text{ durante la prueba de interferencia}}$$

$$\Delta t_1 = \frac{\text{incremento de producción en el pozo 1 después de cerrar el pozo de observación}}{\text{gasto de producción promedio durante la prueba de interferencia}}$$

El término logarítmico de la ecuación da el efecto de producción y de cierre en el mismo pozo de observación. El término E_i da la caída de presión en el pozo de observación causada por la producción en los pozos 1, 2, 3 ... n a distancias $r_1, r_2, r_3 \dots, r_n$ 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 E_i en la ecuación 5, habiendo un término por cada pozo imagen.

La distancia r_i , en este caso es la distancia del pozo imagen al pozo de observación.

Si el gasto en un pozo productor varía considerablemente durante la prueba, una serie de funciones E_i 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_i .

La ecuación 5 está escrita para condiciones de flujo en una fase arriba del punto de burbujeo. Para flujo en dos fases por debajo del punto de burbujeo, las movilidades y las compresibilidades totales deben ser utilizadas en pruebas de incremento de presión.

Con esta ecuación 5 es posible determinar $\phi \mu C / k$. El valor de 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 yacimiento comprendido entre los pozos interferidos.

Un ejemplo de las pruebas de interferencia es mostrado en la figura 9. La línea punteada en esta figura, llamada "presión de incremento", fue obtenida extrapolando la porción lineal de la gráfica 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 funciones E_i , 6

$$\left(p^* - 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) - p_{ws} = -70.6 \frac{q \mu B}{k h}$$

$$\left[\frac{q_1}{q} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi \mu C a_1^2}{0.00105 k t_1} \right) + \frac{q_2}{q} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi \mu C a_2^2}{0.00105 k t_2} \right) + \dots \right]$$

[6]

Como los dos primeros términos de la izquierda representan la extrapolación de la línea recta en la figura 10 y el tercer término p_{ws} representa la presión observada, esto se puede escribir como

$$p_{ext} - p_{obs} = - \frac{m}{2.303} \left[\frac{q_1}{q} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi \mu C a_1^2}{0.00105 k t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi \mu C a_2^2}{0.00105 k t_2} \right) + \dots \right]$$

[7]

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

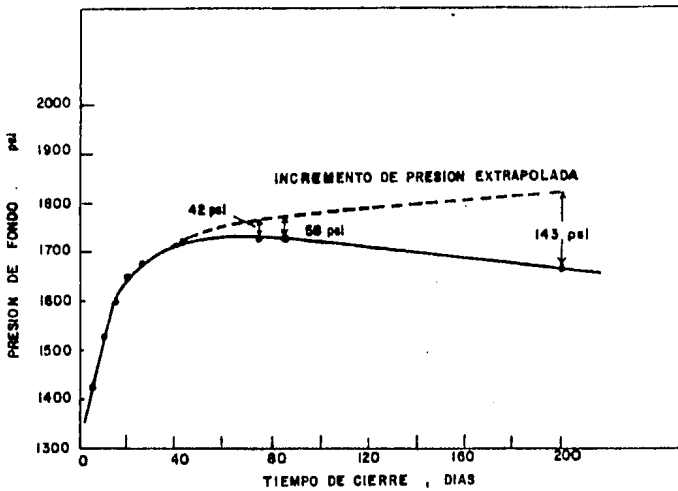
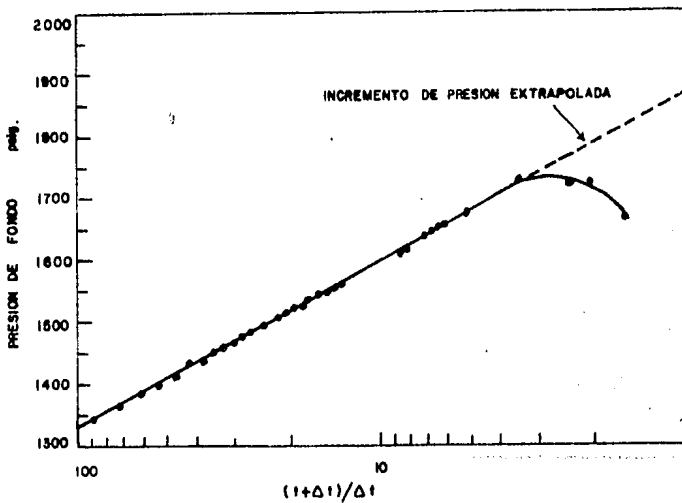


FIGURA 9. PRUEBA DE INTERFERENCIA EN UN YACIMIENTO DE BAJA PERMEABILIDAD

FIGURA 10. GRAFICA SEMILOG PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA EN UN YACIMIENTO DE BAJA PERMEABILIDAD .



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 de la presión de interferencia.

Las ecuaciones de flujo son utilizadas en Ingeniería Petrolera para estudiar el comportamiento de pozos individuales y de los yacimientos. 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 frontera externa del yacimiento. Para ayudar en estos estudios, las ecuaciones de flujo han sido resueltas en términos de estas dos fronteras.

Definiéndose el tiempo adimensional apropiadamente, previas soluciones de la ecuación de presión pueden ser mostradas como una familia de curvas en una gráfica. Con estas curvas se puede hacer una exacta evaluación de las caídas de presión dentro de un yacimiento.

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

fente puede ser empleada en el análisis de flujo transitorio. La ecuación es obtenida a partir de la ecuación de Darcy que es análoga 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 punto en un plano infinito con temperatura inicial cero a cualquier tiempo debido a una línea fuente "instantánea" es :

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

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

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

$$v(x, y, t) = \int_0^t \left[\frac{\psi(t')}{4 \pi k (t-t')} e^{-\frac{(x^2 + y^2)}{4 k (t-t')}} dt' \right] \quad [2]$$

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

$$v(t) = \int_0^t \frac{\lambda}{4 \pi k (t-t')} e^{-\frac{(x^2 + y^2)}{4 k (t-t')}} dt'$$

$$v(t) = \frac{\lambda}{4\pi k} \int_0^t \frac{e^{-\frac{(x^2 + y^2)}{4k(t-t')}}}{t - t'} dt' \quad [3]$$

Llamando $u = \frac{x^2 + y^2}{4k(t - t')}$ [4]

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

y

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

Si $t' = t$ entonces $u = \infty$
 Si $t' = 0$ entonces $u = \frac{x^2 + y^2}{4kt}$

Multiplicando por $\frac{4k(x^2 + y^2)}{4k(x^2 + y^2)}$ al término dt' , se obtiene

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

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

$$dt' = \frac{x^2 + y^2}{4k} \frac{du}{u^2}$$

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

$$\Delta P(t) = \frac{\lambda}{4\pi k} \int \frac{e^{-u}}{t-t'} \left[\frac{x^2+y^2}{4k} \frac{du}{u^2} \right] \frac{x^2+y^2}{4kt}$$

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

$$P(t) = \frac{\lambda}{4\pi k} \int \frac{e^{-u}}{u} du \quad [5]$$

$$\frac{x^2+y^2}{4kt}$$

El valor de la integral exponencial está dada por la serie

$$\int \frac{e^{-x}}{x} dx = -0.577216 - \ln x + x - \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} \dots + \frac{x^n}{n!} \quad [6]$$

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

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

x

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 cantidad adimensional 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 homogéneos con una extensión areal infinita donde el coeficiente de transmisibilidad es constante en cualquier tiempo y lugar y el pozo productor tiene un diámetro infinitamente pequeño.

Definiendo la integral como

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

Entonces la ecuación [7] se puede escribir:

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

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

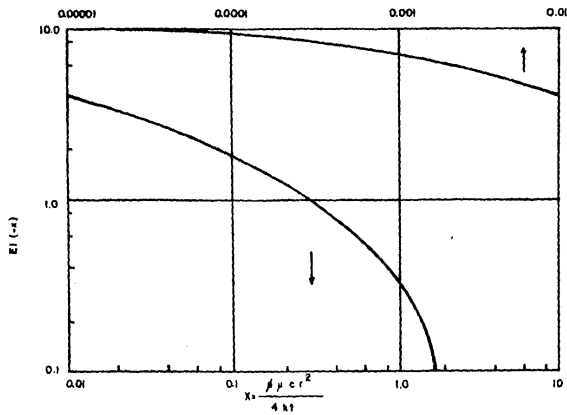


FIGURA II. SOLUCION DE THEIS DE LA INTEGRAL EXPONENCIAL

III.1.2 METODO DE MORTADA.

Este método analítico provee al ingeniero petrolero de un recurso práctico para analizar la interferencia de campos de aceite.

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 circular. Las gráficas están construidas a partir de la ecuación de difusividad.

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

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

Con el aumento de dificultades para el descubrimiento de nuevas reservas de aceite, la atención debe centrarse en el desarrollo eficiente de la producción de los yacimientos existentes. La producción eficiente depende de la disponibilidad de medios confiables para la predicción del comportamiento presión-producción de los campos de aceite, que es usualmente desarrollada por métodos 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 combinación de la ley de Darcy con la ecuación de continuidad:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\rho \mu c r}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad [9]$$

Introduciendo las variables adimensionales p_D, r_D, t_D la ecuación 9 toma la forma:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad [10]$$

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

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

Utilizando la transformada de Laplace se obtiene

$$p_D(r_D, s) = \int_0^{\infty} e^{-st} p_D(r_D, t_D) dt_D \quad [11]$$

Aplicando la ecuación 10 para el caso de gasto constante:

$$p_D(r_D, s) = \frac{k_0(r_D \sqrt{s})}{s^{3/2} k_1(\sqrt{s})} \quad [12]$$

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 reducida a :

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

Substituyendo para k_0 y k_1 en la ecuación 12

$$P_D(r_D, s) = \frac{e^{-(r_D-1)\sqrt{s}}}{\sqrt{r_D s}} \quad [13]$$

La antitransformada de Laplace de la ecuación 13 es

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{2\sqrt{t_D}}{\sqrt{r_D}} \text{ierfc} \frac{r_D-1}{2\sqrt{t_D}} \quad [14]$$

Donde

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

y

$$\text{erfc} x = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{\infty} e^{-x^2} dx$$

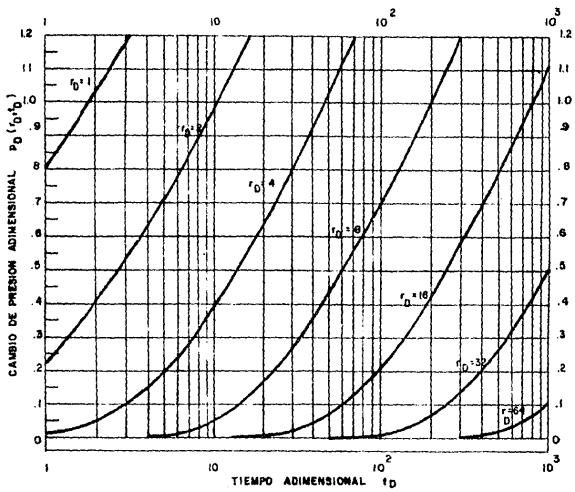


FIGURA 12. DISTRIBUCION DE PRESION ADIMENSIONAL EN UN SISTEMA RADIAL FINITO.

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

$$k_0(z) = -\left(\frac{\text{Ln } z}{2} + \gamma^\lambda\right) \quad k_1(z) = \frac{1}{z} \quad [15]$$

Donde $\gamma^\lambda = 0.5772$ (Constante de Euler)

Susbtituyendo en la ecuación 12 y desarrollando

$$p_D(r_D, s) = \frac{\text{Ln } s/2}{s} + \frac{\text{Ln}\left(\frac{1}{r_D}\right) - \gamma^\lambda}{s} \quad [16]$$

La Antitransformada de 16 está dada por

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \frac{4t_D}{r_D^2} - \gamma^\lambda \right] \quad [17]$$

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

Los valores del cambio de presión adimensional $p_D(r_D, t_D)$ - por unidad de gasto son presentados en forma gráfica que incluyen 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 de aceite. 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 presión en su frontera en un periodo de tiempo t está dada por la relación

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

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

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

Donde:

$$t_D = 4.56 (10^{-7}) \frac{kt}{\phi \mu C_w \Lambda} \quad [20]$$

Y r_{DA} es la distancia entre los centros de A y B en múltiplos de r_{wA} . Las variables en estas y las siguientes ecuaciones son expresadas en unidades comunes de campo.

Además, si durante el período de interés t_n , el gasto de producción de A varía, entonces la caída de presión en lb/pg^2 en cualquier punto del yacimiento está dada por la suma:

$$p(r, t_w) = 887.6 \frac{\mu}{2\pi kh} \sum_{i=0}^{n-1} q_A(t_{i+1}) - q_A(t_1) P_D(r_D, t_{Di} - t_{Di}) \quad [21]$$

Donde t_i representa los tiempos ($t_0, t_1, t_2, \dots, t_n$) y $q_A(t_i)$ 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 interferencia en B debido a la producción de A.

Este mismo procedimiento es empleado para obtener los efectos 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 muestra en la Tabla I.

Si se define el tiempo adimensional en base a cualquier radio en el sistema infinito entonces:

$$t_D = \frac{kt}{\beta \mu C_t r^2} \quad [22]$$

	VARIABLE INDEPENDIENTE ADIMENSIONAL	VARIABLE DEPENDIENTE ADIMENSIONAL	CAIDA DE PRESION ADIMENSIONAL
THEIS	$X = \frac{\rho \mu cr^2}{4 kt}$	Ei (-x)	$\frac{q \mu}{4 \pi kh}$ Ei (-x)
MORTADA	$t_D = \frac{kt}{\rho \mu cr_w^2}$	ΔP_D	$\frac{q \mu}{2 \pi kh} \Delta P_D$

TABLA I. COMPARACION DE VARIABLES DEPENDIENTE E INDEPENDIENTE.

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

$$t_{D22} = \frac{t_D \text{ Mortada}}{r_D^2} \quad [23]$$

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

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

y

$$P_D = \frac{Ei(-x)}{2} \quad [25]$$

La figura 13 representa los resultados de Theis con las definiciones de tiempo y presión adimensional dadas por las ecuaciones 24 y 25, respectivamente. Ajustando el tiempo adimensional de la solución de Mortada de acuerdo con la ecuación 23 es evidente que las curvas de la figura 12 constituyen una familia de curvas en la figura 13 que convergen en la solución de Theis.

En la figura 13 los resultados de radios mayores a 20 indican que la solución de Theis da adecuadamente la caída de presión después de cualquier tiempo práctico.

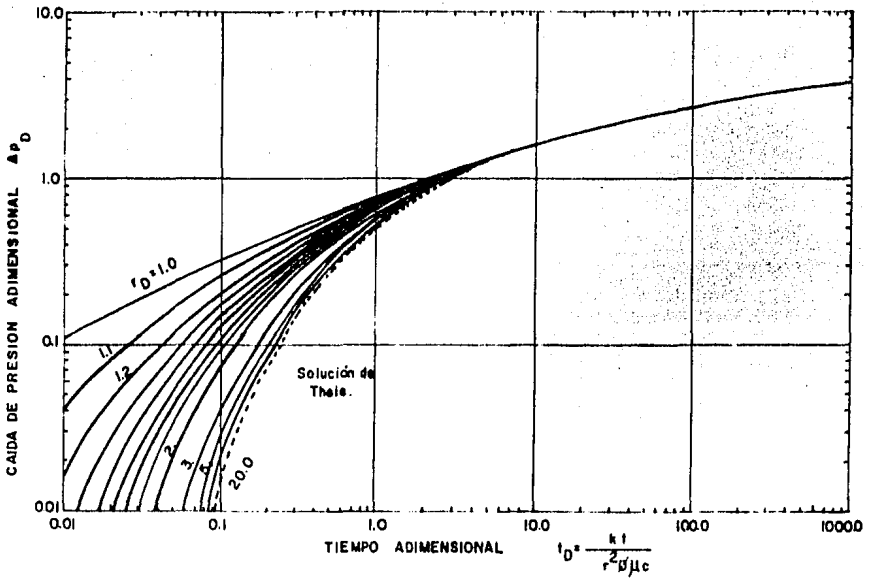


FIGURA 13. DISTRIBUCION DE p_D EN UN SISTEMA RADIAL PARA VARIOS VALORES DE r_D

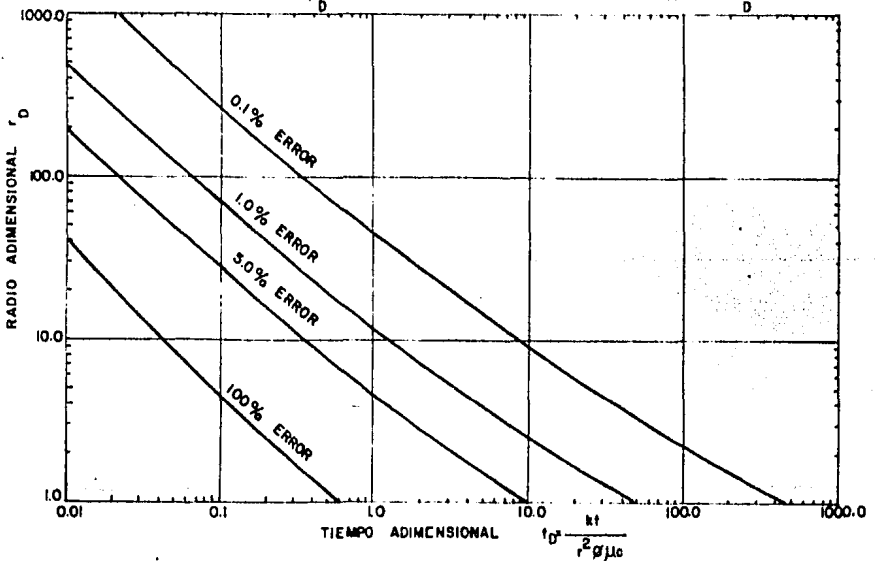


FIGURA 14. RELACION PARA USAR LA SOLUCION DE THEIS PARA VARIOS r_D EN LUGAR

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 curvas en una sola en la figura 12. Cualquier combinación de relación de radios y tiempo adimensional que cae a la derecha de la línea de 1% 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% tendrá un error de 0.1%.

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

La solución de Theis puede ser utilizada para puntos en el yacimiento de relaciones de radios grandes con pequeños valores de 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 condiciones

$$k = 1.58 \text{ md } \phi \text{ } 1 \text{ perm}$$

$$\phi = 0.2 \%$$

$$C = 8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\mu = 0.4 \text{ cp}$$

$$t_D = \frac{1 \text{ t}}{0.2 \times 0.4 \times 8 \times 10^{-6} \times 818^2}$$

$$t_D = 25 \text{ t}$$

De la figura 14 se puede ver que a un $r_D = 520$ la solución de Theis se puede utilizar con un error de 0.1% ó menos para todos los valores de $t_D > 0.045$. Esto es equivalente de aproximadamente 2 minutos. Para todos los ejemplos prácticos donde la relación de radios es grande, la solución de Theis se puede utilizar con confianza.

Para el método de Mortada se tiene el siguiente ejemplo.

Considerando el caso de un yacimiento con dos pozos A y B localizados 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 muestra 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 presión actual es de 3219 psig en el pozo A y 3220 psig en el pozo B. El sistema está caracterizado por las siguientes propiedades físicas

$$\begin{array}{ll} k = 212 \text{ md} & B = 1.15 \text{ bbl/STB} \\ h = 84 \text{ pies} & \phi = 0.22 \\ C_w = 5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} & \mu = 0.30 \text{ cp} \end{array}$$

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 energía del sistema es despreciada el problema se soluciona directamente 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 determinados para resolver el problema. Esto se efectúa calculando el tiempo adimensional apropiado y el radio, entonces se localiza el cambio 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

$$t_a = 12 \text{ años} = 4383 \text{ días}$$

$$t_{Da} = (4.56)(10^{-7}) \frac{kt_a}{\rho \mu C_w \lambda}$$

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

$$= 642.0$$

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

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{2000^3}{640\pi}} = 0.997 \text{ millas}$$

$$r_{Da} = \frac{7.98}{0.997} = 8$$

Substituyendo esos valores en la siguiente ecuación

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

$$P_D(1648 - t_{D_i})$$

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

$$P_D(8642 - t_{D_i})$$

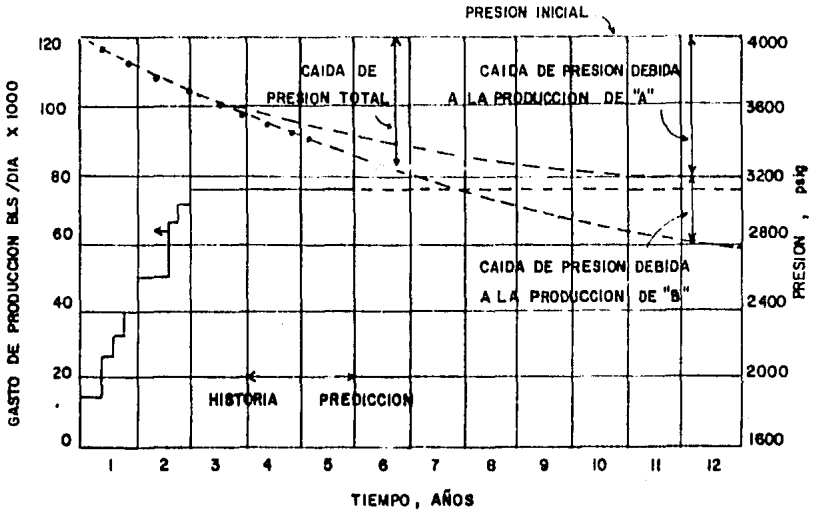


FIGURA 15. HISTORIA Y PREDICCION DEL POZO "A"

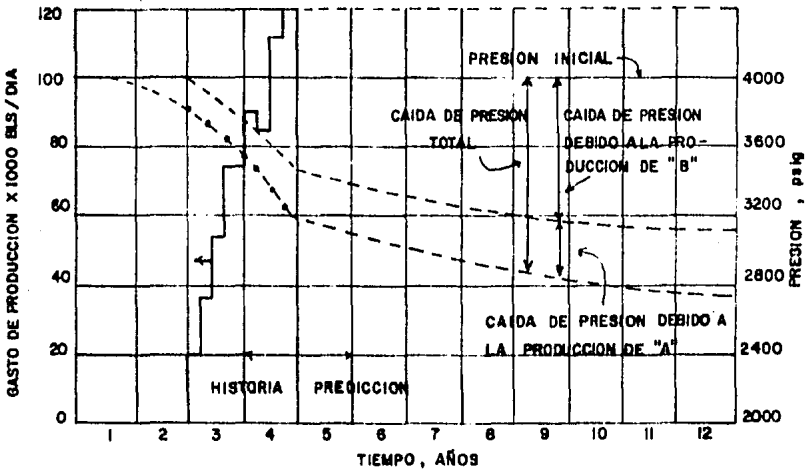


FIGURA 16 HISTORIA Y PREDICCION DEL POZO "B"

t_i días	$q_A(t_{i+1}) - q_A(t_i)$ STB/D	t_{D_i} Tiempo	$642 - t_{D_i}$ Adimensional	$P_D(1642 - t_{D_i})$ Cambio de Presión	$P_D(8642 - t_{D_i})$ Adimensional
0	14000	0.0	642.0	3.64	1.57
90	10000	13.2	628.8	3.62	1.56
181	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 PRESTON EN LOS POZOS A Y B DEBIDO A LA PRODUCCION DEL POZO A.

t_i	$q_B(t_{i+1}) - q_B(t_i)$	t_{D_i}	$133.8 - t_{D_i}$	$P_D(133.8 - t_{D_i})$	$P(133.8 - t_{D_i})$
días	STB/D	Tiempo Adimensional	Cambio de presión 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.

$$P_{Aa} = 739.5 \text{ psi}$$

$$P_{Ba} = 315.1 \text{ psi}$$

Pozo B

$$t_a = 10 \text{ años} = 3653 \text{ días}$$

$$t_{Da} = 4.56 (10^{-7}) \frac{k t_a}{\phi \mu C_w A}$$

$$= \frac{4.56(10.7)(212)(3653)}{0.22(0.30)(5 \times 10^{-6})(8000)}$$

$$= 133.8$$

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

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

$$r_B = \frac{7.98}{1.994} = 4$$

Substituyendo esos valores en las siguientes ecuaciones

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

$$P_D = (1,133.8 - t_{D_i})$$

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

$$P_D = (4,133.8 - t_{D_i})$$

$$P_{Bb} = 925.7 \text{ psi}$$

$$P_{Ab} = 475.4 \text{ psi}$$

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 PREDICCIÓN DE INTERFERENCIA.

Se han desarrollado técnicas para determinar el tiempo y el lugar en que la alteración de la presión que se origina entre dos pozos adyacentes que empiezan a interactuar o interferir significativamente. Se han seguido dos procedimientos diferentes: el primero consiste en considerar separadamente el efecto debido a cada pozo, y luego el efecto acumulado de los dos pozos en estudio.

III.2.1 METODO DE STEVENS Y THODOS.

Stevens y Thodos^[4] presentaron un método para estimar las características de interferencia entre dos pozos adyacentes. Definieron el tiempo de interferencia como el tiempo en el cual cada pozo causa una caída de presión en el mismo punto dentro del yacimiento. El tiempo apropiado y la posición se obtuvieron por métodos gráficos. Figura 17.

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

$$P(r,t) = P_o = 70.6 \frac{q \mu B}{kh} \operatorname{Ei} \left(- \frac{948 \phi \mu c r^2}{k t} \right) \quad [26]$$

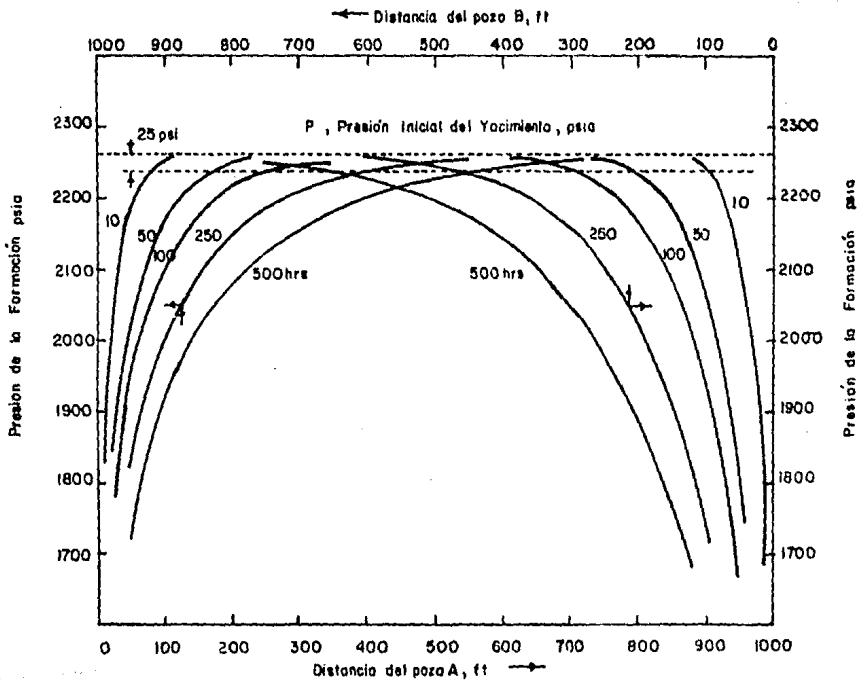


FIGURA 17. PERFILES DE PRESION DE ONDAS DE AVANCE FRONTALES A PARTIR DE POZOS ADYACENTES E INTERFERENCIA RESULTANTE DE SU INTERACCION.

Como la máxima interferencia ocurre a través de la línea que conecta a los dos pozos solamente es necesario considerar las posiciones 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

$$r_A + r_B = D$$

$$\Delta \bar{\phi} = \frac{\Delta P kh}{70.6 q_{\mu B}}$$

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

$$x = \frac{r_A}{D} \quad ; \quad 1 - x = \frac{r_B}{D}$$

y también

$$P_D = \frac{kh \Delta p}{141.2 q_{\mu B}}$$

$$2 P_D = \frac{kh \Delta p}{70.6 q_{\mu B}} = \Delta \bar{\phi}$$

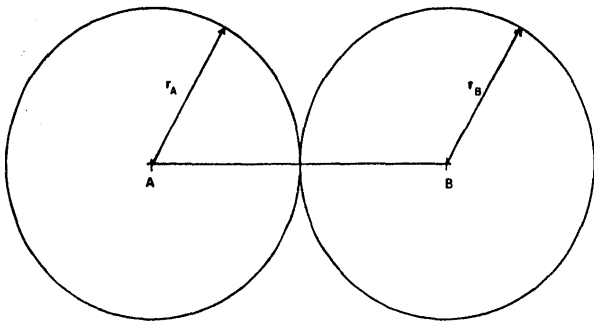


FIGURA 18. ESQUEMA DE LA INTERFERENCIA ENTRE DOS POZOS.

Entonces

$$\Delta P_A = \frac{70.6 \text{ quB}}{kh} 2p_D = \frac{70.6 \text{ quB}}{kh} \Delta \bar{\phi}_A \quad [27]$$

$$\Delta P_A = - \frac{70.6 \text{ quB}}{kh} 2 \left[\frac{1}{2} Ei \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \right]$$

$$\Delta P_A = - \frac{70.6 \text{ quB}}{kh} Ei \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad [28]$$

Comparando las ecuaciones 27 y 28

$$\Delta \bar{\phi}_A = - Ei \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) = - Ei \left(- \frac{\frac{r_A^2}{r_w^2}}{4 \frac{0.0002637 \text{ kt}}{\phi \mu C_t r_w^2}} \right)$$

Pero como:

$$r_A = xD \quad y \quad r_A^2 = x^2 D^2 \quad \text{entonces:}$$

$$\begin{aligned} \Delta \bar{\phi}_A &= - Ei \left(- \frac{948 \phi \mu C_t r_A^2}{kt} \right) \\ &= - Ei \left(\frac{-948 \phi \mu C_t x^2 D^2}{kt} \right) \end{aligned}$$

y finalmente

$$\Delta \bar{\phi}_A = - Ei \left(- \frac{\alpha x^2}{t} \right) \quad [29]$$

De la misma manera

$$\Delta \bar{\phi}_B = 2p_D = \frac{kh \Delta P}{70.6 q\mu B}$$

$$\Delta P_B = \frac{70.6 q\mu B}{kh} \Delta \bar{\phi}_B \quad [30]$$

$$\Delta P_B = - \frac{70.6 q\mu B}{kh} 2 \left[\frac{1}{2} \text{Ei} \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \right]$$

$$\Delta P_B = - \frac{70.6 q\mu B}{kh} \text{Ei} \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad [31]$$

Comparando se tiene:

$$\Delta \bar{\phi}_B = - \text{Ei} \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) = - \text{Ei} \left(\frac{\frac{r_B^2}{r_w^2}}{4 \frac{0.0002637 kt}{\beta \mu C_t r_w^2}} \right)$$

pero como

$$r_B = (1-x) D \text{ y } r_B^2 = (1-x)^2 D^2$$

$$\Delta \bar{\phi}_B = - \text{Ei} \left(- \frac{948 \beta \mu C_t r_B^2}{kt} \right) = - \text{Ei} \left(- \frac{948 \beta \mu C_t (1-x)^2 D^2}{kt} \right)$$

Entonces

$$\Delta \bar{\phi}_B = - \text{Ei} \left(- \frac{\alpha (1-x)^2}{t} \right) \quad [32]$$

En los desarrollos anteriores se ha utilizado

$$\Delta \Phi = -Ei(-u^2) \quad [33]$$

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

$$u_A^2 = \frac{\alpha x^2}{t} \quad u_B^2 = \frac{\alpha(1-x)^2}{t}$$

De donde

$$t = \frac{\alpha x^2}{u_A^2} \quad [34]$$

y

$$u_B^2 = \frac{\alpha(1-x)^2}{\frac{\alpha x^2}{u_A^2}}$$

Arreglando

$$u_B^2 = \frac{u_A^2 \alpha(1-x)^2}{\alpha x^2} = \frac{u_A^2 (1-x)^2}{x^2}$$

$$u_B x = u_A - u_A x$$

$$x(u_B + u_A) = u_A$$

Y finalmente se obtiene

$$x = \frac{u_A}{u_A + u_B} \quad [35]$$

Substituyendo en la ecuación 34

$$\frac{\frac{u_A^2}{u_A + u_B}}{u_A^2} \propto \frac{\frac{u_A^2}{u_A + u_B}}{u_A^2} = \frac{\propto u_A^2}{u_A^2 (u_A + u_B)^2}$$

$$t = \frac{\propto}{(u_A + u_B)^2} \quad [36]$$

La información deseada se puede obtener directamente de las ecuaciones 33,35,36. Para facilitar el uso de este método

-Ei ($-u^2$) es graficado como una función de u como se muestra en la figura 19.

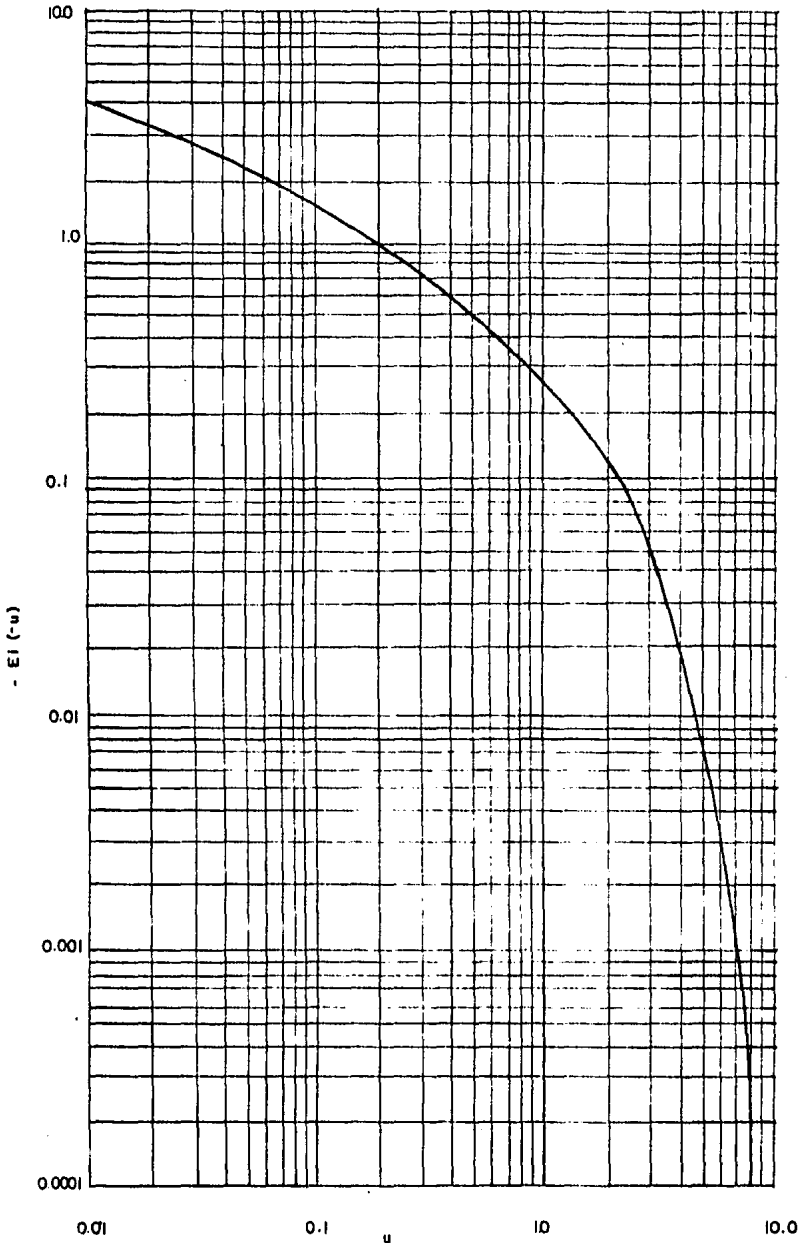


FIGURA 19 . GRÁFICA DE u contra - Ei(-u)

Para ejemplificar el uso de este método tenemos los siguientes datos:

$$\begin{array}{ll}
 k = 270 \text{ md} & \mu = 45 \text{ cp} \\
 \beta = 0.22 & C = 5.15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\
 h = 57 \text{ pies} & q_A = 550 \text{ STB/D} \\
 D = 1.000 \text{ pies} & q_B = 1,100 \text{ STB/D} \\
 B = 1.10 & P_A = P_B = \text{psi } 25
 \end{array}$$

Los cálculos requeridos son los siguientes:

$$\beta_A = \frac{(25)(270)(57)}{(70.7)(550)(45)(1.10)} = 0.200$$

$$\beta_B = \frac{(25)(270)(57)}{(70.7)(1100)(45)(1.10)} = 0.100$$

$$\alpha = \frac{948(0.22)(15)(5.15 \times 10^{-6})(1000)^2}{270} = 179 \text{ horas}$$

De la figura 19 U_A es igual a 1.02 y U_B es igual a 1.20

Utilizando las ecuaciones de

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

$$x = \frac{1.02}{(1.02 + 1.20)} = 0.459$$

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

III.2.2 METODO DE WARREN Y HARTSOCK.

Warren y Hartssock [5] propusieron una definición alternativa en la cual la interferencia ocurre cuando la máxima presión a través de la línea que conecta a los dos pozos cae por debajo del nivel prescrito (una caída de presión finita puede ser especificada porque la forma de la ecuación es tal que una perturbación infinitesimal es propagada a una velocidad que tiende a ser infinita).

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

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

$$\Delta \phi_{AB}(x,t) = - Ei \left(- \frac{\alpha x^2}{t} \right) - \lambda Ei \left(- \frac{\alpha (1-x)^2}{t} \right) \quad [37]$$

Definiendo la ecuación 37 con respecto a x

$$\lambda = \frac{q_B}{q_A}$$

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

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

Igualando la derivada a cero y reordenando:

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

Los valores de $\frac{\alpha}{t}$ que satisfacen la ecuación 39 para varias combinaciones de x y λ son indicadas gráficamente en la figura 20; por conveniencia se supone que $\lambda \geq 1$ y $x = 0.5$

Con la relación entre α/t y x , $\Delta \dot{\phi}_{AB}$ puede ser expresada como una función de α/t y λ a través de la ecuación 37; los resultados se muestran en la figura 21.

Para valores específicos de $\dot{\phi}_{AB}$, α y λ las características de interferencia se pueden encontrar fácilmente. Primero α/t es leída directamente de la figura 21; luego x es obtenida de la figura 20 para esa α/t y el valor apropiado de λ .

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

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

$$\alpha = \frac{(0.958)(0.22)(45)(5.15 \times 10^{-6})(1000)^2}{270}$$

$$= 179 \text{ horas.}$$

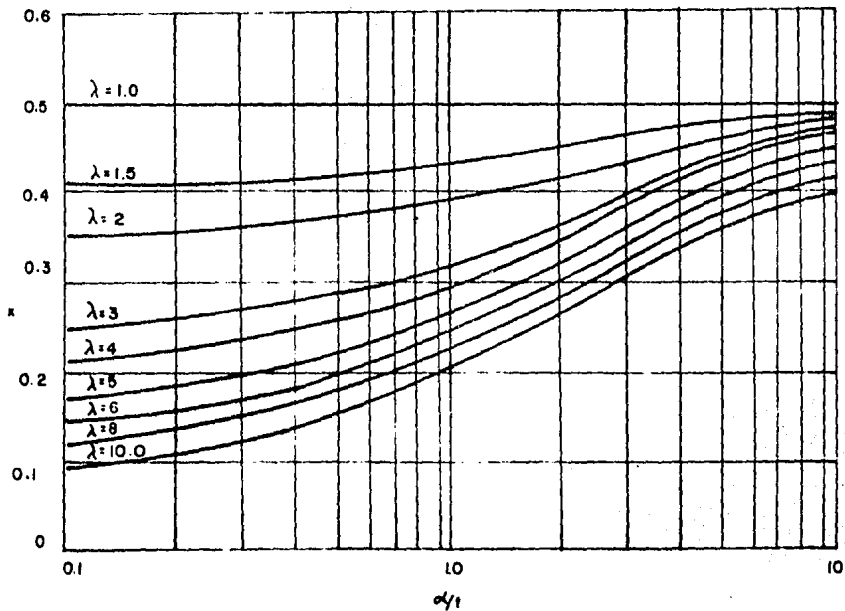


FIGURA 20. VALORES DE α/l QUE SATISFACEN LA ECUACION 39 PARA VARIAS COMBINACIONES DE x Y λ .

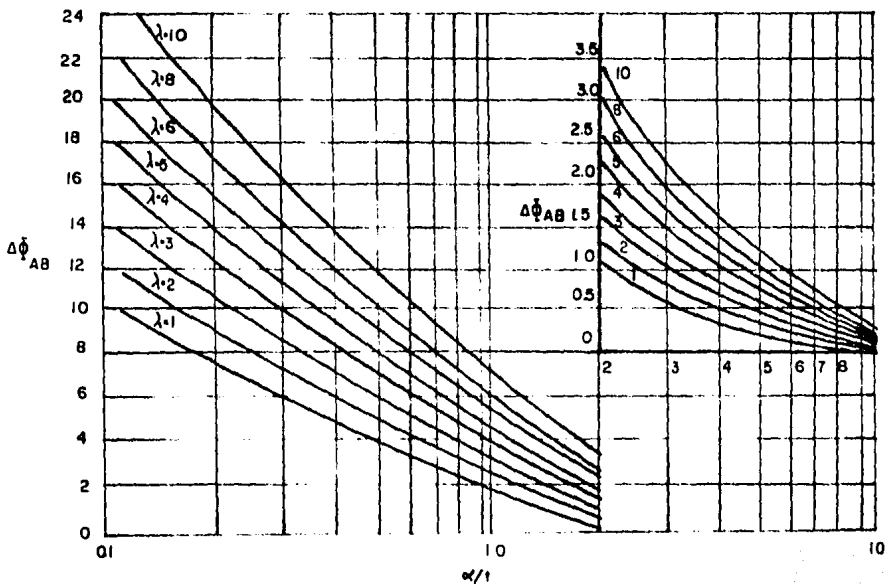


FIGURA 21. GRAFICA DE $\Delta\Phi_{AB}$ CONTRA α/l .

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

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

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

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

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

III.3 METODO SEMILOGARITMICO.

Si el pozo activo y el de observación en una prueba de interferencia 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 de la aproximación logarítmica de la integral exponencial. Entonces la presión en el pozo de observación puede aproximarse por:

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

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

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{2.637 \times 10^4 kt}{\beta \mu C_t r^2} \quad [41]$$

La restricción anterior se puede reducir a $\frac{t_D}{r_D^2} > 10$ teniendo en los resultados un error de 1%.

Quando el valor 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 interferencia.

La técnica consiste en graficar los datos observados de presión contra el logaritmo del tiempo durante la fase inicial de una prueba de interferencia. De tal manera que una gráfica que tie

-ne una porción de línea recta semilogarítmica con pendiente m -
 está dada por:

$$m = - \frac{162.6 q \mu B}{kh} \quad [42]$$

y la intersección $P_{1 \text{ hr}}$ dada por:

$$P_{1 \text{ hr}} = p_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\beta' \mu C_t r^2} \right) - 3.2275 \right] \quad [43]$$

Nótese que en ésta ecuación 43 no aparece el factor 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 puede estimar la permeabilidad del sistema, ecuación 42 y también se puede estimar el producto porosidad - compresibilidad del yacimiento por la siguiente ecuación:

$$\beta' C_t = \frac{k}{\mu r^2} \text{ antilog} \left(\frac{P_i - P_{1 \text{ hr}}}{m} - 3.2275 \right) \quad [44]$$

Por otro lado si el pozo de observación se cierra después de un tiempo t , entonces la superposición normal puede ser utilizada para analizar las presiones observadas. Después de un tiempo largo de cierre, el comportamiento de presión en el pozo de -

observación está dado por:

$$P_{ws}(t, + \Delta t, r) = P_i + m \log \left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad [45]$$

Lo cual indica que si las presiones observadas, después 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 pendiente $-m$. Por tanto, se puede estimar la permeabilidad a partir de la ecuación 42 y el producto ϕC_t mediante:

$$\phi C_t = \frac{k}{\mu r^2} \text{ antilog} \left[\frac{P_{1hr} - P_{ws}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{t_1 + 1}{t_1} \right) - 3.2275 \right] \quad [46]$$

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 siguientes datos.

Durante una prueba de interferencia se inyectó agua en un pozo activo en tiempo de 48 horas, la respuesta de presión en el pozo 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.

$q_w = 170$ bl/ día	$P_i = 0$ psi
$h = 45$ pies	$B_w = 1.0$ bl/stb
$D = 2000$ pies	$\mu_w = 1.0$ cp
$t_1 = 48$ horas	$r = 119$ pies
	$C_t = 9 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹

t (horas)	P_w (psi)	$P = P_i - P_w$ (psi)
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 inyección	
51.0	109	- 109
69.0	55	- 55
73.0	47	- 47
93.0	32	- 32
142.0	16	- 16
148.0	15	- 15

TABLA IV.

DATOS DE LA PRUEBA

Ahora bien graficando los datos de p_w contra $\log t$ de la figura 22 se obtiene una línea recta semilogarítmica, el cual tiene una pendiente $m = 120$ psi/ciclo, esta pendiente servirá para encontrar las propiedades del yacimiento con las ecuaciones 42 y 44.

Sustituyendo valores de la ecuación 42 y despejando k se obtiene

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

$$k = 5.11 \text{ md}$$

Extrapolando la línea recta semilogarítmica a una hora se obtiene

$$p_{1hr} = 41 \text{ psi} - (1)\text{ciclo}(120 \text{ psi/ciclo}) = -79 \text{ psi}$$

Substituyendo valores en la ecuación 44 se obtiene

$$\phi C_t = 5.11/(1)(119)^2 \text{ antilog}(0 - (-79)/120 - 3.2275)$$

$$\phi = 0.11$$

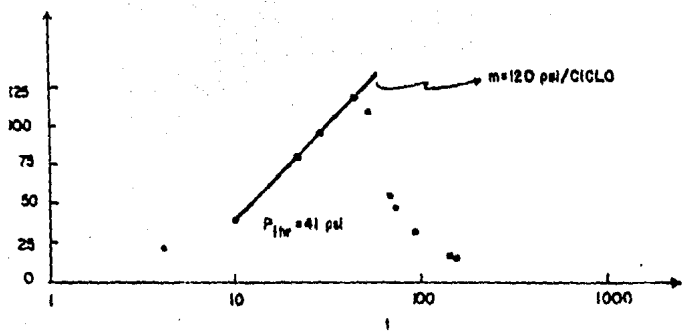


FIGURA 22. GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA DEL EJEMPLO.

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 curvas tipo es más simple en pruebas de interferencia que para pruebas 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 técnica de ajuste con curvas tipo, se sigue el procedimiento que se describe a continuación:

- Superponer un papel 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, ΔP contra Δt , 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 sobre la curva tipo, de tal manera que los ejes de ambas curvas se mantengan paralelos, como se muestra en la figura 24.

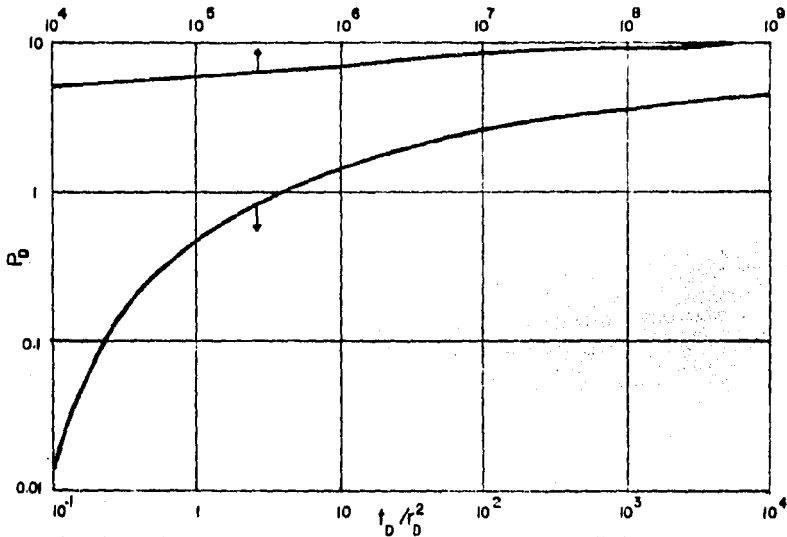


FIGURA 23. CURVA TIPO PARA ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA. PRESION ADMENSIONAL PARA UN SOLO POZO EN UN SISTEMA INFINITO, SIN DAÑO, SIN ALMACENAMIENTO. SOLUCION DE LA INTEGRAL EXPONENCIAL.

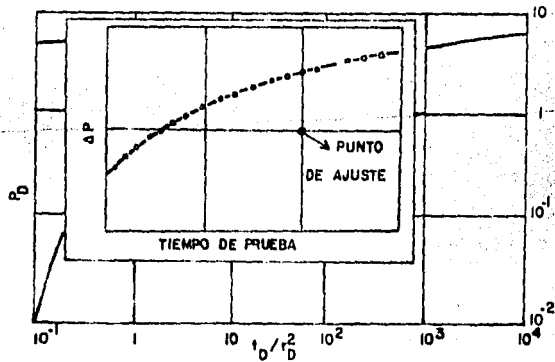


FIGURA 24. ILUSTRACION DEL AJUSTE CON CURVA TIPO PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

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

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

El producto ρC_t se puede calcular de la siguiente ecuación:

$$\rho C_t = \frac{2.637 \times 10^{-4}}{r^2} \frac{k}{\mu} \frac{(t)_M}{\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_M} \quad [48]$$

Los términos $(P_D)_M$ y $\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right)_M$ se obtienen de la curva tipo y $(\Delta P)_M$

y $(t)_M$ se obtienen de la gráfica de ΔP contra t , figura 24.

Los cálculos efectuados utilizando las ecuaciones 47 y 48 permiten determinar las propiedades de la roca en el yacimiento correspondiente 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 puede haber variaciones en el ajuste llevado a cabo en forma manual.

Para ejemplificar el procedimiento y tomando en cuenta los datos del ejemplo del método semilogarítmico tenemos:

$$(P)_M = 100 \text{ psi} \quad (P_D)_M = 0.96$$

$$(t)_M = 10 \text{ horas} \quad \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_M = 0.94$$

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

$$\phi C_t = \frac{2.637 \times 10^{-4} (5.12)}{119^2 (1)} \left(\frac{10}{0.94} \right)$$

$$\phi C_t = 1.01 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

Como $C_t = 9 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Entonces se tiene que la porosidad del yacimiento es:

$$\phi = 11.22 \%$$

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

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

La respuesta obtenida en el pozo de observación no corresponde íntegramente a la causada por el cambio del gasto en el pozo activo; para evitar estas situaciones se sugirieron las pruebas de pulsos de presión que consisten en variar cíclicamente el gasto, es decir, durante un cierto tiempo el pozo se abre y posteriormente se cierra. Bajo estas condiciones se obtiene una respuesta de presión representada por pulsos de presión como se indica en la figura 26.

Δt_p representa la duración del período de cierre mientras que Δt_c indica la duración del ciclo es decir un período de cierre más un período de producción. Otra variable importante es el tiempo de retraso, es decir, el tiempo que le toma a la onda de presión viajar desde el pozo activo hasta el pozo de observación, esto es representado por la variable t_L .

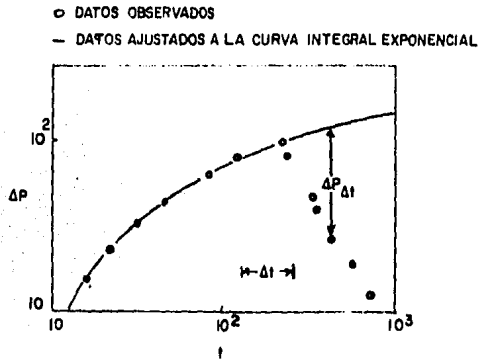


FIGURA 25. RESPUESTA DE LA PRESION DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCION Y CIERRE DEL POZO ACTIVO.

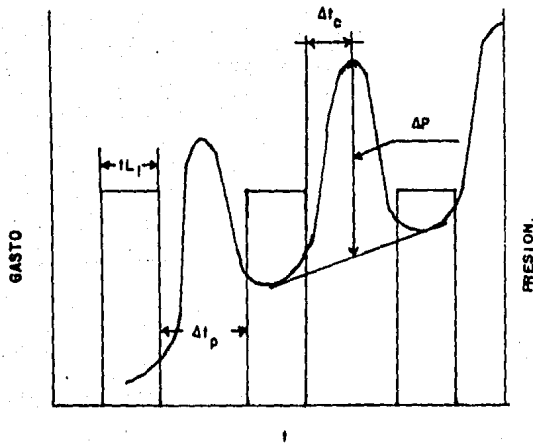


FIGURA 26. PRUEBA DE PULSOS DE PRESION.

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 pruebas de presión puede ser simplificado utilizando el método de ajuste de curvas tipo tal como lo sugiere Ramey^[9].

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

Este tipo de pruebas eliminan la interferencia de pozos vecinos cuyos efectos no se consideran involucrados en el diseño de la prueba.

Aunque en cierto caso tanto la prueba de interferencia como las pruebas de pulsos se llevan a cabo con el pozo de obstrucción 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 observación se mantengan cerrados durante la prueba.

FLUJO RADIAL

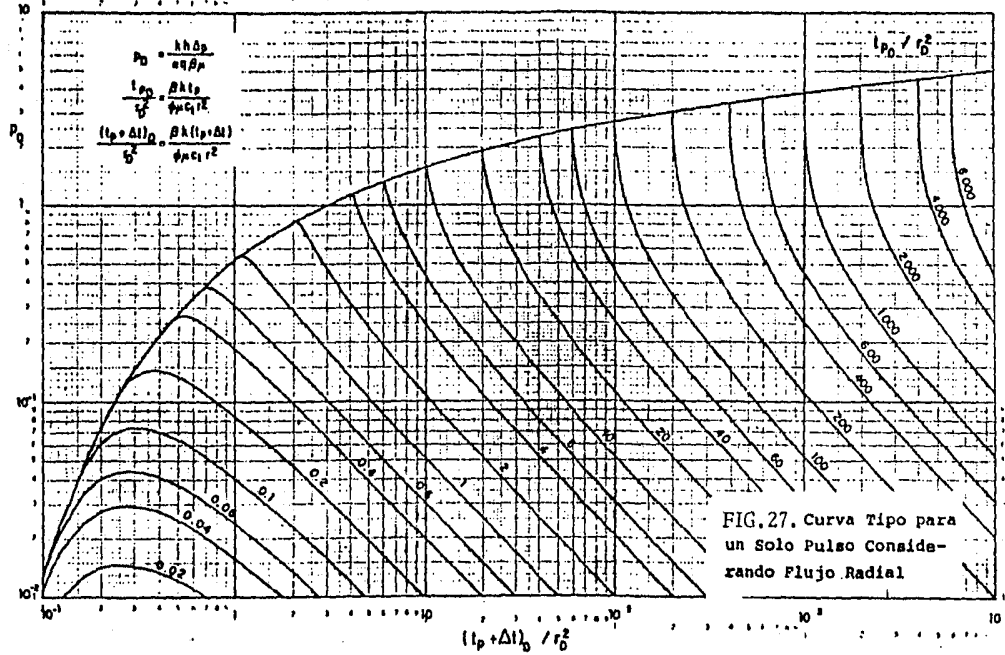


FIG. 27. Curva Tipo para un Solo Pulso Considerando Flujo Radial

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 la -
 etapa de inyección y datos para la etapa de cierre.

$q_w = 115$ bls/día	$C_w = 3.3 \times 10^{-6}$
$h = 25$ pies	$C_f = 3.7 \times 10^{-6}$
$B_w =$ Barriles C.Y/bls C.S	$C_o = 7.5 \times 10^{-6}$
$u_w = 1$ cp	$P_i = 240$ lb/in ²
$\phi = 20\%$	$T_f = 72^\circ$ F
$C = 8 \times 10^{-6}$ (lb/in ²) ⁻¹	$r_w = 0.563$ pies

t (hrs)	P (lb/in ²)
23.5	6.7
28.5	7.2
51	15
77	20
95	25
119	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 tipo-determinado 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 manera:

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} k(t)_M}{\mu C_t r^2 \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_M}$$

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} (14.28) (100)}{(1) (8 \times 10^{-6}) 475^2 (1.1)}$$

$$\phi = 0.189$$

$$\phi = 19\%$$

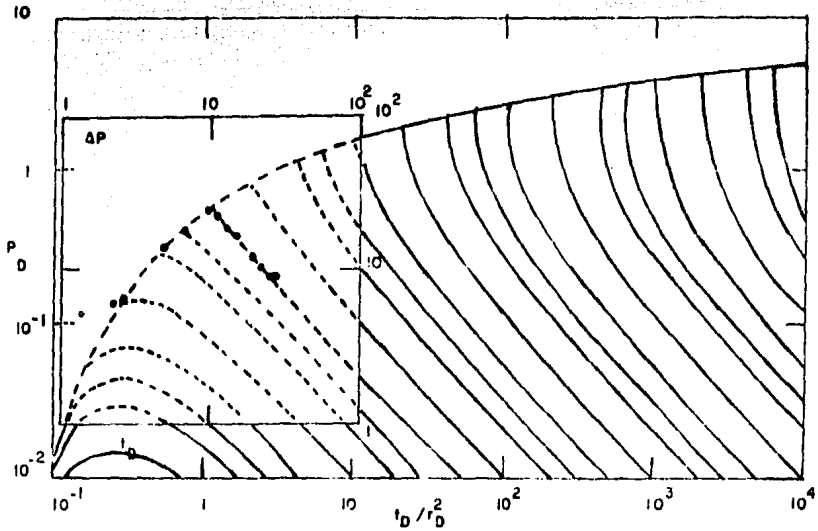


FIGURA 28. AJUSTE CON CURVAS TIPO PARA EL EJEMPLO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA DE UN SOLO PULSO.

Del ajuste del tiempo de inyección se tiene

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} k(t_p)_M}{u C_t r^2 (t_{pD})_M}$$

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} (14.28)(101)}{1 (8 \times 10^{-6})(475)^2 (1)}$$

$$\phi = 0.21$$

CAPITULO IV.

CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS.

IV.1 CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO.

Como ya se mencionó en el Capítulo II las bases matemáticas para interpretar las pruebas de interferencia fueron a partir del Método de Theis referido 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 tales como el grado de conectividad o continuidad en el yacimiento, definición de zonas o direcciones preferenciales del movimiento de los fluidos, capacidad de almacenamiento ($\phi C_t h$) capacidad de flujo de la formación, volumen poroso del yacimiento, etc; ya que a partir de esta información y el conocimiento estructural del campo se pueden determinar factores tan importantes como son el espaciamiento óptimo entre pozos y el volumen disponible de fluidos (capacidad de almacenamiento).

El método de Theis proporciona las caídas de presión a cualquier tiempo en un punto alrededor de un pozo que produce a gasto constante en un yacimiento homogéneo de espesor constante y extensión areal infinita.

Para la definición de los parámetros anteriormente mencionados es de gran importancia la correcta determinación de las variables adimensionales para la predicción del comportamiento presión-producción de los yacimientos. Estos componentes requeridos para evaluar el cambio de presión total son obtenidos de soluciones de la ecuación de difusividad derivada por combinación 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 encontrados en la práctica. Presentando las gráficas en forma adimensional se permite la evaluación de la caída de presión para cualquier yacimiento independientemente de sus características físicas.

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

La determinación de los parámetros de permeabilidad (k) y la capacidad de almacenamiento ($\phi C_t h$), se pueden obtener a partir del método semilogarítmico y el método de curvas tipo ya que permiten determinar las propiedades 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 que el yacimiento es isotrópico y homogéneo, pero no siempre los yacimientos se comportan de esta manera y exhiben anisotropía, así como rumbos de orientación 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 inyección en yacimientos fracturados.

Aunque no existe un método general para determinar la distribución en el área de drenaje por un pozo verticalmente fracturado el objetivo de este capítulo 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 anisotropía.

Para obtener una mejor caracterización del yacimiento, para el óptimo empleo 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 variaciones en el análisis de las pruebas.
- c) Evitar cambios de producción antes y durante la ejecución de las pruebas, 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 afirmar que si 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^[19] y Earlougher et al^[20] han indicado cómo el principio de superposición puede ser aplicado a la solución de linea-fuente para generar el comportamiento de la presión en sistemas rectangulares cerrados. La técnica en el pozo y en puntos distantes. Utilizando el principio de superposición es posible agregar los datos de p_D , en espacio o en tiempo, para obtener resultados adicionales. Aunque cualquiera de estas soluciones se pueden generar a mano, o más comúnmente por computadora, es frecuentemente desable tener esta información en forma gráfica y tabular.

Las Tablas IV a XX presentas las presiones adimensionales como una función del tiempo adimensional para varias localizaciones en varios sistemas 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 cartesianas- de p_D conyra t_{DA} para el sistema de la Tabla V.

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

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

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

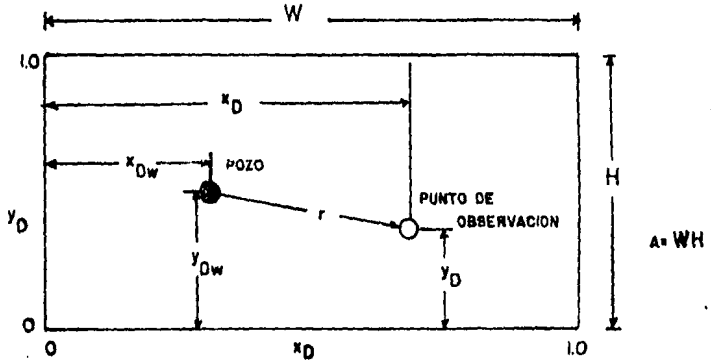


FIGURA 29. DEFINICION DE SIMBOLOS PARA SISTEMAS RECTANGULARES CERRADOS.

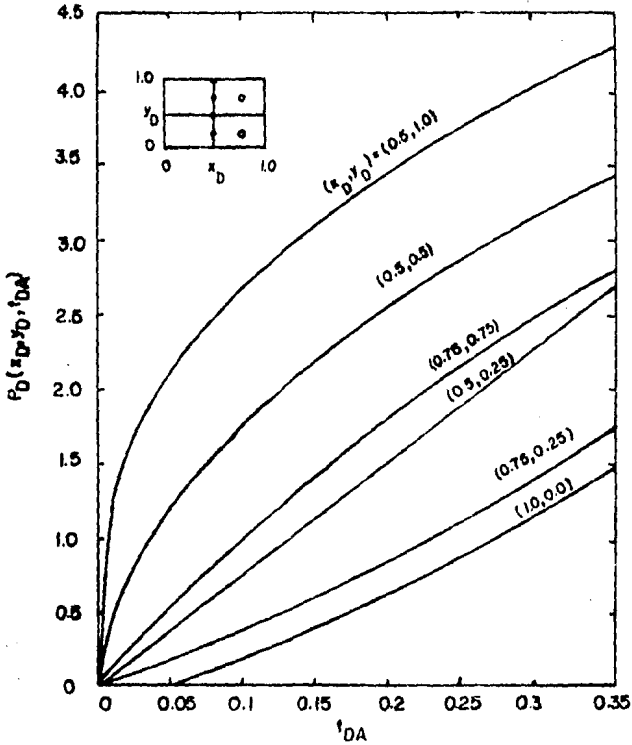


FIGURA 30. GRAFICA CARTESIANA DE P_D CONTRA t_{DA} PARA VARIAS LOCALIZACIONES EN UN RECTANGULO 2:1 CON EL POZO A $x_D = 0.5$ $y_D = 0.75 \sqrt{A}/r_w = 2000$

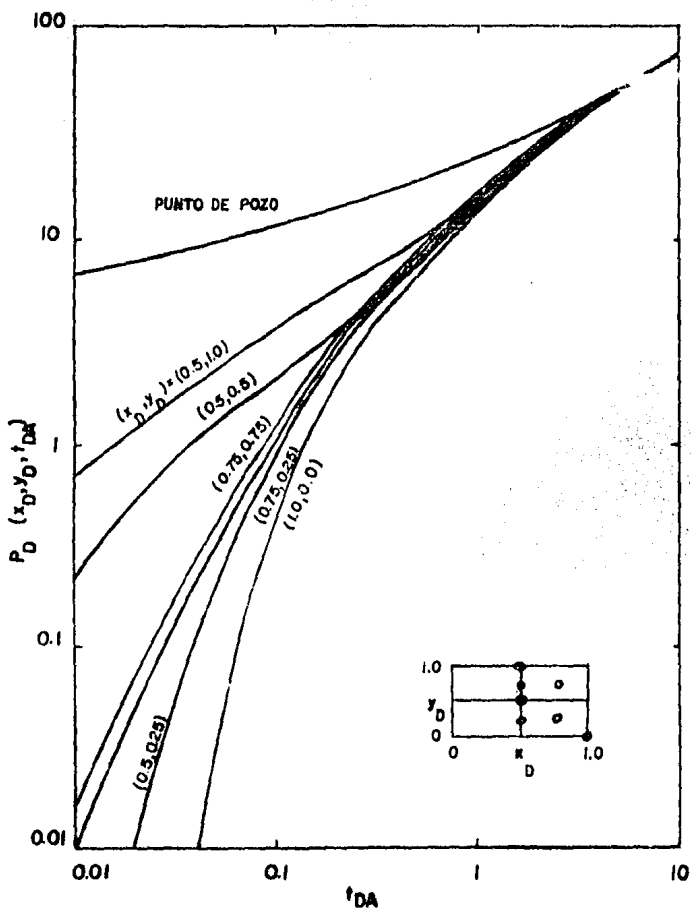


FIGURA 31. CURVA TIPO DE P_D CONTRA t_{DA} PARA VARIAS LOCALIZACIONES EN UN RECTANGULO 2:1 CON EL POZO A $x_D=0.5, y_D=0.75$ $(\bar{A}/r_w=2000)$

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 superposición o por interpolación en las tablas. El valor de p_D en el punto del pozo depende de \sqrt{A}/r_w . En otros puntos p_D es independiente de \sqrt{A}/r_w . En el punto del pozo, p_D para un valor diferente de \sqrt{A}/r_w que el usado para las tablas puede ser calculado de:

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

El tiempo adimensional basado en el área está definido por

$$t_{DA} = \frac{0.0002637 \text{ kt}}{\phi \mu C_t A} \quad [3]$$

Las localizaciones adimensionales están definidas por (ver figura 29)

$$x_D = \frac{x}{W} \quad [4a]$$

$$y_D = \frac{y}{H} \quad [4b]$$

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

$$\frac{t_D}{r_D^2} = t_{DA} \left(\frac{A}{r^2} \right) \quad [5]$$

donde
$$t_D = \frac{0.0002637 \text{ kt}}{\phi \mu C_t r_w^2} = t_{DA} \left(\frac{A}{r_w^2} \right) \quad [6]$$

y
$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad [7]$$

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

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

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 eventualmente alcanza el estado pseudoestacionario. Durante el estado pseudoestacionario 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 $t_{DA} > (t_{DA})_{pss}$ [10]

Donde el valor

$$\frac{\sqrt{A}}{r_w} = 2000 \quad [11]$$

debe ser usado en todos los otros puntos del pozo activo. En aquellos puntos usa el valor real de \sqrt{A}/r_w . 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.

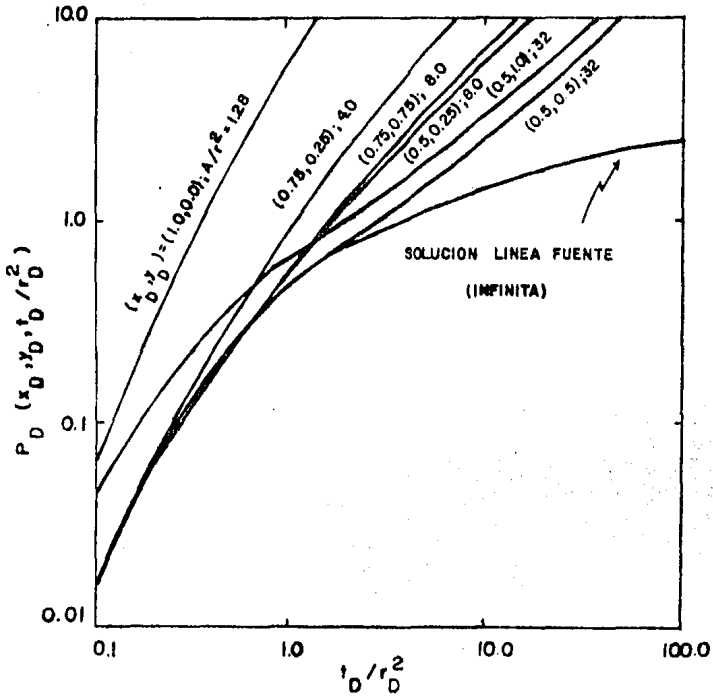


FIGURA 32. CURVA TIPO DE P_D CONTRA t_D/r_D^2 PARA VARIAS LOCALIZACIONES EN UN RECTANGULO 2:1 CON EL POZO A $x_D = 0.5$, $y_D = 0.75$

Las figuras 30 ó 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_{pss} es más grande para el punto del pozo que cualquier otro punto del sistema. Por tanto, aparentemente ese estado pseudoestacionario en el pozo garantiza que todos los puntos están en el período pseudoestacionario.

Principio de Reciprocidad

McKinley, Vela y Carlton^[21] indicaron que el principio de reciprocidad se aplica a yacimientos finitos e infinitos.

El principio dice: La respuesta de presión en el pozo de observación A causado 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 la ecuación de difusión y si la compresibilidad, permeabilidad, viscosidad y porosidad 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 tablas IV a XX para obtener la respuesta de presión adimensional para una variedad de situaciones que no están 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 verifican-

que 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 localizaciones de pozos directamente (las posiciones se muestran como "pozos de observación" con un número limitado de puntos de observación (localizados en los "pozos productores)).

Como un ejemplo, considerese un pozo que está produciendo a 427 BPD, mientras 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 el tamaño aproximado del yacimiento.

Datos del pozo y del yacimiento

$$h = 23 \text{ pies}$$

$$r_w = 0.27 \text{ pies}$$

$$\mu_o = 0.8 \text{ cp}$$

$$\phi = 0.12$$

$$B_o = 1.12 \text{ bbl/STB}$$

$$C_t = 8.3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$q_o = 4.27 \text{ BPD}$$

DATOS DE PRESION EN EL POZO DE OBSERVACION

t,hrs	$p_i = p_{ws}, \text{psi}$
0	0
1	2
1.5	5
2	7
3	12
5	21
10	33
24	62
48	100
96	170

La gráfica de la figura 33 muestra las diferencias de presiones contra tiempo en coordenadas log - log, ajustadas con las curvas tipo de la figura 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 calcular:

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

$$k = 54 \text{ md}$$

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

$$\frac{t_D}{r_D^2} = 1.6 = \frac{0.0002637(54)(10)}{\phi(0.8)C_t(340^2)}$$

$$\phi C_t = 9.62 \times 10^{-7}$$

$$\phi = 0.116$$

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

$$A = 32(340)^2 = 3.70 \times 10^6 \text{ pies}^2$$

$$= 84.9 \text{ acres}$$

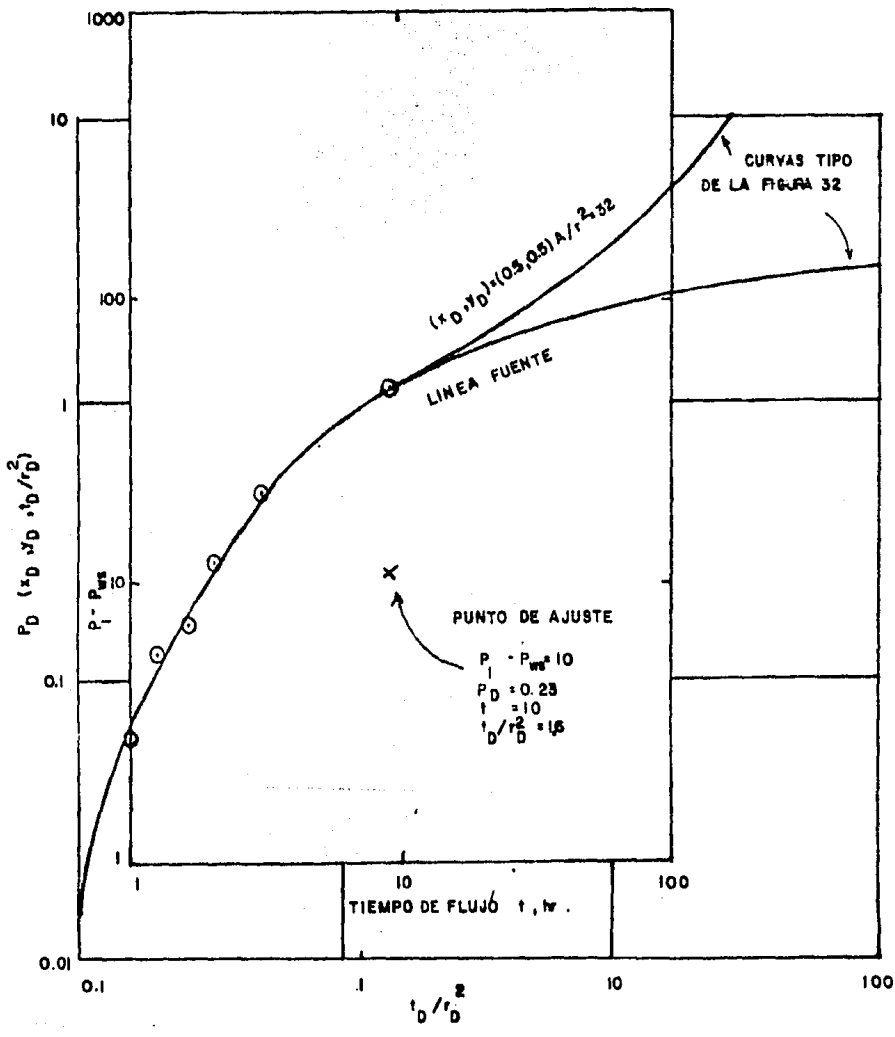


FIGURA 33. AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL EJEMPLO DE ANALISIS DE INTERFERENCIA.

Como se puede ver los datos también pueden ajustarse a la figura 30. En ese caso, se podría calcular ϕ A de la ecuación 3, entonces se podría usar la ecuación 8, la distancia conocida entre los pozos y las localizaciones 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 rectángulo 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 tabla 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 , ϕ 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 tiene la misma porosidad y permeabilidad en todo el yacimiento por lo tanto se 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 magnitud en las tres direcciones, considerando un sistema coordinado de tres direcciones; mientras que un medio poroso anisotrópico es aquel que cambia de forma en distinta magnitud en las tres direcciones, con lo que, el medio poroso cambia de forma al sufrir los efectos de las fuerzas que actúan sobre él. Figura 34.

La mayoría de las 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 satisficen los procedimientos anteriormente descritos proveen resultados promedio de las propiedades de la región de influencia.

Si se utilizan suficientes pozos de observación, los datos de prueba de interferencia pueden ser analizados con el uso de la computación para obtener una descripción de la variación de las propiedades de los yacimientos.

Basado en un trabajo de Papadópulos^[14], Ramey^[15] presentó un método de estimación 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 medio 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 ángulo desconocido.

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

$$\sqrt{k_{xx} k_{yy} - k_{xy}^2} \frac{h(p_i - p_{x,y,t})}{141.2 \text{ qmB}} = - \frac{1}{2} \text{Ei} \left[\frac{-\phi \mu C_t}{0.00105t} \left(\frac{k_{xx}y^2 + k_{yy}x^2 - 2k_{xy}xy}{k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^2} \right) \right] \quad [12]$$

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

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

$$\theta = \text{arc Tan} \left(\frac{k_{yy} - k_{xx}}{k_{xy}} \right) \quad [15]$$

Si los ejes de permeabilidad fueron coincidentes con los ejes del pozo, k_{xx} y k_{yy} serían iguales y el ángulo θ sería cero como se indica en la ecuación [15] y entonces,

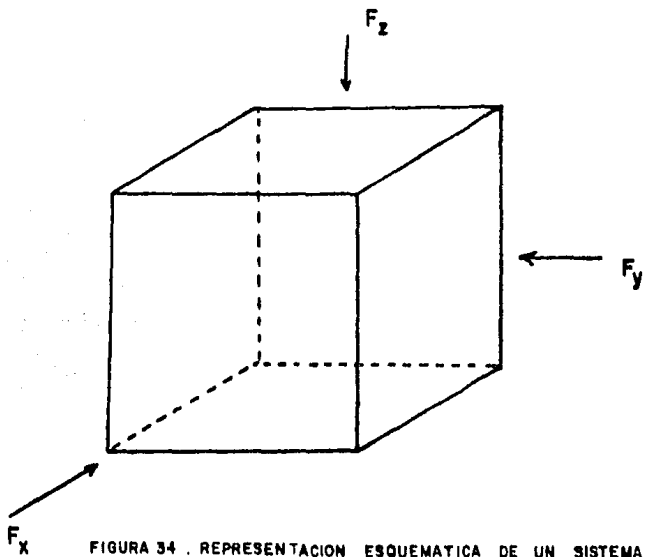


FIGURA 34 . REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN SISTEMA DE FUERZAS QUE ACTUA EN UN MEDIO POROSO.

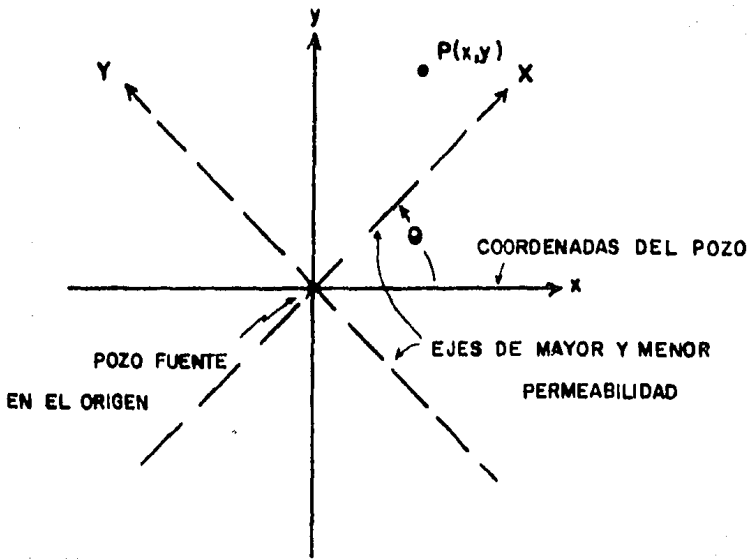


FIGURA 35. LOCALIZACION DE UN POZO EN UN SISTEMA DE COORDENADAS x, y

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

Donde k_{XX} y k_{YY} son las permeabilidades principales. La derivación de las ecuaciones [12] a [15] muestra que una prueba realizada en un yacimiento anisotrópico 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 direcciones de mayor y menor permeabilidad y el patrón del pozo es girado sobre el origen hasta que se encuentra un mínimo entre las presiones calculadas y medidas.

La ecuación [12] puede usarse de dos maneras:

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

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

En cualquier caso, los datos de presión de tres pozos de observación localizados en diferentes líneas de producción (ó inyección) podrían ser requeridos si ϕC_t no es conocido. Esto es, que los datos de presión de tres pozos de observación a través de diferentes líneas de producción podría dar k_{XX}, k_{YY} , y ϕC_t . Si ϕC_t fuera conocido, solamente los datos de dos pozos de observación son suficientes.

Esto podría indicar que los datos de presión del pozo productor proporcionaría información adicional para determinar una de las incógnitas. Esto no -

es correcto porque el efecto de daño en el pozo productor constituye una incógnita 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 una prueba de inyección para determinar si la permeabilidad direccional afecta 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 números entre paréntesis después de cada designación de pozo, representan las coordenadas del pozo con el inyector como origen (unidades en pies). El patrón es un 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 observación solamente. Se inyectaron 115 B/D de agua en el pozo central, pozo 5-D, y midiendo el incremento de presión en los 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 después 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 la teoría del flujo de una fase para un yacimiento que contiene dos fases. Sólo el agua tiene una significativa movilidad, no existiendo saturación de gas conocida. En este caso, la compresibilidad total del sistema puede ser relacio-

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

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f \quad [17]$$

6

$$\begin{aligned} c_t &= c_o + S_w (c_w - c_o) + c_f \\ &= S_o (c_o - c_w) + c_w + c_f \end{aligned} \quad [18]$$

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

Si existiera una saturación de gas arriba o abajo de la saturación de gas 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 fueran 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 en el caso extremo, la teoría de flujo de una fase es usualmente apropiada, porque el efecto de bancos de movilidad (sencillo o múltiple) es incorporado dentro del efecto de daño aparente en el pozo de inyección.

Realmente la prueba de inyección de agua puede tener una aplicación bastante amplia sin concernir seriamente el efecto de la relación de movilidades. En un estudio de los efectos de almacenamiento y daño, Wattenbarger y Ramey^[23] mostraron que bajo ciertas condiciones, las regiones anulares-

de diferente movilidad de radio hasta de 1000 r_w pueden cambiar sólo el efecto 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 espacios 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 definidas como:

$$P_D = \frac{\sqrt{k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^2}}{141.2 q \mu B} h(p_i - p_{x,y,t}) \quad [19]$$

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \left(\frac{0.000264 t}{\phi \mu c} \right) \left(\frac{k_{xx}k_{yy} - k_{xy}^2}{k_{xx}y^2 + k_{yy}x^2 - 2k_{xy}xy} \right) \quad [20]$$

Los datos de campo en la figura 38, tienen la forma primitiva de la ecuación 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 para el pozo 5-E son consistentemente bajo esos por el pozo 1-D. La figura 39 representa un ajuste de curva tipo para el pozo 1-E con la solución de línea

TABLA XXI. DATOS DE LA FORMACION.

$$\begin{aligned}i_w &= 115 \text{ bl/Día} \\h &= 25 \text{ pies} \\B_w &= 1 \text{ bl cy/blcs} \\u_w &= 1 \text{ cp} \\c &= 8 \times 10^{-10} \text{ psi}^{-1} \\c_w &= 3.3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\c_p &= 3.7 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\c_o &= 7.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\T_p &= 72^\circ\text{F} \\P_i &= 240 \text{ psi} \\r_w &= 0.563 \text{ pies}\end{aligned}$$

TABLA XXI. DATOS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA

<u>POZO 1-C</u>		<u>POZO 1-D</u>		<u>POZO 1-E</u>		<u>POZO 5-C</u>	
<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>	<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>	<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>	<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>
113		23.5	6.7				
125	22	28.5	7.2	27.5	3	47	10
146	22	51		47	5	71	17.2
195	19	77	15	72	11	94	24
215	16	95	20	95	13	113	25.1
249	14	119	25	115	16	124	26
295	11	125	24	125	16	146	24
		141	23.2	142	13	192	17
		163	19	192	10	210	15
		188	18	215	10	240	15.2
		215	14	240	6	260	14
		265	12	295	5.8	285	13
		290	10				
			10				

TABLA XXI. DATOS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA.

<u>POZO 5-E</u>		<u>POZO 9-C</u>		<u>POZO 9-D</u>		<u>POZO 9-E</u>	
<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>	<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>	<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>	<u>t (hrs)</u>	<u>p(psi)</u>
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

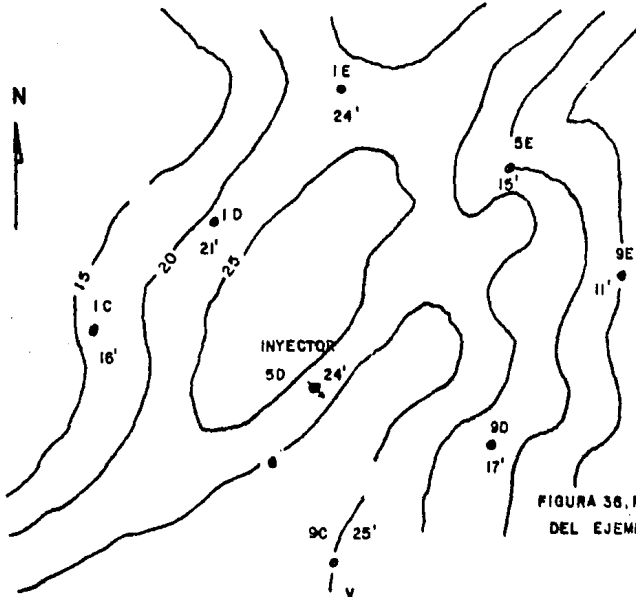


FIGURA 36. MAPA DE ISOPACAS DEL EJEMPLO.

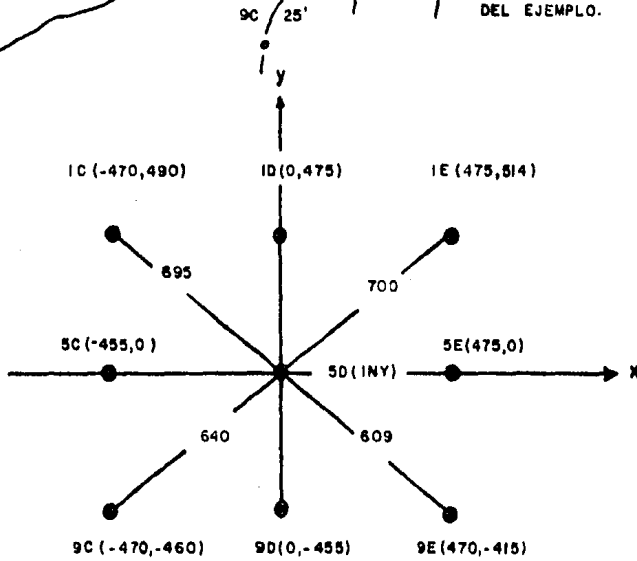


FIGURA 37. ARREGLO DE LOS POZOS DEL EJEMPLO. DISTANCIAS Y COORDENADAS EN PIES.

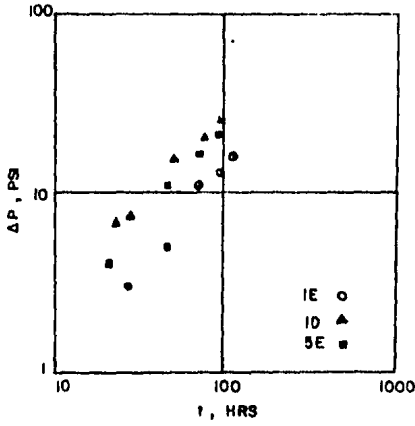


FIGURA 38 DATOS DE INTERFERENCIA EN INYECCION DE AGUA.

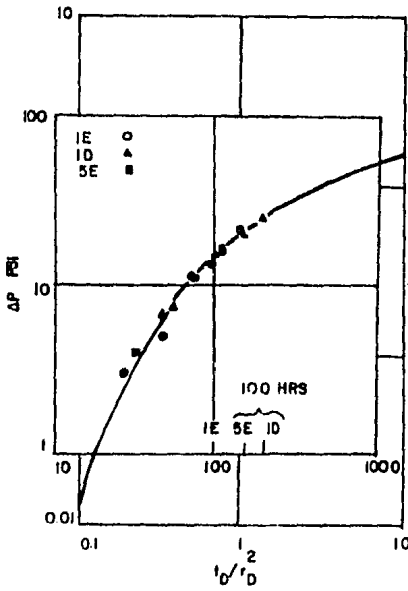


FIGURA 39 AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL CASO DE ANISOTROPIA.

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 verticales a la derecha del índice de 100 horas indican apropiadamente la localización 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^[22] han descrito métodos de ajuste de curvas tipo para formaciones anisotrópicas usando pozos múltiples de observación. Estos indican que diferentes escalas de ajuste pueden ser encontradas para varios pozos de observación y recomendaron que las escalas de ajuste sean promediadas. Se ha usado este método para algunos juegos de datos y encontrar el promedio 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 de observación. De este modo la escala de presión en lb/ln^2 para todos los juegos de datos de campo deben ser los mismos. Un simple alineamiento a la escala de presión y ajustando el tiempo de escala hasta la observación de datos ajustados. Entonces los datos de campo ajustados pueden ser ajustados con la curva tipo línea fuente. Así para la figura 39 los datos del pozo 1-E fueron los primeros ajustados con la solución línea fuente. Entonces el dato para el pozo 5-E fué ajustado por alineamiento de diferencia de presiones de 10 psi con $p_D=0.26$ y moviendo a través de la abscisa hasta un tiempo de 100 horas ajustado a t_D / r_D^2 de 1.40.

De la figura 39 para 3 pozos de observación a $\Delta p = 10$ psi todos los pozos se ajustan a $p_D = 0.26$. A un tiempo de 100 horas para cada pozo, t_D/r_D^2 son los siguientes:

Pozo	t_D/r_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, $y = 0$):

$$1.10 = \frac{(0.000264) (100) (285.3)}{\phi \mu c k_{yy} 475^2}$$

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

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

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

$$1.40 = \frac{(0.000264)(100)(285.3)}{\phi \mu c k_{xx} 475^2}$$

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 ϕ de 0.2, $c = 7.85 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Es ahora posible para computar la permeabilidad principal y la orientación de las ecuaciones [13] a [15]:

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

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

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

$$\theta = 62.1^\circ$$

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 mencionó al principio la estimación del sistema total de compresibilidad de 7.85×10^{-6} también puede ser usada para estimar saturaciones de líquido usando la ecuación [18].

$$c = S_o (c_o - c_w) + c_w + c_f$$

$$7.85 \times 10^{-6} = S_o (7.5 \times 10^{-6} - 3.3 \times 10^{-6}) + 3.3 \times 10^{-6} + 3.7 \times 10^{-6}$$

$$S_o = .0.20 \text{ fracción PV.}$$

Ambos, la compresibilidad de aceite y roca fueron estimadas de las correlaciones 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 significar la saturación de aceite de 38% PV.

Los cálculos son detallados aquí sólo como un ejemplo de interesante posibilidad de estimación de saturaciones en lugar de usar una prueba transitoria. La estimación de saturación de aceite no fué un objetivo original de 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 resultado en la necesidad de determinar patrones de flujo creados por pozos que intersectan fracturas. Esto requiere un conocimiento de la orientación y longitud de las fracturas. Mediante el análisis de los datos de presión se ha determinado 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^[17] 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 en pozos 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 funciones simples, para la distribución de presión en un yacimiento infinito, homogéneo, isotrópico, drenado por un pozo fracturado verticalmente. Puede usarse para analizar los datos de presión en pozos de observación adyacentes para determinar la orientación de fracturas de manera análoga a las pruebas de interferencia normales.

El modelo matemático considerado consiste en una sola fractura vertical que 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 -

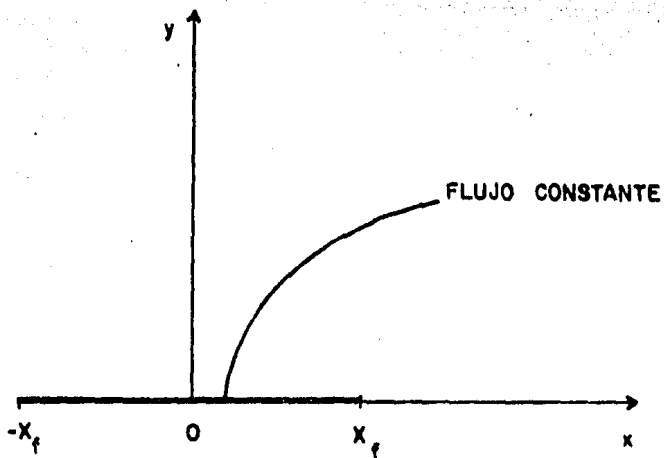


FIGURA 40. FRACTURA VERTICAL DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO.

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 circundantes a esta fractura está dada por:

$$p_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_0^{t_D} \exp(-\gamma_D^2/4 t_D) \cdot \left(\operatorname{erf} \frac{(1-x_D)}{2\sqrt{t_D}} + \operatorname{erf} \frac{(1+x_D)}{2\sqrt{t_D}} \right) \frac{d\gamma_D}{\sqrt{\gamma_D}} \quad [21]$$

Donde,

$$p_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{kh}{141.2 q \mu B} [p_i - p(x, y, t)] \quad [22]$$

$$t_D = \frac{0.000264 kt}{\phi c_t \mu x_f^2} \quad [23]$$

$$x_D = \frac{x}{x_f}; y_D = \frac{y}{x_f} \quad [24]$$

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 adimensionales x_D y y_D también están basadas en la media longitud de la fractura. 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_D tal que p_D sea lo suficientemente pequeña que-

pueda ser despreciada y entonces reemplazar el límite inferior de la integral en la ecuación [21] por este valor de t_D . Este problema se puede evitar 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:

$$\begin{aligned}
 P_D(x_D, y_D, t_D) = & \left[\frac{\sqrt{\pi t_D}}{2} \exp(-y_D^2/4t_D) + \frac{\pi y_D}{4} \operatorname{erf} \left(\frac{y_D}{2\sqrt{t_D}} \right) \right] \\
 & \times \left[\operatorname{erf} \left(\frac{1-x_D}{2\sqrt{t_D}} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{1+x_D}{2\sqrt{t_D}} \right) \right] \\
 & - \left(\frac{1-x_D}{4} \right) \operatorname{Ei} \left[- \frac{(1-x_D)^2 + y_D^2}{4t_D} \right] \\
 & - \left(\frac{1+x_D}{4} \right) \operatorname{Ei} \left[- \frac{(1+x_D)^2 + y_D^2}{4t_D} \right] \\
 & + C(x_D, y_D) + I
 \end{aligned} \tag{25}$$

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

$$P_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{\sqrt{K}}{4} \int_0^{t_D} \exp(-y_D^2/4\tau_D) \cdot \left[\operatorname{erf} \left(\frac{1-x_D}{2\sqrt{\tau_D}} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{1-x_D}{2\sqrt{\tau_D}} \right) \right] \frac{d\tau_D}{\sqrt{\tau_D}} \tag{26}$$

Utilizando la relación $\operatorname{erfc}(u) = 1 - \operatorname{erf}(u)$ la ecuación [26] se convierte en:

$$\begin{aligned}
 p_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{\sqrt{\pi}}{4} & \int_0^{t_D} \frac{\exp(-y_D^2/4t_D)}{D} \\
 & \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{x_D-1}{2\sqrt{\tau_D}}\right) d\tau_D - \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_0^{t_D} \\
 & \cdot \frac{\exp(-y_D^2/4\tau_D)}{\sqrt{\tau_D}} \cdot \operatorname{erf}\left(\frac{x_D+1}{2\sqrt{\tau_D}}\right) d\tau_D
 \end{aligned}$$

[27]

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

$$I = \frac{\sqrt{\pi}}{4} \int_0^{t_D} \frac{\exp(-y_D^2/4\tau_D)}{\sqrt{\tau_D}} \cdot \operatorname{erfc}\left(\frac{a}{\sqrt{\tau_D}}\right) d\tau_D$$

[28]

$$\text{donde } a = \frac{x_D - 1}{2} \quad \text{ó} \quad \frac{x_D + 1}{2}$$

[29]

Puede demostrarse fácilmente que la caída de presión en el pozo ($x_D = y_D = 0$) 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:

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

[31]

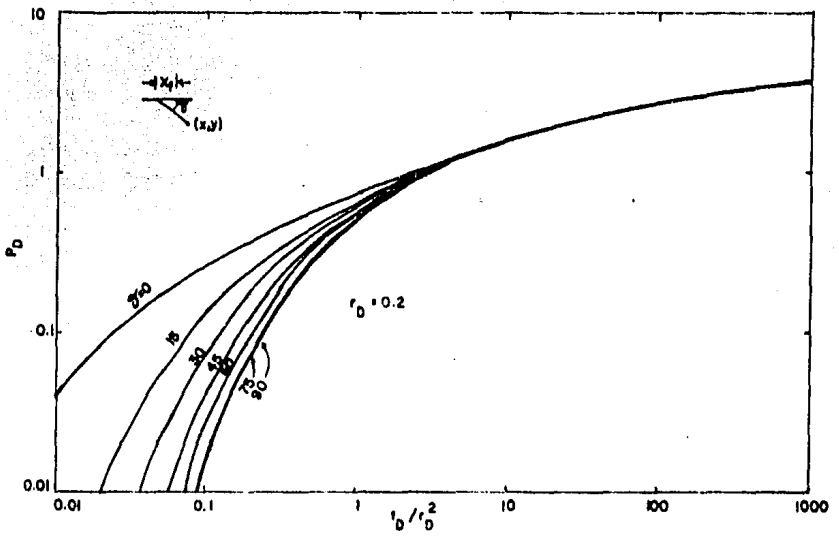


FIGURA 41. P_D CONTRA t_D/r_D^2 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO ($r_D = 0.2$)

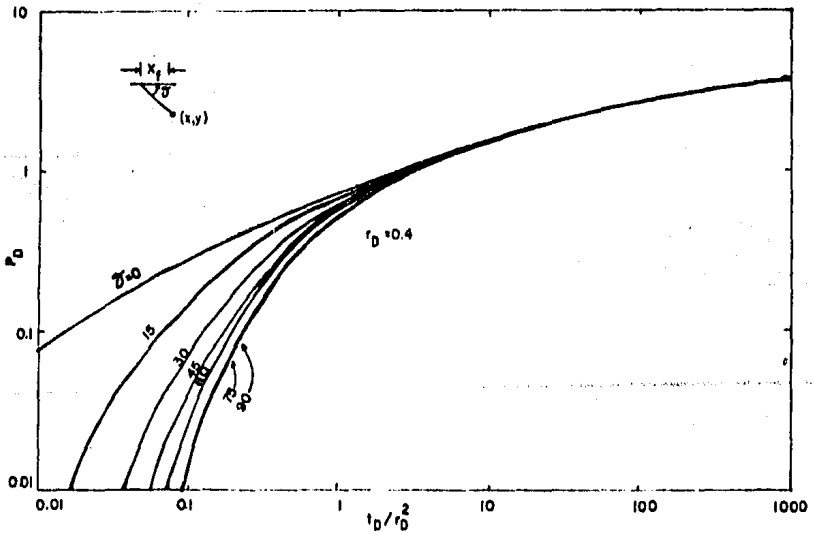


FIGURA 42. P_D CONTRA t_D/r_D^2 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO ($r_D = 0.4$)

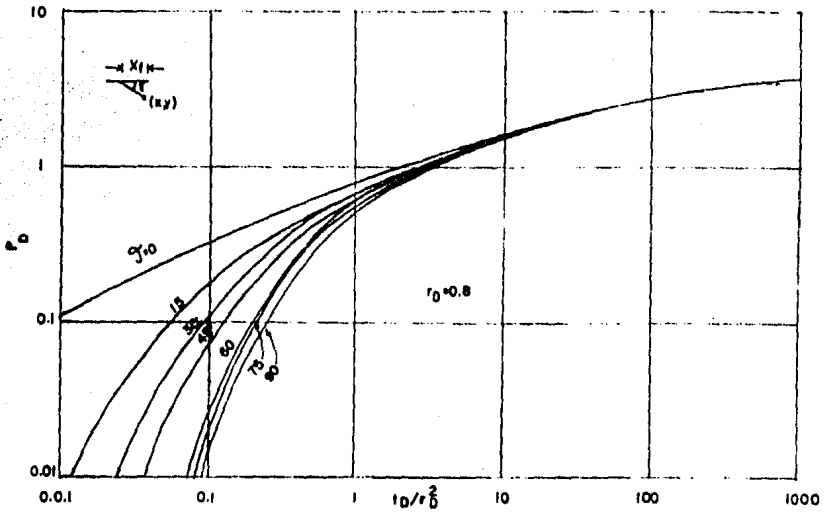


FIGURA 43. P_D CONTRA t_D/r_D^2 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO ($r_D=0.8$)

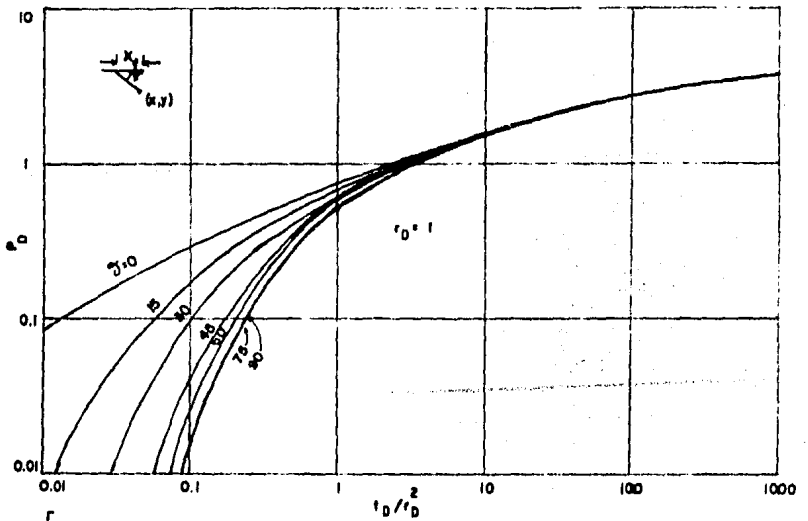


FIGURA 44. P_D CONTRA t_D/r_D^2 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO ($r_D=1$)

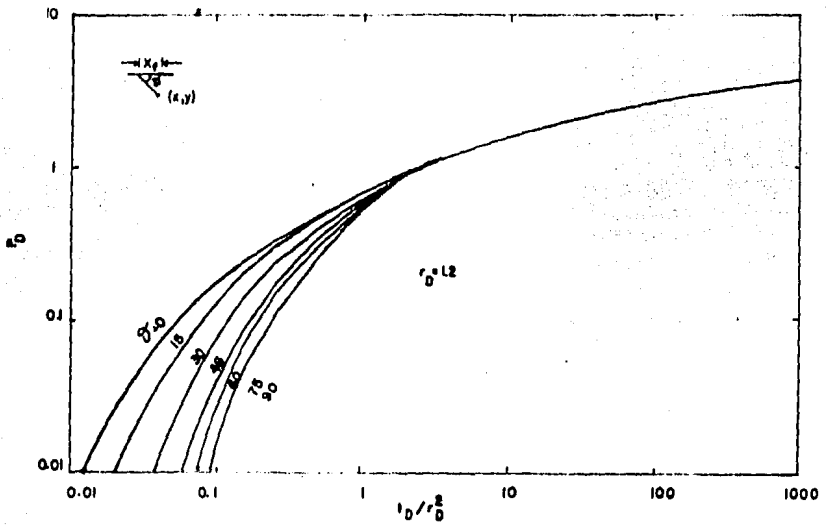


FIGURA 45. p_D CONTRA l_D/r_D^2 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO ($r_D = 1.2$)

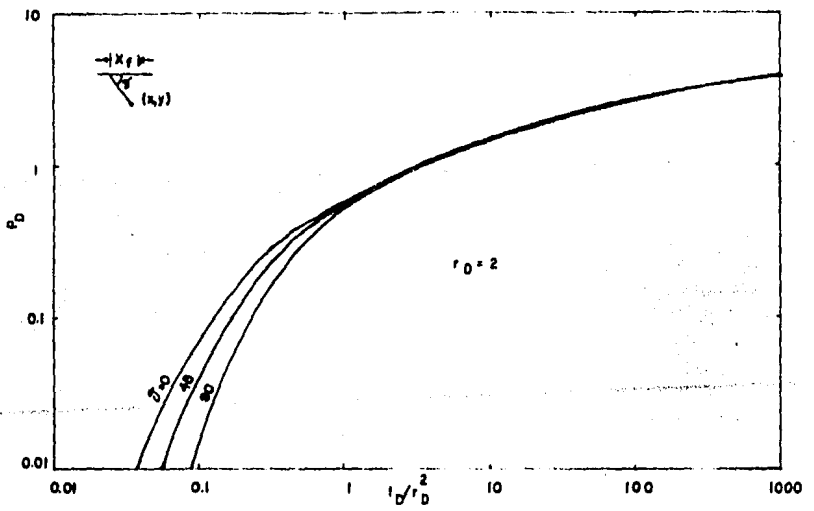


FIGURA 46. p_D CONTRA l_D/r_D^2 PARA UNA FRACTURA DE FLUJO UNIFORME EN UN YACIMIENTO INFINITO ($r_D = 2$)

Una aproximación para tiempos largos de la ecuación [25] ha sido presentada por Gringarten y Witherspoon^[24] como:

$$P_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{1}{2} \ln \left\{ \frac{2.25 t_D}{[(1+x_D)^2 + y_D^2]^{\frac{1}{2}} [(1-x_D)^2 + y_D^2]^{\frac{1}{2}}} \right\} + 1 - \frac{x_D}{4} \ln \left(\frac{(1+x_D)^2 + y_D^2}{(1-x_D)^2 + y_D^2} \right) - \frac{y_D}{2} \arctan \left(\frac{y_D}{(1-x_D)^2 + y_D^2} \right) \quad [32]$$

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

$$x_D^2 + y_D^2 \leq 25 \quad [33]$$

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

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

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

$$\mathcal{J} = \tan^{-1} \frac{y_D}{x_D} \quad [34]$$

TABLA XXII. DATOS DE PRESION Y YACIMIENTO

$\phi = 0.3$	$h = 60$ pies
$C_t = 8 \times 10^{-6}$ psi ⁻¹	$\mu = 0.7$
$B_o = 1$ RB/STB	$q = 1000$ bbl/D
$r_B = 172$ pies	$r_c = 258$ pies

DATOS DE PRESION

<u>Tiempo(horas)</u>	<u>P_i - p(x,y,t) (psi)</u>		
	<u>Pozo A</u>	<u>Pozo B</u>	<u>Pozo c</u>
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

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

$$r_D = \sqrt{x_D^2 + y_D^2} \quad [35]$$

Como se observa en las figuras 41 a 46 no se obtiene una línea de pendiente igual a un $\frac{1}{2}$ en coordenadas log - log, excepto en el caso donde la fractura vertical intersecta al pozo de observación. Analizando los datos de las figuras 41 a 46 y otros valores de r_D , no mostrados aquí, indican que los pozos de observación deben ser escogidos, tal que $r_D \leq 1.5$. Por ejemplo, en la figura 46, en $r_D = 2$ 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 determinar la localización radial de un pozo de observación. Además, los resultados indican que sería preferible elegir los pozos de observación, tal que $\beta \leq 45^\circ$. Las figuras 41 a 46 también indican que los datos podrían ser obtenidos antes de empezar el período de flujo pseudoradial. Una estimación del inicio del período de flujo radial para varias localizaciones radiales puede obtenerse 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 observación se necesitan para determinar completamente la orientación de la fractura considerando conocidas la media longitud de la fractura y la permeabilidad de la formación. Es recomendable que la permeabilidad de la formación y la media longitud de fractura sean obtenidas por análisis de curvas tipo.

El análisis de curvas tipo también sería aplicable para datos obtenidos en pozos de observación.

El ejemplo considerado aquí es un caso concerniente a una prueba de inyección. 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 ($p_{wD} = 1.295$, $p = 238$ psi) como sigue:

$$p_{wD} = 1.295$$

$$= \frac{(k) (60 \text{ pies}) (238 \text{ psi})}{141.2(1000 \text{ STB/D}) (0.7 \text{ cp}) (1 \text{ RB/STB})} \quad [36]$$

$$k = 8.9 \text{ md} \quad [37]$$

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

$$t_D = 0.7 = \frac{0.000264 (8.9 \text{ md}) 23 \text{ horas}}{0.3 (8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}) (0.7 \text{ cp}) (x_f^2)} \quad [38]$$

$$x_f = 215 \text{ pies} \quad [39]$$

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

$$r_{DB} = 0.8 \quad \text{y} \quad r_{DC} = 1.2$$

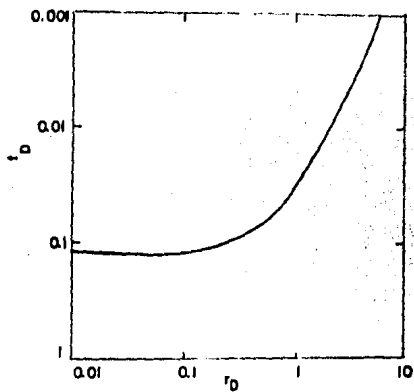


FIGURA 47. INICIO APROXIMADO DEL PERIODO DE FLUJO PSEUDORADIAL DE UN POZO FRACTURADO EN UN YACIMIENTO INFINITO.

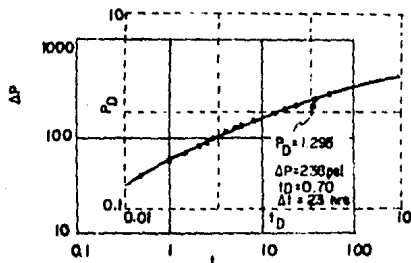


FIGURA 48. CURVA TIPO PARA EL POZO INYECTOR.

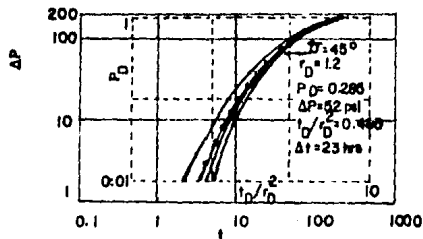


FIGURA 49. AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL POZO DE OBSERVACION B.

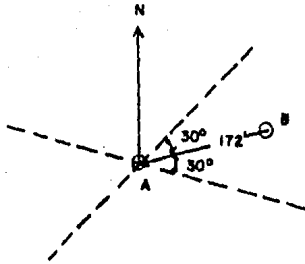


FIGURA 50. LAS DOS POSIBLES ORIENTACIONES DE LA FRACTURA USANDO LOS DATOS DEL POZO DE OBSERVACION B.

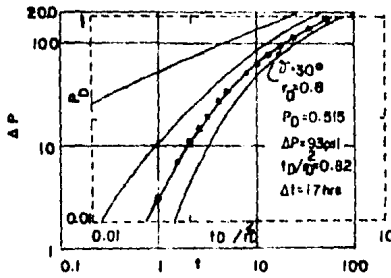


FIGURA 51. AJUSTE DE CURVA TIPO DEL POZO DE OBSERVACION C.

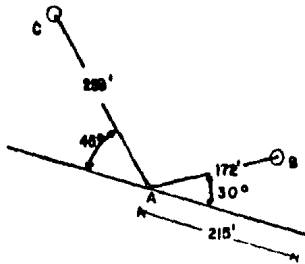


FIGURA 52. POSICION ACTUAL DE LA FRACTURA UTILIZANDO LOS POZOS DE OBSERVACION B Y C.

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 $\gamma_{AB} = 30^\circ$, esta información, sin embargo, no es suficiente para definir la orientación de fractura, con respecto a la línea AB, como se muestra en la línea punteada, en la figura 48. Por lo tanto para determinar completamente la orientación de fractura los datos en el pozo C son requeridos. El ajuste de curvas tipo usando los datos de presión en C son mostrados en la figura 49. El ángulo γ_{AC} y el plano de fractura son de 45° . Con el conocimiento de los dos ángulos, la orientación de fractura puede ser especificada completamente 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 de k y x_f son conocidos, los datos presión - tiempo en los pozos de observación B y C pueden ser convertidos directamente a la forma adimensional y graficados en la curva tipo apropiada. El ángulo γ puede ser leído directamente.

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 difusividad hidráulica ($\phi c_t \mu$) ó la longitud media de fractura x_f .

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

Un punto más distante puede ser mencionado, en este ejemplo los valores de r_D fueron calculados usando datos de presión en el pozo fracturado. Sin embargo si los datos no son válidos entonces r_D podría ser un parámetro, y todas las curvas tipo presentadas en este estudio podrían ser usadas para ajustar 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 características del sistema fracturado, la tendencia preferencial de fracturas, 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 54.

DATOS

$$q = 23583 \text{ bbl a c.s/día}$$

$$h = 367.36 \text{ pies}$$

$$B_0 = 1.5$$

$$\mu_0 = 0.6 \text{ cp}$$

$$C_t = 0.185 \times 10^{-4}$$

$$r_w = 0.3 \text{ pies}$$

$$r = 2788.7 \text{ pies}$$

TABLA XXIII. DATOS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA ENTRE
LOS POZOS 4 Y 20.

t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(\text{psi})$	t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(\text{psi})$	t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(\text{psi})$
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	3963.59	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)	$\Delta P(\text{psi})$	t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(\text{psi})$
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			
18.8	3963.46	1.35			
18.9	3963.48	1.33			
19	3963.44	1.37			
19.1	3963.44	1.37			

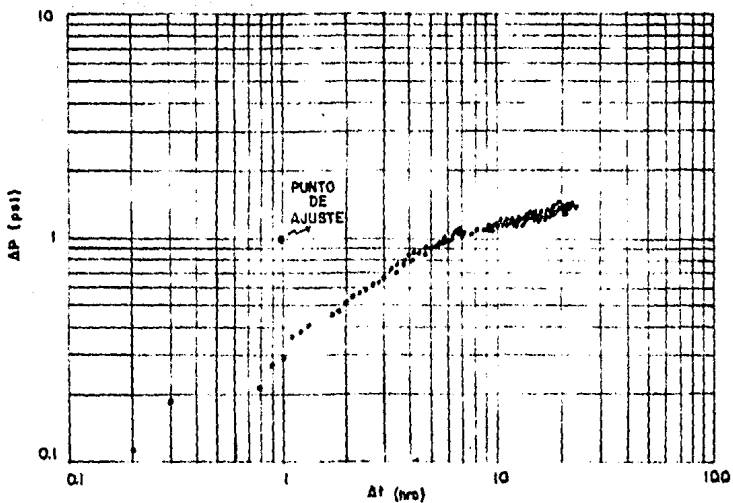
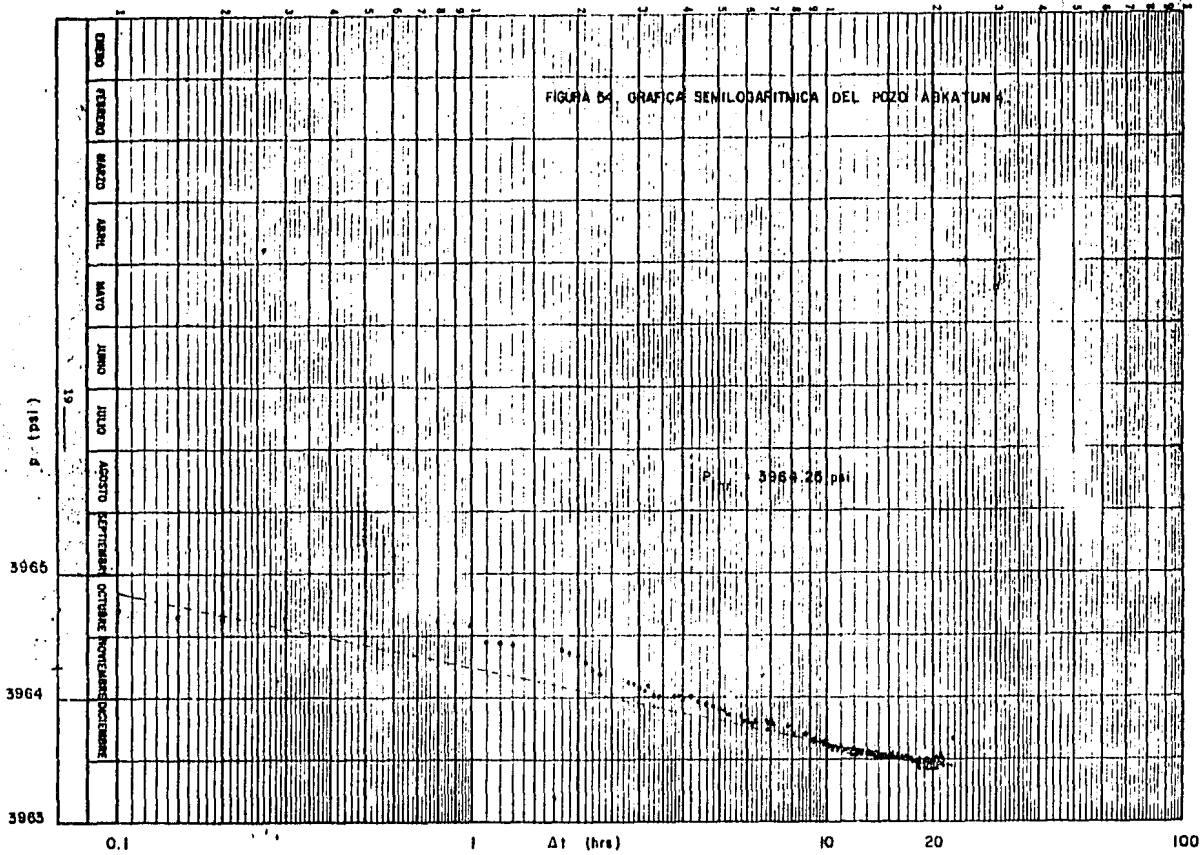


FIGURA 53. VARIACION DE PRESION RESPECTO A TIEMPO EN LA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION DEL POZO ABKATUN No. 4.



La primera corresponde a una gráfica log-log, que fué utilizada para el análisis con el Método de Curvas Tipo, donde realizando el ajuste con la curva de la figura 23 se obtuvieron los resultados siguientes:

$$p_D = 1.3$$

$$t_D/r_D^2 = 0.85$$

$$\Delta P = 1$$

$$\Delta t = 1$$

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

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

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

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

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

$$\phi = 0.0381 = 3.81 \%$$

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

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

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

$$k = 10675.48 \text{ md}$$

$$P_{1hr} = 3964.25 + 1 \text{ ciclo}(0.88\text{psi}^{-1}/\text{ciclo})$$

$$P_{1hr} = 3965.13$$

$$\phi C_t = \frac{10675.48}{(0.6)(2788.7)^2} \text{ antilog} \left(\frac{3964.81-3965.13}{0.88} - 3.2275 \right)$$

$$\phi C_t = \frac{5.865 \times 10^{-7}}{0.185 \times 10^{-4}}$$

$$\phi = 3.17 \times 10^{-2} = 3.17\%$$

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 de presión (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)	ΔP (psi)	t(hrs)	p(psi)	ΔP (psi)	t(hrs)	p(psi)	ΔP (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)	$\Delta P(\text{psi})$	t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(\text{psi})$	t(hrs)	p(psi)	$\Delta P(\text{psi})$
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 semilogarítmico(figura 56). Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

Método de Curvas Tipo

$$\Delta P = 0.1$$

$$\Delta t = 10$$

$$p_D = 0.035$$

$$t_D/r_D^2 = 0.66$$

$$k = \frac{141.2(23583)(0.6)(1.5)}{367.36} \frac{0.035}{0.1}$$

$$k = 2855.3 \text{ md}$$

$$\phi c_t = \frac{2.637 \times 10^{-4}}{(2788.7)^2} \frac{2855.3}{0.6} \frac{10}{0.66}$$

$$\phi c_t = 2.4449 \times 10^{-6}$$

$$\phi = 1.3215 \times 10^{-1} = 13.21\%$$

Método Semilogarítmico

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

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

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

$$P_{1hr} = 3600.3 \text{ psi}^{-1}$$

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

$$\phi C_t = 1.9828 \times 10^{-6}$$

$$\phi = 10.71\%$$

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

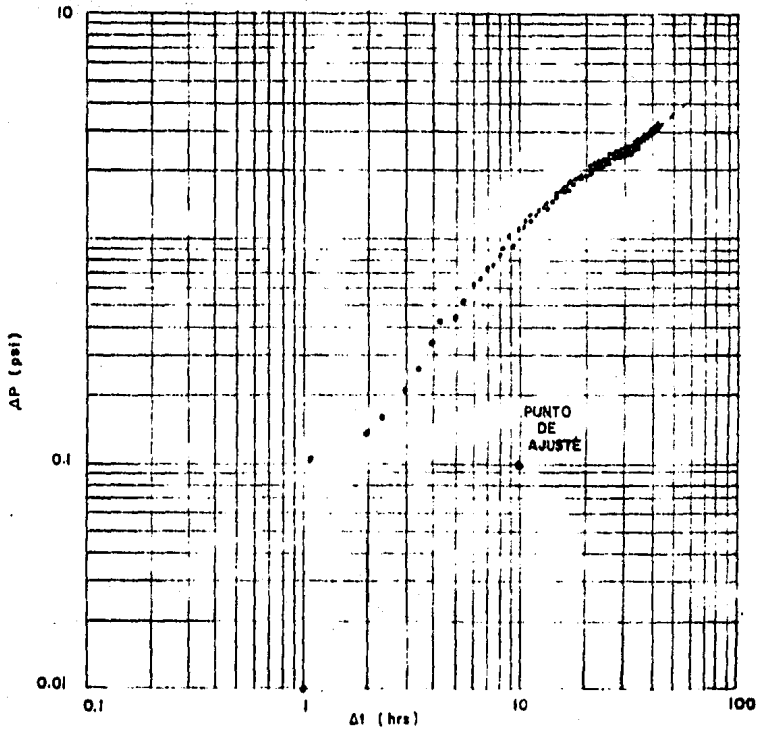


FIGURA 55. VARIACION DE PRESION RESPECTO A TIEMPO EN LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO ASKATUN 12.

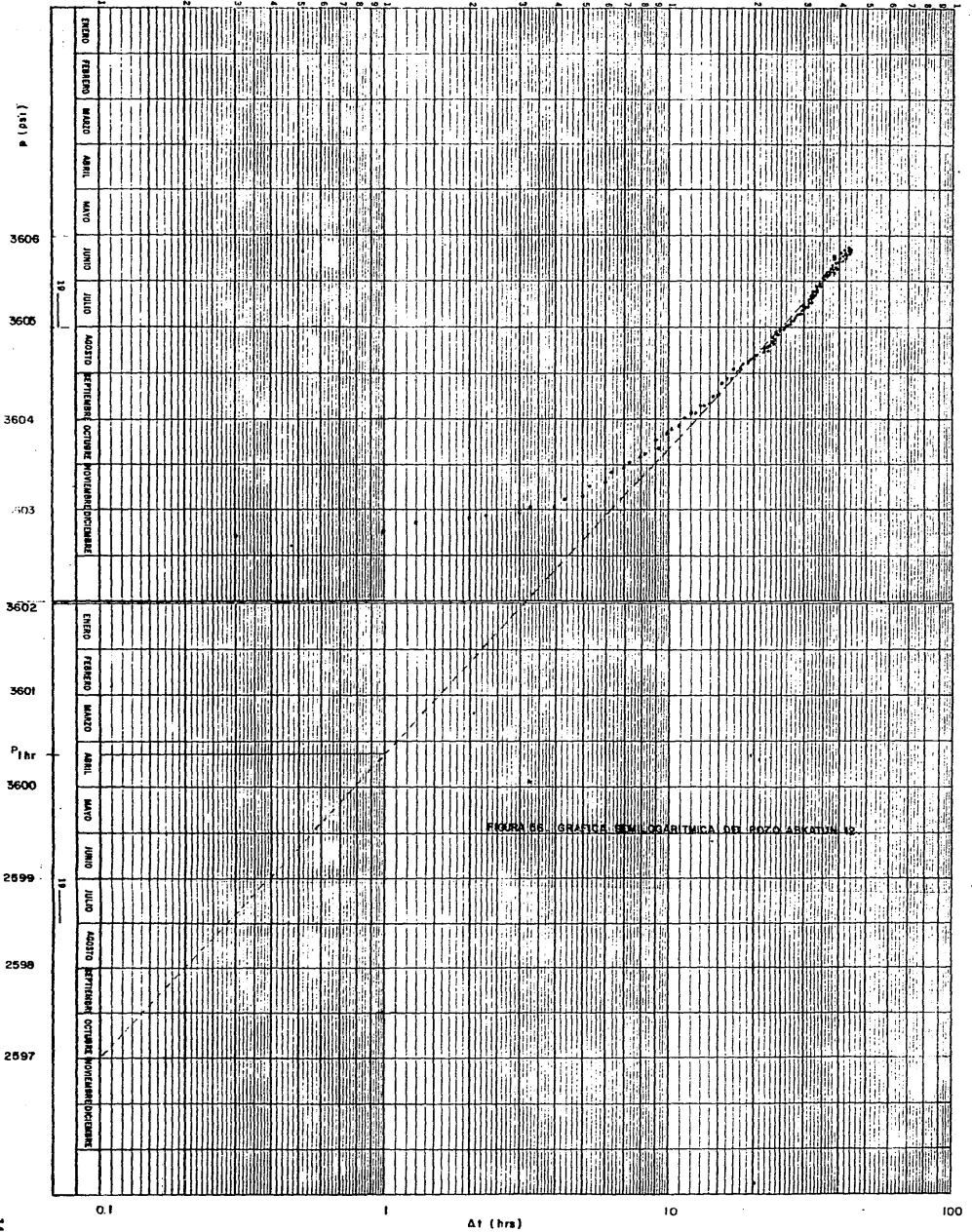


FIGURA 55. GRÁFICO SEMILOGARÍTMICO DEL POZO ABCORVA 19.

CAPITULO VI.

CONCLUSIONES

- a) Las pruebas de interferencia involucran el uso de dos pozos, conocidos 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 yacimientos infinitos, flujo transitorio, fluido monofásico y ligeramente compresible, 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 distintos radios.
- d) Para radios de 20 ó menos la solución de Theis o línea fuente puede ser 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 presentar errores mayores a 0.1%.
- f) El método de Mortada, basado en el principio de superposición y el método de imágenes provee un método analítico práctico de distribuciones de presión para evaluar los efectos de interferencia en yacimientos 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 es limitada.
- h) El método semilogarítmico y el de curvas tipo son los más utilizados para análisis de pruebas de interferencia, tanto para yacimientos homogéneos como anisotrópicos.
- i) Las pruebas de interferencia pueden ser útiles en la interpretación 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 secundaria y en la selección de patrones para proyectos de mantenimiento de presión.

Son de gran utilidad para conocer la continuidad del yacimiento entre pozos y características tales como la permeabilidad direccional 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 heterogeneidades del yacimiento, para programar adecuadamente el desarrollo de la perforación, compensar los efectos de anisotropía e incrementar la eficiencia de recuperación.

- j) Con estas pruebas se pueden estimar las características de los bloques de matriz y de las fracturas, confirmar heterogeneidades planeadas en modelos geológicos y completar la caracterización de yacimientos 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 carácter fracturado del yacimiento.

NOMENCLATURA

- a = Constante
- A = Area del sistema, pies²
- B = Factor de volumen de la formación bl c.y/ bl c.s
- B₀ = Factor de volumen de aceite bl c.y/bl c.s
- B_w = Factor de volumen de agua bl c.y/bl c.s
- c_f = Compresibilidad de la formación (lb/pg²)⁻¹
- c_o = Compresibilidad del aceite (lb/pg²)⁻¹
- c_w = Compresibilidad del agua (lb/pg²)⁻¹
- C_t = Compresibilidad del sistema (lb/pg²)⁻¹
- C(x_D, y_D) = Constante
- D = Espaciamiento entre pozos, pies
- e = 2.7182
- E_i = Integral exponencial
- h = Espesor del sistema, pies
- H = Longitud del sistema en la longitud y, pies
- i_w = Gasto de inyección de agua bl/día
- I = Constante de integración
- k = Permeabilidad, md (1 perm=158 md)
- k_{xx} = Permeabilidad principal máxima, md
- k_{xx}, k_{yy}, k_{xy} = Componentes del tensor de permeabilidad, md
- k_{yy} = Permeabilidad principal mínima, md
- K = Función modificada de Bessel de segundo tipo y "n" orden
- ln = Logaritmo natural base e

- \log = Logaritmo decimal base 10
 m = Pendiente de la línea recta semilogarítmica, (lb/pg^2) /ciclo
 p = Presión del yacimiento (lb/pg^2)
 P_{Aa} = Caída de presión en el pozo A debido a su producción lb/pg^2
 P_{Ab} = Caída de presión de interferencia en el pozo A debido a la producción del pozo B lb/pg^2
 P_A = Caída de presión total en el pozo A lb/pg^2
 P_D = Presión adimensional
 $(P_D)_M$ = Presión adimensional en el punto de ajuste obtenido en el análisis de curvas tipo
 P_{ext} = Presión extrapolada, lb/pg^2
 P_i = Presión inicial, lb/pg^2
 P_{1hr} = Presión de intercepción de la línea recta semilogarítmica a una hora, lb/pg^2
 $P(r, t)$ = Caída de presión en un radio r y tiempo t , lb/pg^2
 $P_D(r_D, t_D)$ = Caída de presión adimensional a t_D y r_D
 P_w = Presión en el fondo del pozo, lb/pg^2
 P_{wf} = Presión en el fondo fluyendo, lb/pg^2
 P_{ws} = Presión de fondo estática, lb/pg^2
 $P(x, y, t)$ = Presión en un punto X , a un tiempo t después de iniciada la producción, lb/pg^2
 p^* = Presión aparente, lb/pg^2
 ΔP = Amplitud o incremento de presión, lb/pg^2
 $(\Delta P)_M$ = Cambio de presión en el punto de ajuste elegido en el análisis de curvas tipo, lb/pg^2
 ΔP_D = Incremento de presión adimensional

- q = Gasto de producción, bl/día
 $q_A(t)$ = Gasto de producción del pozo A a un tiempo t , bl/día
 q_w = Gasto de inyección de agua bl/día
 r = Distancia entre dos pozos, pies
 r_D = Radio adimensional
 r_{inf} = Radio de influencia, pies
 r_w = Radio del pozo, pies
 R = W/H
 S_o = Fracción del espacio poroso ocupado por aceite
 S_w = Fracción del espacio poroso ocupado por agua
 t = Tiempo, horas
 t_D = Tiempo adimensional
 t_L = Tiempo de retraso, horas
 t_{DL} = Tiempo de retraso adimensional
 t_M = Tiempo empleado en el punto de ajuste elegido en el análisis con curvas tipo, horas
 Δt = Incremento de tiempo, horas
 Δt_D = Incremento ó decremento de tiempo adimensional
 Δt_p = Tiempo de duración del pulso, horas
 t_{pss} = Tiempo en el inicio del estado pseudoestacionario, horas
 $(\Delta t)_M$ = Tiempo en el punto de ajuste elegido en el análisis de curvas tipo, horas
 u = Raíz positiva de $E_i(-u^2)$, adimensional
 W = Anchura del sistema en la dirección x , pies
 x = Distancia en el eje x , pies
 x_D = Distancia adimensional x , pies
 x_{Dw} = 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_D = Distancia adimensional y .
 y_{Dw} = Localización del pozo adimensional y .

 α = Tiempo característico del sistema, horas.
 γ = Constante de Euler.
 δ = Constante
 \mathcal{J} = Angulo entre x y el eje X positivo en sentido contrario a las manecillas del reloj en dirección del eje x
 λ = Relación de gastos de producción, adimensional. Constante.
 μ_o = Viscosidad del aceite, cp.
 μ_w = Viscosidad del agua, cp.
 ϕ = Porosidad, fracción.
 Φ = Cambio de Potencial, adimensional.

REFERENCIAS.

1. 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.
2. 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.
3. Horner, D.R.: "Pressure Buildup in Wells". Proc. Third World Petro- leum Congress, E.J. Brill, Leiden, Vol. 2, 1951, 503.
4. Stevens, W.F. and Thodos, G.: "Prediction of Approximate Time of Interference Between Adjacent Wells". Trans AIME (1959) 216.
5. Warren, J.E. and Hartsock, J.H.: "Well Interference". Trans AIME - (1960) Vol. 219, 89-91.
6. 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 "Multiple Well Testing".
7. Mueller, Thomas D. and Whitterspoon, Paul A.: "Pressure Interfe-- rence Effects within Reservoirs and Aquifers". Trans AIME (Abr-- 1965) 471-474.
8. Mortada, M.: "A Practical Method for Treating Interference in - Water Drive Reservoirs". Trans AIME (1955).
9. Ramey, H.J. jr.: "Pressure Transient Testing". Journal of Petroleum Technology, Julio 1982.

10. "Apuntes de Evaluación de la Producción" Facultad de Ingeniería UNAM (Sept 1982).
11. Van Everdingen A.F y Hirst in "The Application of the Laplace - Transformations to Flow Problems in Reservoirs" Trans AIME 1949- Vol 186 ,305.
12. Gutiérrez Ruíz Ma.Eugenia "Uso de curvas tipo en el Análisis de Pruebas de Interferencia y de un sólo pulso" Tesis Profesional- UNAM 1984.
13. Jiménez Hernández Santiago "Teoría y Análisis de Pruebas de pul- -sos de presión" Tesis Profesional UNAM 1982.
14. Papadopoulos I.S "Nosteady Flow to a Well in an Infinite Aniso - -tropic Aquifer" Symposium International Assn Sci Hydrology - Dubrovnik, Yugoslavia 1965.
15. Ramey H.J "Interference Analysis for Anisotropic Formations-A - Case History" Journal Petroleum Technology (Oct 1975);6 Trans - AIME Vol 259.
16. Uraiet A, Raghavan R, Thomas GW "Determination of the Orientation- of a Vertical Fracture by Interference Tests" Journal Petroleum Technology (Jan 1977)73-80
17. Elkins Lincoln F and Skov, Arlie M "Determination of Fracture - Orientation From Pressure Interference" Trans AIME (1960) Vol 219.
18. División Yacimientos "Proyecto D-2503, Proyecto D-5013 de Análi - -sis de las pruebas de presión registradas en el campo Abkatún- del 15 al 28 de Agosto de 1984" Reporte Final. Instituto Mexicano del Petróleo (1984).

19. 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.
20. 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.
21. 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.
22. Walton, W.C. "Groundwater Resource Evaluation". Mc Graw-Hill Book Co. Inc. New York (1970) 134.
23. 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.
24. Gringarten, A.C. and Witherspoon, P.A.: "A Method for Analyzing Pump - Test Data from Fractured Fissured Rock". Stuttgart (Sept. 1972) 18-19.