

46
24



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE
PRESION EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
RAMON DE JESUS SALAZAR CELIDON

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	1
I. INTRODUCCION	3
II. TIPOS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION	8
II.1. MODELO ANALITICO PARA UN YACIMIENTO HOMOGENEO CON FLUJO RADIAL	9
II.2. MODELO ANALITICO PARA UN YACIMIENTO ANISOTROPO CON FLUJO RADIAL	15
II.3. MODELO ANALITICO PARA UN YACIMIENTO CON FLUJO LINEAL	19
II.4. MODELO ANALITICO PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA VERTICAL EN UN SOLO POZO	23
II.5. MODELO ANALITICO PARA PRUEBAS DE PULSOS	36
II.6. MODELO ANALITICO PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	43
III. INTERFERENCIA DE PRESION EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	52
III.1. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS SIN FLUJO CRUZADO	52
III.1.1. MODELO DEL YACIMIENTO	52
III.1.2. COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN YACIMIENTOS LIMITADOS	63
III.1.3. COMPORTAMIENTO DE PRESION EN YACIMIEN- TOS ESTRATIFICADOS	69
III.2. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS CON FLUJO CRUZADO	74
III.2.1. MODELO DEL YACIMIENTO	74

III. 2. 2. CASO DE PRESION CONSTANTE	80
III. 2. 3. CASO DE GASTO CONSTANTE	89
III.3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	96
III. 3. 1. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UNA ZONA PRODUCTORA AUMENTADA POR FLUJO TRANSVERSAL	97
III. 3. 2. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UNA ZONA DE APOYO CON FLUJO TRANSVERSAL INDUCIDO	103
III.4. PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS ESTRA- TIFICADOS CON UNA DISCONTINUIDAD RADIAL ENTRE LOS POZOS	108
III. 4. 1. CONSIDERACIONES GENERALES	108
III. 4. 2. RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO DE OBSERVACION	113
III. 4. 3. RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO ACTIVO	125
IV. ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	129
IV.1. MODELO REPRESENTATIVO	129
IV.2. CURVAS TIPO PARA YACIMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD CON FLUJO INTERPOROSO PSEUDOESTACIONARIO	133
IV.3. CURVAS TIPO PARA YACIMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD CON FLUJO INTERPOROSO TRANSITORIO	145
V. EJEMPLO DE APLICACION	154
VI CONCLUSIONES	165
NOMENCLATURA	168
REFERENCIAS	177

RESUMEN

Se ha demostrado ampliamente la importancia que reviste para el ingeniero petrolero conocer los parámetros del yacimiento para poder planificar y explotar adecuada y óptimamente a los yacimientos; además de la importancia de conocer dichos parámetros en regiones cada vez más amplias.

En este trabajo se describen los avances acerca del comportamiento de presión de yacimientos estratificados, tanto sin flujo cruzado como con flujo cruzado; se presentan su teoría, sus ecuaciones, sus aspectos sobresalientes, etc., enfocados siempre a yacimientos estratificados compuestos por dos capas.

Se señala la importancia de incluir las curvas tipo adecuadas en el análisis de los datos de presión cuando se lleva a cabo una prueba de interferencia en un yacimiento estratificado con existencia de flujo cruzado entre sus capas.

Se menciona, además, que los yacimientos estratificados con un alto contraste de permeabilidades entre sus capas, se consideran con comportamiento de doble-porosidad, que son en la actualidad reconocidos como los mayores productores de hidrocarburos en el mundo.

Con respecto a los yacimientos con comportamiento de

doble-porosidad, se ilustran dos técnicas de análisis; el modelo de flujo interporoso pseudoestacionario y el modelo de flujo interporoso transitorio.

Finalmente, se ejemplifica la aplicación de dichas técnicas usando datos de presión generados en una prueba de interferencia realizada en el campo Klamath Falls, de Oregón (Estados Unidos). Aquí se ve que cuando hay caídas de presión significativas es conveniente usar el modelo pseudoestacionario y cuando hay pequeñas caídas de presión se debe usar el modelo transitorio.

CAPITULO I

INTRODUCCION

Cada día las pruebas de interferencia de presión van ganando mayor importancia en el campo de la industria petrolera, debido a que proporcionan valiosa información sobre algunos parámetros del yacimiento en una región más amplia que las pruebas en un solo pozo^{1,7}.

Este trabajo describe inicialmente en forma breve y concisa los seis modelos analíticos con que cuenta la ingeniería de yacimientos para la interpretación de las pruebas de interferencia, incluyendo generalidades, ecuaciones, curva(s) tipo y restricciones más importantes de cada uno de los modelos existentes¹⁻³.

Posteriormente estudia los yacimientos estratificados, tanto sin flujo cruzado como con flujo cruzado, enfocando la teoría y las ecuaciones a un yacimiento de dos capas; sin embargo, sus resultados podrán generalizarse a tres o más capas¹⁵⁻²¹.

También trata a los yacimientos sin flujo cruzado, en donde los fluidos de cada una de las capas se comunican única y exclusivamente a través del pozo. Se muestra que en un yacimiento limitado con un pozo que produce a gasto constante se presentan tres regímenes de flujo¹⁰: transitorio, transitorio tardío y pseudoestacionario y que en un sistema estratificado de dos capas cada uno de estos regímenes de flujo presentan las

siguientes características: En el periodo transitorio, el gasto de producción fraccional de cada capa es aproximadamente igual a la relación de la capacidad de flujo de cada capa a la capacidad de flujo total del yacimiento. En el periodo transitorio tardío empieza a sentirse el efecto de frontera y el comportamiento de presión llega a ser fuertemente afectado por la relación de permeabilidades de las capas y en el periodo pseudoestacionario, que es alcanzado a tiempos largos (donde se tiene una variación lineal de la presión con respecto al tiempo) el gasto de producción fraccional de cada capa es proporcional a la relación del volumen poroso de cada capa al volumen poroso total del yacimiento¹⁰. Se muestra una curva de incremento hipotética para un yacimiento estratificado de dos capas sin flujo cruzado, aclarándose que dicho comportamiento puede ser similar al de un yacimiento de una sola capa como un resultado de cambios en el almacenamiento; por consiguiente, dicho comportamiento no es un diagnóstico confiable de estratificación.

Con respecto a los yacimientos estratificados con flujo cruzado en donde existe comunicación hidráulica vertical entre sus capas, el comportamiento de presión y gasto puede ser estudiado haciendo uso de la teoría desarrollada para un yacimiento homogéneo (excepto para tiempos iniciales)^{10, 20}.

Además, que la curva de incremento de presión para este tipo de yacimientos puede confirmar la ocurrencia del flujo cruzado por la ausencia de efectos de capa²⁰. La importancia

del estudio de este tipo de yacimientos es que el flujo cruzado propicia una alta recuperación primaria y una alta recuperación en zonas de baja permeabilidad.

También cuando se realiza una prueba de interferencia en un yacimiento estratificado, en donde existe flujo cruzado entre sus capas y el análisis de los datos se realiza por medio de la curva tipo E_i , los valores de permeabilidad y almacenamiento que se obtienen de ese análisis estarán sobreestimados en una cantidad proporcional a la mejoría de flujo a la formación²⁴. Dado que ni la zona productora ni la(s) zona(s) que aporta(n) fluido a la zona productora, alcanzan el patrón de flujo radial implícito en cualquier método de análisis convencional, se concluye que las respuestas de presión se verán afectadas y mientras mayor sea el flujo cruzado entre las capas, menores serán los valores de decremento (incremento) comparados con aquellos que se esperan para el caso de flujo no aumentado (curva E_i).

Un caso más complejo trata de una prueba de interferencia con la existencia de una discontinuidad radial entre los pozos²⁵, de tal forma que en el modelo del yacimiento se definen cuatro regiones verticalmente adjuntas; dos de las cuales pertenecen a la región interior y las otras dos a la región exterior.

El parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región interior causa al principio una reducción no

significativa en la respuesta de presión^{2^o}. Esto es, debido al pequeño radio de la región interior comparado con el tamaño del yacimiento que se supone infinito.

El parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región exterior tiene una influencia significativa sobre la respuesta de presión, de tal manera que mientras dicho parámetro aumenta el comportamiento del sistema se tornará más heterogéneo^{2^o}.

En la última parte se describe a los yacimientos estratificados con un alto contraste de permeabilidades entre sus capas, los cuales tienen al igual que los yacimientos naturalmente fracturados un comportamiento de doble-porosidad; de tal manera que la capa más permeable es la que da producción al pozo y la capa menos permeable aporta fluido a la capa más permeable.

Además se presentan las curvas tipo para yacimientos de doble-porosidad con flujo interporoso pseudoestacionario y transitorio^{2^o}.

El mecanismo de flujo de un fluido en un yacimiento con comportamiento de doble-porosidad y flujo interporoso pseudoestacionario es prácticamente el siguiente: para tiempos cortos el flujo se origina solo de la capa más permeable, prácticamente no hay contribución de flujo de la capa menos

permeable, es decir, el comportamiento de presión en este período corresponde al de un yacimiento homogéneo^{2º}. Para tiempos intermedios la capa menos permeable progresivamente alimenta a la capa más permeable hasta que las presiones dentro de ambas capas se igualen. Para tiempos finales, tanto la capa más permeable como la capa menos permeable son productoras simultáneamente, de tal forma que el comportamiento de presión es el de otro yacimiento homogéneo. Es importante señalar que si la capa más permeable y/o el sistema total han alcanzado el régimen de flujo radial durante la prueba, entonces se justifica un análisis semilogarítmico de los datos.

El mecanismo de flujo de un fluido en un yacimiento de doble-porosidad con flujo interporoso transitorio implica tres regímenes de flujo sucesivos: para tiempos cortos, el comportamiento homogéneo debido a la capa más permeable; para tiempos intermedios ocurre una transición donde la capa menos permeable contribuye progresivamente al proceso de producción y donde para tiempos finales se tiene un comportamiento homogéneo debido al sistema total (ambas capas). Es decir, la diferencia entre ambos modelos estriba básicamente en el régimen de transición, que es más largo en el modelo de flujo interporoso transitorio.

Por tanto, el objetivo de este trabajo consiste en conocer las técnicas utilizadas para analizar los datos de presión generados en una prueba de interferencia realizada en un yacimiento estratificado de dos capas.

CAPITULO II

TIPOS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA DE PRESION.

El propósito del análisis de los datos de una prueba de interferencia de presión es proporcionar información sobre características del yacimiento tales como: porosidad, permeabilidad (tanto horizontal como vertical), así como su extensión areal. Adicionalmente, las pruebas de interferencia pueden proporcionar indicaciones cualitativas de heterogeneidades del yacimiento y comunicación entre dos o más pozos (o zonas).

Las pruebas de interferencia requieren un mínimo de dos pozos para poder realizarse (a excepción de las pruebas de interferencia verticales):

- a) Un pozo activo el cual puede ser productor o inyector.
- b) Un pozo de observación en el cual se hace el registro de presión.

Generalmente los pozos de observación permanecen cerrados durante la prueba, pero existe la posibilidad de que haya un pozo activo de observación.

La ventaja de las pruebas de interferencia sobre las pruebas en un solo pozo (Decremento/Incremento) es que proporcionan información sobre una región más amplia del yacimiento. Actualmente, resultados de pruebas de interferencia han demostrado que la región de influencia es mucho más amplia

que aquella región contenida entre los pozos.

La ingeniería de yacimientos tiene seis modelos analíticos para la interpretación de pruebas de interferencia y estos son:

- 1.- Modelo Analítico para un Yacimiento Homogéneo con Flujo Radial (Solución de Línea Fuente).
- 2.- Modelo Analítico para un Yacimiento Anisótropo con Flujo Radial.
- 3.- Modelo Analítico para un Yacimiento con Flujo Lineal.
- 4.- Modelo Analítico para Pruebas de Interferencia Vertical en un Solo Pozo.
- 5.- Modelo Analítico para Pruebas de Pulsos.
- 6.- Modelo Analítico para Pruebas de Interferencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

II.1. MODELO ANALITICO PARA UN YACIMIENTO HOMOGENEO CON FLUJO RADIAL (SOLUCION DE LINEA FUENTE).

La ecuación diferencial parcial que gobierna el flujo de fluidos en un yacimiento homogéneo con flujo radial y valores

constantes de porosidad, permeabilidad, compresibilidad y viscosidad de fluidos, en forma adimensional es:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (1)$$

Su solución para un yacimiento infinito¹ es:

$$P_D(r_D, t_D) = - \frac{1}{2} E_i \left(- \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad (2)$$

La solución gráfica de la ecuación analítica (2) es mostrada en la figura 1. Esta gráfica es conocida como la solución de línea fuente o como la curva tipo de la integral-exponencial. Y sólo puede ser aplicada en los casos donde el coeficiente de almacenamiento adimensional sea relativamente pequeño ($C_D < 10^3$) y donde no exista daño en el pozo activo, además de cumplir con las restricciones $r_D > 20$ y $(t_D / r_D^2) > 0.5$.

Análisis de una Prueba de Interferencia por Curvas Tipo⁷:

El procedimiento que se sigue es prácticamente similar al que se utiliza para pruebas de decremento e incremento, es decir:

a) Seleccionar la curva tipo.

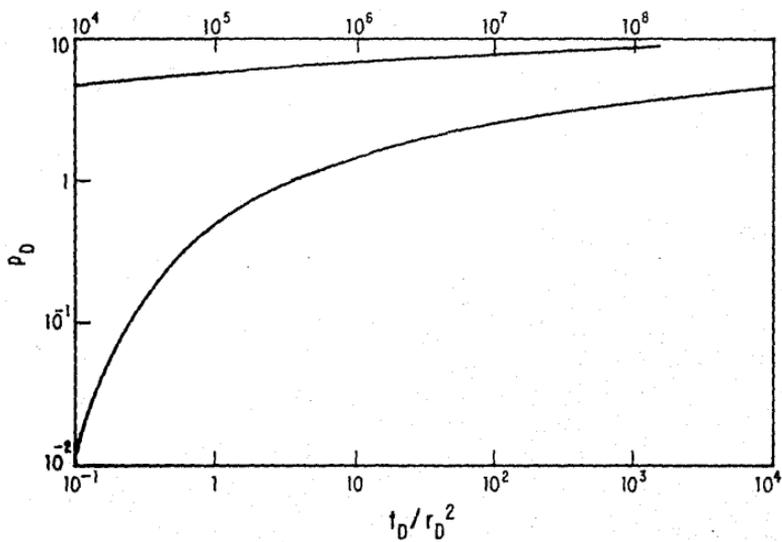


FIG. 1- LA SOLUCION DE LINEA FUENTE ¹ .

- b) Sobreponer el papel transparente.
- c) Trazar y etiquetar los ejes principales de la malla.
- d) Marcar las escalas ΔP (psi) y t (horas).
- e) Graficar los datos observados en la prueba (ΔP contra t).
- f) Deslizar el papel transparente tanto vertical como horizontalmente en forma paralela a los ejes principales hasta que los datos graficados se ajusten a la curva tipo.
- g) Trazar la curva ajustada.
- h) Elegir el punto de ajuste.
- i) Leer del punto de ajuste: P_D , (t_D/r_D^2) , ΔP y t .
- j) Estimar la permeabilidad a partir de la expresión:

$$k = (141.2 \text{ qB}\mu/h)(P_D/\Delta P) \quad (3)$$

- k) Estimar el producto porosidad-compresibilidad con la expresión:

$$\phi C_t = \frac{0.0002637 k}{r^2 \mu} \left[\frac{t}{t_D/r_D^2} \right] \quad (4)$$

Cuando al realizar el análisis de una prueba de interferencia de presión se cuenta con información tanto de decremento como de incremento, es recomendable usar la curva tipo de Ramey⁴, figura 2. La figura 3 muestra un caso típico de ajuste de los datos de una prueba de interferencia con la curva tipo de Ramey⁴.

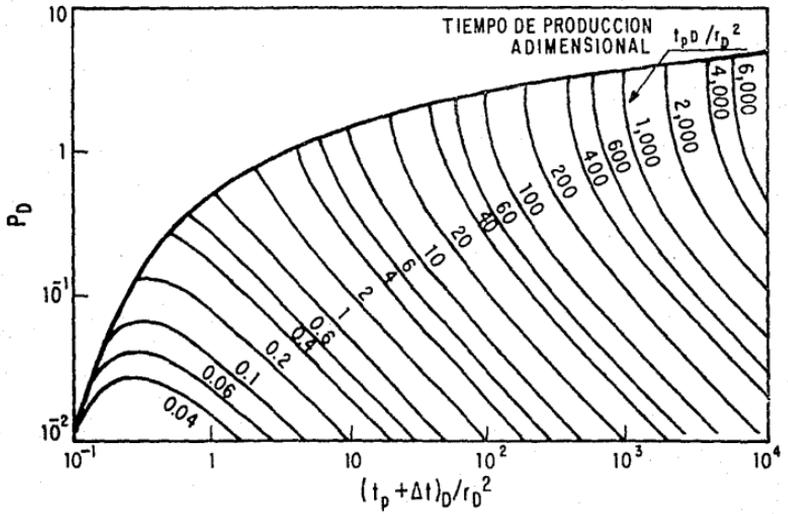


FIG.2- CURVA TIPO DE RAMEY ⁴ .

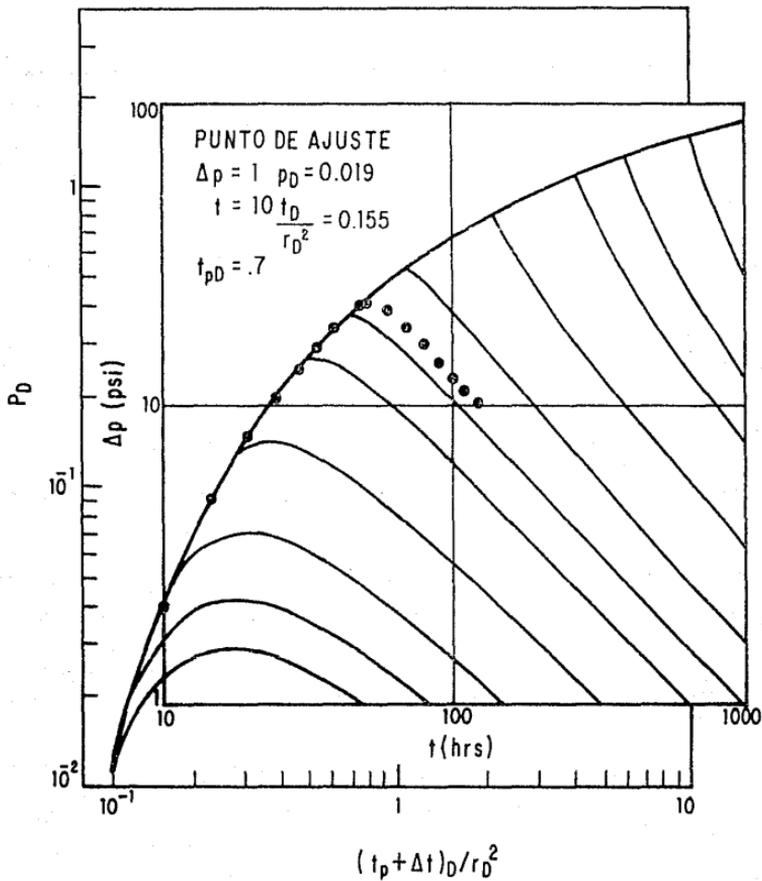


FIG. 3- ILUSTRACION DE AJUSTE DE DATOS DE INTERFERENCIA CON CURVAS TIPO 1.

II.2. MODELO ANALITICO PARA UN YACIMIENTO ANISOTROPO CON FLUJO RADIAL.

Basado en el trabajo de Papadopoulos, presentó Ramey⁷ un método para estimar propiedades de un yacimiento anisótropo cuando se cuenta con datos de una prueba de interferencia. Para utilizar este método se requieren un mínimo de cuatro pozos (un activo y tres de observación) y con él se puede determinar:

- a) Las magnitudes de las permeabilidades máxima y mínima.
- b) La dirección del eje principal de permeabilidad.

La figura 4 muestra la nomenclatura utilizada en este análisis; como puede notarse, el eje de mayor permeabilidad $k_{\text{máx}}$ está girado un ángulo θ con respecto a los ejes utilizados para ubicar las coordenadas del pozo activo. El eje de menor permeabilidad $k_{\text{mín}}$ es perpendicular (forma 90°) con respecto al eje $k_{\text{máx}}$.

El pozo activo está localizado en el origen del sistema coordenado y los pozos de observación están cada uno de ellos localizados en las coordenadas indicadas como (X,Y) . Lo anterior supone que el sistema pozo activo-pozos de observación está actuando como un yacimiento infinito y homogéneo (con la excepción de tener permeabilidad anisotrópica).

Ramey⁷ muestra que la presión en cada uno de los pozos de observación es:

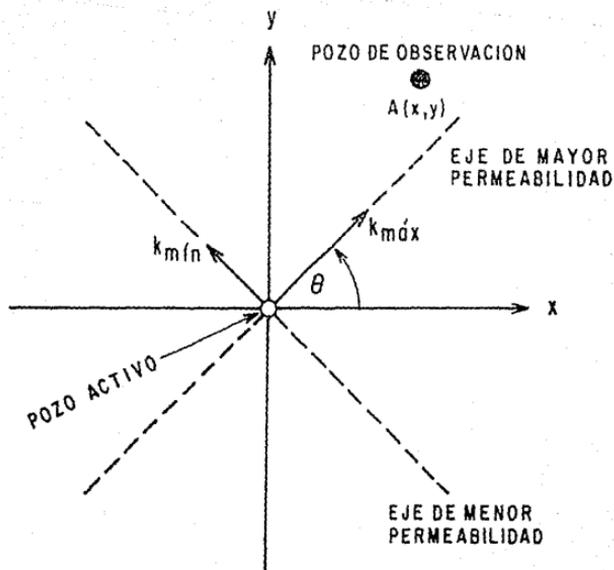


FIG. 4 – NOMENCLATURA PARA UN SISTEMA DE PERMEABILIDAD ANISOTROPICA⁷.

$$P(t,x,y) = P_i - \frac{141.2 \text{ qB}\mu}{\sqrt{k_{\text{máx}} k_{\text{mín}} h}} P_D \left(\left[\frac{t_D}{r_D^2} \right]_{\text{dir}} \right) \quad (5)$$

donde:

$$\left[\frac{t_D}{r_D^2} \right]_{\text{dir}} = \frac{0.0002637 t}{\phi \mu c_t} \left[\frac{k_{\text{máx}} k_{\text{mín}}}{(k_x y^2 + k_y x^2 - 2k_{xy} xy)} \right] \quad (5')$$

Procedimiento de Análisis:

Para estimar $k_{\text{máx}}$, $k_{\text{mín}}$ y θ , es necesario estimar primero k_x, k_y y k_{xy} como se describe a continuación:

- Los datos de presión observados de los tres pozos de observación son graficados y ajustados por medio de la curva tipo de la integral-exponencial (solución de línea fuente).
- El punto de ajuste de presión debe ser el mismo para cada uno de los tres pozos de observación (ΔP y P_D).
- El punto de ajuste de tiempo (t y $\frac{t_D}{r_D^2}$) será diferente para cada uno de los tres pozos de observación.
- Una vez hecho el ajuste, la permeabilidad promedio del sistema es estimada con la expresión :

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\text{máx}} k_{\text{mín}}} = \frac{141.2 \text{ qB}\mu}{h} (P_u/\Delta P) \quad (6)$$

donde los puntos de ajuste de presión serán los mismos para cada uno de los pozos de observación.

e) Con los puntos de ajuste de tiempo (diferentes para cada pozo de observación) y la siguiente ecuación:

$$k_x y^2 + k_y x^2 - 2k_{xy} xy = \frac{0.0002637 k_{\text{máx}} k_{\text{mín}}}{\phi \mu c_l} \left[\frac{t}{t_D / r_D^2} \right] \quad (7)$$

se obtiene un sistema de tres ecuaciones con cuatro incógnitas: k_x , k_y , k_{xy} y $\phi \mu c_l$. Este sistema puede ser resuelto simultáneamente para obtener k_x , k_y y k_{xy} en términos de $\phi \mu c_l$. A continuación se sustituyen k_x, k_y y k_{xy} en :

$$k_x k_y - k_{xy}^2 = k_{\text{máx}} k_{\text{mín}} = \bar{k}^2 \quad (8)$$

en donde \bar{k} ya es conocida y resolviendo la ecuación siete se obtiene $\phi \mu c_l$. Ya conocido $\phi \mu c_l$ se obtienen los valores de k_x, k_y y k_{xy} .

f) Finalmente para la determinación de $k_{\text{máx}}$, $k_{\text{mín}}$ y θ se usan las siguientes expresiones:

$$k_{\text{máx}} = \frac{1}{2} \left\{ (k_x + k_y) + \left[(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2 \right]^{1/2} \right\} \quad (9)$$

$$k_{\text{mín}} = \frac{1}{2} \left\{ (k_x + k_y) - \left[(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2 \right]^{1/2} \right\} \quad (10)$$

$$\theta = \text{Arc Tan} \left[\frac{k_{\text{máx}} - k_x}{k_{xy}} \right] \quad (11)$$

La figura 5 muestra el ajuste de los datos de presión correspondientes a una prueba de interferencia con cuatro pozos: Un activo (5D) y tres de observación (1D,1E,5E).

II.3. MODELO ANALITICO PARA UN YACIMIENTO CON FLUJO LINEAL

Existen diversos ambientes de depósito tales como meandros de un río, canales de río, brechas tectónicas, etc., que pueden dar como resultado patrones de flujo lineal como puede observarse en la figura 6.

Este modelo es de gran utilidad para los yacimientos geotérmicos que al estar altamente fracturados, presentan patrones de flujo lineal, con respecto a los planos de estratificación. Para el análisis de interferencia con este modelo el pozo activo se considera un cilindro circular recto de longitud infinita. La sección transversal del cilindro se supone que es un rectángulo con altura "h" y anchura "b", figura 7.

Para este caso en cuestión, la solución de Miller²:

$$P(x,t) = P_i - \left[\frac{q/2}{k h b} \right] \left[2 \sqrt{\frac{\eta t}{\pi}} \exp\left(-\frac{x^2}{4 \eta t}\right) - \operatorname{erfc} \left[\frac{x}{2 \sqrt{\eta t}} \right] \right] \quad (12)$$

puede ser usada cuando se supone que la mitad del fluido producido proviene de la dirección del pozo de observación.

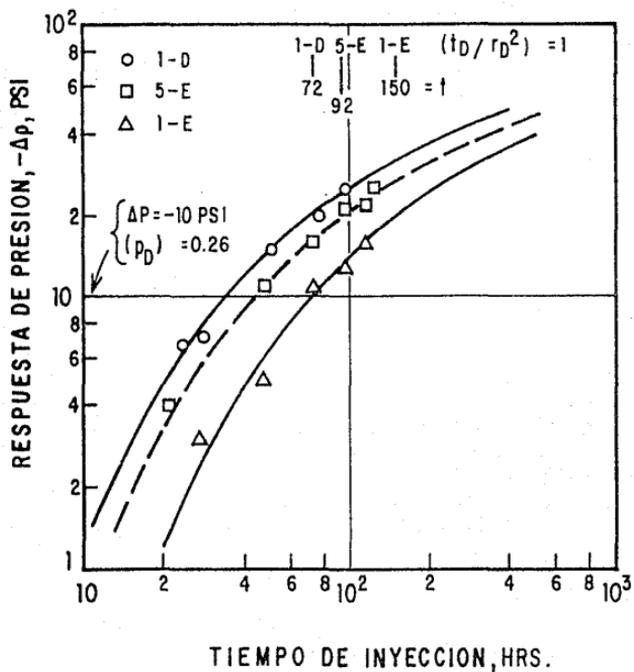


FIG. 5- AJUSTE DE DATOS DE PRESION DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA EN UN YACIMIENTO ANISOTROPO⁷.

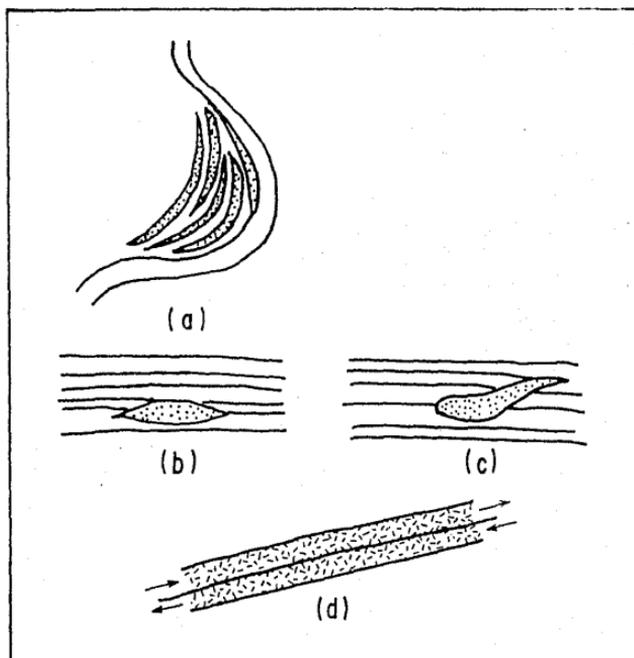


FIG. 6— TIPOS DE AMBIENTES DE DEPOSITO QUE PUEDEN DAR COMO RESULTADO PATRONES DE FLUJO LI-NEAL : (a) MEANDROS, (b) Y (c) CANALES DE RIO Y (d) BRECHAS TECTONICAS ².

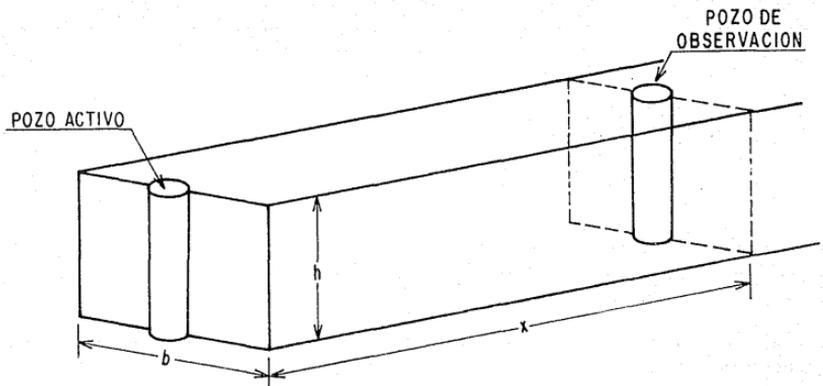


FIG. 7 — DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA CONFIGURACION DE FLUJO LINEAL ².

Ehlig-Economides y Economides² presentaron una curva tipo $\log\text{-}\log$ de $P_D/\pi x_D$ y $(t_p + \Delta t)_D/x_D^2$ y es la representación gráfica de la ecuación:

$$\frac{P_D}{\pi x_D} = \frac{k h b (\Delta P)}{141.2 \pi q B \mu x} \quad (13)$$

Es importante hacer notar que la pendiente igual a un medio es característico de un flujo lineal. Utilizando esta curva tipo es posible determinar la permeabilidad, la porosidad y el volumen drenado por el pozo. La figura 8 muestra el ajuste de los datos de presión con esta curva tipo correspondiente a una región que fué un medio de depósito tipo cauce de un río (con un ancho aproximado de cuatrocientos pies). El primer pozo (A) produjo durante treinta horas, mientras que el segundo pozo (B) fué cerrado. El espaciamiento entre ambos pozos fue de 1800 pies.

II.4. MODELO ANALITICO PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA VERTICAL EN UN SOLO POZO.

Medir la permeabilidad vertical de una formación es muy importante para la detección de zonas comunicadas y no comunicadas, así también como para la determinación de lentes arcillosos, barreras lutíticas, zonas represionadas y/o zonas impermeables. Para la realización de una prueba de interferencia

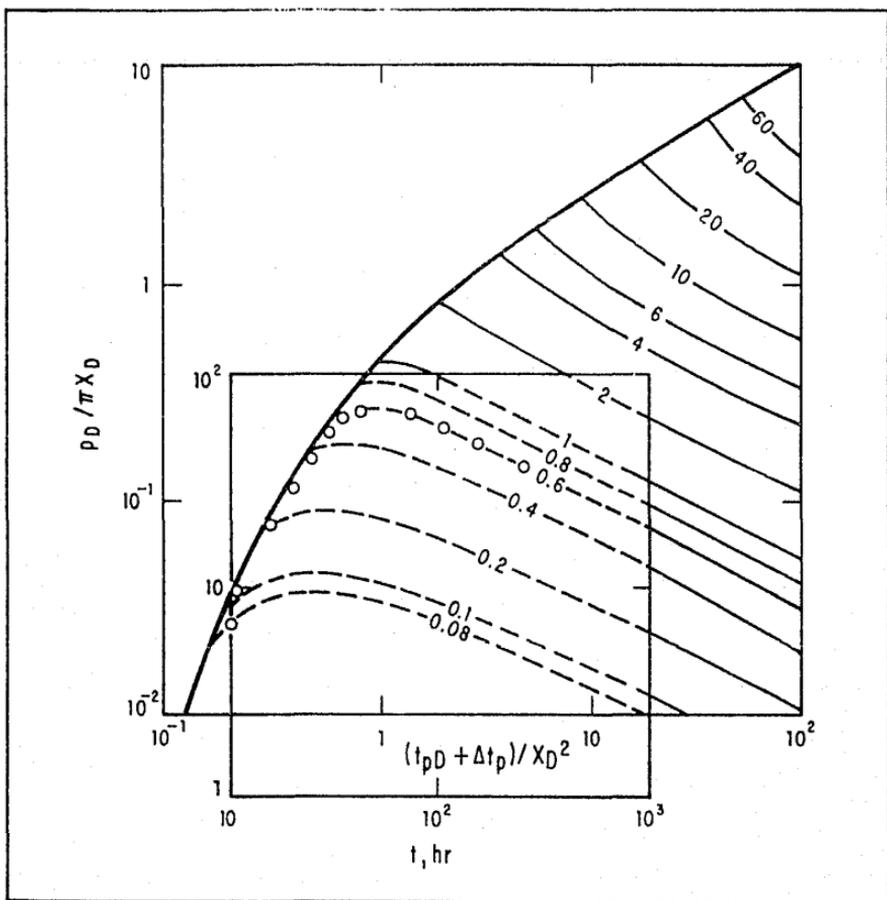


FIG. 8— AJUSTE DE LOS DATOS DE PRESION UTILIZANDO CURVAS TIPO PARA UN YACIMIENTO CON FLUJO LINEAL ².

vertical se utiliza equipo convencional de fondo entre dos series de disparos aislados en el mismo pozo, como se muestra en la figura 9.

El comportamiento de la presión durante una prueba vertical en un yacimiento homogéneo, anisótropo e infinito (de extensión radial y limitado verticalmente en ambas direcciones) está dado por la ecuación de difusión para fluidos ligeramente compresibles con efectos de gravedad despreciables:

$$\frac{K_H \partial^2 p}{\mu \partial r^2} + \frac{K_H \partial p}{\mu r \partial r} + \frac{K_V \partial^2 p}{\mu \partial z^2} = 0 \text{ c } \frac{\partial p}{\partial t} \quad (14)$$

Con las condiciones iniciales y de frontera siguientes:

$$\frac{\partial p}{\partial z}(r, 0, t) = \frac{\partial p}{\partial z}(r, h, t) = 0 \quad (15)$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = - \frac{q B \mu}{2\pi d_1 k h} , \quad d_2 < z < d_1 + d_2 \quad (16)$$

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0 , \quad \begin{array}{l} 0 < z < d_2 \\ d_1 + d_2 < z < h \end{array} \quad (17)$$

$$P(0, z, t) = P_i \quad (18)$$

$$P(r, z, 0) = P_i \quad (19)$$

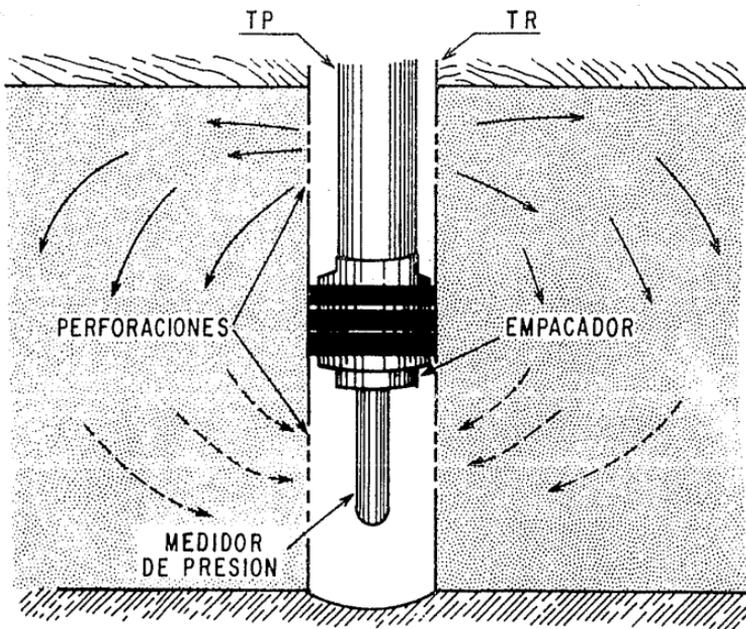


FIG. 9- PRUEBA DE INTERFERENCIA VERTICAL ⁵.

Selección de un Posible Pozo de Prueba:

Un pozo conveniente para una prueba vertical debe tener las siguientes características:

- 1.- El pozo debe tener dos o más series de disparos, con una separación aproximada de 8 a 10 pies.
- 2.- No debe haber fugas detrás de la T.R. o paso permanente en el (o los) empacador(es). Al terminar el pozo no debió haber sido fracturado.
- 3.- El o los intervalos no deben contener contactos de fluidos. Una prueba a través de un contacto reflejaría las bajas permeabilidades relativas de los fluidos en vez de la permeabilidad para una sola fase.
- 4.- El pozo debe estar estabilizado; si es un pozo de aceite, debe escapar, si acaso, muy poco gas de los disparos inferiores. Todos los disparos deben cerrarse a fin de hacer la prueba para permitir estabilizarse al pozo. Los cambios en la producción deben minimizarse en los pozos vecinos para prevenir efectos de interferencia en el pozo de prueba.
- 5.- El gasto de inyección o producción de los disparos superiores debe ser constante sobre el periodo de flujo y tan alto como sea posible sin dañar o fracturar el pozo.

Estudio de Factibilidad:

Después de que se ha seleccionado un posible pozo de prueba, se deben determinar las condiciones bajo las cuales sería posible una prueba. Esto requiere la siguiente información:

- 1.- Profundidad y Espesor de la formación.
- 2.- Ubicación y longitud de todos los intervalos disparados referidos a la cima del yacimiento.
- 3.- Ubicación y espesores de barreras lutíticas o vetas represionadas.
- 4.- Ubicación de los contactos entre fluidos en el área.
- 5.- Distancias del pozo a las fronteras más cercanas del campo o fallas sellantes.
- 6.- Dimensiones de la T.R. y la T.P.
- 7.- Máximos gastos de flujo alcanzables desde los disparos fuente.
- 8.- Presión y Temperatura de fondo.
- 9.- Presión de fractura, si se conoce.
- 10.- Estimación de la permeabilidad horizontal y vertical.
- 11.- Porosidad.
- 12.- Viscosidad del fluido.
- 13.- Compresibilidades del fluido y de la roca.
- 14.- Factor de volumen del fluido de la formación.

Se debe calcular el comportamiento esperado de la presión

para un número de posibles combinaciones de permeabilidades, propiedades de la roca y del fluido, gastos de flujo y ubicaciones de la fuente y la observación. El tamaño y la forma de la respuesta de presión en la(s) serie(s) de disparos determina si la prueba es factible y si es así, qué tipo de manómetros deben utilizarse y cuánto tiempo debe durar la prueba.

La prueba puede considerarse factible si:

- a) La respuesta estimada después de 6 a 12 horas de flujo es al menos 10 veces la sensibilidad (capacidad para detectar cambios de presión) de los manómetros disponibles.
- b) Que no sea probable que la respuesta de presión ocurra tan rápido que los datos de los primeros tiempos no puedan ser registrados.

Los datos a tiempos cortos se requieren porque la respuesta debe tener suficiente curvatura (presente al tiempo inicial), para ser analizada para permeabilidad vertical. La obtención de esas condiciones no es difícil, a menos que la permeabilidad vertical sea alta o que la distancia entre las series de disparos sea corta. Cualquier manómetro que reúna los requerimientos anteriores, en adición a las consideraciones normales de presión, temperatura, tamaño, costo, etc., debe ser usado.

Las pruebas verticales se pueden realizar con varios arreglos alternativos del equipo de fondo. En la figura 10 se ilustran esquemáticamente dos arreglos útiles. La figura 10(a) representa una prueba de un solo intervalo con flujo anular. El empacador de línea en la T.P. arriba del manómetro elimina la respuesta de presión causada por cambios de densidad del fluido en la T.P. La figura 10(b) ilustra una prueba múltiple en el mismo pozo a través del uso de mangas deslizables. El intervalo superior y el intervalo ubicado entre los disparos superiores e inferiores se pueden probar haciendo fluir los disparos superiores como se muestra en la figura.

El intervalo inferior se puede probar separadamente cerrando la manga deslizable superior, removiendo el manómetro más elevado y el empacador de línea de la T.P. y haciendo fluir los disparos intermedios. Se podrán utilizar otros arreglos de equipo de fondo. Por ejemplo, en una prueba de un solo intervalo, la T.P. podría ser eliminada colocando un empacador de línea en la T.R. entre las series de disparos; los manómetros se colocarían arriba y abajo del empacador. También se han obtenido buenos resultados en terminaciones en agujero descubierto temporales, probando alrededor de empacadores inflables en el pozo.

Procedimiento de prueba:

Después de que el equipo ha sido colocado en el pozo, un procedimiento típico de prueba sería como sigue:

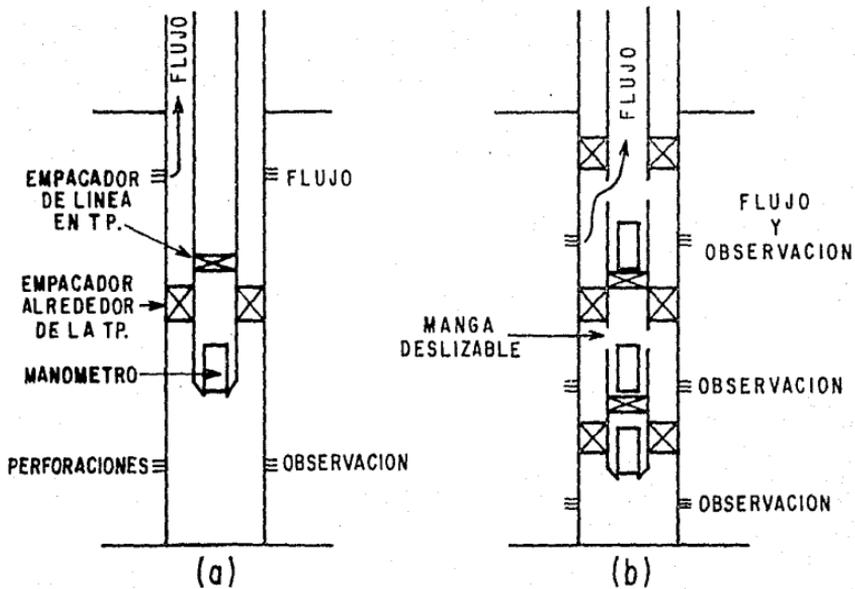


FIG.10 - DIFERENTES ARREGLOS DE EQUIPO DE FONDO PARA PRUEBAS VERTICALES⁵.

1.- Monitoreo de la tendencia de la presión.- Con el(los) empacador(es) y los manómetros posicionados, la presión debe monitoroarse por un período de tiempo de al menos la mitad de aquel destinado al período de flujo durante la prueba. Para facilitar la interpretación de la prueba, la presión debe permanecer constante o cambiar linealmente durante el período de monitoreo de la tendencia.

2.- Inyección o Producción.- Después del período de monitoreo de la tendencia de la presión, se comienza la inyección o producción del intervalo superior disparado. El gasto de flujo debe ser constante durante el período de flujo y tan alto como sea práctico.

3.- Cerrar el pozo.- Cuando el período de flujo predeterminado ha transcurrido, el pozo se cierra y se monitorea durante un tiempo, por lo menos igual al 20% del período de flujo.

El comportamiento de la presión durante el período de cierre sirve como una comprobación de la respuesta durante el período de flujo. Dentro de los objetivos de llevar a cabo una prueba de interferencia vertical se encuentra la determinación de la existencia o no existencia de barreras impermeables, lentes arcillosos, etc.

Se puede realizar una prueba vertical sobre un intervalo que contenga una barrera impermeable de lutita o lentes de baja permeabilidad para determinar cuantitativamente el grado de

restricción al flujo vertical, de tal manera que para grandes radios de barrera la respuesta de presión llega a ser tan pequeña que es difícil medirla con manómetros convencionales. La figura 11 ilustra para un yacimiento típico, cómo varían las permeabilidades vertical y horizontal aparentes con el radio de la barrera. Los valores de la permeabilidad horizontal declinan sólo ligeramente a medida que el radio de la barrera aumenta.

Si la barrera es grande e impermeable, la permeabilidad vertical efectiva declina como $1/r_{barrera}^2$.

Sin embargo, si la barrera es ligeramente permeable la permeabilidad vertical aparente disminuye al aumentar el radio de la barrera, hasta que la respuesta de la presión es grandemente indicativa de flujo a través de la barrera en vez de alrededor de ella. La permeabilidad vertical aparente es aproximadamente el promedio armónico de las permeabilidades verticales verdaderas de las capas.

Es recomendable que exista buena cementación detrás de la T.R.; las fugas pueden causar que la prueba se comporte como si la permeabilidad vertical fuera anormalmente alta. La influencia de una fuga a menudo no se puede eliminar cuantitativamente de los datos de la prueba vertical. Sin embargo, la presencia de fugas generalmente se puede diagnosticar, de tal forma que los valores incorrectos de permeabilidad no son aceptados como representativos de la formación.

Las fugas se pueden detectar de varias formas:

Si la fuga es grande, la respuesta en los disparos inferiores sería esencialmente idéntica a la respuesta en los

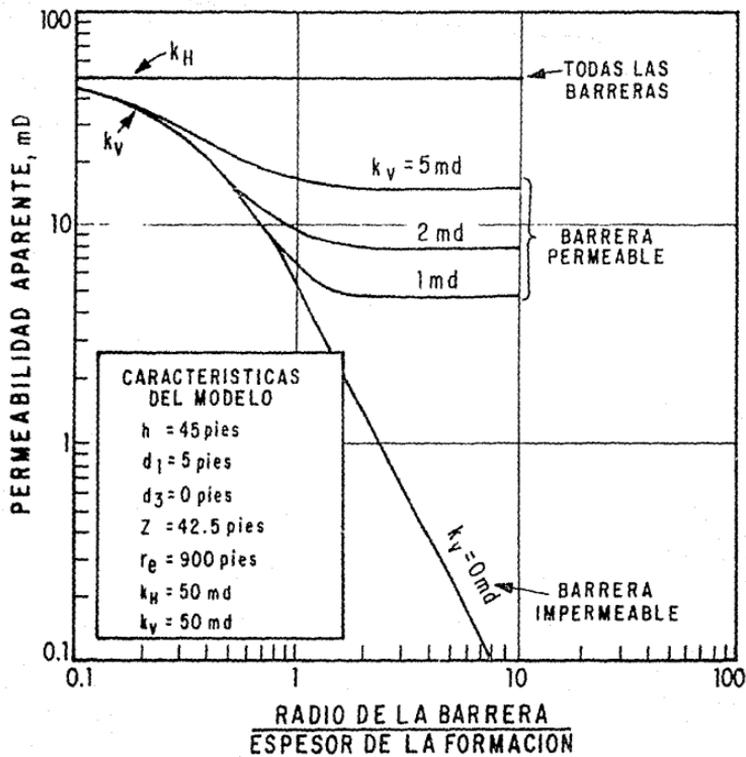


FIG. 11- EFECTO DEL RADIO DE BARRERA SOBRE LA PERMEABILIDAD APARENTE ⁵.

disparos productores (claramente es importante monitorear los disparos productores). Por otro lado, una fuga menor detrás de la T.R. podría causar que la permeabilidad vertical aparente fuera mayor que la permeabilidad vertical verdadera de la formación y que la prueba aún pudiera mostrar una diferencia de presión entre los disparos productores y de observación.

Finalmente, se puede decir que los valores de permeabilidad vertical pueden aparecer bajos si el pozo tiene daño o si se presentan barreras lutíticas parciales en el intervalo probado, y pueden aparecer permeabilidades verticales anormalmente altas si existen fugas en el cemento detrás de la T.R.

Ehlig-Economides² y Ayoub² muestran que la ecuación de difusión modificada para la contribución de flujo vertical se aplica para zonas permeables como se muestra a continuación:

$$(k_1 h_1 / \mu) \nabla^2 p_1 = (\phi c_l h_1)(\partial p_1 / \partial t) - (k_v / \mu \Delta h)(P_2 - P_1) \quad (20)$$

$$(k_2 h_2 / \mu) \nabla^2 P_2 = (\phi c_l h_2)(\partial P_2 / \partial t) + (k_v / \mu \Delta h)(P_2 - P_1) \quad (21)$$

Las ecuaciones anteriores usando variables adimensionales se pueden expresar como:

$$P_{1D,2D} = \left[(k_1 h_1 + k_2 h_2) / \alpha_p q B \mu \right] (P_{1,2} - P) \quad (22)$$

Además otras variables adimensionales serían:

$$t_{Dv} = \frac{\alpha_l (k_1 h_1 + k_2 h_2) t}{[(\phi c_l h)_1 + (\phi c_l h)_2] \mu r_w^2} \quad (23)$$

$$r_D = r/r_v \quad (24)$$

$$\sigma = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2} \quad (25)$$

$$\omega_1 = \frac{(\phi c h)_1}{1(\phi c h)_1 + (\phi c h)_2} \quad (26)$$

$$\lambda = \frac{r_v^2}{(k_1 h_1 - k_2 h_2 \Delta h)} \quad (27)$$

$$C_{Dv} = \frac{\alpha C}{1(\phi c h)_1 + (\phi c h)_2} r_v^2 \quad (28)$$

Los valores de α_p , α_l y α_c dependen de las unidades usadas. El parámetro λ representa el flujo cruzado entre capas y es relacionado al parámetro definido por Bremer² como:

$$r = \frac{\lambda}{4 \sigma(1-\sigma)} \quad (29)$$

II.5. MODELO ANALITICO PARA PRUEBAS DE PULSOS.

Johnson y colaboradores³, presentaron en 1966 un método para hacer el análisis de los datos de una prueba de pulsos. Cuando se trata de pruebas de pulsos, se generan perturbaciones cortas en el gasto del pozo activo y en el pozo de observación se registran datos de la respuesta de presión. Los pulsos generalmente están en periodos alternados de producción

(inyección) y cierre con el mismo gasto durante cada período de producción (inyección). Debido a que los pulsos son de corta duración, las respuestas de presión son pequeñas inclusive menores que 0.01 psi. Por consiguiente, un equipo de medición de presión especial es requerido para estas pruebas.

Del análisis de estos datos puede obtenerse información tal como la transmisibilidad del fluido en el yacimiento (kh/μ) y almacenamiento ($\phi c_t h$). Usualmente el análisis de datos de una prueba de pulsos no requiere del ajuste de una curva tipo como en el caso de las pruebas de interferencia convencionales, sino solamente de una gráfica de presión contra tiempo (figura 12).

La principal ventaja de una prueba de pulsos con respecto a una prueba de interferencia es que pueden realizarse desde unas pocas horas hasta unos pocos días, interrumpiendo las operaciones normales del pozo durante períodos de tiempo más cortos.

La figura 13 ilustra esquemáticamente pruebas de pulsos para un sistema de dos pozos. La figura ilustra un pozo productor donde se tienen diferentes pulsos de producción y de cierre. La porción superior de la figura muestra el gasto constante de producción antes de la prueba y los pulsos de gasto. La porción inferior ilustra el comportamiento de presión en el pozo de observación y correlaciona los pulsos de presión con los pulsos de gasto.

Es importante hacer notar que aunque el tiempo de flujo y el tiempo de cierre son iguales en la figura 13, en realidad estos tiempos pueden ser diferentes; sin embargo, todos los

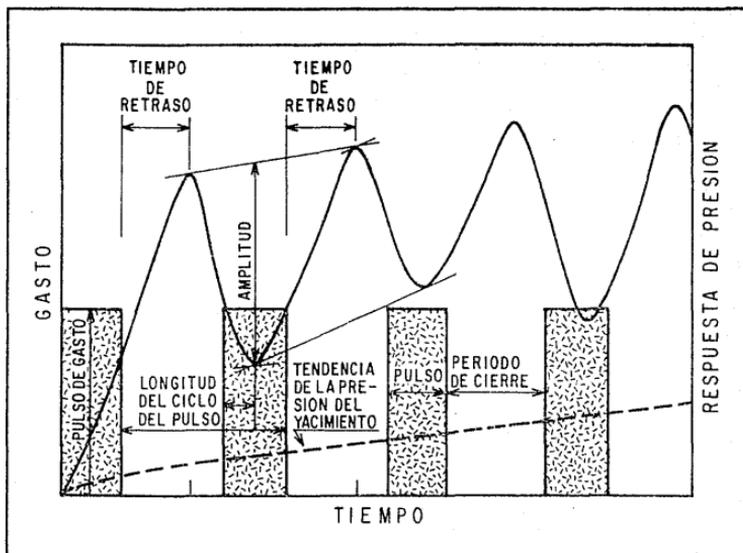


FIG. 12 – TERMINOLOGIA UTILIZADA EN UNA PRUEBA DE PULSOS DE PRESION ³.

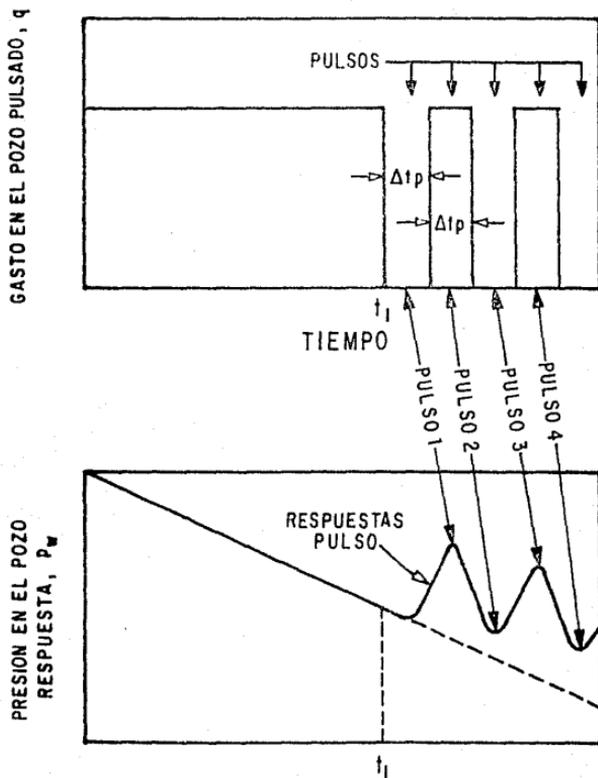


FIG.13-ILUSTRACION ESQUEMATICA DE LA HISTORIA DE GASTOS Y RESPUESTAS DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE PULSOS⁷.

Tiempos de flujo deben ser iguales entre sí y todos los tiempos de cierre también deben ser iguales entre sí. Dos características de la respuesta de presión en el pozo de observación son usadas para el análisis de pruebas de pulsos de presión:

- a) Tiempo de retraso (t_L).
- b) Amplitud de la respuesta de presión (Δp).

El tiempo de retraso es el tiempo transcurrido entre el final del pulso y la cima (o valle) de la respuesta de presión causada por el pulso siguiente (figura 12). Como puede observarse un tiempo de retraso está asociado a cada pulso.

La amplitud de respuesta se determina trazando una tangente a dos cimas o valles consecutivos y a partir de allí, trazar una paralela a la cima (valle) comprendido entre los dos anteriores y opuesto a ellos. La amplitud de respuesta de presión es la distancia vertical entre las dos líneas paralelas.

Con estas dos características definidas de la prueba de pulsos y con correlaciones teóricas tales como las desarrolladas por Kamal y Brigham³, se puede estimar kh/μ y $\phi c_l h$ del yacimiento.

Las figuras 14 y 15 muestran algunas de estas curvas de correlación, cuyo uso requieren de la definición de las siguientes variables:

$$F' = \frac{\Delta t_P}{\Delta t_c} = \frac{\text{Período del pulso}}{(\text{Período del cierre} + \text{Período del pulso})} \quad (30)$$

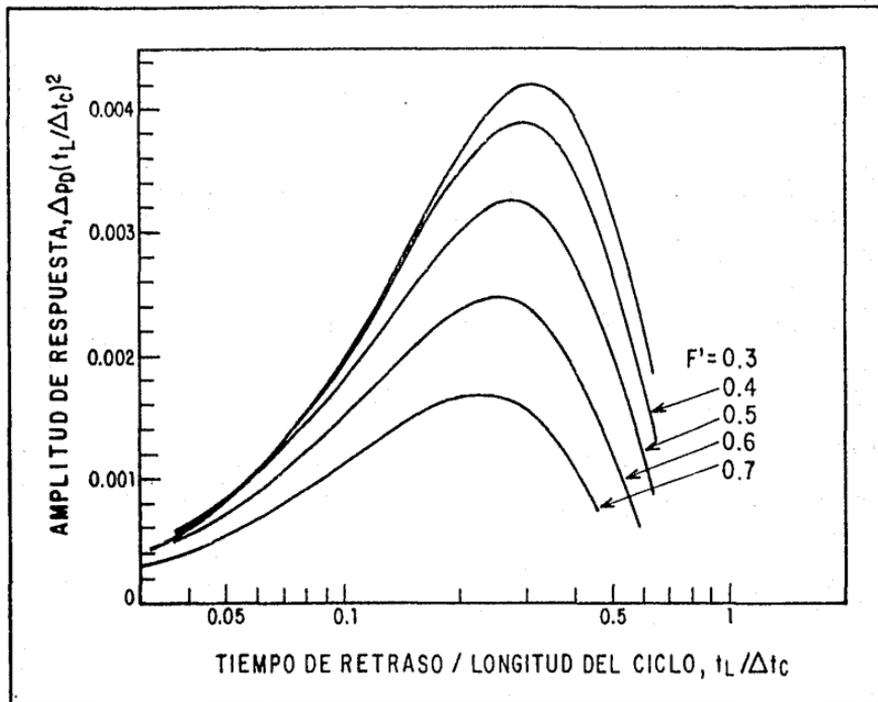


FIG.14 - CURVAS DE CORRELACION DE AMPLITUD DE RESPUESTA PARA EL PRIMER PULSO ³ .

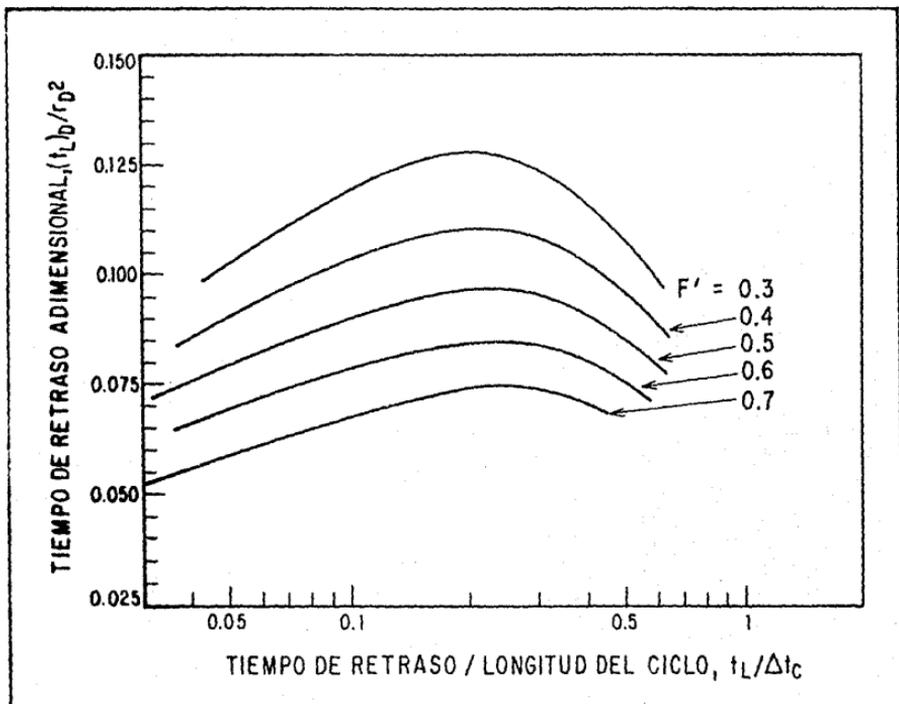


FIG. 15 - CURVAS DE CORRELACION DE TIEMPO DE RETRASO PARA EL PRIMER PULSO ³.

$$(t_L)_D = \left(\frac{k}{\phi c_l \mu r_w} \right) t_L \quad (31)$$

$$\frac{(t_L)_D}{r_D^2} = \left(\frac{k}{\phi c_l \mu r_w^2} \right) t_L \quad (32)$$

$$\Delta P_D = \left(\frac{2 \pi k h}{q B \mu} \right) \Delta p = \left(\frac{2 \pi T}{q B} \right) \Delta p \quad (33)$$

II.6. MODELO ANALITICO PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

En la actualidad existen dos modelos para el análisis de la respuesta de presión en el pozo de observación en un yacimiento naturalmente fracturado: El modelo de Warren y Root^B y el modelo de DeSwann-Kazemi^B.

La diferencia básica entre estos dos modelos es que el primero considera flujo pseudoestacionario de la matriz hacia las fracturas y el segundo considera flujo transitorio.

La figura 16 presenta el comportamiento de presión en un pozo de observación sujeto a la idealización del modelo de Warren y Root^B. Este modelo considera que las condiciones en estado pseudoestacionario gobiernan el flujo de fluidos de la matriz hacia las fracturas. Otras consideraciones básicas son:

- 1.- En este modelo k_f , ϕ_f y ϕ_m son definidas en términos de propiedades de volumen.

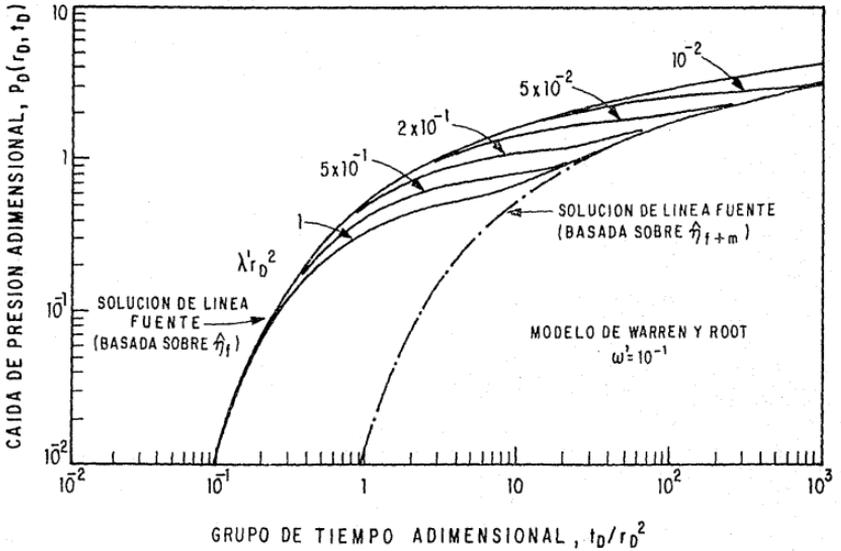


FIG.16 - RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO DE OBSERVACION MODELO DE WARREN-ROOT ($\omega^2 = 10^{-1}$)⁸.

2.- Los parámetros λ' y ω' se definen como:

$$\lambda' = \frac{\alpha r_w^2 k}{k_f} \quad (34)$$

$$\omega' = \frac{\bar{\phi}_f c_{tf}}{\bar{\phi}_m c_{tm} + \bar{\phi}_f c_{tf}} \quad (35)$$

- 3.- Como consecuencia de suponer condiciones de flujo pseudoestacionario en la matriz, ω' no es un parámetro correlacionable.
- 4.- Puede notarse en la figura 16 que para tiempos cortos, las respuestas para todos los valores de $\lambda' r_w^2$ siguen la solución de línea fuente.
- 5.- Para tiempos largos el comportamiento de presión es similar al de un yacimiento homogéneo.
- 6.- Para tiempos cortos la respuesta de presión es independiente de la porosidad total del sistema.

El segundo modelo^B, supone que el yacimiento fracturado puede ser representado por un arreglo equivalente de fracturas horizontales como se muestra en la figura 17. Además involucra las siguientes suposiciones:

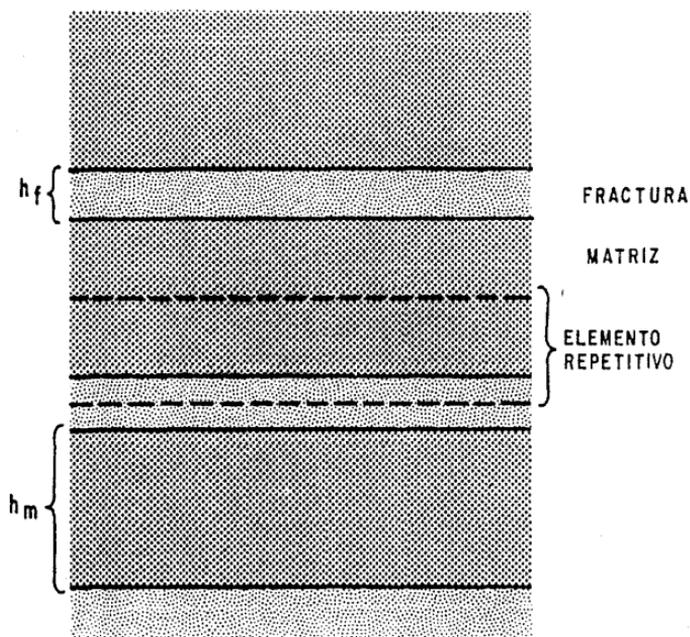


FIG.17 - DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL MODELO DE DESWANN - KAZEMI ⁸ .

- 1.- Flujo de un fluido ligeramente compresible (gradientes de presión pequeños).
- 2.- Tanto la matriz como las fracturas son homogéneas y uniformes.
- 3.- Medio poroso isotrópico.
- 4.- Se consideran despreciables las fuerzas gravitacionales.
- 5.- Yacimiento infinito (de tal forma que la frontera externa no tenga ningún efecto sobre la respuesta de presión en el pozo de observación).
- 6.- Presión constante en todos los puntos del yacimiento.
- 7.- Se desprecian los efectos de almacenamiento y daño.
- 8.- Gasto constante en el pozo productor.

En este método se han definido las siguientes variables:

Caída de presión adimensional:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{7.2 \pi \times 10^{-6} k_f h_f}{q B \mu} \left[P_i - P_f(r, t) \right] \quad (36)$$

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{3.6 \times 10^{-6} k_f t}{\phi_f c_{lf} \mu r_w^2} \quad (37)$$

Distancia adimensional:

$$r_D = r/r_w \quad (38)$$

Coefficiente de transferencia adimensional:

$$\lambda' = \alpha r_w^2 \left(\frac{k_m h_m}{k_f h_f} \right) \quad (39)$$

donde α se define para el caso de la figura 18 como:

$$\alpha = \frac{12}{h_m^2} \quad (40)$$

y la capacidad de almacenamiento adimensional de las fracturas como:

$$\omega' = \frac{\phi_m c_m h_m}{\phi_f c_f h_f} \quad (42)$$

Los parámetros λ' y ω' pueden ser interpretados como la relación de la capacidad de flujo de la matriz a la capacidad de flujo de la fractura y la relación de la capacidad de almacenamiento de la matriz a la capacidad de almacenamiento de la fractura, respectivamente.

La respuesta de presión en el pozo de observación es una función de los parámetros λ' y ω' , para tiempos cortos e intermedios es una función de t_D/r_D^2 y $\lambda'\omega'r_D^2$ y para tiempos largos es una función de t_D/r_D^2 y ω' .

La figura 18 presenta el comportamiento de presión en un pozo de observación para un yacimiento naturalmente fracturado,

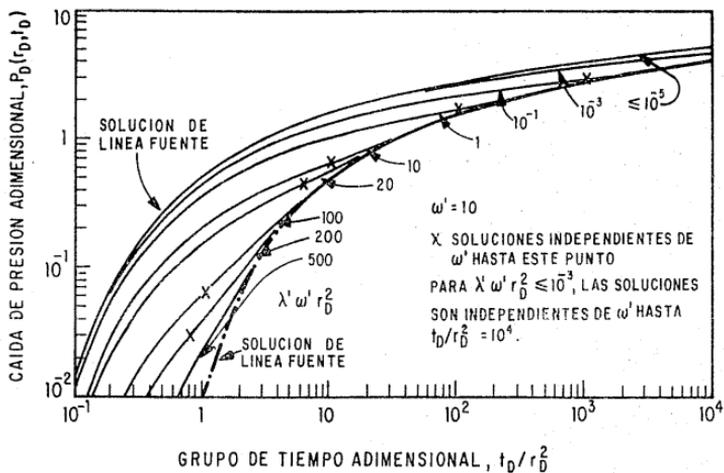


FIG. 18— RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO DE OBSERVACION ⁸.

la cual puede usarse como una curva tipo y si el valor de $\omega > 10$, entonces los datos de campo caerán por debajo de la solución teórica usada para realizar el ajuste. La curva tipo para hacer el análisis para tiempos largos se presenta en la figura 19.

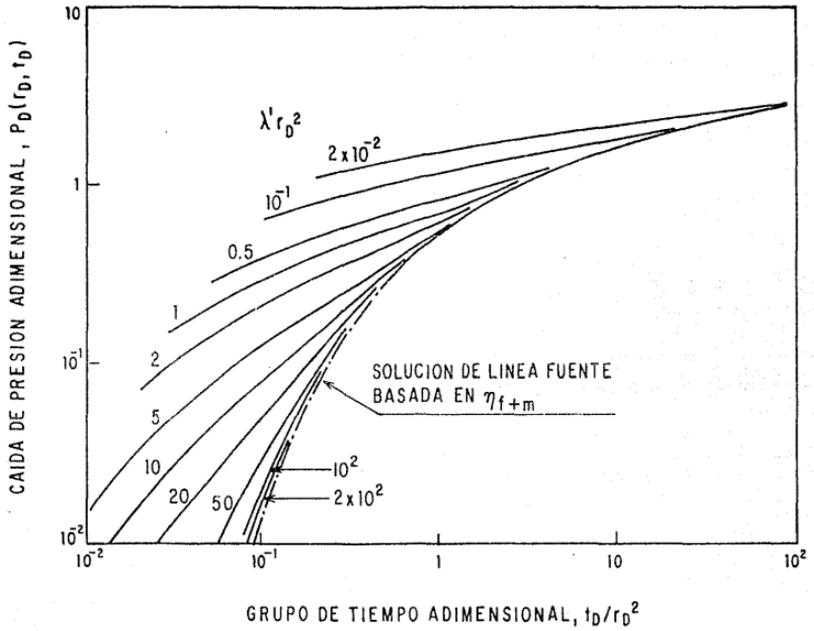


FIG. 19—CORRELACION DE LA RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO DE OBSERVACION PARA TIEMPOS FINALES⁸.

INTERFERENCIA DE PRESION EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

Se denomina yacimiento estratificado a aquel que por sus características petrofísicas puede considerarse constituido por más de una capa. Debe hacerse notar que entre capa y capa puede existir un fuerte contraste en cuanto a permeabilidad, porosidad, espesor y/o radio de drenaje.

Los yacimientos estratificados pueden ser divididos en dos grupos, a saber:

- 1.- Yacimientos Estratificados Sin Flujo Cruzado.- Donde los fluidos de cada una de las capas se comunican única y exclusivamente a través del pozo (figura 20).
- 2.- Yacimientos Estratificados Con Flujo Cruzado.- En estos yacimientos las capas se hallan comunicadas hidráulicamente entre sí (a través de sus planos de contacto), permitiendo el desarrollo del flujo cruzado (figura 21).

III.1. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS SIN FLUJO CRUZADO.

III.1.1. MODELO DEL YACIMIENTO.

Se considera que en este tipo de yacimientos no existe

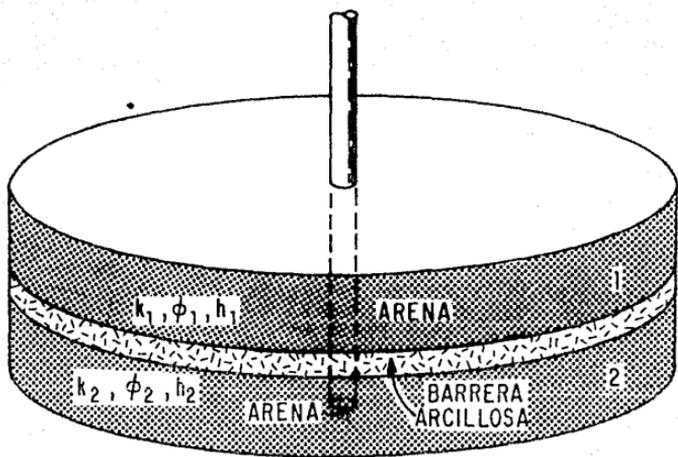


FIG. 20 — YACIMIENTO DE DOS CAPAS SIN FLUJO CRUZADO ⁷ .

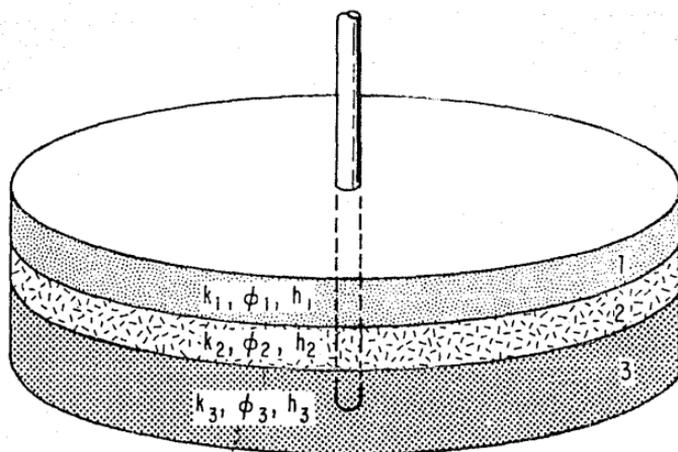


FIG. 21 — YACIMIENTO DE TRES CAPAS CON FLUJO CRUZADO 7 .

comunicación hidráulica entre capas, es decir, que la comunicación entre los fluidos se da únicamente en el pozo.

Para el análisis de la interferencia de presión se considerará por simplicidad un yacimiento compuesto por dos capas (figura 22). Sin embargo, sus resultados y ecuaciones podrán generalizarse a un yacimiento de más de dos capas, como es el mostrado en la figura 23.

Para yacimientos estratificados, compuestos de dos capas sin presencia de flujo cruzado, el modelo matemático utilizado lleva consigo las siguientes suposiciones:

- 1.- Yacimiento cilíndrico y limitado.
- 2.- Se considera que en el centro del yacimiento existe un pozo con penetración total en la zona productora.
- 3.- El yacimiento está rodeado en la parte superior, inferior y en las partes laterales por una frontera impermeable.
- 4.- Las dos capas se consideran horizontales, con propiedades petrofísicas diferentes y separadas entre sí por una barrera impermeable.
- 5.- Se considera que cada capa del yacimiento es homogénea e isotrópica.
- 6.- Las capas contienen un fluido de compresibilidad pequeña y constante.
- 7.- Los gradientes de presión se consideran pequeños.
- 8.- Los efectos de gravedad son despreciables (espesores pequeños).
- 9.- El yacimiento está inicialmente a una presión uniforme, P_i .

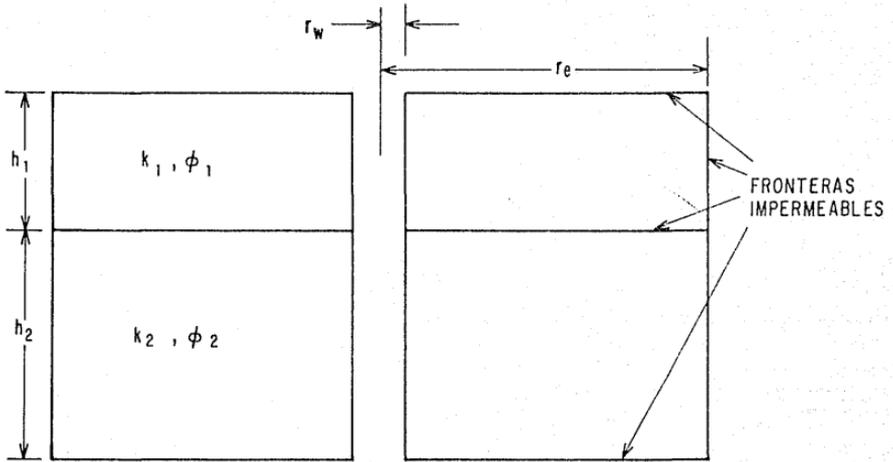


FIG. 22 - SECCION TRANSVERSAL DE UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS¹⁵.

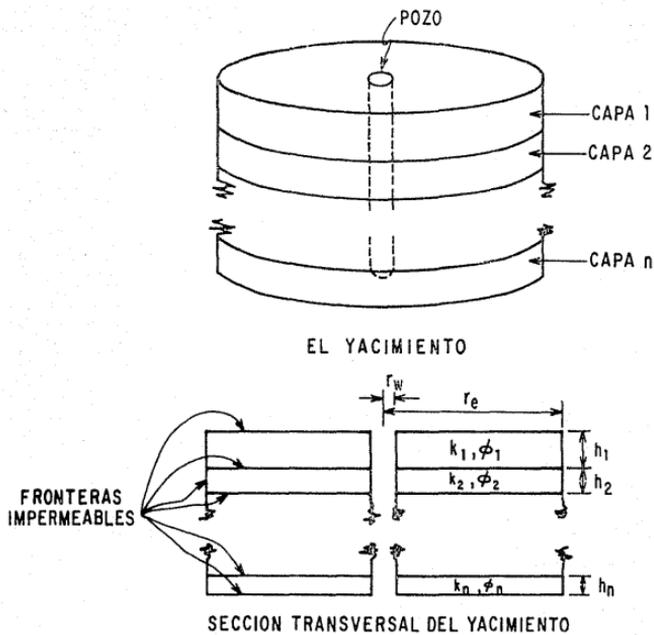


FIG. 23- YACIMIENTO ESTRATIFICADO DE "n" CAPAS¹⁵.

es decir la presión inicial es la misma en cada capa.

10.- El gasto se considera constante.

11.- La viscosidad del aceite se considera constante.

Partiendo de la ecuación diferencial:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\alpha_j} \frac{\partial P}{\partial t} \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (42)$$

y considerando las siguientes condiciones iniciales y de frontera:

1.- Para $t=0$, la caída de presión en cada capa es cero.

$$P_{Dj}(r, 0) = 0 \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (43)$$

2.- No hay flujo a través de las fronteras exteriores.

$$\frac{\partial P}{\partial r} = 0 \text{ para } r = r_o \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (44)$$

3.- La presión en el fondo del pozo en todas las capas son iguales y por tanto, las caídas de presión son también iguales.

$$P_j(r, t) = P_v(t) \text{ para } r = r_{vj} \quad j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (45)$$

4.- El gasto de producción total de todas las capas es constante e igual a q .

$$\sum_{j=1}^n q_j(t) = -2\pi \sum_{j=1}^n B_j \left[r \frac{\partial P}{\partial r} \right]_{r=r_{vj}} = q \quad (46)$$

Donde $q_j(t)$ denota el gasto en la j -ésima capa en el pozo al tiempo t .

Para tiempos cortos, la solución a la ecuación diferencial da los siguientes resultados:

$$P_i - P_{vj}(t) = \frac{q_T}{2\pi} \left[\frac{2t}{\sum_{j=1}^n h_j \phi_j r_{vj}^2 c} + \frac{\sum_{j=1}^n \frac{\phi_j^2 h_j \mu}{k_j} \left[\ln \frac{r}{r_{vj}} - \frac{3}{4} \right]}{\left(\sum_{j=1}^n \phi_j h_j \right)^2} \right] + Y(t) \quad (47)$$

$$y \quad q_j(t) = q_T \frac{\phi_j h_j}{\sum_{j=1}^n \phi_j h_j} + Z_j(t) \quad (48)$$

donde $Y(t)$ y $Z_j(t)$ son transitorias, las cuales se aproximan a cero con el incremento del tiempo (tales funciones son directamente proporcionales a q_T).

Para el caso de dos capas, esas ecuaciones pueden ser escritas como:

$$\frac{P_i - P_v(t)}{(q_T \mu / 4\pi \bar{k} \bar{h})} = 4 \frac{r_v^2}{r_a^2} t_D + 2 \left(\ln \frac{r_a}{r_v} - \frac{3}{4} \right) \times$$

$$\frac{\left(1 + \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1} \right) \left\{ \left(\frac{h_1 \phi_1}{h_2 \phi_2} \right)^2 + \frac{k_1 h_1}{k_2 h_2} \right\}}{\left(1 + \frac{h_1 \phi_1}{h_2 \phi_2} \right)^2} + \frac{Y(t)}{(q_T \mu / 4\pi \bar{k} \bar{h})} \quad (49)$$

$$y \quad q_1(t) = q_T \frac{\phi_1 h_1}{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2} + Z_1(t) \quad (50)$$

$$\text{donde:} \quad \bar{k} = \frac{(k_1 h_1 + k_2 h_2)}{h_1 + h_2} \quad (51)$$

$$\bar{\phi} = \frac{(\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2)}{h_1 + h_2} \quad (52)$$

$$\bar{h} = h_1 + h_2 \quad (53)$$

$$t_D = \frac{\bar{k} t}{\bar{\phi} \mu c_l r_v^2} \quad (54)$$

Para tiempos iniciales (tiempos para los cuales el efecto de frontera no ha sido sentido), la expresión:

$$\frac{P - P_w(t)}{(q_T \mu / 4\pi k h)} = \ln t - \ln A^*$$

$$\frac{k_1 h_1 \ln \left[\frac{\phi_1 \mu c r_w^2}{4 k_1} \right] + k_2 h_2 \ln \left[\frac{\phi_2 \mu c r_w^2}{4 k_2} \right]}{k_1 h_1 + k_2 h_2} \quad (55)$$

da el comportamiento de presión correcto en el pozo, donde A^* denota la constante de Euler.

De las ecuaciones (49) y (50) puede observarse que en el yacimiento se alcanza un estado pseudoestacionario, durante el cual el cambio de la presión con respecto al tiempo es una constante. La figura 24 muestra el comportamiento de presión en un pozo de un yacimiento estratificado con dos capas. La curva etiquetada con I corresponde a $k_1/k_2=10$, $h_1/h_2=1$, $\phi_1/\phi_2=1$ y $r_o/r_w=2000$; mientras que la curva etiquetada con II corresponde a $k_1/k_2=1.25$, $h_1/h_2=1$, $\phi_1/\phi_2=1$ y $r_o/r_w=2000$.

Puede observarse en la figura 24 que la primera porción de la curva (la línea recta) corresponde al periodo de tiempo en el cual el efecto de frontera no ha sido sentido en ninguna capa. El tiempo en el cual el efecto de frontera es sentido en el pozo es caracterizado por el rompimiento de la curva de presión, lejos de la porción recta de la curva.

De tal forma que ahora el yacimiento produce como si fuera un sistema compuesto de una capa limitada y una capa infinita debido a que la influencia de la frontera ha sido reflejada

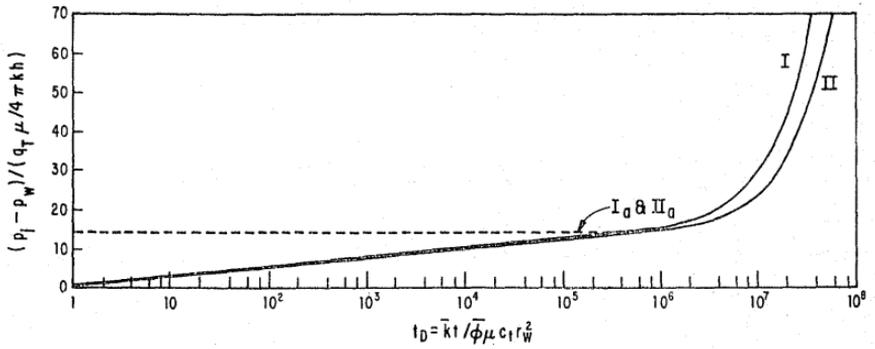


FIG. 24 - CURVAS DE DECLINACION DE LA PRESION PARA YACIMIENTOS DE DOS CAPAS¹⁸.

únicamente en la capa más permeable.

Después de algún tiempo la capa menos permeable también sentirá el efecto de frontera y es aquí donde el yacimiento se comporta ya como un sistema totalmente limitado¹⁸.

III.1.2. COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN YACIMIENTOS LIMITADOS.

Para un yacimiento limitado con un pozo que produce a gasto constante, se presentan tres periodos de flujo: Transitorio, transitorio tardío y pseudoestacionario.

El período de flujo transitorio se presenta a tiempos cortos, es decir, cuando el efecto de frontera no ha sido sentido, es decir, que durante este período de flujo el yacimiento se comporta como si fuera infinito. La figura 25 presenta una gráfica de presión adimensional (P_D) contra el logaritmo del tiempo adimensional (t_D) para un yacimiento de dos capas con diferentes valores de relación de permeabilidades (1, 2, 10 y 100) y con una relación r_o/r_w igual a 2000. Como puede observarse en esta figura, prácticamente durante todo el período transitorio, P_D es esencialmente una función lineal del logaritmo de t_D . Además, para tiempos mayores a $t_D = 5 \times 10^5$ ya empieza a sentirse la influencia de la relación de permeabilidades.

LefKovits y col.¹⁸ mostraron (para sistemas estratificados) que durante el período de flujo transitorio el gasto de producción fraccional de cada capa es aproximadamente igual a la

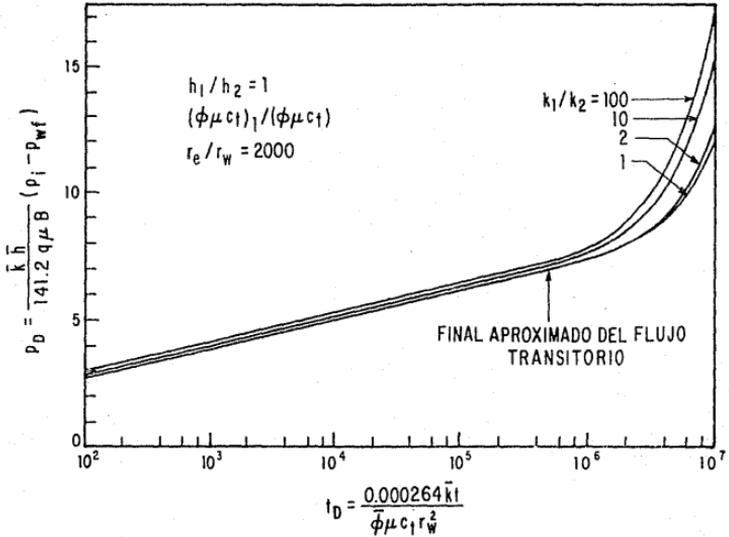


FIG. 25—GRAFICA DE P_D vs. t_D PARA UN POZO PRODUCTOR A GASTO CONSTANTE EN EL CENTRO DE UN YACIMIENTO CERRADO DE DOS CAPAS SIN FLUJO CRUZADO¹⁸.

relación de la capacidad de flujo de cada capa a la capacidad de flujo total del yacimiento, es decir, considerando dos capas se tiene:

$$\frac{q_1}{q_T} = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2} \quad (56)$$

$$\frac{q_2}{q_T} = \frac{k_2 h_2}{k_1 h_1 + k_2 h_2} = 1 - \frac{q_1}{q_T} \quad (57)$$

El periodo transitorio tardío está comprendido entre el final del periodo transitorio y el comienzo del periodo pseudoestacionario. En este periodo de flujo empieza a sentirse ya el efecto de frontera y el comportamiento de presión llega a ser fuertemente afectado por la relación de permeabilidades. En la figura 25 puede notarse que para $t_D > 5 \times 10^5$ los valores de P_D se colocan arriba de la línea recta semilogarítmica indicando que el periodo transitorio tardío ha comenzado y que ha medida que el contraste de permeabilidades es mayor la desviación con respecto a la línea recta también será mayor.

Este periodo de flujo transitorio tardío será mayor en un sistema estratificado de dos capas que en un sistema de una sola capa y su duración depende de la relación de permeabilidades.

Además, Ramey y Cobb¹⁵ mostraron que para un pozo localizado en el centro de una área de drenaje circular de una sola capa, este periodo es relativamente corto, pero para pozos

localizados fuera del centro o para otras formas de áreas de drenaje el período puede ser sustancialmente más grande. Para pozos localizados en el centro del yacimiento de dos capas el flujo transitorio tardío también es grande.

La presencia del período de flujo transitorio tardío puede indicar:

- 1.- El pozo está localizado excéntricamente del área de drenaje dada para un yacimiento de una sola capa.
- 2.- La forma de drenaje no es simétrica.
- 3.- El pozo está produciendo de zonas con capas combinadas.

Además, durante este período de flujo, en un sistema estratificado, ocurre el agotamiento diferencial entre las capas, es decir, la capa de mayor permeabilidad es agotada más rápidamente que la capa de menor permeabilidad, de tal forma que el efecto de frontera será sentido primero en la capa más permeable.

El período de flujo pseudoestacionario se tiene para tiempos finales, es decir, cuando es constante la variación de la presión con respecto al tiempo (P_D es una función lineal de t_D). El tiempo de inicio de este período flujo aumenta en proporción directa a la relación de permeabilidades. La figura 26 es una gráfica del tiempo requerido para alcanzar el flujo pseudoestacionario en un sistema de dos capas en función de la relación de permeabilidades.

Matthews y Brons¹⁰ han mostrado que para un yacimiento

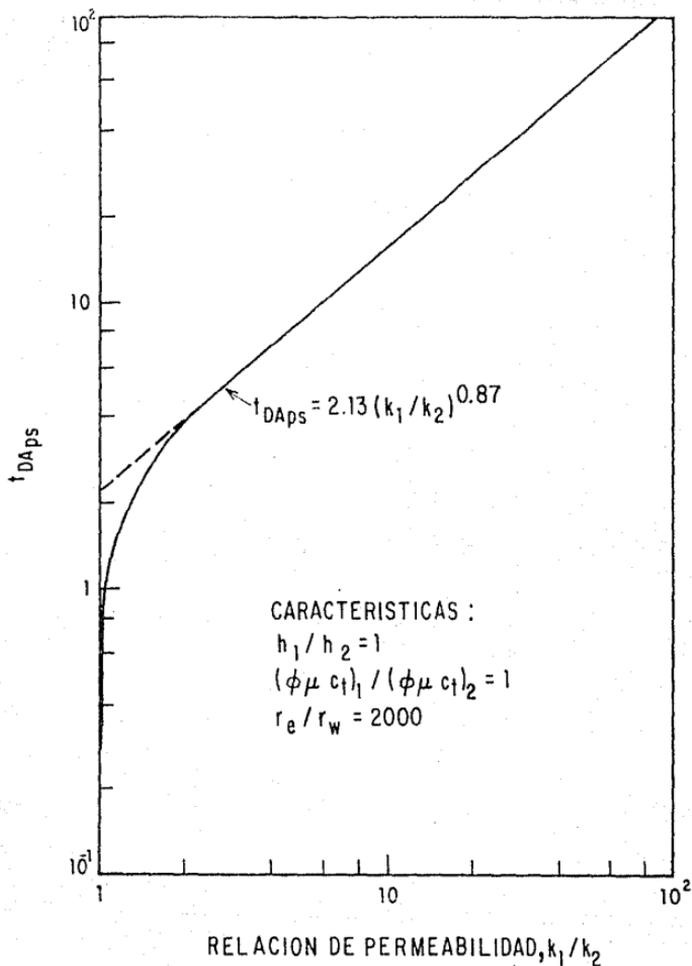


FIG. 26 — TIEMPO PARA ALCANZAR EL ESTADO PSEUDOESTACIONARIO EN UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS COMO UNA FUNCION DE LA RELACION DE PERMEABILIDAD¹⁸.

cilíndrico de una sola capa el flujo pseudoestacionario es alcanzado a un tiempo adimensional igual $(kt/\phi\mu c_i r_w^2) \cong 0.3$. Además, si $r_o/r_w = 2000$ entonces el estado pseudoestacionario es alcanzado a $(kt/\phi\mu c_i r_w^2) \cong 1.2 \times 10^5$.

En un yacimiento de dos capas, el tiempo adimensional necesario para alcanzar el flujo pseudoestacionario varía con las propiedades de las capas; sin embargo, una aproximación aceptada es: $(kt/\bar{\phi}\bar{\mu}c_i r_w^2) \cong 8 \times 10^7$. Por tanto, se nota que el tiempo necesario para alcanzar el flujo pseudoestacionario en un yacimiento estratificado de dos capas es del orden de cincuenta veces más grande que para el caso de una sola capa.

Finalmente, LefKovits y col¹⁸. mostraron que para sistemas estratificados compuestos por dos capas y cuando es alcanzado el estado pseudoestacionario el gasto de producción fraccional de cada capa es proporcional a la relación del volumen poroso de cada capa al volumen poroso total del yacimiento:

$$\frac{q_1}{q_T} = \frac{\phi_1 h_1}{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2} \quad (58)$$

$$\frac{q_2}{q_T} = \frac{\phi_2 h_2}{\phi_1 h_1 + \phi_2 h_2} = 1 - \frac{q_1}{q_2} \quad (59)$$

III.1.3. COMPORTAMIENTO DE PRESION EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

La figura 27 muestra la historia de presión de un pozo productor en el centro de un yacimiento limitado de una sola capa. Durante el decremento (porción ABC) el pozo está produciendo esencialmente a gasto constante. En el punto B es alcanzado el período de flujo pseudoestacionario, es decir, el período donde es constante la variación de la presión con respecto al tiempo (porción BC).

En el punto C el pozo es cerrado para realizar una prueba de incremento. El punto H indica el punto en el cual la presión promedio del yacimiento es alcanzada. Si existen otros pozos que continúan produciendo, entonces la presión no se incrementará hasta la presión media del yacimiento en el tiempo de cierre, por el contrario iniciará a declinar después del punto F, al final del período transitorio.

La figura 28 es una gráfica semilogarítmica del incremento de presión esperado para un yacimiento limitado de una sola capa y con un solo pozo productor. Durante el intervalo DE, la respuesta de presión es dominada por el almacenamiento del pozo y no puede analizarse por técnicas convencionales. El segmento EF muestra la línea recta semilogarítmica que es normalmente analizada para obtener la transmisibilidad de la formación (kh/μ) y el factor de daño (s). Si la prueba de incremento es corrida durante un período de tiempo bastante largo y si no hay otros pozos que declinen la presión del yacimiento, entonces se

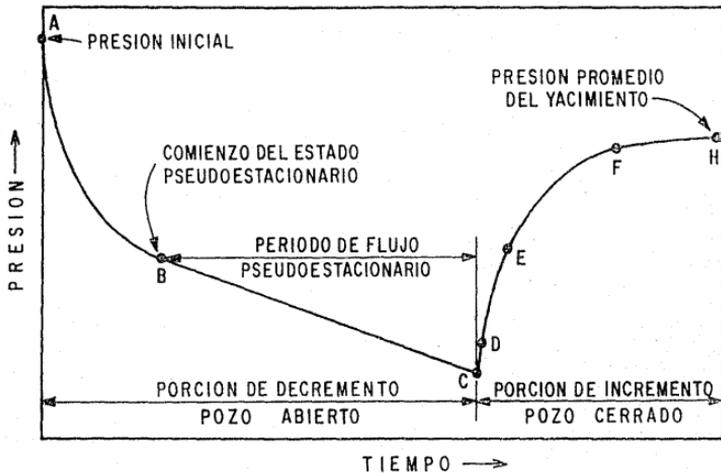


FIG. 27 – HISTORIA DE PRESION PARA UN POZO CON DECREMENTO A GASTO CONSTANTE SEGUIDO POR UN INCREMENTO¹⁶.

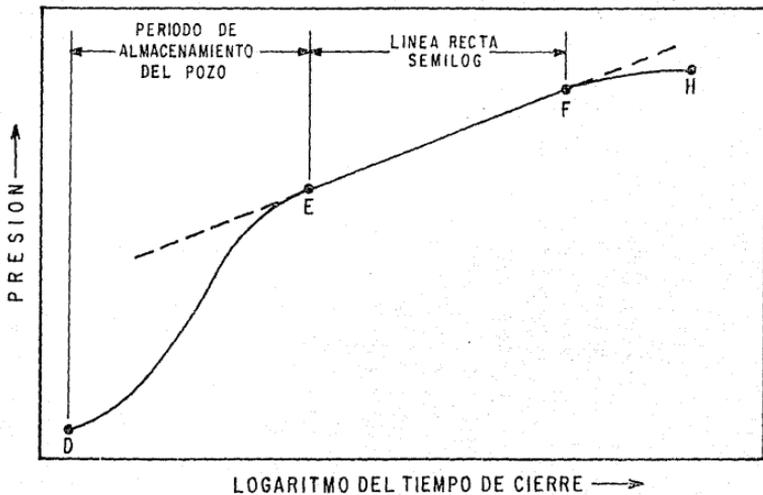


FIG. 28 - CURVA DE INCREMENTO DE PRESION IDEAL PARA UN YACIMIENTO DE UNA SOLA CAPA¹⁶.

llegará a obtener la presión promedio del yacimiento (H).

La figura 29 es una curva de incremento de presión hipotética propuesta para un yacimiento limitado, estratificado, sin flujo cruzado. Se nota que ocurren también, igual que para un yacimiento de una sola capa, las porciones DE (almacenamiento del pozo) y EF (línea recta semilog). Como se discutió antes, del análisis de la porción de la línea recta EF se obtiene la transmisibilidad total de la formación (kh/μ). En el punto F, el comportamiento de incremento de presión de un sólo pozo en un yacimiento estratificado empieza a aplanarse como en un yacimiento de una sola capa. Esto ocurre a medida que se empiezan a sentir los efectos de frontera.

Sin embargo, si el área de drenaje está verdaderamente cerrada, la presión puede comenzar a subir de nuevo en el punto G y finalmente alcanzar la presión promedio del yacimiento en el punto H. Por tanto, las curvas de incremento en yacimientos estratificados pueden tener una porción aplanada, FG, y pueden tener un incremento de presión final, GH.

El período de aplanamiento, FG, puede ser difícil detectarlo (a menos que se cuente con manómetros de alta sensibilidad) y de hecho puede no existir. El levantamiento final de la presión, GH, comúnmente es más evidente.

Se ha demostrado¹⁸ que la magnitud del levantamiento final GH, de la curva de incremento de presión depende fundamentalmente del contraste entre las propiedades de las capas. Si las dos capas son aproximadamente iguales en permeabilidad y no muy contrastantes con respecto a sus otras

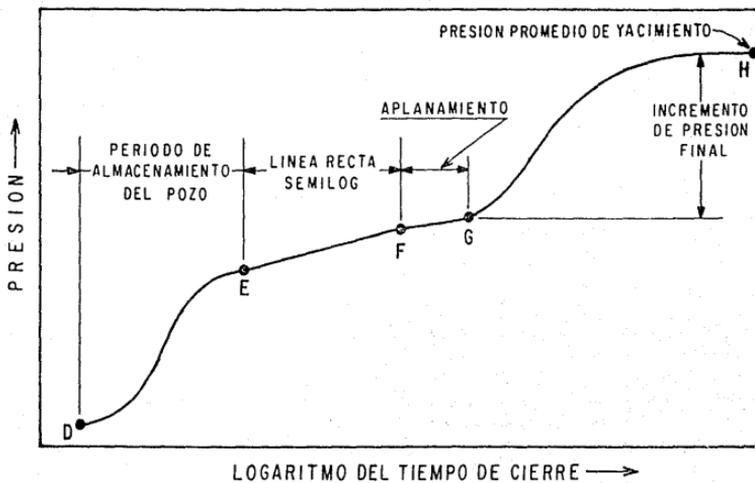


FIG. 29 - CURVA HIPOTETICA DE INCREMENTO DE PRESION PARA UN SOLO POZO EN UN YACIMIENTO IDEAL, ESTRATIFICADO Y LIMITADO¹⁸.

propiedades, el aumento de la presión en esta porción será pequeña (figura 30), mientras que si las dos capas difieren ampliamente en sus propiedades, será considerable (figura 31).

El tiempo de cierre en un yacimiento estratificado debe ser mayor que el tiempo de cierre requerido para un yacimiento de una sola capa, en un orden de magnitud de aproximadamente cincuenta veces.

También es importante aclarar que la forma característica FGH de la figura 29 puede ocurrir en un yacimiento de una sola capa como un resultado de cambios en el almacenamiento del pozo; por tanto, se puede concluir que la forma de una curva de incremento no es diagnóstico de estratificación.

III.2. YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS CON FLUJO CRUZADO.

III.2.1. MODELO DEL YACIMIENTO.

En este tipo de yacimientos se considera que existe comunicación hidráulica vertical entre las capas, además el comportamiento de presión y gasto para un yacimiento estratificado con flujo cruzado puede ser estudiado haciendo uso de la teoría desarrollada para un yacimiento homogéneo.

La figura 32 muestra un sistema compuesto de un yacimiento estratificado de dos capas con flujo cruzado. Excepto para tiempos cortos todo yacimiento estratificado con flujo cruzado puede ser representado por un yacimiento homogéneo equivalente,

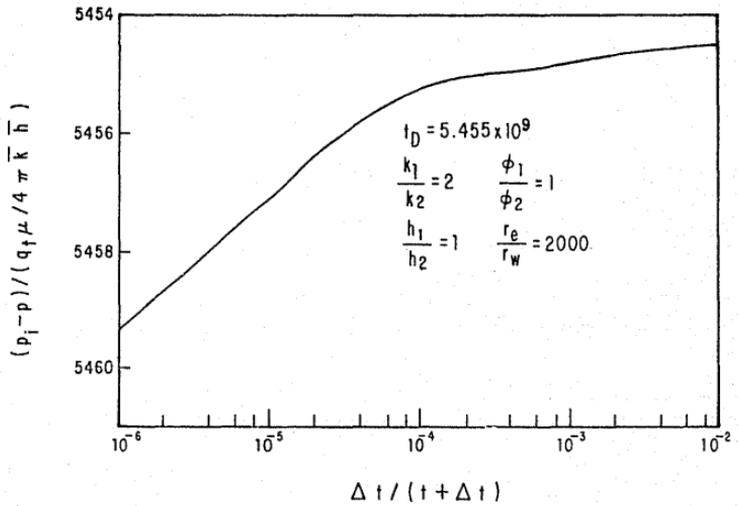


FIG. 30—CURVA DE INCREMENTO DE PRESION¹⁸.

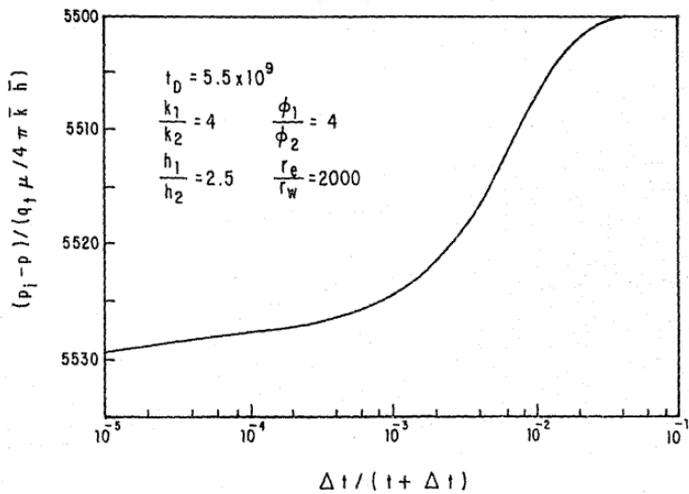


FIG. 31-CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CON $\frac{\Delta t}{(t+\Delta t)}$ EN LA ABCISA¹⁸.

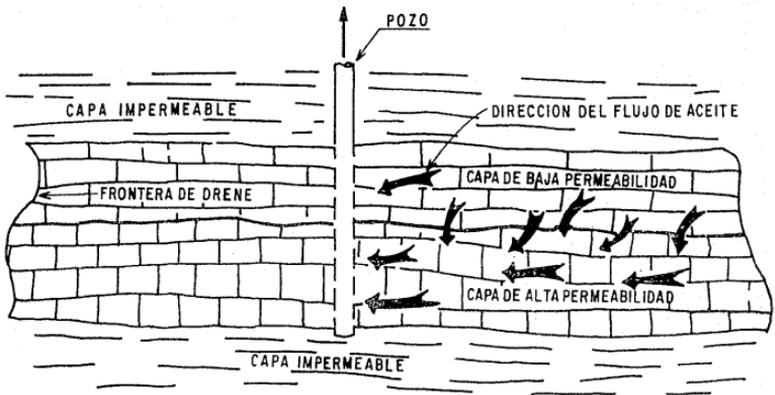


FIG. 32— SECCION ESQUEMATICA DE UNA PORCION DE UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS CON FLUJO CRUZADO ¹⁹.

el cual deberá tener el mismo radio del pozo, radio de drenaje y volumen poroso que el yacimiento original estratificado.

Además, el yacimiento equivalente debe poseer una kh_{TOTAL} igual a la suma de las kh de cada una de las capas que componen al yacimiento original.

La ocurrencia del flujo cruzado puede ser confirmada por la ausencia de efectos de capas en la curva de incremento de presión y por su comportamiento de presión casi homogéneo.

El modelo teórico para hacer el análisis de un sistema de flujo cruzado de dos capas incluye las siguientes suposiciones¹⁰:

- 1.- Yacimiento cilíndrico y limitado.
- 2.- Yacimiento estratificado con flujo cruzado.
- 3.- Yacimiento formado por dos capas horizontales y adyacentes.
- 4.- En el centro del yacimiento se localiza un pozo que penetra totalmente a las dos capas.
- 5.- El yacimiento contiene un solo fluido de compresibilidad pequeña y constante.
- 6.- El espesor total del yacimiento se considera pequeño de tal forma que los efectos gravitacionales son despreciables.
- 7.- Las capas que constituyen el yacimiento tienen diferente porosidad y permeabilidad.
- 8.- Las capas se consideran isotrópicas.
- 9.- Viscosidad del aceite constante.
- 10.- El yacimiento está a una presión inicial uniforme.
- 11.- La geometría del yacimiento es mostrada en la figura 33 (a)

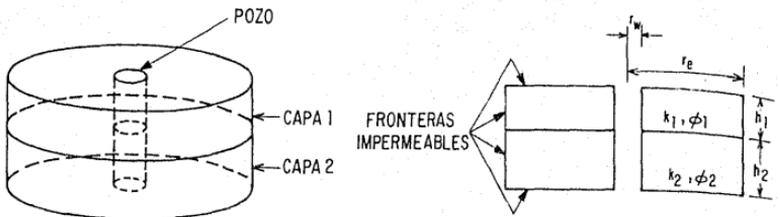


FIG. 33 - MODELO DE UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO DE DOS CAPAS a) TRES DIMENSIONES, b) SECCION TRANSVERSAL ²⁰.

y b).

12.- Se analizarán dos casos:

a) Presión constante.

b) Gasto constante.

III.2.2. CASO DE PRESION CONSTANTE.

Denótese por $P_j(r,z,t)$ la caída de presión adimensional en la j -ésima capa, a una posición r,z y a un tiempo t .

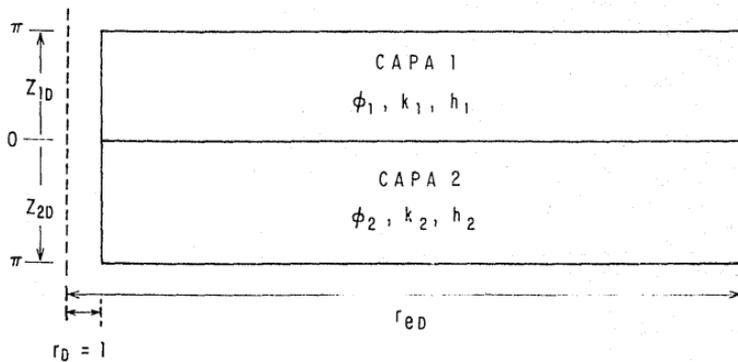
$$P_j(r,z,t) = \frac{P_i - P_v(r,z,t)}{\Delta p}, \quad \Delta p = P_i - P_v \quad (60)$$

De la Ley de Darcy y del principio de conservación de masa, puede ser demostrado que en las capas respectivas se satisface lo siguiente:

$$\text{CAPA 1 :} \quad \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left[r_D \frac{\partial p_{D1}}{\partial r_D} \right] + \alpha_1^2 \frac{\partial^2 p_{D1}}{\partial z_{1D}^2} = \frac{\partial p_{D1}}{\partial t_D} \quad (61)$$

$$\text{CAPA 2 :} \quad \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left[r_D \frac{\partial p_{D2}}{\partial r_D} \right] + \alpha_2^2 \frac{\partial^2 p_{D2}}{\partial z_{2D}^2} = \xi^2 \frac{\partial p_{D2}}{\partial t_D} \quad (62)$$

La orientación del sistema coordenado para el cual estas ecuaciones fueron desarrolladas se muestran en la figura 34. Las

FIG. 34 - ORIENTACION DEL SISTEMA COORDENADO¹⁹.

ecuaciones 61 y 62 para las capas 1 y 2, deben ser resueltas usando las siguientes condiciones iniciales y de frontera:

1.- A $t_D = 0$, la presión es uniforme en todo el yacimiento e igual a P_i ; por consiguiente, la caída de presión en todas partes es igual a cero:

$$P_{Dj}(r_{Dj}, z_{jD}, 0) = 0, \quad j = 1 \text{ o } 2 \quad (63)$$

2.- No hay flujo a través de la frontera externa.

$$\frac{\partial P_{Dj}}{\partial r_D} = 0 \quad \text{en } r_D = r_{eD}, \quad j = 1 \text{ o } 2 \quad (64)$$

3.- No hay flujo a través de las fronteras superior e inferior del yacimiento:

$$\frac{\partial P_{Dj}}{\partial z_{jD}} = 0 \quad \text{en } z_{jD} = \pi, \quad j = 1 \text{ o } 2 \quad (65)$$

4.- En la frontera entre las dos capas, las caídas de presión y las velocidades del flujo normal en las capas respectivas deben ser iguales en cada punto, entonces:

$$P_{D1} = P_{D2}$$

$$-\frac{k_1}{h_1} \frac{\partial P_{D1}}{\partial z_{1D}} = \frac{k_2}{h_2} \frac{\partial P_{D2}}{\partial z_{2D}} \quad (66)$$

$$z_{1D} = z_{2D} = 0 \text{ para toda } r_D, t_D$$

5.- Para $t_D > 0$, la presión en el pozo es la misma en ambas capas y es constante. Así, en términos de la caída de presión:

$$P_{Dj}(1, z_{jD}, t_D) = 1 \text{ para toda } t_D > 0 \text{ y } j=1 \text{ o } 2 \quad (67)$$

Las soluciones para las ecuaciones 60 y 61, considerando las condiciones de frontera mostradas anteriormente fueron obtenidas con la ayuda de las transformadas de Hankel y Laplace aplicadas consecutivamente¹⁰.

La solución exacta muestra que el gasto de producción está dado por series dobles de tipo:

$$q_D = \sum_{n=1}^{\infty} A_n \left[\sum_{m=1}^b B_{n,m} \exp(-\epsilon_{n,m} t_D) + \sum_{m=1}^{\infty} C_{n,m} \exp(-\epsilon_{n,m}^* t_D) \right] \quad (68)$$

donde las constantes A , C , $\epsilon_{n,m}$ y $\epsilon_{n,m}^*$ son funciones conocidas que incluyen las dimensiones y propiedades de ambas capas.

La figura 35 muestra una gráfica del gasto adimensional contra el tiempo adimensional utilizando la solución exacta. Esta solución puede ser simplificada quedando:

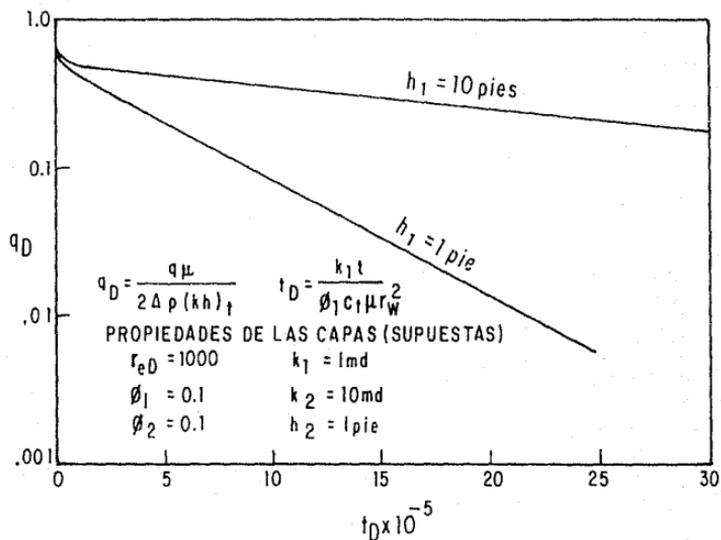


FIG. 35—GRAFICA DE GASTO DE PRODUCCION ADIMENSIONAL CONTRA TIEMPO ADIMENSIONAL (SOLUCION EXACTA) ²⁰.

$$q = \frac{2n(P_i - P_v)(kh)_i}{\mu(\ln r_{oD} - 0.75)} \exp\left(-\frac{ak_i t}{\phi_1 c_l \mu r_v^2}\right) \quad (69)$$

y la producción acumulativa llega a ser (dado que $r_o^2 \gg r_v^2$):

$$N_p = \pi r_o^2 c_l (P_i - P_v)(\phi h)_i \left[1 - \exp\left(-\frac{ak_i t}{\phi_1 c_l \mu r_v^2}\right) \right] \quad (70)$$

$$N_p = \frac{q \phi_1 c_l \mu r_v^2}{a k_i} \left[1 - \exp\left(-\frac{ak_i t}{\phi_1 c_l \mu r_v^2}\right) \right] \quad (71)$$

donde:

$$q_i = \frac{2n(P_i - P_v)(kh)_i}{\mu(\ln r_{oD} - 0.75)} = q \Big|_{t=0} \quad (72)$$

$$(kh)_i = k_1 h_1 + k_2 h_2 \quad (73)$$

$$(\phi h)_i = \phi_1 h_1 + \phi_2 h_2 \quad (74)$$

Las ecuaciones de gasto y de producción acumulativa son válidas para todos los casos, excepto para tiempos muy cortos. Una comparación de resultados de la solución exacta y la

solución simplificada se muestra en la figura 36. Como puede observarse la congruencia entre las dos soluciones es excelente para tiempos cortos.

La magnitud del tiempo requerido para alcanzar la declinación exponencial en las curvas de gasto de producción varía con las propiedades de las dos capas. Sin embargo, se sabe que en un yacimiento de una sola capa, la declinación exponencial es alcanzada en un tiempo que es dado por:

$$[kt/\phi\mu c_i r_o^2] \cong 0.3.$$

De cálculos con la fórmula "exacta", se ha observado que en un yacimiento de dos capas, con flujo cruzado, la declinación exponencial es alcanzada a un tiempo que es dado por:

$$[(kt)_i t / (\phi h)_i c_i \mu r_o^2] \cong 0.3.$$

Usando la definición de tiempo adimensional, el tiempo para alcanzar la declinación exponencial ocurre a:

$$t_D = 0.3 r_o^2 \frac{k_i (\phi h)_i}{\phi_i (kh)_i} \quad (75)$$

En la figura 37 se muestra el efecto de la relación de espesores (h_1/h_2) para un yacimiento estratificado de dos capas con flujo cruzado. Estos resultados están basados en la fórmula simplificada y son válidos desde el tiempo de inicio de la declinación exponencial hacia adelante. El tiempo a partir del cual se alcanza el agotamiento exponencial indica aproximadamente el tiempo de producción que debe transcurrir antes de que todo el yacimiento esté siendo efectivamente

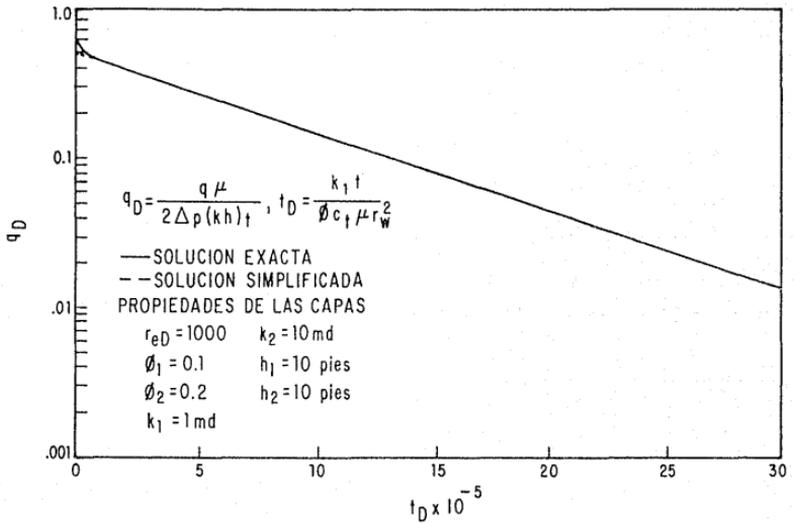


FIG. 36—GRAFICA DE GASTO DE PRODUCCION ADIMENSIONAL CONTRA TIEMPO ADIMENSIONAL (COMPARACION ENTRE LAS SOLUCIONES EXACTA Y SIMPLIFICADA) ²⁰.

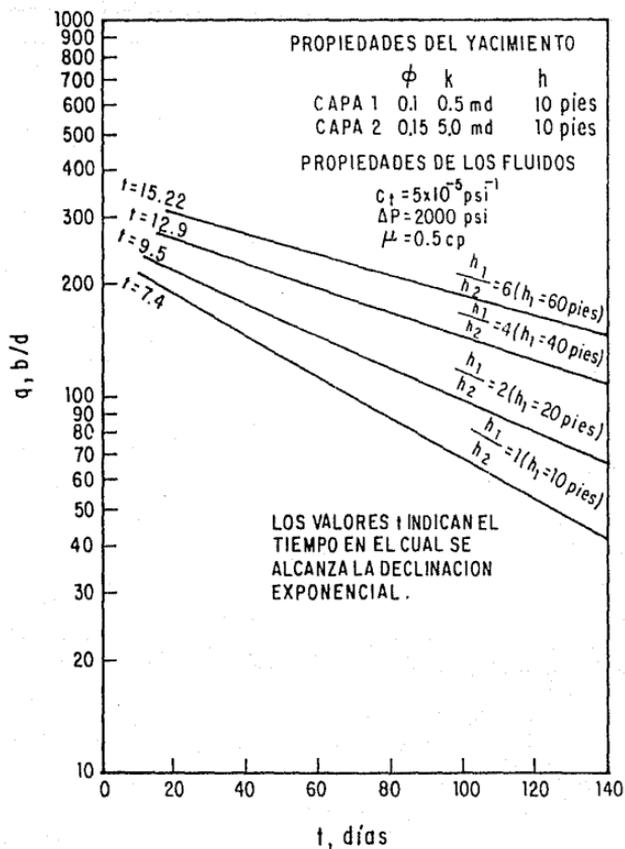


FIG. 37 - EFECTO DE LA RELACION h_1/h_2 SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS CON FLUJO CRUZADO ¹⁹.

drenado. La figura 38 muestra el efecto de la relación de permeabilidades para un yacimiento estratificado de dos capas con flujo cruzado, sobre la historia de producción²⁰.

III.2.3. CASO DE GASTO CONSTANTE.

Se ha establecido que en pruebas a gasto constante la presión de fondo fluyendo de un sistema de dos capas con flujo cruzado, puede ser representada casi exactamente por un sistema homogéneo equivalente de idénticas dimensiones radiales con $(kh)_l$ y $(\phi h)_l$ sustituidas por kh y ϕh , respectivamente.

De tal manera que el comportamiento de la presión transitoria de un pozo en un yacimiento estratificado de dos capas con flujo cruzado es dado por :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 qB\mu}{(kh)_l} \left[\log \frac{(kh)_l t}{(\phi h)_l c_l \mu r_w^2} - 3.23 \right] \quad (76)$$

Para tiempos largos (Estado pseudoestacionario) el comportamiento de la presión es descrita por:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2 qB\mu}{(kh)_l} \left[\frac{0.000528(kh)_l t}{(\phi h)_l c_l \mu r_o^2} + \ln \frac{r_o}{r_w} - 0.75 \right] \quad (77)$$

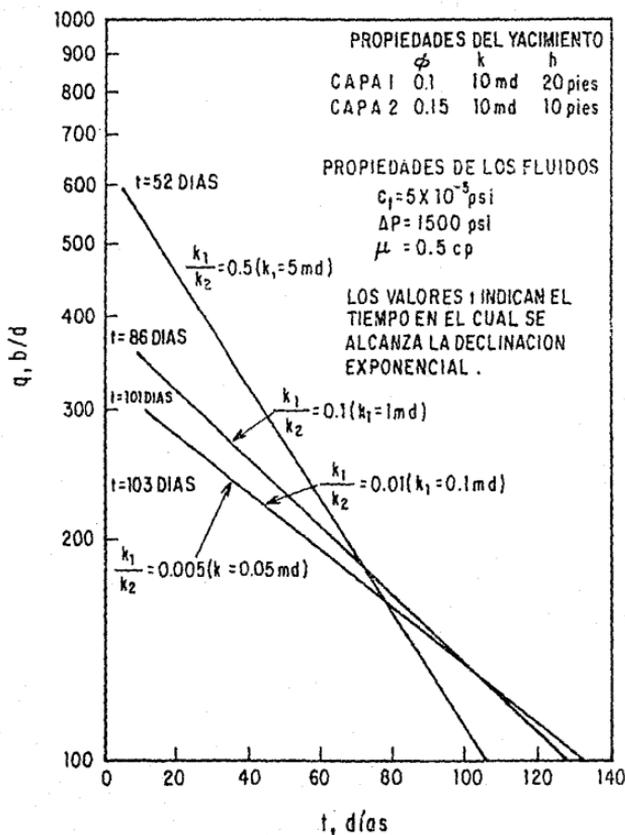


FIG. 38 - EFECTO DE LA RELACION k_1/k_2 SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS CON FLUJO CRUZADO²⁰.

En una gráfica de presión de fondo fluyendo contra tiempo se encuentra que el periodo de flujo pseudoestacionario ocurre cuando se identifica una línea recta cuya pendiente es:

$$m = - 1.783 \frac{q B}{r_o^2 c_t (\phi h)_t} \quad (78)$$

o

$$m = - 0.07455 \frac{q B}{r_o^2 c_t (\phi h)_t} \quad (79)$$

La figura 39 muestra una gráfica de la presión de fondo fluyendo contra tiempo para un pozo que produce a gasto constante en un yacimiento de dos capas con flujo cruzado. En la gráfica se presentan las expresiones para la presión de fondo fluyendo tanto para el período transitorio como para el período pseudoestacionario, además de la expresión que permite calcular el tiempo de inicio del período pseudoestacionario.

El hecho de que el comportamiento de la presión para el caso de gasto constante pueda ser representado por la teoría de yacimientos homogéneos, indica que el comportamiento del incremento de presión en un yacimiento estratificado con flujo cruzado es similar al de un yacimiento homogéneo.

Para determinar el grado de comunicación entre capas adyacentes se pueden usar análisis petrofísicos, pruebas de flujo en núcleos, pruebas de formación y análisis de producción y comportamiento de presión. Solamente los tres primeros métodos

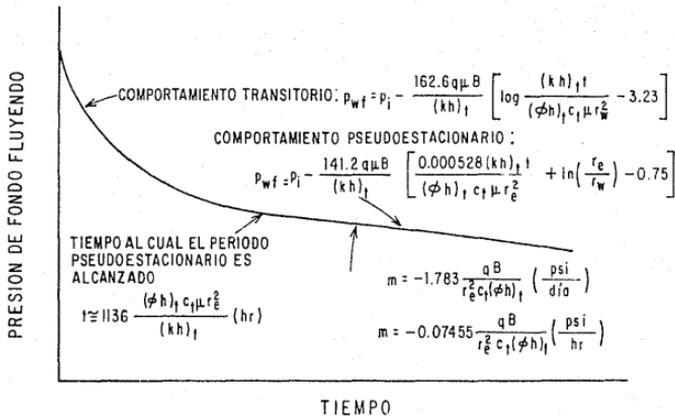


FIG. 39 - COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO (GASTO CONSTANTE) EN UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS CON FLUJO CRUZADO²⁰.

pueden usarse antes de la terminación del pozo para determinar el grado de comunicación.

El análisis de producción y el estudio del comportamiento de presión proporcionan medios para detectar flujo cruzado durante la vida del pozo. Si ocurre flujo cruzado, el gasto declinará exponencialmente después de un período corto de tiempo. Si el flujo cruzado no ocurre, una declinación exponencial será alcanzada después de que una de las capas del yacimiento deja de producir, hasta ese tiempo la declinación del gasto será gradual y dará la apariencia de una declinación hiperbólica.

En una prueba de decremento de presión en un yacimiento estratificado, la pendiente de la línea recta (flujo pseudoestacionario) será la misma para los casos con o sin flujo cruzado. Sin embargo, el tiempo de inicio de la línea recta del período pseudoestacionario para el caso sin flujo cruzado será del orden de 20 a 30 veces más grande que el requerido para un yacimiento estratificado con flujo cruzado.

La figura 40 muestra el comportamiento de presión con respecto al tiempo para la capa más permeable en un yacimiento estratificado de dos capas, considerando dos sistemas, con y sin flujo cruzado. La figura 41 muestra el comportamiento del incremento de presión con y sin flujo cruzado para un yacimiento limitado estratificado de dos capas.

Cuando se consideran yacimientos estratificados y bajosaturados, con agua intersticial inmóvil, los efectos de permeabilidad relativa y presión capilar son prácticamente

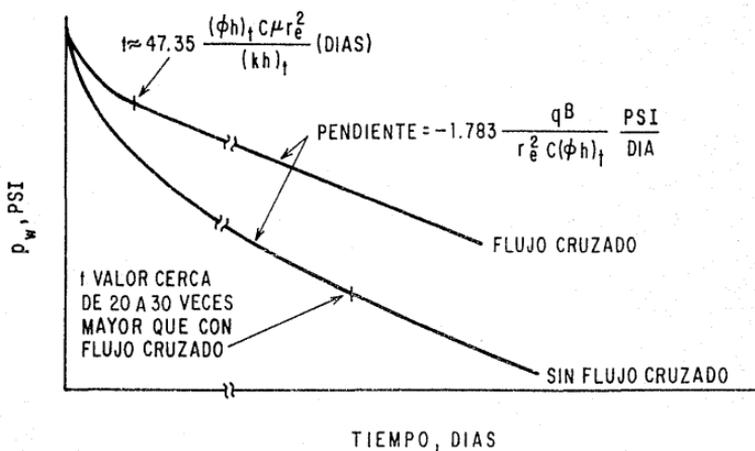


FIG. 40 - COMPORTAMIENTO DE PRESION PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO, LIMITADO, CON Y SIN FLUJO CRUZADO PARA PRODUCCION A GASTO CONSTANTE ¹⁹.

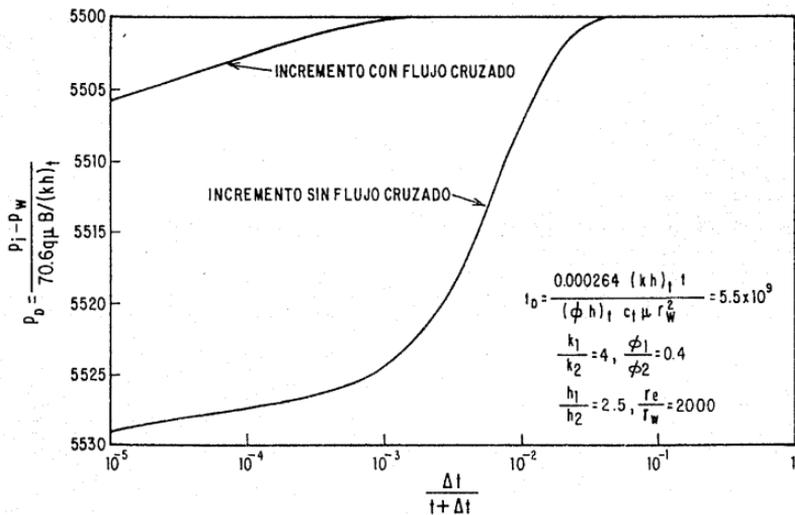


FIG. 41—COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE INCREMENTO EN UN YACIMIENTO DE DOS CAPAS CON Y SIN FLUJO CRUZADO²⁰.

despreciables. Sin embargo, cuando se tienen dos fases, lo anterior no es totalmente cierto, porque entre las capas el grado de comunicación en el caso de flujo bifásico (gas-aceite) es más grande que en el caso de un sólo fluido.

Si el tamaño de poro promedio en la capa densa es más pequeño que el de la capa más permeable, la capilaridad (con agua congénita despreciable) tiende a retardar y reducir el flujo cruzado.

La existencia del flujo cruzado en yacimientos limitados estratificados de dos capas propicia una alta recuperación primaria, la recuperación de aceite de las zonas de baja permeabilidad es alta y ocurre a un gasto mucho más rápido que si no se tuviera flujo cruzado, las pruebas de presión son más baratas, debido a que el tiempo para alcanzar el flujo pseudoestacionario es menor y si el grado de comunicación entre las capas es bueno, una terminación satisfactoria puede resultar de la perforación y tratamiento solamente de las secciones más permeables, dado que las zonas de baja permeabilidad pueden ser drenadas por el flujo cruzado.

III.3. PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

Cuando se tiene un yacimiento estratificado de dos capas con flujo cruzado, la respuesta de presión de la capa productora (más permeable) y de la capa de apoyo (menos permeable), se verán afectadas. Si al analizarse los datos de presión se

utilizan los métodos convencionales de la curva tipo E se obtienen valores sobreestimados de permeabilidad y almacenamiento, en una cantidad proporcional a la mejora del flujo a la formación.

Sin embargo, es importante señalar que ni la zona productora con el flujo aumentado ni la zona de apoyo con flujo transversal inducido alcanzarán el patrón de flujo puramente radial implícito en cualquier método de análisis convencional.

III.3.1.COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UNA ZONA PRODUCTORA AUMENTADA POR FLUJO TRANSVERSAL.

La distribución de incremento (decremento) de presión en una capa productora de un yacimiento en el espacio adimensional de Laplace es:

$$\Delta p(r, p') = \frac{q}{2\pi T} \frac{1}{p'} k_o(x') \quad (80)$$

donde:

$$x' = \left[p' + r_D \sqrt{p'S_2/S} \tan h(b' \sqrt{p'S_2/S} / r_D h_l) \right]^{1/2} \quad (81)$$

$$p' = p r^2 / \eta \quad (82)$$

$$S = \phi c l \quad (83)$$

$$S_2 = \phi_2 c_2 \quad (84)$$

$$r_D = r \sqrt{k_2/k} / h_1 \quad (85)$$

Los valores de presión adimensional $2\Delta P_D = 4\pi T\Delta P/q$, calculados de la ecuación anterior para la capa productora considerando diferentes valores de $4 t_D = 4\eta t/r^2$, se muestran en la gráfica *log-log* de la figura 42, para una $S_2/S = 100$.

El parámetro $r_D = r \sqrt{k_2/k} / h_1$ es una característica de las propiedades de las capas adjuntas de baja permeabilidad que alimentan a las capas productoras mediante flujo transversal. Mientras mayor sea el flujo transversal (esto es, mientras mayor sea el valor de r_D) mayor será la desviación de la curva tipo r_D desde la curva de la integral-exponencial (curva que representa la presión adimensional para el caso de flujo no aumentado), lo anterior puede notarse claramente en la figura 42.

El tiempo al cual cada una de las curvas r_D se desvían de la curva E_i inicial, depende no solamente de la relación de permeabilidades, k_2/k como es evidente en la figura 42, sino también de la relación de capacidades de almacenamiento específico para las capas de apoyo y productora, S_2/S .

La figura 43 es la gráfica 42 con la excepción de que la relación de capacidades de almacenamiento específico de la capa de apoyo y productora es $S_2/S = 1000$.

Comparando las figuras 42 y 43 se puede ver que mientras mayor sea la capacidad de almacenamiento específico de las capas

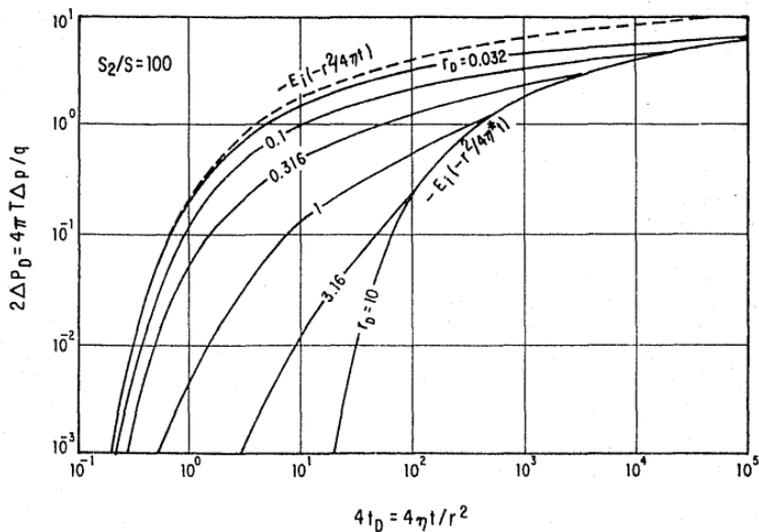


FIG. 42 - PRESION ADIMENSIONAL, $2\Delta P_D = 4\pi T\Delta p/q$, EN UNA CAPA PRODUC - TORA GRAFICADA EN COORDENADAS LOGARITMICAS CON $S_2/S=100$ (24).

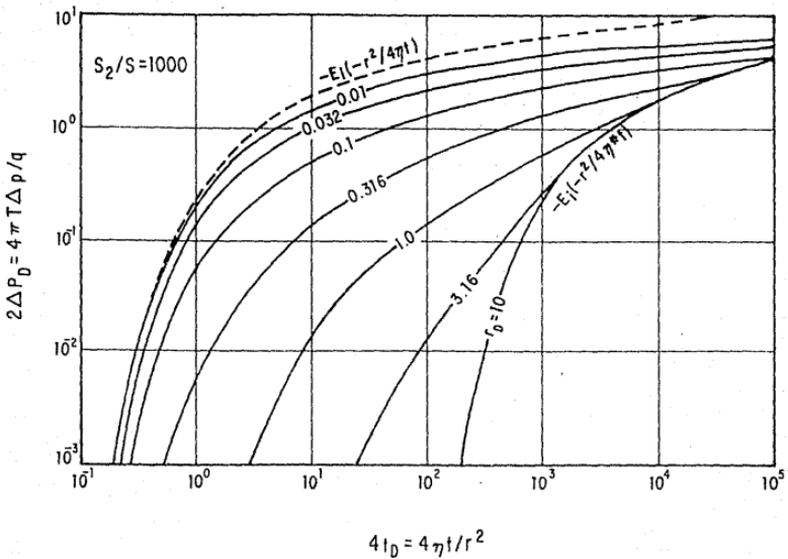


FIG. 43—PRESION ADIMENSIONAL, $2\Delta P_D = 4\pi T\Delta p/q$, EN UNA CAPA PRODUCTORA GRAFICADA EN COORDENADAS LOGARITMICAS, $S_2/S=1000$ (24).

adjuntas, más corto es el tiempo de desviación de una curva r_D transitoria de una curva E y consecuentemente, mayor es la magnitud de tal desviación.

La forma invertida de la ecuación 80 para tiempos pequeños es:

$$\Delta p = \frac{q}{4 \pi T} \int_{1/4 t_D}^{\infty} \frac{e^{-x}}{x} \operatorname{erfc} \left[\frac{\beta' / \sqrt{4t_D}}{\sqrt{x(x-1/4t_D)}} \right] dx \quad (86)$$

donde:

$$\beta' = 0.25 r_D \sqrt{k_2 \phi_2 c_2 / k \phi c_l} / h = 0.25 r_D \sqrt{S_2 / S} \quad (87)$$

El parámetro β' incorpora las propiedades de las capas de baja permeabilidad (mostrada por la relación de permeabilidades, $\sqrt{k_2/k}$ en r_D) y la cantidad de fluido que puede ser liberado por esas capas (mostrada por la relación de almacenamiento, $\sqrt{S_2/S}$). Las curvas tipo β' calculadas con la ecuación 86 son más convenientes para análisis, puesto que es usualmente el comportamiento de la presión a tiempos cortos (valores grandes de r), que es de relevancia para la interpretación de los datos de pruebas de interferencia.

Los valores de la función de decremento de presión $2\Delta P_D = 4\pi T \Delta P / q$, calculados con la ecuación 86 para varios valores de $4t_D$ y β' están dados en la Tabla III.3.1.

$4t_D$	β'								
	0.02	0.05	0.10	0.20	0.50	1.0	2.0	5.0	10.0
0.2	0.0011	0.0010	0.0009						
0.5	0.0468	0.0439	0.0395	0.0322	0.0180	0.0075	0.0017		
1.0	0.2097	0.1961	0.1758	0.1427	0.0812	0.0365	0.0099	0.0005	
2.0	0.5333	0.4969	0.4436	0.3591	0.2083	0.1006	0.0325	0.0029	0.0002
5.0	1.1579	1.0714	0.9497	0.7665	0.4603	0.2452	0.0971	0.0140	0.0015
10.0	1.7157	1.5768	1.3893	1.1207	0.6947	0.3970	0.1789	0.0359	0.0055
20.0	2.3040	2.1007	1.8401	1.4872	0.9540	0.5812	0.2923	0.0755	0.0160
50.0	3.0880	2.7829	2.4227	1.9714	1.3239	0.8677	0.4914	0.1653	0.0467
100.0	3.6669	3.2752	2.8443	2.3325	1.6193	1.1122	0.6775	0.2670	0.0955
200.0	4.2231	3.7415	3.2483	2.6891	1.9250	1.3767	0.8915	0.4001	0.1677
500.0	4.9139	4.3184	3.7598	3.1549	2.3419	1.7516	1.2116	0.6238	0.3084
1,000.0	5.4001	4.7290	4.1337	3.5045	2.6650	2.0506	1.4776	0.8271	0.4513
2,000.0	5.8561	5.1223	4.4996	3.8527	2.9933	2.3601	1.7604	1.0564	0.6252
5,000.0	6.4190	5.6226	4.9747	4.3115	3.4334	2.7819	2.1549	1.3937	0.8992
10,000.0	6.8208	5.9906	5.3297	4.6581	3.7700	3.1082	2.4658	1.6704	1.1359
100,000.0	8.0657	7.1771	6.4944	5.8085	4.9024	4.2212	3.5481	2.6822	2.0590

TABLA III.3.1 - VALORES DE LA FUNCION DE PRESION DE DECREMENTO $2\Delta P_D = 4\pi T\Delta p/q$ (24).

Las curvas tipo β' están graficadas en las figuras 44 y 45 para varios valores de $4t_D$ en coordenadas semilogarítmicas y logarítmicas, respectivamente. El límite de todas las curvas β' es la integral-exponencial, $[-E_1(-1/4t_D)]$, la cual describe la presión adimensional para flujo radial hacia un pozo productor sin mejoría del flujo vertical.

Cada curva β' da la respuesta de presión adimensional para cuando está presente el flujo cruzado contribuyendo al flujo radial: mientras mayor sea el aumento de flujo (mayor valor de β') menores son los decrementos (incrementos) comparados con aquellos que se esperan para el caso de flujo no aumentado (curva E_1).

Si se utilizan esas mediciones de decremento (incremento) en un análisis convencional, que no toma en cuenta el soporte de presión ofrecida por las formaciones adjuntas, esto es, si se utiliza la curva tipo E_1 en lugar de una curva β' , la permeabilidad de la formación estará sobreestimada. Las curvas β' de las figuras 44 y 45 son aplicables a pruebas de interferencia (esto es, cuando r es grande y consecuentemente los valores de $4t_D$ son relativamente pequeños).

III.3.2.COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE UNA ZONA DE APOYO CON FLUJO TRANSVERSAL INDUCIDO.

La distribución de decremento (incremento) de presión en una capa de baja permeabilidad, en el espacio adimensional de

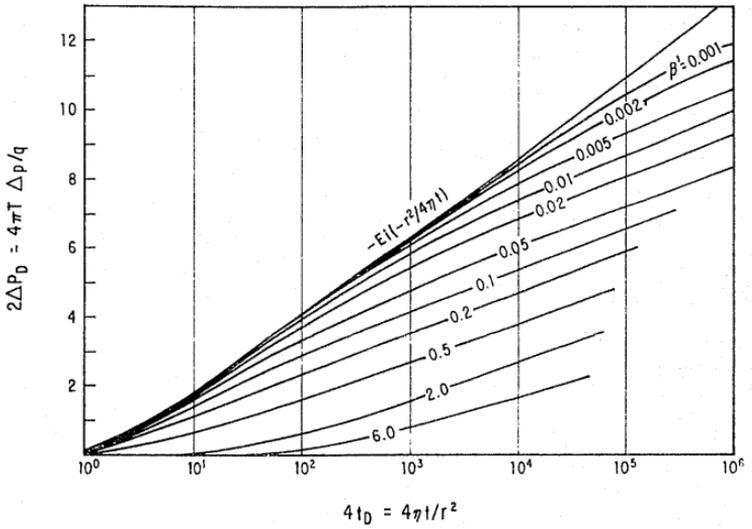


FIG. 44— COMPORTAMIENTO DE PRESION ADIMENSIONAL PARA TIEMPOS PEQUEÑOS EN UNA CAPA PRODUCTORA GRAFICADA EN COORDENADAS SEMILOGARITMICAS²⁴.

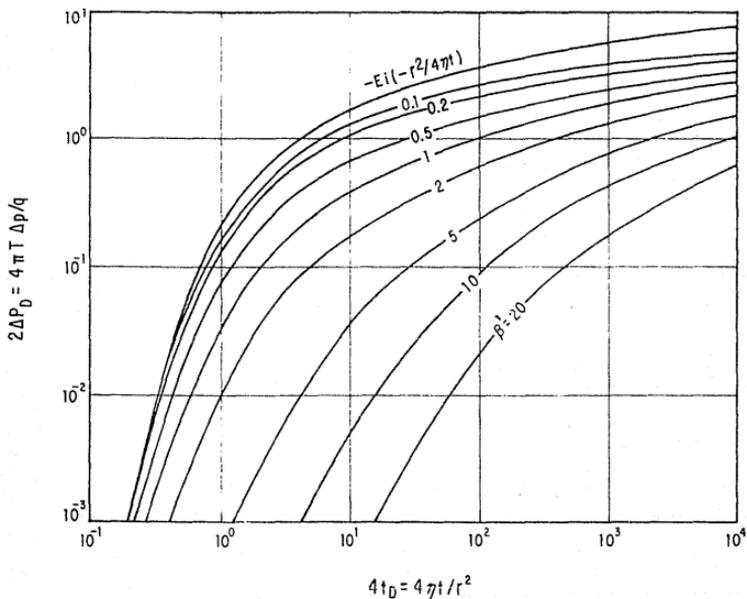


FIG. 45 - COMPORTAMIENTO DE PRESION ADIMENSIONAL PARA TIEMPOS PEQUEÑOS EN UNA CAPA PRODUCTORA GRAFICADA EN COORDENADAS LOGARITMICAS²⁴.

Laplace se expresa como:

$$\bar{\Delta P}_z(r, z, p') = \frac{\bar{\Delta p}(r, p') \cos h \left[(b' - z) \sqrt{p' / \eta_2} \right]}{\cos h \left[b' \sqrt{p' / \eta_2} \right]} \quad (88)$$

Integrando "z" desde cero hasta "b", se tiene:

$$\bar{\Delta p}(r, p') = \bar{\Delta p}(r, p') \left[\tan h \left(b' \sqrt{p' / \eta_2} \right) \right] / b' \sqrt{p' / \eta_2} \quad (89)$$

Los valores de presión adimensional $Z\Delta P_D = 4\pi T\Delta P/q$ calculados con la ecuación 89, utilizando el método numérico de inversión de Stehfest²⁴ de la transformada de Laplace, se muestran graficados en la figura 46 para una $S_2/S = 100$.

Como puede observarse, las curvas tipo r_D , graficadas en coordenadas logarítmicas tienen una pendiente característica igual a un medio. El tiempo cuando esta pendiente igual a un medio es alcanzada se controla por la relación S_2/S .

Mientras mayor sea la capacidad de almacenamiento de la zona de apoyo respecto a la productora, menor es el tiempo al cual se alcanza una pendiente igual a un medio en las mediciones de presión.

Finalmente, es importante señalar que la aplicación de la

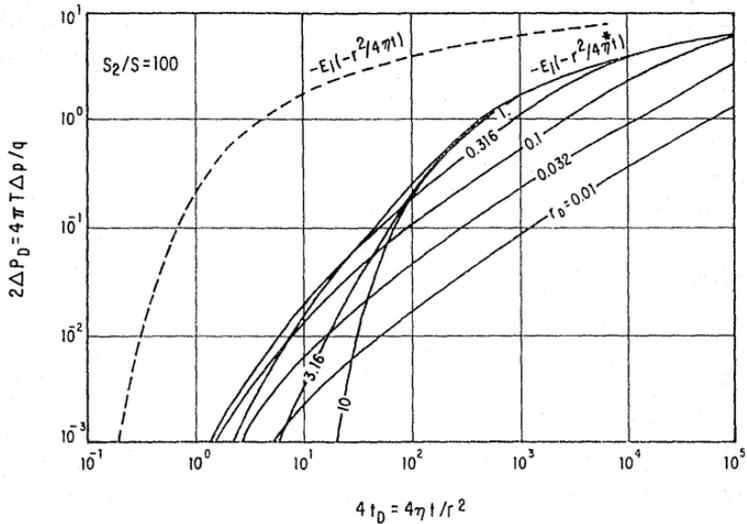


FIG. 46 - DISTRIBUCION DE PRESION ADIMENSIONAL, $2\Delta P_D = 4\pi T\Delta p/q$, EN UNA CAPA DE APOYO DE BAJA PERMEABILIDAD, $S_2/S = 100$ (24).

curva tipo E_1 a la zona de apoyo es menos justificada que a una zona productora, pues es flujo vertical inducido el que predomina. Además, si la respuesta de presión de la formación de apoyo es analizada con la curva E_1 , el resultado será una sobreestimación del almacenamiento.

III.4. PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS CON UNA DISCONTINUIDAD RADIAL ENTRE LOS POZOS.

III.4.1. CONSIDERACIONES GENERALES.

El modelo utilizado para este tipo de pruebas de interferencia considera: Un yacimiento infinito con dos pozos terminados parcial o totalmente, existencia de una discontinuidad radial entre los dos pozos, se consideran dos capas y cada una consiste de dos zonas concéntricas (una interior y otra exterior), flujo cruzado interestratificado, cada capa se supone que es horizontal, cilíndrica y de espesor uniforme. Cada región se considera un medio poroso isotrópico, homogéneo y que contiene un fluido en una sola fase.

En este sistema compuesto estratificado con dos capas se definen cuatro regiones distintas extendidas sobre el espacio entre un pozo activo y uno de observación. De tal forma que incluye dos regiones adjuntas verticalmente como se muestra en la figura 47 (denotadas como 11 y 21) y otras dos regiones también verticalmente adjuntas (denotas por 12 y 22) formando

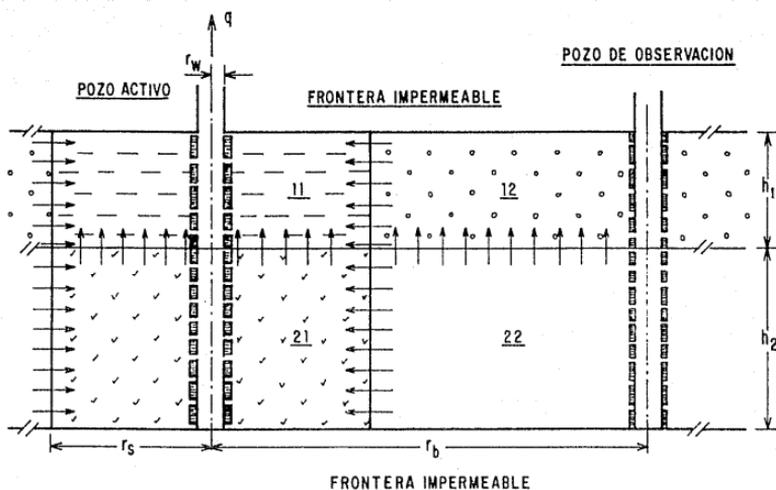


FIG. 47— CONFIGURACION DE POZOS PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN UN YACIMIENTO COMPUESTO MULTISTRATIFICADO CON FLUJO CRUZADO²⁶.

las porciones compuestas.

Finalmente, el daño en el pozo activo está representado por el efecto de daño de Van Everdingen y Hurst²⁶; y el coeficiente de almacenamiento en el pozo activo se considera constante durante la prueba.

La ecuación diferencial que describe el flujo de fluidos en el medio poroso ha sido derivada por Barenblatt y col.²⁶ y es:

$$\frac{k_1 h_1}{\mu_1} \nabla^2 P_1 = (\phi c_l h)_1 \frac{\partial P_1}{\partial t} - \beta^* \frac{k_2}{\mu_2} (P_2 - P_1) \quad (90)$$

Para yacimientos compuestos de dos capas como el mostrado en la figura 47, puede aplicarse la ecuación anterior a cada una de las capas. Por tanto para la capa 1 se tiene:

$$\frac{k_{m1} h_{m1}}{\mu_{m1}} \nabla^2 P_{m1} = (\phi c_l h)_{m1} \frac{\partial P_{m1}}{\partial t} - \beta_1^* \frac{k_{m2}}{\mu_{m2}} (P_{m2} - P_{m1}) \quad (91)$$

donde el índice $m_{1,2}$ se refiere a las regiones interna y externa de la capa. Para la capa 2, se tiene:

$$\frac{k_{m2} h_{m2}}{\mu_{m2}} \nabla^2 P_{m2} = (\phi c_l h)_{m2} \frac{\partial P_{m2}}{\partial t} - \beta_2^* \frac{k_{m1}}{\mu_{m1}} (P_{m1} - P_{m2}) \quad (92)$$

La condición de frontera interna considera el flujo a través de la cara total de la arena e incluye los efectos de almacenamiento en el pozo activo.

$$q_B = \frac{c}{dt} \frac{dP}{dr} \Big|_{r=r_w} - 2\pi r_w \left[\sum_{j=1}^2 \left(\frac{k_{jt} h_j}{\mu_{jt}} \right) \left(\frac{\partial P_{jt}}{\partial r} \right) \right] \Big|_{r=r_w} \quad (93)$$

Para un yacimiento infinito, la condición de frontera externa es:

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P_{m2}(r,t) = P_i \quad (94)$$

Inicialmente el sistema se supone en equilibrio hidrostático, así que:

$$P_{jm}(r,0) = P_i \text{ para toda "r"} \quad (95)$$

La respuesta de la presión es continua dentro del pozo activo:

$$P_{11}(r_w, t) = P_{21}(r_w, t) = P_i(r_w, t) \quad (96)$$

Considerando los efectos de daño en el pozo, se tiene:

$$P_{v1}(t, r_w) = P_{11}(r_w, t) - s_{11} \left(r_w \frac{\partial P_{11}}{\partial r} \right) / r_w$$

$$= P_{21}(r_v, t) - s_{21} \left(r_v \frac{\partial P_{21}}{\partial t} \right) / r_v \quad (97)$$

Análogamente la condición de continuidad de la presión de interfase en el pozo de observación proporciona:

$$P_2(r_b, t) = P_{12}(r_b, t) = P_{22}(r_b, t) \quad (98)$$

Como se muestra en la figura 47, las regiones interna y externa del sistema compuesto están separadas por una discontinuidad radial infinitamente delgada. El flujo cruzado entre capas se supone que se origina de la capa inferior a la capa superior y de la región externa a la región interna.

Para la capa superior se ha impuesto la siguiente condición de continuidad de presión de interfase en la ubicación de la discontinuidad radial:

$$P_{11}(r_o, t) = P_{12}(r_o, t) \quad (99)$$

La velocidad de flujo es continua desde la región exterior hasta la región interior.

$$V_{j1}(r_o, t) = V_{j2}(r_o, t) \quad (100)$$

De tal forma, que la respuesta de presión adimensional en el pozo activo (en el espacio de Laplace) está dada por:

$$\begin{aligned}
\bar{P}_{\text{vd}1} = & k_o(\sigma_{11}) + \sigma_{11} s_{21} k'(\sigma_{11}) I C_1 \\
& + k_o(\sigma_{21}) + \sigma_{21} s_{21} k'(\sigma_{21}) I C_2 \\
& + \Pi_o(\sigma_{11}) - \sigma_{11} s_{21} I_1(\sigma_{11}) I C_3 \\
& + \Pi_o(\sigma_{21}) - \sigma_{21} s_{21} I_1(\sigma_{21}) I C_4
\end{aligned}
\tag{101}$$

y la respuesta de presión en el pozo de observación es:

$$\bar{P}_{\text{vd}2} = k_o(\sigma_{12} r_D) I D_1 + k_o(\sigma_{22} r_D) I D_2
\tag{102}$$

III.4.2. RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO DE OBSERVACION.

El modelo inicial considera efectos de almacenamiento y daño solamente en el pozo activo. La figura 48 muestra que los valores del coeficiente de almacenamiento del pozo en el pozo activo (C_{D1}) menores que 10^5 tienen poco o ningún efecto significativo sobre la respuesta de presión en el pozo de observación.

Sin embargo, los valores mayores que 10^5 causan una reducción en la respuesta de presión en el pozo de observación. El parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región interior (λ'_1) se define como:

$$\lambda'_1 = \beta_1^* r_w^2 \frac{k_{21} h_2}{k_{11} h_1 + k_{21} h_2}
\tag{103}$$

Este parámetro indica qué tanto fluido está fluyendo en la

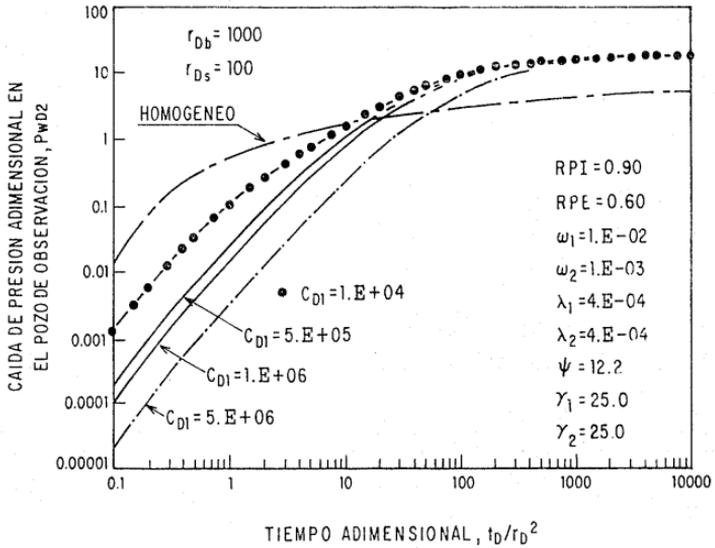


FIG. 48 - EFECTO DE C_{D1} SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADMISIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

región interior de la capa menos permeable (más densa) a la capa más permeable.

Los valores grandes del parámetro de flujo cruzado interestratificado indican que la contribución del flujo cruzado es muy importante en el agotamiento del yacimiento. El caso límite de $\lambda'_1 = 0$ indica que no hay flujo cruzado entre las capas de la región interior. La figura 49 muestra que la caída de presión en el pozo de observación aumenta a medida que aumenta el parámetro de flujo cruzado interestratificado de las regiones interiores.

Nótese que esta reducción en la respuesta de presión con el parámetro de flujo cruzado no es muy significativo y ocurre sólo al principio. Esto es debido al pequeño radio de la región interior comparado con el tamaño del yacimiento que se supone infinito.

El parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región exterior (λ'_2) se define como:

$$\lambda'_2 = \beta_2^* r_w^2 \frac{k_{22} h_{22}}{k_{12} h_1 + k_{21} h_2} \quad (104)$$

La figura 50 muestra que el parámetro de flujo cruzado interestratificado entre las capas de la región exterior tiene una influencia significativa sobre la respuesta de presión.

A medida que el parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región exterior aumenta, el sistema se comporta más heterogéneamente. Recuérdese que los valores

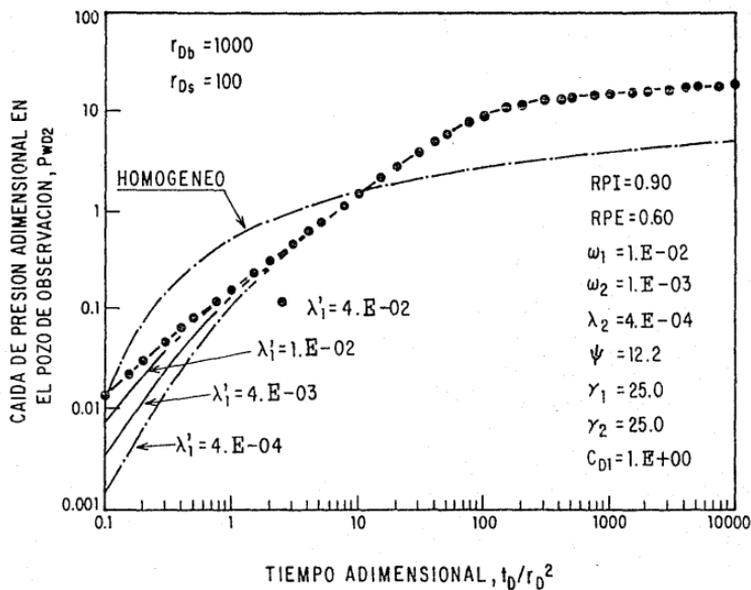


FIG. 49 - EFECTO DE λ_1' SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

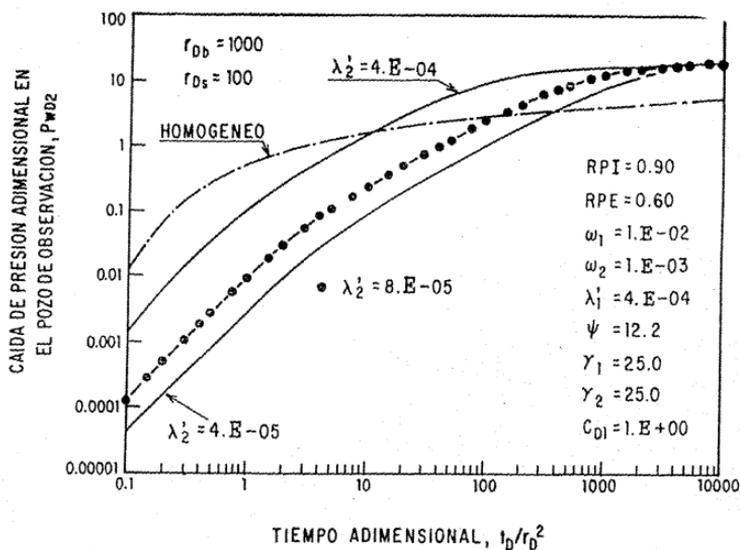


FIG.- 50.- EFECTO DE λ_2^1 SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADMISIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

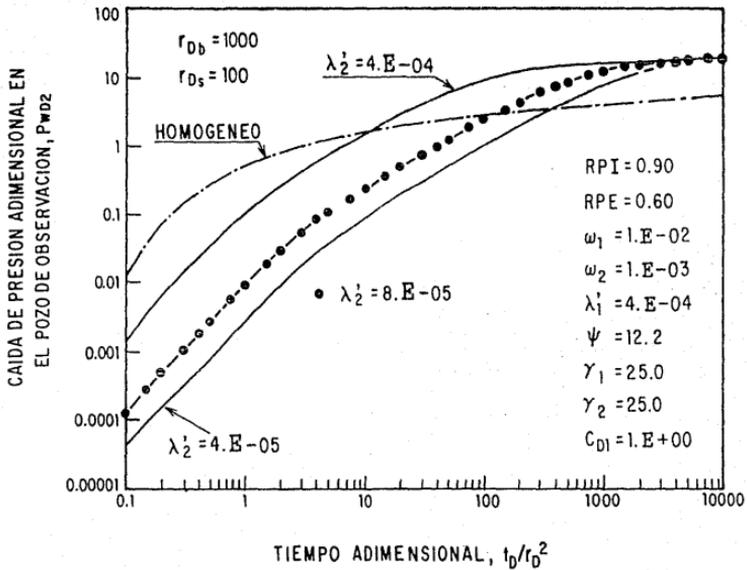


FIG.- 50.- EFECTO DE λ_2' SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

pequeños de este parámetro de flujo cruzado indican que las capas tienen valores de porosidad y permeabilidad similares, por tanto, el flujo cruzado no juega un papel significativo en el agotamiento de tales capas. El flujo cruzado de la región exterior no se desarrolla hasta que la región interior se ha agotado.

La influencia de λ'_2 en la respuesta de presión del pozo de observación puede ser significativa y controla el comportamiento de presión al tiempo final del sistema.

La relación de permeabilidades de la zona interior (RPI) está definida como:

$$RPI = \frac{k_{11} h_1}{k_{11} h_1 + k_{21} h_2} \quad (105)$$

Análogamente, la relación de permeabilidades de la zona exterior (RPE) queda definida como:

$$RPE = \frac{k_{12} h_1}{k_{12} h_1 + k_{22} h_2} \quad (106)$$

Nótese que los valores de RPI y RPE cercanos a la unidad representan un sistema muy heterogéneo.

La figura 51 muestra que la influencia de la relación de permeabilidades RPI no se extiende más allá del período de tiempo inicial. Durante este período el flujo de fluidos entre la región interior y el pozo activo es predominante.

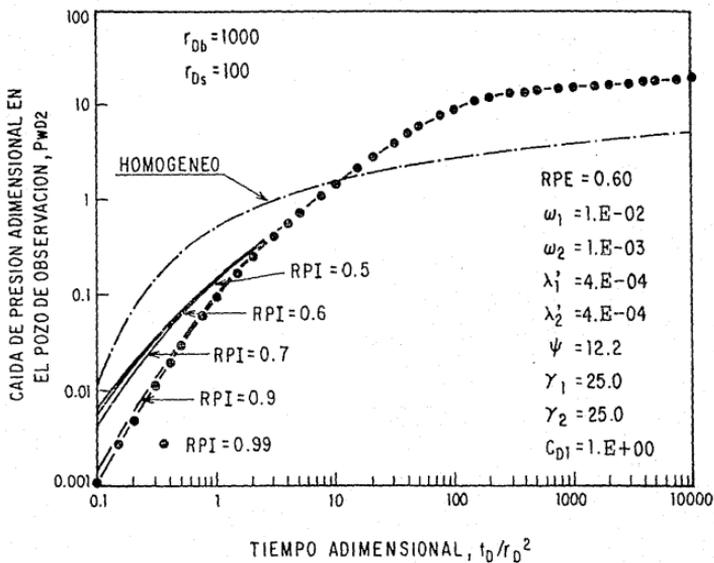


FIG. 51- EFECTO DE RPI SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

La figura 52 ilustra el efecto de la relación de permeabilidades de la zona exterior sobre la presión adimensional en el pozo de observación. Una comparación entre las figuras 51 y 52 muestra que RPE tiene una influencia mayor en la presión del pozo de observación que RPI. Esto es debido a que mientras que RPI afecta la respuesta de la presión del pozo de observación solamente en el tiempo inicial, el parámetro RPE llega a ser significativo durante los periodos finales.

La figura 53 se presenta para examinar la influencia de la distancia radial entre los pozos activo y de observación sobre la caída de presión en el pozo de observación. Esta figura muestra que mientras mayor sea la distancia radial entre los pozos menor será la diferencia entre la presión en el pozo de observación en un sistema compuesto de dos capas y la presión medida en un yacimiento homogéneo equivalente.

Una comparación de los resultados de la influencia (sobre la caída de presión en el pozo de observación) de r_D y la distancia a la discontinuidad r_{Ds} , muestra que mientras un incremento en r_D permite un incremento en la presión el término de la discontinuidad radial provoca un decremento sobre la respuesta de presión.

Es decir, los parámetros de la zona interior no afectan significativamente la respuesta de presión en el pozo de observación, excepto durante el periodo inicial de flujo. Como puede notarse en la figura 54 (a y b), las relaciones de capacidad de almacenamiento (ω_1 y ω_2), no tienen efecto significativo sobre la respuesta de presión.

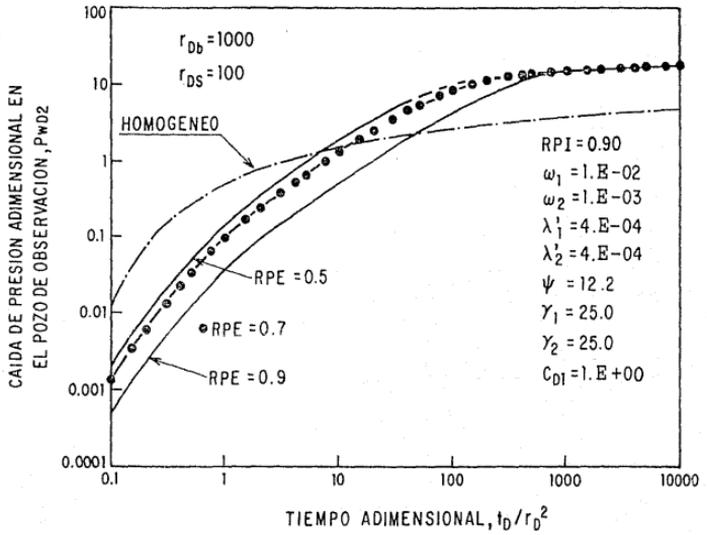


FIG. 52 — EFECTO DE RPE SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

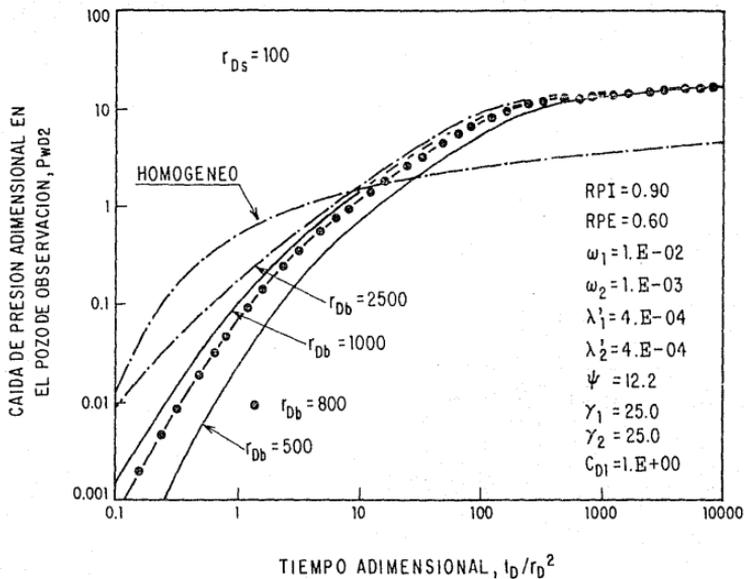


FIG. 53 - EFECTO DE r_{Db} SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

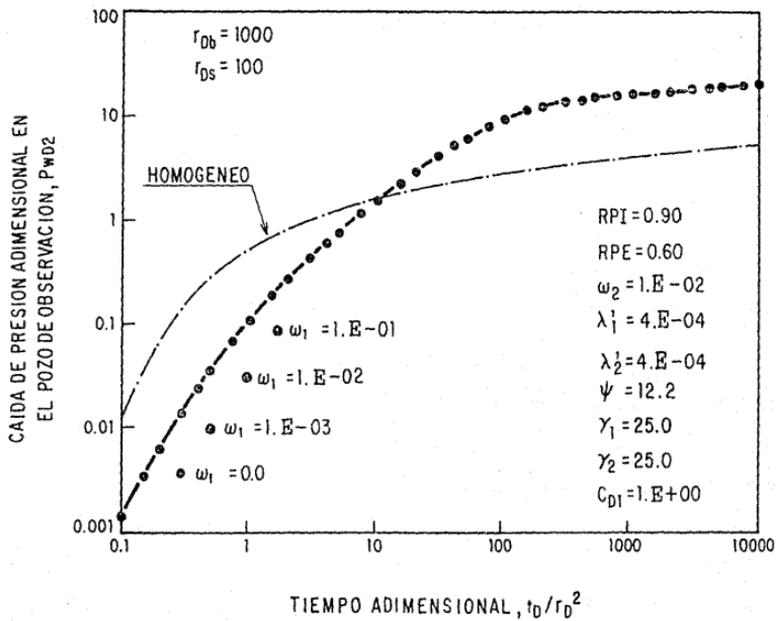


FIG. 54a - EFECTO DE ω_1 SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

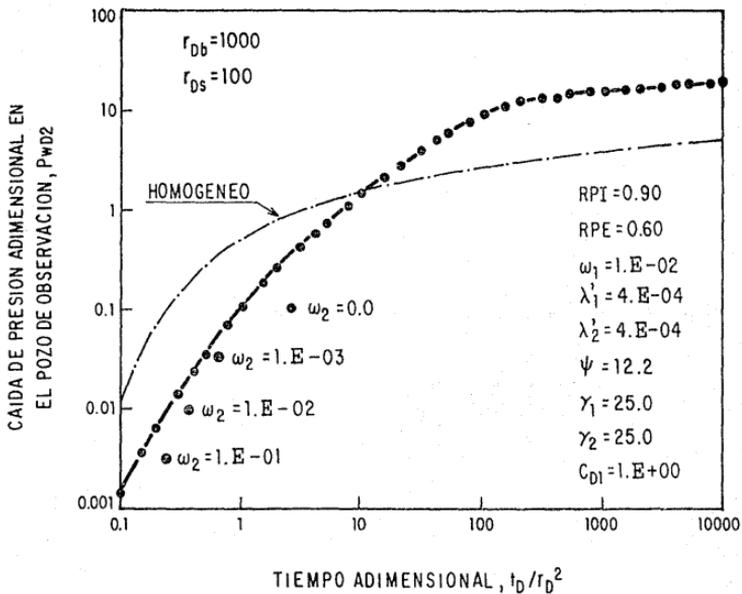


FIG.54 b - EFECTO DE ω_2 SOBRE LA RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO DE OBSERVACION²⁶.

Al final del tiempo, las dos capas de la región interior exhiben el comportamiento de una región homogénea con propiedades indicativas de las propiedades promedio del sistema. Por tanto, al final del tiempo el sistema exhibe el comportamiento de un sistema homogéneo equivalente, con un mayor efecto de pseudodaño que se puede sumar al daño real de la formación.

El pseudodaño observado depende del contraste de permeabilidades y movilidades entre las zonas interior y exterior. Finalmente, los parámetros de la zona exterior (RPE, λ'_2 , ω_2 ,..... etc), así como también los efectos de daño y almacenamiento en el pozo activo, la distancia radial adimensional entre el pozo activo y el pozo de observación, y la distancia a la discontinuidad radial son las variables significativas que deben considerarse para la configuración de la curva tipo.

III.4.3. RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO ACTIVO.

La respuesta de presión en el pozo activo se muestra en las figuras 55 y 56. La primera indica una respuesta de presión dominada por efectos de almacenamiento del pozo durante los tiempos cortos. Este período está seguido por una zona de transición y luego un período de flujo radial infinito marcado por la primera línea recta semilogarítmica, figura 56.

Más tarde la discontinuidad radial comienza a afectar la

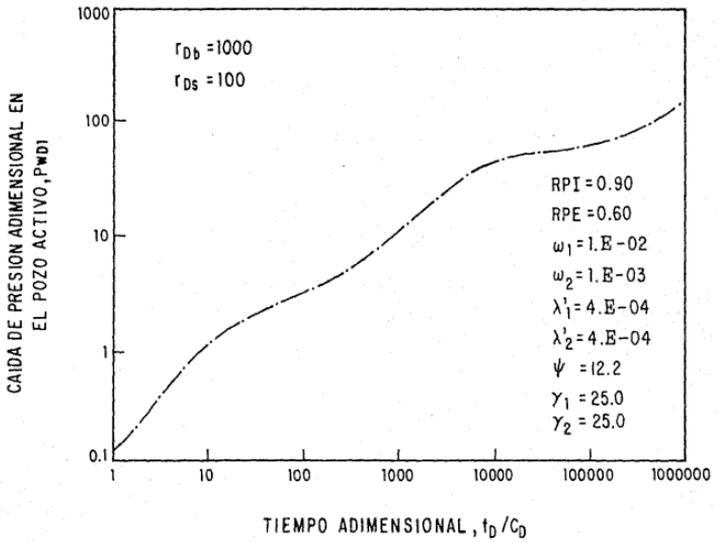


FIG. 55 – RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL POZO ACTIVO²⁶.

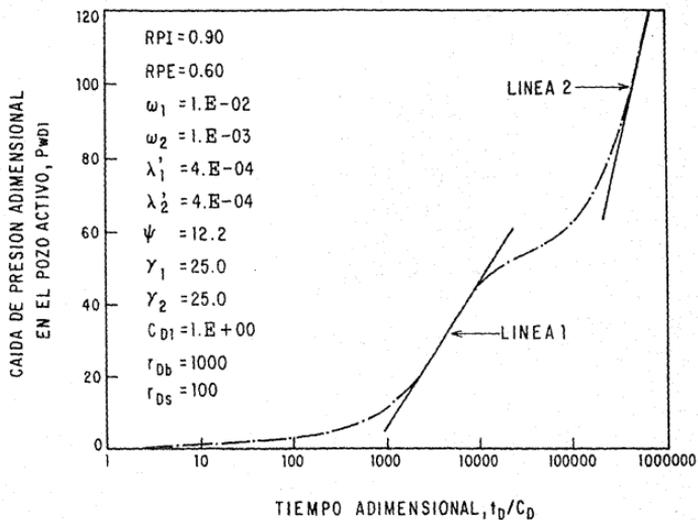


FIG. 56 - UNA GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LA RESPUESTA DE PRESION EN EL POZO ACTIVO²⁶.

respuesta de presión en el pozo activo y la región interior del sistema se comporta como un yacimiento limitado. En general, la zona interior influye en la respuesta de presión del pozo activo solamente al inicio, mientras que la región externa controla la respuesta de presión durante el período de transición y el régimen de flujo del tiempo final.

La figura 56 ilustra la gráfica semilogarítmica del mismo juego de datos graficados en la figura 55. Esta gráfica muestra dos líneas rectas semilogarítmicas que son características de las propiedades de las dos zonas. La primera línea caracteriza las propiedades de la región interior, mientras que la segunda línea es característica del sistema total. Cuando las dos líneas rectas son observables es posible evaluar las propiedades de las zonas interior y exterior del yacimiento.

CAPITULO IV

ANALISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS

IV.1. MODELO REPRESENTATIVO.

En la actualidad, los yacimientos con comportamiento de doble-porosidad se reconocen como los mayores productores de hidrocarburos en el mundo.

Dichos yacimientos pueden clasificarse en dos grupos:

- a) Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- b) Yacimientos Estratificados (El análisis considera un yacimiento compuesto por dos capas).

Es importante señalar que los yacimientos estratificados se consideran única y exclusivamente con comportamiento de doble-porosidad cuando exista un alto contraste de permeabilidades entre sus capas. De tal forma que la capa más permeable es la que da la producción al pozo y la capa menos permeable aporta fluido a la capa más permeable.

Para representar la respuesta de presión en un yacimiento estratificado se ha establecido el modelo para un yacimiento con comportamiento de doble-porosidad con las siguientes suposiciones: Un yacimiento infinito, fronteras superior e inferior cerradas, gradientes de presión pequeños, fuerzas gravita-

cionales despreciables, la porosidad de cada medio es independiente de las variaciones de presión en el otro, fluido ligeramente compresible, flujo monofásico y el flujo hacia el pozo ocurre a través del medio más permeable, como se muestra en la figura 57.

Además, al realizar una prueba de interferencia de presión debe tenerse en cuenta que el pozo activo puede ser productor a gasto constante o a presión constante y que en el pozo de observación se hará el registro de presión. Se considerarán dos modelos para el flujo interporoso, el de flujo pseudoestacionario y el de flujo transitorio.

Considerando un yacimiento estratificado de dos capas; se tiene que la ecuación de difusividad para la capa más permeable está dada por:

$$\frac{k_f}{\mu} \nabla^2 P_f = (\phi V c_t)_f \frac{\partial P_f}{\partial t} - q^* \quad (107)$$

donde el subíndice "f" se refiere a la capa más permeable, " ϕ " a la relación del volumen poroso en un medio dado al volumen de ese medio, "V" a la relación del volumen de un medio dado al volumen total de roca y finalmente, q^* es el volumen de fluido que fluye de la capa menos permeable a la capa más permeable.

También es necesario definir las siguientes cantidades adimensionales:

i) Presiones adimensionales para gasto constante de producción:

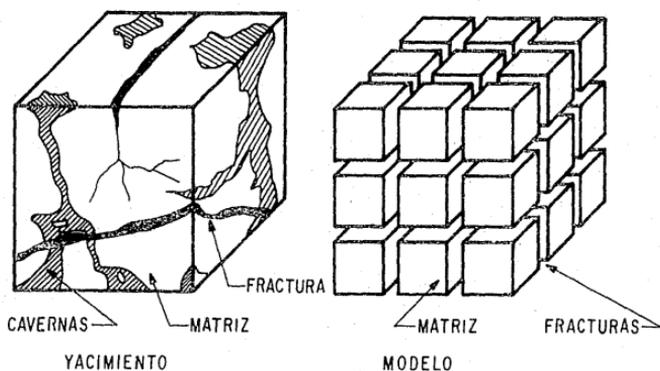


FIG. 57—REPRESENTACION DE UN YACIMIENTO FRACTURADO QUE, AL IGUAL QUE UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO CON UN ALTO CONTRASTE DE PERMEABILIDAD ENTRE SUS CAPAS, TIENE COMPORTAMIENTO DE DOBLE - POROSIDAD ^{2º}.

$$P_{fD} = \frac{2 \pi k_f h}{q \mu} (P_i - P_f) \quad \text{Capa más permeable} \quad (108)$$

$$P_{mD} = \frac{2 \pi k h}{q \mu} (P_i - P_m) \quad \text{Capa menos permeable} \quad (109)$$

ii) Presiones adimensionales para producción a presión constante:

$$P_{fD} = \frac{P_i - P_f}{P_i - P_{vf}} \quad \text{Capa más permeable} \quad (110)$$

$$P_{mD} = \frac{P_i - P_m}{P_i - P_{vf}} \quad \text{Capa menos permeable} \quad (111)$$

iii) Tiempo adimensional:

$$(t_D)_{f+m} = \frac{k_f}{I(\phi Vc_l)_f + (\phi Vc_l)_m \mu r_w^2} \Delta t \quad (112)$$

donde el subíndice f+m se refiere al sistema total (capa más permeable + capa menos permeable).

La ecuación 107 puede ser escrita en el espacio de Laplace como:

$$\frac{d^2 \bar{P}_{fD}}{dr_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{d\bar{P}_{fD}}{dr_D} - sf(s) \bar{P}_{fD} = 0 \quad (113)$$

la ecuación diferencial 113 es la ecuación de difusividad característica de yacimientos con comportamiento de doble-porosidad. Las soluciones de esta ecuación son:

a) Producción a Gasto Constante:

$$\bar{P}_{fD} = \frac{k_o \left\{ \sqrt{sf(s)} r_D \right\}}{s \sqrt{sf(s)} k_o' \left\{ \sqrt{sf(s)} \right\}} \quad (114)$$

b) Producción a Presión Constante:

$$\bar{P}_{fD} = \frac{k_o \left\{ \sqrt{sf(s)} r_D \right\}}{s k_o \left\{ \sqrt{sf(s)} \right\}} \quad (115)$$

IV.2. CURVAS TIPO PARA YACIMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD CON FLUJO INTERPOROSO PSEUDOESTACIONARIO.

Las restricciones de la ecuación 114 derivadas de la aproximación de la función $sf(s)$ para tiempos cortos, intermedios y largos, fueron usados para generar la curva tipo de la figura 58, donde P_D es graficado contra $(t_D/r_D^2)_f$ dado por:

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_f = \frac{k_f}{\langle \phi V c_l \rangle_f \mu r^2} \Delta t \quad (116)$$

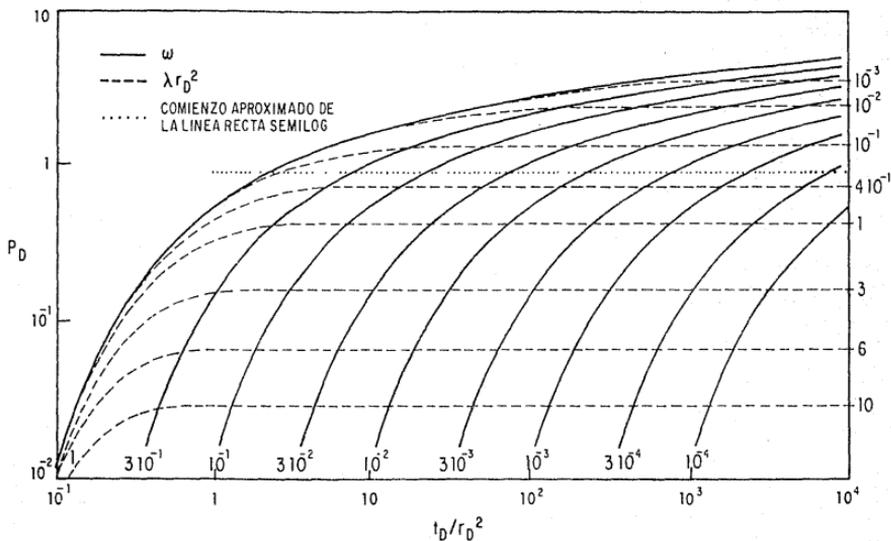


FIG. 58—CURVA TIPO PARA UN POZO DE OBSERVACION EN UN YACIMIENTO DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO DE FLUJO PSEUDOESTACIONARIO)²⁹.

La figura 58 se construyó por superposición de las funciones exponenciales de Theis, los valores de ω describen el comportamiento del yacimiento para tiempos iniciales y finales, mientras que las curvas λr_D^2 representan el comportamiento del yacimiento durante los periodos de transición e intermedios.

Una respuesta de presión típica en un pozo de observación es presentada en la figura 59, donde se ilustra el mecanismo de flujo de un fluido en un yacimiento con comportamiento de doble-porosidad y flujo interporoso pseudoestacionario.

Para tiempos cortos el flujo se origina solo de la capa más permeable, no hay prácticamente contribución de flujo de la capa menos permeable a la capa más permeable. El comportamiento de presión en este periodo corresponde al de un yacimiento homogéneo, representado por la solución de línea fuente ($\omega = 1$ sobre el lado izquierdo de las figuras 58 y 59). Este comportamiento homogéneo es caracterizado por una permeabilidad y capacidad de almacenamiento igual al de la capa más permeable.

Para tiempos intermedios, la capa menos permeable progresivamente alimenta a la capa más permeable hasta que las presiones dentro de ambas capas se igualen. Este fenómeno es representado por la parte aplanada de la curva en la figura 59 ($\omega r_D^2 = 8 \times 10^{-1}$) y por la aparición de las curvas λr_D^2 en la figura 58.

La duración de la transición depende de ω ; mientras que el tiempo de inicio del periodo de transición y del nivel de perfil de presión estabilizado depende de λ , para una distancia adimensional dada al pozo activo, r_D . Para tiempos posteriores,

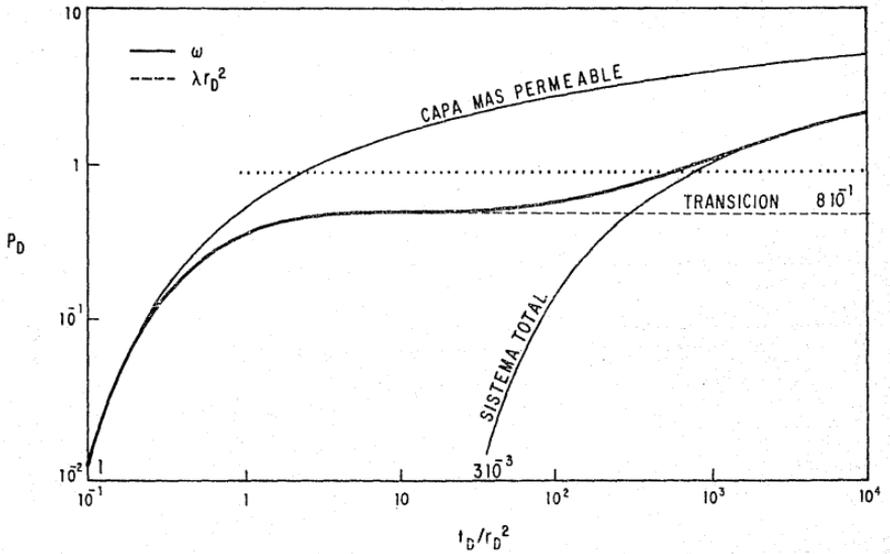


FIG. 59—COMPORTAMIENTO LOG-LOG DE UN YACIMIENTO DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO PSEUDOESTACIONARIO)²⁹.

tanto la capa más permeable como la capa menos permeable son productoras simultáneamente. El comportamiento de presión es el de otro yacimiento homogéneo, representado por el lado derecho de la solución de línea fuente de la figura 59 ($\omega = 3 \times 10^{-3}$) y por las curvas $\omega(\omega < 1)$ de la figura 58. Este comportamiento homogéneo es caracterizado por una permeabilidad igual a la de la capa más permeable y el almacenamiento es igual al del sistema total (capa más permeable más capa menos permeable).

De la curva tipo de la figura 58, un análisis *log-log* da información tanto cualitativa como cuantitativa. Cualitativamente, la curva tipo indica el diagnóstico del comportamiento de *doble-porosidad* de un yacimiento con flujo interporoso pseudoestacionario. Cuantitativamente, el ajuste de los datos da los parámetros característicos del comportamiento de *doble-porosidad*:

- 1.- La relación de capacidades de almacenamiento (ω).
- 2.- El parámetro de flujo interporoso (λr_D^2).
- 3.- El producto permeabilidad-espesor de la capa más permeable ($k_f h$).
- 4.- La capacidad de almacenamiento de la capa más permeable ($\phi V c_f$)_f h.
- 5.- La capacidad de almacenamiento del sistema total ($\phi V c_t$)_{f+m} h.

En la figura 58 el límite para el comienzo del flujo radial en la aproximación semilog, ha sido indicada por una línea punteada. Si la capa más permeable y/o el sistema total han al-

canzado el régimen de flujo radial durante la prueba, entonces se justifica un análisis semilogarítmico de los datos. Cuando ambos sistemas alcanzan el régimen de flujo radial, se desarrollan dos líneas rectas paralelas en una gráfica semilogarítmica, como se muestra en las figuras 60 y 61 (curva A). Cuando la capa más permeable es la única que alcanza el régimen de flujo radial, solamente existe la primera línea recta, como se ilustra en la curva B ($\omega = 10^{-1}$, $\lambda r_D^2 = 2 \times 10^{-3}$) de las figuras 62 y 63. La curva C ($\omega = 10^{-2}$, $\lambda r_D^2 = 2$) de las figuras 62 y 63 muestra el caso donde únicamente el sistema total alcanza flujo radial y existe la segunda línea recta semilog. La curva D ($\omega = 10^{-3}$, $\lambda r_D^2 = 8 \times 10^{-1}$) de las figuras 60 y 61 ilustra el caso donde ninguno de los sistemas justifica un análisis semilogarítmico.

La existencia de la línea recta semilogarítmica para la capa más permeable (curvas A y B), requiere que el producto λr_D^2 sea menor que 5×10^{-2} (figura 58), lo cual no es muy común en la práctica. La existencia de la línea recta semilogarítmica para el sistema total (curvas A y C) es función de la duración de la prueba. Si ésta no es suficiente, la información no será disponible en el sistema total y la porción de transición de las curvas B y D probablemente sea confundida con efectos de frontera y producirá una evaluación errónea del yacimiento.

Cuando la aproximación semilogarítmica dada por:

$$P_D = 1.151 \left(\log \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907 \right) \quad (117)$$

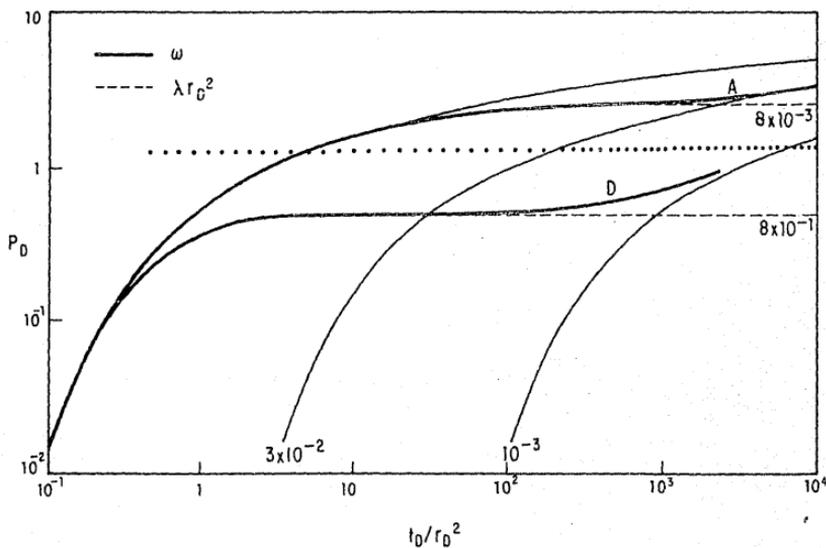


FIG. 60 - COMPORTAMIENTOS LOG-LOG DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO PSEUDOESTACIONARIO): LA CAPA MAS PERMEABLE Y EL SISTEMA TOTAL (CURVA A) O NINGUNO DE ELLOS (CURVA D) ALCANZAN LA LINEA RECTA SEMILOG²⁹.

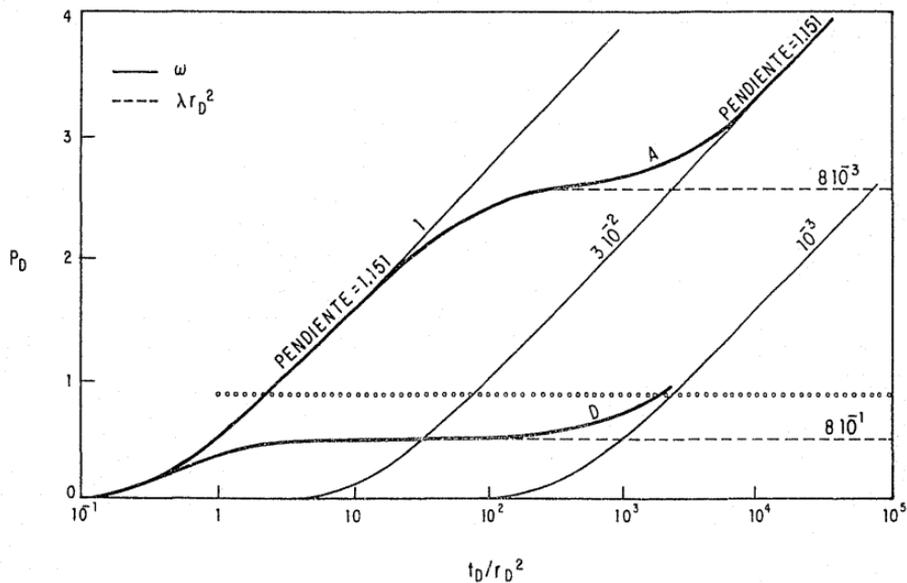


FIG. 61 — GRAFICA SEMILOG DE COMPORTAMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO PSEUDOESTACIONARIO): AMBAS CURVAS A y D ALCANZAN LA APROXIMACION SEMILOG²⁹.

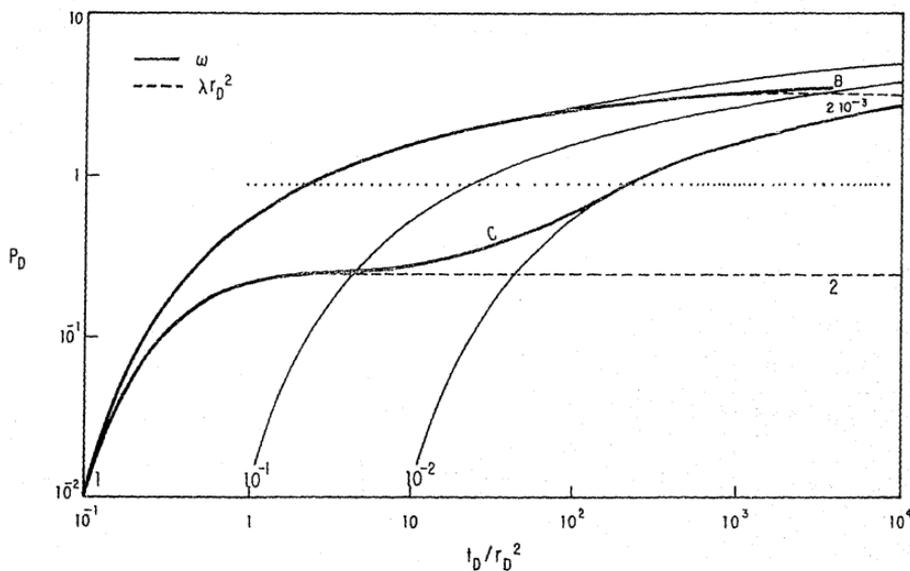


FIG.62—GRAFICA LOG-LOG DE COMPORTAMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO PSEUDOESTACIONARIO): LA CAPA MAS PERMEABLE (CURVA B) Y EL SISTEMA TOTAL (CURVA C) ALCANZAN LA APROXIMACION SEMILOG²⁹.

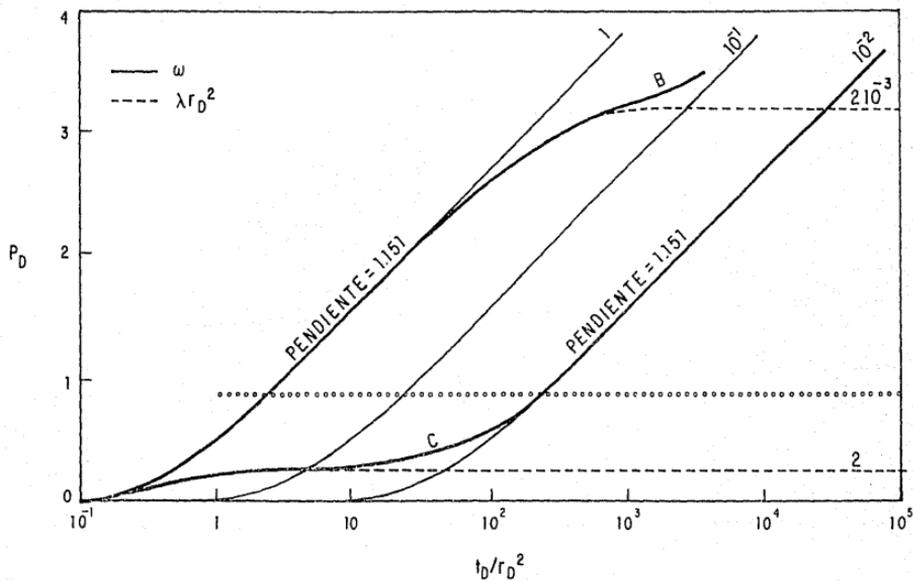


FIG. 63 - GRÁFICA SEMILOG DE COMPORTAMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO-PSEUDOESTACIONARIO): LA CAPA MÁS PERMEABLE (CURVA B) Y EL SISTEMA TOTAL (CURVA C) ALCANZAN LA APROXIMACIÓN SEMILOG²⁹.

es aplicada a la capa más permeable o al sistema total, el producto permeabilidad-espesor ($k_f h$) y la capacidad de almacenamiento del sistema correspondiente, son obtenidos de la pendiente "m", de la línea recta semilog utilizando las ecuaciones:

$$k_f h = \frac{162.6 q B \mu}{m} \quad (118)$$

$$(\phi V C_t)_h = \frac{k_f h}{\mu r^2} * 10^{-4} \left(\frac{\Delta P_i h r}{m} + 3.23 \right) \quad (119)$$

Si existen las dos líneas rectas paralelas, ω puede ser calculada del movimiento vertical δp entre ellas:

$$\omega = 10^{-\delta p / m} \quad (120)$$

Estos valores de los parámetros pueden ser verificados con los obtenidos del análisis *log-log*. Por otro lado, la distribución de presión dentro de la capa menos permeable²⁰ está dada en el espacio de Laplace por:

$$\bar{P}_{mD} = \frac{\lambda}{(1-\omega)s + \lambda} \bar{P}_{fD} \quad (121)$$

Las curvas de decremento son presentadas en la figura 64, donde puede observarse que \bar{P}_{mD} es graficado contra $(t_D/r_D^2)_{f+m}$.

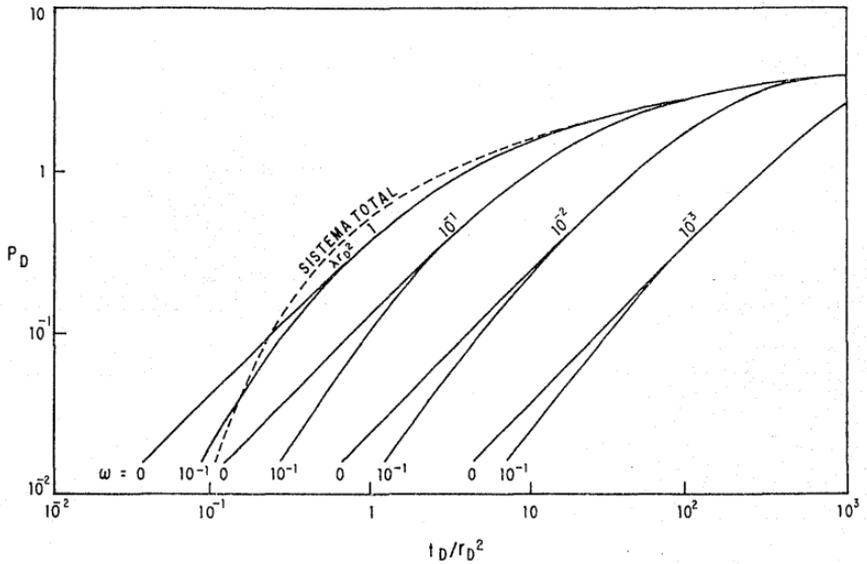


FIG.64 — CURVA TIPO PARA UN POZO DE OBSERVACION EN EL MEDIO MENOS PERMEABLE DE UN YACIMIENTO DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO PSEUDOSTACIONARIO)²⁹.

que es dado por:

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_{f+m} = \frac{k_f}{[(\phi Vc_t)_f + (\phi Vc_t)_m] \mu r_D^2} \Delta t \quad (122)$$

para diferentes valores de λr_D^2 y ω .

Para tiempos pequeños la respuesta de presión de la capa menos permeable es fuertemente influenciada por el producto λr_D^2 y es ligeramente afectada por la relación de almacenamiento ω . En realidad es el parámetro de flujo interporoso λ el que controla el tiempo al cual la capa menos permeable comienza a contribuir al flujo del fluido en el yacimiento.

Para tiempos largos, las presiones de las dos capas se igualan y el comportamiento de presión de la capa menos permeable (representado en la figura 64 por la solución de línea fuente) es el de un sistema total homogéneo. De un estudio cuantitativo se encontró que las curvas tipo de la figura 64 no son adecuadas para un análisis definitivo, dado que sus formas similares para tiempos cortos traen consigo ajustes no únicos.

IV.3. CURVAS TIPO PARA YACIMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD CON FLUJO INTERPOROSO TRANSITORIO.

La figura 65 muestra la curva tipo para un pozo de observación en un yacimiento de doble-porosidad con flujo interporoso transitorio de la capa menos permeable a la capa más

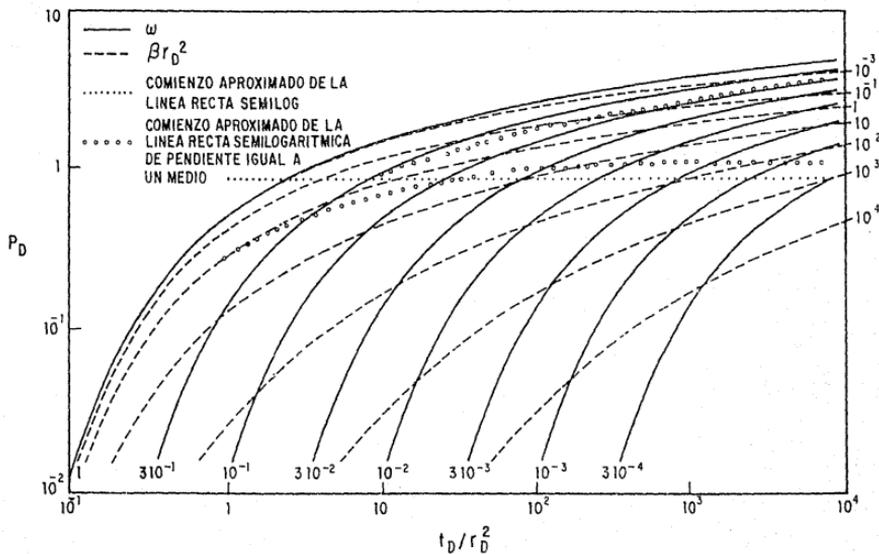


FIG. 65—CURVA TIPO PARA UN POZO DE OBSERVACION EN UN YACIMIENTO DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO TRANSITORIO)²⁹.

permeable. Es una gráfica de P_D contra t_D/r_D^2 , contruida por la superposición de dos familias de curvas: las funciones exponenciales (curvas ω) que describen el comportamiento del yacimiento para tiempos pequeños y largos y otras etiquetadas con βr_D^2 , las cuales representan el comportamiento del yacimiento durante tiempos de transición a intermedios, y que es dado por:

$$\bar{P}_{fD} = \frac{k_o \left[\sqrt[4]{\beta r_D^2} \right]}{s'} \quad (123)$$

donde s' es la variable de Laplace asociada con:

$$(t_D)_f = \frac{k_f}{(\phi V c_t)_f \mu r_w^2} \Delta t \quad (124)$$

y β es el flujo interporoso definido como:

$$\beta = \frac{1}{3} \frac{\lambda}{\omega} \quad (125)$$

para la consideración de la capa menos permeable con una geometría plana y:

$$\beta = \frac{3}{5} \frac{\lambda}{\omega} \quad (126)$$

para una geometría formada por esferas. De igual manera que el modelo pseudoestacionario, el mecanismo de flujo de fluidos en un yacimiento de doble-porosidad con flujo interporoso

transitorio implica tres regímenes de flujo sucesivos: para tiempos cortos, el comportamiento homogéneo debido a la capa más permeable, representado por la solución de línea fuente ($\omega = 1$) de la figura 65, para tiempos intermedios ocurre una transición donde la capa menos permeable contribuye progresivamente al proceso de producción del fluido y la respuesta de presión es descrita por una de las curvas βr_D^2 , y para tiempos largos, el comportamiento homogéneo del sistema total (capa más permeable más capa menos permeable) representado por una de las curvas $\omega(\omega < 1)$ desplazadas por un factor $1/\omega$ a lo largo del eje horizontal. Ejemplos de respuestas de presión típicas en un pozo de observación son presentadas en las figuras 66 y 67 para $\omega = 3 \times 10^{-2}$ y $\beta r_D^2 = 1$ (curva E) y $\omega = 3 \times 10^{-3}$ y $\beta r_D^2 = 2 \times 10^2$ (curva F).

Un rasgo característico del modelo de flujo interporoso transitorio es que las curvas βr_D^2 proporcionan una transición plana desde el inicio hasta el final y no muestran una porción aplanada como las curvas λr_D^2 para el modelo de flujo interporoso pseudoestacionario. El régimen de transición es comúnmente más largo como se ilustra en las curvas E y F de la figura 66, y el comportamiento homogéneo de la capa más permeable no puede ser tomado en cuenta para valores grandes de βr_D^2 (curva F), $\beta r_D^2 = 2 \times 10^2$.

Un análisis $\log\text{-}\log$ basado en la curva tipo de la figura 65 produce información cualitativa y cuantitativa de la misma manera que la curva tipo de la figura 58.

Otro rasgo característico del modelo de flujo interporoso

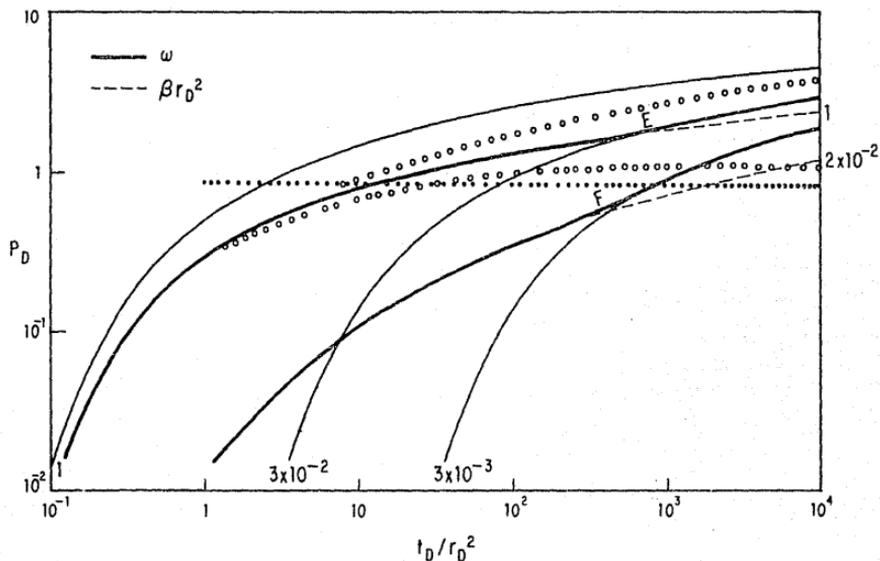


FIG. 66—COMPORTAMIENTOS LOG-LOG DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO TRANSITORIO): LAS CURVAS E Y F MUESTRAN RESPECTIVAMENTE SI DURANTE LA TRANSICION ES VALIDA O NO LA APROXIMACION SEMILOGARITMICA²⁹.

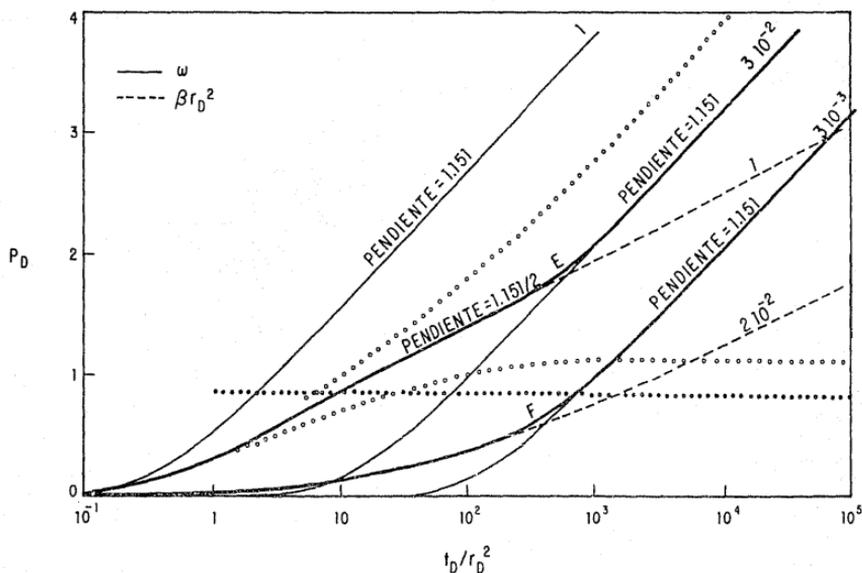


FIG. 67 - GRAFICA SEMILOGARITMICA DE COMPORTAMIENTOS DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO TRANSITORIO): LAS CURVAS E Y F MUESTRAN RESPECTIVAMENTE, SI DURANTE LA TRANSICION ES VALIDA O NO LA APROXIMACION SEMILOGARITMICA ²⁹.

transitorio es la existencia durante el régimen de transición, de una línea recta semilogarítmica de pendiente igual a un medio. El comienzo de esta línea recta semilogarítmica es indicada en la figura 65 por una línea de círculos.

En la gráfica *log-log* de la figura 66 se observa que la transición de la curva E se inicia para una $t_D/r_D^2 = 1$, donde la curva F no satisface las condiciones de existencia. Lo anterior puede ser verificado en la gráfica de la figura 67, donde ambas curvas E y F alcanzan la aproximación semilogarítmica de flujo radial para el sistema total, como pudo identificarse mediante la línea punteada en la figura 66.

Cuando las condiciones de existencia de la línea recta semilogarítmica de pendiente igual a un medio son satisfechas, el producto permeabilidad-espesor es obtenido de la pendiente m' dado por:

$$k_f h = \frac{81.3 q B \mu}{m'} \quad (127)$$

Finalmente, puede decirse que tanto el modelo de flujo interporoso pseudoestacionario como el transitorio producen el mismo patrón de flujo a lo largo del yacimiento: comportamiento homogéneo para tiempos iniciales, un período de transición entre los dos modelos y finalmente, comportamiento homogéneo del sistema total para tiempos largos.

Para ambos modelos (figura 68), el nivel de la respuesta de presión para tiempos cortos e intermedios depende de r_D^2 ; es decir:

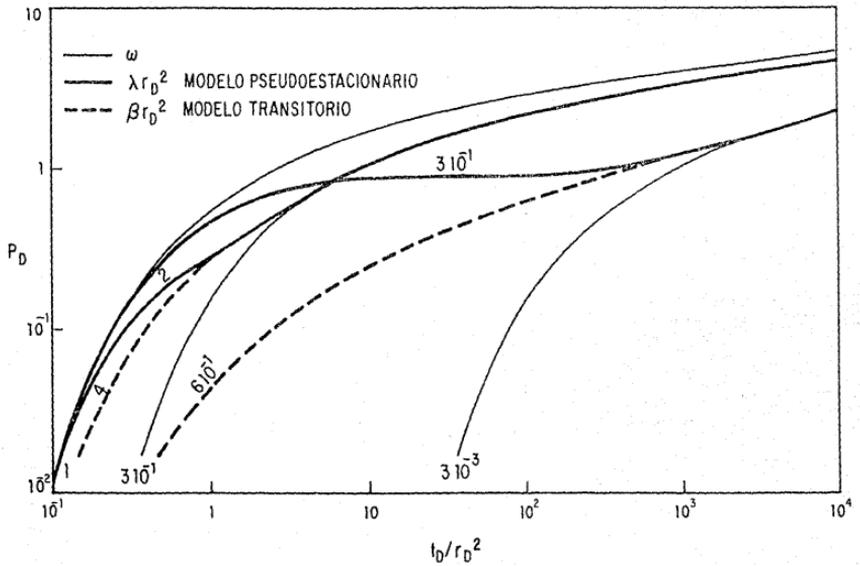


FIG. 68—COMPARACION ENTRE LAS CURVAS TIPO DE LOS MODELOS PSEUDOESTACIONARIO Y TRANSITORIO PARA UN YACIMIENTO DE DOBLE-POROSIDAD²⁹.

A) Si más de un pozo de observación son monitoreados durante una prueba de interferencia en un yacimiento de doble-porosidad, la respuesta de presión no correlacionará para tiempos intermedios aún si la formación pudiera ser supuesta isotrópica. Esto resulta del hecho que para una geometría del yacimiento dada y para valores fijos de los parámetros λ y ω , el grupo λr_D^2 y βr_D^2 toman diferentes valores para cada localidad del pozo de observación, r_D , de tal forma que se producen distintas respuestas de presión para cada pozo de observación.

B) Los tres regímenes de flujo mencionados anteriormente se desarrollan en todas partes del yacimiento como la correspondiente respuesta de presión. Sin embargo, si la distancia al pozo activo es grande el grupo λr_D^2 o βr_D^2 y la variación de presión en el pozo de observación son pequeños.

CAPITULO V

EJEMPLO DE APLICACION

En este ejemplo se utilizaron datos de presión generados en una prueba de interferencia en el campo Klamath Falls (Oregón, EUA) en donde se consideraron cuatro pozos para la prueba: un activo (pozo 1) y tres de observación (Parks, Glen Head y Adamcheck). La figura 69 muestra la localización de los pozos y la historia de producción. El pozo activo fué bombeado, aunque de hecho únicamente los dos últimos periodos de bombeo proporcionaron datos significativos.

Información Adicional para la Prueba:

Duración de la prueba: 7.5 horas

Radio del pozo activo: $r_w = 0.73$ pies

Viscosidad del agua (220°F): $\mu_w = 0.3$ cp

Factor de volumen : $B = 1$

Resolución del manómetro con el que se midieron los datos de presión en el pozo Parks : 0.01 psi

Los niveles de agua fueron medidos en Glen Head y Adamcheck con una resolución de aproximadamente : 0.02 psi

Los máximos decrementos de presión fueron aproximadamente 0.5 psi en el pozo Parks y de 0.25 psi en los pozos Glen Head y Adamcheck.

Se presentaron tiempos de retraso pequeños (10 segundos) para la respuesta de presión en el pozo Parks, lo cual

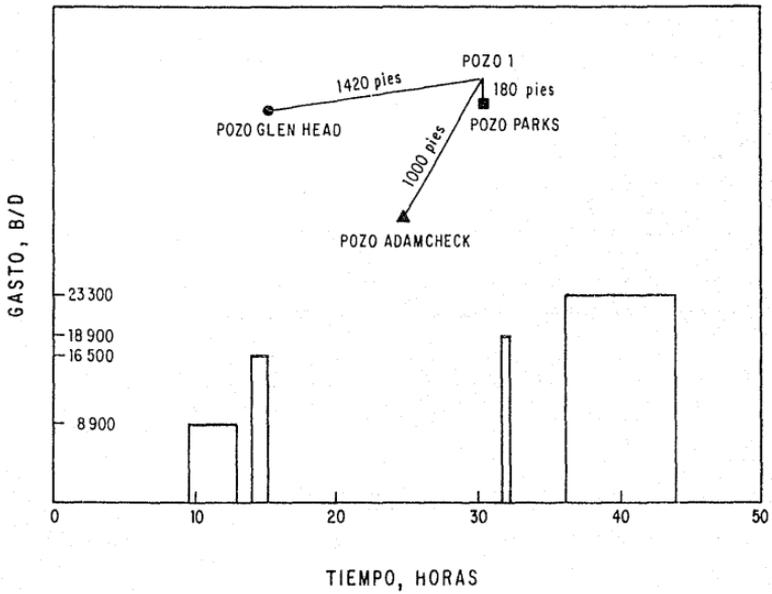


FIG. 69 - LOCALIZACION DE LOS POZOS DE OBSERVACION Y ACTIVO, HISTORIA DE PRODUCCION DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA²⁹.

indica un alto grado de comunicación en el yacimiento.

Las respuestas de presión generadas en los tres pozos de observación se encuentran graficados en la figura 70, en coordenadas logarítmicas.

Se utilizaron las curvas tipo tanto del modelo de flujo interporoso pseudoestacionario como del transitorio para hacer el análisis de los datos de presión.

Los datos de presión del pozo Parks se ajustaron utilizando la curva tipo desarrollada para la suposición de flujo interporoso pseudoestacionario; dicho ajuste es presentado en la figura 71.

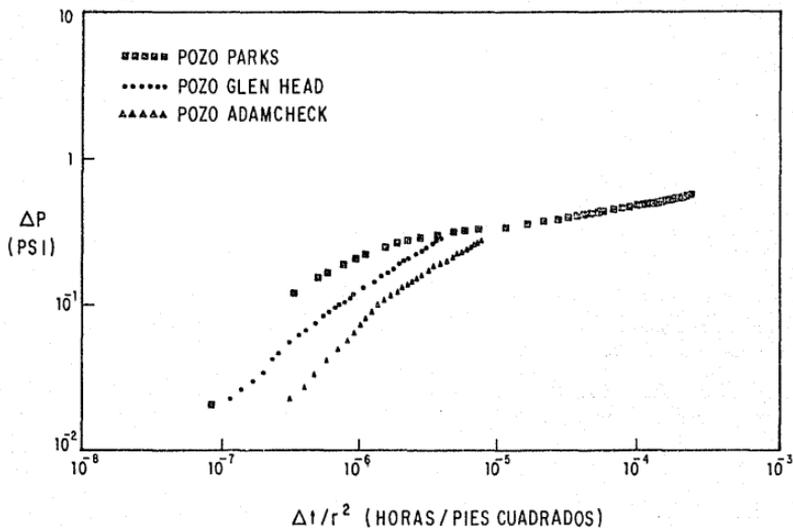
Del ajuste a las curvas ω y λr_b^2 los valores para la relación de almacenamiento ω y el coeficiente interporoso λ se obtuvieron siendo $\omega = 0.09$ y $\lambda = 8 \times 10^{-12}$.

Utilizando las ecuaciones :

$$k_f h = 141.2 \text{ q B } \mu \left(\frac{P_D}{\Delta p} \right) \quad (128)$$

$$(\phi V c_t)_f h = 2.64 \times 10^{-4} \frac{k_f h}{\mu r^2} \left[\Delta t / (t_D / r_D^2) \right] \quad (129)$$

y conociendo los valores para los ajustes de presión y tiempo, el producto permeabilidad-espesor y la capacidad de almacenamiento de la capa más permeable fueron obtenidos;

FIG. 70—GRAFICA LOG—LOG DE LOS DATOS DE INTERFERENCIA²⁹.

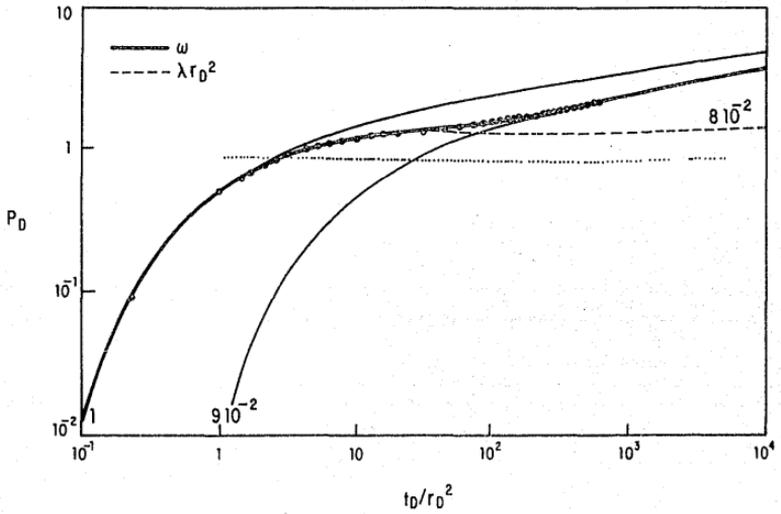


FIG. 71— AJUSTE DE LOS DATOS DE INTERFERENCIA MEDIDOS EN EL POZO PARKS CON LA CURVA TIPO DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO PSEUDOESTACIONARIO)²⁹.

conociendo los valores para ω y la capacidad de almacenamiento de la capa más permeable, la capacidad de almacenamiento del sistema total también fué determinado; dichos resultados son mostrados en la tabla V.1.

La línea punteada en la figura 71 indica que la aproximación semilog no se puede aplicar para los datos correspondientes a la capa más permeable, pero dicha aproximación puede ser aplicada para los datos de tiempos tardíos correspondientes al comportamiento homogéneo del sistema total.

El análisis semilog para dicho conjunto de datos se presenta en la gráfica semilog de la figura 72. La pendiente "m" de dicha línea recta fué evaluada y resultó ser de $m = 0.25$ psi/ciclo.

Usando las ecuaciones:

$$k_f h = \frac{162.6 q B \mu}{m} \quad (130)$$

$$(\psi V c_t)_{f+m} h = \frac{k_f h}{\mu r^2} 10 - \left[\frac{\Delta P}{m} t^{hr} + 3.23 \right] \quad (129)$$

el producto permeabilidad-espesor de la capa más permeable y el almacenamiento del sistema total fueron evaluados, sus resultados se muestran en la Tabla V.1. donde puede observarse que son aproximadamente congruentes con los resultados del análisis *log-log*.

TABLA V. 1

	POZO PARKS		POZO GLEN HEAD
	FLUJO INTERPOROSO PSEUDOESTACIONARIO		FLUJO INTERPOROSO TRANSITORIO
	<u>ANALISIS LOG-LOG</u>	<u>ANALISIS SEMILOG</u>	<u>ANALISIS LOG-LOG</u>
ω	.09		.08
λ	1.3×10^{-6}		1.3×10^{-6}
β			9.8×10^{-6}
$K_f h$ (md-pies)	4.3×10^6	4.5×10^6	3.2×10^6
$(\Phi V c_t)_f h$ (pies/psi)	1.3×10^{-3}		$.4 \times 10^{-3}$
$(\Phi V c_t)_{f+m} h$ (pies/psi)	15×10^{-3}	12×10^{-3}	4.6×10^{-3}

RESULTADOS DEL ANALISIS DE LOS DATOS DE INTERFERENCIA DE PRESION DEL EJEMPLO.

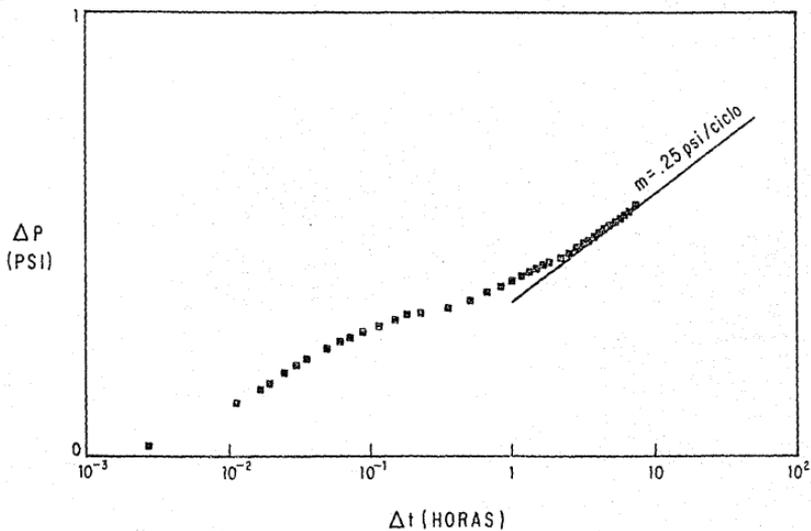


FIG. 72 — ANALISIS SEMILOGARITMICO DE LOS DATOS DE INTERFERENCIA DE PRESION MEDIDOS EN EL POZO PARKS²⁹.

Los datos de presión medidos en el pozo Glen Head se ajustaron utilizando la curva tipo desarrollada para el modelo de flujo interporoso transitorio; dicho ajuste se muestra en la figura 73. Del ajuste con las curvas ω y βr_D^2 , los valores para la relación de almacenamiento ω y el coeficiente interporoso transitorio β , se evaluaron y sus resultados son $\omega = 0.08$ y $\beta = 9.8 \times 10^{-6}$. Utilizando la ecuación $\beta = 3\lambda/5\omega$ (matriz formada por esferas), se obtuvo el coeficiente de flujo interporoso $\lambda = 1.3 \times 10^{-6}$.

Los valores para ω y λ se obtuvieron utilizando ambos modelos (pseudoeestacionario y transitorio) y sus resultados están en excelente acuerdo como se muestra en la Tabla V.1.

Utilizando las ecuaciones 128 y 129 se calculó el producto permeabilidad-espesor de la capa más permeable y la capacidad de almacenamiento del sistema total, mostrándose también en la Tabla V.1. dichos resultados, donde puede verse que son concordantes con la información que se obtuvo en el pozo Parks, considerando que el yacimiento no es actualmente isotrópico.

Como puede observarse en la figura 73, un análisis semilog no es justificado debido a la localización de los datos de presión con respecto a la línea punteada indicativa del comienzo de la aproximación semilog para la capa más permeable y para el sistema total.

De este ejemplo se desprende que el modelo de flujo interporoso pseudoeestacionario es recomendado cuando la caída de presión en el sistema es significativa, y el modelo transitorio cuando la caída de presión es relativamente pequeña, como por

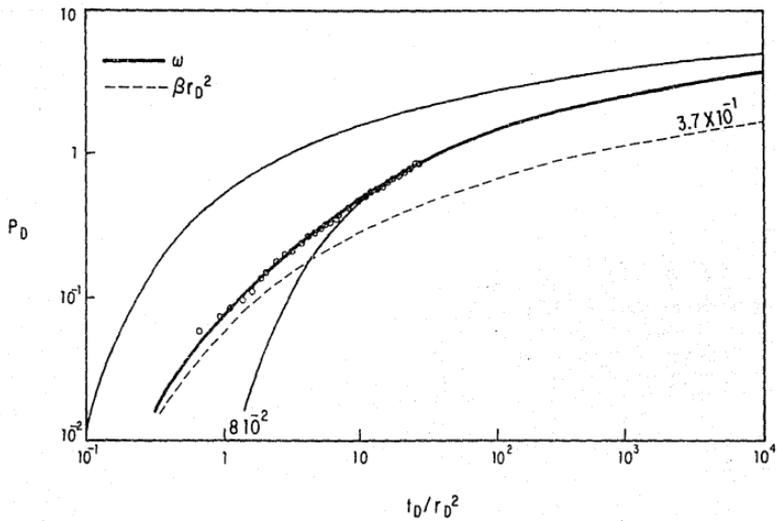


FIG. 73—AJUSTE DE LOS DATOS DE INTERFERENCIA DEL POZO GLEN HEAD CON LA CURVA TIPO DE DOBLE-POROSIDAD (MODELO TRANSITORIO)²⁹.

ejemplo la calda de presión a una distancia grande del pozo activo.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES

La interpretación de los datos de presión de una prueba de interferencia es muy útil para la determinación de parámetros del yacimiento como: porosidad, permeabilidad, transmisibilidad, determinación cualitativa de heterogeneidades del yacimiento y comunicación entre capas en regiones más grandes que las obtenidas con información generada en pruebas de un solo pozo.

El estudio de los comportamientos de presión en yacimientos estratificados (ya sea sin flujo cruzado o con flujo cruzado) es de vital importancia en la ingeniería de yacimientos, dado que permite una interpretación de calidad utilizando los métodos convencionales.

Conocer el comportamiento del incremento de presión en yacimientos estratificados sin flujo cruzado, permite concluir que su curva característica no es un diagnóstico de estratificación, pues dicho comportamiento puede tenerse en yacimientos de una sola capa como un resultado de cambios en el almacenamiento.

En un yacimiento limitado con un pozo que produce a gasto constante en un sistema estratificado de dos capas, durante el período de flujo transitorio el gasto de producción de cada capa es aproximadamente igual a la relación de la capacidad de flujo de cada capa a la capacidad de flujo total del yacimiento; además, el período de flujo transitorio tardío será mayor en un

sistema estratificado que en un sistema de una sola capa donde su duración depende de la relación de permeabilidades. Finalmente el periodo de flujo pseudoestacionario se caracteriza por que el gasto de producción de cada capa es proporcional a la relación del volumen poroso de cada capa al volumen poroso total del yacimiento.

El comportamiento de presión en yacimientos estratificados con flujo cruzado, excepto para tiempos iniciales, puede ser representado y analizado considerando un yacimiento homogéneo equivalente, el cual debe tener el mismo radio del pozo, radio de drene, volumen poroso y una kh total igual a la suma de las kh de cada una de las capas que forman al yacimiento original estratificado.

La existencia del flujo cruzado en yacimientos limitados estratificados de dos capas propicia una alta recuperación primaria; además, la recuperación de aceite de las zonas de baja permeabilidad es alta ocurriendo a un gasto mucho más rápido que si no se tuviera flujo cruzado.

El estudio del comportamiento de presión en yacimientos estratificados con un alto contraste de permeabilidades entre sus capas puede hacerse a través del modelo de yacimientos con comportamiento de doble-porosidad.

Se recomienda realizar un análisis semilogarítmico de los datos de presión cuando en un yacimiento estratificado la capa más permeable y/o el sistema total han alcanzado el régimen de flujo radial durante la prueba.

El estudio de dos modelos considerados para los yacimientos

con comportamiento de doble-porosidad permite concluir que tanto el modelo de flujo interporoso pseudoestacionario como el transitorio, producen el mismo patrón de flujo a lo largo del yacimiento: comportamiento homogéneo para tiempos iniciales, un periodo de transición entre los dos modelos (que es más largo en el modelo transitorio) y finalmente, comportamiento homogéneo del sistema total para tiempos largos.

Al aplicar las técnicas de análisis para yacimientos estratificados con comportamiento de doble-porosidad, mediante ejemplos ilustrativos, se encuentra que el modelo de flujo interporoso pseudoestacionario es recomendado cuando se tiene una caída de presión significativa en el sistema y que el modelo de flujo interporoso transitorio se aplica cuando se tienen pequeñas caídas de presión en el yacimiento.

NOMENCLATURA

- a : Cantidad adimensional la cual depende de las dimensiones físicas y propiedades de las capas del yacimiento.
- A* : Constante de Euler, $\ln A^* = 0.5772$
- b : Ancho del rectángulo en el modelo analítico para flujo lineal, pies.
- b' : Espesor de la formación de baja permeabilidad, pies.
- B : Factor de volumen de la formación, RB/STB.
- B' : Transformada Kernel de Hankel, adimensional.
- c : Compresibilidad del fluido, psi^{-1} .
- c₂ : Compresibilidad total de la capa de apoyo, psi^{-1} .
- C : Coeficiente de almacenamiento, Barriles/psi.
- C_D : Coeficiente de almacenamiento adimensional.
- C_{DI} : Coeficiente de almacenamiento adimensional del pozo activo.
- C_{Dv} : Coeficiente de almacenamiento adimensional referido al sistema total.
- c_t : Compresibilidad total del sistema, psi^{-1} .
- c_{tf} : Compresibilidad total del sistema fracturado, psi^{-1} .
- c_{tm} : Compresibilidad total del sistema matriz, psi^{-1} .
- d_f : Longitud de la fuente, pies.
- d₂ : Distancia de la cima de la formación a la cima de la fuente, pies.
- D₁, D₂ : Constantes que dependen de las unidades utilizadas.
- exp(e) : Base de los logaritmos neperianos $\cong 2.71$.

- erfc : Función error complementaria.
- $-E_1(-x)$: Integral-Exponencial.
- F' : Relación de la longitud pulso a la longitud total del ciclo, adimensional.
- h : Espesor de la formación (o altura del rectángulo en el modelo analítico para flujo lineal), pies.
- h_1 : Espesor de la capa 1, pies.
- h_2 : Espesor de la capa 2, pies.
- h_f : Espesor del sistema fracturado, pies.
- h_m : Espesor del sistema matriz, pies.
- h_j : Espesor de la j -ésima capa, pies.
- h_t : Espesor total, pies.
- \bar{h} : Espesor promedio, pies.
- Δh : Diferencia de espesores, pies
- I_0, I_1 : Función modificada de Bessel de primera clase y orden cero y uno, respectivamente.
- k : Permeabilidad, md.
- k_h : Permeabilidad horizontal, md.
- k_v : Permeabilidad vertical, md.
- k_1 : Permeabilidad de la capa 1 (o permeabilidad de la formación productora), md.
- k_2 : Permeabilidad de la capa 2 (o permeabilidad vertical de la capa de baja permeabilidad), md.
- k_f : Permeabilidad de la fractura (o permeabilidad de la capa más permeable), md.
- k_m : Permeabilidad de la matriz (o permeabilidad de la capa menos permeable), md.

- k_{max} : Permeabilidad en la dirección máxima, md.
- k_{min} : Permeabilidad en la dirección mínima, md.
- k_x, k_y, k_{xy} : Componentes del tensor permeabilidad alineados con el sistema coordenado.
- \bar{k} : Permeabilidad promedio, md.
- \bar{k}_f : Permeabilidad promedio del sistema fracturado, md.
- k_j : Permeabilidad de la j-ésima capa, md.
- k_{jm} : Permeabilidad de la región "j" y la capa "m", md.
- k_0, k'_0 : Función modificada de Bessel de segunda clase de orden cero y uno, respectivamente.
- $k_1 h_1$: Capacidad de flujo de la capa 1 (md-pies).
- $k_2 h_2$: Capacidad de flujo de la capa 2 (md-pies).
- m : Pendiente.
- n_j : Referido al número de capas, para el caso a tratar, $n = 2$.
- N_P : Producción acumulativa medida a condiciones originales de yacimiento, barriles.
- p : Presión (o parámetro de Laplace en pruebas de interferencia en yacimientos estratificados), psi.
- P_D : Caída de presión adimensional.
- P_{D1} : Caída de presión adimensional en la capa 1.
- P_{D2} : Caída de presión adimensional en la capa 2.
- P_{Dj} : Caída de presión adimensional en la j-ésima capa, psi.
- P_i : Presión inicial, psi.
- P_1 : Presión en la capa 1, psi.

- P_2 : Presión en la capa 2, psi.
- P_j : Presión en la j-ésima capa, psi.
- P_v : Presión de fondo, psi.
- P_{vj} : Presión de fondo fluyendo, psi.
- $P_v(t)$: Función de carga de presión en el pozo.
- P_{vd1} : Respuesta de presión adimensional en el pozo activo.
- P_{vd2} : Respuesta de presión adimensional en el pozo de observación.
- \bar{P}_{vd1} : Respuesta de presión adimensional en el pozo activo en el espacio de Laplace.
- \bar{P}_{vd2} : Respuesta de presión adimensional en el pozo de observación en el espacio de Laplace.
- P_m : Presión en el medio menos permeable, psi.
- P_i : Presión en el medio más permeable, psi.
- P_{mD} : Presión adimensional en el medio menos permeable.
- \bar{P}_{mD} : Presión adimensional en el medio menos permeable en el espacio de Laplace.
- P_{fD} : Presión adimensional en el medio más permeable.
- \bar{P}_{fD} : Presión adimensional en el medio más permeable en el espacio de Laplace.
- P' : Parámetro de Laplace adimensional, $P' = P r^2 / \eta$.
- Δp : Cambio en presión (o amplitud de respuesta en pruebas de pulsos), psi.
- ΔP_D : Cambio en presión adimensional (o amplitud de respuesta adimensional en pruebas de pulsos), psi.

- $\bar{\Delta p}$: Transformada de Laplace de Δp .
- $\bar{\Delta P}_2$: Diferencia de presión a través de la zona de baja permeabilidad en el espacio adimensional de Laplace.
- ΔP_{1hr} : Caída de presión a una hora, psi.
- $P_j(r,t)$: Caída de presión en la j-ésima capa a una distancia "r" y a un tiempo "t".
- $P_j(r,z,t)$: Caída de presión adimensional en la j-ésima capa a una posición "r,z" y a un tiempo "t".
- q : Gasto, >0 para producción, <0 para inyección, STB/D para líquidos.
- q_i : Gasto inicial, STB/D.
- q_D : Gasto adimensional.
- q_1 : Gasto en la capa 1, STB/D.
- q_2 : Gasto en la capa 2, STB/D.
- q^* : Gasto interporoso por unidad de volumen de roca, STB/D.
- $q_1(t)$: Gasto en la capa 1 al tiempo t, STB/D.
- $q_j(t)$: Gasto en la j-ésima capa al tiempo t, STB/D.
- q_T : Gasto total del yacimiento estratificado medido a condiciones iniciales del yacimiento, STB/D.
- r : Radio, pies.
- r_w : Radio del pozo, pies.
- r_e : Radio de drene, pies.
- r_D : Distancia radial adimensional, $r_D = r/r_w$.
- r_{oD} : Radio de drene adimensional.
- r_b : Distancia entre el pozo activo y el pozo de observa-

ción, pies.

- r_s : Distancia del pozo activo a la discontinuidad radial, pies.
- r_{Db} : Distancia adimensional entre el pozo activo y el pozo de observación.
- r_{Ds} : Distancia adimensional del pozo activo a la discontinuidad radial.
- RPI : Relación de permeabilidades de la zona interior.
- RPE : Relación de permeabilidades de la zona exterior.
- S : Factor de daño (o variable de Laplace), adimensional.
- S_{11} : Factor de daño del pozo activo en la capa superior.
- S_{21} : Factor de daño del pozo activo en la capa inferior.
- S : Almacenamiento específico para la formación compresible, $S = \phi c_t$, psi^{-1} .
- S_2 : Almacenamiento específico para la capa de baja permeabilidad, $S_2 = \phi_2 c_2$, psi^{-1} .
- t : Tiempo, horas.
- t_D : Tiempo adimensional.
- t_{Dv} : Tiempo adimensional referido al sistema total.
- t_P : Tiempo de producción o inyección antes del cierre, horas.
- t_L : Tiempo de retraso usado en pruebas de pulsos, horas.
- $(t_L)_D$: Tiempo de retraso adimensional usado en pruebas de pulsos.
- $(t_D)_f$: Tiempo adimensional en el medio más permeable.

- $(t_D)_{1+m}$: Tiempo adimensional en el sistema total.
- t_D/r_D^2 : Parámetro de tiempo adimensional de la curva tipo en el punto de ajuste en el análisis por curva tipo.
- T : Transmisibilidad, $T = kh/\mu$, md-pies/cp.
- Δt : Tiempo de duración de la prueba, horas.
- Δt_p : Longitud del pulso, horas.
- Δt_c : Longitud total del ciclo, horas.
- V : Relación del volumen de un sistema poroso al volumen de roca.
- $v_{\mu,2}$: Velocidad de flujo de la región interior (1) y exterior (2).
- x : Coordenada "x" (o distancia entre el pozo activo y el pozo de observación en el modelo analítico para flujo lineal, pies.
- X_D : Distancia lineal adimensional, x/b .
- y : Coordenada "y", pies.
- $Y(t)$: Solución transitoria en la ecuación de presión.
- z : Coordenada vertical (o distancia vertical de la frontera entre capas), pies.
- $Z_1(t)$: Solución transitoria en la ecuación de gasto para la capa 1.
- $Z_j(t)$: Solución transitoria en la ecuación de gasto para la j-ésima capa.
- α : Factor de forma del flujo interporoso, m^{-2} (pies⁻²).
- $\alpha_p, \alpha_l, \alpha_c$: Valores que dependen de las unidades utilizadas.
- β : Coeficiente de flujo interporoso transitorio, adimensional.
- β_1^*, β_2^* : Factor forma interporoso, los índices 1 y 2 se refieren a la zona interior y exterior, respectivamente.

- γ_1, γ_2 : Relación de movilidad de la capa superior y la capa inferior, respectivamente.
- λ : Coeficiente de flujo interporoso para flujo pseudostacionario, adimensional.
- λ' : Coeficiente de transferencia, adimensional.
- λ_1' : Parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región interior.
- λ_2' : Parámetro de flujo cruzado interestratificado de la región exterior.
- ω : Relación de capacidades de almacenamiento de la zona interior y exterior.
- ω' : Capacidad de almacenamiento de fracturas, adimensional.
- ω^1 : Relación de la capacidad de almacenamiento de la capa 1, a la capacidad de almacenamiento del sistema total, adimensional.
- η : Difusividad de la formación, $\eta = k/(\phi\mu c_t)$, pies²/hora.
- $\hat{\eta}_f$: Difusividad volumétrica, pies²/hora.
- $\hat{\eta}_{f+m}$: Difusividad total, pies²/hora.
- η_2 : Difusividad hidráulica, $\eta_2 = \frac{0.00633 k}{\phi_2 c_2 \mu}$, pies²/hora.
- ψ : Relación de difusividad, adimensional.
- μ : Viscosidad, cp.
- ϕ : Porosidad, fracción.
- ϕ_1 : Porosidad de la capa 1, fracción.
- ϕ_2 : Porosidad de la capa 2 (o porosidad de la capa de baja permeabilidad), fracción.
- ϕ_f : Porosidad de la fractura, fracción.
- ϕ_m : Porosidad de la matriz, fracción.

- $\bar{\phi}$: Porosidad promedio, fracción.
- $\bar{\phi}_f$: Porosidad promedio del sistema fracturado, fracción.
- $\bar{\phi}_m$: Porosidad promedio del sistema matriz, fracción.
- ϕ_j : Porosidad de la j-ésima capa, fracción.
- θ : Angulo entre el eje positivo "x" y la dirección de $k_{máx}$ en un yacimiento anisótropo, grados.
- α : Relación de la capacidad de flujo de la capa 1 a la capacidad de flujo total (dos capas).
- $\epsilon_{n,m}$ y $\epsilon_{n,m}^*$: Funciones conocidas que incluyen las dimensiones y propiedades de ambas capas.
- ∇ : Operador Nabla.
- π : Constante, 3.1416.
- ζ^2 : Constante adimensional, $\zeta^2 = \frac{k_1 \phi_2}{k_2 \phi_1}$

REFERENCIAS

- 1.- Economides M.J. and Ogbe D.O.: " How to Analyze Interference Well Tests (Part 1) ". World Oil (July, 1987).
- 2.- Economides M.J. and Ogbe D.O.: " How to Analyze Interference Well Tests (Part 2) ". World Oil (September, 1987).
- 3.- Economides M.J. and Ogbe D.O.: " How to Analyze Interference Well Tests (Part 3) ". World Oil (October, 1987).
- 4.- Ramey H.J.: " A Drawdown and Build-up Type Curve for Interference Testing ". Stanford University (1980).
- 5.- Burns W.A.: " New Single-Well Test for Determining Vertical Permeability ". Journal of Pet. Tech. (June, 1969).
- 6.- Kamal M. and Brigham W.E.: " The Effect of Linear Pressure Trends on Interference Tests ". Journal of Pet. Tech. (November, 1975).
- 7.- Earlougher R.C.: " Advances in Well Test Analysis ". Monograph Volume 5, SPE of AIME, Dallas, Texas (1977).
- 8.- Chih-Cheng C. and Nai-Shyong Y.: " Pressure Response at Observation Wells in Fractured Reservoir ". SPE/DOE 10839 (1982).
- 9.- Ehlig-Economides C. and Economides M.J.: " Interference Between Wells in a Fractured Formation ". Geothermal Resources Council (September, 1980).
- 10.- Jargon J.R.: " Effect of Wellbore Storage and Wellbore Damage at The Active Well on Interference Test Analysis ".

SPE 5795 (August, 1976).

- 11.- Chun Chu W. and Garcia-Rivera J.: " Analysis of Interference Test Data Influenced by Wellbore Storage and Skin at the Flowing Well ". Journal of Pet. Tech. (January, 1980).
- 12.- Sageev A. and Horne R. N.: " Interference Testing: Detecting an Impermeable or Compressible Region ". SPE 15585 presented at 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE in New Orleans (October, 1986).
- 13.- Matthies E.P.: "Practical Application of Interference Test". Paper presented at Annual SPE Fall Meeting in New Orleans (October, 1963).
- 14.- Lescarboura J. A. and Wilson P.I.: " Design and Analysis of Interference Tests ". SPE 5314 presented at 45th Annual California Regional Meeting of the SPE of AIME in Ventura, Calif. (April, 1975).
- 15.- Cobb W. M. and Ramey H. J.: " Well-Test Analysis for Well Producing Commingled Zones ". Journal of Pet. Tech. (January, 1972).
- 16.- Earlougher R. C. and Kersch K. M.: " Some Characteristics of Pressure Buildup Behavior in Bounded Multiple-Layered Reservoirs Without Crossflow ". Journal of Pet. Tech. (October, 1974).
- 17.- Onur M. and Reynolds A. C.: " Interference Testing in Commingled Multilayered Reservoirs ". SPE 15132 presented at the 56th California Regional Meeting of the SPE in Oakland, Calif. (April, 1986).

- 18.- Lefkovits H. C. and Hazebroek H. J.: " A Study of the Behavior of Bounded Reservoirs Composed of Stratified Layers ". Soc. of Pet. Eng. Jour. (March, 1961).
- 19.- Russell D. G.: "The Practical Aspects of Interlayer Cross-flow ". Journal of Pet. Tech. (June, 1962).
- 20.- Russell D. G.: " Performance of Layered Reservoirs with Crossflow-Single-Compressible-Fluid Case ". Soc. of Pet. Eng. Jour. (March, 1962).
- 21.- Katz M. L. and Tek M. R.: " A Theoretical Study of Pressure Distribution and Fluid Flux in Bounded Stratified Porous Systems with Crossflow ". Soc. of Pet. Eng. Jour. (March, 1962).
- 22.- Carter R. D.: " Pressure Behavior of a Limited Circular Composite Reservoir ". Soc. of Pet. Eng. Jour. (December, 1966).
- 23.- Loucks T. L. and Guerrero E. T.: " Pressure Drop in a Composite Reservoir ". Soc. of Pet. Eng. Jour. (December, 1961).
- 24.- Streltsova T. D.: " Buildup Analysis for Interference Tests in Stratified Formations ". Journal of Pet. Tech. (February, 1984).
- 25.- Myers G. A. and Johnston R. D.: " Simulation of Prudhoe Bay Field Interference Tests ". SPE 9456 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas (September, 1980).
- 26.- Hatzignatiou D. G. and Ogbe D. O.: " Interference Pressure Behavior in Multilayered Composite Reservoirs ". SPE 16766 presented at the 62nd Annual Technical Conference and

Exhibition of the SPE in Dallas, Texas (September, 1987).

- 27.- Kazemi H.: " The Interpretation of Interference Tests in Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution ". SPE 2156B presented at 43rd Annual Fall Meeting held in Houston, Texas (December, 1969).
- 28.- Gringarten A. C.: " Interpretation of Tests In fissured Reservoirs and Multilayered Reservoirs with Double-Porosity Behavior: Theory and Practice ". SPE 10044 presented at the SPE International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, China (March, 1982)
- 29.- Deruyck B. G. and Bourdet D.: " Interpretation of Interference Tests in Reservoirs with Double-Porosity Behavior-Theory and Field Examples-". SPE 11025 presented at the 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE New Orleans (September, 1982).