

17
24

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



ANALISIS AUTOMATICO DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS ESTIMULADOS Y FRACTURADOS

HECHO CON
FALTA DE ORIGEN

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
FRANCISCO J. FLAMENCO LOPEZ



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.

INDICE

	PAGINA
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I	
TEORIA BASICA DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION PARA POZOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS.	
I.1 INTRODUCCION.....	4
I.2 METODOS DE ANALISIS DE DATOS TRANSITORIOS DE PRE- SION EN POZOS VERTICALMENTE FRACTURADOS.....	18
I.2.1 CURVAS TIPO PARA POZOS FRACTURADOS DE CON-- DUCTIVIDAD INFINITA.....	19
I.2.2 CURVAS TIPO PARA FRACTURA VERTICAL CONduc-- TIVIDAD INFINITA CON PRESION CONSTANTE EN - LA FRONTERA.....	28
I.2.3 CURVAS TIPO PARA FRACTURAS VERTICALES DE -- FLUJO UNIFORME.....	31
I.2.4 CURVAS TIPO PARA FRACTURAS VERTICALES DE -- FLUJO UNIFORME CON PRESION CONSTANTE EN LA- FRONTERA.....	31
I.2.5 CURVAS TIPO PARA POZOS FRACTURADOS VERTI -- CALMENTE DE CONDUCTIVIDAD FINITA.....	31
I.2.6 USO DE OTROS METODOS GRAFICOS EN EL ANALISIS DE FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD FINITA.....	39
I.2.6.1 GRAFICA DE FLUJO BILINEAL.....	41
I.2.6.2 GRAFICA PARA FLUJO LINEAL.....	43

CAPITULO II

TEORIA BASICA DE ANALISIS PARA PRUEBAS EN POZOS ESTIMULADOS

II.1 GENERALIDADES.....	64
II.2 ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION.....	65
II.3 ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION POR AJUSTE CON --- CURVA TIPO.....	71
II.4 ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION.....	76
II.4.1 METODO DE THEIS-HORNER.....	77
II.4.2 METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON.....	80

CAPITULO III

DESUPERPOSICION DEL FACTOR DE DAÑO

III.1 INTRODUCCION.....	88
III.2 PSEUDO-FACTOR DE DAÑO POR DEVIACION DEL POZO.....	91
III.3 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO DEBIDO AL EFECTO DE PENE-- TRACION PARCIAL.....	93
III.4 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO POR DISPAROS Y RESTRICCIO-- NES AL FLUJO.....	101
III.4.1 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO DEBIDO AL FLUJO -- TRAVES DE LOS DISPAROS.....	103
III.4.2 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO DEBIDO A LA CON--- VERGENCIA HACIA LOS DISPAROS.....	104
III.5 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO A LA FORMACION.....	108
III.6 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO POR FRACTURAMIENTO.....	111
III.7 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO POR FLUJO TURBULENTO EN -- POZOS DE GAS.....	114

CAPITULO IV

FILOSOFIA DEL PAQUETE DE COMPUTO

IV.1 GENERALIDADES.....	135
IV.2 PROGRAMACION DEL PAQUETE.....	136
IV.3 DIAGRAMA DE FLUJO.....	141

CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACION

INTRODUCCION.....	149
EJEMPLO 1 (FRACTURA COND. INFINITA).....	150
EJEMPLO 2 (FRACTURA COND. FINITA).....	152
EJEMPLO 3 (DESUPERPOSICION DE DAÑO).....	154
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	177
BIBLIOGRAFIA.....	180

INTRODUCCION

La caracterización de un yacimiento, es uno de los trabajos más importantes en ingeniería petrolera, esto se logra en base a métodos de análisis sobre los datos del comportamiento de los pozos.

Al realizar una operación de reparación en un pozo, se requiere de un análisis previo, ya que ésta en general es muy costosa y además puede afectar la productividad muy seriamente, esto obliga a ser extremadamente cuidadosos y realizar un eficiente procesamiento y análisis de la información con la que se cuente, ya que cualquier error puede causar fuertes pérdidas económicas.

Uno de los métodos más comunes para caracterizar un yacimiento es la toma de pruebas de presión. En México la obtención y el procesamiento de estas pruebas, desde hace varios años lo realizan compañías privadas, presentando sólo los resultados y métodos de evaluación, sin una explicación detallada de todo el proceso de análisis; con la consiguiente fuga de divisas. PEMEX e IMP deciden poner fin a esta situación e implementar su propio equipo de toma y análisis de pruebas de presión.

La dependencia tecnológica en las últimas décadas en nuestro país se presenta como un grave problema y entre otras cosas se debe al poco apoyo otorgado a la investigación y a la apertura total a tecnologías extranjeras, utilizandolas íntegramente sin analizarlas; la fuerte dependencia económica del país, obliga a adoptar estas políticas que no permiten el desarrollo tecnológico interno.

Estas compañías cuentan con expertos en diversas áreas dedicados exclusivamente a la implementación de paquetes cada vez más potentes y altamente competitivos, lo que las lleva a estar a la vanguardia y tener una gran versatilidad.

En el INP se hacen esfuerzos para el desarrollo de paquetes de cómputo capaces de competir con los presentados por las compañías, para evitar así la fuga de divisas y fomentar el desarrollo tecnológico del país, que debe ser uno de los objetivos claves de todo profesionalista.

Entre estos paquetes se encuentran los aplicables al análisis de pruebas de presión en pozos y uno de ellos es el SAPP (Sistema de Análisis de Pruebas de Presión versión PC) que cuenta entre otras cosas con un ajuste automático para curvas tipo en yacimientos homogéneos, gráficas de todos los tipos en pantalla, graficador e impresora, y actualmente se trabaja en él para poder competir con los más adelantados a

nivel internacional.

El proyecto D-2022 del IMP para la Gerencia de yacimientos de PEMEX consiste en la elaboración de un paquete de cómputo SAPP II, el cual contará con análisis de pruebas en yacimientos con pozos fracturados hidráulicamente y pruebas isocronales en pozos de aceite.

El análisis de pruebas de presión de forma manual representa un trabajo laborioso y requiere que el analista tenga una cierta experiencia para obtener resultados correctos. La finalidad de los paquetes de cómputo en esta área, es disminuir el trabajo y evitar que sólo ciertas personas lo puedan hacer.

Dentro del plan de trabajo del proyecto D-2022 se plantea el objetivo de elaborar un ajuste automático por curva tipo de pruebas de presión, para pozos estimulados y fracturados hidráulicamente que es parte de la finalidad de esta tesis. En la cual se hace una recopilación de diversos artículos sobre el análisis de pruebas de presión en pozos estimulados, presentándolos en forma extractada.

Además los que a nuestro criterio presentan las mayores ventajas y facilidad de programación se implementan en un paquete de cómputo.

CAPITULO I

TEORIA BASICA DEL ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION PARA POZOS HIDRAULICAMENTE FRACTURADOS

I.1 INTRODUCCION

La gran mayoría de los pozos petroleros, se encuentran al iniciar su explotación, en menor o mayor grado dañados, lo cual ocasiona que existan pérdidas de presión adicional en el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo; este hecho hace necesaria una estimulación.

Una operación de Estimulación consiste generalmente en inyectar fluidos a la formación, a presiones mayores o menores que la de fractura de la roca, con la finalidad de remover el daño en la zona cercana al pozo y/o lograr mejorar la permeabilidad natural de la formación.

El daño a un pozo generalmente es un término utilizado para señalar que la permeabilidad en la zona cercana al pozo ha sido reducida. Esta reducción ocurre durante las operaciones comunes de perforación, terminación y reparación; en las que se manejan fluidos ajenos a la formación y estos al penetrar en ella alteran las condiciones originales de equilibrio.

El objetivo básico de una estimulación es tratar de mejorar la productividad de un pozo. Dentro de las estimulaciones las técnicas más comunes son la acidificación y el fracturamiento hidráulico. La operación de acidificación consiste en disolver los materiales sólidos que obturan los canales de flujo y también parte de la roca de la formación, mediante la inyección de un ácido a través de las perforaciones. Por su parte el fracturamiento hidráulico crea canales de alta conductividad en la formación (fracturas), mediante la inyección de un fluido a alta presión; en la mayoría de los casos estas operaciones se realizan en formaciones con baja permeabilidad.

Como el objetivo de este capítulo es el análisis de pruebas de presión en pozos estimulados, para evaluar su efecto sobre la productividad, es necesario enunciar la información fundamental que hay que tomar en cuenta al realizar cualquier tipo de análisis:

- Una revisión de todas las operaciones realizadas a lo largo de la vida fluyente del pozo, esto es, conocer perfectamente el estado mecánico.
- Conocer perfectamente la zona productora y las características de la terminación del pozo.
- Conocer las propiedades de los fluidos del yacimiento.
- Tener un análisis del comportamiento de la producción del pozo.

Todo esto debe considerarse para hacer una correcta evaluación del factor de daño.

Con el objeto de cuantificar detalladamente el efecto de una estimulación sobre la productividad de un pozo se debe analizar una prueba de variación de presión (técnicas semilog y ajuste por curvas tipo), otra manera de hacerlo, pero sólo cuantitativamente, consistiría en evaluar la diferencia de gastos antes y después de la operación.

Las técnicas de análisis de pruebas de presión se han desarrollado ampliamente en los últimos años para una gran cantidad de casos prácticos. La existencia de numerosas publicaciones en esta área se debe a que el comportamiento de la presión de un pozo es fácil de obtener y la información que se deriva del análisis e interpretación es de gran utilidad. Entre los resultados de una prueba de presión se pueden destacar: la capacidad productiva de la formación Kh, las condiciones de flujo reales del pozo (si está dañado o no), los límites del yacimiento, fracturas, anisotropías y la estimación de la presión promedio.

El fracturamiento hidráulico¹ ha sido usado exitosamente a lo largo de los últimos años, sobre todo en yacimientos de baja permeabilidad, para incrementar su productividad. Durante este período se desarrolla una gran

cantidad de teoría para poder predecir el comportamiento de la presión de este tipo de pozos y hacer más eficiente el fracturamiento artificial.

Dentro de estos trabajos, se encuentran algunos que no requieren de una rigurosa investigación y seguimiento matemático, esto es, que son de carácter práctico, y se elaboran a partir del comportamiento de pruebas de flujo e incremento o decremento de presión, que son las más utilizadas en la industria petrolera..

La tecnología² de interpretación de pruebas en pozos fracturados en los años 80's era casi nula, sin embargo se fracturaban una gran cantidad de pozos cada cada año y no era posible estimar las características de la fractura y del pozo, las cuales podrían ayudar en la evaluación de los métodos de fracturamiento.

Aparecen entonces una gran cantidad de artículos, conteniendo análisis detallados de los datos de presión a tiempos largos; pero debido³ a que en formaciones de baja permeabilidad es difícil recoger los datos suficientes, para aplicar estas técnicas y caracterizar lo suficientemente bien un yacimiento, se hace necesario contar con técnicas de análisis a tiempos cortos.

Debido⁴ al incremento en el conocimiento sobre el fenómeno del flujo de fluidos en medios porosos, es posible ahora analizar historias de presión de un pozo, no sólo a tiempos largos, sino también como se muestra en el presente capítulo a tiempos cortos y determinar el comienzo de la recta semilog y algunas características del yacimiento y fractura.

Un estudio reciente sobre el comportamiento de la presión a tiempos cortos, indica que es de vital importancia especificar la naturaleza física de las operaciones realizadas en el pozo, dentro de las consideraciones para simular el comportamiento de flujo, partiendo del concepto de daño infinitesimal: Un pozo acidificado no presenta la misma respuesta que uno fracturado; aún suponiendo que tengan el mismo valor de daño.

De la misma manera una fractura vertical y una horizontal pueden producir el mismo efecto de daño, pero con diferente comportamiento de presión a tiempos cortos. Esta dificultad puede utilizarse a nuestro favor ya que al notar esto se puede determinar el tipo y orientación de la fractura.

Dentro de los métodos de análisis desarrollados se consideran cuatro modelos para pozos fracturados:

- a) Conductividad infinita fractura vertical.
- b) Flujo uniforme fractura vertical.
- c) Flujo uniforme fractura horizontal.
- d) Conductividad finita fractura vertical.

Conductividad infinita fractura vertical. - Una fractura vertical se considera que posee una conductividad infinita cuando la caída de presión a lo largo de la fractura es despreciable (fig. I.1), exhibiéndose un período lineal y un período pseudo-radial de flujo. La distribución del flujo a lo largo de la fractura varía con el tiempo, inicialmente se presenta un período de flujo uniforme y cuando el tiempo se incrementa cambia hasta ser constante, y es cuando el flujo pseudo-radial se presenta. Para simular este sistema se supone que: la fractura es simétrica, X_f la mitad de su longitud y además el flujo en el pozo proviene sólo a través de la fractura.

Flujo uniforme fractura vertical. - Este modelo se utiliza con mejores resultados en fracturas naturales y es similar al de conductividad infinita en la mayoría de los aspectos (fig. I.1). La diferencia radica en la condición límite interna; el flujo uniforme en la fractura es constante y tiene una caída de presión variable a lo largo de la misma; además se exhibe un período de flujo lineal y uno pseudo-radial.

Flujo uniforme fractura horizontal.- La geometría de este modelo se presenta en la fig I.2, donde se observa una fractura horizontal circular de radio r_f ; en un yacimiento infinito. La extracción del fluido del yacimiento ocurre sólo a través de la cara de la fractura, en flujo uniforme dentro de ella.

Conductividad finita fractura vertical.- La fig I.3 muestra una fractura vertical en un yacimiento infinito, con una permeabilidad k_f , espesor w_f y longitud $2x_f$. La formación es penetrada totalmente en dirección vertical por la fractura y es limitada en sus partes inferior y superior por una capa impermeable. La caída de presión a lo largo de la fractura no es despreciable y además es variable, la transición del comportamiento de la presión para este sistema comprende cuatro periodos de flujo, como lo muestra la fig I.4, esto es, primero se presenta un flujo lineal dentro de la fractura, seguido por un período bilineal, posteriormente el flujo lineal se puede presentar en la formación y eventualmente un período pseudo-radial se puede alcanzar.

Se han publicado muchos estudios⁴ para examinar diversas situaciones de flujo en pozos fracturados, la tabla I.1 (tomada ref.4) elaborada por Cinco y col. muestra un resumen de estas publicaciones; además los autores presentan un condensado de la historia de las publicaciones sobre pozos

fracturados; la mayor parte de ésta introducción es transcrita a continuación.

El primer estudio sobre el comportamiento de flujo fué presentado por Dyes y colaboradores en 1958, ellos investigan el efecto de una fractura vertical sobre la línea recta semilog y concluyen que la pendiente, se afectada sólo cuando la fractura cubre más allá del 50% del radio de drenaje.

Pratts en 1961 muestra que un pozo intersectado por una fractura vertical de conductividad infinita, exhibe un radio efectivo del pozo igual a la mitad de la longitud de la fractura, esta conclusión también es reconocida posteriormente por Muskat.

Rusell y Truitt en 1964 estudian el comportamiento de la presión en un pozo con una fractura vertical de conductividad infinita en un yacimiento cuadrado cerrado. Los autores calculan la presión del pozo como una función del tiempo para varios radios de penetración de fractura y demuestran que un análisis semilog para estos casos es válido, si el radio del yacimiento es mucho más grande que el radio de la fractura. Además presentan un factor de corrección para valores de Kh , analizados a través de una gráfica semilog para cuando la penetración de la fractura es grande. Este método posteriormente fué enriquecido por

Lee en 1964 utilizando un simulador numérico, para estudiar el efecto de fracturas verticales y horizontales de conductividad finita, presenta correlaciones para estimar parámetros de la fractura y el yacimiento.

Otro trabajo que presenta un resumen de los trabajos publicados sobre pruebas de presión en pozo hidráulicamente fracturados es el presentado por Mamadou⁵ en 1973 de donde se extrae el siguiente párrafo:

En 1967 Wattenbarger investiga los efectos de almacenamiento de un pozo con fractura vertical, siendo el almacenamiento, el efecto de expansión o compresión de los fluidos retenidos en el pozo al momento de cerrarlo o ponerlo a producir. El autor concluye que afecta la determinación de la capacidad de flujo Kh y el factor de daño S , además afirma que los efectos de frontera juegan un papel importante en el comportamiento de la presión y que la línea semilog podría no existir.

La teoría para flujo lineal en estado no estacionario se aplica para pozos fracturados por Clark y Millheimy Cichowicz en 1968, concluyendo que una gráfica de la presión de fondo P_{wf} contra la raíz cuadrada del tiempo, proporciona

a tiempos cortos una línea cuya pendiente es inversamente proporcional al área de la fractura, esta gráfica es llamada "gráfica de flujo lineal".

Wattenbarger y Ramey en 1969, estudian el comportamiento del flujo transitorio de un pozo de gas, interceptado por una fractura vertical de conductividad infinita, incluyendo flujo no darciano en el yacimiento. Ellos concluyen que este último efecto incrementa la pendiente de la recta en la gráfica de flujo lineal, e indican también que el flujo no darciano ocasiona una caída de presión extra, que depende directamente del gasto de flujo.

Sawyer presenta en 1973 un simulador numérico para estudiar la producción de pozos interceptados por una fractura vertical de conductividad infinita, que demuestra que al considerar un fractura de conductividad infinita, se puede cometer un grave error cuando se calcula el comportamiento de la presión de un pozo.

Gringarten, Ramey y Raghavan^o en 1975 reexaminan las soluciones presentadas anteriormente para flujo transitorio y estudian tres modelos diferentes en particular: Fractura vertical conductividad infinita, fractura vertical flujo uniforme, fractura horizontal flujo uniforme. Demuestran que

para estos casos se exhiben tres periodos de flujo, inicialmente uno lineal, uno de transición y por último un periodo pseudo-radial. Además introducen el análisis por curva tipo como una herramienta de diagnóstico y también como un método para poder estimar algunos parámetros de la formación y fractura.

Este trabajo es enriquecido por Cinco y col. en 1975, y Raghavan y Hadinoto¹⁵ en 1978, para predecir el efecto de fracturas inclinadas, penetración parcial de la fractura y presión constante en la frontera externa.

Posteriormente Cinco y col.⁷ en 1978 demuestran que la consideración de una fractura de conductividad infinita no es válida cuando la caída de presión a lo largo de la fractura es considerable, esto es, para cuando la conductividad de la fractura es menor de 300. Un modelo para conductividad finita se publica y se encuentra que este tipo de sistemas no exhiben el periodo de flujo lineal y como consecuencia un análisis por medio de la gráfica de flujo lineal no es válido. Una conclusión semejante es publicada posteriormente por Ramey y col. en 1977 y Agarwal y col. en 1979

El efecto de fronteras externas cerradas en el comportamiento de un pozo, con una fractura vertical de conductividad finita es estudiado por Barker y Ramey en 1978.

Ellos demuestran que para tiempos grandes de producción se alcanza un pseudo-estado-estable de flujo y confirman que el uso de curvas tipo es aplicable.

Scott en 1978 presenta un método llamado "Gráfica de la función del exponente del tiempo" que sirve para analizar valores pequeños e intermedios de tiempo y demuestra que el comportamiento de un pozo interceptado por una fractura vertical de conductividad finita, puede ser aproximado por una función del exponente del tiempo; el exponente de esta función depende de la conductividad de la fractura.

Los estudios que realizan Locke y Sawyer en 1978, Agarwal y col. en 1979 toman en consideración una formación de baja permeabilidad, en la cual la presión de fondo es constante, considerando una fractura de conductividad infinita y posteriormente lo extienden a fracturas de conductividad finita. Las curvas tipo presentadas en su trabajo permiten estimar características de la fractura y de la formación a partir de un análisis de datos del gasto de flujo.

El efecto de almacenamiento del pozo en el comportamiento de la presión de un pozo fracturado se presenta por: Raney y Gringarten en 1975, Raghavan y col.⁹ en 1978 y Cinco y Samaniego¹⁰ en 1977 y 1981. En estos trabajos

se desarrollan curvas tipo mediante las cuales se puede determinar el tiempo en el que efecto de almacenamiento es despreciable.

Las restricciones de flujo dentro o alrededor de la fractura afectan drásticamente el flujo dentro de fractura, esta situación se estudia por varios autores^{9,10,11}. Ellos demuestran que el daño de la fractura, causa una caída de presión adicional, decrecientando la producción del pozo. Raghavan⁹ en 1978 y Cinco y col.^{10,12} en 1977 y 1981 presentan varias curvas tipo para el análisis de estos casos.

Por otro lado, es bien conocido que la ley de Darcy no es válida para el flujo a altas velocidades y esto puede ocurrir cuando el flujo de fluidos pasa a través de una fractura. Guppy en 1979 muestra que para pozos fracturados afectados por el flujo no darciano dentro de la fractura, exhiben una aparente dependencia entre la conductividad y el gasto; concluye que una estimación real de la conductividad requiere por lo menos de dos pruebas a diferentes gastos.

Cinco y Samaniego¹⁰ en 1981 presentan una teoría general para el flujo transitorio a través de pozos fracturados verticalmente. Los autores encuentran que en adición a un período lineal, pseudo radial, una fractura de conductividad intermedia o baja, exhibe un período de flujo

inversamente proporcional a la raíz cuarta de la conductividad de la fractura.

Shaing Tai Lee¹⁶ en 1986 presenta una solución analítica basada en un modelo de flujo trilineal, para pozos fracturados verticalmente de conductividad finita, esta solución considera los efectos de daño y almacenamiento. Es simple y válida sólo a tiempos cortos, pero combinada con una solución asintótica radial, proporciona una buena herramienta en el análisis de pruebas de presión en este tipo de pozos.

Cinco y col.¹⁷ en 1987 presentan un estudio sobre el comportamiento de la presión en pozos fracturados verticalmente con conductividades muy pequeñas, y afirman que estos sistemas exhiben un período bilineal y uno pseudo-radial.

Debido al gran auge de la toma de pruebas de presión, por lo económico y representativo de sus resultados, adquieren una gran importancia. Los métodos de análisis por lo tanto tienen una gran aplicación, la siguiente sección muestra los que consideramos más comunes, en el caso de pozos fracturados hidráulicamente.

1.2 METODOS DE ANALISIS DE DATOS TRANSITORIOS DE PRESION EN POZOS VERTICALMENTE FRACTURADOS.

Las gráficas log-log se usan comunmente como una herramienta de diagnóstico para detectar los diferentes regímenes de flujo, en una prueba transitoria de presión.

En la mayoría de los casos un fracturamiento hidráulico resulta en una fractura vertical, por tanto existen muchos estudios de el comportamiento de flujo en pozos fracturados que consideran solamente fracturas verticales. En este trabajo sólo se valuaran la fracturas verticales.

El uso de curvas tipo en el análisis de datos de presión para pozos fracturados, representa un gran adelanto en el área. El primer tipo de curvas para pozos fracturados es el presentado por Gringarten¹³ y col. para un pozo con una fractura vertical de conductividad infinita.

Otras curvas de mayor aplicación debido a su versatilidad y mejor ajuste son las presentadas por Cinco y col.^{7,10} ya que la mayoría de las fracturas presentan una conductividad finita, tal solución es combinada por cuestiones prácticas en este trabajo con el modelo trilineal presentado por Sheng-Tai Lee¹⁶, que además considera los efectos de almacenamiento y daño en su modelo.

En el presente capítulo se abordaran el desarrollo y la solución de las siguientes curvas tipo para fracturas verticales: La de conductividad infinita, finita y el flujo uniforme; estas últimas se ajustan mejor a pozos naturalmente fracturados. Además de considerar los métodos gráficos de la función del exponente del tiempo, para identificar períodos de flujo.

I.2.1 CURVAS TIPO PARA POZOS FRACTURADOS DE CONDUCTIVIDAD INFINITA (GRINGARTEN).

Gringarten y col.¹³ parten de evaluar analíticamente el problema y dan una respuesta a tiempos cortos y comparan los resultados obtenidos, con los presentados con anterioridad por Russell y Truitt encontrando un buen ajuste a tiempos cortos.

Esta solución es aplicable a pozos con fracturas en las que la entrada del fluido provoca una presión constante a lo largo de toda la fractura (conductividad infinita), y es especialmente aplicable a tiempos cortos, este análisis puede arrojar información de gran utilidad tal como: permeabilidades, longitud de la fractura, la distancia hasta la frontera de drenaje, etc.

La combinación de este análisis a tiempos cortos con las técnicas convencionales (semilogarítmicas) permiten un nivel confiable en los resultados.

Las consideraciones tomadas al realizar este modelo son: Se considera al plano de la fractura como el plano cero, fractura vertical totalmente penetrante y simétrica, yacimiento homogéneo, isotrópico a presión constante.

Al tiempo cero, existe flujo de un fluido ligeramente compresible del yacimiento a la fractura a un gasto constante. La presión de producción es uniforme dentro de la fractura y se mantiene constante, y a una distancia infinita del pozo la presión es igual a la presión inicial (yacimiento infinito).

La expresión analítica para la distribución de presiones creada por el plano de la fractura vertical se obtiene a partir de las funciones de Green y el método de solución presentado por Gringarten y Ramey; la condición de presión constante a lo largo de la fractura a todos los tiempos se cumple, dividiendo la mitad de la fractura x_f en M segmentos de longitud x_f/M , cada uno con un flujo por unidad de área (q_m), como se muestra en la fig 1.5. Los gastos q_m ($m=1, N$) son determinados por las caídas de presión a la mitad de cada segmento, los cuales dan $M-1$ ecuaciones, porque

la penúltima ecuación se obtiene de la condición de gasto constante a todos los tiempos.

$$\Delta p \left(\frac{2^j - 1}{2^M} x_f, 0, t \right) = \Delta p \left(\frac{2^{j+1}}{2^M} x_f, 0, t \right) \quad j=1, M-1 \quad (1.1)$$

$$2 \sum_{m=1}^M q_m \left(\frac{x_f}{M} \right) h t = q_f \quad (1.2)$$

La caída de presión ocasionada por la fractura es:

$$P_i - P(x, y, t) = \frac{1}{\phi c} \int_0^t \left\{ \sum_{m=1}^M q_m(\tau) \int_{\frac{(m-1)x_f}{M}}^{\frac{mx_f}{M}} \exp \left[-\frac{(x-x_w)^2 + y^2}{4\eta(t-\tau)} \right] dx_w - \sum_{m=1}^M q_m(\tau) \right.$$

$$\left. \int_{\frac{(m-1)x_f}{M}}^{\frac{mx_f}{M}} \exp \left[\frac{(x-x_w)^2 + y^2}{4\eta(t-\tau)} \right] dx_w \right) \frac{d\tau}{4\eta(t-\tau)} \quad (1.3)$$

La aplicación práctica de este modelo es limitada, ya que los simuladores numéricos confirman que el flujo por unidad de área en la fractura varía con el tiempo. Además las ecuaciones 1.1 y 1.2 nos dan un sistema de M ecuaciones con M incógnitas.

La distribución de flujo varía con el tiempo y es uniforme a tiempos muy pequeños, posteriormente cambia hasta que finalmente alcanza un estado estacionario de flujo, a tiempos largos el flujo en la fractura se estabiliza y no depende de la historia de producción.

Gringarten y col.¹³ resuelven el sistema en dos etapas, una a tiempos largos en la cual el flujo es estable y otra a tiempos muy pequeños, suponiendo que el flujo es uniforme. Mediante esta consideración se puede lograr una excelente aproximación para un sistema infinito.

Partiendo de las ecuaciones 1.1, 1.2 y 1.3 a tiempos muy pequeños y suponiendo que el flujo a este tiempo es uniforme, Gringarten y col.¹³ presentan la siguiente solución:

$$p_D(x_D, y_D, t_D) = \int_0^{t_D} \exp\left[-\frac{y_D^2}{4(t-t')_D}\right] \frac{2q_{j+1}(t-t')_D h t x_f}{q_f} \frac{dt'_D}{4[(t-t')_D/\pi]^{1/2}}$$

para $j=1, M-1$ (1.4)

La ecuación 1.2 se reduce a

$$\sum_{m=1}^M \frac{2q_m(t_D) h t x_f}{q_f} = M \quad \text{para toda } t_D \quad (1.5)$$

Donde

$$x_D = x/x_f \quad (1.6)$$

$$y_D = y/y_D \quad (1.7)$$

$$t_D = \frac{kt}{\phi \mu c x_f^2} \quad (1.8)$$

$$q_j = \frac{q_f}{2ht x_f} \quad j=1, N \quad (1.9)$$

A tiempos pequeños la solución cambia y esta dada por:

$$P_{wD}(x_D < 1, y_D, t_D) = \int_0^{t_D} \exp\left(-\frac{y_D^2}{4t'_D}\right) \frac{dt'_D}{2(t'_D/\pi)^{1/2}} = (\pi t_D)^{1/2} \exp(-y_D^2/4t_D) - |y_D| \operatorname{erfc}(|y_D|/\sqrt{4t_D}) \quad (1.10)$$

donde:

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$$

$$\operatorname{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du \quad (1.11)$$

$$P_{wD}(x_D > 1, y_D, t_D) = 0$$

Y en el plano de la fractura

$$P_{wD}(x_D < 1, 0, t_D) = \sqrt{\pi t_D} \quad (1.12)$$

Ahora si tomamos la ecuación 1.3 y consideramos que los gastos son constantes durante el período de estabilización de flujo (tiempos largos). Gringarten mediante series de expansión de la función integral exponencial, obtiene la caída de presión a tiempos largos:

$$P_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{1}{2} (\ln(t_D) + 0.80907) + \sigma(x_D, y_D) \quad (1.13)$$

Donde $\sigma(x_D, y_D)$ es una función pseudo-daño que depende de la posición de el punto de presión.

La ecuación 1.13 tiene una forma similar a la aproximación a tiempos largos de la función del comportamiento de presión para flujo radial y es igual en los casos que x_f tiende a cero o si r que es la distancia al eje de la fractura es muy grande.

Otra aproximación para P_D sobre la fractura se obtiene cuando se considera conductividad infinita y yacimiento infinito:

$$P_{WD}(t_D) = \frac{1}{2} \sqrt{\pi t_D} \left[\operatorname{erf} \left(\frac{1-x_D}{\sqrt{t_D}} \right) + \operatorname{erf} \left(\frac{1+x_D}{\sqrt{t_D}} \right) \right] - \frac{1-x_D}{4} \operatorname{Ei} \left(\frac{(1-x_D)^2}{4 t_D} \right) - \frac{(1+x_D)}{4} \operatorname{Ei} \left(- \frac{(1+x_D)^2}{4 t_D} \right) \quad (1.14)$$

Para fines prácticos el comportamiento de un pozo fracturado en un cuadrado cerrado es igual al de un sistema infinito, si este contiene un arreglo cuadrado de pozos fracturados. Esto es, el comportamiento de un pozo fracturado en un cuadrado cerrado puede ser aproximado por la generación de los límites de frontera de drenaje de un pozo no fracturado. La P_D de un pozo fracturado en un medio infinito es igual a la P_D de un pozo fracturado en un cuadrado cerrado, más la P_D de un pozo no fracturado en un medio infinito.

Por otra parte cuando el yacimiento se encuentra en sus primeras etapas de producción, la producción de un pozo no es afectada por la existencia de otros pozos o por los efectos de frontera.

La figura I.6 muestra un esquema de un pozo fracturado en una área rectangular cerrada, para el caso de conductividad infinita, es necesario derivar la caída de presión bajo flujo uniforme dada por la ecuación 1.3 y el resultado es:

$$P_D \left[\frac{x}{x_D}, \frac{y}{y_D}, L_{DA} \right] = 2\pi \int_0^{L_{DA}} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp \left(- n^2 \pi^2 \frac{x_D^2}{y_D} L'_{DA} \right) \right. \\ \left. \cos n\pi \frac{y_D}{2y_D} \cos n\pi \frac{y_D + y}{2y_D} \right] \left[1 + 2 \sum_{k=1}^{\infty} \exp \left(- n^2 \pi^2 \frac{y_D}{x_D} L'_{DA} \right) \right]$$

$$\left. \begin{aligned} & \frac{\sin(n\pi \frac{x_f}{2x_e})}{n\pi \frac{x_f}{2x_e}} \cos n\pi \frac{x_w}{2x_e} \cos n\pi \frac{x_w+x_f}{2x_e} \end{aligned} \right\} d't_{DA} \quad (1.15)$$

Donde t_{DA} representa el tiempo adimensional basado en el área de drenaje:

$$t_{DA} = \frac{kt}{\phi \mu c 4(x_e/y_e)^2} \quad (1.16)$$

La caída de presión ^{12,10} de un pozo fracturado verticalmente en el centro de un cuadrado cerrado ($x_e=y_e$ y $x_w=y_w$) está dado por:

$$P_{WD}(t_{DA}) = 2\pi \int_0^{t_{DA}} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-4n^2 \pi^2 t'_{DA}) \right] \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp(-4n^2 \pi^2 t'_{DA}) \right]$$

$$\left. \begin{aligned} & \frac{\sin n\pi \frac{x_f}{x_e}}{n\pi \frac{x_f}{x_e}} \cos n\pi \frac{x_w}{x_e} \frac{x_f}{x_e} \end{aligned} \right\} d't_{DA} \quad (1.17)$$

Las caídas de presión se evalúan a partir de la solución analítica de la ecuación 1.17 desarrollada en este trabajo:

$$2\pi \left[t da + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\exp(-4n^2 \pi^2 t da) - 1}{-4n^2 \pi^2} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{\exp(-4n^2 \pi^2 t da)}{-4n^2 \pi^2} \right. \right.$$

$$\left. \frac{\text{sen } n\pi \frac{x_f}{x_e}}{n\pi \frac{x_f}{x_e}} \cos n\pi x \frac{x_f}{x_e} \frac{x_f}{x_e} \right] + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{\text{sen } n\pi \frac{x_f}{x_e}}{-4n^2 \pi^2 \frac{x_f}{x_e}} \cos n\pi x \frac{x_f}{x_e} \right] +$$

$$4 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(-4(n^2 + m^2)\pi^2 t da)}{-4(n^2 + m^2)\pi^2} \frac{\text{sen } m\pi \frac{x_f}{x_e}}{m\pi \frac{x_f}{x_e}} \cos n\pi x \frac{x_f}{x_e} \left. \right] +$$

$$4 \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{-4(n^2 + m^2)\pi^2} \frac{\text{sen } m\pi \frac{x_f}{x_e}}{m\pi \frac{x_f}{x_e}} \cos n\pi x \frac{x_f}{x_e} \left. \right] \quad (1.18)$$

Esta solución se programa para generar las curvas tipo en un cuadrado cerrado de conductividad infinita y es valuada para $x_e = .732$. Valores numéricos de la caída de presión calculados de la ecuación 1.17 son graficados contra $t da$ en la fig I.7 para varios valores de x_e/x_f que es la relación de

penetración de la fractura, el caso de un sistema infinito se puede observar cuando $x_e/X_f \rightarrow \infty$, o sea que $X_f/x_e = 0$, que corresponde a un pozo fracturado en un sistema infinito, solución de la ecuación 1.14.

Tres períodos se pueden caracterizar en estas curvas: El primero que corresponde a la pendiente de la recta $= .5$ en la fig 1.7, posteriormente un período de transición y un estado pseudo-estacionario de flujo se observa en la misma gráfica.

Gringarten y col¹² presentan una comparación de los resultados obtenidos con los presentados por Russell y Truit, en esta comparación se observa que los modelos obtenidos por los autores tienen gran validez, porque su ajuste es bueno a todos los tiempos.

I.1.2 CURVAS TIPO PARA FRACTURA VERTICAL CONDUCTIVIDAD INFINITA CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA (RAGHAVAN Y COL.).

Todos los estudios¹⁵ realizados están basados en el concepto de un yacimiento infinito o para los casos como en la sección anterior, para un pozo fracturado localizado en el centro de un yacimiento cerrado, en algunos casos estas predicciones no son aplicables al comportamiento de la

producción y las características del yacimiento.

En este artículo los autores analizan el caso de conductividad infinita y el de flujo uniforme, localizados en el centro de un cuadrado cerrado de presión constante, aplicando el método de desuperposición. Suponiendo un yacimiento homogéneo, isotrópico en una área de drenaje de forma rectangular; produciendo un fluido ligeramente compresible y de viscosidad constante. Los gradientes de presión son pequeños y se desprecian los efectos de gravedad.

En el límite extremo del sistema se tiene una presión constante e igual a la presión inicial, el plano de la fractura es localizado simétricamente con el yacimiento, y es paralelo a uno de los lados de las fronteras.

En el tratamiento matemático de estas acepciones se aplica el producto de las funciones de Green, colocando el pozo en cualquier parte del área de drenaje, la solución es la siguiente:

$$P_D(x_D, y_D, t, d_a) = 18(x_D/x_f) \int_0^{t/d_a} \left[\sum_{n=1}^{\infty} (1/n) \exp\{-n^2 \pi^2 (y_D/x_D) t' / d_a\} \right. \\ \left. \cdot \sin\left[n\pi x_f / (2x_D)\right] \cdot \sin\left[n\pi x_w / (2x_D)\right] \cdot \sin\left[n\pi x / (2x_D)\right] \right] dt'$$

$$\left[\sum_{n=1}^{\infty} \exp\left[-n^2 \pi^2 (x_0/y_0) t' da\right] \sin\left[n\pi y_w/(2y_0)\right] \sin\left[n\pi y/(2y_0)\right] \right] \quad (1.19)$$

Donde si se considera un cuadrado cerrado y el pozo en el centro $x_0=y_0$; además de $x_0 = x/(2x_0)$, $x_w=.5$, $y_w=.5$, $x_f = x_f/(2x_0)$, $x_0 = .5 + .732 x_f$ esta última consideración sólo para el caso de conductividad infinita.

Desarrollando y utilizando las suposiciones anteriores y resolviendo la integral analíticamente nos queda:

$$P_p = \frac{16(x_0/x_f)}{\pi^2} \left[\sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{\exp(\pi^2 t' da (n^2 + m^2))}{(n^2 + m^2)n} \sin(n\pi x_f) \cdot \sin(n\pi/2) \right. \\ \left. \sin(x_0 n \pi) \cdot \sin(m\pi/2) \cdot \sin(m\pi/2) \right] - \left[\sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} \frac{1}{(n^2 + m^2)n} \right. \\ \left. \sin(n\pi x_f) \cdot \sin(n\pi/2) \sin(x_0 n \pi) \cdot \sin(m\pi/2) \cdot \sin(m\pi/2) \right] \quad (1.20)$$

Esta solución se programa para varios valores de x_0/x_f y los valores arrojados son comparados con los de Gringarten y col., presentando un buen ajuste, los valores numéricos son graficados en la fig I.7.

I.2.3 CURVAS TIPO PARA FRACTURAS VERTICALES DE FLUJO UNIFORME (GRINGARTEN Y COL.).

Las curvas tipo¹³ para pozos con fracturas verticales con flujo uniforme se generan a partir de la ecuación 1.18 para el caso que $x_D=0$ y se presentan en la fig 1.8 donde también se generan curvas para varios valores de relación de penetración de la fractura y además se genera la curva de yacimiento infinito ($x_e/x_f=\infty$) a partir de la ecuación 1.14.

I.2.4 CURVAS TIPO PARA FRACTURAS VERTICALES FLUJO UNIFORME CON PRESION CONSTANTE EN LA FRONTERA (RAGHAVAN Y COL.).

La ecuación 1.20 se utiliza¹⁵ para generar estas curvas utilizando un valor de $x_D=0.5$, en la misma solución programada, graficando los resultados en la figura 1.8.

I.2.5 CURVAS TIPO PARA POZOS FRACTURADOS VERTICALMENTE DE CONDUCTIVIDAD FINITA (CINCO Y COL)

La consideración de conductividad infinita es adecuada para los casos en los que la caída de presión a lo largo de la fractura es despreciable, pero no es representativa de fracturas con bajos o muy altos gastos; es en estos casos donde se debe considerar conductividad finita.

En esta sección se presenta una solución⁷ general a tiempos cortos, para pozos interceptados por una fractura vertical de conductividad finita.

Para simplificar los modelos de flujo de Cinco y col¹⁰ se hacen las siguientes consideraciones:

- yacimiento isotrópico, homogéneo, horizontal, infinito y limitado arriba y abajo por un estrato impermeable.
- El yacimiento tiene un espesor uniforme h , permeabilidad k , porosidad ϕ independientes de la presión.
- El yacimiento contiene un fluido ligeramente compresible de compresibilidad c y viscosidad μ , ambas propiedades son independientes de la presión.
- El fluido es producido a través del pozo por una fractura vertical totalmente penetrante, conductividad finita, mitad de la longitud de la fractura X_f , espesor de la fractura w_f , permeabilidad k_f y porosidad ϕ_f . Todos los fluidos que entran al pozo provienen de la fractura.

Este sistema se muestra en la fig 1.3, además se desprecian los efectos gravitacionales y el flujo es laminar.

Bajo estas consideraciones el sistema está descrito por la ecuación de difusividad en dos dimensiones, y para facilitar la solución se divide el flujo en dos modelos: El de la fractura y el del yacimiento.

MODELO DE FLUJO DE LA FRACTURA

Considerando un flujo lineal en la fractura y permitiendo la simulación de la producción del pozo por un plano uniforme de altura ht y ancho w localizado en el eje del pozo (fig 1.0).

El flujo en la fractura puede ser descrito por:

$$\frac{\partial^2 P_f}{\partial x^2} + \frac{\mu}{kf} \frac{q_f(x,t)}{wh} = \frac{\phi c \mu ct}{kf} \frac{\partial P_f}{\partial t} \quad (1.21)$$

$$0 < x < x_f$$

Sujeta a

$$P_f(x, t=0) = P_i \quad 0 \leq x \leq x_f \quad (1.22)$$

$$\left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=0} = - \frac{q_w \mu}{2w kf ht} \quad (1.23)$$

$$\left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=x_f} = 0 \quad (1.24)$$

$q_f(x,t)$ representa el flujo del fluido de la formación a la fractura.

$$P_{FD}(x_D, t_D) = \frac{x_D}{w} \sqrt{\frac{K\phi c_i \pi}{Kf\phi' c_i t}} \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^{t_D} \left\{ \frac{-\left[\frac{(x_D - 2n)^2}{4(Kf\phi' c_i / K\phi' c_i t)} \right] \tau}{\sqrt{\tau}} \right. \\ \left. - \left[\frac{2n+1}{2n-1} q_{FD}(x', \tau) \cdot \frac{-\left[\frac{(x_D - x')^2}{4(Kf\phi' c_i / K\phi' c_i t)} \right]}{2\sqrt{t_D - \tau}} \right] dx' \right\} d\tau \quad (1.25)$$

Donde

$$P_{FD}(x_D, t_D) = \frac{kh(P_1 - P_f(x, t))}{141.2 q_w B \mu} \quad (1.26)$$

$$x_D = x/x_f \quad (1.27)$$

$$t_D = \frac{.000264 Kt}{\phi \mu c_i x_f^2} \quad (1.28)$$

y

$$q_{FD}(x', \tau) = \frac{2q_f(x', \tau)}{q_w} x_f \quad (1.29)$$

La ecuación 1.25 es la caída de presión adimensional en la fractura al tiempo adimensional t_D y en la posición x_D .

MODELO DE FLUJO DEL YACIMIENTO

El comportamiento de la presión en el yacimiento puede ser estudiado considerando: La fractura como un plano de altura h_f y longitud $2x_f$, densidad de flujo $q_f(x,t)$ esquematizado en fig 1.10, para este sistema la caída de presión esta dada por:

$$P_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{1}{4} \int_0^{x_D} \int_{-1}^1 q_D(x', \tau) \frac{e^{-\left[\frac{(x_D - x')^2 + y_D^2}{4(t_D - \tau)} \right]}}{(t_D - \tau)} dx' d\tau \quad (1.30)$$

$$P_D(x_D, y_D, t_D) = \frac{Kh(P_i - P(x, y, t))}{141.2 q_w B \mu} \quad (1.31)$$

$$q_D(x', \tau) = \frac{2q(x', \tau)}{q_w} \quad x_f \quad (1.32)$$

y

$$y_D = y / x_f \quad (1.33)$$

Resolviendo las ecuaciones 1.25 y 1.30 simultáneamente, la caída de presión adimensional y la densidad de flujo de la fractura deben ser iguales a la caída de presión adimensional y la densidad de flujo en el plano del modelo del yacimiento, esto es.

$$P_{FD}(x_0, t_0) = P_0(x_0, y_0=0, t_0) \quad (1.34)$$

$$q_{FD}(x_0, t_0) = q_0(x_0, t_0) \quad (1.35)$$

Para

$$-1 \leq x_0 \leq 1 \quad \text{y} \quad t_0$$

Una combinación de las ecuaciones 1.25, 1.30, 1.34 y 1.35 y el uso de la fórmula sumatoria de Poisson proporciona:

$$\frac{1}{C_{FD}} \left\{ t_0 + \frac{2}{\pi \eta_{FD}} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \cos(n\pi x_0) \right\} \left\{ 1 - e^{-\eta_{FD} n^2 \pi^2 t_0} \right\}$$

$$- \int_0^{t_0} \int_{-1}^1 q_0(x', \tau) \left\{ \frac{1}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} \cos(n\pi(x_0-x')) e^{-\eta_{FD} n^2 \pi^2 (t_0-\tau)} \right\} dx' d\tau \quad (1.36)$$

donde:

$$C_{FD} = \frac{w \phi c_i}{\pi k \phi c_i} \quad (1.37)$$

$$\eta_{FD} = \frac{k \phi c_i}{k \phi c_i} \quad (1.38)$$

La ecuación 1.36 puede ser resuelta por discretización en el tiempo y en el espacio, tal que la fractura se divida en $2N$ segmentos iguales (fig I.11) y el tiempo en K diferentes intervalos. De este procedimiento se obtiene un sistema de ecuaciones donde las incógnitas son $q_{i,1}$, para el segmento i y el intervalo de tiempo 1 .

La caída de presión adimensional a cualquier punto de el sistema se calcula por el uso de la discretización de las ecuaciones 1.35 y 1.39, la teoría presentada no considera el daño en la formación cercana al pozo, por el fluido de fracturamiento.

Un programa elaborado por los autores⁷ para determinar la distribución de flujo y la caída de presión adimensional a lo largo de la fractura, considera 20 segmentos por cada mitad de la fractura y 10 intervalos de tiempo por cada ciclo logarítmico.

Dentro de esta solución se simulan casos para diferentes valores de C_{Df} en un rango de 2×10^{-6} a 10^{-3} y valores de η_D de 10^3 a 10^6 ; la solución se correlacionó por un parámetro que depende de C_{Df} y η_D que son constantes, este es:

$$C_{Df} \eta_D = \frac{k_f w}{\pi k x_f} \quad (1.39)$$

Esta ecuación representa la conductividad adimensional de flujo de la fractura, que se puede considerar también como el producto de K_{fd} por w_D . La solución fue comparada con las curvas de conductividad infinita de Gringarten en los casos en que la fractura tiene altas conductividades y la solución presenta un 1% de diferencia a tiempos cortos.

La figura 1.12 muestra los resultados graficados como una función del logaritmo P_w/P_{wf} contra el logaritmo de t_0/r_w^2 , las curvas a valores pequeños de t_0 son iguales para los valores de K_{fr} y w_D y pueden ser usadas para analizar datos de campo por ajuste de curvas.

De este análisis podemos obtener la permeabilidad de la formación K , la longitud de la mitad de la fractura x_f , conductividad de la fractura K_{fr} w_D , partiendo de conocer la porosidad, viscosidad μ y compresibilidad total c_t .

Para generar estas curvas se parte de la solución para tiempos cortos (flujo bilineal tomada de la ref 10, apéndice B) y la solución para flujo pseudo-radial en pozos fracturados.

$$P_w/P_{wf} = \frac{1}{2} \left[\ln t_0/x_f^2 + .60907 \right] - \ln \frac{r_w'}{x_f} \quad (1.40)$$

Además del modelo trilineal tomado de la ref 14, que proporciona un mejor ajuste en los resultados que el modelo de Cinco ley; al compararlo con los resultados tabulados en las referencias 7 y 14.

Para poder evaluar la ecuación 1.40 es necesario ajustar un polinomio a la figura presentada por Cinco y col. de la ref 10, donde se grafica en escala doble-log las conductividades contra la relación rw'/xf , por no contar con una expresión analítica o tabla, se tienen que leer los datos de la gráfica y trazar dos polinomios²⁸ de ajuste para poder interpolar los valores deseados.

1.2.6 USO DE OTROS METODOS GRAFICOS EN EL ANALISIS DE FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD FINITA.

Cinco y col⁴ proponen otros métodos de análisis (gráficos) para la interpretación de datos transitorios de presión, debido a que los autores indican que en adición al flujo lineal y pseudo-radial una fractura vertical de conductividad finita presenta un período bilineal. Algunos de estos métodos son excelentes herramientas para el diagnóstico e identificación de los regímenes de flujo a partir de datos de una prueba.

Elaborar un análisis por cada tipo de flujo: Lineal Δp contra \sqrt{t} , flujo bilineal Δp contra la raíz cuarta de t y por último la gráfica semilog de Δp contra el logaritmo de t en el caso de presentarse el flujo pseudo-radial (no es presentado en este capítulo).

La solución general para el comportamiento de la presión en un yacimiento es expresada en términos de variables adimensionales. Para pozos fracturados las siguientes variables son usadas:

Caída de presión adimensional

Pozos de aceite:

$$P_D = \frac{K h t \Delta p}{141.2 q_B \mu} \quad (1.41)$$

Pozos de Gas:

$$P_D = \frac{K h t \Delta m(p)}{1424 q_g T} \quad (1.42)$$

Donde

T temperatura del yacimiento R

$\Delta m(p)$ diferencia de pseudo-presión real del gas

q_g gasto de gas MSCF/D

Tiempo adimensional

$$t_{Dd} = \frac{2.837 \times 10^{-4} K t}{\phi \mu c_i x_f^2} \quad (1.43)$$

Tiempo adimensional para radio efectivo del pozo

$$t_{Dr'_w} = \frac{2.837 \times 10^{-4} K t}{\phi \mu c_t r'_w{}^2} \quad (1.44)$$

Conductividad de la fractura adimensional:

$$(K_f w_f)_D = \frac{K_f w_f}{K x_f} \quad (1.45)$$

Factor de daño de la fractura

$$\Phi_r = \frac{\pi b_s}{2x_f} \left[\frac{K}{K_s} - 1 \right] \quad (1.46)$$

b_s distancia de la zona dañada (ft)

K_s permeabilidad de la zona dañada (md)

I.1.6.1 GRAFICA DE FLUJO BILINEAL

Este método se desarrolla¹⁰ para fracturas verticales de conductividad finita de poca capacidad de almacenamiento, basado en las teorías de flujo bilineal. Este comportamiento es un resultado de la superposición de dos flujos lineales, un flujo incompresible dentro de la fractura y el flujo compresible de la formación. El flujo bilineal existe cuando el flujo dentro del pozo se debe a la expansión del sistema formación-fractura.

El cambio adimensional de presión de una prueba es expresada por:

$$P_{WD} = \frac{2.45}{\sqrt{(K_f w_f)_D}} t x_f^{1.4} \quad (1.47)$$

Para pozos de aceite

$$\Delta p = \frac{44.1 q_0 B_0 \mu_0}{h^2(Kf_{wf})^{1/2}(\phi \mu c_t K)^{1/4}} t^{1/4} \quad (1.48)$$

Para pozos de gas

$$\Delta m(p) = \frac{444.73 q_g T}{h^2(Kf_{wf})^{1/2}(\phi \mu c_t K)^{1/4}} t^{1/4} \quad (1.49)$$

Estas ecuaciones indican que el cambio de la presión en ambas es inversamente proporcional a $h^2(Kf_{wf})^{1/2}$ y directamente proporcional a la raíz cuarta del tiempo.

De acuerdo a las ecuaciones 1.48 y 1.49 una gráfica de Δp o $\Delta m(p)$ contra la raíz cuarta del tiempo, da una línea que pasa a través del origen con pendiente mbf como se muestra en la fig I.13, para aceite esta dado por:

$$mbf = \frac{44.1 B \mu}{h^2(Kf_{wf})^{1/2}(\phi \mu c_t K)^{1/4}} \quad (1.50)$$

Para pozos de gas

$$mbf = \frac{444.73 q_g T}{h^2(Kf_{wf})^{1/2}(\phi \mu c_t K)^{1/4}} \quad (1.51)$$

Entonces el producto $h^2(Kf_{wf})^{1/2}$ es estimado por el uso de las siguientes ecuaciones:

$$hf(Kf wf)^{1/2} = \frac{44.1 q_0 B_0 \mu_0}{mbf(\phi \mu ct K)^{1/2}} \quad (1.52)$$

Para gas

$$hf(Kf wf)^{1/2} = \frac{444.75 q_g T}{mbf(\phi \mu ct K)^{1/2}} \quad (1.53)$$

Estas ecuaciones indican que las propiedades del yacimiento deben ser conocidas para determinar $hf(Kf wf)$ donde $Kf wf$ es la conductividad de la fractura.

El flujo bilineal puede ser detectado por el uso de una grafica log-log, y si existe una línea recta debe pasar por el origen de pendiente igual a 1/4, fig I.13

1.2.8.2 GRAFICA PARA FLUJO LINEAL

La gráfica para flujo lineal no es aplicable a fracturas verticales de conductividad finita que tengan una conductividad adimensional menor que 300.

Este método se basa en la teoría de flujo lineal y es aplicada al flujo lineal de la formación y fractura. Desafortunadamente el primer caso ocurre a tiempos muy cortos como para ser aplicable; el flujo lineal de la formación lo exhiben fracturas de alta conductividad sin importar su

inclinación, esto es, que una fractura vertical, inclinada y horizontal muestra el mismo comportamiento.

El cambio de presión adimensional para una fractura vertical es:

$$P_{wb} = \sqrt{\pi t D x_f} \quad (1.54)$$

Para pozos de aceite la caída de presión es:

$$\Delta p = \frac{4.084 q_o B_o}{h_f x_f} \sqrt{\frac{\mu t}{K \phi c t}} \quad (1.55)$$

Pozos de gas

$$\Delta m(p) = \frac{40.929 q_g T}{h_f x_f} \sqrt{\frac{t}{K \phi \mu c t}} \quad (1.56)$$

En estas ecuaciones, se observa que una gráfica de Δp o $\Delta m(p)$ contra la raíz del tiempo proporciona una recta la cual tiene como pendiente m/f que es inversamente proporcional a $h_f x_f$ como se ve en la fig. I.13.

El área de la fractura $h_f x_f$ puede ser calculada a partir de la pendiente:

Pozos de aceite

$$h_f x_f = \frac{4.084 q_o B_o}{m/f} \sqrt{\frac{\mu}{K \phi c t}} \quad (1.57)$$

Pozos de gas

$$hf_{xf} = \frac{40.925 q_g T}{mif} \sqrt{\frac{1}{K \phi \mu c_t}} \quad (1.580)$$

Algunas veces la recta no pasa por el origen debido a que el comportamiento de la presión es afectado por las restricciones al flujo del sistema. Para estos casos, la gráfica de flujo lineal es válida y la caída de presión por el daño puede ser estimada.

Tabla I.I MODELOS DE FLUJO PARA POZOS FRACTURADOS

AUTORES	TIPO DE FLUJO	TIPO DE MODELO	TIPO DE SISTEMA
MUSKAT (1937)	Estado-estacionario	Analítico	V-F, I-C, F-C ³
CRAWFORD Y LANDRUM (1955)	Estado-estacionario	Eléctrico	No simétrico V-F, I-C
CRAWFORD Y LANDRUM (1954)	Estado-estacionario	Eléctrico	H-F, I-C
HOWARD Y FAST (1947)	Estado-estacionario	Eléctrico	V-F, F-C
VAN POOLEN Y COL. (1958)	Estado-estacionario	Eléctrico	(daño) V-F, H-F, F-C
TRANSLEY Y COL. (1959)	Estado-estacionario	Eléctrico	(pen. parcial) V-F, F-C
MCGUIRE Y SIKORA (1960)	Pseudo-estado- estacionario	Eléctrico	(yac. finito) V-F, F-C
PRATS (1961)	Estado-estacionario	Analítico	V-F, F-C (daño)
CRAFT Y COL. (1962)	Estado-estacionario	Analítico	V-F, F-C
DYES Y COL. (1958)	Estado-transitorio	Eléctrico	V-F, I-C
PRATS (1962)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, I-C
SCOTT (1963)	Estado-transitorio	Flujo de calor	V-F, I-C
RUSSELL Y TOBIT (1964)	Estado transitorio	Númerico	(yac. finito) V-F, I-C
LEE (1967)	Estado-transitorio	Númerico	V-F, H-F, F-C
CLARK, MILLHEIM Y CICHONICZ (1968)	Estado-transitorio	Analítico	(Flujo lineal) V-F, I-C
WATTENBERG Y RANEY (1969)	Estado-transitorio	Númerico	(yac. de gas) V-F, I-C

Tabla I.I CONTINUACION

AUTORES	TIPO DE FLUJO	TIPO DE MODELO	TIPO DE SISTEMA
VAN EVERDINGEN Y MEYER (1971)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, I-C
RAGHAVAN Y COL. (1972)	Estado-transitorio	Numérico	(yac. finito) V-F, I-C
SAWYER Y COL. (1973)	Estado-transitorio	Numérico	(yac. de gas) V-F, F-C
GRINGARTEN Y RAMEY (1974)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, I-C, II-F, U-F
GRINGARTEN Y COL. (1975)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, U-F
RAMEY Y GRINGARTEN (1975)	Estado-transitorio	Numérico	(alm. del pozo) V-F, I-C
CINCO Y COL. (1975)	Estado-transitorio	Analítico	I-F, U-F
LOCKE Y SAWYER (1975)	Estado transitorio	Numérico	(presión etc.) V-F, I-C
RAGHAVAN (1976)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, U-F (alm. y daño)
HOLDITCH Y HORSE (1976)	Estado-transitorio	Numérico	(yac. de gas) V-F, F-C
RAMEY Y COL (1977)	Estado-transitorio	Numérico	V-F, F-C
CINCO Y SAMANIEGO (1977)	Estado transitorio	Analítico	(alm. y daño) V-F, F-C
CINCO Y COL. (1978)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, F-C
BARKER Y RAMEY (1978)	Estado-transitorio	Numérico	(yac. finito) V-F, F-C
SCOTT (1978)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, F-C

Tabla I. I CONTINUACION

AUTORES	TIPO DE FLUJO	TIPO DE MODELO	TIPO DE SISTEMA
RAGHAVAN Y COL. (1978)	Estado-transitorio	Analítico	(pen. parcial) V-F, U-F
RAGHAVAN Y HADINOTO (1978)	Estado-transitorio	Analítico	(presión cte.) V-F, U-F, I-C
AGARWAL Y COL. (1979)	Estado-transitorio	Númerico	V-F, F-C
BANDYOPADHAY Y HANLEY (1979)	Estado-transitorio	Analítico	V-F, F-C
GUPPY Y COL. (1977)	Estado-transitorio	Analítico	(turbulencia) V-F, F-C
CINCO Y COL.	Estado-transitorio	Analítico	(pen. parcial) V-F, U-F
BENNET Y COL. (1981)	Estado-transitorio	Analítico	(yac heterogeneo) V-F, F-C
CINCO Y SAMANIEGO (1981)	Estado-transitorio	Analítico	(flujo bilineal) V-F, F-C
CINCO Y SAMANIEGO (1981)	Estado estacionario	Analítico	(daño) V-F, I-C, F-C

V-F FRACTURA VERTICAL H-F FRACTURA HORIZONTAL
 I-C CONDUCTIVIDAD INFINITA F-C CONDUCTIVIDAD FINITA
 I-F FRACTURA INCLINADA U-F FLUJO UNIFORME

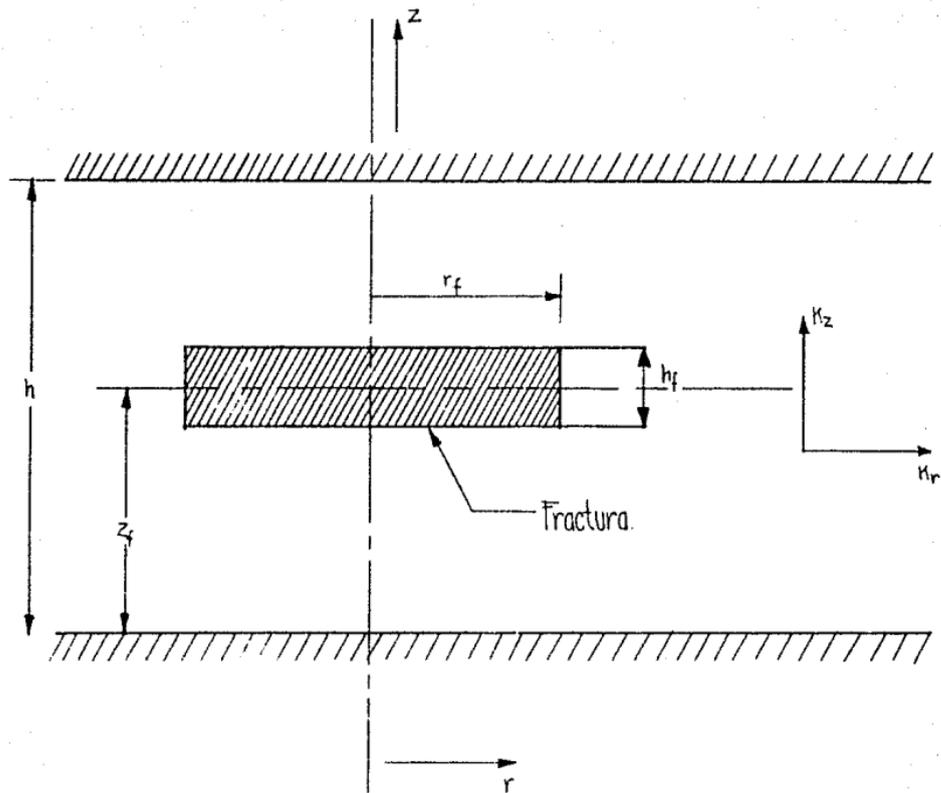


Fig. I.2 Fractura horizontal en un yacimiento infinito.

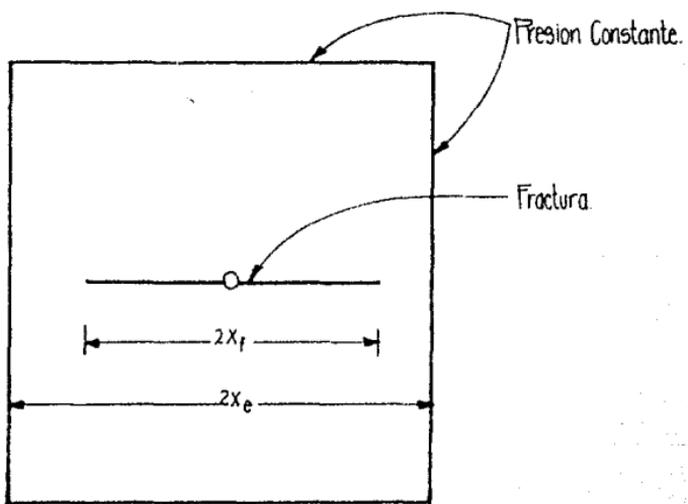
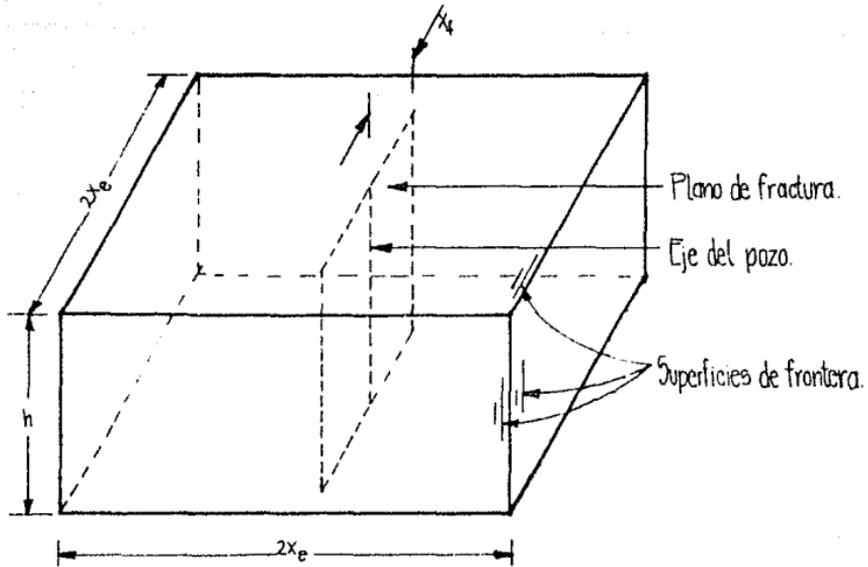


Fig. I.1 Fractura Vertical en un yacimiento cuadrado.

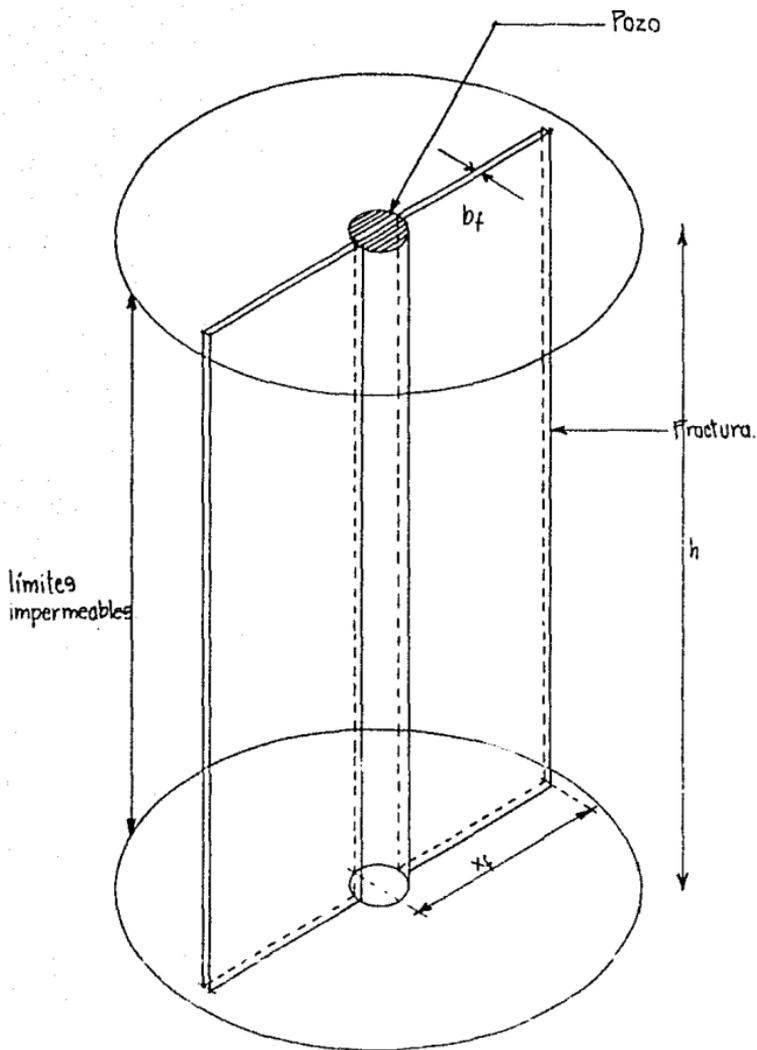
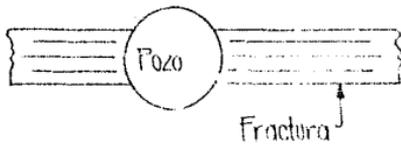
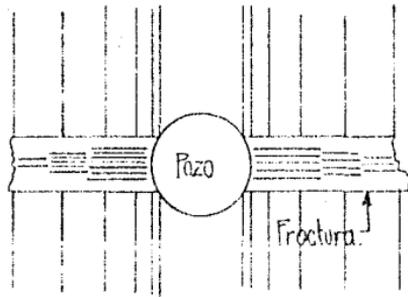


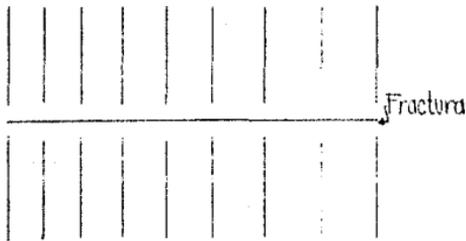
Fig. I.3 Fractura vertical de conductividad finita en un yacimiento infinito.



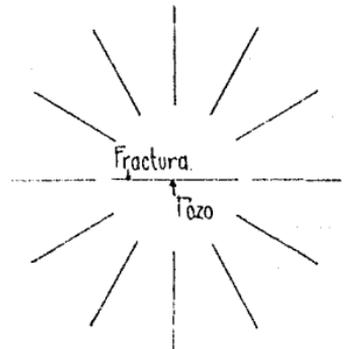
(a) Flujo lineal en la fractura.



(b) Flujo Bilineal.



(c) Flujo lineal de la formación



(d) Flujo pseudoradial.

Fig.I.4 Periodos de flujo para una fractura vertical.

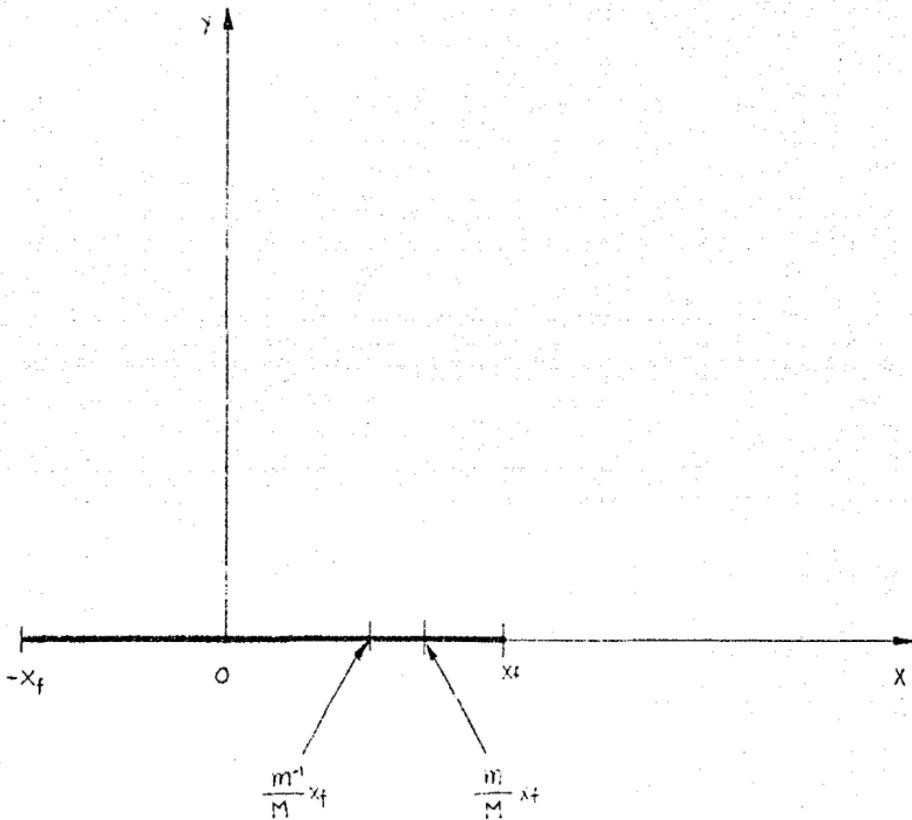


Fig.1.5 Fractura vertical en un yacimiento infinito.

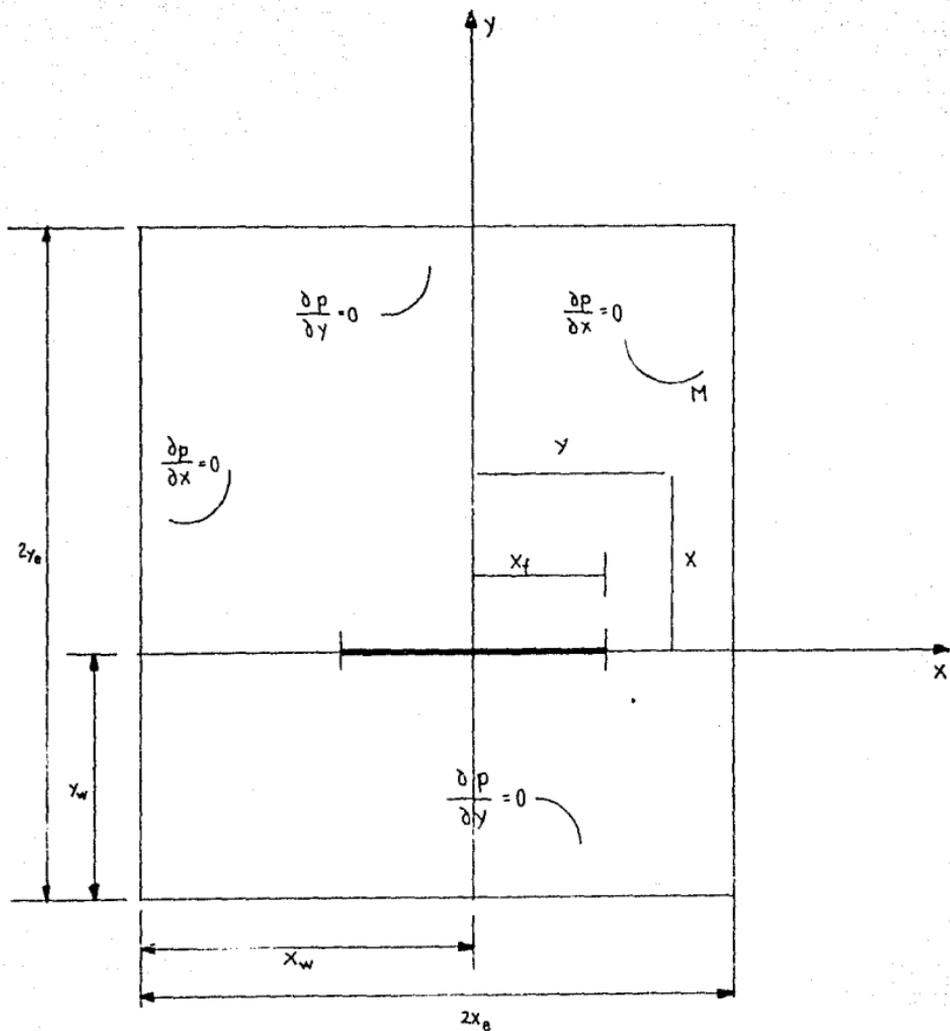


Fig.I.6 Fractura vertical en un yacimiento rectangular.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA

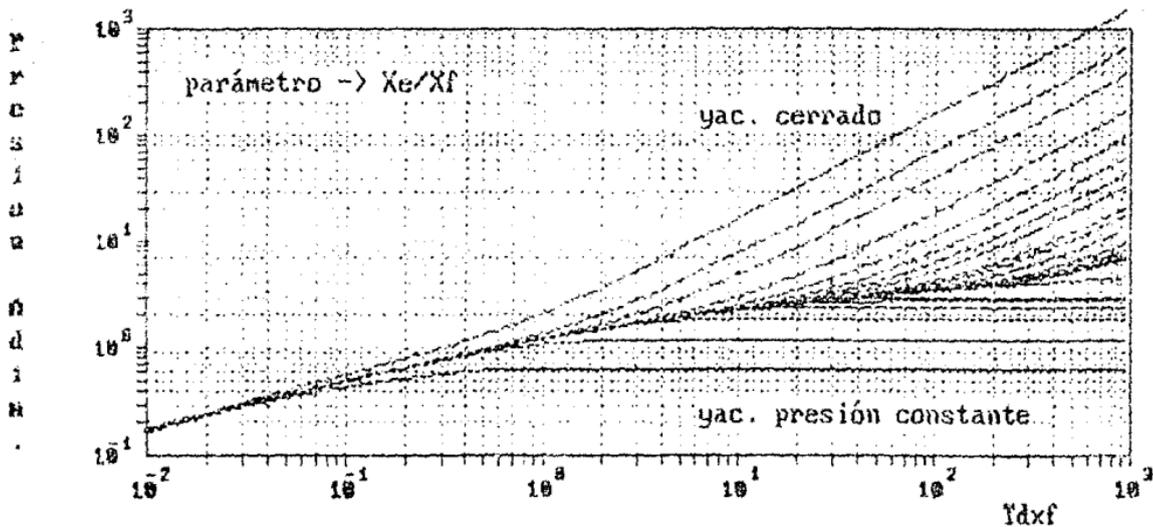


Fig. I.7 Curva tipo fractura vertical conductividad infinita.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME

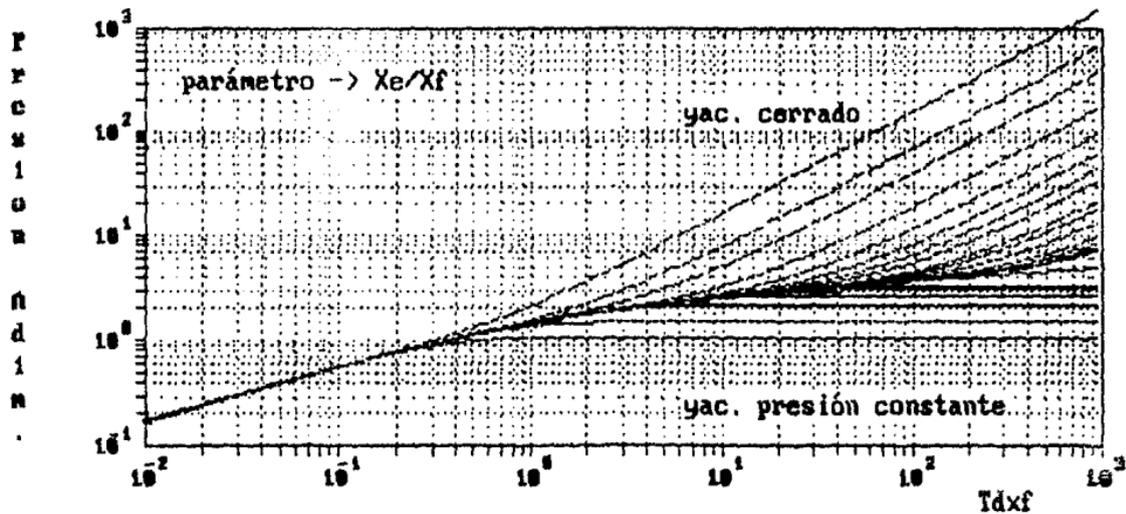


Fig. I.8 Curva tipo fractura vertical flujo uniforme.

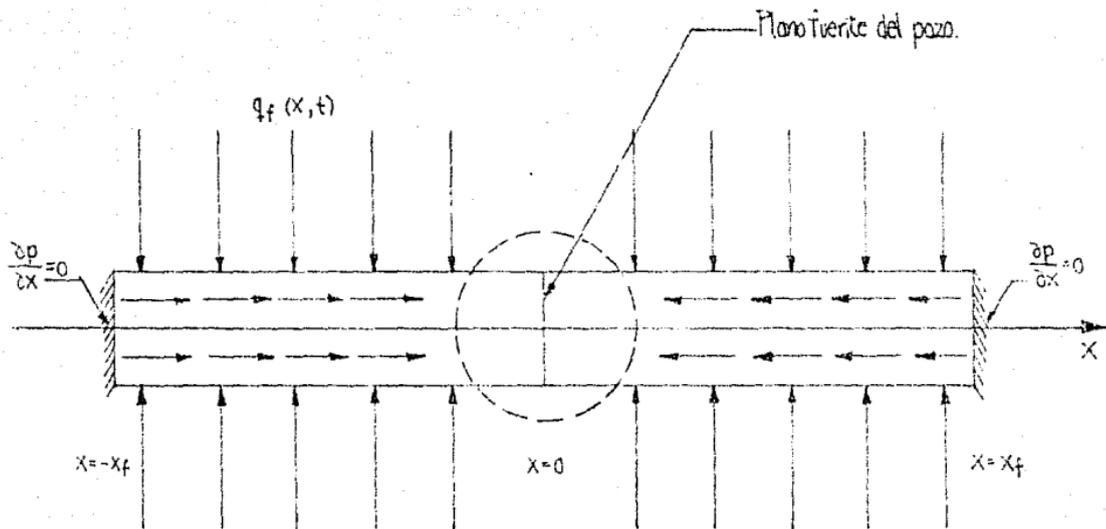


Fig.I.9 Modelo de flujo de la fractura.

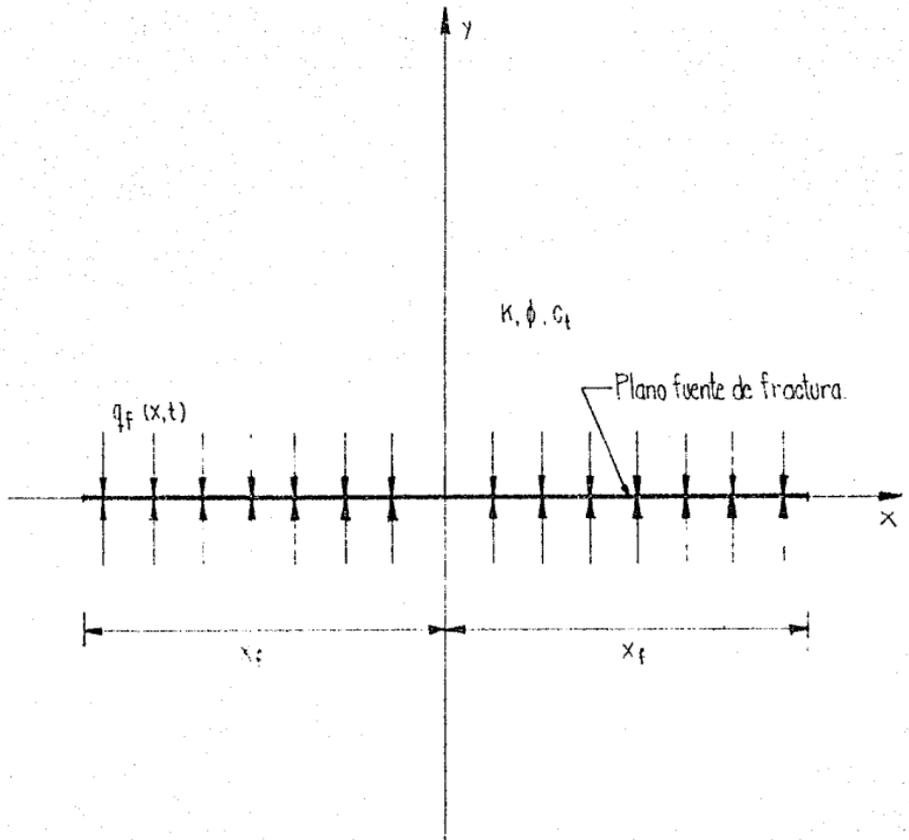


Fig.I.10 Modelo de flujo del yacimiento.

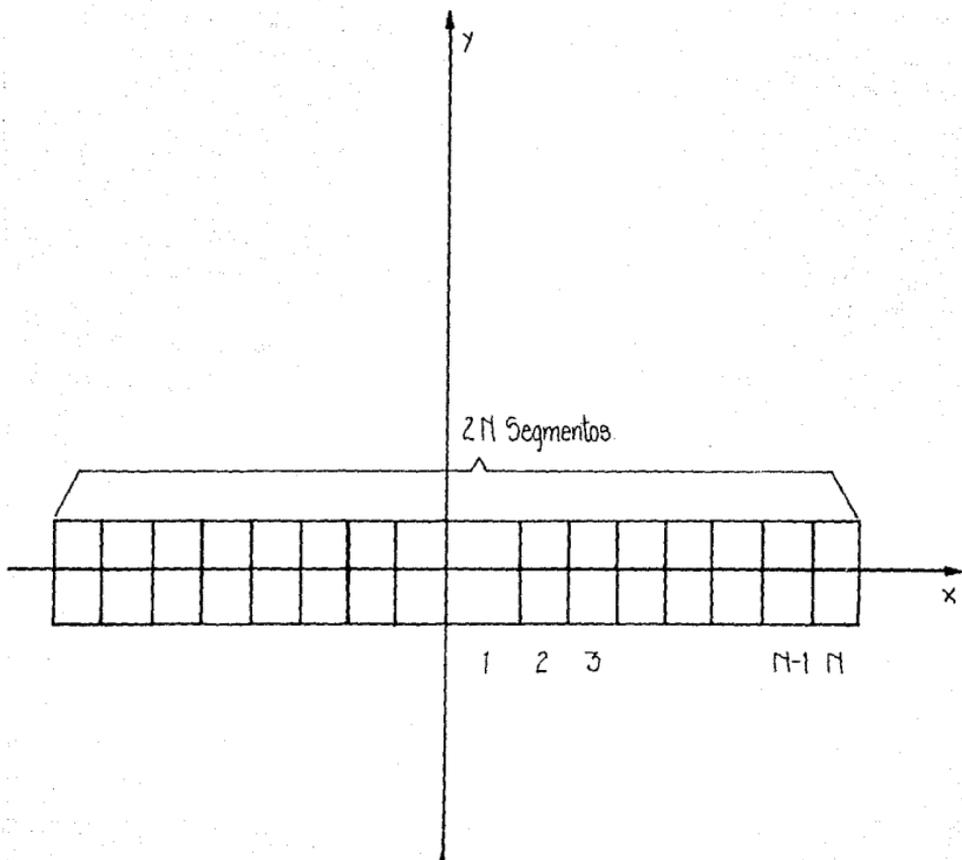


Fig. I.11 Fractura dividida en N segmentos iguales.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD FINITA

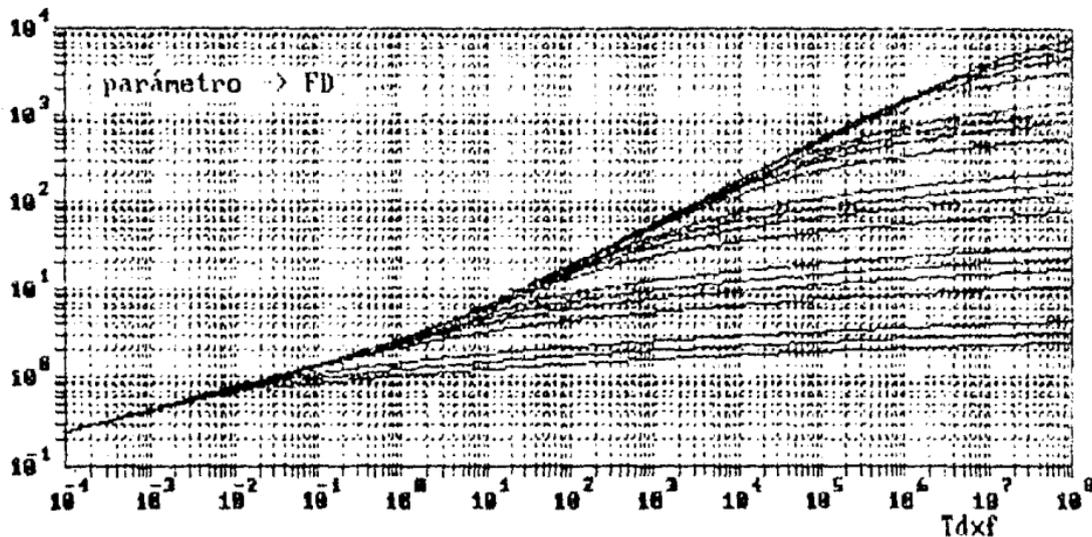
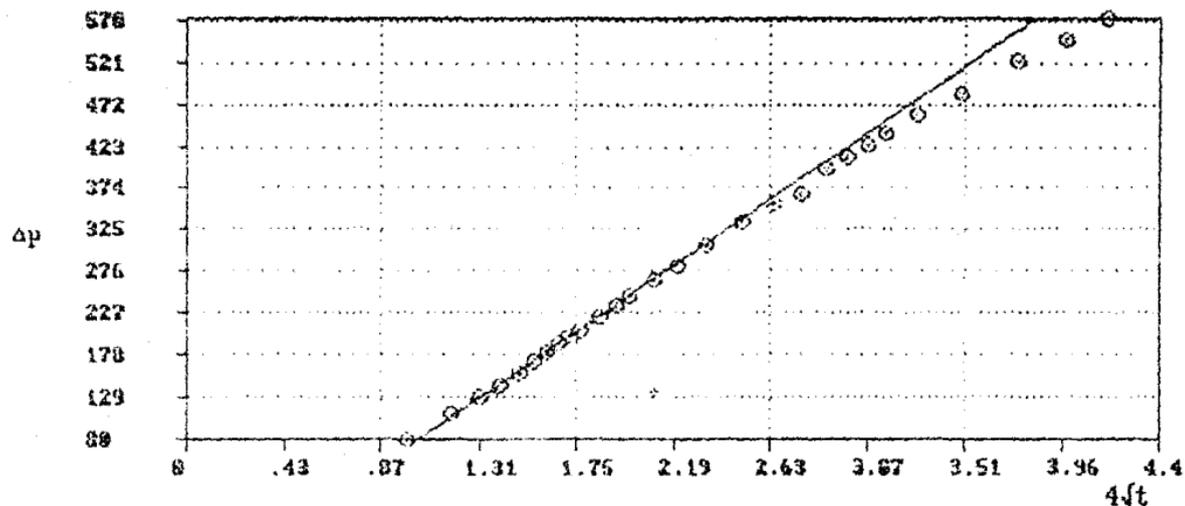


Fig. I.12 Curva tipo fractura vertical conductividad finita.

CALCULO Y DETECCION DE FLUJOS

FLUJO BILINEAL



$$hf(kfBf)^{1/2} = 22178.03$$

$$m = 176.4842 \quad b = -185.7398$$

$$t_{ipr}, t_{fpr} = (1.48 ; 2.12)$$

Fig. I. 13 Gráfica de flujo bilineal.

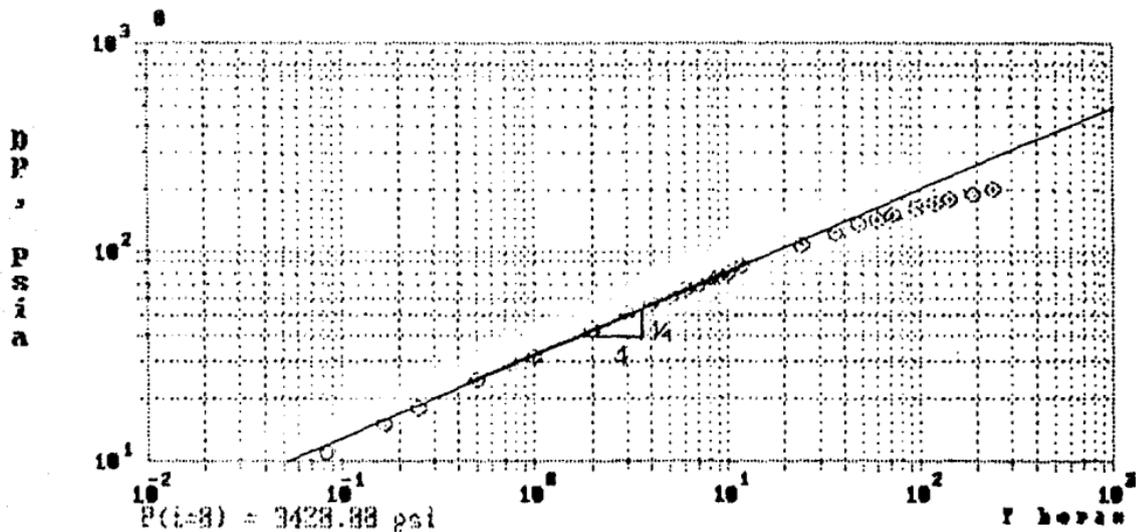
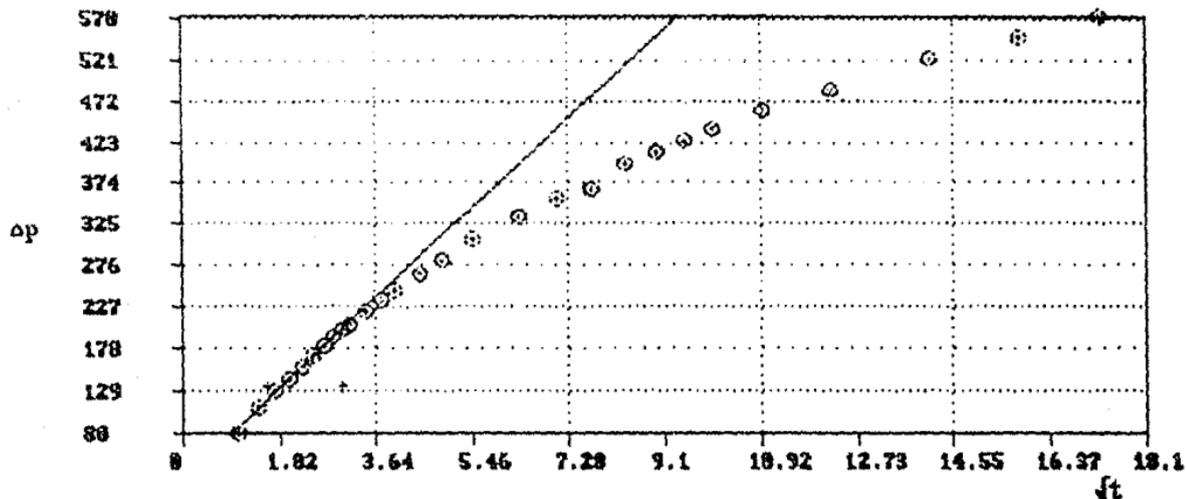


Fig. I.14 Gráfica Doble-log. para detectar flujobilineal.

CALCULO Y DETECCION DE FLUJOS

FLUJO LINEAL



$$hfxf = 6220.796$$

$$m = 57.96171 \quad b = 27.84616$$

$$tipr, tfpr = (1.58 , 3.81)$$

Fig. I.15 Gráfica de flujo lineal.

CAPITULO II

TEORIA BASICA DE ANALISIS PARA PRUEBAS EN POZOS ESTIMULADOS

II.1 GENERALIDADES

El análisis de pruebas de presión es un método muy recomendable para determinar la permeabilidad de la formación, incluso mejor que la determinación del laboratorio. La permeabilidad obtenida de una prueba de presión depende de las condiciones de presión y temperatura a la cual se encuentran los fluidos en el yacimiento, además representa un valor promedio de la permeabilidad y por lo tanto puede ser diferente a la obtenida de un núcleo en el laboratorio. Es importante tener presente que en general un núcleo no es una muestra representativa del yacimiento en sí, dado que constituye una porción muy pequeña del total. Cabe mencionar que es muy difícil tomar núcleos a condiciones de yacimiento y preservarlos así hasta su análisis.

Por medio de pruebas de presión se puede detectar cualquier cambio en las condiciones de flujo de la formación en la zona cercana al pozo; por lo cual es la técnica recomendada para estimar la eficiencia de una estimulación.

Las pruebas de presión se pueden clasificar de la siguiente manera:

1) Pozos de producción.

Pruebas de decremento.

Pruebas de incremento.

2) Pozos de inyección.

Pruebas de decremento (Fall-off).

Pruebas de incremento (Inyectividad).

3) Pruebas de interferencia.

4) Pruebas de formación.

En el presente capítulo se revisan las involucradas con el primer rubro y sólo para la condición de pruebas a gasto constante, ya que son las pruebas más comunes en México, para pozos que han sido previamente estimulados y también por que la mayoría de las técnicas desarrolladas así lo consideran.

II.2 ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION

Una prueba de decremento de presión²¹ consiste en una serie de mediciones de la presión de fondo para condiciones de gasto constante. Si el gasto que produce el pozo no es constante, la prueba no puede ser analizada con el método presentado en este capítulo.

Generalmente antes de llevar a cabo una prueba de decremento, se cierra el pozo por un tiempo, tal que la

presión se estabilice. Idealmente el pozo al ser cerrado debe alcanzar la presión estática del yacimiento.

La duración de estas pruebas de flujo es variable y depende del objetivo que se persiga; si se desea determinar el factor de daño y la capacidad de la formación, la duración de la prueba es relativamente corta; por ejemplo en formaciones de alrededor de 10 md de permeabilidad, la duración de la prueba va de unas 20 a 80 hrs y en formaciones con permeabilidades muy bajas es necesario una duración mucho mayor.

Las pruebas de decremento son de gran utilidad para comprobar los resultados obtenidos de pruebas de incremento de presión. Generalmente las pruebas de decremento son menos representativas que las de incremento; porque el gasto varía durante el registro de la presión y en la teoría se considera constante. Presenta algunas ventajas, como empezar generalmente bajo condiciones estáticas de presión en el yacimiento y se pueden llevar a cabo en pozos que han permanecido cerrados por un tiempo considerable; a fin de llevar a cabo trabajos de reacondicionamiento.

El análisis de las pruebas de decremento está basado en soluciones de la ecuación de difusión, la cual describe el flujo de fluidos en medios porosos.

El análisis presentado en esta sección parte de la ecuación de difusividad que describe el flujo radial de un fluido hacia un pozo en un yacimiento homogéneo, isotrópico e infinito, siendo el fluido del yacimiento ligeramente compresible.

La presión de un pozo produciendo a un gasto constante en cualquier punto r, t como se demuestra en la ref 21 está dada por la siguiente ecuación:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{K h t (P_i - P(r, t))}{141.2 q_o \mu_o B_o} \quad (2.1)$$

Donde P_D es una presión adimensional, que depende de las características del yacimiento y de las condiciones de frontera, r_D es la distancia radial adimensional y t_D es el tiempo adimensional dado por:

$$r_D = r / r_w \quad (2.2)$$

El tiempo adimensional está dado por:

$$t_D = \frac{.0002637 K t}{\phi \mu_o c t r_w} \quad (2.3)$$

La presión de fondo fluyendo en el pozo cuando r es el radio del pozo se representa por:

$$P_D(t, t_D) = P_{VD} = \frac{K h t (P_i - P_{crw, t})}{141.2 q_0 \mu_0 B_0} \quad (2.4)$$

Si el yacimiento tiene una presión inicial P_i . La presión adimensional puede aproximarse mediante la solución de línea fuente para un yacimiento infinito, entonces la ecuación 2.3 se reescribe:

$$P_D = \frac{K h t (P_i - P_{wf})}{141.2 q_0 \mu_0 B_0} = - \frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left[\frac{-0.284 \mu_0 c_1 r_w^2}{k t} \right] \quad (2.5)$$

Por lo tanto la presión de un pozo produciendo a gasto constante esta dada por:

$$P_{wf} = P_i - 141.2 \frac{q_0 B_0 \mu_0}{K h t} \left[P_D(t_D, \dots) + S \right] \quad (2.6)$$

La integral exponencial puede sustituirse mediante su aproximación logarítmica, y en el caso cuando $t_D / r_D^2 > 100$, el cálculo de P_D es exacto y difiere sólo en un dos por ciento cuando $t_D / r_D^2 > 5$.

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln(t_D) + .80907 \right] \quad (2.7)$$

Combinando las ecuaciones 2.4 a la 2.7 y reorganizando obtenemos:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2 q_0 B_0 \mu_0}{K h t} \left[\log t + \log \left(\frac{K}{\mu_0 c_1 r_w^2} \right) - 3.23 + .86859 S \right] \quad (2.8)$$

La ecuación 2.8 describe una recta cuando se grafica P_{wf} contra el logaritmo del tiempo (t). Por agrupación de términos, esta ecuación puede ser reescrita como:

$$P_{wf} = m \log t + P_{iwa} \quad (2.9)$$

Teóricamente una gráfica de la presión de fondo fluyendo contra el logaritmo del tiempo (fig II.1), podría ser una línea con pendiente m y con intercepción P_{iwa} ; en realidad la porción de recta aparece después de los efectos de almacenamiento y daño. Siendo el factor del daño la representación de la caída de presión adicional, provocada por restricciones al flujo y el almacenamiento que es el efecto de la expansión o compresión de los fluidos retenidos en el pozo al momento de cerrarlo o ponerlo a producir.

La pendiente de esta porción recta esta dada por:

$$m = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{K h t} \quad (2.10)$$

La intercepción de la recta se obtiene cuando el logaritmo del tiempo es igual a cero, esto ocurre cuando el tiempo es igual a una hora dado que el logaritmo de uno es igual a cero, despejando de la ecuación 2.8 queda:

$$P_{ihr} = P_i + m \left[\frac{\log K}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.2275 + .8685 S \right] \quad (2.11)$$

Cuando la pendiente de la gráfica es un ciclo en ΔP por un ciclo en el tiempo (pendiente unitaria) el almacenamiento del pozo domina la prueba, y los datos que de ella se obtengan no son representativos del comportamiento real del yacimiento. Una regla práctica enuncia que la línea semilog podría comenzar cerca de 1 a 1.5 ciclos, en una gráfica doble-log después de que los datos comienzan a desviarse de la pendiente unitaria.

Despejando de la ecuación 2.10 la permeabilidad, se obtiene:

$$K = \frac{-182.8 q_0 B_0 \mu_0}{m h t} \quad (2.12)$$

Si no se cuenta con todos los datos podemos determinar fácilmente, a partir de la ecuación 2.12 (Kh/μ_0 , Kh o K/μ_0).

El factor de daño puede ser estimado reorganizando la ecuación 2.11.

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{iHR} - P_i}{m} - \log \left[\frac{K}{\phi \mu_0 c t r_w} \right] + 3.2275 \right] \quad (2.13)$$

Donde la presión a 1 hora debe ser leída o extrapolada de la porción recta de la curva de decremento. Ver fig. II.1.

Si el yacimiento es finito eventualmente la producción del pozo es afectada por sus límites, y en consecuencia, a partir del tiempo en el que se alcanzan los límites se presenta una nueva desviación de la porción recta en la curva de presión.

II.3 ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION POR AJUSTE CON CURVAS

TIPO.

El objetivo de esta sección es ilustrar como un análisis por curvas tipo puede servir como una herramienta de apoyo a otro tipo de técnica de análisis (decremento o incremento).

Muchas curvas tipo aparecen en la literatura para situaciones especiales, estas sirven para estimar la permeabilidad y el daño de un pozo estimulado o no, entre otras cosas.

La mayoría de las curvas tipo son generadas por simuladores a gasto constante en pruebas de decremento de presión.

La ventaja de las curvas tipo con respecto a los análisis convencionales se presenta cuando la prueba no es lo suficientemente larga y además existe un efecto de

almacenamiento prolongado. Cuando la prueba es muy corta, en la mayoría de los casos, no se alcanza la recta semilog, en estos casos las curvas tipo permiten estimar las características del yacimiento-pozo.

Los métodos convencionales de análisis de pruebas de presión consideran que el gasto en la cabeza del pozo es siempre igual al gasto que fluye de la formación hacia el pozo. En el caso de una prueba de decremento de presión, al inicio, la producción se debe a la expansión de los fluidos contenidos en el pozo, es decir que el flujo en el yacimiento es nulo. Durante el transcurso de la prueba el flujo en el yacimiento comienza a incrementarse, tal que a tiempos largos la producción proviene totalmente de él y es en este momento cuando los datos de presión son representativos del yacimiento. La duración del efecto de almacenamiento depende directamente de la capacidad del pozo para aceptar o proveer fluidos.

Las curvas tipo que presenta Ramey²⁰ (fig II.2) son generadas para la situación de una prueba de decremento a gasto constante, en un yacimiento ligeramente compresible, fluyendo una sola fase y lo suficientemente homogéneo como para que la ecuación radial de difusividad planteada por Ramey, represente el flujo en el yacimiento; además se desprecian los efectos de frontera durante el período de

flujo de interés.

En la fig. II.2 es posible observar que para tiempos cortos ΔP es una función lineal de Δt , el éxito de una correcta aplicación de estas curvas depende significativamente de establecer el correcto valor de C_D , además se presentan diversas curvas para varios valores de daño conteniendo cada una de ellas varios valores de C_D .

Otras curvas presentadas en la literatura son las elaboradas por McKinley²⁰ (fig II.3), propuestas con el objetivo primario de caracterizar el daño o la estimulación en una prueba de incremento o decremento de presión, la cual es distorsionada fuertemente por el efecto de almacenamiento. El autor observa que existe una relación entre el cambio de presión ΔP y el gasto de flujo causando un cambio en q_B .

Se supone que el pozo produce por un tiempo largo, tal que el pozo se estabiliza y se desprecian los efectos de frontera. Las curvas se pueden observar en la figura II.3, en las que no se representa el factor de daño, la aplicación real de estas curvas es limitada ya que se requieren datos que son difíciles de obtener.

Las curvas tipo presentadas por Gringarten²³ se generan a partir de una una prueba de decremento de presión a gasto

constante, simulada a través de la ecuación de difusión, en un yacimiento infinito, produciendo un fluido ligeramente compresible, en una sola fase, además se considera que el yacimiento es homogéneo y sus propiedades son constantes. El almacenamiento y el efecto de daño o estimulación se concentran alrededor del pozo.

Cuando una o más de estas consideraciones no se cumpla el análisis no presenta un grado de confiabilidad o seguridad total.

El resultado del trabajo hecho por Gringarten se presenta en la figura II.4. Esta curva es una gráfica log-log de P_D contra t_D/C_D donde:

$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{.000295 k h p \Delta t}{\mu c} \quad (2.13)$$

Y cada curva está etiquetada con un valor del grupo adimensional:

$$C_D e^{zS} = \frac{.894 C e^{zS}}{\phi h p c t r w} \frac{\Delta t}{t_p} \quad (2.14)$$

La característica fundamental de esta curva tipo, es que todas las curvas se inician en una misma línea de pendiente

unitaria que corresponde al flujo con almacenamiento, lo cual facilita el ajuste de curvas.

Además se ha demostrado que a tiempos cortos y a tiempos largos el comportamiento de la derivada de las presiones es independiente del daño y el almacenamiento. Una grafica de la derivada de $P'_D(t_D/C_D)$ contra t_D/C_D representa la curva tipo mostrada en la fig II.4 donde:

$$P'_D(t_D/C_D) = \frac{\Delta t \Delta p' K hp}{141.2 q_0 B_0 \mu} \quad (2.15)$$

$$P_D = \frac{K hp}{141.2 q_0 B_0 \mu} \Delta p \quad (2.16)$$

Para el uso de la derivada, los datos reales deben graficarse como $\Delta p'(\Delta p')$ contra Δt en escala log-log.

El ajuste²¹ por curvas tipo se puede llevar a cabo de la siguiente manera, la referencia 22 presenta graficamente una aplicación del método:

1) Coloque un papel semitransparente sobre la curva tipo deseada y trace las líneas principales en dirección vertical y horizontal.

- 2) Rotule los distintos ejes dibujados de acuerdo a los valores de Δt y Δp de los datos de la prueba ($\Delta p = P_i - P_w(t)$).
- 3) Grafique los datos de la prueba en el papel semitransparente usando como referencia la escala de la curva tipo.
- 4) Deslice el papel semitransparente vertical y horizontalmente hasta obtener un buen ajuste con alguna de las curvas de la gráfica. Durante este proceso los ejes verticales y horizontales de los datos deben permanecer paralelos a los ejes de la curva.
- 5) Escoja un punto de ajuste para $P_D, \Delta p$ y t_D, t , determine las propiedades de la formación usando las definiciones de las variables adimensionales que representan los ejes de la curva tipo.

El método de ajuste de curvas tipo se puede aplicar en pruebas de incremento de presión siempre que el tiempo de cierre sea mucho menor que el tiempo de producción.

II.4 ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION

Las pruebas de incremento de presión, probablemente son las más comunes de las pruebas en pozos. Este tipo de prueba fué introducido por los geohidrologos y ha sido extensivamente usado en la industria petrolera.

Una prueba de incremento de presión consiste en realizar una serie de mediciones de la presión de fondo del pozo (Pws), para tiempos Δt después del cierre.

Para llevar a cabo esta prueba es necesario que el pozo produzca a un gasto constante (q_0) por un período de tiempo antes del cierre (t_p).

La presión es medida inmediatamente antes del cierre y durante el período de cierre y es grabada como una función del tiempo.

Las pruebas de incremento, requieren que el pozo se estabilice a un gasto constante antes del cierre; si esta estabilización no es lograda las técnicas de análisis pueden proveer información errónea a cerca de la formación.

A continuación se presenta una descripción de los dos métodos más empleados en el análisis de este tipo de pruebas.

II.4.1 METODO DE THEIS-HORNER.

Haciendo²² uso de la solución de línea fuente, para el comportamiento de la presión en un yacimiento infinito, tomando la ecuación 2.8, la reescribimos considerando el principio de superposición:

$$P_{ws} = P_i - \frac{141.2 q_o B_o \mu_o}{K h p} \left[P_D \left\{ t_D + \Delta t_D \right\} - P_D \left(\Delta t_D \right) \right] \quad (2.17)$$

Donde

P_D es la presión adimensional.

t_D es el tiempo adimensional dado por la ecuación 2.3

Tomando en cuenta la aproximación logarítmica de la integral exponencial ecuación 2.7 y combinado las ecuación 2.17 y 2.3, para cuando el tiempo adimensional es mayor que cien ($t_D > 100$) (esto ocurre después de pocos minutos para pozos no fracturados) la ecuación 2.17 se puede reescribir de la siguiente forma:

$$P_{ws} = P_i - m \log \left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (2.18)$$

Esta ecuación describe una recta con pendiente m y con una intercepción P_i donde:

$$m = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{K h t} \quad (2.19)$$

Entonces la capacidad de flujo de la formación esta dada por:

$$K h p = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{m} \quad (2.20)$$

Horner y Theis²⁷ proponen estimar la permeabilidad a partir de la pendiente de la recta, ecuación 2.19 esta gráfica comunmente se conoce como gráfica de Horner.

En la figura II.5 se presenta esquemáticamente una gráfica de datos de una prueba de incremento de presión analizada por el método de Horner. La sección de línea recta es mostrada, y de esta se debe extrapolar el valor de la presión a una hora; que es equivalente a la presión a un tiempo infinito de cierre, significa que $(tp+\Delta t)/\Delta t$ es igual a uno y por lo tanto el logaritmo de uno es cero $tp \ll \Delta t$; esta consideración es válida solo para períodos cortos de producción. Sin embargo es una buena estimación de la presión promedio del yacimiento, cuando el yacimiento no tiene un gran tiempo en explotación.

Un resultado del principio de superposición, es que el factor de daño S_i no aparece en la ecuación general 2.17, como una simplificación de la gráfica de Horner. Esto significa que la gráfica de Horner no se ve afectada por el factor de daño, sin embargo, este factor permanece afectando la curva. Un hecho es que a tiempos cortos la desviación de la recta puede ser causada por el daño o por el almacenamiento.

En cualquier caso, el daño afecta la presión de fondo fluyendo antes del cierre, tal que el factor de daño puede ser determinado de la ecuación para pruebas de decremento de presión considerando un tiempo inmediatamente antes del cierre, mediante la siguiente ecuación:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1M} - P_w(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu_o c r_w} \right) + 3.23 \right] \quad (2.21)$$

El valor de la P_{1M} debe ser extrapolado de la porción recta, debido a que frecuentemente la recta no alcanza a intersectar el valor de la P_{1M} por los efectos de almacenamiento.

La ecuación 2.21 provee una buena estimación del factor de daño cuando el tiempo de producción es más grande que 1 hr. Pero cuando el tiempo de producción es del orden de una hora se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1M} - P_w(\Delta t=0)}{m} + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left(\frac{K}{\phi \mu_o c r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.22)$$

II.4.2 METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON

MDH²² modifica la gráfica de Horner simplificandola cuando tiempo de producción es mucho mayor que Δt . En el caso que $t_p + \Delta t \cong t_p$ y además:

$$\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \cong \log(t_p) - \log(\Delta t) \quad (2.23)$$

Si la ecuación 2.23 es usada en la ecuación 2.18 tenemos:

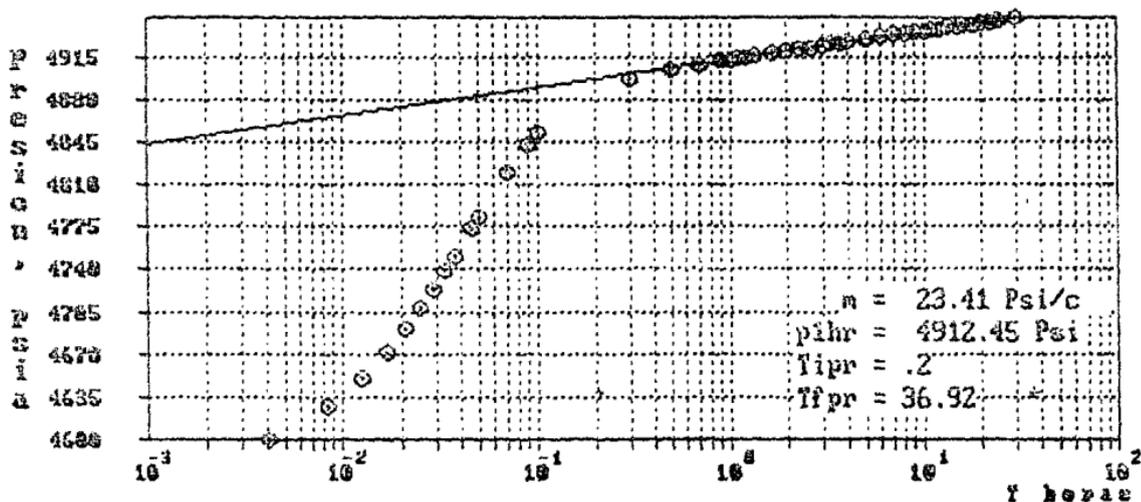
$$P_{ws} = P_{iwm} + m \log(\Delta t) \quad (2.24)$$

Esta ecuación indica que una gráfica de P_{ws} contra el $\log \Delta t$ es una recta con pendiente m (fig II.6), donde m esta dada por la ecuación 2.19 y el factor de daño esta dado por la ecuación 2.21. La gráfica de P_{ws} contra $\log(\Delta t)$ es comunemente llamada gráfica de MDH.

El comienzo de la recta semilog en la gráfica de MDH debe ser estimado como en las gráfica de Horner, haciendo una gráfica log-log de los datos y observando cuando se termina el periodo de pendiente unitaria estimando 1 o 1.5 ciclos después de la desviación de este periodo unitaria. Como se muestra en la figura II.6 .

CC= 1.88

CORINE NO. 2



hD = 13698.28 md-ft
K = 45.66 md
s = 11.96
DPs = 243.59 Psi

Fig. II.1 Grafica semilog Pwf vs t., tecnica de MDH.

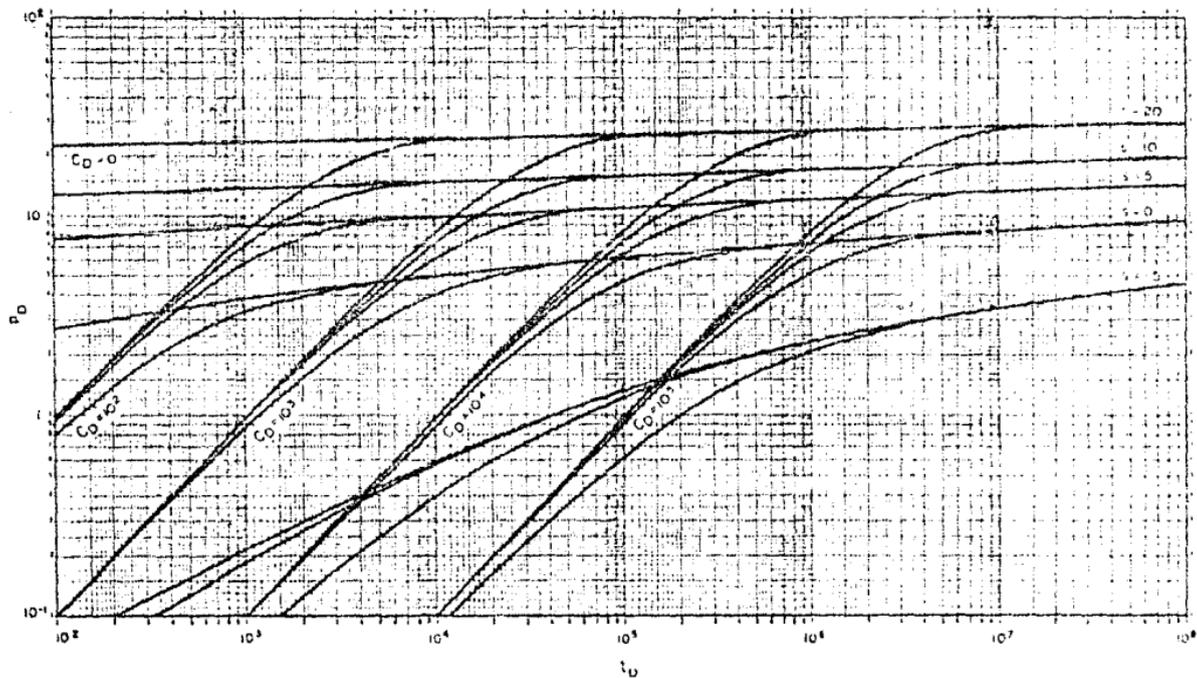


Fig. II.2 Curva tipo (Ramey).

WELL WITH WELLBORE STORAGE AND SKIN

INFINITE ACTING RESERVOIR WITH DOUBLE POROSITY BEHAVIOR - pseudo steady state interporosity flow

The use of this type curve is described in "WORLD OIL - October 1963" INTERPRETING WELL TESTS IN FRACTURED RESERVOIRS by D. BOGARDT, J.A. AYDUB, T.M. WHITTLE, Y.M. PRADLO, Y. KHAJEFF

FLOPETROL, JOHNSON A74
228 rue Emery
77000 Nogent sur Marne, FRANCE
Phone 03 20 20 11 11
Telex 31001 MAFR SANS EPANON
FLOPETROL, JOHNSON NAM
70000 Houston, TX
Telephone 713 773 1111
Telex 31001 MAFR SANS EPANON
Houston, Texas 77002, U.S.A.

$$C_{D1} = \frac{1.4838 \times 10^{-4}}{0.000142}$$

$$C_{D2} = \frac{1.4838 \times 10^{-4}}{0.000142}$$

$$C_{D3} = \frac{1.4838 \times 10^{-4}}{0.000142}$$

FOR OIL - $p_b = 14.2$ MPa
 FOR GAS - $p_b = 14.2$ MPa
 $\frac{1 - p_b}{C_D} = \frac{14.2}{1.4838 \times 10^{-4}} = 9.57 \times 10^4$

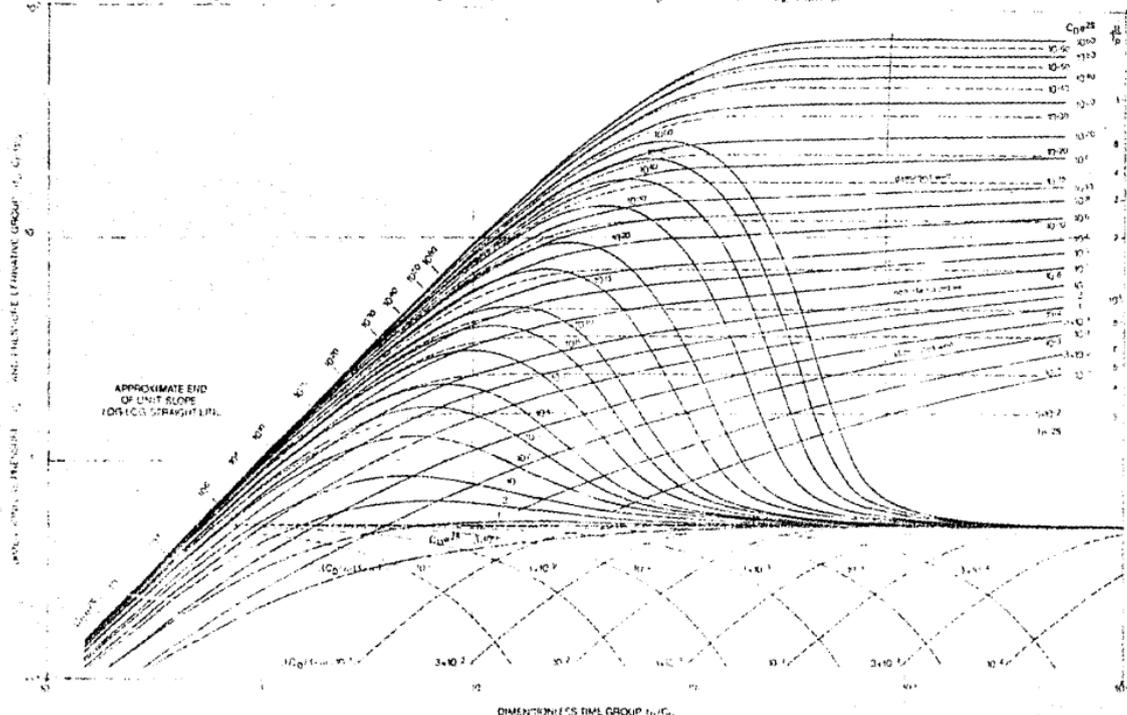
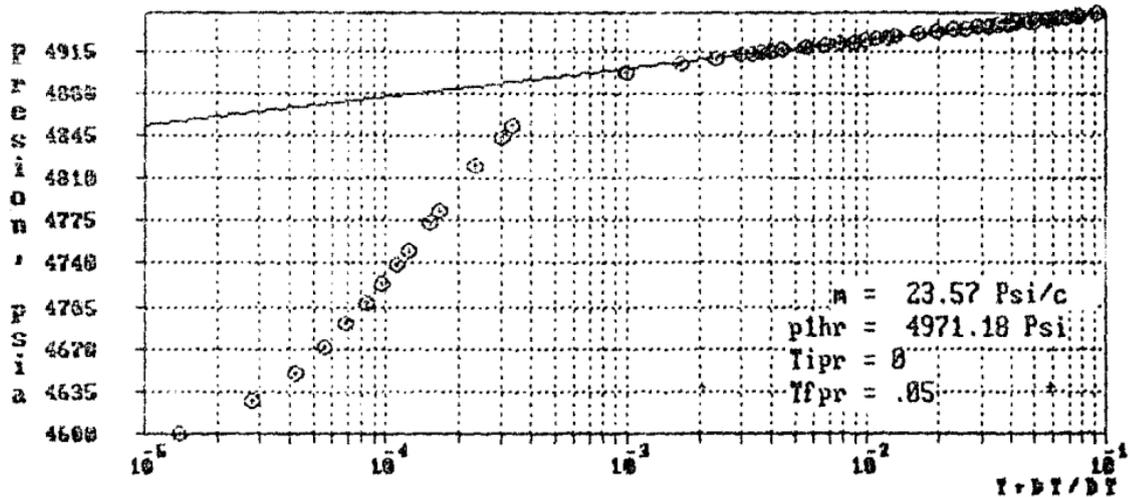


Fig. II.4 Curva tipo con derivada. (Gyngarten)

CC= 1.88

CORINE NO. 2

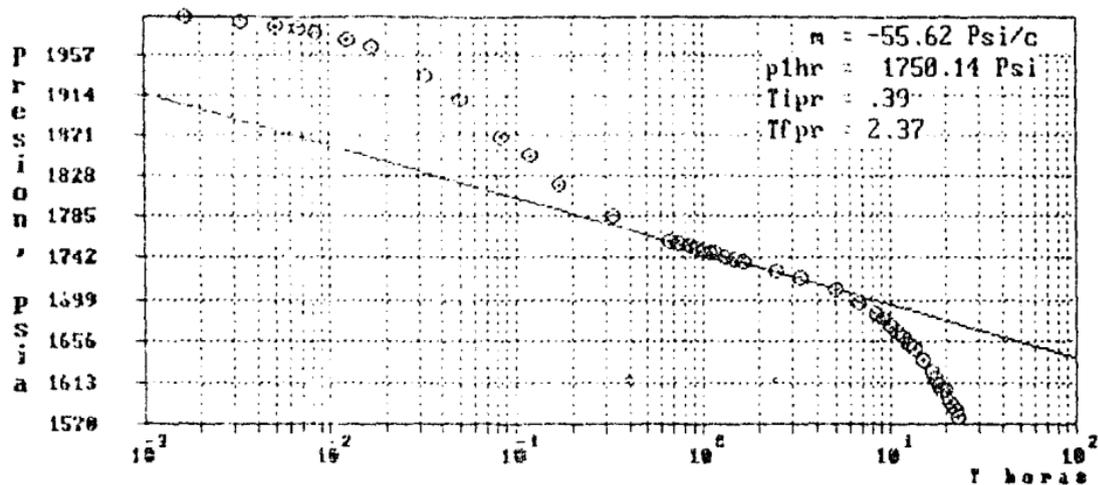


$kh = 13683.94 \text{ md-ft}$
 $K = 45.35 \text{ md}$
 $s = 14.71$
 $\Delta P_s = 301.79 \text{ Psi}$

Fig. II.5 Grafica Método de Horner.

CC= 1.00

CORINE NO. 1



$Kh = 182.69 \text{ md-ft}$
 $K = 18.27 \text{ md}$
 $s = 0.30$
 $DP_s = 14.49 \text{ Psi}$

Fig. II.6 Gráfica Método MDH.

CAPITULO III

DESUPERPOSICION DEL FACTOR DE DAÑO

III.1 INTRODUCCION

Una función importante del ingeniero de producción es el análisis y evaluación de los factores que afectan la capacidad productiva de los pozos.

Si un pozo no está produciendo como se espera, esto puede deberse a que la formación se encuentra dañada. Al realizar una evaluación preliminar de la productividad de un pozo, es posible indicar si el pozo es susceptible a una estimulación. La decisión de llevar a cabo esta operación, debe incluir una correcta evaluación de la cantidad de daño tratable y del grado en el que puede ser reducido, así como el análisis económico correspondiente.

Una correcta determinación del factor de daño tratable para cada pozo permitiría en operaciones más eficientes y erogaciones menos cuantiosas. Las estimulaciones son muy costosas y la decisión de efectuarlas debe ser bien estudiada.

Tipicamente²³ el daño se asocia solamente con una reducción en la permeabilidad de la formación cercana al pozo, en realidad el factor de daño total (S_d) incluye varios factores combinados, por tanto, atribuirlo solamente a

restricciones al flujo dentro de la formación es un error grave y muy común. Existen varios contribuyentes no relacionados con el daño a la formación, que ocasionan caídas de presión extras, estos efectos son denominados pseudo-factores de daño.

El daño total (S_T) puede desglosarse en dos tipos, daño de la formación, que es provocado por una reducción en la permeabilidad de la zona cercana al pozo y el relacionado con las características mecánicas y/o físicas particulares del pozo. Una estimulación puede remover o reducir solamente el daño a la formación, y no tiene ningún efecto sobre cualquier tipo de daño de origen mecánico o físico.

A través de pruebas de incremento o decremento de presión, es posible determinar el factor de daño total (S_T).

Visualizado en términos de incremento o decremento de la productividad de un pozo; si tiene un factor de daño S_T menor a cero se dice que el pozo se encuentra estimulado (incremento en la producción), igual a cero cuando no existe daño y si tiene un valor positivo el pozo se encuentra dañado.

Los factores parciales o pseudo-factores que integran al factor de daño total son los siguientes:

- A) DESVIACION DEL POZO (S_{DESV})
- B) PENETRACION PARCIAL (S_{PEN})
- C) ARREGLO Y DENSIDAD DE LOS DISPAROS (S_{DISP})
- D) REDUCCION EN LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION (S_D)
- E) FRACTURAS INDUCIDAS (S_{FRAC})
- F) FLUJO TURBULENTO HACIA EL POZO (S_{TG}) (pozos de gas)

La siguiente ecuación representa al factor de daño total en función de todos sus pseudo-factores.

$$S = S_{DESV} + S_{PEN} + S_{DISP} + S_D \frac{ht}{hp} + S_{FRAC} + S_{TG} \quad (3.1)$$

donde:

ht es el espesor total de la formación productora (pies)

hp es el espesor disparado (pies)

Como se observa en la ecuación anterior el único factor que se altera por la relación de espesores, es el daño a la formación, lo cual es demostrado por Jones Watt²⁴ y es debido a que todos los autores que obtienen correlaciones para el valor del pseudofactor por penetración parcial consideran que el pozo no se encuentra dañado lo cual provoca una contracción del flujo en la zona cercana al pozo.

En el presente capítulo se proporciona una explicación de cada uno de los pseudo-factores de daño, así como su posible obtención, con el fin de determinar cual de los factores causa mayor efecto sobre la productividad.

III.2 PSEUDO-FACTOR DE DAÑO POR DESVIACION DEL POZOS ^{DESV}

El desarrollo de una tecnología de perforación más eficiente y el descubrimiento de pozos marinos, ha fomentado que se perfora direccionalmente (pozos que forman un cierto ángulo con la normal al plano de los estratos de la formación) como se muestra en la fig. III.1.

El comportamiento del fenómeno de flujo en medios porosos depende de la geometría del sistema, por lo que el flujo hacia pozos direccionales difiere del flujo hacia pozos perpendiculares al plano de la formación. En consecuencia es necesario modificar y señalar las limitaciones que presentan los métodos tradicionales, debido al cambio del comportamiento de flujo.

Estudios²¹ recientes nos indican la importancia que merece el problema del flujo hacia pozos desviados. Roemerhauser y Hawkins en 1963 realizan un estudio utilizando un modelo electroлитico, y señalan que bajo condiciones de flujo estacionario, la desviación de un pozo tiene un efecto

directo sobre la productividad, esto es, al aumentar el ángulo de desviación se incrementa la productividad.

Cinco Ley en 1975²¹ realiza un estudio detallado sobre el problema de flujo transitorio hacia pozos desviados. En este tipo de flujo, el comportamiento del sistema no sólo depende de la geometría del miso, también depende del tiempo de producción. En su trabajo el autor concluye que la desviación de un pozo produce un efecto similar al de una estimulación, este comportamiento se atribuye a que en un pozo desviado, el área expuesta al flujo resulta mayor que el área expuesta en un pozo perpendicular al plano de la formación.

Posteriormente Cinco Ley y col. en el mismo año extienden estos resultados a yacimientos anisotrópicos y pozos cuya zona disparada sólo cubre parcialmente el espesor del estrato productor. En ese trabajo se demuestra que la productividad de un pozo depende directamente de la desviación.

Cinco Ley y col. llegan a una solución a partir del planteamiento de la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas, despreciando los efectos gravitacionales y considerando las características especiales de un pozo desviado. Dicha solución involucra el pseudo-factor por

desviación y el pseudo-factor por penetración parcial, en su trabajo se presenta una metodología práctica para la obtención conjunta de estos pseudo-factores.

En este trabajo, para la determinación de el pseudo-factor por desviación se utiliza el método de Cinco Ley el cual se presenta con detenimiento en la siguiente sección.

III.3 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO DEBIDO AL EFECTO DE PENETRACION PARCIAL DEL POZO (S_{PEM}).

En la gran mayoría de los yacimientos productores de gas o aceite los pozos son terminados parcialmente, esto es, sólo una porción de la zona productora se dispara. Esta situación es debida a una gran variedad de motivos, siendo el más común de ellos, el retrasar o prevenir la intrusión de fluidos no deseados a los pozos, que pueden disminuir la productividad del mismo. Al efectuar esta medida se trata de prevenir la conificación de gas o agua; este tipo de terminación al ser muy común ha recibido mucha atención en la literatura.

Cuando sólo una parte de la formación productora se dispara; se presenta un efecto de convergencia de flujo hacia la zona terminada, lo que ocasiona una caída de presión

adicional.

Un pozo que se termina parcialmente como se muestra en la fig. III.2 conduce a una contracción del flujo en la cercanías del pozo. varios autores²⁴ desarrollan expresiones analíticas para calcular el pseudo-factor de daño por penetración parcial en un yacimiento no dañado.

la referencia 24 presenta un resumen de los artículos publicados sobre pozos parcialmente penetrados. a continuación se presenta un extracto de dicho trabajo.

Brons y Marting presentan un técnica basada en la suposición de un yacimiento infinito y sugieren una correlación para el pseudo-daño por penetración parcial (S_{PEN}), representada por la siguiente ecuación:

$$S_{PEN} = \left[\frac{ht}{hp} - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{h^*}{rw} \right) - G \left(\frac{hp}{ht} \right) \right] \quad (3.2)$$

ht espesor total de yacimiento (pies)

hp espesor disparado (pies)

rw radio del pozo (pies)

G es una función de ht/hp ver ref 24

h^* si el intervalo está perforado desde la cima $h^*=ht$ y si el intervalo está perforado en el centro $h^*=ht/2$

Oden presenta otra correlación para S_{pen} basado en flujo permanente en un yacimiento infinito y presenta métodos gráficos para varios tipos de geometría de flujo.

Strelsova y Adams presentan una expresión analítica general para calcular S_{PEN} , bajo condiciones variables de localización del intervalo disparado y la relación de permeabilidades, en flujo uniforme. Calculan un procedimiento de las caldas de presión de un pozo, por integración a lo largo de todo el intervalo abierto al flujo.

Si l es la distancia de la cima de la formación a la base del intervalo perforado, el daño se expresa como:

$$S_{PEN} = \frac{2ht}{l^2 hp^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \left[\frac{\text{sen}(n\pi l)}{ht} - \frac{\text{sen}(n\pi(l-hp))}{ht} \right]^2 k_D n \pi r_D \quad (3.3)$$

Donde

$$r_D = \left[\frac{K_V}{K_H} \right]^{1/2} (rw/ht) \quad (3.4)$$

K_V permeabilidad vertical de la formación (md)

K_H permeabilidad horizontal de la formación (md)

K_D permeabilidad adimensional K_V/kh

En un trabajo posterior Odeh presenta una ecuación más simple que permite calcular el valor de S_{PEN} directamente para cualquier posición en la que se encuentre el intervalo disparado. Dicha ecuación es:

$$S_{PEN} = 1.35 \left[(ht/hp) - 1 \right]^{0.25}$$

$$\left[\ln \left(\frac{K_H}{K_V} \right)^{0.5} + 7 \right] - 0.40 + 1.1 \ln \left(\frac{K_H}{K_V} \right)^{0.5} \ln(rwc) - 1.05 \right] \quad (3.5)$$

Donde rwc es el radio del pozo corregido y calculado mediante:

$$rwc = rw e^{0.2126 \left(Zm/h + 2.753 \right)} \quad (3.6)$$

Si el pozo está disparado desde la cima del intervalo productor $rwc=rw$, en caso contrario se calcula mediante la ecuación anterior y el valor de Zm es la distancia de la cima de la formación a la mitad del intervalo disparado en forma vertical. La figura III.3 presenta esquemáticamente lo anterior.

Uno de los métodos más recientes es el presentado por Paul Papatzacos²⁸ basado en un análisis teórico para pozos de conductividad infinita, flujo uniforme y en un yacimiento infinito. Esta correlación se basa en una solución presentada con anterioridad por el autor en combinación con el método de

las imágenes, para obtener la caída de presión en un pozo, en estado de flujo permanente, para un yacimiento infinito de espesor considerable y entrada restringida al flujo.

La siguiente ecuación expresa el pseudo-daño en términos de tres variables adimensionales.

$$S_{PEN} = \left(\frac{1}{h_{pD}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_D}{2r_D} \right) + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left[\frac{h_{pD}}{2 + h_{pD}} \left(\frac{A-1}{B-1} \right)^{0.5} \right] \quad (3.7)$$

Donde

$$h_{pD} = hp/ht \quad (3.8)$$

$$r_D = \frac{rw}{ht} \left(\frac{K_v}{K_H} \right)^{0.5} \quad (3.9)$$

$$h_{1D} = h1/ht \quad (3.10)$$

$$A = 1 / (h_{1D} + h_{pD} / 4) \quad (3.11)$$

$$B = 1 / (h_{1D} + 3h_{pD} / 4) \quad (3.12)$$

Esta ecuación se desarrolla en base a la terminación física del pozo y en el método de imágenes, como se puede ver en la fig III.4, un número infinito de imágenes se utiliza para lograr simular el efecto de flujo cero en la cima y base del yacimiento. De esta forma cada imagen contribuye con una caída de presión, que varía a lo largo del pozo, tal simulación acarrea un cierto porcentaje de error en su aproximación y podría no ser la solución exacta de

conductividad infinita, pero es una buena aproximación para los casos de interés. Esta solución es comparada por el autor con las presentadas anteriormente y comprueba su validez para la mayoría de los casos.

Otro método aplicable es el presentado por Cinco Ley y colaboradores²¹. Debido a las características obtenidas en su estudio correlaciona los efectos de penetración parcial y desviación en una sola función.

Los autores realizan el estudio a partir del flujo en estado no estacionario de un fluido ligeramente compresible a través de un pozo direccional en un yacimiento infinito y presentan una solución que es aplicable también a pozos totalmente penetrados.

Demuestran que el flujo en estado no estacionario a través de pozos direccionales comprende tres periodos de flujo: Radial, Transitorio y Pseudo-radial.

Representando el sistema con algunas consideraciones físicas se logra simular dicho flujo, a partir de la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas. Al plantear algunos casos prácticos en forma gráfica se encuentra una función $f(\sigma, Z_w, h_D, h_{wD})$ que es constante y se puede considerar como el pseudo-factor de daño cuyo símbolo es $S_{pen+dev}$ que

representa el efecto combinado de la desviación y la penetración parcial de un pozo sobre la presión de fondo.

La solución se calcula para varios casos en los que se varían los parámetros geométricos del sistema y se encuentra que al graficar la función $S_{PEN+DES\bar{V}}$ contra el logaritmo de h_D se obtiene una recta; por lo cual se toman dos parámetros $h_D=100$ y $h_D=1000$ como referencia y se presentan en forma de tablas. Conociendo la desviación (ω) y la geometría del pozo ver figura III.3, se pueden calcular de las tablas III.I y III.II los valores de $h_D=100$ y $h_D=1000$. Para obtener el valor de $S_{PEN+DES\bar{V}}$ para un caso particular se grafican estos valores contra el logaritmo de h_D trazando una recta entre ambos, posteriormente se interpola para el h_D deseado, como se muestra en la fig III.5. El método debe seguir los pasos descritos a continuación:

- a) Determinación de los parámetros físicos (Z_w, h_t, h_p, ω). (ver fig III.3)
- b) Determinar $h_D = h_t / r_w$
- c) Obtener la penetración del pozo $\frac{h_p \cos(\omega)}{h}$
- d) Determinar Z_w / h_t
- e) Obteniendo los parámetros anteriores se procede a estimar de las tablas III.I y III.II los valores de $S_{PEN+DES\bar{V}}$ para $h_D=100$ y $h_D=1000$.
- f) Posteriormente se grafican estos valores contra el logaritmo de h_D y se traza una recta entre ambos puntos.

g) Finalmente se determina el h_D deseado de la recta.

Otro método para determinar $S_{PEN+DESV}$, teniendo ya los valores de h_D , lo proporciona la siguiente ecuación:

$$S_{PEN+DESV} = S_{PEN+DESV}(h_D = 100)$$

$$+ \left[S_{PEN+DESV}(h_D = 1000) - S_{PEN+DESV}(h_D = 100) \right] \text{LOG}(h_D/100) \quad (3.13)$$

Cabe mencionar que el factor de pseudo-daño por desviación es siempre de signo negativo y él debido a la penetración parcial es positivo. Tomando en cuenta esto, el valor de $S_{PEN+DESV}$ puede ser negativo o positivo dependiendo del pozo. Para valores del ángulo de desviación no incluidos en las tablas se realiza una interpolación.

Basado en las figuras y tablas publicadas en los artículos ref 24 y 25, en las que se muestra una comparación de las correlaciones anteriores con un simulador numérico, se puede observar que el método presentado por Papatzacos y el de Odeh son los que más se acercan a los valores reales, ambos métodos dan un buen ajuste y son de fácil aplicación en la mayoría de los casos. El método recomendado a utilizar, debido a su versatilidad y que considera en su desarrollo teórico que el pozo está desviado, es el presentado por Cinco Ley et al²⁰ ya que se ajusta mayormente a las condiciones reales de los pozos.

III.4 FACTOR DE PSEUDO-DANO POR DISPAROS Y RESTRICCIONES AL FLUJO (S_{DISP}).

Al implantarse en la industria petrolera la técnica de terminación de pozos con tubería de revestimiento, como una alternativa a la terminación en agujero descubierto, se presentan problemas de reducción en la productividad de los pozos con respecto a la productividad obtenida en agujero descubierto.

Dentro de las operaciones en pozos, una de las más importantes es la terminación y dentro de ella resalta el disparar la formación; para poner en comunicación el yacimiento y el pozo. Para una óptima producción de los fluidos del yacimiento se debe contar con una comunicación real y efectiva entre el pozo y el yacimiento. La eficiencia con la que se dispare, depende de un adecuado diseño del arreglo de los disparos y de una buena ejecución, que redundará en una mayor productividad.

Actualmente²¹ se cuenta con la tecnología suficiente para garantizar unos buenos disparos en la mayoría de los pozos, pero por circunstancias desconocidas, regularmente en una gran mayoría de las operaciones, se tiende a obtener disparos deficientes.

Los disparos o perforaciones del intervalo a producir se llevan a cabo con el aparejo de producción en condiciones definitivas, la mayoría de las veces disparando en el seno de agua dulce o salada, con presión diferencial positiva, esto es, con presión hidrostática mayor en el pozo que la de la formación. Los fluidos en el pozo pueden considerarse limpios por carecer de sólidos, pero generalmente no son compatibles con la formación, de tal forma que al tener mayor presión en el pozo existe un filtrado hacia la formación, el cual incrementa el daño (hinchamiento de arcillas).

Para evitar malos disparos se debe verificar que el intervalo a perforar tenga una cementación en buen estado, además de usar fluidos limpios y compatibles con la formación, y tratar de emplear al disparar presión diferencial negativa e inducir el pozo a producir lo más rápidamente posible.

Tres causas probables^{1o} para obtener disparos deficientes son:

- Desconocimiento de los requerimientos para disparar optimamente.
- Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), sobre todo cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.

-La práctica generalizada de realizar los disparos en función de su precio y no de su calidad.

Al disparar se utilizan principalmente dos tipos de pistola, de bala y de chorro. Las pistolas de bala se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión menor de 8000 lb/pg^2 , para valores de resistencia mayores a este se utilizan las pistolas a chorro. La penetración alcanzada por las pistolas de chorro es mayor que las de bala, salvo en formaciones con resistencia menor a 2000 lb/pg^2 , en donde las pistolas de bala proporcionan la mayor penetración.

El factor de pseudo-daño por disparos S_{DISP} es inducido al efectuarse los disparos y se consideran dos componentes principales:

- a) Factor de pseudo-daño provocado por el flujo a través de los disparos.
- b) Factor de pseudo-daño provocado por la convergencia del fluido hacia los disparos.

III.4.1 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO DEBIDO AL FLUJO A TRAVES DE LOS DISPAROS (S_{pl}).

Quando el flujo proveniente de la formación pasa a través de los disparos, ocasiona una caída de presión que depende de la densidad de las perforaciones. A mayor número

de perforaciones menor caída de presión y viceversa. Por consiguiente se tendrá una mayor eficiencia de flujo cuando se tenga una mayor densidad de disparos.

Mediante la igualación de la ecuación general del flujo de fluidos a través de un estrangulador y la ecuación general de Van Everdingen, se obtiene la ecuación para determinar S_{ps} , la cual en unidades prácticas puede expresarse:

$$S_{ps} = 4.185 \times 10^{-9} \frac{q_0 K_f h t p_0}{A_o^2 \mu_0 B_o H} \quad (3.14)$$

N número de perforaciones por pie.

A_o área de cada perforación.

III.4.2 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO DEBIDO A LA CONVERGENCIA DEL FLUIDO HACIA LOS DISPAROS (S_{p2}).

Quando el flujo de fluidos de la formación converge hacia las perforaciones, el patrón de flujo cambia su dirección. Este cambio de dirección ocasiona una caída de presión adicional a la producida por la condición exclusivamente radial, a partir de la diferencia entre estas dos caídas de presión se puede definir el factor de pseudo-daño por convergencia (S_{p2}).

La convergencia del flujo de fluidos hacia los disparos es función de: el arreglo, el espaciamiento y diámetro de los mismos. El cálculo de S_{ps} requiere del conocimiento de la profundidad de penetración de los disparos.

Esta se mide por medios indirectos; una variable que afecta la penetración de los disparos es la resistencia a la compresión de la roca. Thompson²³ encuentra que para un tipo de pistola dada, la penetración determinada según normas API puede relacionarse con la resistencia a la compresión de la formación; el autor presenta dos ecuaciones, una para cada tipo de pistola.

$$\text{Chorro} \quad P_e = P_b \times 10^{0.7X} \times 10^{-0.1(Cb-C1)} \quad (3.15)$$

$$\text{Bala} \quad P_e = P_b \times (Cb / C1)^{1.15} \quad (3.16)$$

Donde

P_b es la penetración reportada por API (en arena berea) del API-RP-43 (pg).

$C1$ es la resistencia a la compresión de la roca de interés (Tabla III. III)

Cb es la resistencia a la compresión de la arena berea y es igual a 8300 lb/pg²

Hong²³ propone un método para determinar el valor de S_{pe} basado en la utilización de modelos matemáticos que describen el flujo tridimensional hacia los disparos, en una zona con daño a la formación o sin él, manejando varios tipos de arreglos de disparos.

Los nomogramas que presenta este autor, relacionan el factor de pseudo-daño S_{pe} con cinco parámetros, tanto del pozo como del yacimiento, estos son.

- Espaciamiento entre los disparos (hr) pies.
- Diámetro del pozo (r_w) pg.
- Relación de permeabilidades (kh/kv) adm.
- Defasamiento entre disparos (θ) grados.
- Penetración de los disparos en la formación (Pe) pg.

El método presentado por Hong consiste en:

1.- Solicitar al fabricante los informes de las pruebas API-RP-43 para la pistola de interés. Los resultados deben estar reportados en pulgadas y representan la distancia desde la placa de acero hasta el fondo del agujero hecho por el disparo.

2.- Corregir la penetración normal a la penetración equivalente para la roca de interés usando las ecuaciones 3.15 y 3.16.

3.- Suponer que la penetración corregida en el paso 2 comprende desde la pared del pozo hasta la formación, por lo tanto reste el valor del espesor de pared TR-cemento usando la tabla III.IV

4.- Ver la fig. III.B en la cual se tienen los defasamiento y espaciamentos en los diferentes patrones de disparos.

5.-De las figuras III.7 y III.8 obtener el valor de S_{ps} para las perforaciones de 1/2 pg. Este factor puede corregirse mediante la fig. III.9 para 1/4 y 1 pg. La fig III.7 se usa cuando se tiene un diseño simple y la fig III.8 para un diseño escalonado.

El pseudo-factor S_{ps} no incluye los efectos por obturamiento de los disparos. Estos efectos se manejan como un componente del daño a la formación.

La teoría desarrollada para el factor de pseudo-daño por disparos considera que el pozo esta totalmente penetrado, cuando esto no sucede hay que efectuar la siguiente corrección, la cual simplemente consiste en afectar los valores obtenidos por la relación de espesores.

$$S_{DISEP} = (S_{P1} + S_{P2}) \frac{ht}{hp} \quad (3.17)$$

III.5 FACTOR DE PSEUDO-DAÑO A LA FORMACION (INVASION DE FLUIDOS Y SOLIDOS S_D)

Este tipo de daño se presenta en la gran mayoría de los casos al ser perforado el pozo, debido a los materiales contenidos en los fluidos de perforación, terminación y estimulación. Si estos materiales son forzados a entrar en la formación disminuyen la porosidad y la permeabilidad entre otras cosas. Al poner a producir dicho pozo a un gasto determinado, estos materiales que penetran en la formación provocan puentes entre los poros obstaculizando el flujo, lo cual resulta en un decremento en la permeabilidad y una consecuente caída de presión adicional.

En el caso de invasión de fluidos a la formación se pueden provocar los siguientes tipos de daño:

- a) Hinchamiento de arcillas. -El líquido que se filtra dentro de la formación, puede provocar que las arcillas sensibles al agua estas la absorban y se incremente su volumen(hinchen). Reduciendose la porosidad y la permeabilidad.
- b) Migración de finos. -El poner en contacto arcillas de la formación con agua de un PH mayor a 8, ocasiona que estas partículas puedan dispersarse y por lo tanto migrar, obturando los canales de flujo.

- d) Formación de emulsiones. -Si el fluido que penetra en la formación contiene agentes que estabilizan las emulsiones, provocadas al poner en contacto fluidos extraños y el aceite de la formación, estas emulsiones permanecerán más tiempo y serán difíciles de retirar.
- e) Bloqueo de agua. -Debido a la invasión de agua, existe una reducción en la movilidad del aceite y un aumento en la saturación del agua, por lo que se debe controlar el filtrado hacia la formación.

En el caso de invasión de sólidos se pueden causar obturamientos difíciles de remover, si los sólidos que invaden la formación son partículas pequeñas como arcillas u óxidos, que pueden provocar depositaciones muy profundas en formaciones con alta permeabilidad.

Lo anteriormente expuesto causa una fuerte restricción al flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, el cual se representa por el pseudo-factor de daño por invasión (S_D).

Van Everdingen²¹ presenta una ecuación muy simple determinada a partir de la ecuación de Darcy para flujo radial, en un pozo terminado sin tubería de revestimiento y un fluido incompresible:

$$S_D = \left[\frac{K}{K_s} - 1 \right] \ln (r_s/r_w) \quad (3.18)$$

Cuando S_D tiene un valor positivo, implica que la permeabilidad en la zona cercana al pozo es menor que la permeabilidad de la formación. Si el valor de S_D es negativo, la permeabilidad en la zona cercana al pozo es mayor que la permeabilidad original de la formación.

En caso de que el pozo se encuentre revestido y disparado el factor S_D puede ser determinado a partir de un nomograma que presenta Hong²³, quien a través de modelos matemáticos logra simular el comportamiento del pozo. El uso práctico de estos nomogramas es restringido ya que se involucran variables con las que difícilmente se cuenta, como son el radio y la permeabilidad de la zona dañada.

Por lo tanto para poder estimar el valor del daño a la formación si no se cuenta con estos parámetros, se recomienda que se obtenga S_D a partir de la ecuación 3.1, para esto hay que determinar previamente todos los valores de los pseudo-factores que pueden afectar al pozo en particular, y además conocer el valor del daño total a partir de una prueba de presión; entonces al despejar el valor de S_D se obtiene:

$$S_D = \frac{hp}{ht} (S_1 - S_{PEN-DES} - S_{DISP}) \quad (3.19)$$

Notese que en esta ecuación no aparece el pseudo-factor por fracturamiento (S_F) debido a que cuando existe una fractura se supone que la mayor parte de la producción del pozo fluye a través de ella y por tanto el daño de la formación es despreciable en dicho caso.

III.6 FACTOR DE PSEUDO-DANO POR FRACTURAMIENTO (S_F)

Si al calcular el valor del daño a través de una prueba de incremento o decremento de presión se obtiene un valor negativo, puede sospecharse la existencia de una fractura de alta conductividad en las cercanías del pozo, ya que normalmente hay una reducción de la permeabilidad alrededor del agujero debido a la acción de fluidos de perforación y terminación.

En la actualidad son numerosos los trabajos que permiten evaluar los efectos de las fracturas sobre la productividad de los pozos. La fig III.11 muestra los resultados de Van Poolen²³, sobre el efecto de una fractura vertical de conductividad infinita en un sistema isotrópico radial.

Los valores del pseudo-factor S_F , están graficados en el eje de las abscisas al lado derecho de las figuras, contra los valores de eficiencia de flujo obtenidos por el autor, para

diferentes valores de ht/r_e y rf/r_w donde rf es el radio de la fractura.

Cinco Ley y col⁷ realizan un estudio en el que desarrolla una correlación general para determinar el pseudo-factor de daño, definido como la reducción en la caída de presión de fondo, esto es, la diferencia entre la caída de la presión adimensional para un pozo fracturado y la caída de presión para un pozo no fracturado. El autor representa S_p como una función de t_D y como función de la geometría del sistema, para valores grandes de t_D .

El pseudo-factor S_p es expresado como una función de W_{FD} , K_{FD} y X_f/r_w . Esto puede ser demostrado por medio de la combinación de la solución de línea fuente y la definición del pseudo-factor de daño por fractura. La fig III.12 muestra que en una gráfica de $(S_p + \ln X_f/r_w)$ vs. $W_{FD}K_{FD}$ puede resultar en una simple curva que puede utilizarse para determinar S_p , si los valores de X_f/r_w y $W_{FD}K_{FD}$ son conocidos. Como se menciona en el capítulo I por medio de un análisis por curva tipo, para pozos con una fractura vertical de conductividad finita es posible obtener estos parámetros.

Al crearse una fractura mediante un tratamiento de estimulación se generan condiciones especiales en el sistema. Analizando la fig. III.13 se pueden establecer algunas

observaciones de interés:

- a) El patrón de flujo se vuelve lineal hacia la fractura y pseudo-radial al alejarse de ella.
- b) La fractura actúa como un conducto en el cual el fluido se desplaza linealmente hacia el pozo, desapareciendo el daño de la formación ya que la mayoría de los fluidos producidos fluyen a través de la fractura.
- c) La producción será descargada al pozo principalmente por las perforaciones que están colocadas en el plano de la fractura. Dichas perforaciones actúan como estrangulador de flujo al paso de los fluidos.

De acuerdo con lo anterior es claro que el efecto de convergencia del fluido en la zona terminada hacia las perforaciones S_{P2} puede despreciarse, actuando únicamente S_{P1} .

Aunque los valores de S_F sean negativos deben tomarse en cuenta, ya que la determinación de este valor implica que la fractura fue bien realizada.

Para obtener el valor de S_F se evalúa la ecuación 3.1, tomando en consideración que se desprecia el daño a la formación, podemos despejar S_F quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$S_F = S_i - S_{DEBV} - S_{PEN} - S_{DISP} \quad (3.20)$$

Para poder obtener este valor es necesario realizar un análisis previo para poder determinar todos los demás pseudo-factores.

III.7 FACTOR DE PSEUDO-DANO POR FLUJO TURBULENTO EN POZOS DE GAS (S_{TG}).

Todas las soluciones presentadas en la literatura están basadas en la ley de Darcy, que es válida para el flujo a través de yacimiento para cualquier tiempo bajo flujo laminar. Para flujo de gas²⁷, sin embargo, los efectos de flujo turbulento no son tomados en cuenta por la ley de Darcy y frecuentemente esto es ignorado. Si se consideran los efectos de flujo turbulento, la ecuación parcial diferencial se vuelve no lineal y solo puede ser resuelta a través de procedimientos numéricos.

El flujo turbulento es más pronunciado en la zona cercana al pozo y provoca una caída de presión adicional similar a un efecto de daño, excepto que no es constante porque varía directamente con el gasto de flujo. Smith en 1961 comprueba, mediante una solución numérica, que el flujo puede ser tratado como un efecto de daño dependiente del gasto.

$$A_{p_{To}} = S_{To} q_{sc} \quad (3.21)$$

Donde

q_{gs} es el gasto de gas a condiciones estandar (MMft³)

Consecuentemente para el flujo de gas hacia un pozo, la caída de presión esta dada por:

$$\Delta p_t = \Delta p_{\text{laminar}} + \Delta p_{\text{daño}} + \Delta p_{\text{flujo turbulento}} \quad (3.22)$$

Entonces el efecto de daño y turbulencia son concentrados alrededor del pozo y usualmente se detectan como uno sólo S_T

$$S_T = S_D + S_{TO} + S_{FEN} + S_{DISP} + S_{DESV} \quad (3.23)$$

Como se menciona es importante calcular cada efecto para poder reconocer el daño tratable. Swift y Kiel en 1962 presentan la siguiente relación entre S_{TO} y el factor de turbulencia β .

$$S_{TO} = \frac{2.715 \times 10^{-2} / \beta kM Psc}{h_e \mu r_w Tsc} \quad (3.24)$$

Donde

M peso molecular del gas (lbm/lb mol)

μ viscosidad del gas (cp)

Psc, Tsc presión y temperatura a condiciones estandar

r_w radio del pozo (pies)

β factor de turbulencia (pies)⁻¹

Todos los valores de esta ecuación son fácilmente obtenibles exceptuando el valor de β , para lo cual Cornell y Katz en 1953 presentan una correlación, basada en las características de rocas de interés (areniscas, dolomías y calizas), esta correlación es retomada por Katz y Cornell que proponen una simple ecuación dada por:

$$\beta = \frac{4.11 \times 10^{10}}{K^{4.75}} \quad (3.25)$$

Sustituyendo la 3.24 en la ecuación 3.23 junto con los valores de M (28.966), P_{sc} y T_{sc} (14.65 psia y 60°F respectivamente).

$$S_{TU} = \frac{9.106 \times 10^{-2} \rho_g q_g sc}{k^{1.75} \mu r h t} \quad (3.25)$$

Que es una muy buena aproximación.

TABLA III.1 FACTORES DE PSEUDODARÑO PARA POZOS DESVIADOS,
 $h_D = 100$

$\theta_w, ^\circ$	z_w/h	$\frac{h_w \cos \theta_w}{h}$	$s_{desv+pen}$	s_{pen}	s_{desv}
0	.95	.1	20.810	20.810	0
15			20.385	20.810	-0.425
30			18.948	20.810	-1.861
45			16.510	20.810	-4.299
60			12.662	20.810	-8.147
75			6.735	20.810	-14.074
0	.8	.1	15.809	15.809	0
15			15.449	15.809	-0.36
30			14.185	15.809	-1.623
45			12.127	15.809	-3.682
60			8.944	15.809	-6.864
75			4.214	15.809	-11.594
0	.6	.1	15.257	15.257	0
15			14.898	15.257	-0.359
30			13.636	15.257	-1.621
45			11.583	15.257	-3.674
60			8.415	15.257	-6.842
75			3.739	15.257	-11.517
0	.5	.1	15.213	15.213	0
15			14.854	15.213	-0.359
30			13.592	15.213	-1.620
45			11.540	15.213	-3.673
60			8.372	15.213	-6.841
75			3.699	15.213	-11.514
0	.875	.25	8.641	8.641	0
15			8.359	8.641	-0.282
30			7.487	8.641	-1.154
45			5.968	8.641	-2.673
60			3.717	8.641	-4.924
75			0.464	8.641	-8.177
0	.75	.25	7.002	7.002	0
15			6.750	7.002	-0.251
30			5.969	7.002	-1.032
45			4.613	7.002	-2.388
60			2.629	7.002	-4.372
75			-0.203	7.002	-7.206
0	.6	.25	6.658	6.658	0
15			6.403	6.658	-0.249
30			5.633	6.658	-1.024
45			4.290	6.658	-2.447
60			2.337	6.658	-4.32
75			-0.418	6.658	-7.076

TABLA III.1 CONTINUACION hD 100

θ_w , °	z_w/h	$\frac{h_w \cos \theta_w}{h}$	$s_{desv+pen}$	s_{pen}	s_{desv}
0	.5	.25	6.611	6.611	0
15			6.361	6.611	-0.249
30			5.587	6.611	-1.023
45			4.245	6.611	-1.365
60			2.295	6.611	-4.315
75			-0.451	6.611	-7.062
0	.75	.5	3.067	3.067	0
15			2.878	3.067	-0.189
30			2.308	3.067	-0.759
45			1.338	3.067	-1.729
60			-0.082	3.067	-3.150
75			-2.119	3.067	-5.187
0	.6	.5	2.430	2.430	0
15			2.254	2.430	-0.176
30			1.730	2.430	-0.700
45			0.838	2.430	-1.592
60			-0.466	2.430	-2.897
75			-2.341	2.430	-4.772
0	.5	.5	2.369	2.369	0
15			2.149	2.369	-0.175
30			1.672	2.369	-0.697
45			0.785	2.369	-1.584
60			-0.509	2.369	-2.879
75			-2.368	2.369	-4.738
0	.625	.75	0.924	0.924	0
15			0.778	0.924	-0.145
30			0.337	0.924	-0.587
45			-0.411	0.924	-1.336
60			-1.507	0.924	-2.432
75			-3.099	0.924	-4.024
0	.5	.75	0.694	0.694	0
15			0.554	0.694	-0.139
30			0.134	0.694	-0.560
45			-0.581	0.694	-1.275
60			-1.632	0.694	-2.326
75			-3.170	0.694	-3.864
0	.5	1	0	0	0
15			-0.128	0	-0.128
30			-0.517	0	-0.517
45			-1.178	0	-1.178
60			-2.149	0	-2.149
75			-3.577	0	-3.577

TABLA III. II FACTORES DE PSEUDODIÁFRAMA PARA POZOS DESVIADOS,

$h_D = 1000$

$\theta_w, ^\circ$	z_w/h	$\frac{h \cos \theta}{h}$	$s_{desv+pen}$	s_{pen}	s_{desv}
0	.95	.1	41.521	41.521	0
15			40.343	41.521	-1.178
30			36.798	41.521	-4.722
45			30.844	41.521	-10.677
60			22.334	41.521	-19.187
75			10.755	41.521	-30.766
0	.8	.1	35.840	35.840	0
15			34.744	35.840	-1.095
30			31.457	35.840	-4.382
45			25.973	35.840	-9.867
60			18.241	35.840	-17.599
75			8.003	35.840	-27.837
0	.6	.1	35.290	35.290	0
15			35.195	35.290	-1.095
30			30.910	35.290	-4.380
45			25.430	35.290	-9.860
60			17.710	35.290	-17.58
75			7.522	35.290	-27.768
0	.5	.1	35.246	35.246	0
15			34.151	35.246	-1.095
30			30.866	35.246	-4.38
45			25.386	35.246	-9.86
60			17.667	35.246	-17.579
75			7.481	35.246	-27.765
0	.875	.25	15.733	15.733	0
15			15.136	15.733	-0.597
30			13.344	15.733	-2.389
45			10.366	15.733	-5.367
60			6.183	15.733	-9.550
75			0.632	15.733	-15.101
0	.75	.25	14.040	14.040	0
15			13.471	14.040	-0.569
30			11.770	14.040	-2.270
45			8.959	14.040	-5.081
60			5.047	14.040	-8.993
75			-0.069	14.040	-14.109
0	.6	.25	13.701	13.701	0
15			13.133	13.701	-0.568
30			11.437	13.701	-2.264
45			8.638	13.701	-5.063
60			4.753	13.701	-8.948
75			-0.288	13.701	-13.989

TABLA III. II CONTINUACION

α_w	z_w/h	$\frac{h_w \cos \theta_w}{h}$	$s_{desv} + pen$	s_{pen}	s_{deav}
0	.5	.25	13.655	13.655	0
15			13.087	13.655	-0.568
30			13.391	13.655	-2.264
45			8.593	13.655	-5.062
60			4.711	13.655	-8.944
75			-0.321	13.655	-13.976
0	.75	.5	5.467	5.467	0
15			5.119	5.467	-0.348
30			4.080	5.467	-1.387
45			2.363	5.467	-3.104
60			-0.031	5.467	-5.498
75			-3.203	5.467	-8.670
0	.6	.5	4.837	4.837	0
15			4.502	4.837	-0.335
30			3.503	4.837	-1.334
45			1.858	4.837	-2.979
60			-0.424	4.837	-5.261
75			-3.431	4.837	-8.268
0	.5	.5	4.777	4.777	0
15			4.443	4.777	-0.334
30			3.446	4.777	-1.331
45			1.806	4.777	-2.971
60			-0.467	4.777	-5.244
75			-3.458	4.777	-8.235
0	.625	.75	1.735	1.735	0
15			1.483	1.735	-0.252
30			0.731	1.735	-1.004
45			-0.512	1.735	-2.247
60			-2.253	1.735	-3.988
75			-4.595	1.735	-6.330
0	.5	.75	1.508	1.508	0
15			1.262	1.508	-0.246
30			0.528	1.508	-0.980
45			-0.693	1.508	-2.191
60			-2.380	1.508	-3.888
75			-4.665	1.508	-6.173
0	.5	1	0	0	0
15			-0.206	0	-0.206
30			-0.824	0	-0.824
45			-1.850	0	-1.850
60			-3.298	0	-3.298
75			-5.282	0	-5.282

TABLA III.III

TIPO DE ROCA	RESISTENCIA A LA COMPRESION C1 (LB/PE ²)
MARGAS	355- 710
CALIZAS SUAVES	1420- 2840
ARENISCAS POCO CONSOLIDADAS	4260- 5680
ARENISCAS CONSOLIDADAS	8520- 9940
ARENISCAS MUY CONSOLIDADAS	> 14200
CALIZAS DURAS	21300- 28400

TABLA III.IV

Díámetro de la tubería de revestimiento (pg)	Díámetro de la barrena (pg)	Espesor normal de la pared TR-cemento (pg)
10 3/4	15	2.6
10 3/4	13 3/4	2.0
9 5/8	12 1/2	1.8
7	9 7/8	1.7
7 5/8	9 7/8	1.5
7	9	1.3
5	7	1.1

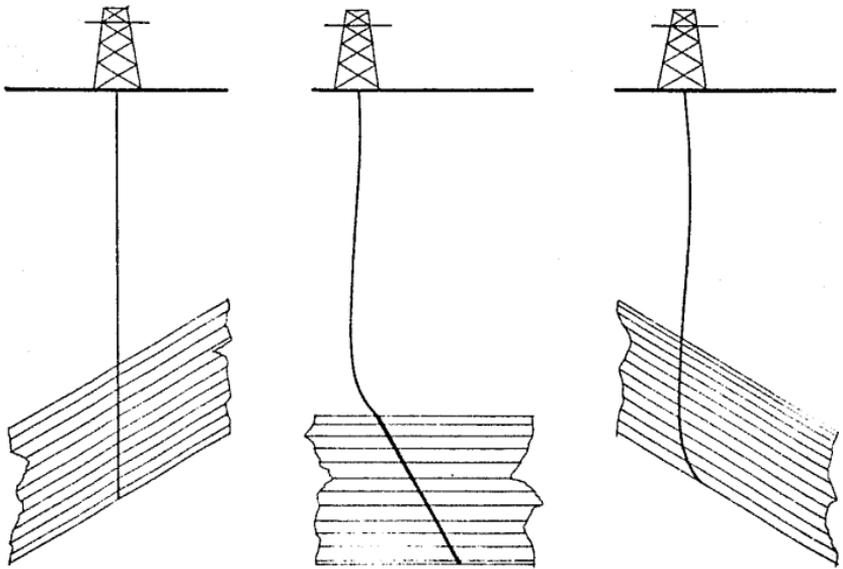


Fig. III.1 Pozos Desviados.

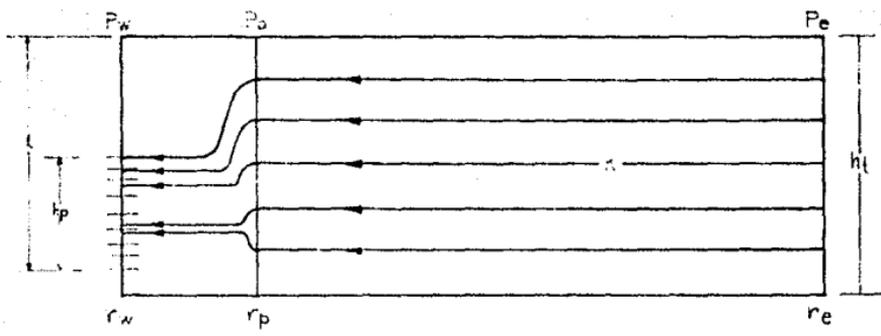


Fig. 3.2 Terminación parcial

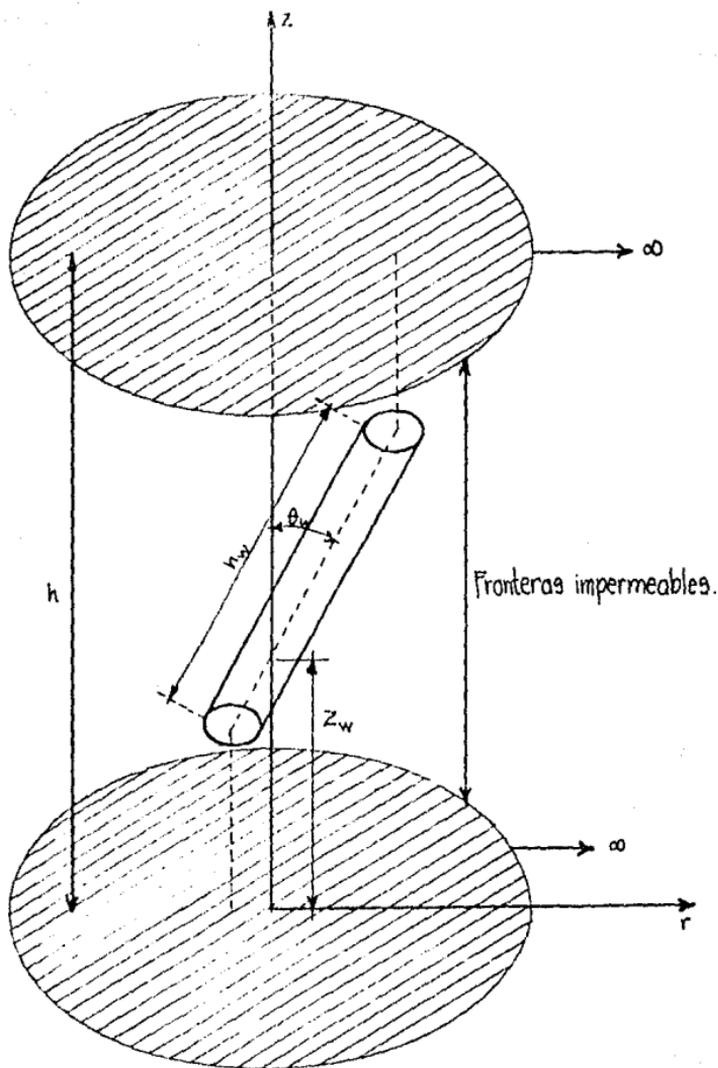


Fig. III.3 Pozo Desviado.

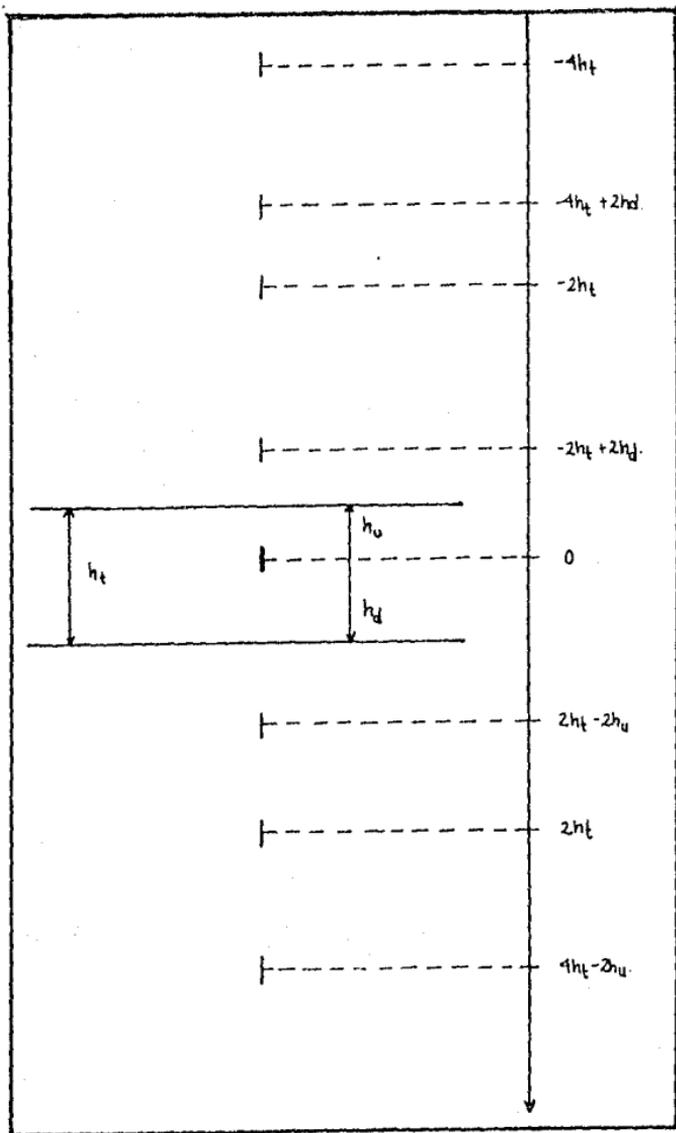


Fig. III.4 Método de las imágenes.

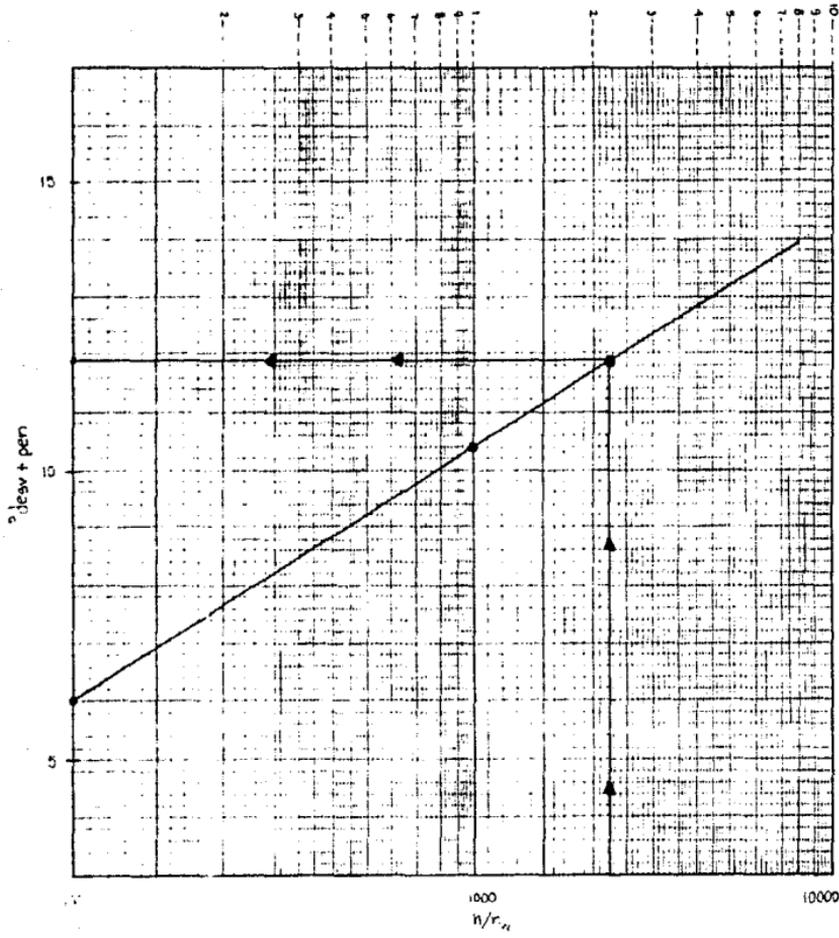


Fig III.5 Determinación del factor de pseudobanco de penetración y desviación
 ($h_p = 2250$, Penetración = 0.25, $z_{wD} = 0.875$, $\theta_w = 15^\circ$)

E Z L	PATRON SIMPLE.		h pg.	ϕ grados	VISTA FRONTAL
	VISTA SUPERIOR	VISTA FRONTAL			
1-12			12	0	
2-12			12	180	
3-12			12	120	
4-12			12	90	
1-6			6	0	
2-6			6	180	
3-6			6	120	
4-6			6	90	
1-3			3	0	
2-3			3	180	
3-3			3	120	
4-3			3	90	

Fig. III.6 Patrones de perforaciones y sus correspondientes diámetros h y ϕ (Hong).

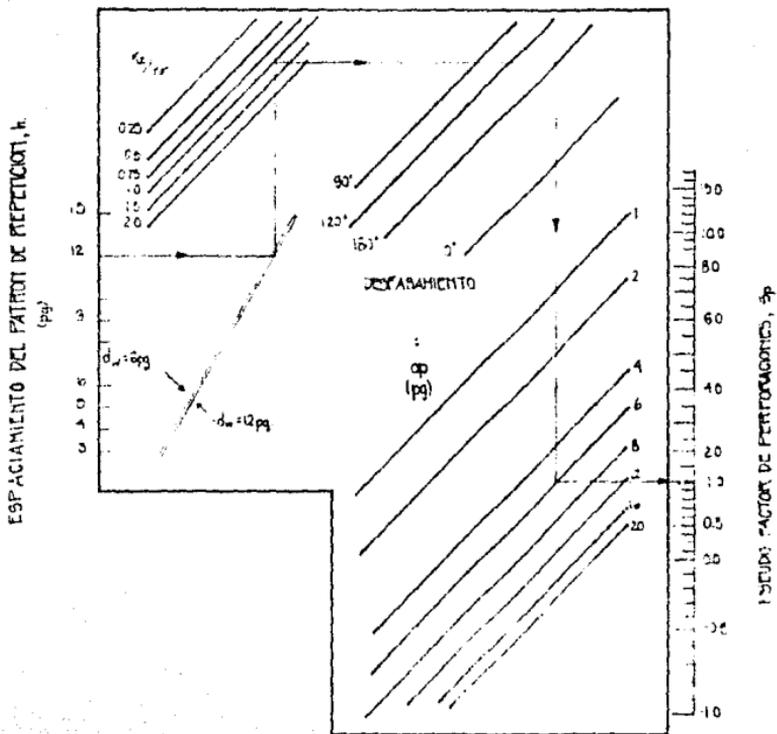


Fig. 3.7. Nomograma para determinar h (mm) (patrones simples perforaciones de 12 ϕ)

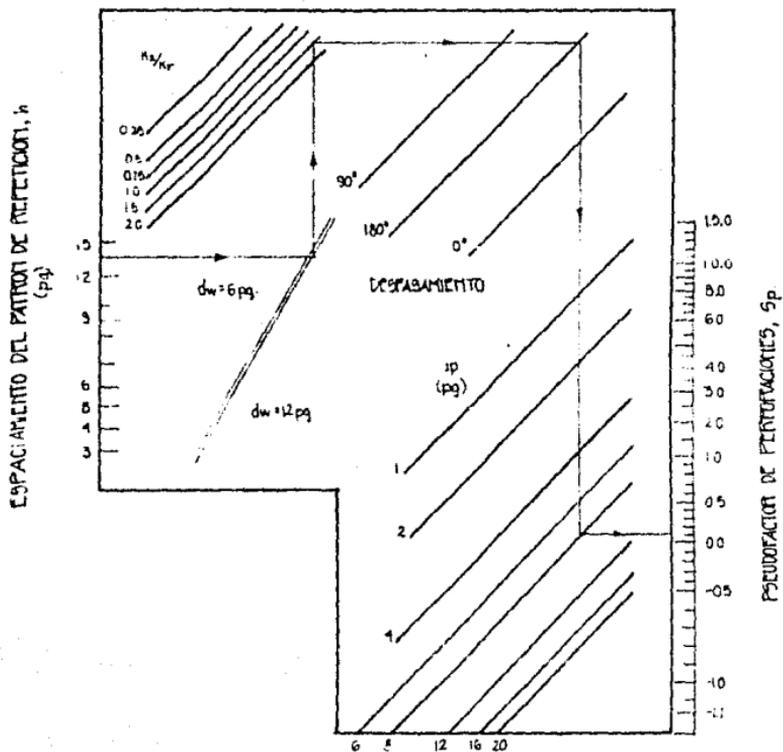


Fig. III.6 Nomograma para determinar S_p (Hong)
 (patrones escalonados perforaciones de $\frac{1}{2}$ pg).

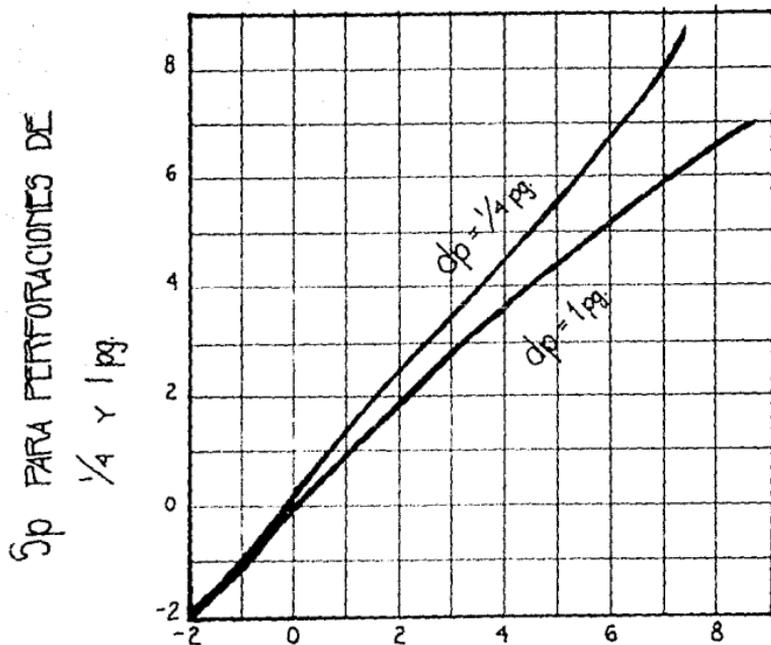
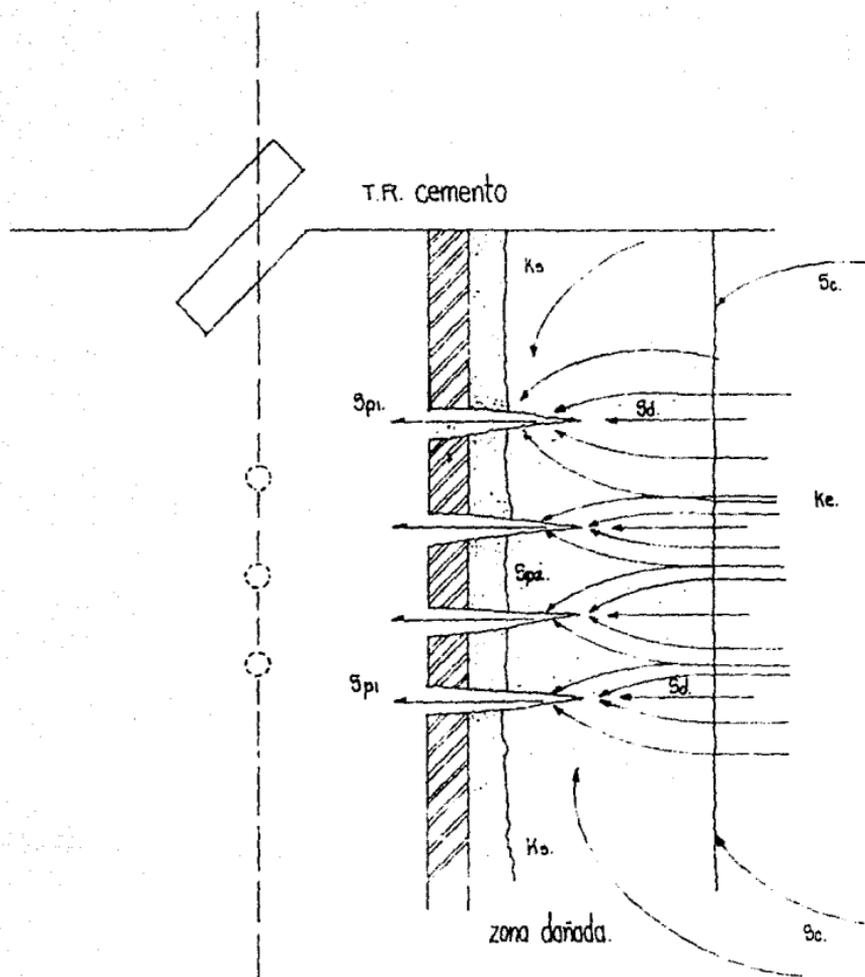


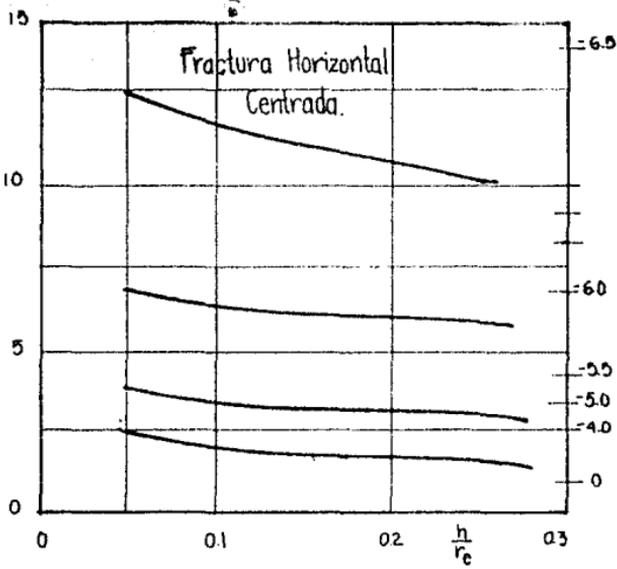
Fig. III.9 S_p , para diámetros de perforaciones de $\frac{1}{4}$ y 1 pg. (Hong).



convergencia del flujo hacia
las perforaciones

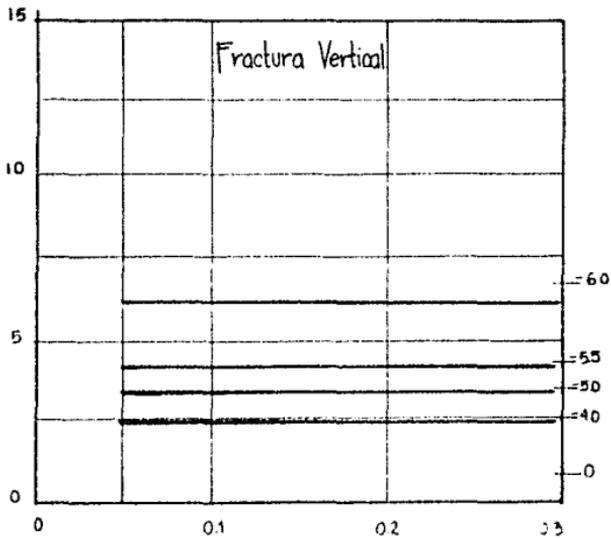
Fig. III.10

EFICIENCIA DE FLUJO, EF



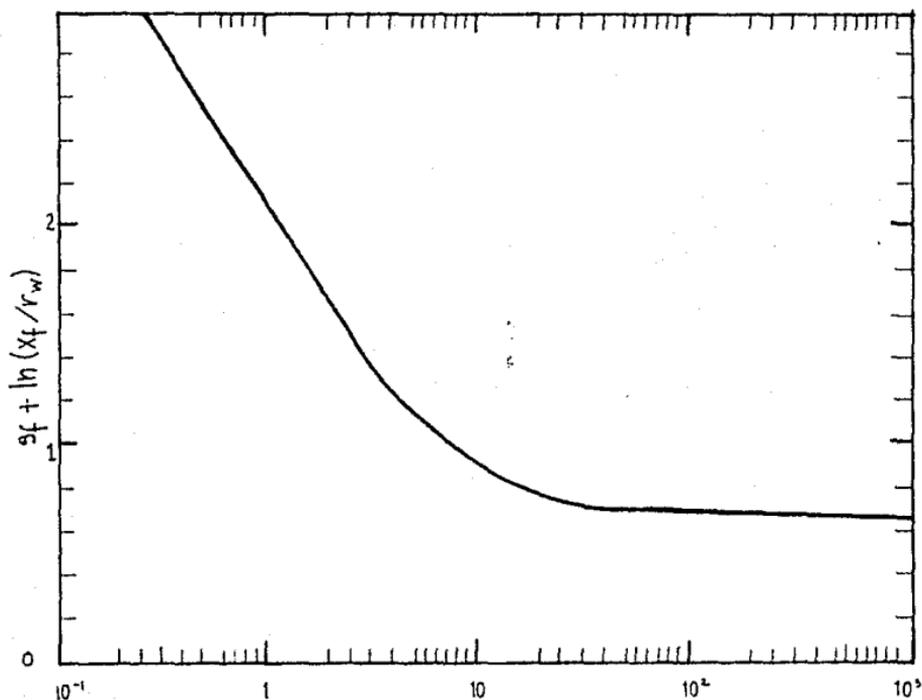
PSEUDO FACTOR POR FRACTURA, S_f .

EFICIENCIA DE FLUJO, EF



PSEUDO FACTOR POR FRACTURA, S_f .

Fig. III.11 S_f para un sistema radial con una fractura de conductividad infinita (Van Poolen.)



$$k_{fd} W_{fd} = \frac{k_f W}{k x_f}$$

Fig. III.12 Factor de pseudodaño para un pozo con fractura vertical de conductividad finita.

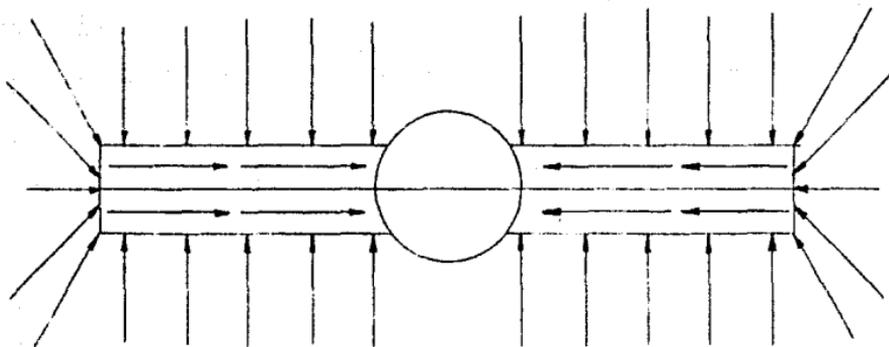


Fig. 13 Comportamiento de flujo provocado por una fractura

CAPITULO IV

FILOSOFIA DEL PAQUETE DE COMPUTO

IV.1 GENERALIDADES

El uso de las computadoras en la industria petrolera ha aumentado notablemente en los últimos años, como una herramienta indispensable, que facilita el trabajo de cálculos repetitivos o engorrosos y gráficas laboriosas.

En el caso del análisis de pruebas de presión se elaboran paquetes que permiten estimar in-situ, si la prueba es lo suficientemente larga como para poder determinar las características deseadas, y realizar su análisis evitando las fallas por apreciación personal (ajuste por curvas tipo).

El paquete de cómputo objetivo central de este trabajo va a formar parte integral del SAPP -II versión PC. (Sistema de Análisis de Pruebas de Presión) que es desarrollado para competir con la paquetería elaborada por las compañías privadas, en el Instituto Mexicano del Petróleo.

Dentro de la programación de este paquete, se trata de que el manejo sea lo más accesible, aun en el caso de no conocer el manejo de una microcomputadora.

El paquete es programado en Quick-Basic versión 4.5, conteniendo dentro de su programación el manejo de: pantallas virtuales (ayudas), ventanas (graficas y menus), graficación en tres dimensiones (desuperposición del factor de daño) y graficación en plotter e impresora, entre otras cosas.

Para ser posible la aplicación de este paquete es necesario contar con un sistema de cómputo con las siguientes características:

- Sistema compatible con IBM.
- Por lo menos 640 kb de memoria RAM.
- Tarjeta de adaptador de colores y graficos (EGA o VGA).
- Monitor a colores.
- Impresora tamaño carta (opcional).
- Graficador compatible con HP-7070 (opcional).

IV.2 PROGRAMACION DEL PAQUETE.

Se parte de un menú principal que integra todos los bloques o módulos del paquete, (ver diagrama de flujo); cada módulo es independiente para facilitar su programación; los módulos de análisis contienen algunos de los métodos enunciados en los capítulos anteriores, adjunto con los módulos de graficación en pantalla, graficador e impresora.

MÉTODOS PROGRAMADOS:

- AJUSTE POR CURVA TIPO -

Yacimientos homogéneos (Curva tipo de Gringarten con derivada). Este método ya estaba programado en el SAPP versión 1.

Pozo fracturado verticalmente de conductividad infinita en un cuadrado cerrado (curva de Gringarten y col.); para reproducir esta curva fue necesario dar solución a la ecuación 1.17, a través del desarrollo de la solución analítica ecuación 1.18; en su programación se presentaron grandes problemas por la convergencia, lo cual obligó a evaluar las series en forma independiente, sobre todo la doble sumatoria, encontrando primeramente las series que no dependen del tiempo.

Pozo fracturado verticalmente de conductividad infinita yacimiento cerrado a presión constante en la frontera externa. Esta curva se reproduce a partir de la ecuación 1.20; que al ser programada presenta los mismos problemas de convergencia que la ecuación 1.18

Pozo fracturado verticalmente flujo uniforme yacimiento cerrado en el centro de un cuadrado cerrado, este caso se reproduce también a partir de la ecuación 1.18, pero con un valor de $X_D = 0$.

Pozo fracturado verticalmente flujo uniforme, en un cuadrado cerrado a presión constante en las fronteras, se reproduce a partir de la programación de la ecuación 1.20. Con $X_D = 5$

Pozo fracturado verticalmente de conductividad finita en un yacimiento cerrado (Cinco Ley y col.), estas curvas tuvieron que ser generadas dando solución a la ecuación propuesta para tiempos cortos por Sheing Tai Lee (Ref 14), utilizando el método de Stehfest, presentandose problemas para obtener los valores publicados en las tablas por Cinco y col.

Pozo fracturado verticalmente conductividad infinita yacimiento infinito y flujo uniforme son evaluados a partir de la programación de la ecuación 1.14 para $x_D = 732$ y $x_D = 0$ respectivamente.

Técnica CORINE de ajuste automático por curvas tipo desarrollada por el Dr. Ulises Ricoy Saldaña y el M.I Néstor Martínez Romero basada en la integral de deconvolución matemática (Teoría de Señales) que ha permitido realizar una comparación cuantitativa y que determina la curva tipo representativa de los datos de presión vs. tiempo de un pozo con gran precisión, identificando ruido inherente a las pruebas de presión que no representan las características físicas de los yacimientos. Cuando los datos de la prueba no contienen efectos de frontera, segregación de gas, etc. los

resultados directos del sistema son totalmente confiables. Si dichos efectos estan presentes en la prueba se requiere del criterio de analista para efectuar los ajustes correspondientes a los datos reales y reprocesarios.

- TECNICAS SEMILOGARITMICAS-

Método de MDH.

Método de Horner.

El ajuste automático en ambos casos se hace a partir del método de mínimos cuadrados, pero requiere que previamente se estudie la prueba por ajuste de curvas tipo para determinar el principio de la recta semilog, además los calculos de las propiedades del pozo y del yacimiento se hacen internamente.

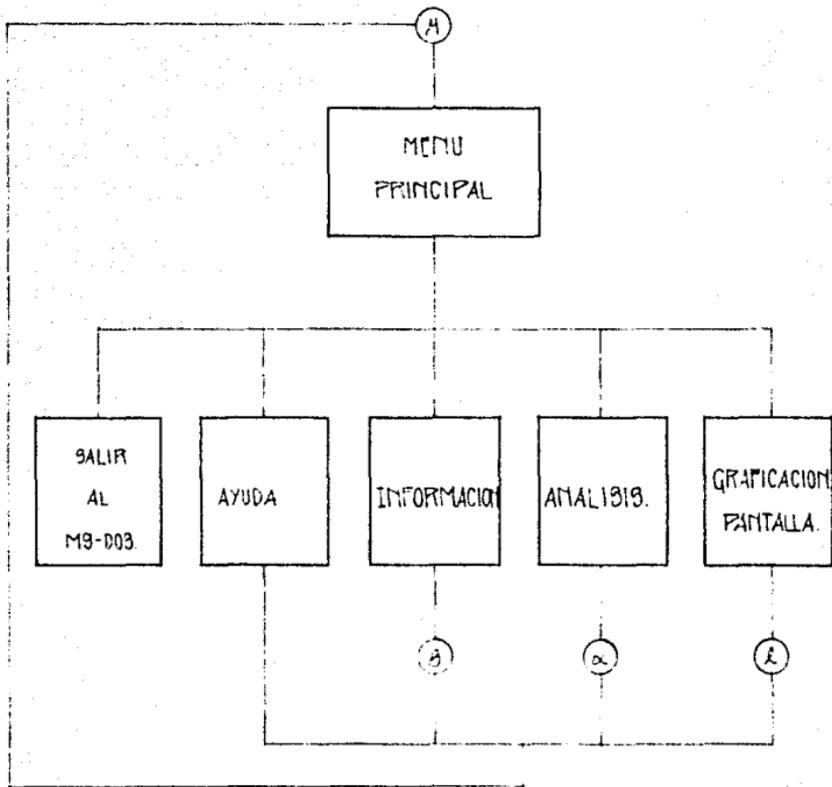
- GRAFICAS DE LA CAIDA DE PRESION VS. EL TIEMPO ELEVADO A CUALQUIER EXPONENTE.

Para poder obtener gráficas de flujo bilineal y lineal los exponentes del tiempo deben ser $1/4$ y $1/2$ respectivamente. Los cálculos despues del trazo manual de la recta se elaboran internamente.

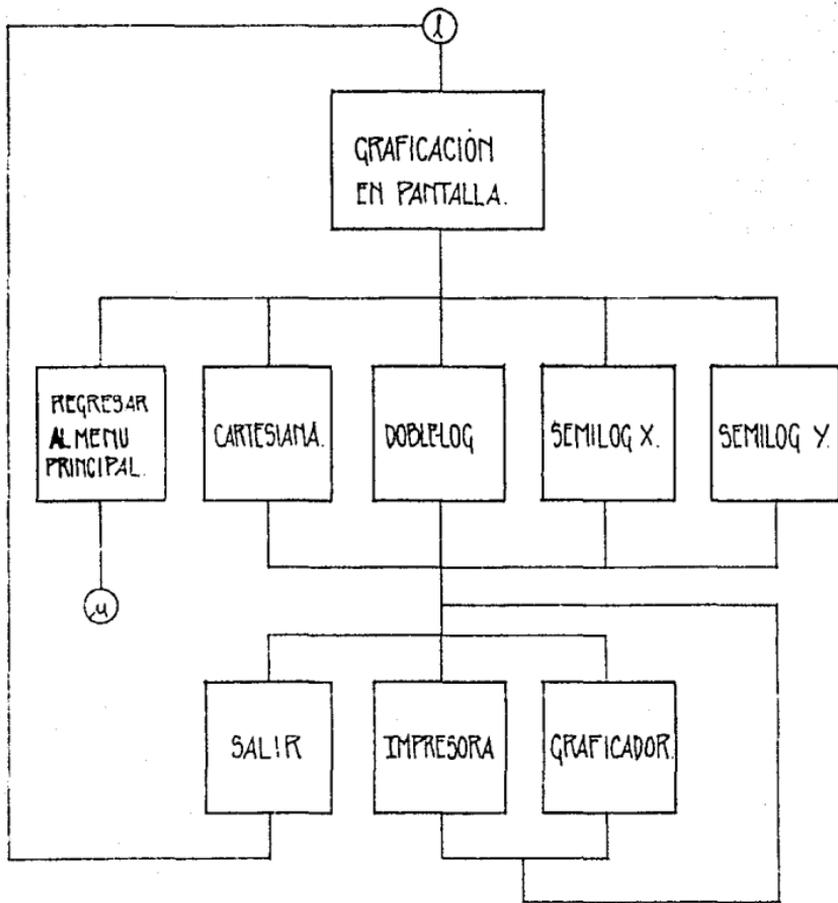
- DESUPERPOSICION DEL FACTOR DE DAÑO -

S_{PEN}	Método de Papatzacos.
$S_{DESV+PEN}$	Método de Cinco y col.
S_{DISP}	Método de Odeh
S_D	Ecuación 3.19
S_F	Ecuación 3.20
S_{T0}	Ecuación 3.23

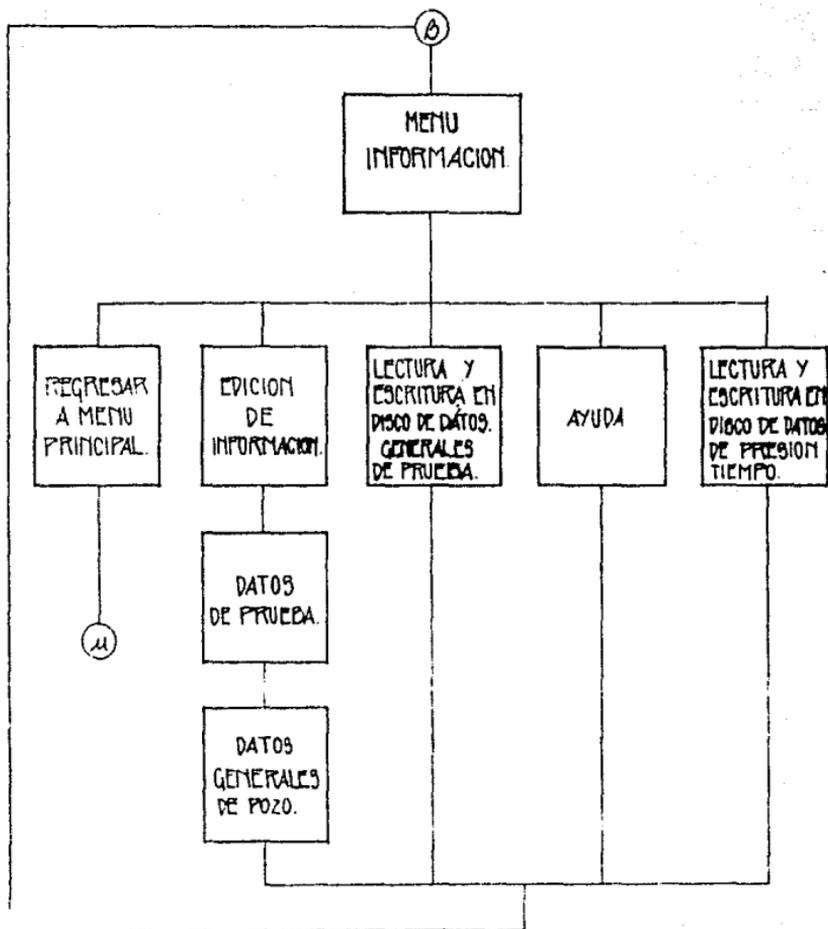
Estos métodos son integrados en un módulo de análisis que es anexado con un módulo editor y lector, de datos de presión y tiempo.



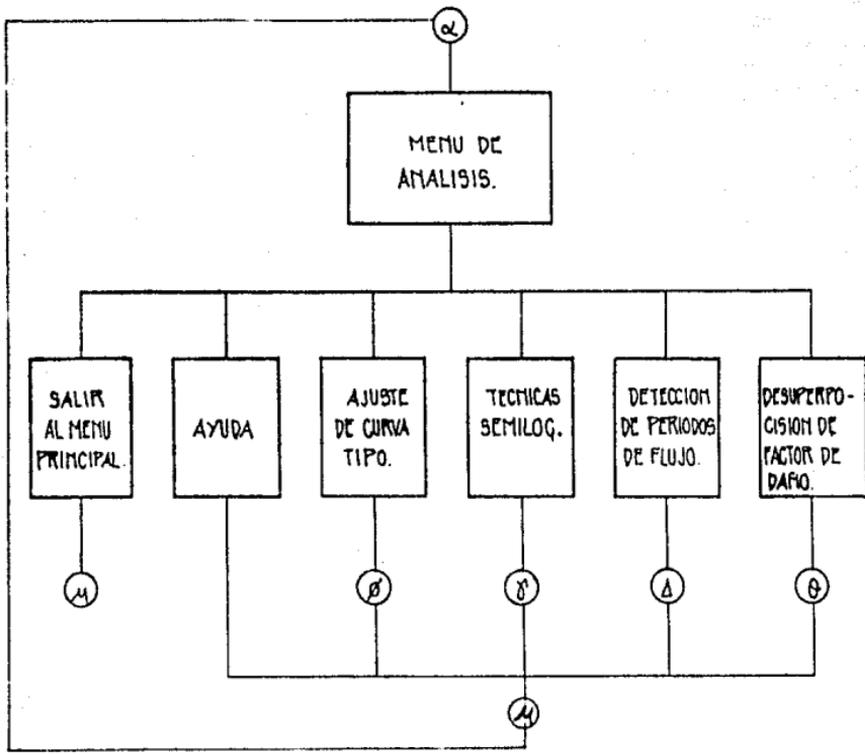
Esquema 1



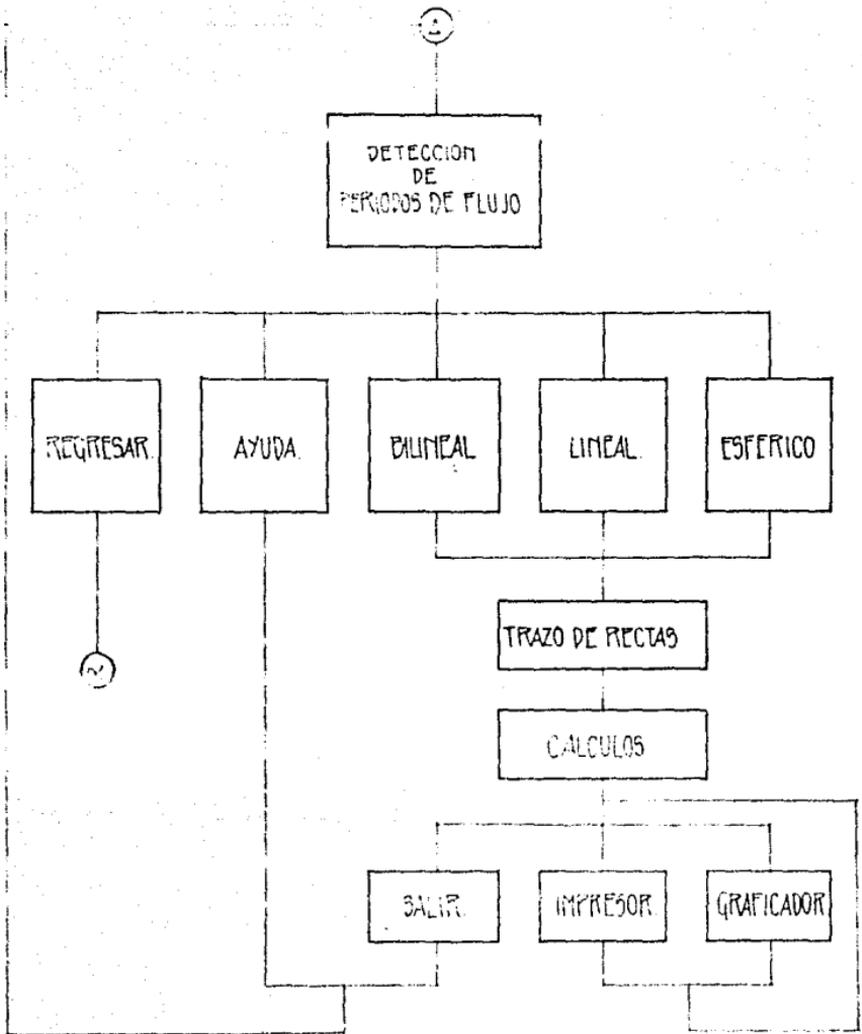
Esquema 2.



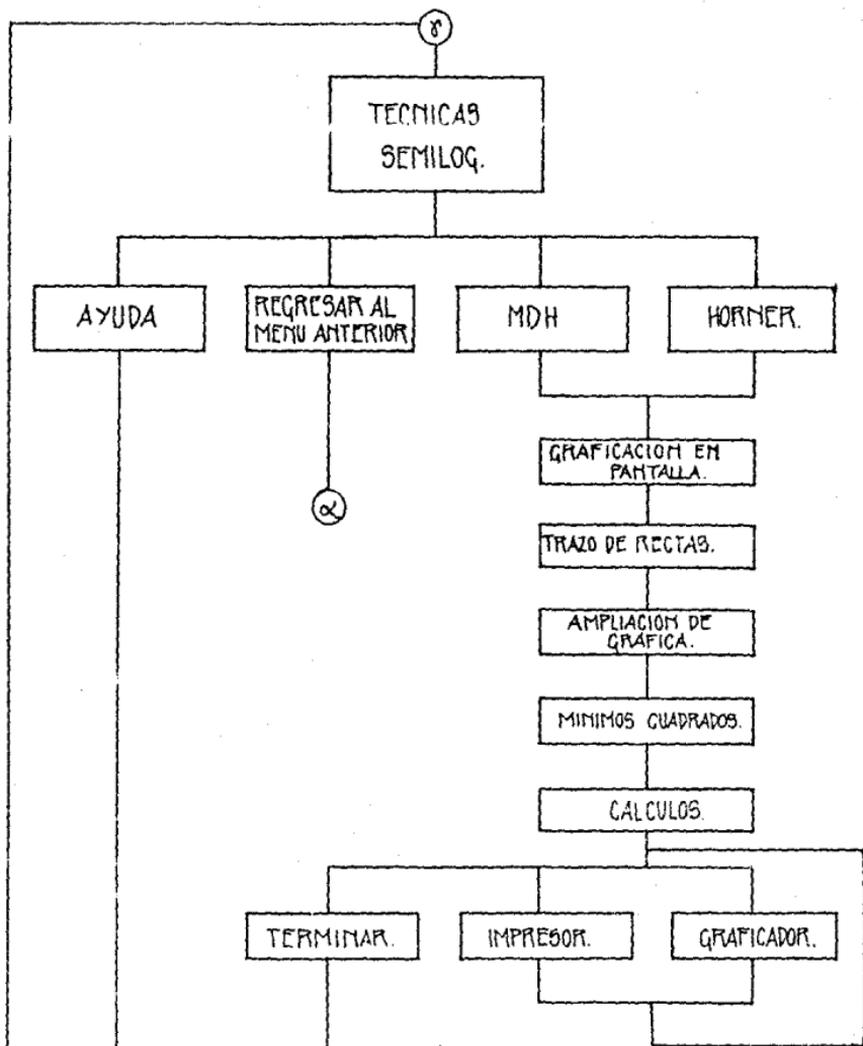
Esquema 3



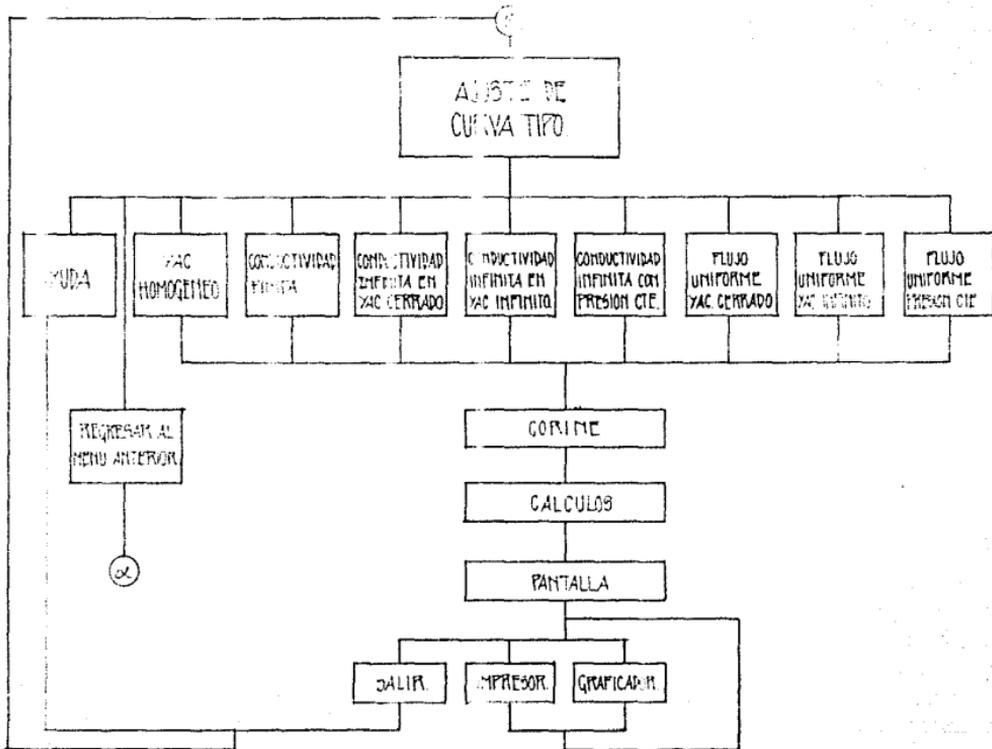
Esquema 1.



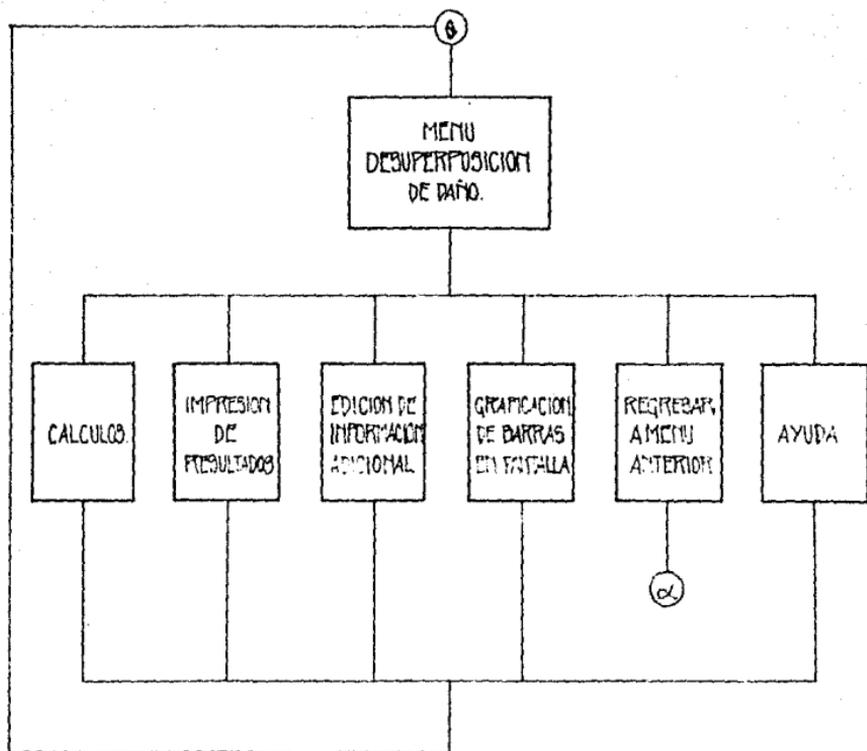
Esquema 5



Esquema 6



Esquema 7



Esquema 0.

CAPITULO V

EJEMPLOS DE APLICACION

Con la finalidad de ejemplificar el uso del paquete de cómputo, se recurre a la aplicación de pruebas presentadas en las referencias 8 y 7. la primera corresponde a un pozo fracturado verticalmente de conductividad infinita en un yacimiento infinito y la segunda a una fractura de conductividad finita.

Los resultados arrojados por el análisis automático son comparados con los presentados en las referencias, además cada análisis presenta varias gráficas de ajuste de curvas, incluyendo también un análisis por las técnicas semilogarítmicas; en el caso del segundo ejemplo, se adicionan las gráficas para la detección de los períodos de flujo (bilineal y lineal).

Por otra parte se presenta también un tercer ejemplo que valida el módulo de desuperposición del factor de daño, mediante el análisis de un pozo real, los resultados del paquete se corroboran mediante una prueba de escritorio.

EJEMPLO 1

Este ejemplo es tomado de la referencia 8; los datos físicos del pozo y los fluidos producidos son:

Gasto de producción	419 BPD
Factor de volumen	1.28 cy/cs
Viscosidad	0.85 cp.
Radio de pozo	0.28 ft.
Porosidad	0.12 fracción
Compresibilidad	0.000021 1/psi
Espesor	82 ft.
Tiempo de producción	7800 hr.
Presión al tiempo cero	3420 psi.

Los datos de la prueba presión son mostrados en la tabla V.1 y las gráficas de análisis son de la fig. V.1 a la fig V.8

Resultados

Los datos fueron sometidos a todos los análisis y los resultados no varían demasiado entre uno y otro, además al compararlos con los presentados en la ref. 8 comprueban la validez del paquete. La siguiente tabla muestra la comparación de los resultados:

	Permeabilidad(Cmd)	Factor de daño
ref 8	7.21	- 5.48
cond.infinita yac cerrado(fig V.1)	7.24	- 5.48
Cond.infinita yac. infinito(fig V.2)	7.15	- 5.53
Cond infinita presión constante(fig V.3)	7.74	- 5.53
Flujo uniforme yac cerrado(fig V.4)	9.87	- 5.48
Flujo uniforme yac. infinito(fig V.5)	8.11	- 6.42
Flujo uniforme presión constante(fig V.6)	8.10	- 5.57
Cond. finita(fig V.7)	7.24	- 6.47
MDH(fig V.8)	7.41	- 4.87

En esta tabla podemos observar que la mayoría de los ajustes utilizados son válidos, el que presenta el mejor ajuste, en comparación con los resultados de la ref. 8, para este caso es el ajuste por curva tipo de conductividad infinita yacimiento cerrado, ajustando con la curva x_e/x_f igual a seis.

EJEMPLO 2

Este ejemplo es tomado de la referencia 7, los datos mostrados a continuación son analizados junto con los datos de la prueba de presión (tabla V.II)

Gasto de producción	108 BPD
Factor de volumen	1.44 cy/cs
Viscosidad	1.8 cp.
Radio de pozo	0.25 ft.
Porosidad	0.18 fracción
Compresibilidad	0.000018 1/psi
Espesor	58 ft.
Presión al tiempo cero	2800 psi.

El análisis de esta prueba consiste en evaluar, como primer paso la existencia de los períodos de flujo bilineal y y lineal (fig V.9, fig V.10), esto nos proporciona una idea cualitativa de los posibles resultados, a continuación se efectúan ajustes por curva tipo para pozos fracturados, como complemento de estos análisis se evalúa también por técnicas semi logarítmicas.

El tiempo estimado para realizar en el gabinete todos estos ajustes es de aproximadamente tres horas, mientras que el tiempo de procesamiento en la computadora es menor de 30 minutos.

Resultados

La siguiente tabla comparativa muestra los resultados de estos análisis:

	Permeabilidad(md)	Factor de daño
ref 7	5.05	- 5.06
cond.infinita yac cerrado(fig V.11)	5.33	- 5.01
Cond.infinita yac. infinito(fig V.12)	5.35	- 5.02
Cond infinita presión constante(fig V.13)	5.33	- 5.02
Flujo uniforme yac cerrado(fig V.14)	6.05	- 5.11
Flujo uniforme yac. infinito(fig V.15)	5.59	- 5.18
Flujo uniforme presión constante(fig V.16)	5.59	- 5.19
Cond. finita(fig V.17)	5.26	- 5.12
MDH(fig V.18)	5.26	- 4.04

Como se trata de un prueba de un pozo fracturado de conductividad finita, se puede establecer a partir de la tabla, que la técnica de MDH requiere una posible corrección y esto se puede deber a que no se alcanza el período de flujo pseudo-radial. El método que mejor se ajusta, con los resultados presentados en la referencia 7, es el de conductividad finita; ajustando con la curva de 10M.

EJEMPLO 3

En este ejemplo se tiene un pozo desviado que penetra parcialmente la formación productora, esta revestido y disparado con pistolas de chorro; la tabla V.III muestra los datos del pozo y los resultados obtenidos por el paquete de cómputo.

La validación de éstos resultados se obtiene elaborando el análisis de gabinete. Como el pozo está desviado y parcialmente penetrado.

Penetración adim:

$$P_{\text{adim}} = \frac{h_p \cos \sigma_w}{h_e} = \frac{249.5 \cos(15)}{482} = .4999$$

$$Z_w = h_e - (h_p \cos(\sigma_w)/2) = 482 - (249.5 \cos(15)/2) = 361 \text{ ft}$$

$$Z_{\text{adim}} = Z_w/h_e = 361.5/482 = .75$$

$$h_D = h_e/r_w = 482/.375 = 1285.33$$

Con estos valores entramos a las tablas III.I y III.II y obtenemos:

$$S_{\text{PEN+DESV}}(h_D=100) = 2.878 \quad ; \quad S_{\text{PEN+DESV}}(h_D=1000) = 5.119$$

Evaluando con la ecuación 3.13 obtenemos:

$$S_{\text{PEN+DESV}}(h_D = 1285.3) = 5.36$$

Ahora se calcula el valor de S_{p1} con la ecuación 3.14

$$S_{p1} = .48289$$

Para S_{p2} primero calculamos el valor de la penetración de los disparos ecuación 3.15

$$P_e = 4.312 \text{ pg}$$

$$A_p = P_e - TR\text{-cemento} = 4.312 - 1.4 = 2.912$$

Entrando al nomograma de Hong, fig III.7, como no se tiene una recta para $A_p = 3$ se interpola obteniéndose:

$$S_{p2} = .2$$

$$S_{DISF} = (S_{p1} + S_{p2}) h_e/h_p = 1.27$$

$$S_D = h_p/h_e (S_U - S_{PEN+DESIV} - S_{DISF})$$

$$S_D = 1.01$$

Estos resultados concuerdan satisfactoriamente con los arrojados por el paquete de cómputo, por tanto validan el módulo de desuperposición de daño

TABLA V.I

SISTEMA DE ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION (GAPP)
 version 3.1

Pozo : EJEMPLO 1
 Fecha : 22 DE MARZO DE 1990

Tiempo (hrs.)	Presión (psi)	Caida de Presión	Gasto (bpd)
0.0833	3431.00	11.00	0.00
0.1670	3435.00	15.00	0.00
0.2500	3438.00	18.00	0.00
0.5000	3444.50	24.50	0.00
0.7500	3449.00	29.00	0.00
1.0000	3452.00	32.00	0.00
2.0000	3463.00	43.00	0.00
3.0000	3471.00	51.00	0.00
4.0000	3477.00	57.00	0.00
5.0000	3482.00	62.00	0.00
6.0000	3486.00	66.00	0.00
7.0000	3490.00	70.00	0.00
8.0000	3495.00	75.00	0.00
9.0000	3498.00	78.00	0.00
10.0000	3500.00	80.00	0.00
12.0000	3506.00	86.00	0.00
24.0000	3528.00	108.00	0.00
36.0000	3544.00	124.00	0.00
48.0000	3555.00	135.00	0.00
60.0000	3563.00	143.00	0.00
72.0000	3570.00	150.00	0.00
76.0000	3582.00	162.00	0.00
120.0000	3590.00	170.00	0.00
144.0000	3600.00	180.00	0.00
172.0000	3610.00	190.00	0.00
240.0000	3620.00	200.00	0.00

TABLA Y.II
 SISTEMA DE ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION (SAPP)
 version 3.1

Pozo : EJEMPLO 2
 Fecha : MARZO 22

Tiempo (hrs.)	Presión (psi)	Caida de Presión	Gasto (bpd)
1.0000	2519.00	81.00	0.00
2.0000	2491.00	109.00	0.00
3.0000	2472.00	128.00	0.00
4.0000	2456.00	144.00	0.00
5.0000	2443.00	157.00	0.00
6.0000	2430.00	170.00	0.00
7.0000	2418.00	182.00	0.00
8.0000	2408.00	192.00	0.00
9.0000	2399.00	201.00	0.00
10.0000	2393.00	207.00	0.00
12.0000	2377.00	223.00	0.00
14.0000	2364.00	236.00	0.00
16.0000	2353.00	247.00	0.00
20.0000	2333.00	267.00	0.00
24.0000	2317.00	283.00	0.00
30.0000	2293.00	307.00	0.00
40.0000	2267.00	333.00	0.00
50.0000	2244.00	356.00	0.00
60.0000	2232.00	368.00	0.00
70.0000	2204.00	396.00	0.00
80.0000	2189.00	411.00	0.00
90.0000	2176.00	424.00	0.00
100.0000	2161.00	439.00	0.00
120.0000	2141.00	459.00	0.00
150.0000	2116.00	484.00	0.00
200.0000	2078.00	522.00	0.00
250.0000	2052.00	548.00	0.00
300.0000	2029.00	571.00	0.00

TABLA V. III.

POZO ejemplo 3

FECHA DE PRUEBA 15 de abril de 1990

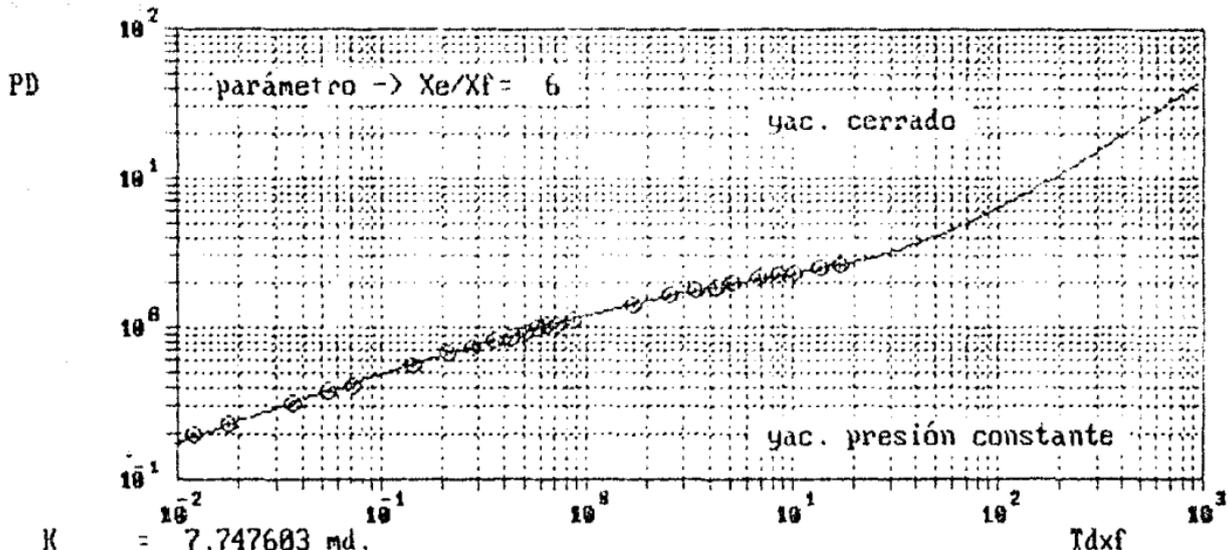
ESPESOR NETO PRODUCTOR	(pies)	482
LONGITUD DEL INTERVALO DISPARADO	(pies)	249.5
RADIO DEL POZO	(pg)	4.5
ANGULO DE INCLINACION	(grados)	12
NO. PERFORACIONES POR PIE		3
ESPACIAMIENTO ENTRE DISPAROS	(pg)	6
ANGULO DE DEFASAMIENTO DE DISPAROS		120
DIAMETRO DE PERFORACIONES	(pg)	.5
PENETRACION EN ARENA DUREA	(pg)	4.5
ESPESOR DE PARED TR-CEMENTO	(pg)	1.4
GASTO DE ACEITE DEL POZO	(bpd)	4500
DENSIDAD DEL ACEITE	(lb/pie ³)	35.6
VISCOSIDAD DEL ACEITE	(cp)	.2
FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE	(b1/b1)	1.55
RESISTENCIA/COMPRESION DE LA FORMACION	(lb/pg ²)	7000
PERMEABILIDAD DE LA FORMACION	(md)	12.3
RELACION DE PERMEABILIDADES KH/KV	(adim)	1
FACTOR DE DANO TOTAL	(adim)	8.6
INTERVALO PROD. TOTALMENTE DISPARADO	si	
TIPO DE PISTOLA:	chorro	
DIST. CIMA FORMACION Y PARTE MEDIA INTERV. PROD.		361

R E S U L T A D O S

DESUPERPOSICION DE BANDS POR:

DESVIACION	-1.3567629
PENETRACION	0.720184
flam. penetracion	1.403896
complemento	1.607852
DISPAROS TOTAL	1.516403
POR MAXIMO FLUIDOS	1.347711
BANDS TOTAL	8.6

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA



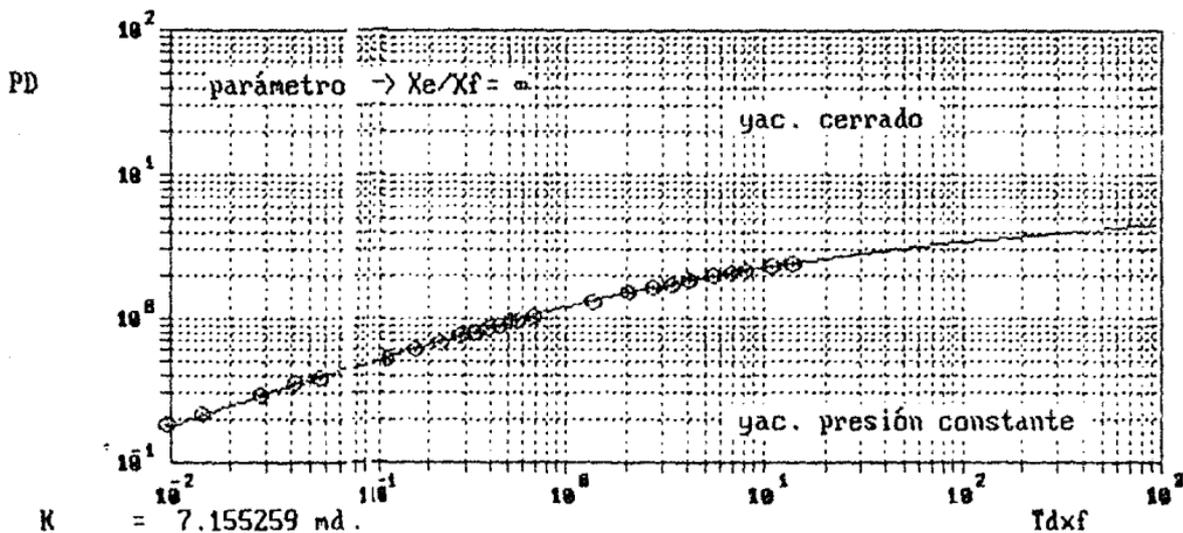
$K = 7.747603$ md.
 $XF = 132.1452$ ft
 $DAÑO = -5.463719$ adim.
 $XE = 792.871$ ft

$T_{ipr} = 13.98444$ Horas ($T_d=1.0$ Gringarten)

$T_{ipr} = 41.95332$ Horas ($T_d=3.0$ Wattenbarger)

Fig. 2.1 Ajuste de conductividad infinita yac. cerrado.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA

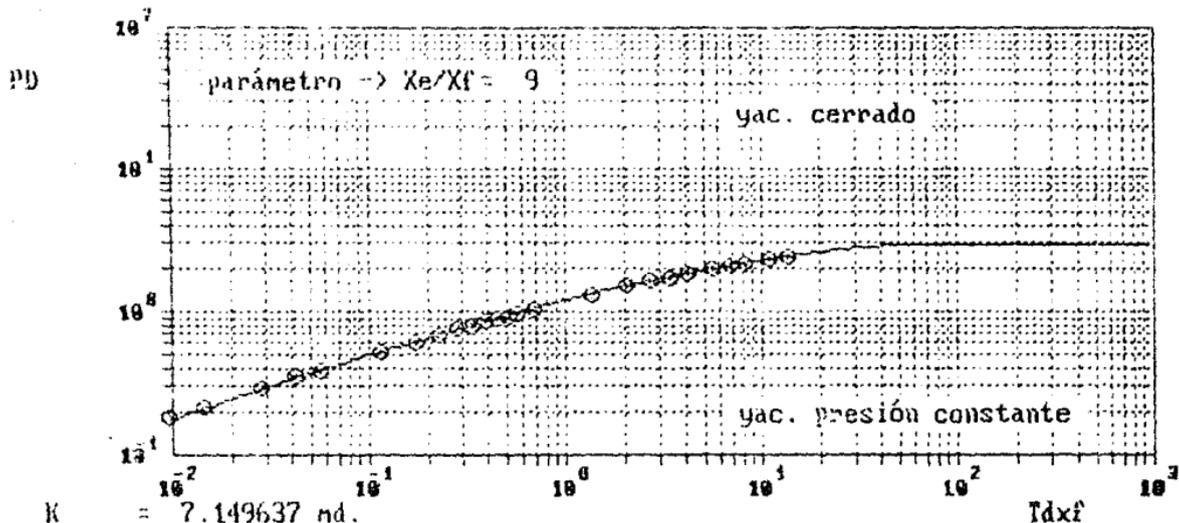


K = 7.155259 md.
 XF = 142.4886 ft
 DAÑO = -5.539081 adim.
 XE = 0 ft

T_{ipr} = 17.68537 Horas (T_d=1.0 Gringarten)
 T_{ipr} = 52.81611 Horas (T_d=3.0 Wattenbarger)

Fig. V.2. Ajuste de conductividad infinita yac. infinito.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA

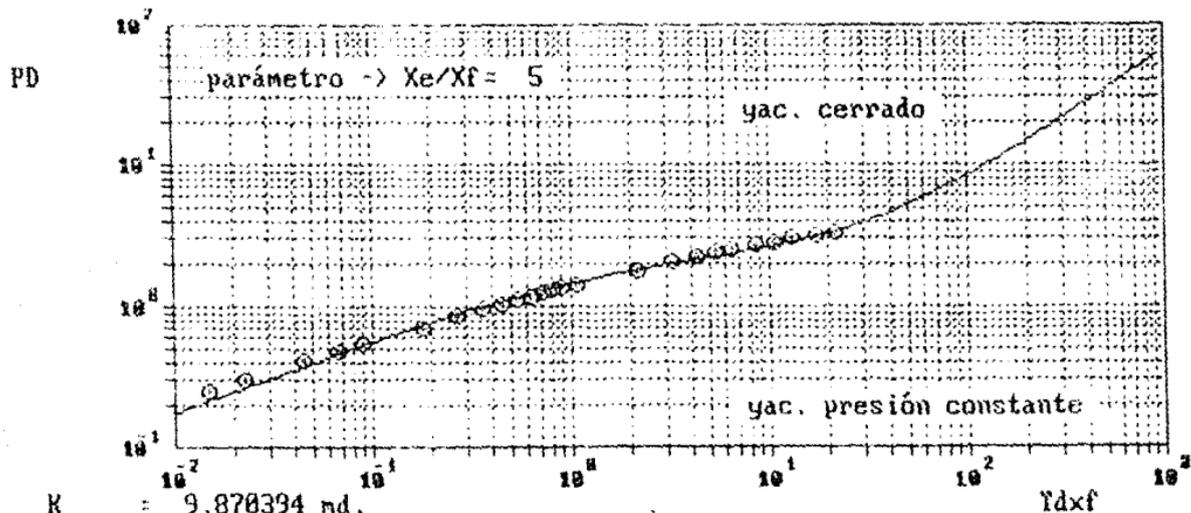


K = 7.149637 md.
 XF = 142.4327 ft.
 DAÑO = -5.538688 adim.
 XE = 1281.894 ft.

T_{ipr} = 17.60537 Horas (T_d=1.0 Gringarten)
 T_{ipr} = 52.8161 Horas (T_d=3.0 Wattenbarger)

Fig. V.3 Ajuste de conductividad infinita presión constante.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME



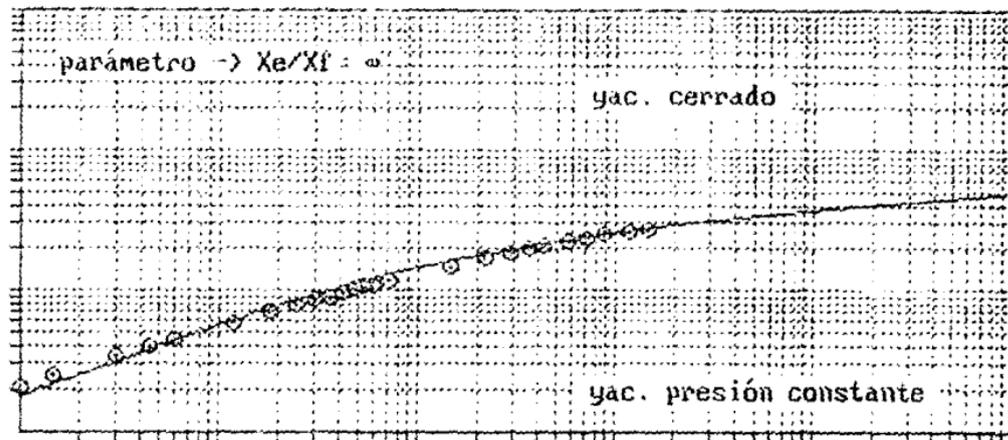
$K = 9.878394$ md.
 $XF = 132.9336$ ft
 $DAÑO = -5.469668$ adim.
 $XE = 664.668$ ft

$T_{ipr} = 11.18823$ Horas ($T_d=1.8$ Gringarten)
 $T_{ipr} = 33.3247$ Horas ($T_d=3.8$ Wattenbarger)

Fig. V.4 Ajuste para flujo uniforme yac. cerrado.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME

PD



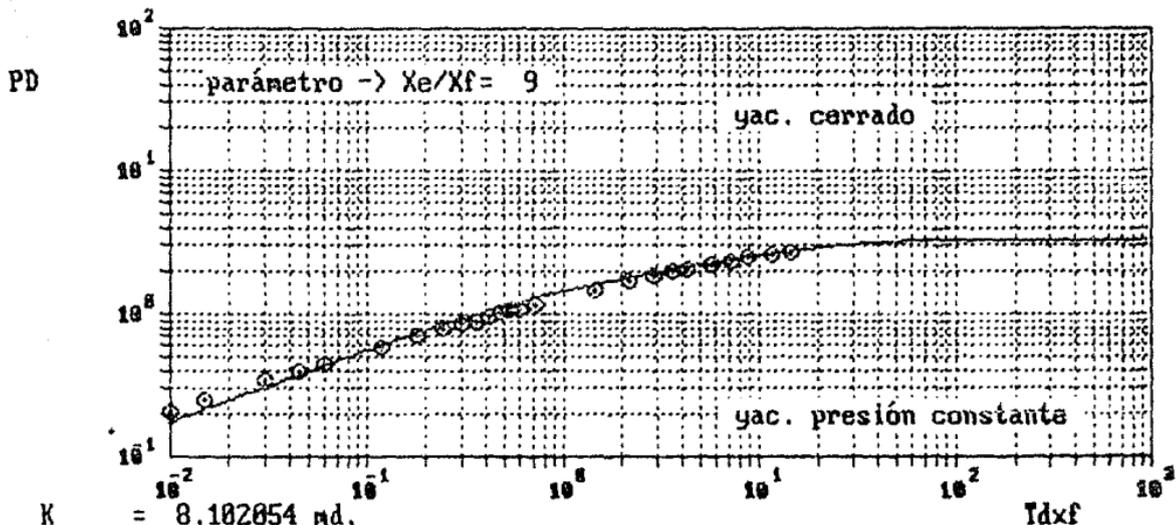
$K = 8.1145 \text{ md.}$
 $XF = 147.4343 \text{ ft}$
 $DAÑO = -6.428499 \text{ adim.}$
 $XE = \infty \text{ ft}$

$Tdxf$

$T_{ipr} = 16.62854 \text{ Horas (} T_d=1.0 \text{ Gringarten)}$
 $T_{ipr} = 49.86162 \text{ Horas (} T_d=3.0 \text{ Wattenbarger)}$

Fig. V.5 Ajuste para flujo uniforme yac. infinito.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME



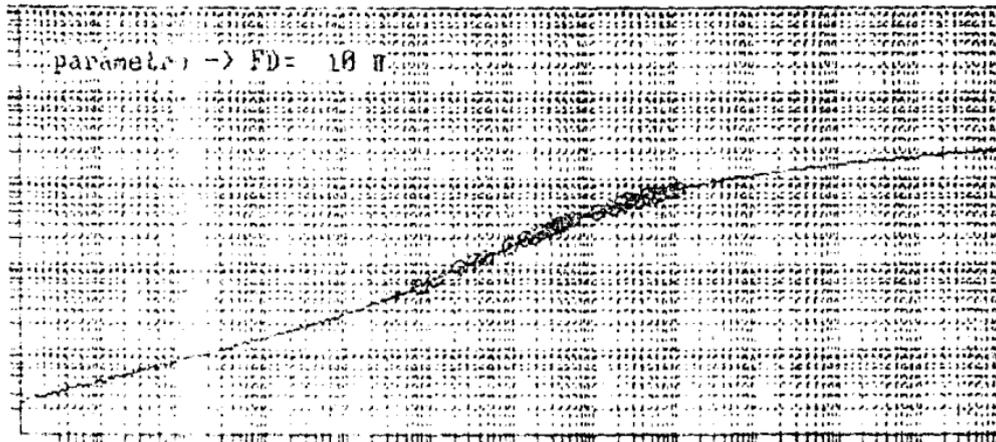
$K = 8.102054 \text{ md.}$
 $XF = 147.3212 \text{ ft}$
 $DAÑO = -5.572433 \text{ adim.}$
 $XE = 1325.89 \text{ ft}$

$T_{ipr} = 16.62054 \text{ Horas (} T_d=1.0 \text{ Gringarten)}$
 $T_{ipr} = 49.86161 \text{ Horas (} T_d=3.0 \text{ Wattenbarger)}$

Fig. V.6 Ajuste para flujo uniforme presión constante.

FRACTURA VERTICAL. CONDUCTIVIDAD FINITA

PD=FD



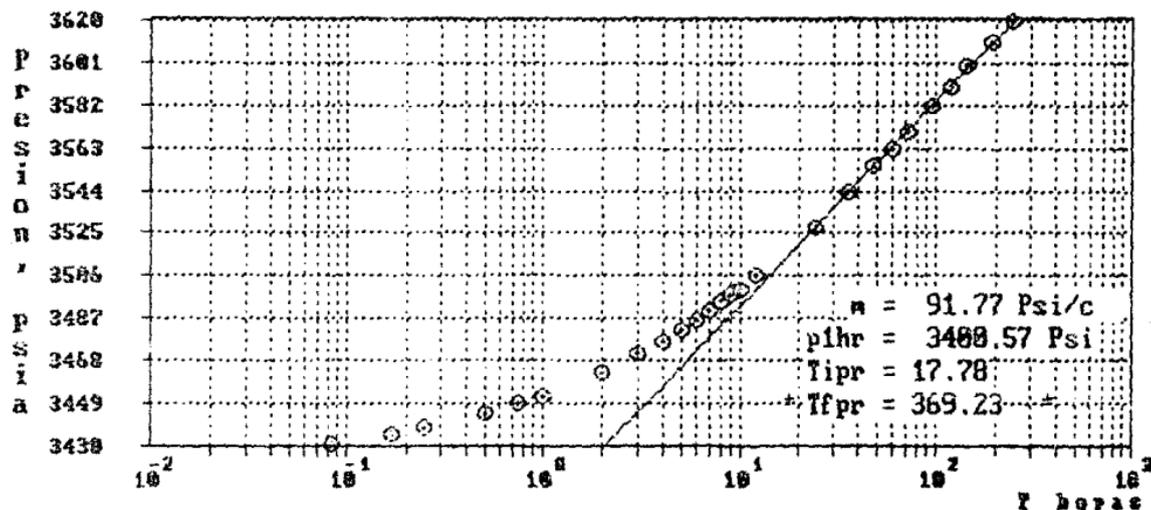
$K = 7.242285 \text{ md.}$
 $KF = 155.2575 \text{ ft.}$
 $\text{DAÑO} = -6.472281 \text{ adim.}$
 $WRF = 35324.24$
 $\text{Tipo} = 28.65114 \text{ Horas (Id = 1.8 Gringarten y col.)}$
 $\text{Tipo} = 61.95343 \text{ Horas (Id = 3.8 Wattenbarger y col.)}$

$\text{Idxf} = \text{FD}^2$

Fig. V.7 Ajuste de conductividad finita.

CC= 1.00

0



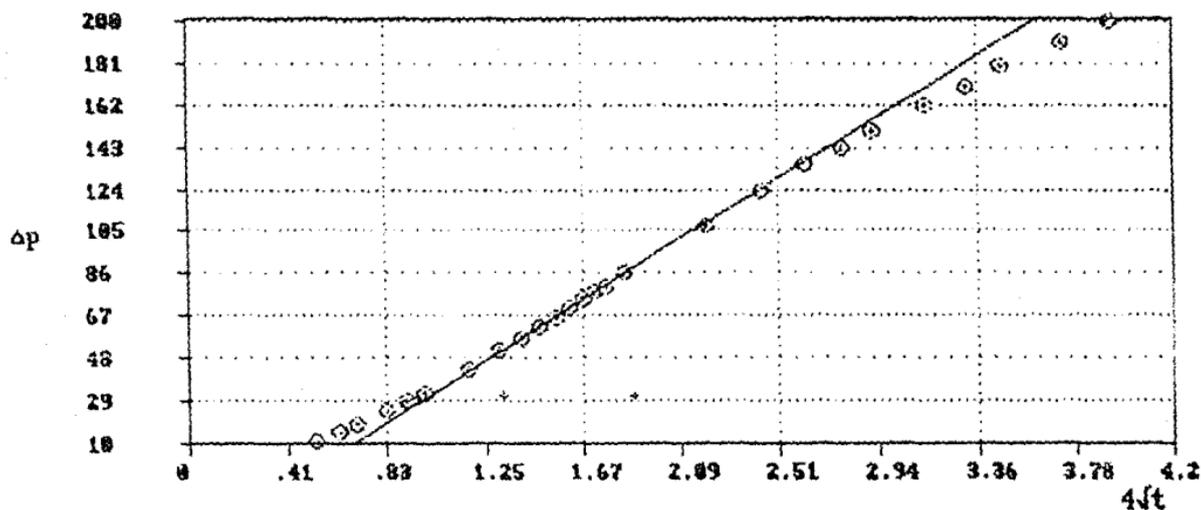
Kh = 688.80 md-ft

K = 7.41 md

s = -4.97

Dps = -396.99 Psi

Tiq. V. 8 Técnica MDH.

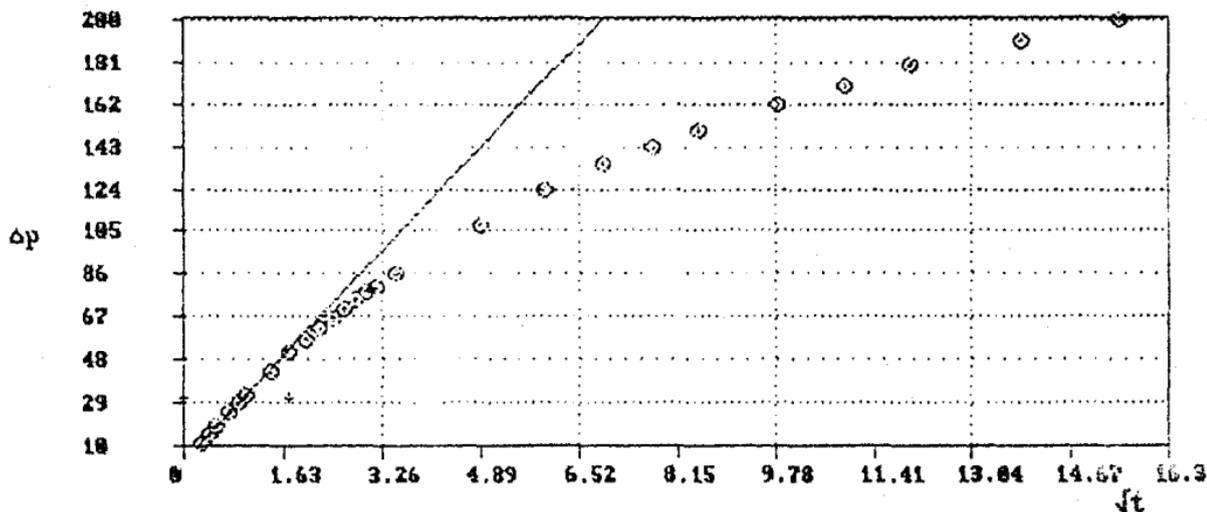


$$hf(kf bf)^{1/2} = 67324.92$$

$$m = 65.45419 \quad b = -35.87759$$

$$t_{ipr}, t_{fpr} = (1.33, 1.90)$$

Fig. V.9 Gráfica de flujo bilineal.



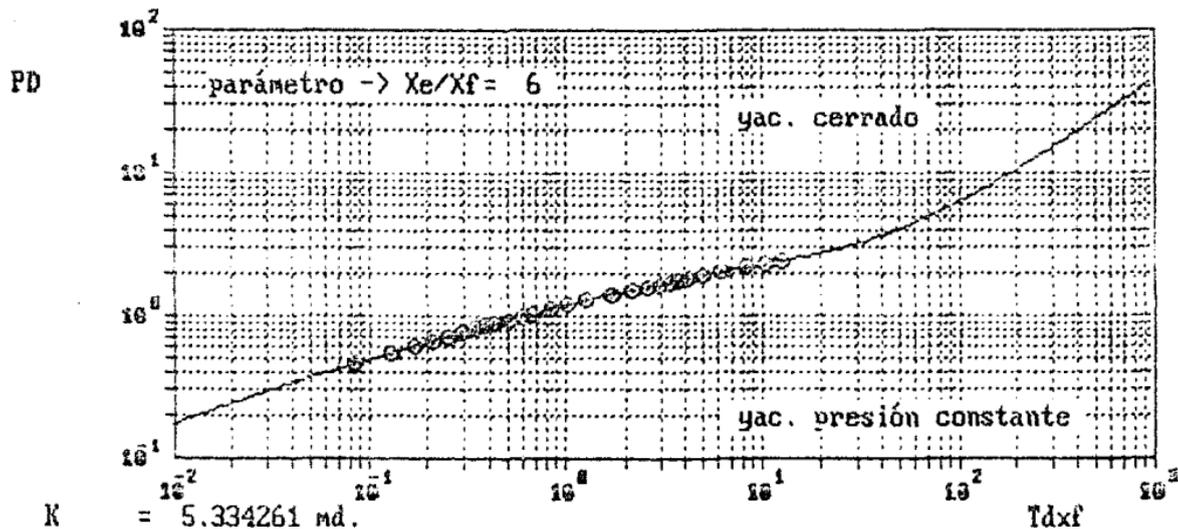
$$hf_{xf} = 14332.71$$

$$m = 28.33348 \quad b = 3.657384$$

$$t_{ipr}, t_{fpr} = (0.00, 1.72)$$

Tiq. V.10 Gráfica de flujo lineal.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA

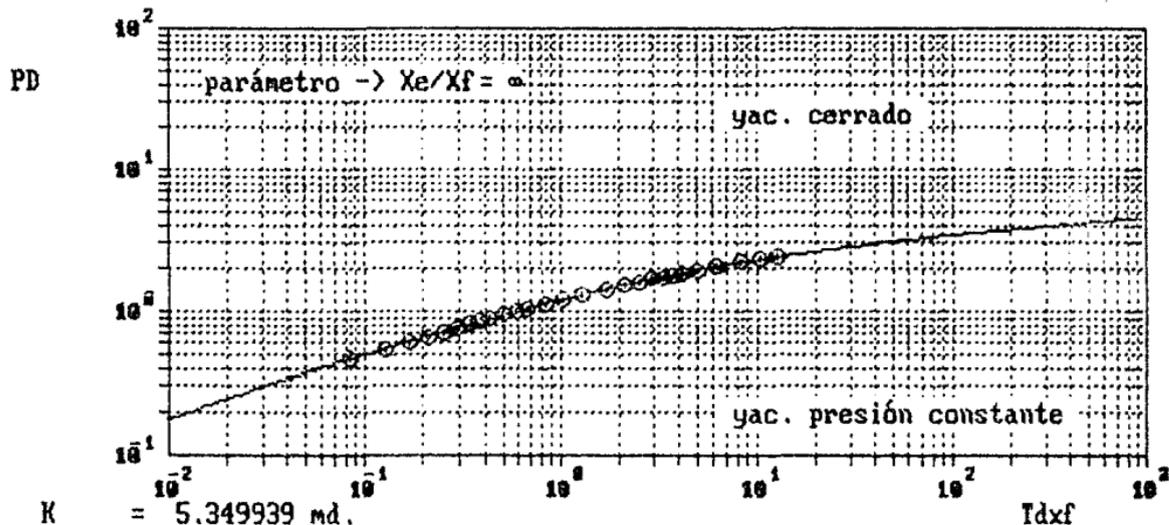


$K = 5.334261 \text{ md.}$
 $XF = 75.67117 \text{ ft}$
 $DAÑO = -5.819545 \text{ adim.}$
 $XE = 454.827 \text{ ft}$

$T_{ipr} = 23.71375 \text{ Horas (} T_d=1.0 \text{ Gringarten)}$
 $T_{ipr} = 71.14124 \text{ Horas (} T_d=3.0 \text{ Wattenbarger)}$

Fig. V.11 Ajuste de conductividad infinita yac. cerrado.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA



K = 5.349939 md.

XF = 75.78228 ft

DAÑO = -5.021012 adim.

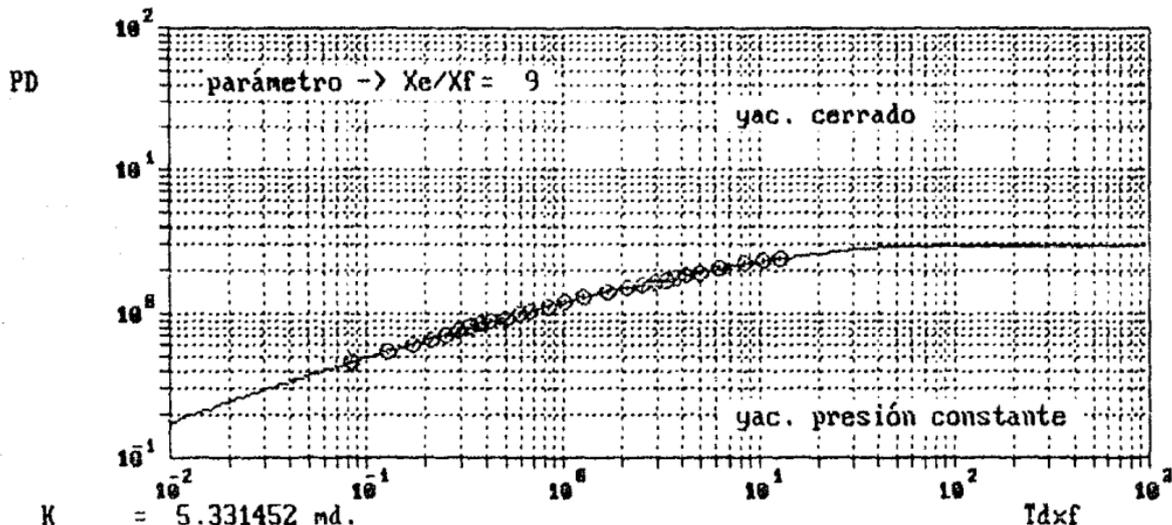
XE = ∞ ft

T_{ipr} = 23.71374 Horas (T_d=1.0 Gringarten)

T_{ipr} = 71.14123 Horas (T_d=3.0 Wattenbarger)

Fig. V.12 Ajuste de conductividad infinita yac. infinito.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD INFINITA



K = 5.331452 md.

XF = 75.65123 ft

DAÑO = -5.019281 adim.

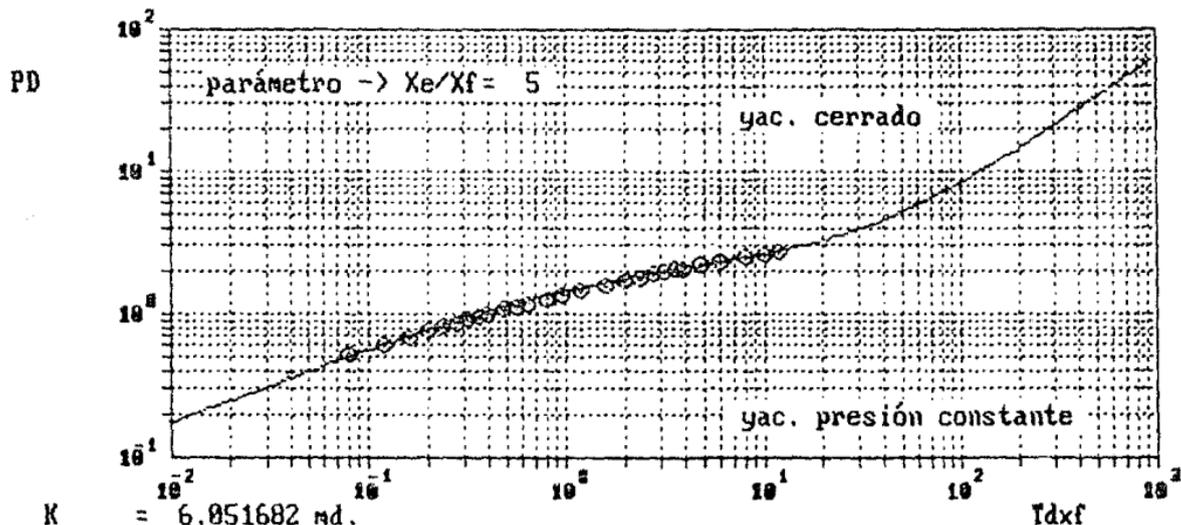
XE = 680.8611 ft

T_{ipr} = 23.71374 Horas (Id=1.0 Gringarten)

T_{ipr} = 71.14123 Horas (Id=3.0 Wattenbarger)

Fig. V.13 Ajuste de conductividad infinita presión constante.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME



K = 6.851682 md.

XF = 82.95284 ft

DAÑO = -5.11142 adim.

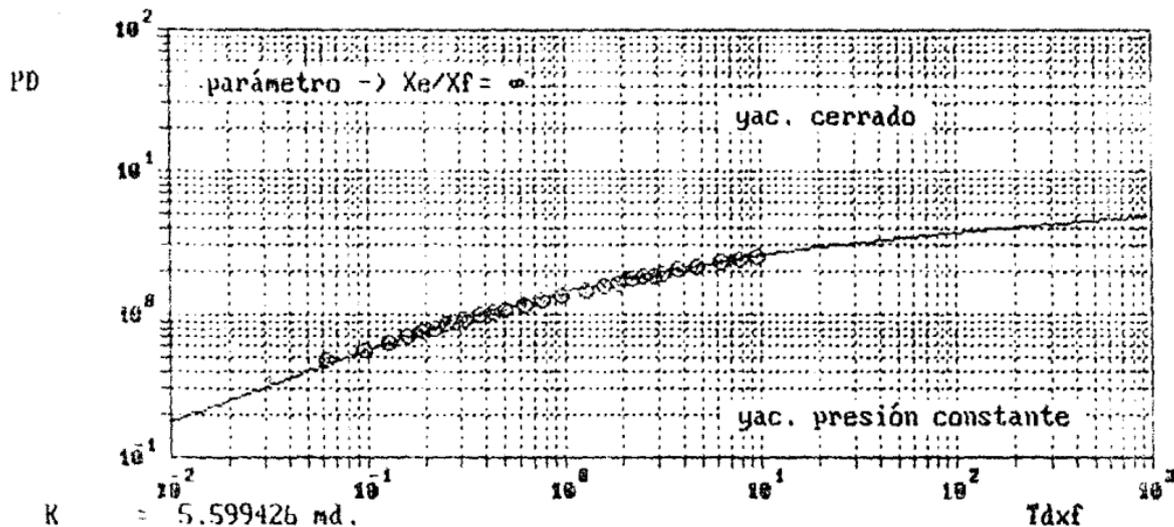
XE = 414.7642 ft

Tipr = 25.11887 Horas ($T_d=1.0$ Gringarten)

Tipr = 75.35661 Horas ($T_d=3.0$ Wattenbarger)

Fig. 5.14 Ajuste para flujo uniforme yac. cerrado.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME

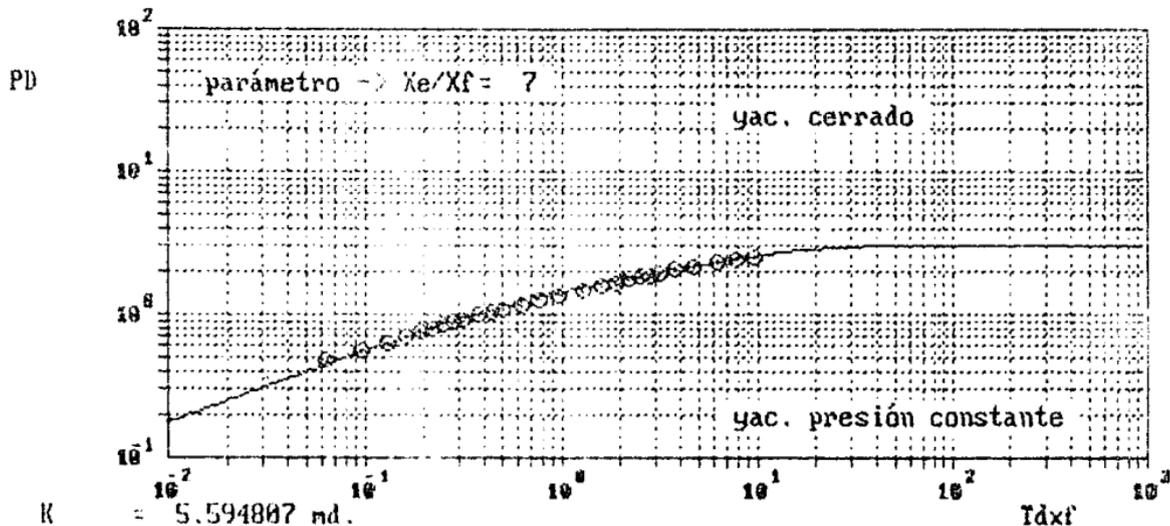


$K = 5.599426 \text{ md.}$
 $XF = 89.52926 \text{ ft}$
 $DAÑO = -5.187713 \text{ adim.}$
 $XE = \infty \text{ ft}$

$T_{ipr} = 31.62278 \text{ Horas (} T_d=1.0 \text{ Gringarten)}$
 $T_{ipr} = 94.86835 \text{ Horas (} T_d=3.0 \text{ Wattenberger)}$

Fig. V.15 Ajuste para flujo uniforme yac. infinito.

FRACTURA VERTICAL, FLUJO UNIFORME

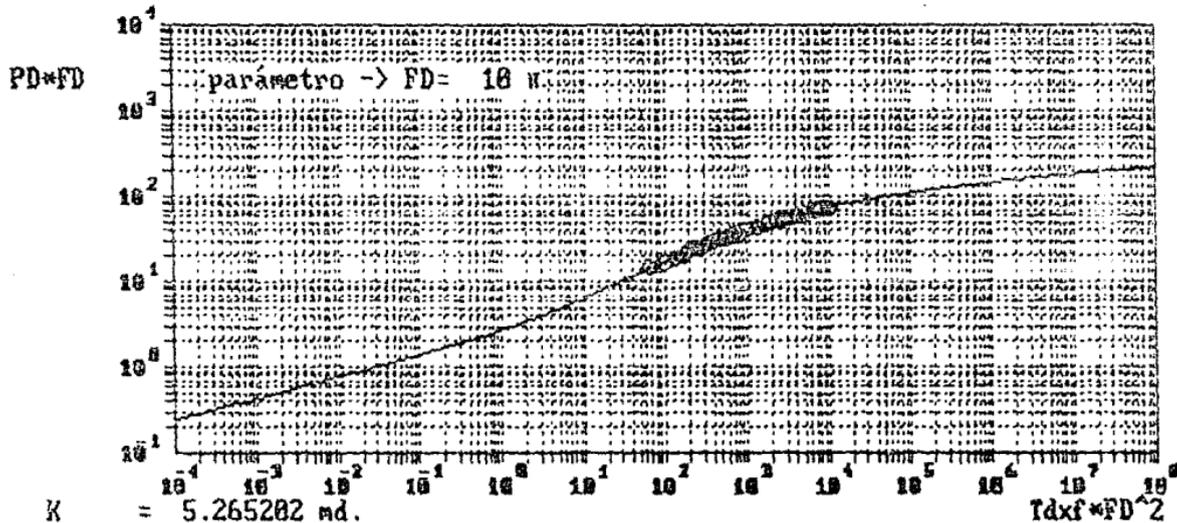


$K = 5.594807$ md.
 $X_F = 89.49232$ ft
 $DAÑO = -5.1873$ adin.
 $X_E = 626.4463$ ft

$T_{ipr} = 31.62278$ Horas ($T_d=1.0$ Gringarten)
 $T_{ipr} = 94.86835$ Horas ($T_d=3.0$ Wattenbarger)

Fig. V.16 Ajuste para flujo uniforme presión constante.

FRACTURA VERTICAL, CONDUCTIVIDAD FINITA



K = 5.265202 md.

XF = 83.8812 ft

DAÑO = -5.121594 adim.

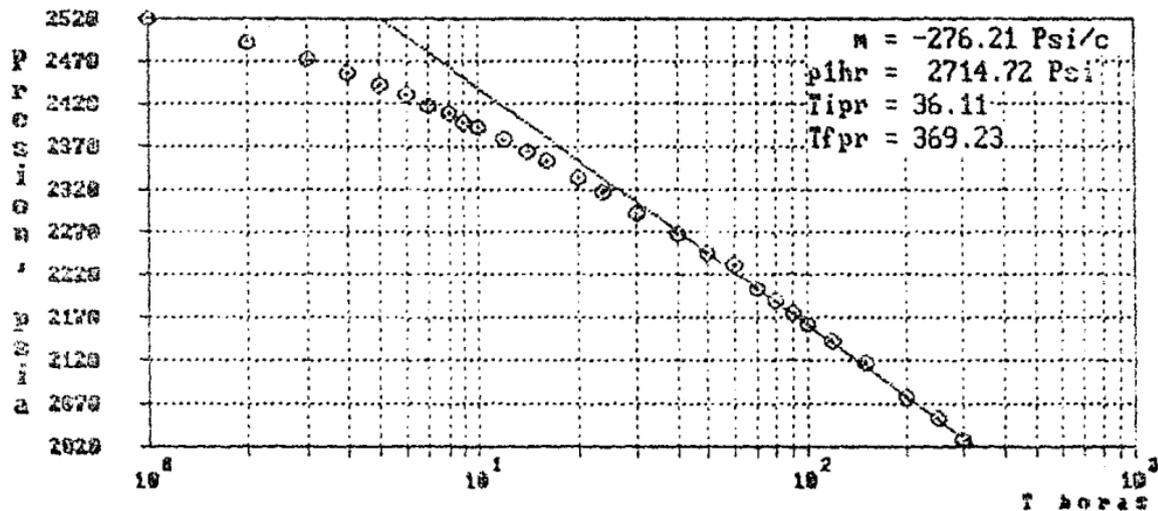
WKF = 13861.64

Tipr = 29.4645 Horas (Td = 1.0 Gringarten y col.)

Tipr = 88.3935 Horas (Td = 3.0 Wattenbarger y col.)

Fig. V. 17 Ajuste de conductividad finita.

EJEMPLO 2



$Kh = 289.29 \text{ md-ft}$
 $K = 5.26 \text{ md}$
 $s = -4.84$
 $DPs = -971.88 \text{ Psi}$

Fig. X.18 Técnica MDH.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis de pruebas de presión, es un método práctico y fácil, para caracterizar un pozo o un yacimiento, dado que los resultados obtenidos de él son muy confiables en la mayoría de los casos.

Para poder analizar óptimamente éste tipo de pruebas, se requiere de un analista con cierta experiencia, además de ser un trabajo laborioso; por medio del uso de computadoras se tratan de minimizar ambos conceptos. La aplicación de computadoras en ésta área, provoca que los métodos de análisis adquieran mayor versatilidad.

Por lo tanto la capacitación del personal en la utilización de computadoras y software, reporta grandes beneficios económicos. El desarrollo de software de manufactura mexicana disminuye la dependencia tecnológica del país.

La implementación de éste paquete en todos los distritos de PEMEX, reduce las erogaciones hacia el extranjero y fomenta el desarrollo de la industria a nivel técnico.

La versatilidad y fácil manejo del paquete, permiten que casi cualquier gente lo pueda manejar y si además se capacita al personal que lo va a utilizar, el potencial del mismo crece.

Se ha comprobado la versatilidad de la técnica CORINE de ajuste por curva tipo; por lo tanto se debe explotar al máximo.

La evaluación de los modelos presentados en la literatura técnica representa un gran problema, ya que los autores no indican todos los pasos seguidos para obtener la solución y además en algunas ocasiones las ecuaciones presentadas no son las correctas.

Para analizar una prueba de presión en un pozo fracturado, se recomienda, primero establecer los tipos de flujo dominantes en la prueba, después analizarla por todos los métodos de ajuste por curva tipo del paquete y por último realizar un análisis por técnicas semilogarítmicas, todo esto con el fin de obtener resultados confiables.

El programa para desuperponer el factor de daño será presentado y se tratará de implementar junto con el SAPP II, ya que se piensa que sería de gran utilidad para la industria.

Se debe hacer un esfuerzo adicional para incrementar el potencial del paquete, trabajando para incluir en él: pruebas en pozos de gas, curvas tipo para pozos fracturados horizontalmente, curvas tipo que consideren daño y

almacenamiento para pozos fracturados y un factor de corrección para el análisis de pozos fracturados con las técnicas semilogarítmicas.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- D.G. RUSSELL, N.E. TRUITT: "TRANSIENT PRESSURE BEHAVIOR IN VERTICALLY FRACTURED RESERVOIRS", SPEJ JULIO 1964.
- 2.- W.J. LEE: "ANALYSIS OF HIDRAULICALLY FRACTURED WELLS WITH PRESSURE BUILDUP TEST", SPE # 1020, OCTUBRE 1967.
- 3.- A.F. VAN EVERDINGEN, L. JOFFRE MEYER: "ANALYSIS OF BUILDUP CURVES OBTAINED AFTER WELL TREATMENT", JPT ABRIL 1971.
- 4.- H. CINCO LEY: "EVALUATION OF HIDRAULIC FRACTURING BY TRANSIENT PRESSURE ANALYSIS METHODS", SPE # 10043, MARZO 1982.
- 5.- MAMADOU TRAORE: "PRESSURE BUILDUP ANALYSIS FOR A VERTICALLY FRACTURED WELL WITH WELLBORE STORAGE EFFECTS", TESIS MAESTRIA, UNIVERSIDAD DE STANFORD JUNIO 1979.
- 6.- A.C. GRINGARTEN, H.J. RAMEY: "APPLIED PRESSURE ANALYSIS FOR FRACTURED WELLS", JPT JULIO 1975.
- 7.- H. CINCO LEY, F. SAMANIEGO: "TRANSIENT PRESSURE BEHAVIOR FOR A WELL WITH A FINITE CONDUCTIVITY VERTICAL FRACTURE", SPEJ AGOSTO 1978.
- 8.- R.RAGHAVAN: "SOME PRACTICAL CONSIDERATIONS IN THE ANALYSIS OF PRESSURE DATA".JPT OCTUBRE 1976 SPE -AIME.
- 9.- CINCO LEY, F. SAMANIEGO: "EFFECT OF WELLBORE STORAGE AND DAMAGE ON THE TRANSIENT PRESSURE BEHAVIOR OF VERTICALLY FRACTURED WELLS",SPE # 6752, OCTUBRE 1977.
- 10.- CINCO LEY, F. SAMANIEGO: "TRANSIENT PRESSURE ANALYSIS FOR FRACTURED WELLS", JPT SEPTIEMBRE 1981.
- 11.- M. PRATS, P.H. HAZEBROEK: "EFFECT OF VERTICAL FRACTURES ON RESERVOIR BEHAVIOR INCOMPRESSIBLE-FLUID CASE", SPEJ JUNIO 1981.
- 12.- CINCO LEY, F. SAMANIEGO: "TRANSIENT PRESSURE ANALYSIS: FINITE CONDUCTIVITY FRACTURE CASE VS DAMAGED FRACTURED CASE", SPE # 10179, OCTUBRE 1981.
- 13.- A.GRINGARTEN, H. RAMEY JR.: "UNSTEADY-STATE PRESSURE DISTRIBUTIONS CREATED BY A WELL WITH A SINGLE INFINITE-CONDUCTIVITY VERTICAL FRACTURE", SPEJ AGOSTO 1974.

- 14.- SHEING TAI LEE, J. R. BROKENBROUGH: "A NEW APPROXIMATE ANALYTIC SOLUTION FOR FINITE CONDUCTIVITY VERTICAL FRACTURES", SPE FORMATION EVALUATION FEBRERO 1986.
- 15.- R. RAGHAVAN: "ANALYSIS OF PRESSURE DATA FRACTURED WELLS: THE CONSTANT PRESSURE OUTER BOUNDARY", SPE # 6015, OCTUBRE DE 1976.
- 16.- A. GRINGARTEN: "RESERVOIR LIMIT TESTING FOR FRACTURED WELLS", SPE # 7452, OCTUBRE 1978.
- 17.- CINCO LEY, RAMEY JR., F. SAMANIEGO: "BEHAVIOR OF WELLS WITH LOW-CONDUCTIVITY VERTICAL FRACTURES", SPE # 16776.
- 18.- HAI ZUI MENG, E. A. PROANO: "PRODUCTION SYSTEMS ANALYSIS OF VERTICALLY FRACTURED WELLS", SPE # 10842, MAYO 1982.
- 19.- M. PRATS: "EFFECT OF VERTICALLY FRACTURES ON RESERVOIR BEHAVIOR COMPRESSIBLE-FLUID CASE", SPEJ JUNIO DE 1962.
- 20.- JOHN LEE: "WELL TESTING", CAPITULO 2, SPE-NUEVA YORK 1982
- 21.- CINCO LEY, F. SAMANIEGO: "FLUJO HACIA POZOS DESVIADOS", SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE EXPLOTACION, IMP 1979
- 22.- ROBERT C. EARLOUGHER: "ADVANCES IN WELL TEST ANALYSIS", CAPITULO 2, 3, MONOGRAFIA SPE VOLUMEN 5
- 23.- PEDRO SILVA: "ANALISIS DEL EFECTO DE LOS DISPAROS SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS", IMP JUNIO 1978
- 24.- RONALD M. SAIDIKOWSKI: "NUMERICAL SIMULATIONS OF THE COMBINED EFFECTS OF WELLBORE DAMAGE AND PARTIAL PENETRATION", SPE # 8204, SEPTIEMBRE 1979
- 25.- PAUL PAPATZACOS: "APPROXIMATE PARTIAL PENETRATION PSEUDOSKIN FOR FINITE CONDUCTIVITY WELLS", SPEJ MAYO 1987
- 26.- F. SAMANIEGO, A. RAMIREZ PIMENTEL: "ANALISIS DEL FLUJO DE FLUIDOS A TRAVES DE DISPAROS EN EL CAMPO CARDENAS", XXVII CONGRESO AIPI 1989.
- 27.- ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD: "THEORY AND PRACTICE OF THE TESTING OF GAS WELLS", CALGARY ALBERTA, CANADA 1975.
- 28.- MARIO ALBERTO VAZQUEZ CRUZ, NESTOR MARTINEZ ROMERO: "UN MODELO PARA EL AJUSTE AUTOMATICO DE CURVAS APLICADO A LA INGENIERIA PETROLERA", XXVIII CONGRESO AIPI 1990