

01174
8



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN POZOS
CON BOMBEO NEUMATICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERIA
(PETROLERA)**

PRESENTA:

JOSE RAMON MAYORQUIN RUIZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

**FACULTAD DE
INGENIERIA**



MEXICO, D. F.

2003



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

	Página
Resumen	3
Lista de tablas	4
Lista de figuras	5
Agradecimientos	8
Capítulo I	INTRODUCCIÓN
I.1 Generalidades	9
I.2 Antecedentes.....	10
I.3 Objetivos	13
Capítulo II	REVISIÓN DE LITERATURA
II.1 Van Everdingen y Hurst	14
II.2 Stegemeier	16
II.3 Agarwal y cols.	18
II.4 Fair	19
II.5 Hegeman y cols.	25
II.6 Baghdarvazehi y cols.	27
Capítulo III	DESARROLLO Y RESULTADOS
III.1 Curvas tipo para yacimientos homogéneos bajo el efecto de redistribución de fases.	34
III.2 Modelo físico y consideraciones.	43
III.3 Soluciones en el espacio de Laplace para yacimientos naturalmente fracturados bajo el efecto de redistribución de fases.	43
III.4 Curvas tipo para yacimientos naturalmente fracturados bajo el efecto de redistribución de fases.	46
III.4.1 Modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura con función exponencial para la redistribución de fases.	
III.4.2 Modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura con función error para la redistribución de fases.	
III.4.3 Modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura con función exponencial	

para la redistribución de fases.

III.4.4 Modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura con función error para la redistribución de fases.

Capítulo IV	CASOS DE CAMPO	85
Capítulo V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..	94
NOMENCLATURA		96
REFERENCIAS		98
APÉNDICES		
Apéndice A:	Programa de cómputo del algoritmo de Stehfest y su validación.	102
Apéndice B:	Solución en el espacio de Laplace para un yacimiento homogéneo bajo el efecto de redistribución de fases....	110
Apéndice C:	Justificación del uso de curvas tipo desarrolladas para decrementos, para datos de pruebas de incremento.	112

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO

Resumen

En este trabajo se desarrollan modelos en el espacio de Laplace para el flujo transitorio de un fluido en una sola fase hacia un pozo, considerando al yacimiento como naturalmente fracturado, incorporando el efecto de redistribución de fases (aceite y gas) en la tubería, mediante los modelos de Fair (función exponencial) y de Hegeman (función error). La transferencia matriz-fracturas se representa por medio de los modelos de Warren y Root para condiciones de flujo pseudoestacionario y de deSwaan para flujo transitorio.

Además se realiza la inversión numérica de los modelos en el espacio de Laplace, para generar nuevas curvas tipo, a partir de las cuales se identifican tres tipos de respuesta de presión.

Por otro lado se destaca la gran utilidad que tiene la derivada cartesiana en la identificación de medios de doble porosidad, con un comportamiento pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura.

Finalmente, se presentan dos casos de campo en donde se analiza la factibilidad de realizar un ajuste mediante las nuevas curvas tipo.

LISTA DE TABLAS

Tabla		Página
III.1	Relación cronológica de artículos relacionados con curvas tipo para diferentes modelos de yacimiento, bajo el efecto de redistribución de fases.	33
IV.1	Secuencia de eventos operativos efectuados durante la prueba de presión del pozo Ku-407 (fluyente).	85
IV.2	Secuencia de eventos operativos efectuados durante la prueba de presión del pozo Ku-407 (con BNC).	91
A.1	Resultados de p_{wD} ($s=0, C_D, t_D$) en un pozo fuente cilíndrico.	106
A.2	Resultados de p_{wD} ($s=20, C_D, t_D$) en un pozo fuente cilíndrico.	106
A.3	Resultados de p_{wD} ($s=5, C_D, t_D$) en un pozo fuente cilíndrico.	107

LISTA DE FIGURAS

Figura		Página
I.1	Ubicación geográfica de los campos Ku, Maloob y Zaap.	10
I.2	Estado mecánico típico de un pozo con bombeo neumático continuo (BNC).	11
I.3	Prueba de variación de presión en un pozo con BNC del yacimiento Ku.	12
II.4.1	Comparación de p_{wD} en un yacimiento homogéneo, con y sin el efecto de redistribución de fases.	25
III.1.1	Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	35
III.1.2	Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	37
III.1.3	Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	38
III.1.4	Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	40
III.1.5	Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	41
III.1.6	Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	42
III.4.1.1	Curvas tipo de un YNF, considerando un modelo pseudoestacionario (transferencia matriz-fractura) y diferentes condiciones de pozo.	48
III.4.1.2	Curvas tipo de un YNF, considerando un modelo pseudoestacionario (transferencia matriz-fractura), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	49
III.4.1.3	Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario) bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	52
III.4.1.4	Comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudo estacionario) sin efectos de almacenamiento y de redistribución de fases.	54
III.4.1.5	Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario) bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	56
III.4.1.6	Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario) bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	58

III.4.2.1	Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario) bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	61
III.4.2.2	Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario) bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	63
III.4.2.3	Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario) bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	65
III.4.3.1	Curvas tipo de un YNF con modelo transitorio (transferencia matriz-fractura) y diferentes condiciones de pozo.	68
III.4.3.2	Curvas tipo de un YNF con modelo transitorio (transferencia matriz-fractura), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	69
III.4.3.3	Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio) bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	71
III.4.3.4	Comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), sin efectos de almacenamiento y de redistribución de fases.	73
III.4.3.5	Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio) bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	75
III.4.3.6	Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio) bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).	77
III.4.4.1	Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio) bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	80
III.4.4.2	Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio) bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	82
III.4.4.3	Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo transitorio) bajo el efecto de redistribución de fases (función error).	84
IV.1	Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (fluyente), utilizando datos originales.	86
IV.2	Comparación de los datos originales y filtrados de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (fluyente), en el periodo de 4.0 a 4.5 hrs.	87
IV.3	Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (fluyente), utilizando datos filtrados espaciados logarítmicamente.	88
IV.4	Ajuste de la función derivada de los datos de incremento de presión del pozo Ku-407 (fluyente), utilizando una curva tipo de YNF con flujo pseudoestacionario para la transferencia	89

	matriz-fractura, sin almacenamiento ni redistribución de fases.	
IV.5	Ajuste de la Δp y función derivada de los datos de incremento de presión del pozo Ku-407 (fluyente), utilizando una curva tipo de YNF con flujo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura con almacenamiento y redistribución de fases.	90
IV.6	Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (con BNC), utilizando datos originales.	91
IV.7	Comparación de los datos originales y filtrados de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (con BNC), en el periodo de 1.0 a 1.5 hrs.	92
IV.8	Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (con BNC), utilizando datos filtrados y espaciados logarítmicamente.	93
A.1	Resultados de p_{wD} ($s=0, C_D, t_D$) y $t_D(p_{wD}')$ en un pozo fuente cilíndrico.	107
A.2	Gráfica de Gringarten y cols. ³⁵	108
A.3	Gráfica de Gringarten y cols. ³⁵ (valores reproducidos con el programa de cómputo).	108
A.4	Respuestas de presión y de la función derivada de presión para un yacimiento naturalmente fracturado, para condiciones de transferencia de matriz-fractura variable (λ), y capacidad de almacenamiento de las fracturas (ω) constante.	109

AGRADECIMIENTOS

*Lo que somos es un regalo que Dios nos hace y ...
lo que llegamos a ser es nuestro obsequio a Dios.
Rosario Domínguez*

Gracias a Dios por darnos siempre seguridad, salud, amor y su bendición.

Elena, gracias por brindarme como siempre, tu amor, tu apoyo y tu confianza; espero que con esta tesis me permitas compensar los besos ausentes durante este par de años, pero no mi amor hacia ti ya que siempre estuvo presente, y me atrevo a asegurar que siempre te acompañará.

José Ramón y Antonio, gracias por su sonrisa que siempre la tengo presente. La distancia no fue impedimento para sentir su amor, ni tampoco excusa para no darles su bendición nocturna. Gracias por ser mi aliciente. Dios los bendiga siempre.

Mamá y papá, un logro más. Mi agradecimiento perenne por la inmejorable formación y la excelente educación que me dieron, gracias por este legado. Los quiero siempre mucho.

A todos mis profesores de la maestría les doy las gracias por transmitirme sus conocimientos. Muy en especial mi agradecimiento al Dr. Fernando Samaniego Verduzco, quien me apoyó sin menoscabo desde inicio a fin en esta empresa, gracias mi amigo.

Gracias a mis compañeros de maestría por compartir el mismo anhelo; gracias Martín por tu amistad, y porque también hicimos un gran equipo, el mejor.

Mi gratitud a los ingenieros Armando Godina Rojas, Ignacio Hernández Cano y Raúl Francisco Crespo Cruz, por darme la oportunidad de cursar la maestría.

Espero que la información plasmada en este trabajo de tesis sea de utilidad para el H. C. de Ingeniería de Yacimientos del activo Ku-Maloob-Zaap, a quien no omito agradecer su apoyo durante la realización de esta misión; misión cumplida. Gracias Maricela, gracias Ernesto, gracias Adolfo, gracias Rigoberto, gracias Luis, gracias Eddy.

Agradezco a Miguel González Chávez y a Federico González Taméz, por el apoyo que me brindaron en algún punto del desarrollo de la presente tesis.

Finalmente, pero no por ello al último, gracias a mi alma matter, la UNAM.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

I.1 Generalidades

La premisa fundamental de la ingeniería petrolera es lograr el máximo beneficio económico posible, en la explotación de los hidrocarburos almacenados en los yacimientos petrolíferos, medido a través de indicadores económicos.

Para lo anterior, en ocasiones es necesario implementar métodos, técnicas y tecnologías de vanguardia, que coadyuven en el cumplimiento de la premisa previamente señalada. La aplicación de esos métodos y técnicas se tiene que dar con base en información proveniente directamente de los yacimientos, y/o generados a partir de correlaciones, estudios de gabinete, de laboratorio, de campo, etc.

Finalmente, parte de la información técnica va a convertirse en datos de entrada a simuladores numéricos de yacimientos, mediante los cuales se reproduce su comportamiento histórico de presión, producción de fluidos, y en algunos casos saturación de fluidos, y además se predice su comportamiento futuro. La confiabilidad en los resultados obtenidos de los mismos, y por ende en los indicadores económicos que se obtengan de estudios posteriores, se basará en el modelado adecuado de la mecánica del yacimiento, y de la calidad y cantidad de datos proporcionados.

Partes esenciales de los datos de entrada para los simuladores numéricos de yacimientos son las caracterizaciones estática y dinámica de los mismos. A grandes rasgos, mediante la caracterización de yacimientos es posible detectar y evaluar los elementos que los constituyen (estática; por ejemplo, fallas, acuíferos, etc.) y que afectan su comportamiento dinámico (dinámica). Este último tipo se basa en datos de producción de fluidos superficial y de fondo, temperatura, sísmica en tiempo, trazadores, y principalmente en pruebas de variación de presión-producción.

Las pruebas de variación de presión-producción se realizan en los pozos productores (e inyectores) de los yacimientos, los cuales pueden ser naturalmente fluyentes, o bien contar con algún sistema artificial de producción, mediante el cual se reactiva o se incrementa la producción de los mismos. Operativamente, la realización de las pruebas de presión en los pozos naturalmente fluyentes no presenta demasiadas complicaciones, mientras que su análisis presenta ciertas dificultades, dependiendo entre otras cosas del grado de heterogeneidad del yacimiento. Por otro lado, los pozos con sistema artificial de producción, y específicamente con bombeo neumático continuo, presentan una gran problemática desde el inicio mismo de su puesta en producción en pozos abatidos, y durante el desarrollo de la prueba de presión, debido a inestabilidades en el flujo. Debido a esta situación, el análisis de la prueba se dificulta en gran medida, llegando en ocasiones a no obtener algún

tipo de información del yacimiento. Esta dificultad se acentúa en pozos con caídas de presión en el fondo bajas (del orden de 1 kg/cm^2), por ejemplo en yacimientos de alta permeabilidad.

La dificultad del análisis de las pruebas de presión en pozos con bombeo neumático continuo, se debe básicamente a que la presión registrada durante la prueba está afectada por fenómenos que se presentan dentro del pozo (como por ejemplo, segregación de fases, almacenamiento variable y efectos de inercia), y en menor medida (comparativamente hablando) por efectos del yacimiento, por ejemplo, efectos de marea y condiciones de heterogeneidad del yacimiento importantes.

1.2 Antecedentes

El complejo geológico formado por los campos petroleros Ku, Maloob y Zaap, ubicado en la Sonda de Campeche, abarca tres formaciones productoras: cuerpo calcáreo del Eoceno Medio (CEEM), brecha del Terciario Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS), y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). De estas formaciones la BTPKS es la de mayor interés, puesto que en ella se encuentra alrededor del 80% de la reserva original del complejo. A nivel BTPKS, el yacimiento Ku es el que se encuentra en una etapa avanzada de explotación, mientras que en los yacimientos Maloob y Zaap la explotación es incipiente.

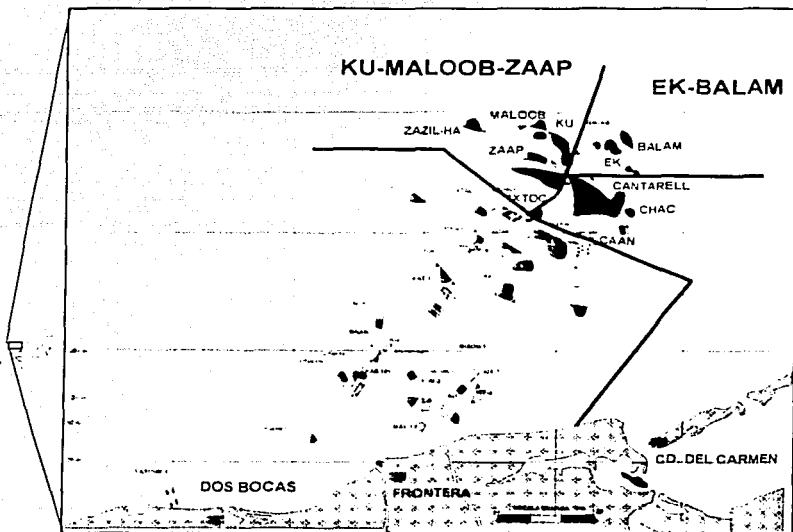
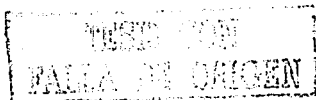


Fig. I.1 Ubicación geográfica de los campos Ku, Maloob y Zaap.



Una característica importante de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap (BTPKS) es que los tres almacenan aceite del tipo pesado de densidades 21, 13 y 13 °API, respectivamente. Por otro lado, también se puede mencionar que los tres se descubrieron en condiciones de bajosaturación. Debido a la explotación de los mismos, el yacimiento Ku ya presenta un casquete de gas secundario, mientras que la presión en la cima del yacimiento Maloob se encuentra cercana a la presión de saturación. El yacimiento Zaap aun está en condiciones de bajosaturación. La formación productora BTPKS corresponde a una caliza naturalmente fracturada, característica que da lugar a índices de productividad muy altos¹.

De acuerdo con el comportamiento histórico de presiones se ha logrado concluir que los tres yacimientos, a nivel cretácico, se encuentran comunicados hidráulicamente mediante un acuífero común^{2, 3}. Debido a la declinación natural de la presión y la producción, ha sido necesario implementar el bombeo neumático continuo (BNC) como sistema artificial de producción en los pozos productores. De hecho, la implantación del BNC en pozos de los yacimientos Maloob y Zaap ha sido necesaria para que aquellos puedan producir; mientras que la implantación en el yacimiento Ku se realizó, en una etapa avanzada de su explotación, con la finalidad de incrementar la producción de los pozos fluyentes y poner en producción algunos pozos abatidos.

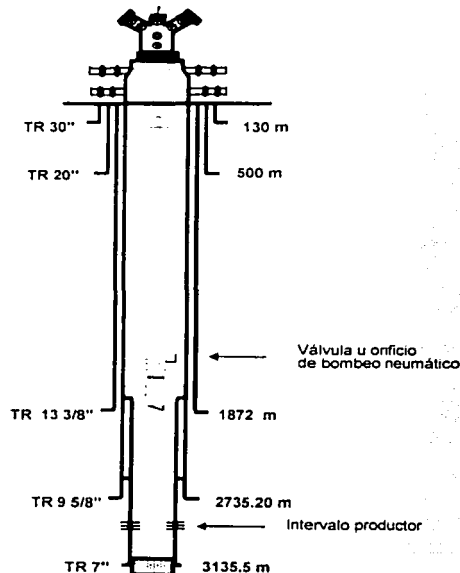


Fig. I.2 Estado mecánico típico de un pozo con bombeo neumático continuo (BNC).

En los yacimientos Ku, Maloob, y Zaap, desde el inicio de su explotación y hasta la fecha se realizan pruebas de variación de presión, obteniendo así información útil para la caracterización dinámica de los mismos, la cual complementa a la caracterización estática.

Las pruebas de presión se han llevado a cabo bajo diversas condiciones operativas; por ejemplo, en pozos del yacimiento Ku algunas pruebas se realizaron en condiciones fluyentes y sin la presencia de un casquete de gas; también existe otro tanto de pruebas que se realizaron en condiciones fluyentes pero existiendo el yacimiento en condiciones de saturación; y además, las pruebas más recientes se realizaron en pozos con BNC y en presencia de un casquete secundario. Para el caso de los pozos de los yacimientos Maloob y Zaap, la mayoría de las pruebas existentes se han realizado en pozos con BNC y estando el yacimiento en condiciones de bajosaturación.

De un estudio⁴ de todas las pruebas de presión de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap, se observó que la mayoría de las pruebas existentes efectuadas en presencia de gas de BNC, no fue factible realizar su análisis, ya que el gas inyectado a los pozos ocasionó fluctuaciones de la presión de fondo, evitando de esta forma detectar alguna señal propia del yacimiento. Por otro lado, algunas pruebas de presión se realizaron con dos objetivos fundamentales: evaluar las características de la formación, y determinar volumen de gas de BNC óptimo; debido a que las pruebas de presión se registraron bajo la influencia de incrementos y decrementos en el volumen de gas de BNC inyectado, la señal registrada resultó muy distorsionada, lo que dificultó el análisis de los datos, por lo que se recomendó evitar la realización de pruebas de presión con ambos objetivos a la vez.

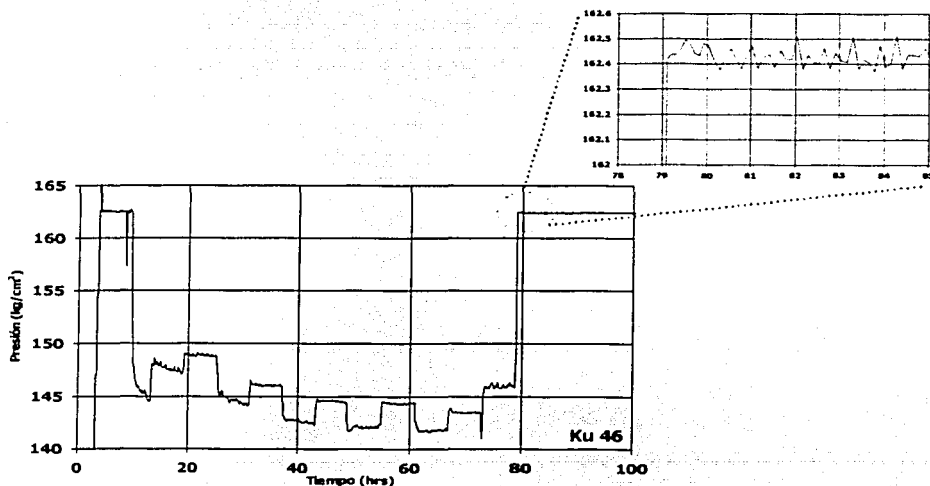


Fig. I.3 Prueba de variación de presión en un pozo con BNC del yacimiento Ku.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Debido a lo anterior, se ha tenido la necesidad de desarrollar un método que permita analizar las pruebas de presión en pozos con BNC de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap. Con este método se trataría de obtener información del yacimiento de las pruebas ya realizadas, y además el método cobraría un mayor interés en el futuro inmediato, puesto que el desarrollo programado para los campos Maloob y Zaap contempla el sistema artificial de BNC para los nuevos pozos productores.

1.3 Objetivos

El objetivo de la presente tesis es desarrollar y proponer una nueva técnica, de aplicación inmediata en los campos Ku, Maloob, y Zaap, para analizar pruebas de variación de presión en pozos con bombeo neumático continuo.

Se pretende que la técnica esté fundamentada en el desarrollo de un modelo matemático, o en la modificación de alguno ya existente, que considere el efecto del gas de bombeo neumático durante el análisis de pruebas de variación de presión.

Con base en experiencia de campo, se ha observado que las pruebas de variación de presión que se realizan en pozos con bombeo neumático, presentan fluctuaciones importantes en la presión de fondo durante el registro de la curva de decremento, aun bajo condiciones constantes de diámetro de estrangulador y ritmo de inyección de gas. Estas fluctuaciones originan que en la gráfica de diagnóstico, y específicamente en la función derivada, no se defina alguna geometría de flujo (lineal, radial, esférico o bilineal); de hecho, la función derivada se observa como una "nube" de puntos. Esta situación impide que se puedan estimar parámetros de la formación.

Por otro lado, la presión de fondo que se registra durante la curva de incremento, una vez que se cierra el pozo, aun presenta fluctuaciones pero que son suaves y de menor magnitud que las que se observan durante la curva de decremento. Esta situación da lugar a que se pueda definir en forma más clara el comportamiento de la función derivada; lo anterior permite identificar geometrías de flujo, y con base en ellas estimar los parámetros de interés de la formación.

Por los comentarios señalados anteriormente, la presente tesis solamente comprende el análisis de pruebas de incremento de presión en pozos con bombeo neumático.

REVISIÓN DE LA LITERATURA

En este capítulo se hace una reseña breve de parte de la literatura que ha sido publicada referente a la manera en que se ha modelado ya sea de manera experimental o matemática, la redistribución de fases dentro del pozo, fenómeno que se presenta durante el cierre tanto en pozos fluyentes como en pozos con bombeo neumático continuo.

Desde la década de los 50's y hasta la actualidad se han venido publicando una gran variedad de artículos técnicos sobre la especialidad de pruebas de variación de presión. Se han escrito trabajos relacionados, entre muchas otros tópicos, con el modelado del yacimiento (homogéneo, doble porosidad, doble permeabilidad, etc.), modelado del pozo (parcialmente penetrante, pozos inclinados, con almacenamiento, daño, etc.) o una combinación de varios de éstos. También se han publicado artículos que mencionan la problemática que se presenta durante el desarrollo y análisis de pruebas en ciertos pozos 5,6,7,8,9,10,11,12.

Por otro lado, también se han presentado algunos artículos con casos reales sobre la ejecución de pruebas de presión en pozos con sistemas artificiales de producción, correspondientes al tipo de bombeo mecánico^{13,14,15,16,17,18}, sistemas de bombeo electrocentrífugo¹⁹ y bombeo neumático^{16,20,21,22,23,24,25,26,27,28}.

II.1 Van Everdingen y Hurst²⁹.

Las ecuaciones presentadas en esta sección utilizan la misma nomenclatura y unidades utilizadas en la referencia 29, por lo que se describieron en esta misma sección.

En 1949 van Everdingen y Hurst²⁹ presentaron tablas de resultados para los casos de presión constante y gasto constante, tanto para yacimientos finitos como infinitos. Estos datos se obtuvieron por medir de la solución para la ecuación de flujo de fluido monofásico y ligeramente compresible en un medio poroso en estado transitorio, considerando un sistema radial, ecuación II.1, empleando la transformada de Laplace.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\partial P}{\partial t} \quad (II.1)$$

donde $t=KT/f\mu cR_b^2$. Las unidades utilizadas en la referencia corresponden a la ecuación de Darcy, tal que la permeabilidad, K, debe estar expresada en darcys; el tiempo, T, en segundos; la porosidad, f, como una fracción; la viscosidad, μ , en centipoises; la compresibilidad del sistema, c, como volumen por volumen por atmósfera; y el radio del pozo, R_b , en centímetros.

Es necesario corregir el ritmo de producción como es medido en los tanques por la cantidad de aceite obtenida del espacio anular existente entre las tuberías de revestimiento y de producción. Para llegar a la solución de este problema, se utiliza la ecuación básica para el caso de gasto constante dada por la ecuación II.2, en donde $q_{(T)}$ es el ritmo constante de fluido producido en el tanque de superficie corregido a condiciones de yacimiento, pero $P_{(t)}$ es una pseudo caída de presión que es ajustada matemáticamente para la descarga del fluido del espacio anular para dar la caída de presión que ocurre en la formación.

$$\Delta P = \frac{q_{(T)} \mu}{2\pi K} P_{(t)} \quad (II.2)$$

Se supone que la descarga del espacio anular está directamente reflejada por el cambio en la presión de fondo, ejercida por la presión hidrostática de la columna de aceite en la tubería de revestimiento. Por lo tanto, el ritmo de descarga del espacio anular $q_{A(T)}$, expresado en cm^3/seg , corregido a condiciones de yacimiento, es igual a la ecuación II.3.

$$q_{A(T)} = C \frac{d\Delta P}{dT} \quad (II.3)$$

donde C es el volumen de fluido descargado del espacio anular por atmósfera de caída de presión de fondo por unidad de espesor de formación. El ritmo de fluido producido de la formación está dado por

$$q_{V(T)} = q_{(T)} - q_{A(T)} \quad (II.4)$$

Sustituyendo la ecuación II.2 en la ecuación II.3, y esta a su vez en la ecuación II.4, y considerando que $T = \mu c R_b^2 t / K$ se tiene

$$q_{V(T)} = q_{(T)} - \frac{C q_{(T)}}{2\pi f c R_b^2} \frac{dP(t)}{dt} \quad (II.5)$$

Dividiendo la ecuación II.5 entre $q_{(T)}$ se tiene

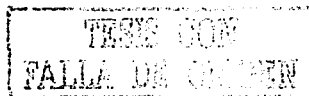
$$\frac{q_{V(T)}}{q_{(T)}} = 1 - \frac{C}{2\pi f c R_b^2} \frac{dP(t)}{dt} \quad (II.6)$$

Además, se sabe que

$$q_{(T)} = 2\pi K q_{(t)} / \mu; \quad (II.7)$$

y de manera análoga,

$$q_{V(T)} = 2\pi K q_{V(t)} / \mu. \quad (II.8)$$



Sustituyendo las ecuaciones II.7 y II.8 en la ecuación II.6 se tiene

$$\frac{q_{v(t)}}{q_{(t)}} = 1 - \frac{C}{2\pi fcR_h^2} \frac{dP(t)}{dt} \quad (II.9)$$

Es conveniente recordar que van Everdingen y Hurst²⁹ consideraron una unidad de espesor de formación, por lo que no aparece dicho parámetro que se denominará como h durante el desarrollo matemático, por lo que de manera implícita se tiene que las ecuaciones II.2, II.7 y II.8 son equivalentes a las siguientes,

$$\Delta P = \frac{q_{(t)} \mu}{2\pi K h} P_{(t)} \quad (II.10)$$

$$q_{(t)} = 2\pi K h q_{v(t)} / \mu \quad (II.11)$$

$$q_{v(t)} = 2\pi K h q_{v(t)} / \mu \quad (II.12)$$

respectivamente, las cuales al reemplazarlas y utilizando el mismo desarrollo matemático se llega a la ecuación siguiente:

$$\frac{q_{v(t)}}{q_{(t)}} = 1 - \frac{C}{2\pi f c h R_h^2} \frac{dP(t)}{dt} \quad (II.13)$$

considerando que

$$C_p = \frac{C}{2\pi f c h R_h^2} \quad (II.14)$$

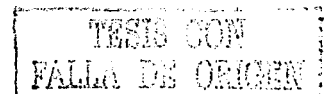
se tiene que

$$\frac{q_{v(t)}}{q_{(t)}} = 1 - C_p \frac{dP(t)}{dt} \quad (II.15)$$

De esta forma van Everdingen y Hurst²⁹ modelaron matemáticamente el efecto de almacenamiento en un pozo.

II.2 Stegemeier⁷

Stegemeier⁷ en 1957 publicó que en un campo del sur de Texas, aproximadamente el 75% de los resultados de pruebas de incremento presentan una joroba ("hump") característica, la cual hace que los métodos de análisis existentes resulten inapropiados. Con base en estudios experimentales, concluyó que dicha joroba es causada por la segregación de



gas y aceite dentro del pozo después del cierre, es decir, por la redistribución de fases dentro del pozo, involucrando el levantamiento de la fase gas a través del aceite y el contra flujo de aceite hacia abajo. No obstante, Stegemeier⁷ comenta que existen otras situaciones que también pueden dar origen a la presencia de jorobas, como por ejemplo fugas en la tubería de producción que permiten el influjo de gas desde el espacio anular después del cierre, o fugas en los dispositivos que permiten aislar horizontes productores en pozos con terminación doble.

Stegemeier⁷ muestra en una gráfica semilogarítmica el comportamiento de una prueba de incremento en un pozo del Sur de Texas, en donde se grafica el tiempo de cierre en las abscisas (eje logarítmico) y el incremento en presión en las ordenadas (eje cartesiano). En la misma gráfica se incluye los incrementos de presión tanto en el fondo del pozo como en la cabeza del mismo, y además la diferencia entre ambos incrementos. El valor de esta diferencia es proporcional a la cantidad de líquido que ha entrado después del cierre, entre el registrador de fondo y la cabeza del pozo, sin tomar en cuenta la redistribución de fases. Un incremento en esta diferencia indica un incremento en masa de material en la tubería de producción, y por otro lado, un decremento indica una salida de material de la tubería de producción. Por lo anterior, durante el cierre en pozos con empacador, el fluido que sale de la tubería puede fluir solo hacia la formación.

Aparentemente, en los pozos del campo del sur de Texas no se encontró correlación entre el comportamiento inusual (joroba) y el ritmo de producción previo al cierre, producción acumulada, RGA, presión de fondo, magnitud del incremento de presión, o posición estructural. Sin embargo, los datos de estudios petrofísicos en núcleos indican que generalmente la joroba no ocurre en pozos que tienen una permeabilidad promedio mayor que 200 md. De manera similar, los pozos con permeabilidad moderada (50 a 100 md), podrían presentar anomalías que aparecen y desaparecen a través de la vida del pozo.

Por otro lado, mediante una gráfica de índice de productividad (IP) contra la magnitud de la joroba se encontró que las jorobas son de mayor magnitud en pozos con bajo IP; o sea, existe una posible relación entre la presencia de una zona dañada (la cual origina un bajo IP) y el tamaño de la joroba.

También se observó que en pozos con empacador, la joroba es de menor duración y de mayor magnitud que en pozos sin presencia de empacador.

Con base en uno de los experimentos realizados por Stegemeier⁷, que consistió en simular el incremento de presión durante un cierre en un pozo de aceite con la inyección de aire en un cilindro lleno de glicerina, se observó que el incremento de presión resultó tanto del influjo del yacimiento como del levantamiento de burbujas de gas; sin embargo, el incremento de presión ocasionado por el levantamiento de las burbujas inmediatamente después del cierre, fue mucho mayor que aquel del influjo que la presión de fondo levantó por arriba de la presión del yacimiento. Esto ocurrió porque el líquido en el cilindro no fue capaz de regresar hacia el yacimiento lo suficientemente rápido, para prevenir la alta presión de fondo anómala causada por el levantamiento de

burbujas de gas. En el modelo físico, la analogía con el factor de daño se hizo con una de sus válvulas parcialmente cerrada.

Stegemeier⁷ presenta una forma de calcular: a) la cantidad de gas y aceite en la tubería de producción al momento del cierre; b) el ritmo y cantidad de flujo después de producción ("after-production"); y c) el incremento de presión causado por el flujo después de producción. En los cálculos se involucran parámetros tales como la presión de fondo, y las presiones en superficie de la tubería de producción y revestimiento.

II.3 Agarwal y cols.³⁰

Agarwal y cols.³⁰ en 1970 presentaron un estudio fundamental de la importancia del almacenamiento del pozo incluyendo el efecto de daño para flujo transitorio. Los resultados indicaron que, bajo ciertas circunstancias favorables, se puede realizar una apropiada interpretación de los datos de una prueba de presión a tiempos cortos, pudiendo obtener de este periodo, dominado por el almacenamiento del pozo, la capacidad de flujo de la formación y el efecto de daño. Un resultado importante es que el tiempo requerido para alcanzar la línea recta normalmente no está afectado de manera significativa por el daño.

Para el estudio se considera un problema de flujo de un fluido ligeramente compresible en un sistema de flujo radial ideal. Esto es, el flujo es perfectamente radial a un pozo de radio, r_w en un medio isotrópico, y las fuerzas gravitacionales se desprecian. Se considera que el medio es infinito en extensión, puesto que el interés se orienta a tiempos cortos tales que no se alcancen los efectos de frontera en el pozo. La condición inicial se considera como presión constante, p_i , para un radio mayor o igual a r_w .

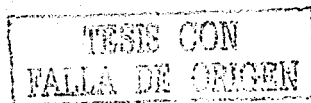
La condición de frontera interna se considera como ritmo de producción superficial constante de un pozo de volumen finito, y se supone que en la cara de la formación existe un efecto de daño. Esta condición de frontera sin un efecto de daño fue primero introducido por van Everdingen y Hurst²⁹ y es denominado como problema de almacenamiento, descarga ("unloading"), o flujo posterior ("after-flow"). Más tarde, van Everdingen³¹ y Hurst³² extendieron el problema para incluir un efecto de daño.

La ecuación de difusión para el flujo de fluidos en términos de variables adimensionales puede expresarse:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (II.16)$$

Las condiciones inicial y de frontera son las siguientes:

$$p_D(r_D, 0) = 0 \quad (II.17)$$



$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} \{p_D(r_D, t_D)\} = 0. \quad (II.18)$$

La condición de frontera interna es

$$C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} - \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = 1 \quad (II.19)$$

y

$$p_{wD} = \left[p_D - s \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1}. \quad (II.20)$$

La ecuación II.3.4 establece que el ritmo adimensional de descarga del pozo más el ritmo de flujo de la formación adimensional debe ser igual a uno, el ritmo de flujo superficial. La descarga del pozo o constante de almacenamiento, C_D , es aquella definida por van Everdingen y Hurst²⁹ (Ec. II.14).

La ecuación II.20 incluye el efecto del daño, por medio de una caída de presión en la cara de la formación que es proporcional al gasto de flujo de la formación. De la ecuación II.19 se nota que:

$$\frac{q_w}{q} = - \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = 1 - C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D}. \quad (II.21)$$

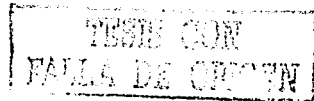
La solución, en el espacio de Laplace, de las ecuaciones II.16 a II.20 para la presión de fondo fluyente está dada por la expresión siguiente:

$$L\{p_{wD}\} = z \left[\frac{K_0(z) + s}{zK_1(z) + C_D z \{K_0(z) + s\}} \frac{K_0(z) + s}{zK_1(z)} \right]. \quad (II.22)$$

La aproximación a tiempos grandes ($t \rightarrow \infty$ o $z \rightarrow 0$) de la ecuación II.22 da lugar a que el producto $[zK_1(z)]$ se aproxime a la unidad, por lo que puede expresarse como

$$L\{p_{wD}\} = \frac{K_0(z) + s}{z[1 + C_D z K_0(z) + s C_D z]}. \quad (II.23)$$

II.4 Fair²⁸



Fair²⁸ en 1979 presentó un análisis de los efectos de la redistribución de fases en un pozo durante pruebas de incremento. La redistribución de fases se presenta como un efecto de almacenamiento, y se incorpora matemáticamente en una nueva solución para la ecuación de difusión. Las soluciones para la presión adimensional consideran un yacimiento radial infinito, y se presentan

para aplicar la técnica de ajuste de curva tipo para analizar pruebas de incremento bajo la influencia de redistribución de fases en el pozo.

El efecto de almacenamiento de fluidos en un pozo puede describirse mediante la ecuación siguiente³⁰:

$$\frac{q_{vj}}{q} = 1 - C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} \quad (II.21)$$

El efecto del ritmo de flujo variable en la cara de la formación puede obtenerse reorganizando la ecuación II.21;

$$\frac{dp_{wD}}{dt_D} = \frac{1}{C_D} \left(1 - \frac{q_{vj}}{q} \right) \quad (II.24)$$

Para describir el efecto de la redistribución de fases es importante notar que no todo el cambio de presión en el pozo puede atribuirse a efectos de almacenamiento causados por el ritmo de flujo, debido a que parte del cambio de presión es causado por la redistribución de fases, por lo que la ecuación II.24 puede modificarse agregando un término que describa la caída de presión causada por la redistribución de fases, obteniéndose:

$$\frac{dp_{wD}}{dt_D} = \frac{1}{C_D} \left(1 - \frac{q_{vj}}{q} \right) + \frac{dp_{\phi D}}{dt_D} \quad (II.25)$$

Esta ecuación puede reorganizarse para mostrar la dependencia del ritmo de flujo en la cara de la formación quedando como

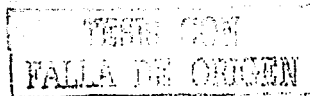
$$\frac{q_{vj}}{q} = 1 - C_D \left(\frac{dp_{wD}}{dt_D} - \frac{dp_{\phi D}}{dt_D} \right) \quad (II.26)$$

La ecuación II.26 puede escribirse en la forma de la ecuación II.21, definiendo un coeficiente de pseudoalmacenamiento del pozo, que está dado por:

$$C_{\phi D} = C_D \left(1 - \frac{dp_{\phi D}}{dt_D} / \frac{dp_{wD}}{dt_D} \right) \quad (II.27)$$

De esta forma, es aparente que la redistribución de fases es una forma de almacenamiento del pozo, ya que cuando

$$\frac{dp_{\phi D}}{dt_D} \geq 0, C_{\phi D} \leq C_D,$$



lo cual implica que el efecto de redistribución de fases, siempre causará una disminución aparente del coeficiente de almacenamiento del pozo definido por la ecuación II.27. Además, cuando

$$\frac{dp_{\phi}}{dt_p} > \frac{dp_{w(t)}}{dt_p},$$

el coeficiente de pseudoalmacenamiento se vuelve negativo, indicando un cambio en la dirección de flujo. Cuando esto ocurre, una prueba de incremento de presión presenta una porción en que la presión disminuye; el resultado del efecto anterior se muestra como una joroba ("hump").

Considerando el proceso físico de la redistribución de fases, se pueden inferir ciertas propiedades de la función de presión de redistribución de fases, $p_{\phi D}$, aun cuando se tienen disponibles pocos datos publicados para determinar la forma funcional. Si las fases gas y líquido dentro del pozo antes del cierre se comportan como un fluido homogéneo (i. e., el pozo no está "cabeceando"), la función de presión requerida debe tener un valor de cero al momento del cierre (tiempo cero). Además, a tiempo grandes, la redistribución de fases debe terminar de tal forma que su derivada con respecto al tiempo se debe aproximar a cero. Si además se especifica que no hay redisolución de gas en la fase líquida, entonces se puede mostrar que la función de presión debe incrementar monótonicamente a su máximo valor. Estas condiciones se describen en la ecuación II.28.

$$\lim_{t \rightarrow 0} p_{\phi} = 0 \quad (\text{II.28a})$$

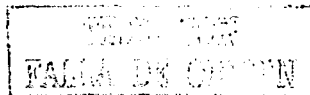
$$\lim_{t \rightarrow \infty} p_{\phi} = C_{\phi} \quad (\text{II.28b})$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \frac{dp_{\phi}}{dt} = 0 \quad (\text{II.28c})$$

Adicionalmente, debido al ascenso de burbujas o baches de gas a través de una columna de líquido y a su rango amplio de velocidades de ascenso, se espera que la función de presión de redistribución de fases, $p_{\phi D}$, inicialmente se incremente rápidamente y después se aproxime lentamente a su valor máximo C_{ϕ} . Esta observación lleva a una función exponencial que satisface las restricciones de la ecuación II.28. Además, el único conjunto disponible de datos no publicados de laboratorio sobre presión de redistribución de fases, parece confirmar la siguiente representación funcional.

$$p_{\phi} = C_{\phi} (1 - e^{-t/\alpha}) \quad (\text{II.29})$$

En la ecuación II.29, el parámetro C_{ϕ} representa el cambio máximo de redistribución de fases, y α representa el tiempo al cual ha ocurrido aproximadamente el 63% del cambio total. Puede obtenerse una estimación de C_{ϕ} observando que al momento del cierre del pozo, el gas contenido dentro del mismo asciende a la superficie con el volumen de gas total constante; esto es causado por la suposición de la incompresibilidad del líquido. C_{ϕ} puede estimarse por medio de la ecuación II.30 suponiendo lo siguiente: (1) la relación



gas-aceite en el pozo es constante; (2) los efectos de cambios posibles de la temperatura son despreciables; (3) el líquido se supone incompresible, y el gas ideal y sin peso; y (4) se tiene un incremento lineal en la presión del pozo con la profundidad.

$$C_D = \frac{p_{sef} - p_{whf}}{LM \left(\frac{p_{sef}}{p_{whf}} \right)} \quad (II.30)$$

Se sabe que α dependerá principalmente de los factores que controlan el tiempo de ascenso de burbujas o baches de gas en un pozo.

Finalmente, para mantener consistentes las cantidades adimensionales, la función de presión adimensional de redistribución de fases se define mediante la siguiente expresión:

$$p_{\omega D} = C_{\omega D} (1 - e^{-\alpha \omega D}) \quad (II.31)$$

Para obtener la solución para la presión adimensional que se utiliza durante el análisis de pruebas de incremento de presión, es necesario incorporar los efectos de la redistribución de fases en la ecuación de difusión. Para flujo radial en un yacimiento infinito, homogéneo e isotrópico, de un fluido ligeramente compresible, la ecuación de difusión es la siguiente:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (II.32)$$

Las condiciones de frontera son

$$p_D(r_D, 0) = 0 \quad (II.33)$$

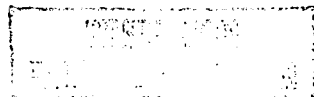
$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} \{p_D(r_D, t_D)\} = 0 \quad (II.34)$$

$$-\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = 1 - C_D \left(\frac{dp_{wD}}{dt_D} - \frac{dp_{\omega D}}{dt_D} \right) \quad (II.35)$$

$$p_{wD} = \left[p_D - s \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D=1} \quad (II.36)$$

La solución en el espacio de Laplace de las ecuaciones II.32 a II.36 para la presión de fondo fluyente es

$$L\{p_{wD}\} = \frac{[zL\{p_D\} + s] \{1 + C_D z^2 L\{p_{\omega D}\}\}}{z[1 + C_D z(zL\{p_D\} + s)]} \quad (II.37)$$



Esta solución es general y se aplica para cualquier tipo de condición de yacimiento y de presión de redistribución de fases, siempre y cuando puedan transformarse al espacio de Laplace.

En esta referencia se maneja la solución en el espacio de Laplace presentada por van Everdingen y Hurst²⁹ para un yacimiento homogéneo

$$L\{p_D\} = \frac{K_0(z)}{z^{3/2} K_1(z)} \quad (II.38)$$

mientras que para la presión de redistribución de fases se utilizó la transformada de Laplace de la ecuación II.31:

$$L\{p_{\omega}\} = \frac{C_{\omega}}{z} - \frac{C_{\omega}}{z + 1/\alpha_D} \quad (II.39)$$

Sustituyendo las ecuaciones II.38 y II.39 en la ecuación II.37 se tiene que la caída de presión para un pozo fuente cilíndrico está dada por la expresión siguiente:

$$L\{p_{wD}\} = \left[\frac{K_0(z)}{z K_1(z)} + s \right] \left[1 + C_D C_{\omega} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + 1/\alpha_D} \right) \right] \\ = \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(z)}{z K_1(z)} + s \right] \right\} \quad (II.40)$$

La aproximación para tiempos grandes se obtiene observando que

$$z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + 1/\alpha_D} \right) \rightarrow 0 \text{ conforme } z \rightarrow 0,$$

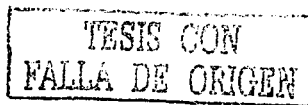
por lo que la ecuación II.40 se reduce a la ecuación de almacenamiento dada por Agarwal y cols.³⁰, la cual adicionalmente se aproxima por medio de la ecuación siguiente:

$$p_{wD} \approx p_D + s. \quad (II.41)$$

La aproximación para tiempos cortos de la ecuación II.40 se obtiene considerando $C_{\omega D} = 0$:

$$L\{p_{wD, \text{almacenamiento}}\} = \frac{1}{z^2 C_D}. \quad (II.42)$$

Además, ya que



$$z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + 1/\alpha_D} \right) \rightarrow 1 \text{ conforme } z \rightarrow \infty,$$

$L\{p_{wD}\}$ se puede aproximar como

$$L\{p_{wD}\} \approx \frac{1}{C_D z^2} + \frac{C_{\phi D}}{\alpha_D z^2} \quad (II.43)$$

y p_{wD} se aproxima como

$$p_{wD} = \frac{1_D}{C_{uD}}, \quad (II.44)$$

donde

$$\frac{1}{C_{uD}} = \frac{1}{C_D} + \frac{C_{\phi D}}{\alpha_D}. \quad (II.45)$$

Despejando α_D de la ecuación anterior,

$$\alpha_D = \frac{C_{\phi D} C_{uD} C_D}{(C_D - C_{uD})}, \quad (II.46)$$

por lo que la ecuación II.39 se puede expresar como

$$L\{p_{\phi D}\} = \frac{C_{\phi D}}{z} - \frac{C_{\phi D}}{z + \frac{C_{\phi D}}{C_D C_{uD} C_D}}. \quad (II.47)$$

Sustituyendo la ecuación II.46 en la ecuación II.40 se tiene otra forma de expresar la solución,

$$L\{p_{wD}\} = \left[\frac{K_0(z)}{z K_1(z)} + s \right] \left[1 + C_D C_{\phi D} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + \frac{1}{C_D C_{uD} C_D}} \right) \right] \\ = \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(z)}{z K_1(z)} + s \right] \right\} \quad (II.48)$$

En la figura II.4.1 se presentan curvas tipo de presiones adimensionales con y sin redistribución de fases. Un problema potencial en la interpretación de datos de presión se muestra a valores intermedios de $C_{\phi D}$, ya que la curva para $C_{\phi D}=10$ casi reproduce la curva con $C_D=100$, mientras que la C_D verdadera es 1000. Un intento de ajuste de datos afectados por redistribución de fases a

una curva sin redistribución de fases pudiera dar un ajuste razonable en la curva tipo, pero cualquier estimación de parámetros del yacimiento presentaría un error grande. Afortunadamente, este problema puede resolverse comparando las estimaciones de las constantes de almacenamiento real (C_D) y aparente (C_{aD}). Es recomendable realizar estas estimaciones antes de proceder con el análisis detallado de la prueba de incremento, ya que en ocasiones la joroba ("hump") puede no mostrarse claramente; es decir, los efectos de redistribución de fases pudieran ocasionar una distorsión no tan obvia en la gráfica de los datos.

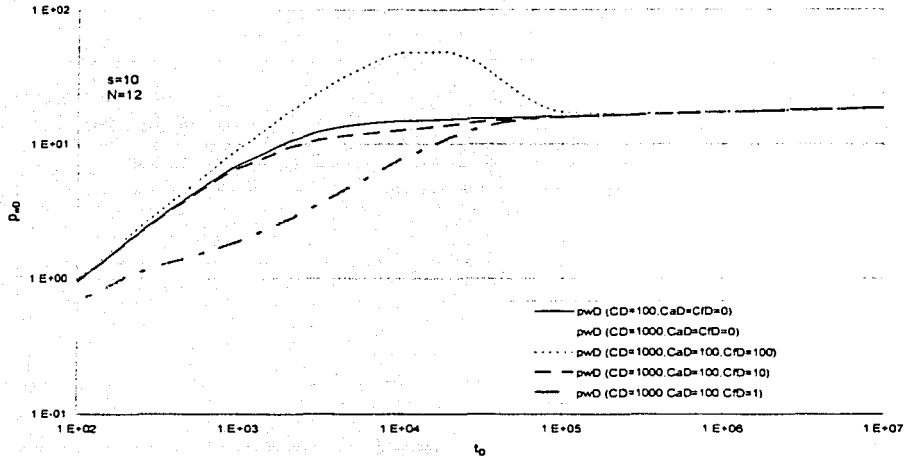


Fig. II.4.1 Comparación de p_{wD} en un yacimiento homogéneo, con y sin el efecto de redistribución de fases (Fair²⁸).

La suposición principal de este trabajo es la forma exponencial utilizada para representar la función de presión de redistribución de fases. Fair²⁸ ha encontrado que esta forma aparentemente representa muy bien la redistribución de fases en un pozo con bombeo neumático; sin embargo, no se cuenta con suficientes datos experimentales para asegurarlo completamente. Tales datos serían útiles ya sea para verificar esta función o para proponer una nueva función para la presión de redistribución de fases.

II.5 Hegeman y cols.³³

Hegeman y cols.³³ en 1991 presentaron un modelo para el análisis del almacenamiento variable durante una prueba de presión. El modelo se basa en una modificación y extensión del modelo de redistribución de fases presentado por Fair²⁸. El resultado es una solución general en el espacio de Laplace, que puede utilizarse para considerar almacenamiento variable a una variedad de modelos de pozo/yacimiento. Los casos de almacenamiento creciente y decreciente pueden considerarse en este modelo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Aunque las mediciones simultáneas del gasto y de la presión de fondo pueden reducir la severidad del almacenamiento variable, estas no eliminan el problema cuando el volumen del pozo es importante debajo de la herramienta de medición de fondo.

El modelo de Fair (con $C_D > C_{aD}$ y $C_{pD} > 0$) genera un incremento exponencial en el almacenamiento del pozo. A lo largo de su estudio, Hegeman y cols.³³ encontraron que haciendo $C_D < C_{aD}$ y $C_{pD} < 0$ se generaba un decremento exponencial en el almacenamiento del pozo.

A través de la aplicación en datos de campo del modelo de incremento/decremento de almacenamiento del pozo, llegaron a la conclusión que, en algunos casos, se requería de una función de presión de almacenamiento variable más abrupta que la exponencial.

Entre las clases de funciones que cumplen con las propiedades establecidas por Fair²⁸,

$$\lim_{t \rightarrow 0} p_{\alpha} = 0, \quad (II.49a)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} p_{\alpha} = C_{\alpha}, \quad (II.49b)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \frac{dp_{\alpha}}{dt} = 0. \quad (II.49c)$$

La función siguiente exhibió las características representativas de los datos de campo:

$$p_{\alpha} = C_{\alpha} \operatorname{erf}(t_D / \alpha_D). \quad (II.50)$$

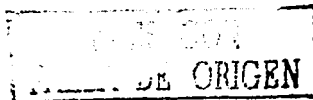
La transformada de Laplace de esta función de presión de almacenamiento variable es la siguiente:

$$L\{p_{\alpha}\} = \frac{C_{\alpha}}{z} e^{\alpha_D z^2} \operatorname{erfc}(\alpha_D z / 2). \quad (II.51)$$

De acuerdo con Fair²⁸, la solución general, en el espacio de Laplace, de la presión de fondo adimensional para un yacimiento bajo el efecto de redistribución de fases es:

$$L\{p_{wD}\} = \frac{[zL\{p_D\} + s][1 + C_D z^2 L\{p_{\alpha}\}]}{z[1 + C_D z(-zL\{p_D\} + s)]}. \quad (II.37)$$

Considerando la solución en el espacio de Laplace, para un yacimiento homogéneo²⁹:



$$L\{p_{uD}\} = \frac{\left\{ \frac{K_0 [zf(z)]}{zf(z)K_1 [zf(z)] + s} \right\} \left[1 + C_D C_{\omega} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + 1/\alpha_D} \right) \right]}{z \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0 [zf(z)]}{zf(z)K_1 [zf(z)] + s} \right] \right\}}, \quad (II.57)$$

donde $f(z)=1$ para sistemas convencionales, y para sistemas naturalmente fracturados $f(z)$ es una función de los dos parámetros característicos λ y ω , introducidos por Warren y Root³⁵ para el flujo en estado pseudoestacionario entre matriz y fracturas.

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda}{(1-\omega)z + \lambda}. \quad (II.58)$$

De acuerdo con Bourdet y Gringarten³⁶ la función $\{K_0(\bar{x})/[xK_1(\bar{x}) + s]\}$ puede aproximarse por $Ln[2/\gamma (xe^{2s})]$ donde $\gamma = 1.781$ y es la exponencial de la constante de Euler. Utilizando esta aproximación y transformando la base del tiempo de t_D a $t_D/(C_D)_{f+ma}$, para propósitos prácticos las ecuaciones II.57 y II.58 pueden escribirse como:

$$L\{p_{uD}\} = \frac{\left[1 + \frac{C_{\omega}}{(C_D)_{f+ma}} z^2 \left(\frac{1}{z/(C_D)_{f+ma}} - \frac{1}{z/(C_D)_{f+ma} + 1/\alpha_D} \right) \right]}{z \left\{ z + \left[Ln \left(\frac{2}{\gamma zf(z)/(C_D)_{f+ma} e^{2s}} \right) \right]^{-1} \right\}} \quad (II.59)$$

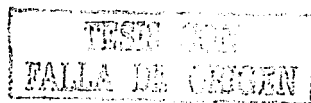
y

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda(C_D)_{f+ma}}{(1-\omega)z + \lambda(C_D)_{f+ma}}. \quad (II.60)$$

A tiempos cortos ($s \rightarrow \infty$) la función $f(z)$ es igual a ω y la ecuación II.59 queda como

$$L\{p_{uD}\} = \frac{\left[1 + \frac{C_{\omega}}{(C_D)_{f+ma}} z^2 \left(\frac{1}{z/(C_D)_{f+ma}} - \frac{1}{z/(C_D)_{f+ma} + 1/\alpha_D} \right) \right]}{z \left\{ z + \left[Ln \left(\frac{2}{\gamma \omega/(C_D)_{f+ma} e^{2s}} \right) \right]^{-1} \right\}}; \quad (II.61)$$

o como se muestra en la ecuación II.62.



$$L\{p_{uD}\} = \left[1 + \frac{C_{\phi D}}{(C_D)_{f+mu}} z^2 \left(\frac{1}{z/(C_D)_{f+mu}} - \frac{1}{z/(C_D)_{f+mu} + 1/\alpha_D} \right) \right] \cdot z \left\{ z + \left[\operatorname{Ln} \left(\frac{2}{\gamma \cdot z/(C_D)_f e^{2s}} \right) \right]^{-1} \right\} \quad (II.62)$$

en donde $(C_D)_f$ representa el almacenamiento del pozo adimensional basado en la capacidad de almacenamiento del sistema de fracturas.

A tiempos grandes ($z \rightarrow 0$), la función $f(z)$ es igual a la unidad, por lo que la ecuación II.59 se reduce a la expresión siguiente:

$$L\{p_{uD}\} = \left[1 + \frac{C_{\phi D}}{(C_D)_{f+mu}} z^2 \left(\frac{1}{z/(C_D)_{f+mu}} - \frac{1}{z/(C_D)_{f+mu} + 1/\alpha_D} \right) \right] \cdot z \left\{ z + \left[\operatorname{Ln} \left(\frac{2}{\gamma \cdot z/(C_D)_{f+mu} e^{2s}} \right) \right]^{-1} \right\} \quad (II.63)$$

Las ecuaciones II.62 y II.63 pueden además escribirse como:

$$L\{p_{uD}\} = \left[1 + z^2 \left(\frac{C_{\phi D}}{z} - \frac{1}{C_{\phi D} + \frac{1}{C_{\phi D}^2} \left(\frac{C_D}{C_{ad}} - 1 \right)} \right) \right] \cdot z \left\{ z + \left[\operatorname{Ln} \left(\frac{2}{\gamma \cdot z/(C_D)_f e^{2s}} \right) \right]^{-1} \right\} \quad (II.64)$$

y

$$L\{p_{uD}\} = \left[1 + z^2 \left(\frac{C_{\phi D}}{z} - \frac{1}{C_{\phi D} + \frac{1}{C_{\phi D}^2} \left(\frac{C_D}{C_{ad}} - 1 \right)} \right) \right] \cdot z \left\{ z + \left[\operatorname{Ln} \left(\frac{2}{\gamma \cdot z/(C_D)_{f+mu} e^{2s}} \right) \right]^{-1} \right\} \quad (II.65)$$

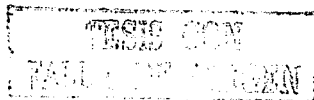
donde

$$C_{ad} = (C_{ad} / \alpha_D + 1 / C_D)^{-1}$$

Las ecuaciones II.64 y II.65 son idénticas, excepto por las definiciones diferentes para las constantes de almacenamiento del pozo adimensional. Estas ecuaciones se invierten numéricamente utilizando el algoritmo de Sthefest³⁷ y de esta manera se pueden generar curvas tipo.

La transformada de Laplace de la presión adimensional en el fondo del pozo para yacimientos convencionales; considerando el efecto de segregación de fases puede escribirse como sigue:

$$L\{p_{wb}\} = \left\{ 1 + z^2 \left[\frac{C_{ad}}{z} - \frac{1}{z} + \frac{1}{C_{ad}^2} \left(\frac{C_D}{C_{ad}} - 1 \right) \right] \right. \\ \left. z \left[z + \left[\operatorname{Ln} \left(\frac{2}{\gamma} z / C_D e^{2z} \right) \right]^{-1} \right] \right\} \quad (\text{II.66})$$



CAPÍTULO III

DESARROLLO Y RESULTADOS.

El análisis de pruebas de variación de presión en pozos en que se tiene un sistema artificial de bombeo neumático continuo (BNC), representa cierta complejidad, puesto que el mismo gas de inyección que se inyecta al interior de la tubería de producción ocasiona fluctuaciones en el gasto de fondo, que a su vez se reflejan en el comportamiento de la presión de fondo fluyente. Estas fluctuaciones, tanto del gasto como de la presión, pueden ser severas en el caso de flujo inestable, o pequeñas (si se comparan con las severas) en el caso de flujo estable en el pozo.

La inestabilidad que se presenta en el flujo de los pozos operados con BNC, ocurre cuando perturbaciones pequeñas en algunas de las variables del sistema degeneran en grandes oscilaciones en los parámetros de flujo. Por ejemplo, se ha observado que cuando el gasto de inyección se reduce hasta un cierto valor mínimo determinado, se da inicio a un cabeceo violento y el pozo puede inclusive abatirse; de manera práctica se ha tratado de controlar este problema mediante el uso de estrangulamiento y en ocasiones, el abuso en los volúmenes de gas de inyección.³⁸ De acuerdo con la literatura, los problemas de inestabilidad en pozos con BNC derivan de situaciones diversas; tanto el yacimiento como el sistema de inyección de gas responden a decrementos en la presión de la tubería de producción; la respuesta del yacimiento es estabilizadora, ya que aporta fluidos relativamente más pesados al flujo, causando que la presión se incremente hacia su valor original; de manera contraria el sistema de inyección es un factor desestabilizador, ya que al introducir un volumen mayor de gas en la tubería de producción disminuirá el gradiente de flujo, permitiendo a la vez el paso de más gas, lo cual incrementará las inestabilidades.^{38,39}

El análisis de la prueba de presión correspondiente al periodo de flujo, es decir de la curva de decremento, se complica aun cuando en el mejor de los casos el pozo fluye en condiciones de estabilidad. La complejidad estriba en que las fluctuaciones en la presión, aunque pequeñas, se amplifican en la gráfica de diagnóstico ($\log t$ contra $\log \Delta p$ o $\log t(\Delta p')$), y específicamente en la función derivada, $\log t(\Delta p')$. Las fluctuaciones ocasionan que la función derivada no tenga un comportamiento bien definido; más bien los datos que representa esta función se encuentran dispersos, sin delinearse alguna geometría de flujo (radial, lineal, esférico, bilineal), mediante la cual se pudieran realizar estimaciones para los parámetros del yacimiento.

Una alternativa para minimizar el efecto de las fluctuaciones de la presión en el análisis cuando se tienen disponibles gastos de fondo, es aplicar el principio de Duhamel.⁴⁰

Por otro lado, el análisis de la prueba de presión correspondiente al periodo de cierre, es decir de la curva de incremento, puede ser menos complicado,

puesto que en este periodo la presión de fondo ya no presenta fluctuaciones debidas al flujo. Con ello es más factible identificar geometrías de flujo en la gráfica de diagnóstico y, en consecuencia, estimar parámetros de la formación. No obstante, una vez que se cierra el pozo se segregan las fases (aceite, agua y gas, tanto de formación como de bombeo neumático) dentro del pozo por diferencia de densidades, dando lugar a un fenómeno físico que se conoce como redistribución de fases. Este fenómeno, además de los tiempos de cierre y de producción previo al cierre, debe considerarse durante el análisis de datos de incremento de presión en pozos con bombeo neumático.

Durante el periodo de cierre, las burbujas de gas ascendentes mantienen su presión a lo largo de su trayectoria vertical ascendente y son incapaces de expandirse debido a la incompresibilidad relativa del líquido en el sistema cerrado del pozo, causando con ello que se incremente la presión en el fondo del pozo. El incremento en presión podría ser suficientemente grande, para causar una "joroba" anómala en una gráfica de presión durante el cierre a tiempos cortos. Cuando se presenta esta "joroba", se puede detectar la segregación de fases. En casos menos severos, la presión en el fondo del pozo podría no incrementarse suficientemente para causar la "joroba" y esto podría dificultar la detección de la segregación de fases. La no detección de la presencia de segregación de fases pudiera ocasionar una interpretación inadecuada de los datos de la prueba de incremento.⁴¹

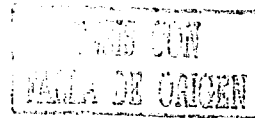
Durante el cierre la fase gas dentro del pozo está compuesta tanto de gas de formación como de bombeo neumático; el volumen de gas adicional (bombeo neumático) puede generar un mayor efecto en la redistribución de fases. Lo anterior se puede establecer con base en los resultados experimentales de Stegemeier⁷, quien observó que el incremento en presión es directamente proporcional al volumen total de gas en la columna de líquido.

El desarrollo de esta tesis se enfoca al análisis de pruebas de presión en pozos con bombeo neumático correspondiente al periodo de cierre, esto es, al análisis de curvas de incremento afectadas por la redistribución de fases dentro del pozo.

En la literatura técnica especializada existen artículos en donde se han reportado casos del análisis mediante curvas tipo, de datos de incremento afectados por el fenómeno de redistribución de fases. En los artículos analizados^{28, 33, 34, 40, 42, 43, 41, 44} se considera el flujo de fluidos en una sola fase, siendo en la mayoría un fluido de baja compresibilidad, en un yacimiento homogéneo, horizontal, isotrópico, y de extensión infinita, con producción en superficie a gasto constante. En la tabla III.1 se presenta una relación cronológica de los artículos analizados, en la que se incluyen los modelos de yacimiento, de flujo y de redistribución de fases que los autores consideraron en sus estudios. Cabe destacar que las funciones que representan los modelos de redistribución de fases, fueron desarrollados por Fair²⁸ (función exponencial), y por Hegeman y cols.³³ (función error). Asimismo en la última columna de la tabla III.1 se identifica el tipo de gráficas presentadas, y un comentario breve de la propuesta de su autor.

Tabla III.1 Relación cronológica de artículos relacionados con curvas tipo para diferentes modelos de yacimiento, bajo el efecto de redistribución de fases.

Autor.	Modelo			Gráficas presentadas.
	Yacimiento.	Flujo.	Redistribución de fases.	
Fair ²⁸ (Septiembre, 1979)	Cilíndrico.	Radial.	Función exponencial.	p_{wD} contra t_D . Modelo en el espacio de Laplace de redistribución de fases, curvas tipo, y casos de campo.
Thompson y cols. ⁴⁰ (Abril, 1984)	Cilíndrico.	Radial.	Función exponencial.	p_{wD} contra t_D . Análisis del comportamiento de las respuestas de presión.
Olarewaju y Lee ⁴⁴ (Marzo, 1988)	Cilíndrico. 1) Estratificado. 2) Doble porosidad.	Radial.	Función exponencial.	p_D contra t_D/C_D , y derivada. Solución analítica para un yacimiento estratificado, incluyendo efectos de redistribución de fases.
Olarewaju ⁴¹ (1990)	Cilíndrico.	Radial.	Función exponencial.	p_D contra t_D/C_D , y derivada. Metodología para detectar la presencia de redistribución de fases en datos de incremento.
Hegeman y cols. ³³ (Abril, 1991)	Cilíndrico.	Radial.	Función error.	p_D contra t_D , y derivada; p_D contra t_D/C_D , y derivada. Modelo analítico de redistribución de fases, y casos de campo.
Baghdarvazehi y cols. ³⁴ (Octubre, 1993)	1) Cilíndrico. 2) Naturalmente fracturado (YNF).	Radial. Pseudoestacionario (transferencia matriz-fractura, para YNF).	Función exponencial.	p_D contra t_D/C_D . Solución analítica para yacimientos naturalmente fracturados, bajo el efecto de redistribución de fases en el pozo, curvas tipo, y casos de campo.
Hernández y Ramírez ⁴² (1994)	Cilíndrico.	Radial.	Función error.	p_D contra t_D , y derivada. Análisis de sensibilidad a parámetros del modelo de redistribución de fases.
Vásquez y Camacho ⁴³ (Abril, 1996)	Cilíndrico.	Radial.	Funciones exponencial y error.	$d\Delta p/dt$ contra $(d\Delta p/d\ln t) - \Delta p$, t contra término de deconvolución adimensional. Metodología de análisis para pruebas con duración insuficiente para alcanzar condiciones de flujo radial.



De la tabla III.1 se observa que solo dos artículos tratan el modelo para yacimientos naturalmente fracturados, afectado su comportamiento por el fenómeno de redistribución de fases. De estos artículos se destaca lo siguiente: Olarewaju y Lee⁴⁴ presentan una solución analítica para el caso de un yacimiento estratificado, con y sin flujo cruzado, afectado su comportamiento por el fenómeno de redistribución de fases. Entre otras cosas, demuestran que la solución analítica para sistemas de doble porosidad con transferencia matriz-fractura en estado pseudoestacionario, es un caso especial del modelo que desarrollaron para yacimientos estratificados con flujo cruzado en estado transitorio. Por otro lado, Baghdarvazehi y cols.³⁴ presentan una solución analítica para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado, con transferencia matriz-fractura en estado pseudoestacionario, afectado su comportamiento por el fenómeno de redistribución de fases. Esta solución la presentan por medio de una gráfica doble logarítmica, p_D contra t_D/C_D , para diferentes parámetros de redistribución de fases y daño (C_{pD} , C_D/C_{pD} , $C_D e^{2s}$). Sin embargo, en esta gráfica no se incluye la función derivada, que resulta útil como herramienta de diagnóstico.

Se destaca también que los artículos señalados en el párrafo anterior contemplan solamente el caso de la transferencia matriz-fractura en estado pseudoestacionario, desarrollado por Warren y Root³⁵.

Debido a que el campo Maloob (formación Cretácico) es un yacimiento naturalmente fracturado, y a que las pruebas de incremento de presión con cierre en superficie, que se realizan en sus pozos con BNC pueden verse afectadas por el fenómeno de redistribución de fases, en esta tesis se presenta la solución analítica en el espacio de Laplace, de un modelo de yacimiento naturalmente fracturado, considerando los modelos pseudoestacionario y transitorio para la transferencia matriz-fractura, bajo la influencia del fenómeno de redistribución de fases. Para el modelo transitorio se considera una geometría cúbica de bloque; cabe mencionar que la solución de este modelo bajo la influencia de redistribución de fases no se ha reportado en la literatura. Asimismo, empleando estas soluciones se desarrolla una nueva curva tipo, estando en función del tiempo adimensional de bloque⁴⁵ y de la función derivada, y graficando además la derivada cartesiana (PPD⁴⁶).

Inicialmente se presentan algunos comentarios referente a las curvas tipo existentes para yacimiento homogéneo, y posteriormente se presentan las nuevas curvas tipo para un yacimiento naturalmente fracturado; considerando para ambos casos que la respuesta de presión está afectada por daño, almacenamiento, y redistribución de fases.

III.1 Curvas tipo para yacimientos homogéneos bajo el efecto de redistribución de fases.

Thompson y cols.⁴⁰ mostraron que las respuestas de presión observadas cuando existen efectos de redistribución de fases, se pueden agrupar en tres distintos tipos, y discutieron las condiciones bajo las cuales se presenta cada uno de ellos. Posteriormente, Olarewaju⁴¹ sugiere que se utilice la función

derivada para detectar la presencia de la distorsión causada por la segregación de fases, y presenta el comportamiento de esta función para cada uno de los tipos de respuestas de presión identificadas por Thompson y col⁴⁰.

En esta tesis se hace uso de la función derivada, $t(dp/dt)$, y además de la derivada de presión cartesiana, dp/dt , a la que se denominará PPD⁴⁶ (Primary Pressure Derivative) para identificar la presencia de efectos de redistribución de fases en datos de incremento de presión.

A continuación se presentan los diferentes tipos de respuestas de presión observados en un yacimiento homogéneo afectadas por redistribución de fases (función exponencial, Fair²⁸), así como los comportamientos respectivos de la función derivada y de la PPD⁴⁶. Las respuestas de presión se obtuvieron invirtiendo numéricamente mediante el algoritmo de Stehfest³⁷, la solución analítica en el espacio de Laplace correspondiente a un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (Apéndice B).

Tipo de respuesta 1.

En este tipo de respuesta (Fig. III.1.1) se identifican cinco regiones (A, B, C, D, E), cada una de las cuales tienen las siguientes características:

- Región A: Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B: Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región C: Representa la "joroba" asociada con los efectos de redistribución de fases.
- Región D: Región de transición entre la "joroba" y la línea recta semilogarítmica.
- Región E: Línea recta semilogarítmica.

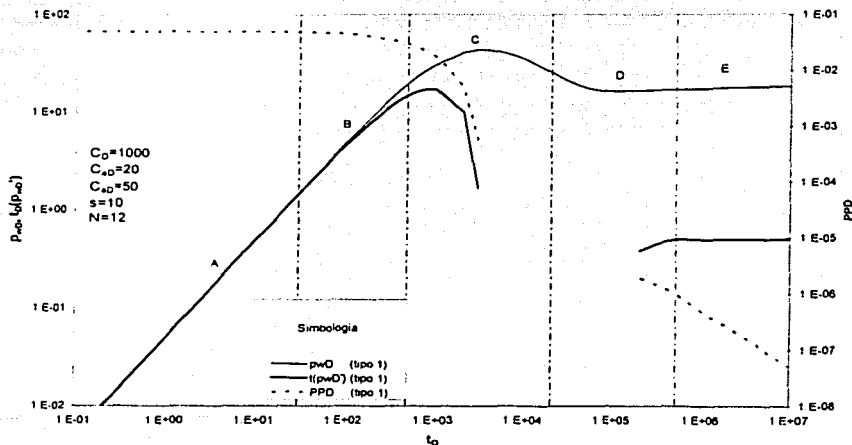
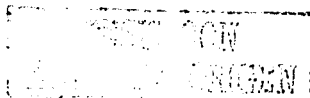


Figura III.1.1 Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t(p_{wD}')$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).



Thompson y cols.⁴⁰ concluyeron, con base en diversos cálculos, que la "joroba" debida al gas segregado se presenta cuando

$$s \leq C_{\phi D}/3,$$

$$C_{\phi D} \geq 10,$$

$$\text{y } C_{aD} \leq C_D/5$$

Cuando el efecto de redistribución de fases es importante, la curva de p_{wD} presenta un incremento de presión anómalo, dando lugar a una "joroba" de una manera muy clara; pero además este incremento de presión anómalo se puede detectar en las curvas de la función derivada y de PPD, ya que en las mismas se presentan pendientes menores a cero, por lo que en la gráfica doble logarítmica es notable la ausencia de valores en la sección correspondiente.

De acuerdo con Mattar y Zaora⁴⁶, cuando un pozo se cierra para registrar una prueba de incremento, la presión debe incrementarse monótonicamente hasta que es finalmente estática. Esto significa que la PPD debe ser una función decreciente en forma continua, hasta que llega a ser cero cuando el pozo alcanza la presión estática. Con base en lo anterior y en la figura III.1.1, se observa que la PPD decrece monótonicamente en los primeros $3 \frac{1}{2}$ ciclos logarítmicos, para después observarse una ausencia de la misma, y aparecer nuevamente en forma decreciente durante los dos últimos ciclos logarítmicos. La ausencia de los valores de la PPD es debido a que posterior a la "joroba" se presentan valores negativos de la derivada de presión (pendiente), que no se pueden graficar en escala logarítmica; dicho de otra manera se tiene un incremento, en valor absoluto, de la PPD. Este comportamiento es debido a efectos que no son del yacimiento, sino más bien que son debidos a efectos de pozo, y para este caso correspondiente al fenómeno de redistribución de fases.

Como una consecuencia, la función derivada está ausente en el mismo periodo en que lo hace la PPD. La región E, corresponde a la línea recta semilogarítmica, que puede confirmarse con el valor de la función derivada igual a 0.5.

Tipo de respuesta 2.

En este tipo de respuesta (Fig. III.1.2) se identifican seis regiones (A', B', C', D', E', F'), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

Región A': Línea recta de pendiente unitaria.

Región B': Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.

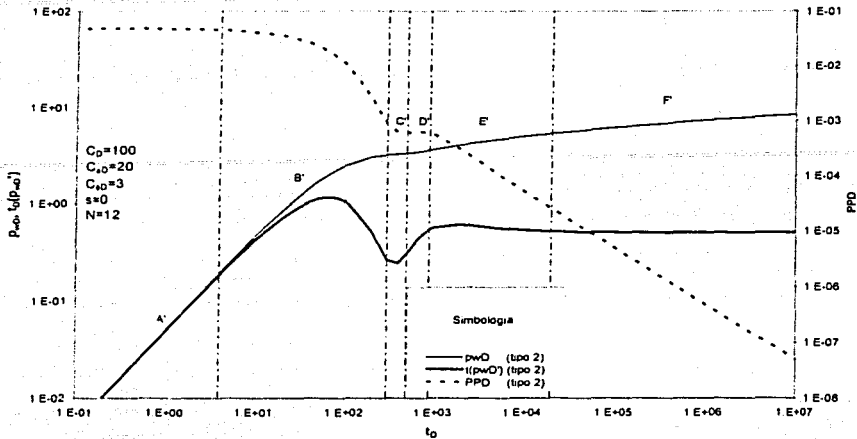


Figura III.1.2 Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD})$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

La característica más notable del tipo de respuesta 2 es la región C' plana, seguida por las regiones de transición D' y E', en donde el cambio de presión se incrementa más rápidamente. Durante la región D' la gráfica de p_{wD} es cóncava hacia arriba, y a través de la región E' la curva es cóncava hacia abajo. Entonces el punto entre las regiones D' y E' representa un punto de inflexión.

Región F': Línea recta semilogarítmica.

Thompson y cols.⁴⁰ concluyeron, con base en de diversos cálculos, que el tipo de respuesta 2 se presenta cuando

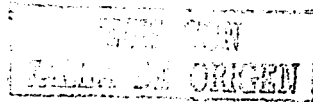
$$C_{\phi D} \leq s \leq 5 C_{\phi D}, C_{mD} \leq C_D/5$$

ó

$$C_{\phi D} \leq 5, C_D \geq 10^4, C_{mD} \leq C_D/5$$

La característica plana de la región C' se aprecia mejor en la curva de PPD, ya que en la misma esta derivada se presenta con un mismo valor de pendiente. Asimismo, la característica de concavidad hacia arriba de la región D' también se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta un incremento de la pendiente. Similarmente, la característica de concavidad hacia abajo de la región E' se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta una disminución de la pendiente

Al igual que en el tipo de respuesta 1, la región semilogarítmica se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada.



En este tipo de respuesta se observa que tanto la función derivada como la PPD, presentan valores positivos para todos los valores de t_D . De observarse solamente las curvas de p_{wD} y de función derivada, se pudiera interpretar en un dado caso la respuesta de presión debida a un sistema de doble porosidad. No obstante, se descarta esta posibilidad, puesto que el "valle" que se forma en la función derivada corresponde al efecto de redistribución de fases, lo cual se demuestra con el incremento en los valores de PPD en el mismo lapso en que se forma el "valle".

Tipo de respuesta 3.

En este tipo de respuesta (Fig. III.1.3) se identifican tres regiones (A", B", C"), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A": Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B": Región de transición.
- Región C": Línea recta semilogarítmica.

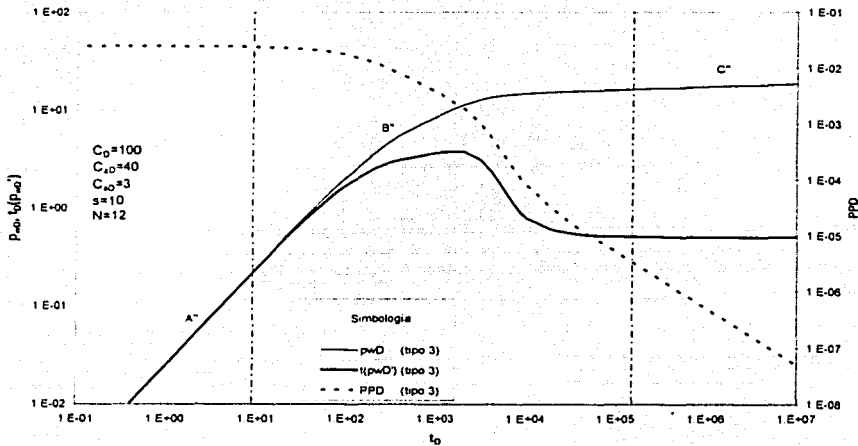
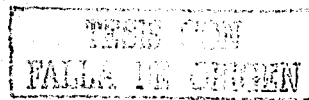


Figura III.1.3 Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD})'$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

Thompson y cols.⁴⁰ con base en diversos cálculos concluyeron que el tipo de respuesta 3 se presenta cuando

$$C_{uD} \approx C_D$$

Esto es, la respuesta de presión está controlada por C_D (ecuación II.45) y la respuesta de presión será similar al caso en que $C_{uD} = 0$:



$$\frac{1}{C_{ad}} = \frac{1}{C_D} + \frac{C_{ad}}{\alpha_D} = \frac{1}{C_D}$$

Al igual que en el tipo de respuesta 2, la función derivada y la PPD presentan valores positivos; sin embargo, en el tipo de respuesta 3 la PPD presenta valores decrecientes, aún cuando se tiene efecto de redistribución de fases, por lo que para este tipo de respuesta no se puede identificar el fenómeno de redistribución de fases con la PPD. Por otro lado, la función derivada puede sugerir la presencia del fenómeno de redistribución de fases, debido a la "distorsión" que puede presentar la "campana" a tiempos cortos.

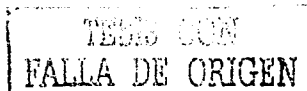
Al igual que en los tipos de respuesta 1 y 2, la región semilogarítmica se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada.

De manera similar a los tipos de respuesta anteriormente citados, a continuación se presentan las respuestas de presión observadas en un yacimiento homogéneo bajo el efecto de redistribución de fases, considerando ahora el modelo de Hegeman y cols.³³ (función error), así como los comportamientos respectivos de la función derivada y de la PPD⁴⁶.

Tipo de respuesta 1.

En este tipo de respuesta (Fig. III.1.4) se identifican cinco regiones (A, B, C, D, E), cada una de las cuales tienen las siguientes características:

- Región A: Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B: Región de transición, en donde la p_{WD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región C: Representa la "joroba" debida al gas, asociada con los efectos de redistribución de fases.
- Región D: Región de transición entre la "joroba" debida al gas y la línea recta semilogarítmica.
- Región E: Línea recta semilogarítmica.



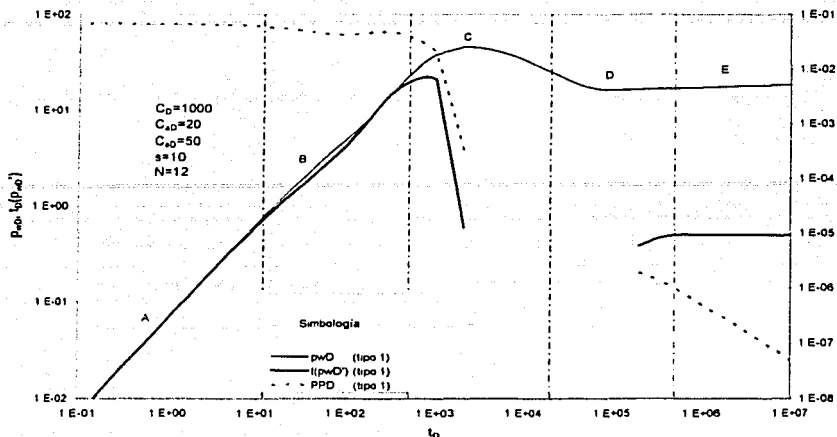


Figura III.1.4 Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD})$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

Comparando los comportamientos de p_{wD} para el tipo de respuesta 1, considerando la redistribución de fases como una función exponencial (Fig. III.1.1) y como una función error (Fig. III.1.4), se observa que son muy similares. De hecho la diferencia se presenta solamente en la región B. En esta región, para el caso de la función error (Fig. III.1.4), la variación de p_{wD} es más abrupta que para el caso de la función exponencial (Fig. III.1.1), debido a que el cambio de almacenamiento es más severo con la función error. Lo anterior se observa con mayor claridad en los comportamientos de PPD y de la función derivada. En la figura III.1.1 la disminución de la PPD en la región B es suave y decreciente, mientras que en la figura III.1.4 se presenta una disminución seguida de un incremento. Analizando ahora la función derivada se encuentra que en la función exponencial (Fig. III.1.1), la función derivada se va separando suavemente de la p_{wD} , mientras que en la función error (Fig. III.1.4) la función derivada se separa y se vuelve a juntar con la p_{wD} .

El comportamiento de p_{wD} en las regiones A, C, D y E es el mismo para ambas funciones de redistribución de fases (Figuras III.1.1 y III.1.4).

Tipo de respuesta 2.

En este tipo de respuesta (Fig. III.1.5) se identifican seis regiones (A', B', C', D', E', F'), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A': Línea recta de pendiente unitaria.
- Región F': Línea recta semilogarítmica.



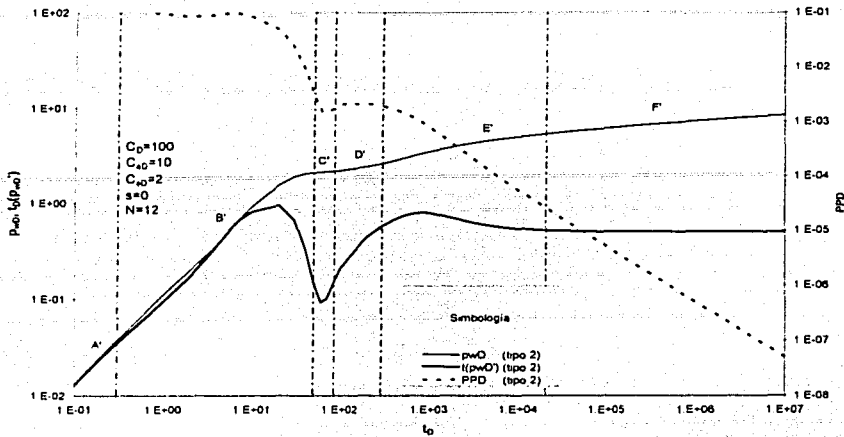


Figura III.1.5 Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD})$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

La misma comparación realizada para la región B en el tipo de respuesta 1 aplica en este tipo de respuesta, pero nombrándose ahora región B', y comparando las figuras III.1.2 (función exponencial) y III.1.5 (función error).

Al igual que para el caso de la función exponencial, la característica más notable del tipo de respuesta 2 (Fig. III.1.5) es la región C' plana, seguida por las regiones de transición D' y E', en donde el cambio de presión se incrementa más rápidamente. Durante la región D', la gráfica de p_{wD} es cóncava hacia arriba, y a través de la región E', la curva es cóncava hacia abajo. Entonces el punto entre las regiones D' y E' representa un punto de inflexión.

La característica "aplanada" de la región C' se aprecia mejor en la curva de PPD ya que en la misma se presenta una sección muy pequeña con un mismo valor de pendiente. Asimismo, la característica de concavidad hacia arriba de la región D' se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta un incremento de la pendiente. Similarmente, la característica de concavidad hacia abajo de la región E' se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta una disminución de la pendiente.

Al igual que en el tipo de respuesta 1, la región semilogarítmica se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada.

En este tipo de respuesta se observa que tanto la función derivada como la PPD presentan valores positivos para todos los valores de t_D . De observarse solamente las curvas de p_{wD} y de función derivada, se pudiera interpretar en un dado caso la respuesta de presión debida a un sistema de doble porosidad. No obstante se descarta esta posibilidad, puesto que el "valle" que se forma en la función derivada corresponde al efecto de redistribución de fases, lo cual se

demuestra con el incremento en los valores de PPD en el mismo lapso en que se forma el "valle".

Tipo de respuesta 3.

En este tipo de respuesta (Fig. III.1.6) se identifican tres regiones (A", B", C"), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

Región A": Línea recta de pendiente unitaria.

Región B": Región de transición.

Región C": Línea recta semilogarítmica.

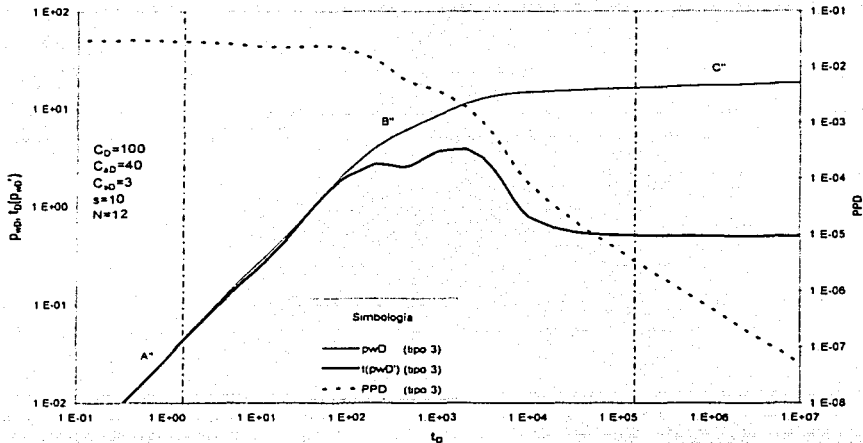


Figura III.1.6 Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_D(p_{wD})$ y PPD para un yacimiento homogéneo, bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

La misma comparación realizada para la región B en el tipo de respuesta 1 aplica a este tipo de respuesta, pero nombrándose ahora región B", y comparando las figuras III.1.3 (función exponencial) y III.1.6 (función error).

Al igual que en el tipo de respuesta 2, la función derivada y la PPD presentan valores positivos; sin embargo en el tipo de respuesta 3, la PPD presenta valores decrecientes en las tres regiones, excepto en el primer tercio de la región B" que es en donde se presenta el almacenamiento variable. En el segundo y tercer tercios de la región B", la PPD muestra valores decrecientes aun cuando se presenta el efecto de redistribución de fases. En estos mismos tercios, la función derivada puede interpretarse en forma errónea. Por lo que para este tipo de respuesta no se puede identificar en forma clara por medio de la PPD el fenómeno de redistribución de fases. Por otro lado, debido a la distorsión que puede presentar la "campana" a tiempos cortos, la función derivada puede sugerir la presencia del fenómeno de redistribución de fases.

Al igual que en los tipos de respuesta 1 y 2, la región semilogarítmica se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada.

III.2 Modelo físico y consideraciones.

Se considera el flujo de un fluido en una sola fase de compresibilidad baja y de viscosidad constante, debido a que los pozos en donde se pretende utilizar la técnica a desarrollar, producen aceite en condiciones monofásicas a condiciones de yacimiento.

Además se considera el flujo de fluidos en un yacimiento cilíndrico, horizontal, isotrópico, y de extensión infinita, con producción en superficie a gasto constante. El modelo de yacimiento corresponde a uno de doble porosidad, analizándose los modelos pseudoestacionario y transitorio (geometría cúbica de bloque) en la transferencia matriz-fractura.

Para modelar el fenómeno de redistribución de fases se utiliza tanto la función exponencial como la función error, puesto que se ha visto que en pruebas de presión se pueden presentar comportamientos que pueden ser modelados con alguna de las dos funciones.^{28, 33}

Las curvas tipo a desarrollar representan la solución para el caso de pruebas de decremento; sin embargo se considera que el tiempo de producción previo al cierre es suficientemente largo, tal que $t + \Delta t \approx t$, por lo que las curvas tipo desarrolladas para pruebas de decremento pueden utilizarse para analizar datos de pruebas de incremento. La justificación de esta consideración se presenta en el apéndice C.

III.3 Soluciones en el espacio de Laplace para yacimientos naturalmente fracturados bajo el efecto de redistribución de fases.

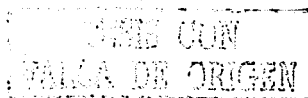
Para obtener la solución en función de variables adimensionales que se utilizará en el análisis de pruebas de presión, es necesario incorporar los efectos de redistribución de fases dentro del pozo en la ecuación de difusión. Para las redistribuciones de flujo anteriormente expuestas, la ecuación de difusión está dada por la ecuación III.1.

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

Las condiciones de frontera son

$$p_D(r_D, 0) = 0, \quad (III.2)$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} \{p_D(r_D, t_D)\} = 0, \quad (III.3)$$



$$-\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right)_{r_D=1} = 1 - C_D \left(\frac{dp_{wD}}{dt_D} - \frac{dp_{eD}}{dt_D} \right), \quad (III.4)$$

$$p_{wD} = \left[p_D - s \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} \right]. \quad (III.5)$$

Diversos autores³⁰ han mostrado que la solución para este problema puede expresarse como una integral de convolución, obteniéndose:

$$p_{wD}(t_D) = \int_0^{t_D} \left\{ 1 - C_D \left[\frac{dp_{wD}(\tau)}{d\tau} - \frac{dp_{eD}(\tau)}{d\tau} \right] \right\} \frac{dp_D(t_D - \tau)}{dt_D} d\tau + s \left\{ 1 - C_D \left[\frac{dp_{wD}(t_D)}{dt_D} - \frac{dp_{eD}(t_D)}{dt_D} \right] \right\}. \quad (III.6)$$

La ecuación III.6 puede resolverse empleando la transformada de Laplace,

$$L\{p_{wD}\} = \frac{[-zL\{p_D\} + s] \{1 + C_D z^2 L\{p_{eD}\}\}}{z[1 + C_D z(-zL\{p_D\} + s)]}. \quad (III.7)$$

Es importante notar que la solución es aun general, ya que no se han colocado restricciones para p_D o p_{eD} , excepto que estas funciones existan y puedan transformarse al espacio de Laplace. Entonces, si p_D representa la presión adimensional para ciertas condiciones de flujo en el yacimiento, puede obtenerse la solución para el problema de interés.

Para el modelo de yacimiento, $L\{p_D\}$ se ha considerado la solución analítica en el espacio de Laplace para la respuesta de presión de un pozo en un yacimiento de doble porosidad³⁵, que tiene la forma siguiente:

$$L\{p_D\} = \frac{K_o(z) f(z)}{z f(z) K_i(z)}. \quad (III.8)$$

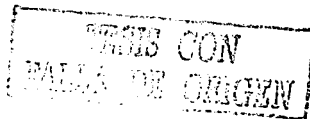
La función $f(z)$ depende del tipo de modelo de transferencia matriz-fracturas (pseudoeestacionario o transitorio) y de la geometría del sistema de fracturas.

Para un modelo de transferencia matriz-fractura pseudoeestacionario:

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda}{(1-\omega)z + \lambda}, \quad (III.9)$$

donde:

$$\omega = \frac{\phi_f c_f}{\phi_f c_f + \phi_{mu} c_{mu}}. \quad (III.10)$$



$$\lambda = \frac{\alpha k_{m1} r_w^2}{k_j h_{m1}^2}, \quad (III.11)$$

siendo $\alpha = 4n(n+2)$, donde n es el número de direcciones perpendiculares que se tienen en la geometría del bloque empleado para representar las condiciones del yacimiento naturalmente fracturado; en particular $n = 3$ para una geometría de bloque cúbica, por lo que $\alpha = 60$.

Para un modelo de transferencia matriz-fractura transitorio:⁴⁵

$$f(z) = \omega + \frac{1}{5z} \left[\frac{15(1-\omega)z}{\lambda} \coth \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} - 1 \right] + s_{m1} \left[\frac{15(1-\omega)z}{\lambda} \coth \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} - 1 \right], \quad (III.12)$$

donde:

$$s_{m1} = \frac{2k_{m1} h_1}{h_{m1} k_1}, \quad (III.13)$$

Se ha discutido con anterioridad que para el modelo de redistribución de fases se dispone de dos funciones de $L\{p_{\phi D}\}$, establecidas en las ecuaciones II.47 y II.56:

Para la función exponencial:

$$L\{p_{\phi D}\} = \frac{C_{\phi D}}{z} - \frac{C_{\phi D}}{z + \frac{C_D - C_{uD}}{C_{\phi D} C_{uD} C_D}}, \quad (II.47)$$

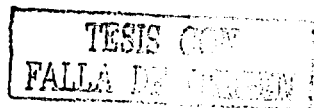
Para la función error:

$$L\{p_{\phi D}\} = \frac{C_{\phi D}}{z} e^{C_{\phi D} C_{uD} C_D z^2 / [z(C_D - C_{uD})]} \operatorname{erfc} \left\{ C_{\phi D} C_{uD} C_D z / \sqrt{\pi(C_D - C_{uD})} \right\}, \quad (II.56)$$

Dependiendo del tipo de modelo de transferencia matriz-fractura (Ecs. III.9 y III.12) y de la función de redistribución de fases (Ecs. II.47 y II.56), se utilizan las ecuaciones respectivas en la solución analítica general (Ec. III.7)

La derivada de la solución dada por la ecuación III.7 se obtiene mediante la siguiente propiedad de la transformada de Laplace⁴⁷,

$$L\{p_{wD}'\} = z * L\{p_{wD}\} - p_{wD}(0)$$



Considerando que $p_{wD}(0) = 0$, siendo esta una forma equivalente de expresar la condición inicial $p_D(r_D, 0) = 0$ establecida en la ecuación III.2, entonces la derivada de la ecuación III.7 es

$$L\{p_{wD}'\} = \frac{[zL\{p_D\} + s][1 + C_D z^{-2} L\{p_w\}]}{[1 + C_D z^{-2}(zL\{p_D\} + s)]} \quad (III.14)$$

La función derivada se obtiene multiplicando los valores obtenidos mediante la antitransformada numérica con el algoritmo de Stehfest³⁷ de la ecuación III.14, por el tiempo adimensional correspondiente.

III.4 Curvas tipo para yacimientos naturalmente fracturados bajo el efecto de redistribución de fases.

Las curvas tipo existentes para yacimientos naturalmente fracturados afectados por redistribución de fases, se basan en gráficas doble logarítmicas en donde se grafican p_D contra t_D/C_D , o bien p_D y $(t_D/C_D) p_D'$ contra t_D/C_D . En esta tesis se propone el uso de una gráfica doble logarítmica de p_{wD} y $(t_{DB}) p_{wD}'$ contra t_{DB} como lo establece Stewart y Sobbi⁴⁵.

III.4.1 Modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura con función exponencial para la redistribución de fases.

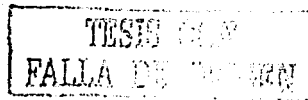
Para generar esta curva tipo es necesario utilizar en la ecuación general III.7 las ecuaciones III.8 y II.47, para los modelos de respuesta de presión en un yacimiento de doble porosidad y de redistribución de fases, respectivamente. Además, en la ecuación III.8 se debe utilizar la ecuación III.9, que representa el modelo de transferencia matriz-fractura; esto es,

$$L\{p_{wD}\} = \frac{[zL\{p_D\} + s][1 + C_D z^{-2} L\{p_w\}]}{z[1 + C_D z^{-2}(zL\{p_D\} + s)]} \quad (III.7)$$

$$L\{p_D\} = \frac{K_0(z)}{zf(z)K_1(z)} \quad (III.8)$$

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda}{(1-\omega)z + \lambda} \quad (III.9)$$

$$L\{p_w\} = \frac{C_{wD}}{z} - \frac{C_{wD}}{z + \frac{C_{wD}}{C_D C_{wD} C_D}} \quad (II.47)$$



Realizando las sustituciones correspondientes se llega a la ecuación siguiente que es la solución en el espacio de Laplace, para un yacimiento naturalmente

fracturado con modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura, afectado por el efecto de redistribución de fases, representado por una función exponencial.

$$L\{p_{wD}\} = \frac{\left[\frac{K_0(\bar{z}f(z))}{\bar{z}f(z)K_1(\bar{z}f(z)) + s} \right] \left[1 + C_D C_{ad} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + \frac{C_D - C_{ad}}{C_{ad} C_{ud} C_D}} \right) \right]}{z \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(\bar{z}f(z))}{\bar{z}f(z)K_1(\bar{z}f(z)) + s} \right] \right\}}, \quad (\text{III.15})$$

en donde $f(z)$ está dada por la ecuación III.9.

La ecuación anterior se invirtió numéricamente utilizando el algoritmo de Stehfest³⁷. Con base en los resultados obtenidos se generaron las siguientes curvas tipo, para diferentes valores de ω , C_D , C_{ad} , y $C_{\phi D}$.

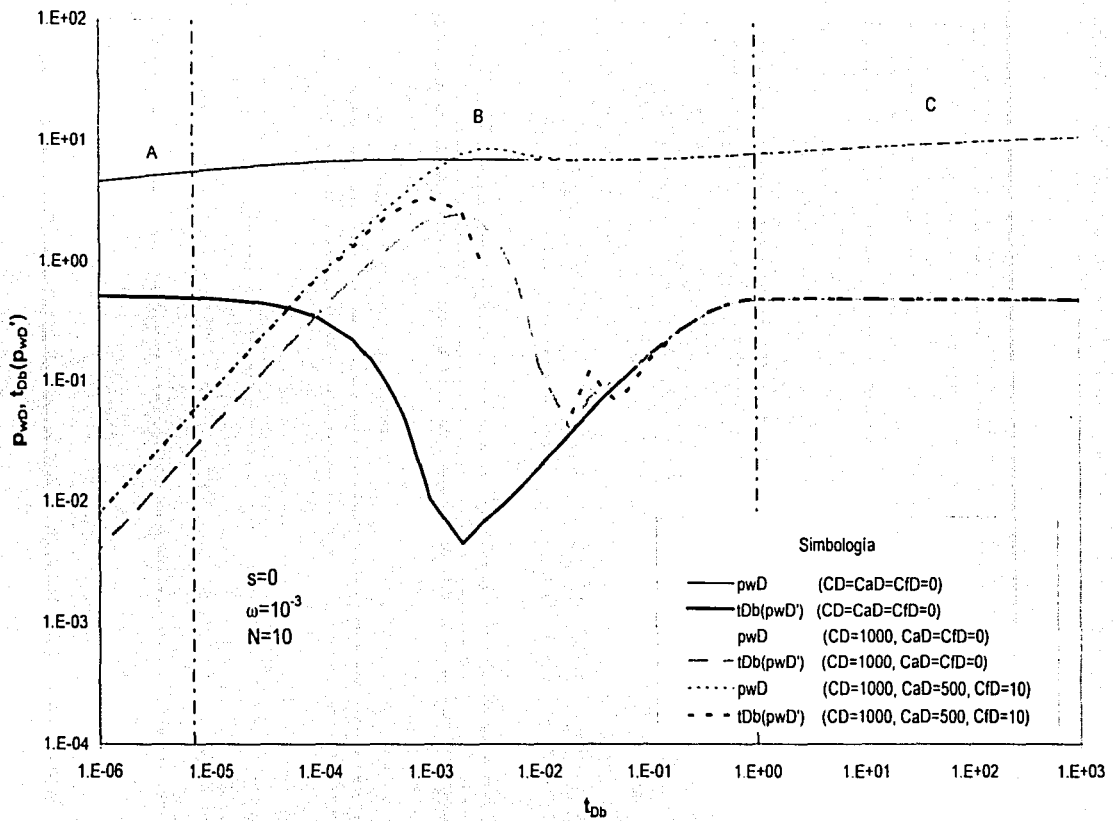


Fig. III.4.1.1 Curvas tipo de un YNF, considerando un modelo pseudoestacionario (transferencia matriz-fractura) y diferentes condiciones de pozo.

TESIS CON
 FALLA DE ...

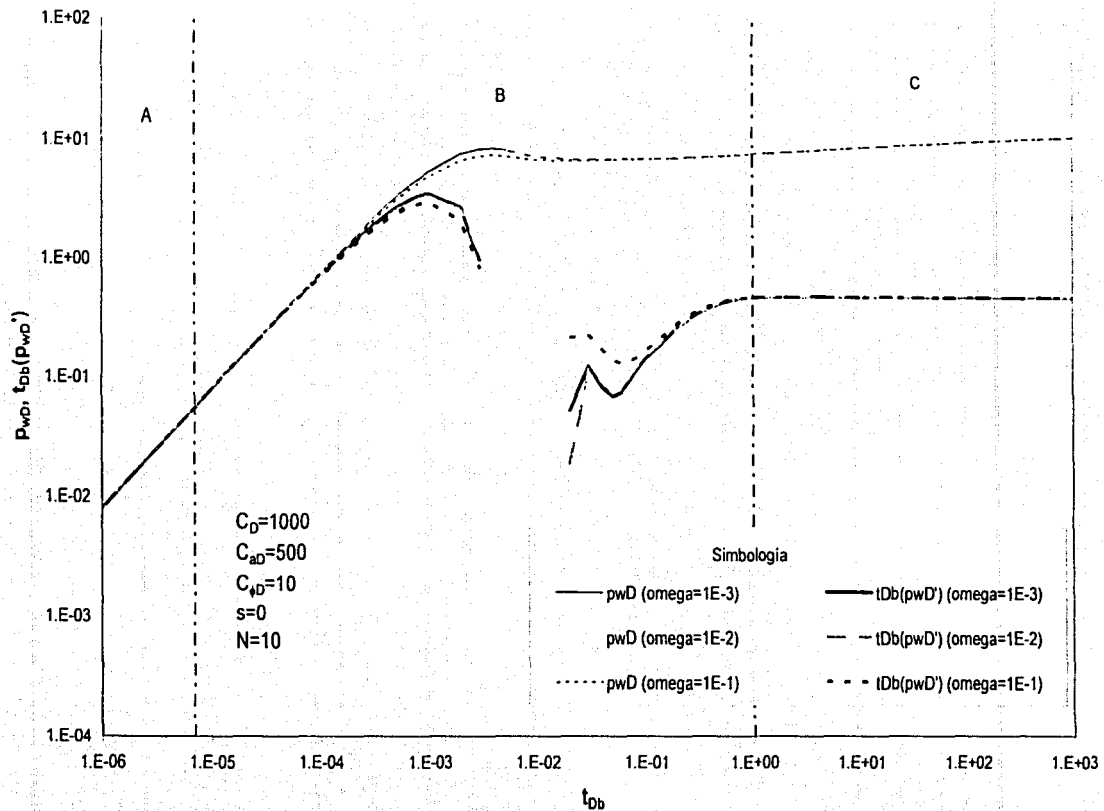
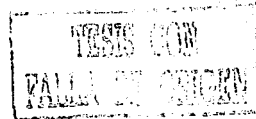


Fig. III.4.1.2 Curvas tipo de un YNF, considerando un modelo pseudoestacionario (transferencia matriz-fractura), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).



En la figura III.4.1.1 se presenta una gráfica de diagnóstico, en donde se compara el comportamiento de presión en un yacimiento naturalmente fracturado bajo diferentes condiciones en el pozo, invirtiendo numéricamente la ecuación III.15 con el algoritmo de Stehfest³⁷, para las condiciones siguientes:

- 1) pozo sin almacenamiento ($C_D=C_{aD}=C_{\phi D}=0$),
- 2) pozo con almacenamiento constante ($C_D=1000$, $C_{aD}=C_{\phi D}=0$), y
- 3) pozo con almacenamiento y redistribución de fases ($C_D=1000$, $C_{aD}=500$, $C_{\phi D}=10$).

Para los tres casos se considera un daño nulo y valores $\lambda = 1 \times 10^{-6}$ y $\omega = 1 \times 10^{-3}$.

En la condición número 1 del pozo (Fig. III.4.1.1) se observa el comportamiento característico de la función derivada para un medio de doble porosidad: región A, dominada por fracturas; región B, periodo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura; región C, periodo dominado por el sistema matriz-fractura.

Para la condición número 2 del pozo (Fig. III.4.1.1) el comportamiento dominado por las fracturas, región A, no se observa debido al almacenamiento del pozo. Asimismo, se observa parcialmente el periodo pseudo estacionario en la transferencia matriz-fractura, región B. La región C se observa claramente.

De manera similar a la condición número 2 del pozo, en la condición número 3 del pozo (Fig. III.4.1.1) el comportamiento dominado por las fracturas, región A, no se observa debido al almacenamiento y redistribución de fases dentro del pozo. Asimismo, se observa parcialmente el periodo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura, región B. La diferencia con la condición número 2 del pozo es que en el lapso de $3 \times 10^{-3} < t_{Db} < 2 \times 10^{-2}$, la función derivada no se observa debido a la "joroba" que se genera por efecto de la redistribución de fases, la cual da lugar a valores negativos en el cálculo de la derivada, que no pueden graficarse en una escala doble logarítmica. El comportamiento dominado por el sistema se observa claramente en la región C.

De la figura III.4.1.1 se observa que el almacenamiento del pozo enmascara la región dominada por las fracturas, mientras que el efecto de redistribución de fases enmascara parcialmente el periodo de transición matriz-fractura.

De los comportamientos de presión observados en la figura III.4.1.1, se puede observar con claridad el efecto que en ellos tienen la redistribución de fases dentro del pozo. Dependiendo de la magnitud del almacenamiento y de la redistribución de fases, la respuesta de presión puede llegar a enmascarar las regiones A, B, e incluso la región C.

En la figura III.4.1.2 se presenta una gráfica de diagnóstico, en donde se compara el comportamiento de presión en un yacimiento naturalmente fracturado con las mismas condiciones en el pozo, pero con diferentes valores de ω , siendo estos los siguientes:

- 1) $\omega = 1 \times 10^{-3}$,
- 2) $\omega = 1 \times 10^{-2}$, y
- 3) $\omega = 1 \times 10^{-1}$.

Para los tres casos se considera un daño nulo y valores $\lambda = 1 \times 10^{-6}$, $C_D = 1000$, $C_{AD} = 500$, y $C_{AD} = 10$. Cabe mencionar que la región A de la figura III.4.1.2 corresponde al caso de $\omega = 1 \times 10^{-3}$; se omite el señalamiento de la región A correspondiente a los casos de $\omega = 1 \times 10^{-2}$ y $\omega = 1 \times 10^{-1}$.

De la figura III.4.1.2 se observa que el comportamiento de las curvas correspondientes a $\omega = 1 \times 10^{-3}$ y $\omega = 1 \times 10^{-2}$ son muy similares; además a partir de $t_{DB} = 0.09$ el comportamiento de las curvas de la función derivada para estos casos comienzan a ser similares, por lo que se puede tener una gran incertidumbre cuando datos de pruebas de presión caen en alguno de estos casos.

Un punto importante que cabe destacar de la figura III.4.1.2 es que conforme crece el valor de ω , disminuye la magnitud de la "joroba" generada por el fenómeno de redistribución de fases.

De manera similar a los tipos de comportamiento mostrados por Thompson y cols.⁴⁰, para yacimientos homogéneos afectados por redistribución de fases, a continuación se presentan tres distintos comportamientos para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, afectados por redistribución de fases. Se considera que la transferencia matriz-fractura se desarrolla en estado pseudoestacionario, y que la redistribución de fases se modela con una función de tipo exponencial.

Al igual que en la elaboración de las figuras III.4.1.1 y III.4.1.2, los comportamientos de presión se obtendrán mediante la inversión numérica de la ecuación III.15, utilizando el algoritmo de Stehfest³⁷. Los resultados se presentan una gráfica doble logarítmica de p_{WD} , $t_{DB}(p_{WD}')$ y PPD contra t_{DB} .

Tipo de respuesta 1.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.1.3) se identifican seis regiones (A, B, C, D, E, F), cada una de las cuales tiene las características siguientes:

- Región A: Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B: Región de transición, en donde la p_{WD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región C: Representa la "joroba" asociada con los efectos de redistribución de fases.
- Región D: Región de transición entre la "joroba" y el comportamiento pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura.
- Región E: Comportamiento pseudo estacionario en la transferencia matriz-fractura.

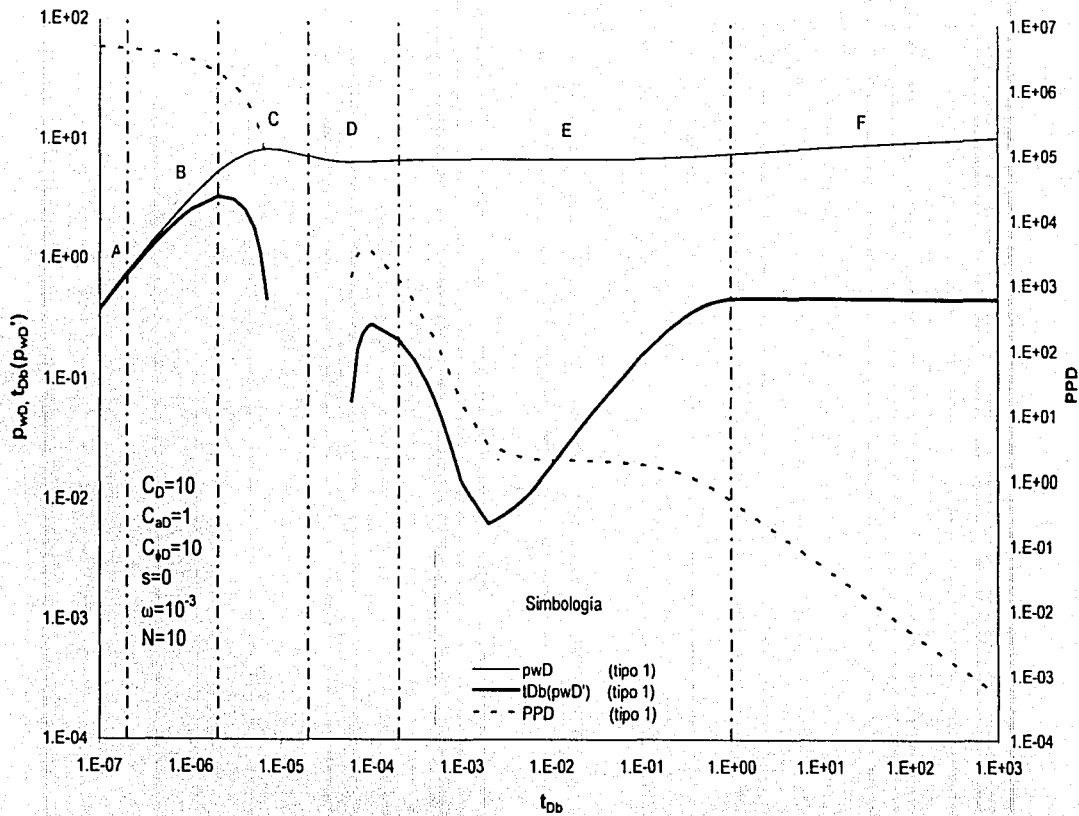
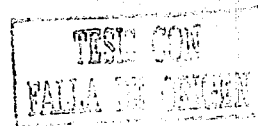


Figura III.4.1.3 Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).



Región F: Comportamiento del sistema total matriz-fracturas, esto es, segunda línea recta semilogarítmica.

Cuando el efecto de redistribución de fases es importante, la curva de p_{wb} presenta un incremento de presión anómalo, dando lugar a una "joroba" de una manera muy clara; pero además, este incremento de presión anómalo se puede detectar en las curvas de la función derivada y de PPD, ya que en las mismas se presentan pendientes menores a cero, por lo que en la gráfica doble logarítmica es notable la ausencia de valores en la sección correspondiente.

La ausencia de los valores de la PPD es debido a que posterior a la "joroba" se presentan valores de la derivada de presión (pendiente) negativos, los cuales no se pueden graficar en escala logarítmica. Este comportamiento se debe a efectos que no son del yacimiento, sino más bien a efectos de las condiciones en el pozo, y para este caso correspondiente al fenómeno de redistribución de fases.

Como una consecuencia, la función derivada está ausente en el mismo periodo en que lo hace la PPD. La región E, corresponde al periodo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura; en este periodo están presentes de manera parcial los efectos de la redistribución de fases. La región F, corresponde al comportamiento de todo el sistema, es decir de la respuesta conjunta de la matriz y las fracturas. En esta sección la función derivada tiene un valor de 0.5, y corresponde a la segunda línea recta semilogarítmica. La región F está ausente del fenómeno de redistribución de fases.

De la figura III.4.1.3 se destaca que la PPD correspondiente a la segunda línea recta semilogarítmica, es decir en la región F, presenta una pendiente de -1; además se observa que el periodo de t_{0b} en donde se presenta la pendiente unitaria en la función derivada relativa al medio de doble porosidad, el valor de PPD presenta un valor prácticamente constante. Estas dos características pueden resultar muy útiles en el diagnóstico de datos de pruebas de presión.

En la figura III.4.1.4 se muestra el comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado con un modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura, sin almacenamiento y sin redistribución de fases. De esta figura se observa con mayor claridad que en donde la función derivada es igual a 0.5, es decir en los comportamientos de flujo de las fracturas y del sistema total matriz-fracturas, la pendiente (m) de la PPD es igual a -1. También puede notarse que en el periodo de pendiente unitaria de la función derivada relativa al "valle", la PPD presenta un valor de pendiente prácticamente constante.

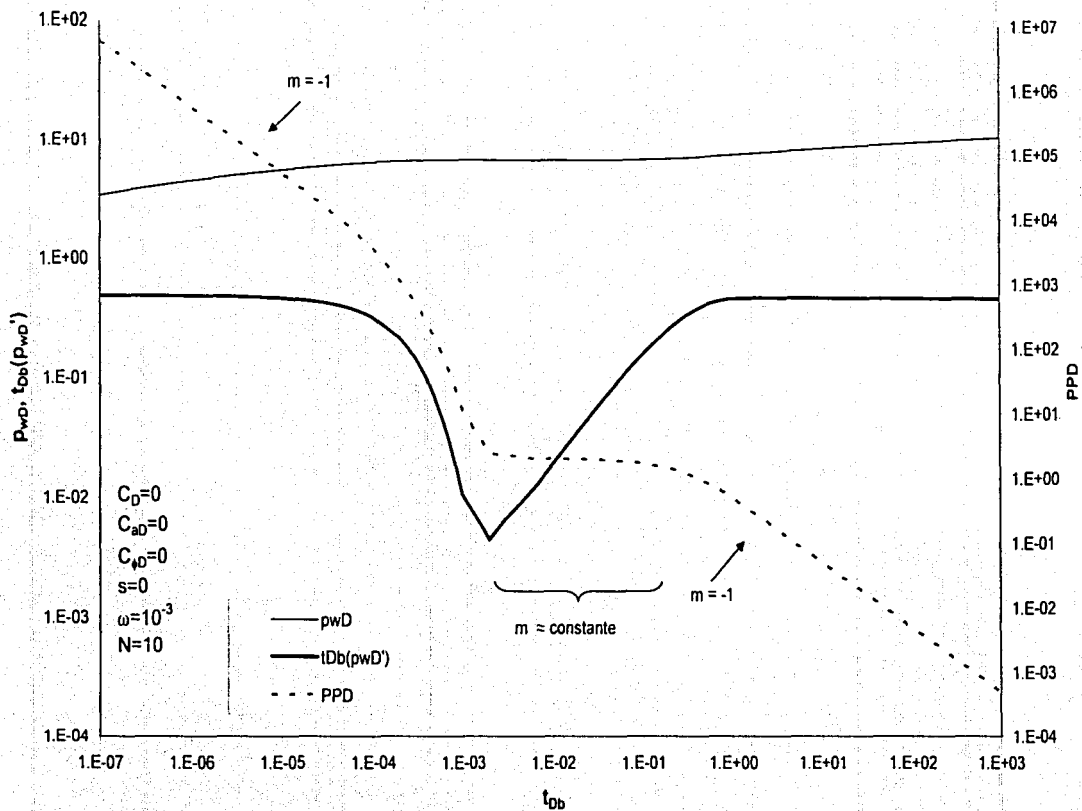


Figura III.4.1.4 Comportamiento de respuesta de p_wD , $t_{Db}(p_wD')$ y PPD para un YNF (modelo pseudo estacionario) sin efectos de almacenamiento y de redistribución de fases.

TESIS CON
 FALTA DE...

Tipo de respuesta 2.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.1.5) se identifican seis regiones (A', B', C', D', E', F'), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A': Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B': Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región E': Comportamiento pseudo estacionario en la transferencia matriz-fracturas.
- Región F': Comportamiento del sistema total matriz-fracturas, esto es, segunda línea recta semilogarítmica.

La característica más notable del tipo de respuesta 2 es la región C' "aplanada", seguida por la región D', en donde el cambio de presión se incrementa más rápidamente. La característica plana de la región C' se aprecia mejor en la curva de PPD, ya que en la misma se presenta una sección muy pequeña con un mismo valor de pendiente. Durante la región D', la gráfica de p_{wD} es cóncava hacia arriba. Asimismo, la característica de concavidad hacia arriba de la región D' se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta un incremento de la pendiente.

Al igual que en el tipo de respuesta 1, la segunda región semilogarítmica F' (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada, correspondiendo esta región al sistema matriz-fractura. Esta región F' está ausente del fenómeno de redistribución de fases.

En este tipo de respuesta se observa que tanto la función derivada como la PPD presentan valores positivos para todos los valores de t_{DB} . Puede notarse en esta curva que la función derivada presenta dos "valles", la definición de cual de ellos corresponde al sistema de doble porosidad se puede establecer mediante los dos criterios siguientes: 1) la función derivada presenta una pendiente de 1 inmediatamente antes de darse el comportamiento del sistema total matriz-fracturas, y 2) la PPD presenta una pendiente casi constante en la sección del "valle", seguida de una pendiente de -1 correspondiente al comportamiento del sistema total matriz-fracturas. Por otro lado, claramente se observa que cuando la PPD tiene un comportamiento ascendente (región C') es indicativo de algún fenómeno que se presenta dentro del pozo.

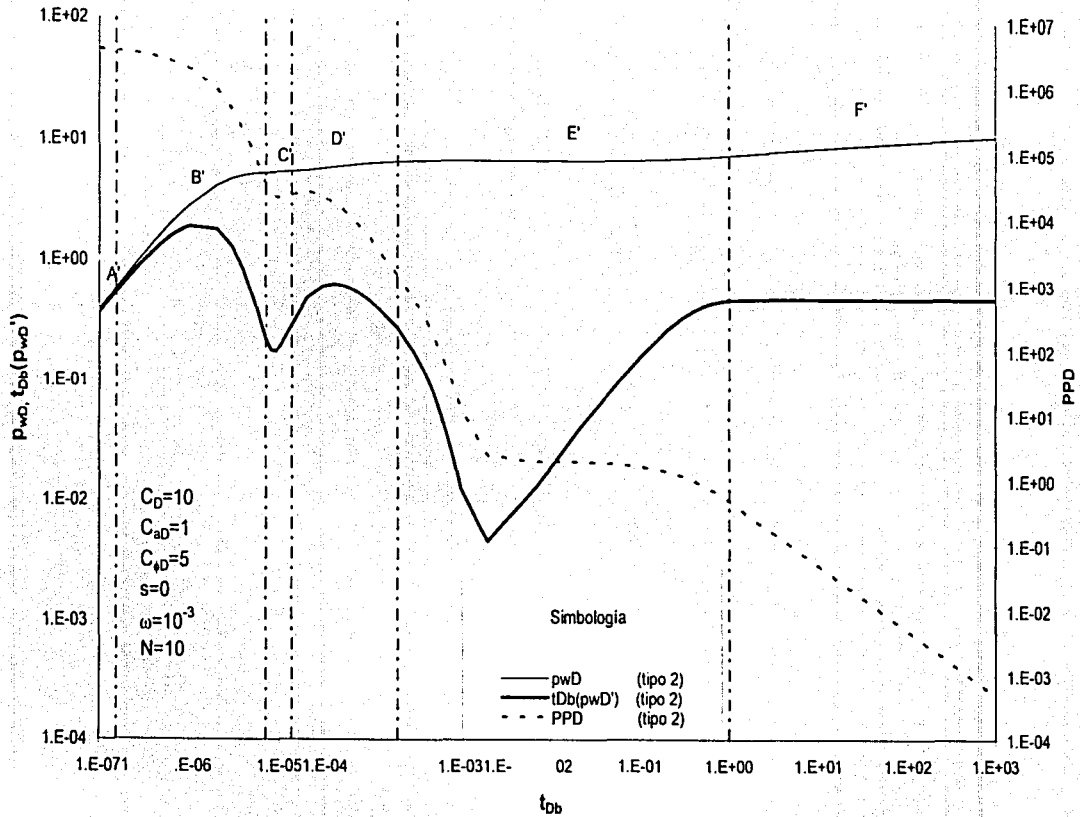


Figura III.4.1.5 Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

TESIS CON
 FALLA DE TITULO

Tipo de respuesta 3.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.1.6) se identifican cuatro regiones (A", B", C", D"), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

Región A": Línea recta de pendiente unitaria.

Región B": Región de transición, en donde la p_{wb} cae por debajo de la pendiente unitaria.

Región C": Comportamiento pseudoestacionario en la transferencia matriz-fracturas.

Región D": Comportamiento del sistema total matriz-fracturas, esto es, segunda línea recta semilogarítmica.

Al igual que en el tipo de respuesta 2, la función derivada y la PPD presenta valores positivos; sin embargo en el tipo de respuesta 3, la PPD presenta valores decrecientes, aún cuando se tiene efecto de redistribución de fases, por lo que para este tipo de respuesta no se puede identificar el fenómeno de redistribución de fases con la PPD. Por otro lado, la función derivada puede sugerir la presencia del fenómeno de redistribución de fases, debido a la distorsión que puede presentar la "campana" a tiempos cortos.

Al igual que en los tipos de respuesta 1 y 2, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada, correspondiendo esta región al sistema matriz-fractura, y por la pendiente de -1 en la PPD.

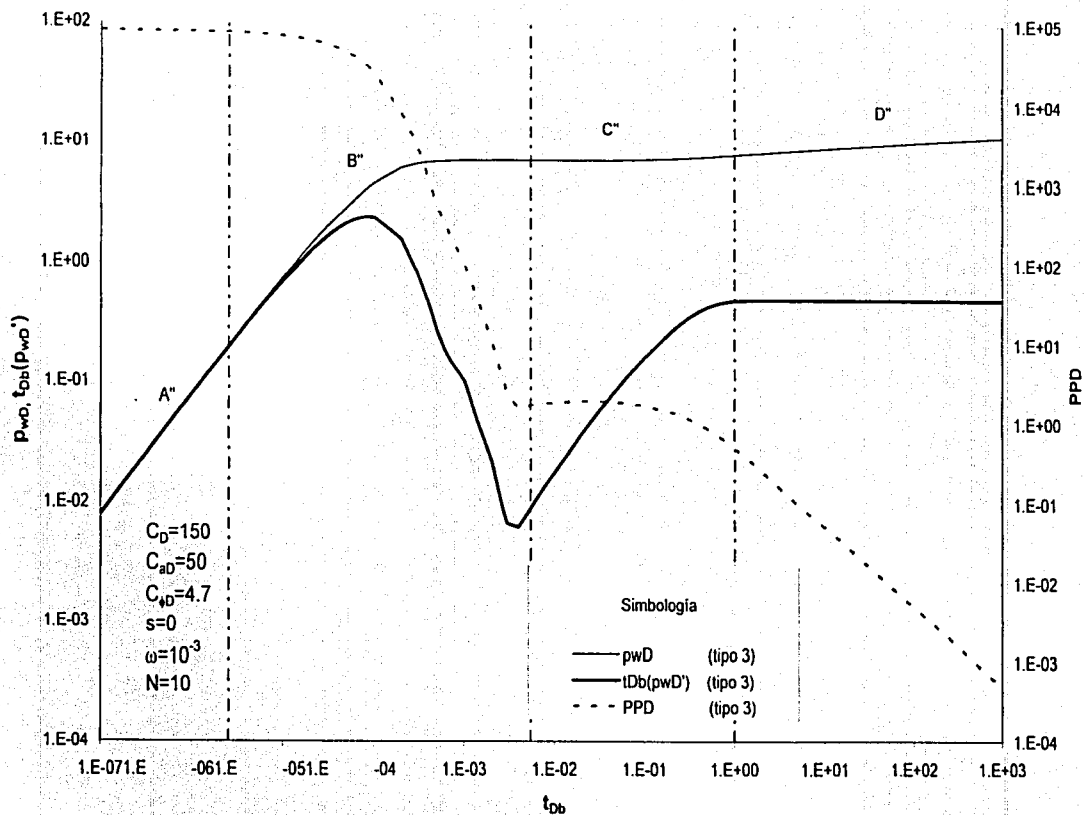


Figura III.4.1.6 Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo pseudo estacionario), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

III.4.2 Modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura con función error para la redistribución de fases.

Para generar esta curva tipo es necesario utilizar en la ecuación general III.7 las ecuaciones III.8 y II.56, para los modelos de respuesta de presión en un yacimiento de doble porosidad y de redistribución de fases, respectivamente. Además, en la ecuación III.8 se debe utilizar la ecuación III.9, que representa el modelo de transferencia matriz-fractura. Esto es,

$$L\{p_{wd}\} = \frac{[-zL\{p_D\} + s] \{1 + C_D z^2 L\{p_{ad}\}\}}{[1 + C_D z(-zL\{p_D\} + s)]} \quad (III.7)$$

$$L\{p_D\} = \frac{K_0(-zf(z))}{zf(z)K_1(-zf(z))} \quad (III.8)$$

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda}{(1-\omega)z + \lambda} \quad (III.9)$$

$$L\{p_{ad}\} = \frac{C_{ad}}{z} e^{C_{ad}z} e^{C_{ad}^2 C_D z^2} e^{[z(C_D - C_{ad})]} \operatorname{erfc}\{C_{ad} C_D z / [\pi(C_D - C_{ad})]\} \quad (II.56)$$

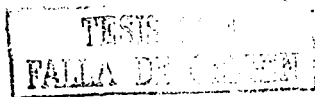
Realizando las sustituciones correspondientes se llega a la solución siguiente en el espacio de Laplace, para un yacimiento naturalmente fracturado con modelo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura, afectado por el efecto de redistribución de fases, de acuerdo con una función error.

$$L\{p_{wd}\} = \left[\frac{K_0(-zf(z))}{zf(z)K_1(-zf(z))} + s \right] \left[1 + C_D z C_{ad} e^{C_{ad}z} e^{C_{ad}^2 C_D z^2} e^{[z(C_D - C_{ad})]} \operatorname{erfc}\{C_{ad} C_D z / [\pi(C_D - C_{ad})]\} \right] \\ = \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(-zf(z))}{zf(z)K_1(-zf(z))} + s \right] \right\} \quad (III.16)$$

en donde $f(z)$ está dada por la ecuación III.9.

La ecuación III.16 se invirtió numéricamente utilizando el algoritmo de Stehfest³⁷. Con base en los resultados obtenidos se generaron las curvas tipo siguientes, para diferentes valores de ω , C_D , C_{ad} , y C_{oD} .

De manera similar a los tipos de comportamiento mostrados en la sección III.4.1, a continuación se presentan tres comportamientos para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, afectados por redistribución de fases, considerando que la transferencia matriz-fractura se desarrolla en estado pseudoestacionario, y que la redistribución de fases se modela empleando una función error. Los resultados se presentan una gráfica doble logarítmica de t_{Db} contra p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD})$, PPD.



Tipo de respuesta 1.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.2.1) se identifican seis regiones (A, B, C, D, E, F), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A: Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B: Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región C: Representa la "joroba" asociada con los efectos de redistribución de fases.
- Región D: Región de transición entre la "joroba" y el comportamiento pseudo estacionario en la transferencia matriz-fractura.
- Región E: Comportamiento pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura.
- Región F: Comportamiento del sistema matriz-fractura, esto es, segunda línea recta semilogarítmica.

Comparando los comportamientos de p_{wD} para el tipo de respuesta 1, considerando la redistribución de fases de acuerdo con el modelo de Fair²⁸ (como una función exponencial) (Fig. III.4.1.3) y al de Hegeman y cols.³³ (como una función error) (Fig. III.4.2.1), se observa que son muy similares. De hecho, la diferencia se presenta solamente en la región B. En esta región, para el caso de la función error (Fig. III.4.2.1) la variación de p_{wD} es más abrupta que para el caso de la función exponencial (Fig. III.4.1.3), esto es debido a que el cambio de almacenamiento es más severo con la función error. Lo anterior se observa con mayor claridad en los comportamientos de PPD y de la función derivada. En la figura III.4.1.3 la disminución de la PPD en la región B es suave, mientras que en la figura III.4.2.1 se presenta una disminución seguida de un incremento. Analizando ahora la función derivada en esta región B se encuentra que en la función exponencial (Fig. III.4.1.3), la función derivada se va separando suavemente de la p_{wD} , mientras que en la función error (Fig. III.4.2.1) la función derivada se separa y se vuelve a juntar con la p_{wD} .

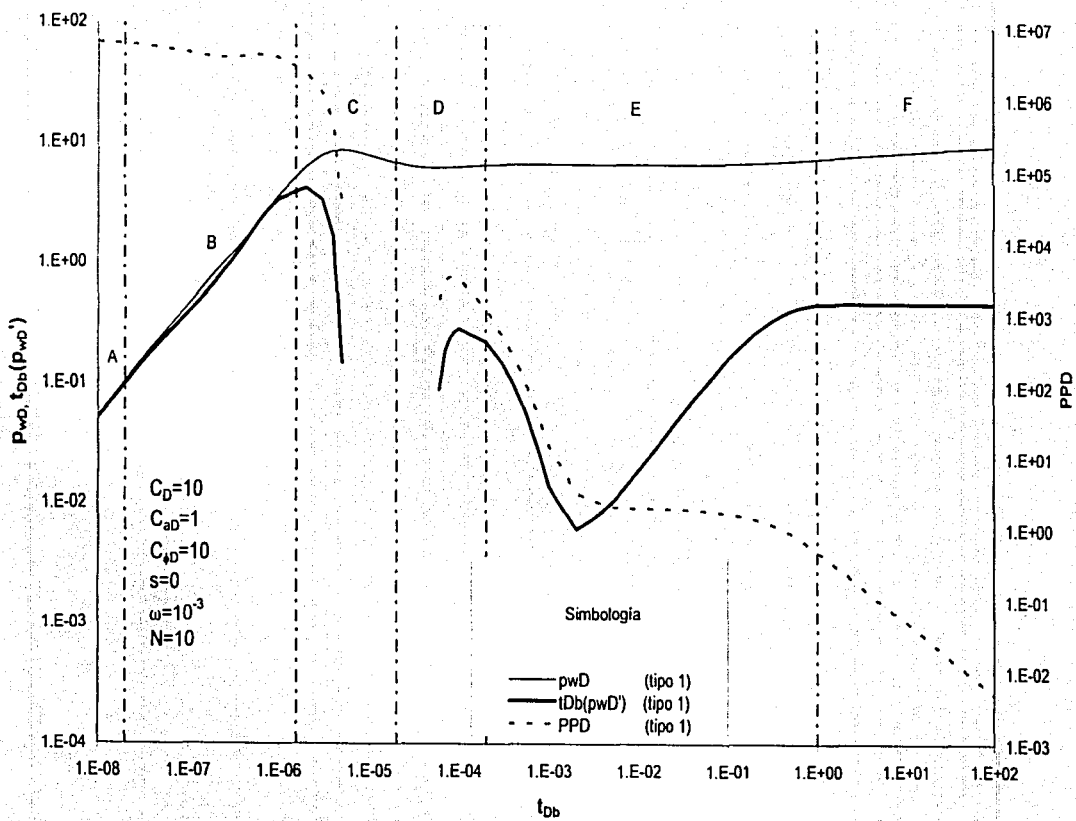


Figura III.4.2.1 Tipo de respuesta 1: comportamiento p_{wD} , $t_{db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario), bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

TESIS CON
 FALLO DE CUBIERTA

Tipo de respuesta 2.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.2.2) se identifican seis regiones (A', B', C', D', E', F'), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A': Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B': Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región E': Comportamiento pseudo estacionario en la transferencia matriz-fractura.
- Región F': Comportamiento del sistema matriz-fractura, esto es, se presenta la segunda línea recta semilogarítmica.

La misma comparación realizada para la región B en el tipo de respuesta 1 aplica en este tipo de respuesta, pero nombrándose ahora región B', y comparando las figuras III.4.1.5 (función exponencial) y III.4.2.2 (función error).

La característica más notable del tipo de respuesta 2 es la región C' "aplanada", seguida por la región D', en donde el cambio de presión se incrementa más rápidamente.

La característica "aplanada" de la región C' se aprecia mejor en la curva de PPD ya que en la misma se presenta una sección muy pequeña con un mismo valor de pendiente. Durante la región D', la gráfica de p_{wD} es cóncava hacia arriba. Asimismo, la característica de concavidad hacia arriba de la región D' se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta un incremento de la pendiente.

Al igual que en el tipo de respuesta 1, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) representa el comportamiento compuesto matriz-fracturas.

En este tipo de respuesta se observa que tanto la función derivada como la PPD presentan valores positivos para todos los valores de t_{Db} . Puede notarse en esta curva que la función derivada presenta dos "valles"; la identificación de cual de ellos corresponde al sistema de doble porosidad se puede establecer mediante dos criterios: 1) la función derivada presenta una pendiente de 1 inmediatamente antes de darse el comportamiento del sistema matriz-fractura, y 2) la PPD presenta una pendiente casi constante en la sección del primer "valle", seguida de una pendiente de -1 correspondiente al comportamiento del sistema matriz-fractura. Por otro lado, como se ha concluido previamente⁴⁶, claramente se observa que cuando la PPD tiene un comportamiento ascendente, es indicativo de algún fenómeno que se presenta dentro del pozo.

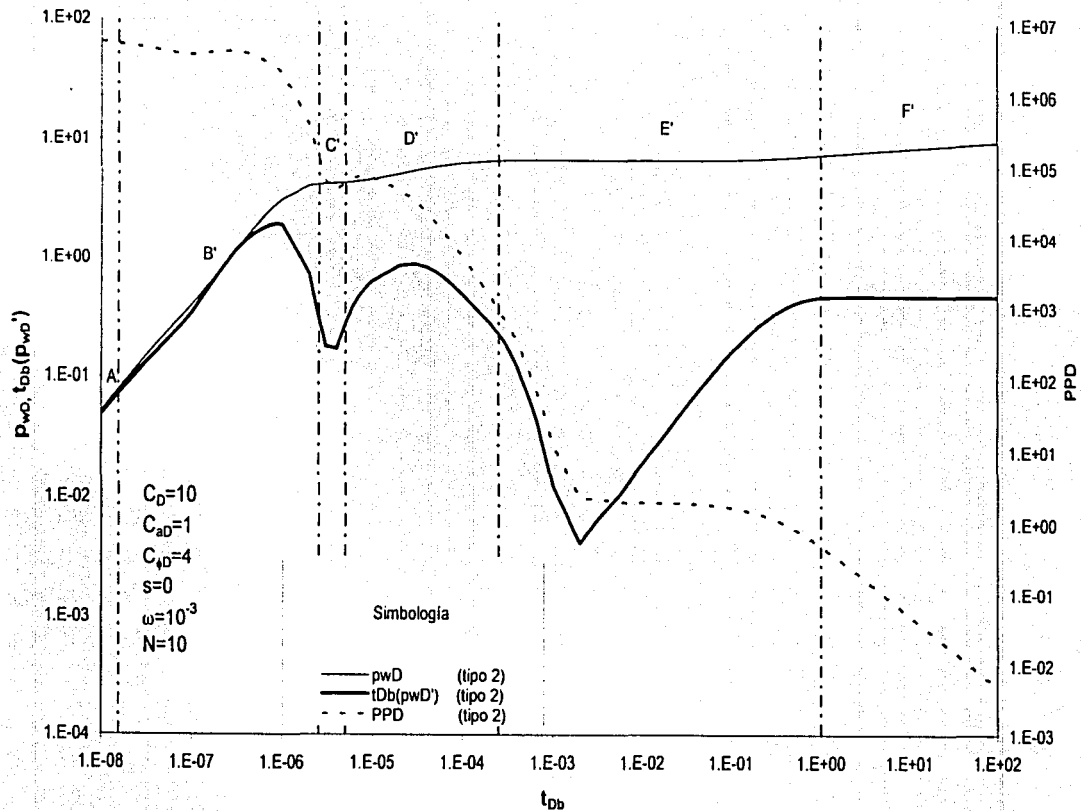
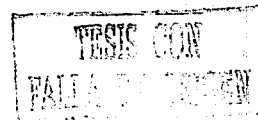


Figura III.4.2.2 Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_wD , $t_{db}(p_wD)$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario), bajo el efecto de redistribución de fases (función error).



Tipo de respuesta 3.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.2.3) se identifican cuatro regiones (A", B", C", D"), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

Región A": Línea recta de pendiente unitaria.

Región B": Región de transición, en donde la p_{WD} cae por debajo de la pendiente unitaria.

Región C": Comportamiento pseudo estacionario en la transferencia matriz-fractura.

Región D": Comportamiento del sistema matriz-fractura, esto es, se presenta la segunda línea recta semilogarítmica.

Al igual que en el tipo de respuesta 2, la función derivada y la PPD presentan valores positivos; sin embargo en el tipo de respuesta 3, la PPD presenta valores decrecientes, aún cuando se tiene el efecto de redistribución de fases, por lo que para este tipo de respuesta no se puede identificar el fenómeno de redistribución de fases con la PPD. Por otro lado, la función derivada puede sugerir la presencia del fenómeno de redistribución de fases por la distorsión que presenta la "campana" a tiempos cortos.

Al igual que en los tipos de respuesta 1 y 2, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada, correspondiendo esta región al sistema matriz-fractura, y por la pendiente de -1 en la PPD.

La misma comparación realizada para la región B en el tipo de respuesta 1 aplica en este tipo de respuesta pero nombrándose ahora región B", y comparando las figuras III.4.1.6 (función exponencial) y III.4.2.3 (función error).

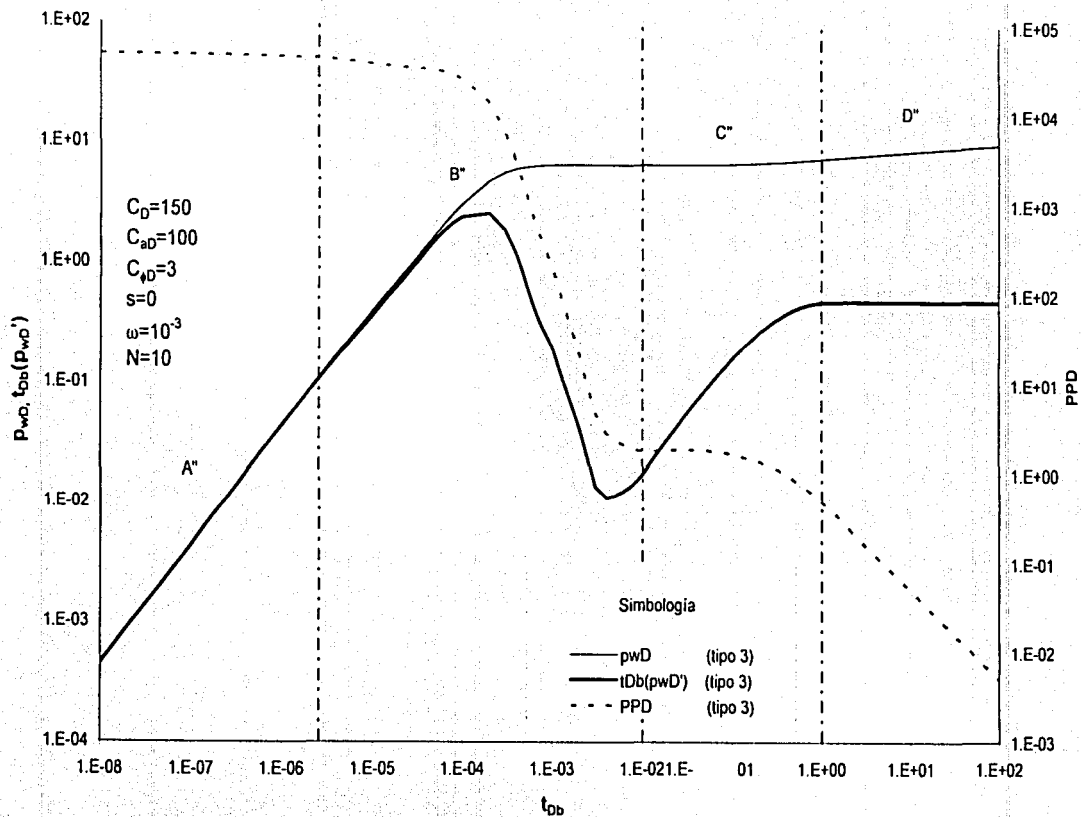


Figura III.4.2.3 Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{bb}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo pseudoestacionario), bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

III.4.3 Modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura con función exponencial para la redistribución de fases.

Para generar esta curva tipo es necesario utilizar en la ecuación general III.7 y las ecuaciones III.8 y II.47, para los modelos de respuesta de presión en un yacimiento de doble porosidad y de redistribución de fases, respectivamente. Además, en la ecuación III.8 se debe utilizar la ecuación III.12, que representa el modelo de transferencia matriz-fractura para una geometría cúbica de los bloques. Esto es,

$$L\{p_{ud}\} = \frac{[zL\{p_D\} + s]\{1 + C_D z^2 L\{p_{\omega}\}\}}{z[1 + C_D z(zL\{p_D\} + s)]} \quad (III.7)$$

$$L\{p_D\} = \frac{K_0(zf(z))}{zf(z)K_1(zf(z))} \quad (III.8)$$

$$f(z) = \omega + \frac{1}{1 + s_{nu}} \left[\frac{\lambda}{5z} \left[\frac{15(1-\omega)z}{\lambda} \coth \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} - 1 \right] + \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} \coth \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} - 1 \right] \quad (III.12)$$

$$L\{p_{\omega}\} = \frac{C_{\omega}}{z} - \frac{C_{\omega}}{z + \frac{C_D - C_{uD}}{C_{\omega} C_{uD} C_D}} \quad (II.47)$$

Realizando las sustituciones correspondientes se llega a la solución en el espacio de Laplace, para un yacimiento naturalmente fracturado con modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura, incorporando el efecto de redistribución de fases por medio de una función exponencial.

$$L\{p_{ud}\} = \frac{\left[\frac{K_0(zf(z))}{zf(z)K_1(zf(z))} + s \right] \left[1 + C_D C_{\omega} z^2 \left(\frac{1}{z} - \frac{1}{z + \frac{C_D - C_{uD}}{C_{\omega} C_{uD} C_D}} \right) \right]}{z \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(zf(z))}{zf(z)K_1(zf(z))} + s \right] \right\}} \quad (III.17)$$

para una geometría cúbica de bloque $f(z)$ está dada por la ecuación III.12. La ecuación III.17 se invirtió numéricamente utilizando el algoritmo de Stehfest³⁷. Con base en los resultados obtenidos se generaron las siguientes curvas tipo, para diferentes valores de ω , C_D , C_{uD} , y $C_{\omega D}$.

En la figura III.4.3.1 se presenta una gráfica de diagnóstico en donde se compara el comportamiento de presión en un yacimiento naturalmente fracturado bajo diferentes condiciones en el pozo:

- 1) pozo sin almacenamiento ($C_D=C_{aD}=C_{\phi D}=0$),
- 2) pozo con almacenamiento constante ($C_D=100$, $C_{aD}=C_{\phi D}=0$), y
- 3) pozo con almacenamiento y redistribución de fases ($C_D=100$, $C_{aD}=20$, $C_{\phi D}=10$).

Para los tres casos se consideran nulos el daño en el pozo (s) y el daño interporoso (s_{ma}), y valores $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$.

En la condición de pozo 1 (Fig. III.4.3.1) se observa el comportamiento característico de la función derivada para un medio de doble porosidad: región A, dominada por fracturas; región B, periodo transitorio en la transferencia matriz-fractura; región C, periodo dominado por el sistema matriz-fractura.

Para la condición de pozo 2 (Fig. III.4.3.1) el comportamiento dominado por las fracturas, región A, no se observa debido al almacenamiento del pozo. Asimismo, se observa parcialmente el periodo transitorio en la transferencia matriz-fractura, región B. La región C se observa claramente.

De manera similar a la condición de pozo 2, en la condición de pozo 3 (Fig. III.4.3.1) el comportamiento dominado por las fracturas, región A, no se observa debido al almacenamiento y redistribución de fases dentro del pozo. Asimismo, se observa parcialmente el periodo transitorio en la transferencia matriz-fractura, región B. La diferencia con la condición de pozo 2 es que en el lapso de $1 \times 10^{-4} < t_{Db} < 8 \times 10^{-4}$, la función derivada no se observa debido a la "joroba" que se genera por efecto de la redistribución de fases, la cual da lugar a valores negativos en el cálculo de la derivada, que no pueden graficarse en una escala doble logarítmica. El comportamiento dominado por el sistema total se observa claramente en la región C.

De la figura III.4.3.1 se observa que para los valores considerados de los parámetros C_D , C_{aD} y $C_{\phi D}$, el almacenamiento del pozo enmascara las regiones A y parte de la B.

En la figura III.4.3.2 se presenta una gráfica de diagnóstico, en donde se compara el comportamiento de presión en un yacimiento naturalmente fracturado, con las mismas condiciones en el pozo pero con diferentes valores de ω , siendo estos los siguientes:

- 1) $\omega = 1 \times 10^{-3}$,
- 2) $\omega = 1 \times 10^{-2}$, y
- 3) $\omega = 1 \times 10^{-1}$.

Para los tres casos se consideran nulos los daños del pozo (s) e interporoso (s_{ma}), y valores $\lambda=1 \times 10^{-6}$, $C_D=100$, $C_{aD}=20$, y $C_{\phi D}=10$. La región A (Fig. III.4.3.2) corresponde al caso de $\omega=1 \times 10^{-2}$.

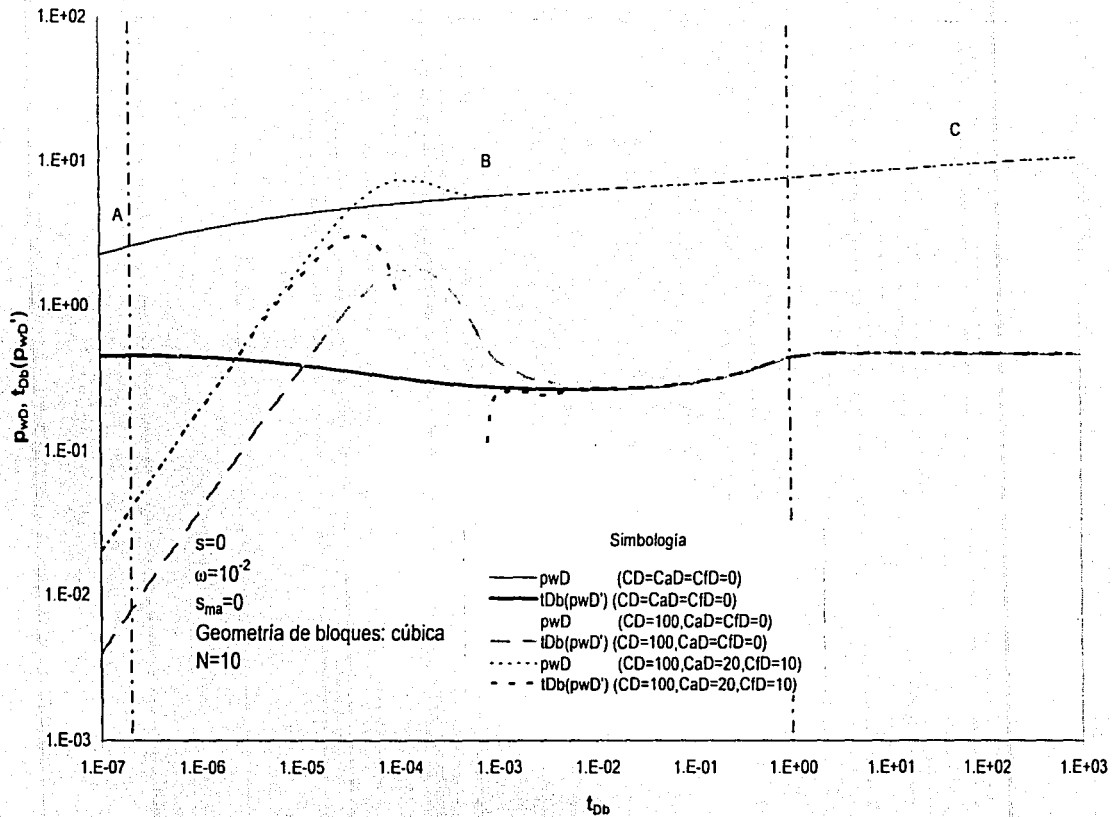
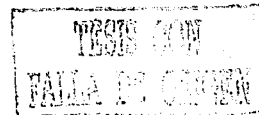


Fig. III.4.3.1 Curvas tipo de un YNF con modelo transitorio (transferencia matriz-fractura) y diferentes condiciones de pozo.



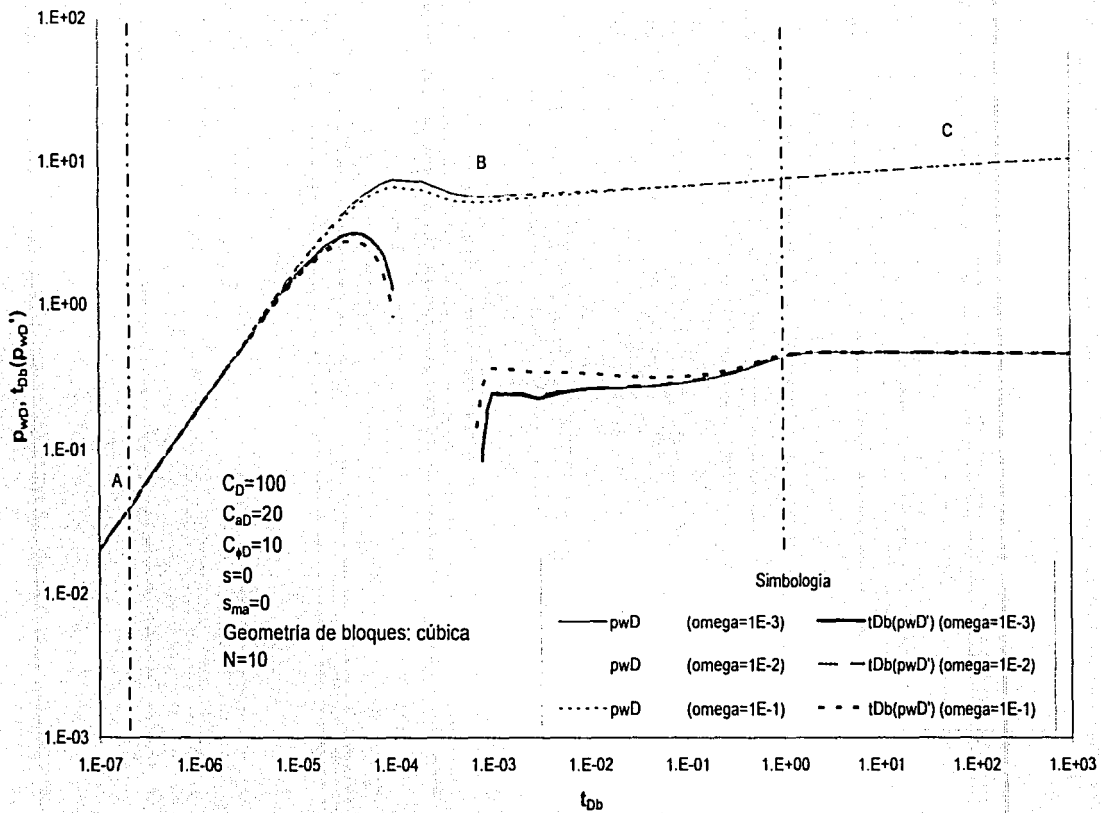
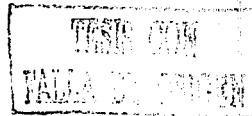


Fig. III.4.3.2 Curvas tipo de un YNF con modelo transitorio (transferencia matriz-fractura), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).



De la figura III.4.3.2 se observa que el comportamiento de las curvas correspondientes a $\omega = 1 \times 10^{-3}$ y $\omega = 1 \times 10^{-2}$ son muy similares; además a partir de $t_{Db} = 0.2$ el comportamiento de las curvas de la función derivada para estos casos comienzan a ser similares, por lo que se puede tener una gran incertidumbre cuando datos de pruebas de presión caen en alguno de los estos casos.

Un punto importante que cabe destacar de la figura III.4.3.2 es que conforme crece el valor de ω , disminuye la magnitud de la "joroba" generada por el fenómeno de redistribución de fases.

De manera similar a los tipos de comportamiento mostrados en los subcapítulos III.4.1 y III.4.2, a continuación se presentan tres comportamientos para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, afectados por redistribución de fases. Se considera que la transferencia matriz-fractura se desarrolla en estado transitorio, y que la redistribución de fases se modela con una función de tipo exponencial. Al igual que en la elaboración de las figuras III.4.3.1 y III.4.3.2, los comportamientos de presión se obtendrán mediante la inversión numérica de la ecuación III.17, utilizando el algoritmo de Stehfest³⁷.

Los resultados se presentan una gráfica doble logarítmica de t_{Db} contra p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$, PPD.

Tipo de respuesta 1.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.3.3) se identifican seis regiones (A, B, C, D, E, F), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A: Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B: Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región C: Representa la "joroba" asociada con los efectos de redistribución de fases.
- Región D: Región de transición entre la "joroba" debida al gas y el comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fracturas.
- Región E: Comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fracturas.
- Región F: Comportamiento del sistema total matriz-fracturas; esto es, la segunda línea recta semilogarítmica.

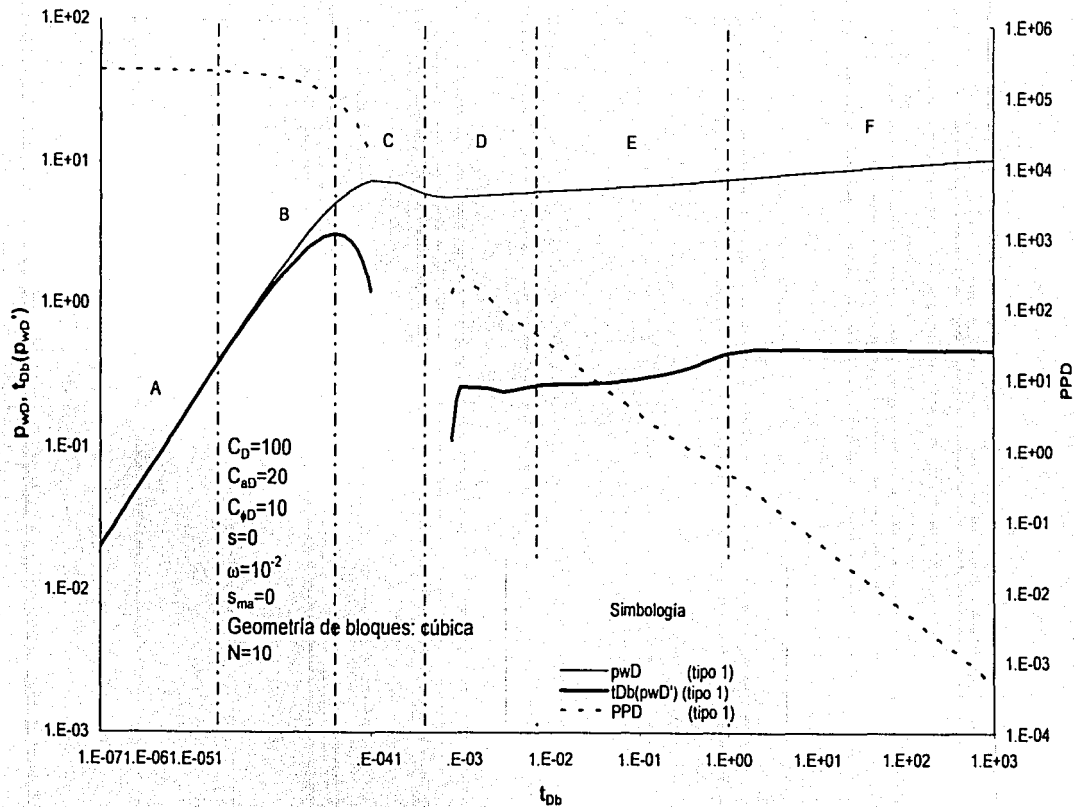


Figura III.4.3.3 Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

TESIS CON
 FALLA DE CONCRETO

Se ha comentado con anterioridad que cuando el efecto de redistribución de fases es importante, la curva de p_{wD} presenta un incremento de presión anómalo, dando lugar a una "joroba" de una manera muy clara; pero además este incremento de presión anómalo se puede detectar en las curvas de la función derivada y de PPD, ya que en las mismas se presentan pendientes menores a cero, por lo que en la gráfica doble logarítmica es notable la ausencia de valores en la sección correspondiente.

La ausencia de los valores de la PPD se debe a que posterior a la "joroba" se presentan valores de la derivada de presión (pendiente) negativos, que no se pueden graficar en escala logarítmica. Este comportamiento es debido a efectos que no son del yacimiento, sino más bien que son debidos a efectos de pozo, y para este caso correspondiente al fenómeno de redistribución de fases.

Como una consecuencia, la función derivada no se puede graficar en el mismo periodo en que lo hace la PPD. La región E, corresponde al periodo transitorio en la transferencia matriz-fractura; en este periodo están presentes de manera parcial los efectos de la redistribución de fases. La región F, corresponde al comportamiento de todo el sistema, es decir de la matriz y las fracturas. En esta sección la función derivada tiene un valor de 0.5, y corresponde a la segunda línea recta semilogarítmica. La región F está libre del fenómeno de redistribución de fases.

De la figura III.4.3.3 se destaca que las PPD's correspondientes a la segunda línea recta semilogarítmica (región F), y a una sección del periodo transitorio presentan una pendiente de -1. Esta situación dificulta que se pueda diferenciar adecuadamente entre una y otra región, por lo que para este caso se debe recurrir al análisis del comportamiento de las p_{wD} y de la función derivada.

En la figura III.4.3.4 se muestra el comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado, en que se considera un modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura, sin almacenamiento y sin redistribución de fases. De esta figura se observa con mayor claridad que en donde la función derivada es igual a 0.5, es decir en los comportamientos de flujo de las fracturas y del sistema total matriz-fracturas, la pendiente de la PPD es igual a -1. También se observa que en una sección del periodo transitorio se tiene igualmente, en la PPD, una pendiente de -1. Debido a las variaciones suaves de p_{wD} que presenta el modelo transitorio, no es claro el cambio entre los diferentes periodos (dominado por fractura, transitorio y dominado por el sistema total) si se observa solamente la PPD, por lo que la PPD no es muy útil para diagnosticar este tipo de modelo.

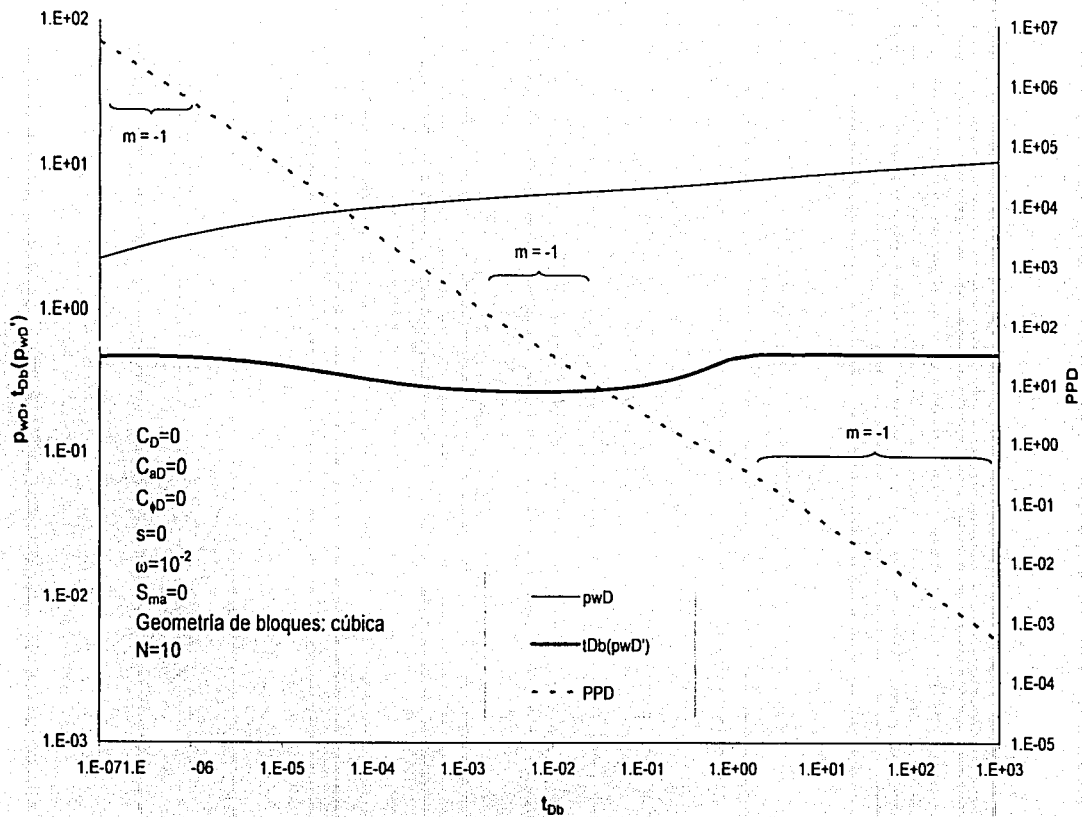


Figura III.4.3.4 Comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), sin efectos de almacenamiento y de redistribución de fases.

TESIS CON
 FALLA DE CUBIEN

Tipo de respuesta 2.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.3.5) se identifican seis regiones (A', B', C', D', E', F'), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A': Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B': Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región E': Comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura.
- Región F': Comportamiento del sistema matriz-fractura; esto es, la segunda línea recta semilogarítmica.

La característica más notable del tipo de respuesta 2 es la región C' plana, seguida por la región D', en donde el cambio de presión se incrementa más rápidamente. La característica plana de la región C' se aprecia mejor en la curva de PPD, ya que en la misma se presenta una sección muy pequeña con un mismo valor de pendiente.

Al igual que en el tipo de respuesta 1, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada, correspondiendo esta región al sistema matriz-fractura. La región F' está libre del fenómeno de redistribución de fases.

En este tipo de respuesta se observa que tanto la función derivada como la PPD presentan valores positivos para todos los valores de t_{DB} . Es de notarse en esta curva que la función derivada presenta dos "valles". De acuerdo con los dos criterios establecidos para el tipo de respuesta 2 en un YNF con modelo pseudoestacionario, el primer valle podría sugerir equivocadamente la existencia de este tipo de yacimiento, puesto que: 1) la función derivada presenta una pendiente de -1 inmediatamente antes de darse el comportamiento del sistema total matriz-fracturas, y 2) la PPD presenta una pendiente casi constante en la sección del "valle", seguida de una pendiente de -1 correspondiente al comportamiento del sistema matriz-fractura. Del comportamiento de la PPD (Fig. III.4.3.5) se pudiera descartar un efecto de redistribución de fases. Sin embargo, se descarta un modelo pseudoestacionario para el primer "valle", ya que posterior al mismo se presenta nuevamente una reducción de la función derivada, dando inicio al segundo "valle".

Suponiendo que los datos de una prueba de presión presente el comportamiento de p_{wD} , $t_{DB}(p_{wD}')$ y PPD mostrado en la figura III.4.3.5, y que concluye durante la parte "plana" del periodo transitorio (que se presenta en la función derivada), se podría descartar el modelo de YNF con modelo pseudoestacionario, pero se podrían analizar los datos como un modelo radial, cuando en realidad se trata de un YNF con modelo transitorio.

Entonces, a partir de la respuesta de presión mostrada en la figura III.4.3.5 se destaca la incertidumbre que puede presentar un medio naturalmente fracturado, que presenta un comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura, en presencia de almacenamiento y segregación de fases.

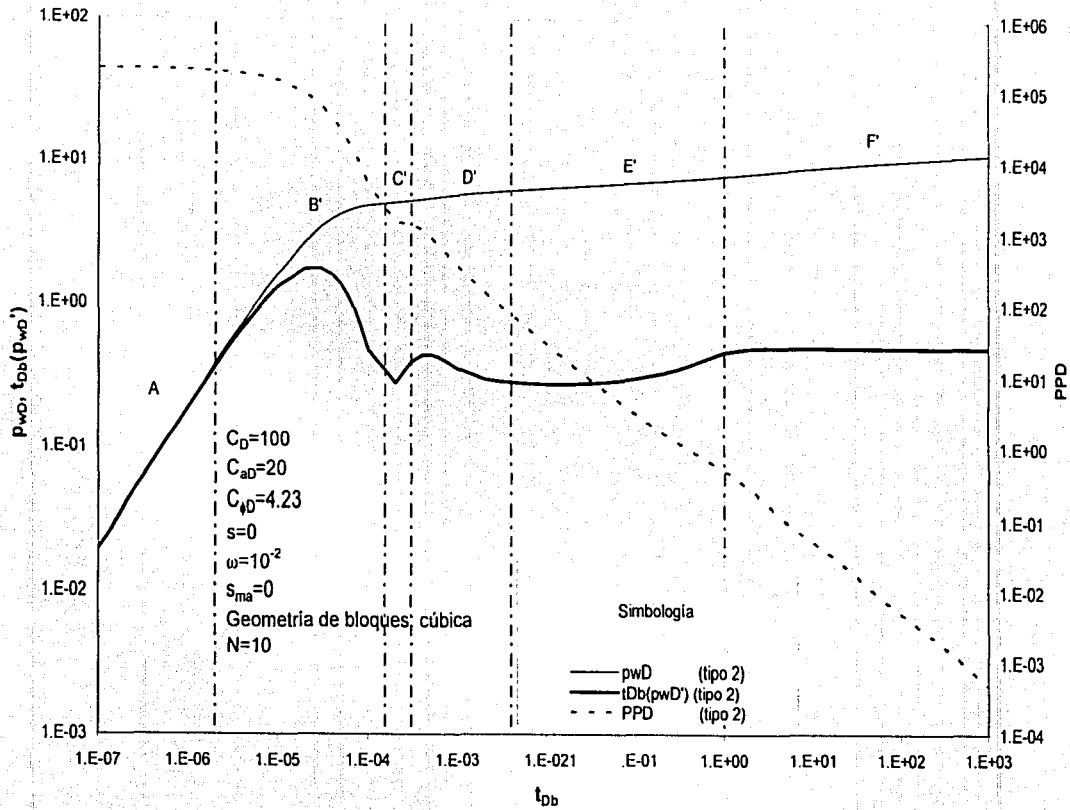


Figura III.4.3.5. Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

TESIS CON
 FALTA DE CORRECCION

Tipo de respuesta 3.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.3.6) se identifican cuatro regiones (A", B", C", D"), cada una de las cuales presenta las características siguientes:

Región A": Línea recta de pendiente unitaria.

Región B": Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.

Región C": Comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura.

Región D": Comportamiento del sistema matriz-fractura, esto es, segunda línea recta semilogarítmica.

Al igual que en el tipo de respuesta 2, la función derivada y la PPD presentan valores positivos, y la PPD decrece, aún cuando se tiene actuando el efecto de redistribución de fases, por lo que para este tipo de respuesta no se puede identificar el fenómeno de redistribución de fases con la PPD.

Al igual que en los tipos de respuesta 1 y 2, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada y por la pendiente de -1 en la PPD, correspondiendo esta región al sistema total matriz-fractura.

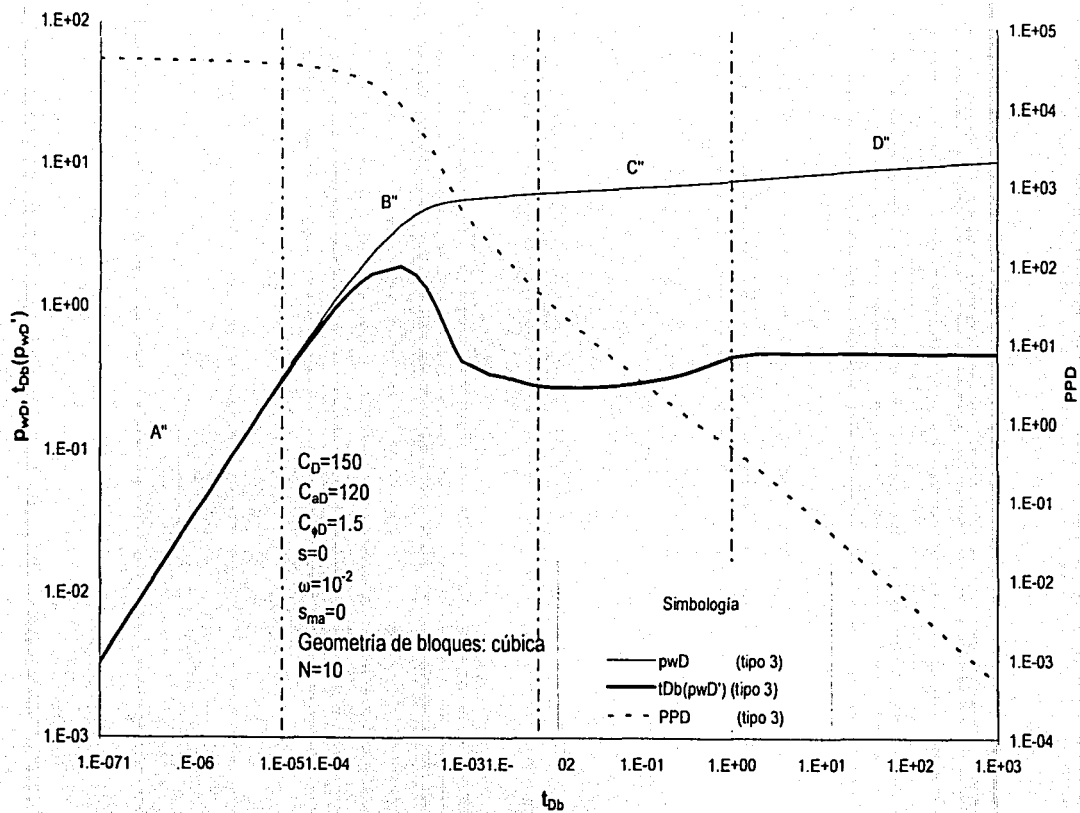


Figura III.4.3.6 Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial).

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

III.4.4 Modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura con función error para la redistribución de fases.

Para generar esta curva tipo es necesario utilizar en la ecuación general III. 7 las ecuaciones III.8 y II.56, para los modelos de respuesta de presión en un yacimiento de doble porosidad y de redistribución de fases, respectivamente. Además, en la ecuación III.8 se debe utilizar la ecuación III.12, que representa el modelo de transferencia matriz-fractura. Esto es,

$$L\{p_{ad}\} = \frac{[zL\{p_{11}\} + s] \{1 + C_D z^2 L\{p_{ad}\}\}}{z[1 + C_D z(zL\{p_{11}\} + s)]} \quad (III.7)$$

$$L\{p_{11}\} = \frac{K_0(\sqrt{z})}{z} \cdot \frac{K_1(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} \quad (III.8)$$

$$f(z) = \omega + \frac{1}{1 + s_{ms}} \left[\frac{\lambda}{5} \left[\frac{15(1-\omega)z}{\lambda} \coth \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} - 1 \right] + \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} \coth \frac{15(1-\omega)z}{\lambda} - 1 \right] \quad (III.12)$$

$$L\{p_{ad}\} = \frac{C_{ad}}{z} e^{C_{ad}^2 C_{ad}^2 C_{ad}^2 z^2} \{ \pi(C_D - C_{ad})^2 \} \text{erfc} \{ C_{ad} C_{ad} C_D z / [\pi(C_D - C_{ad})] \} \quad (II.56)$$

Realizando las sustituciones correspondientes se llega a la solución siguiente en el espacio de Laplace, para un yacimiento naturalmente fracturado con modelo transitorio para la transferencia matriz-fractura, afectado por el efecto de redistribución de fases.

$$L\{p_{ad}\} = \left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right] \left\{ [1 + C_D z C_{ad} e^{C_{ad}^2 C_{ad}^2 C_{ad}^2 z^2} \{ \pi(C_D - C_{ad})^2 \} \text{erfc} \{ C_{ad} C_{ad} C_D z / [\pi(C_D - C_{ad})] \}] \right. \\ \left. - \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(\sqrt{z})}{\sqrt{z} K_1(\sqrt{z})} + s \right] \right\} \right\} \quad (III.18)$$

en donde f(z) está dada por la ecuación III.12.

Con base en los resultados obtenidos se generaron las curvas tipo siguientes, para diferentes valores de ω , C_D , C_{ad} , y $C_{\phi D}$.

De manera similar a los tipos de comportamiento mostrados en las secciones III.4.1, III.4.2 y III.4.3, a continuación se presentan tres comportamientos distintos para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, afectados por redistribución de fases, considerando que la transferencia matriz-fractura se desarrolla en estado transitorio, y que la redistribución de fases se modela por medio de una función error.

Los resultados se presentan una gráfica doble logarítmica de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD}')$ y PPD contra t_{Db} .

Tipo de respuesta 1.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.4.1) se identifican seis regiones (A, B, C, D, E, F), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

- Región A: Línea recta de pendiente unitaria.
- Región B: Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.
- Región C: Representa la "joroba" asociada con los efectos de redistribución de fases.
- Región D: Región de transición entre la "joroba" y el comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura.
- Región E: Comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura.
- Región F: Comportamiento del sistema matriz-fractura; esto es, la segunda línea recta semilogarítmica.

Comparando los comportamientos de p_{wD} para el tipo de respuesta 1, considerando la redistribución de fases como una función exponencial (Fig. III.4.3.3) y como una función error (Fig. III.4.4.1), se observa que son muy similares. De hecho, la diferencia se presenta solamente en la región B. En esta región, para el caso de la función error (Fig. III.4.4.1) la variación de p_{wD} es más abrupta que para el caso de la función exponencial (Fig. III.4.3.3), debido a que el cambio de almacenamiento es más severo cuando se emplea la función error. Lo anterior se observa con mayor claridad en los comportamientos de PPD y de la función derivada. En la figura III.4.3.3 la disminución de la PPD en la región B es suave y decreciente, mientras que en la figura III.4.4.1 se presenta una disminución seguida de un incremento. Analizando ahora la función derivada se encuentra que en la función exponencial (Fig. III.4.3.3), la función derivada se va separando suavemente de la p_{wD} , mientras que en la función error (Fig. III.4.4.1) la función derivada se separa y se vuelve a juntar con la p_{wD} .

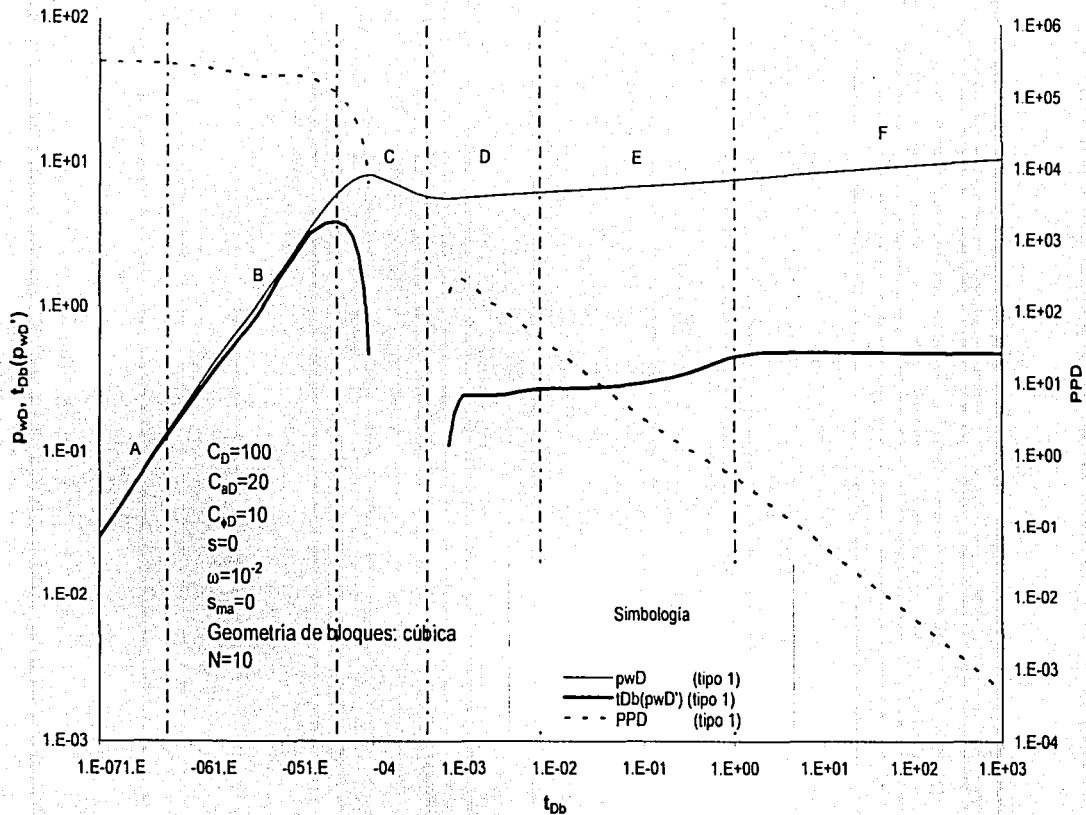
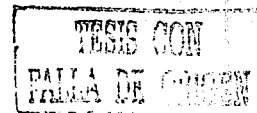


Figura III.4.4.1 Tipo de respuesta 1: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), bajo el efecto de redistribución de fases (función error).



Tipo de respuesta 2.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.4.2) se identifican seis regiones (A', B', C', D', E', F'), cada una de las cuales tienen las siguientes características:

Región A': Línea recta de pendiente unitaria.

Región B': Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.

Región E': Comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura.

Región F': Comportamiento del sistema matriz-fractura, esto es, la segunda línea recta semilogarítmica.

Comparando las figuras III.4.3.5 (función exponencial) y III.4.4.2 (función error), puede emplearse la misma discusión realizada para la región B' en el tipo de respuesta 1 para este tipo de respuesta, pero nombrándose ahora región B'.

La característica más notable del tipo de respuesta 2 es la región C' plana, seguida por la región D', en donde el cambio de presión se incrementa más rápidamente.

La característica plana de la región C' se aprecia mejor en la curva de PPD ya que en la misma se presenta una sección muy pequeña con un mismo valor de pendiente. En la primera parte de la región D' la gráfica de p_{wD} es cóncava hacia arriba. Asimismo, la característica de concavidad hacia arriba de la región D' se observa claramente en la curva de PPD, en donde se presenta un incremento de la pendiente.

Al igual que en el tipo de respuesta 1, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada, correspondiendo esta región al sistema total matriz-fractura. La región F' está libre del fenómeno de redistribución de fases.

En este tipo de respuesta se observa que tanto la función derivada como la PPD presentan valores positivos para todos los valores de t_{DB} . Es de notarse en esta curva que la función derivada presenta dos "valles". La definición de cual de ellos corresponde al sistema de doble porosidad se puede establecer mediante los dos criterios siguientes: 1) la función derivada presenta una pendiente de 1 inmediatamente antes de darse el comportamiento del sistema matriz-fractura para el caso de una transferencia pseudo estacionaria entre la matriz y la fractura, y 2) la PPD presenta una pendiente casi constante en la sección del "valle", seguida de una pendiente de -1 correspondiente al comportamiento del sistema matriz-fractura. Por otro lado, como se ha discutido con anterioridad claramente se observa en la región C' que cuando la PPD tiene un comportamiento ascendente es indicativo de algún fenómeno que se presenta dentro del pozo.

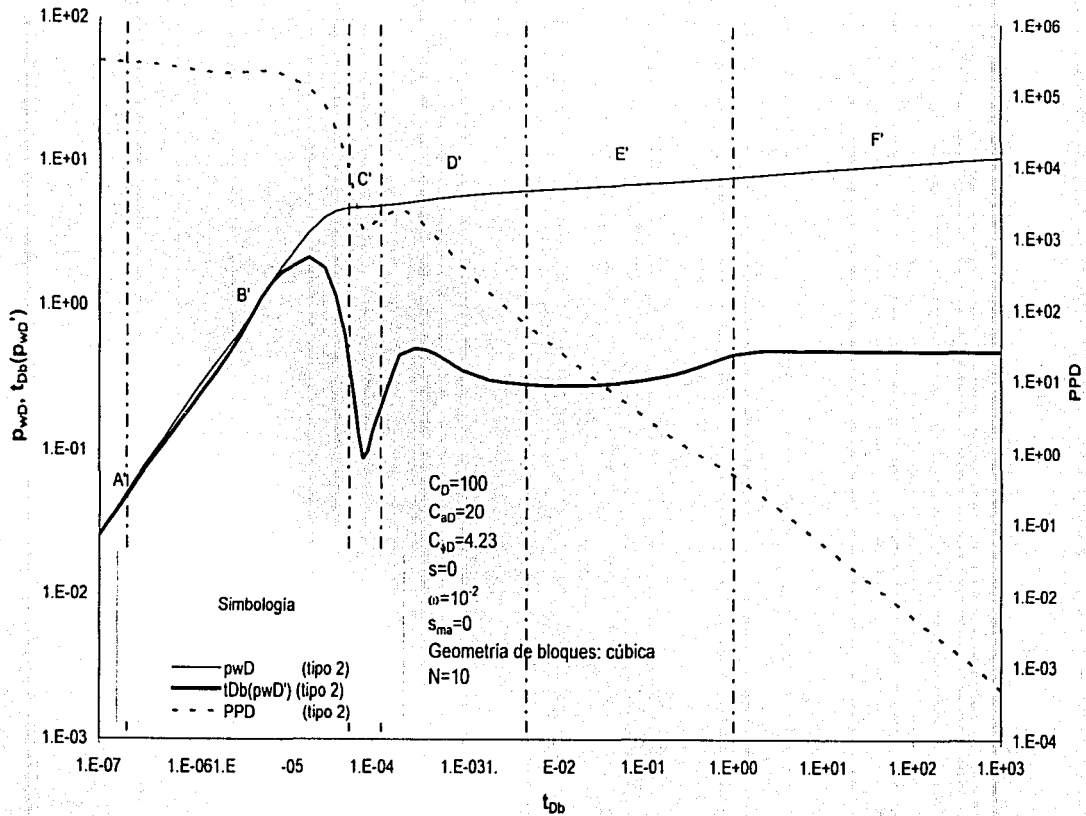


Figura III.4.4.2 Tipo de respuesta 2: comportamiento de p_{wD} , $t_{db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Tipo de respuesta 3.

En este tipo de respuesta (Fig. III.4.4.3) se identifican cuatro regiones (A", B", C", D"), cada una de las cuales tienen las características siguientes:

Región A": Línea recta de pendiente unitaria.

Región B": Región de transición, en donde la p_{wD} cae por debajo de la pendiente unitaria.

Región C": Comportamiento transitorio en la transferencia matriz-fractura.

Región D": Comportamiento del sistema matriz-fractura, esto es, la segunda línea recta semilogarítmica.

Al igual que en el tipo de respuesta 2, la función derivada y la PPD presentan valores positivos; sin embargo en este tipo de respuesta 3 la PPD presenta valores decrecientes, aún cuando se tiene actuando el efecto de redistribución de fases, entonces para este tipo de respuesta no se puede identificar el fenómeno de redistribución de fases con la PPD.

Al igual que en los tipos de respuesta 1 y 2, la segunda región semilogarítmica (la primera está enmascarada por el efecto de almacenamiento) se caracteriza por el valor de 0.5 de la función derivada, correspondiendo esta región al sistema matriz-fractura, y por la pendiente de -1 en la PPD.

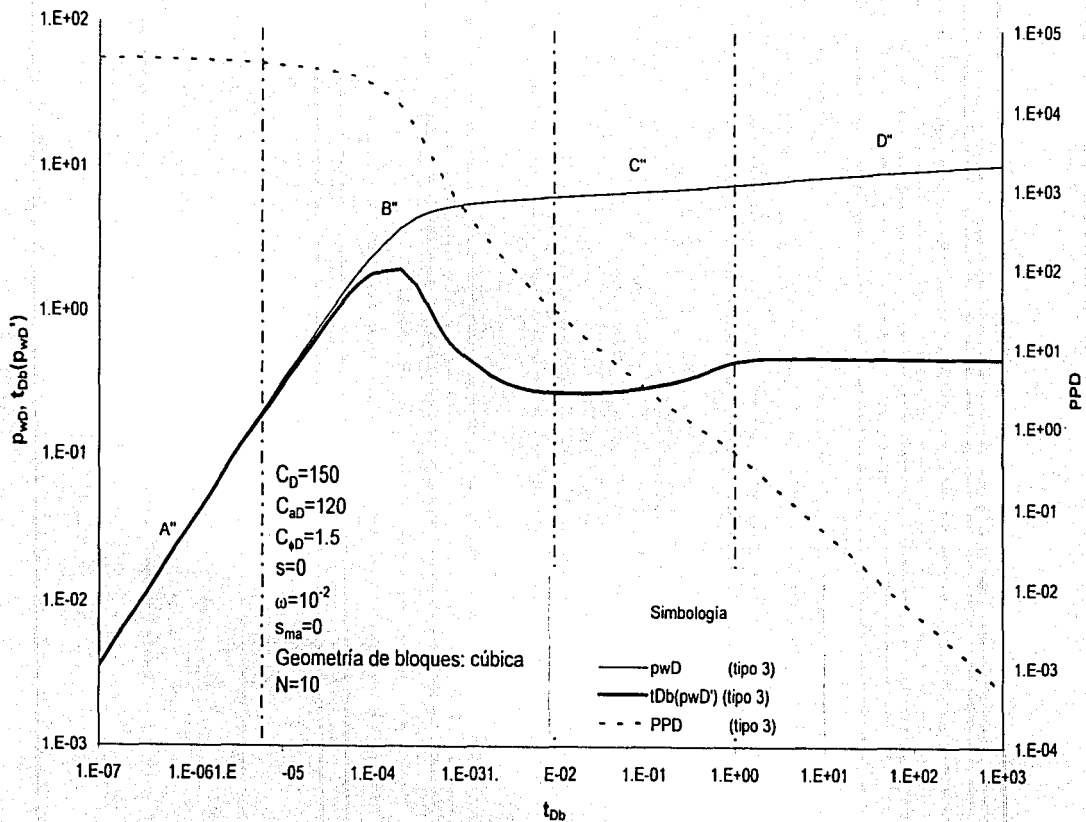


Figura III.4.4.3 Tipo de respuesta 3: comportamiento de p_{wD} , $t_{Db}(p_{wD})$ y PPD para un YNF (modelo transitorio), bajo el efecto de redistribución de fases (función error).

TESIS CON
 TALLA DE COPIA

CAPÍTULO IV

CASOS DE CAMPO

En este capítulo se analizan dos casos de campo correspondientes a pruebas de incremento de presión realizadas en pozos del yacimiento Maloob-BP. En cada uno de estos casos se presenta el tipo de filtrado que se empleó en los datos medidos directamente en el pozo originales, además de gráficas de diagnóstico tanto para los datos originales como para los datos filtrados. Asimismo, se muestra el ajuste de los datos filtrados de la prueba de incremento de presión. Finalmente, se señala la problemática que se detectó durante el análisis de los datos de la prueba de presión.

Los dos casos analizados corresponden a pruebas de incremento de presión con cierre en superficie, realizadas en el pozo Ku-407; los dos casos corresponden a pruebas realizadas en el yacimiento con condiciones de bajosaturación. Para el pozo Ku-407 se presentan dos casos, uno correspondiente a una prueba que se realizó con el pozo fluuyente, y otro correspondiente a una prueba realizada con el pozo con bombeo neumático continuo. Cabe destacar que ambas pruebas se efectuaron en fechas distintas bajo diferentes condiciones en la vida productiva del yacimiento.

Caso 1. Prueba de incremento de presión en el pozo Ku - 407 (fluuyente).

Posterior a la terminación del pozo se efectuó una prueba de presión durante los días 13 y 14 de junio de 1983. Esta prueba se realizó con el pozo bajo condiciones fluyentes. En la tabla IV.1 se presenta la secuencia de los eventos operativos efectuados durante la prueba de presión. La prueba se registró con un sensor de presión de alta resolución (0.01 psi), y con mediciones de gasto de aceite en superficie.

Tabla IV.1 Secuencia de eventos operativos efectuados durante la prueba de presión del pozo Ku-407 (fluuyente).

Duración (horas)	Diámetro del estrangulador (pulgadas)	Gasto de aceite (barriles/día)	Presión en la tubería de producción (psi)	Descripción
1.50	0 (cerrado)	0	497.7	Tendencia de presión
6.17	1	5707	305.7	Curva de decremento
4.00	2	6543	270.2	Curva de decremento
5.00	0 (cerrado)	0	511.9	Curva de incremento

En la figura IV.1 se presenta la gráfica de diagnóstico de la curva de incremento, utilizando en la función derivada el tiempo de superposición⁴⁸. En esta figura se utilizan los datos recopilados durante la prueba de incremento, sin realizar en ellos algún tipo de filtrado, es decir que son los datos originales.

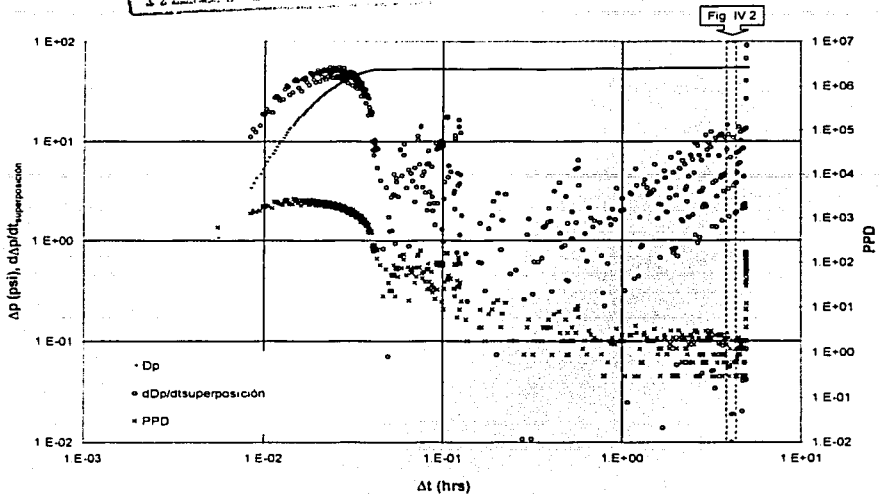


Figura IV.1 Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (fluyente), utilizando datos originales.

En la figura IV.1, la función derivada presenta un comportamiento de pendiente unitaria con líneas paralelas a partir de 0.2 hrs. Este tipo de comportamiento se presenta en datos que presentan errores de truncamiento, debido a que las variaciones en la respuesta de presión son menores a la resolución del sensor, aunado al tipo de algoritmo utilizado para el cálculo de la derivada.⁴⁹ Para los datos del pozo Ku-407 (fluyente) se utilizó una diferenciación numérica con puntos adyacentes⁵⁰.

En la figura IV.2 se presenta el comportamiento de la presión de fondo de la prueba de incremento del pozo Ku-407 (fluyente), durante el periodo de 4.0 a 4.5 hrs. En esta figura se observa con claridad el error de truncamiento, que se genera cuando la resolución de la señal de entrada es mayor que la resolución del sistema de adquisición⁴⁹.

Debido a que los datos crudos de la prueba de incremento de presión del pozo Ku-407 (fluyente) presentan error de truncamiento, se concluyó que el comportamiento de la función derivada no correspondía a una respuesta del yacimiento (Fig. IV.1), sino más bien a un efecto de la electrónica del sensor.

Por lo anterior fue necesario filtrar los datos originales de la prueba de presión del pozo Ku-407 (fluyente). El filtrado consistió en aplicar el método de punto de presión más representativo, o MRPP⁵¹ (Most Representative Pressure Point). Este método, con base en una gráfica cartesiana de presión de fondo contra tiempo, consiste en definir niveles consecutivos en el eje de presión (eje y), y regiones en el eje de tiempo (eje x), basadas en el comienzo o fin de cualquier nivel de presión. En cada una de las regiones definidas de tiempo se

selecciona el punto de presión más representativo del conjunto de niveles de presión, el cual representará al conjunto de presiones que se tiene en esa región asignando su valor al tiempo medio de esa región. En este caso, se obtuvo un promedio del conjunto de puntos de presión, y se asignó al tiempo correspondiente a la mitad de la región de tiempo correspondiente.

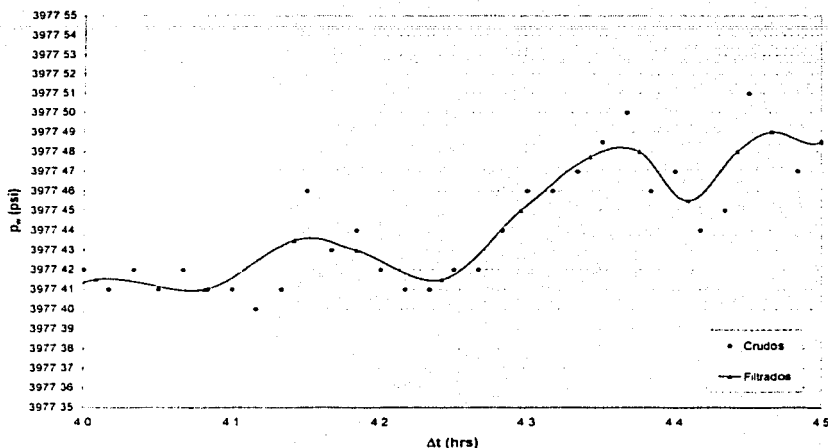


Figura IV.2 Comparación de los datos originales y filtrados de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (fluyente), en el periodo de 4.0 a 4.5 hrs.

Después de filtrar los datos originales de presión se realizó un diezmo logarítmico¹² de los datos filtrados. Con base en los datos espaciados logarítmicamente se obtuvo una nueva gráfica de diagnóstico (figura IV.3).

La gráfica de diagnóstico con los datos filtrados y diezmos logarítmicamente (figura IV.3) presenta una definición muy clara de la función derivada, a diferencia de la gráfica de diagnóstico con los datos originales (figura IV.1).

Los datos de la prueba de incremento de presión que se presentan en las figuras IV.1 a IV.3 se obtuvieron del pozo Ku-407, cuando fluía bajo condiciones naturales, es decir sin algún sistema artificial de producción. Con base en los datos de presión en la superficie (tubería de producción) se puede inferir que previo al cierre del pozo, se tuvieron condiciones multifásicas de flujo dentro de la tubería (presión de saturación=1963 psi), por lo que se espera que se presente el fenómeno de redistribución de fases durante el cierre.

TESIS CON
FALLA DE CUMPLIMIENTO

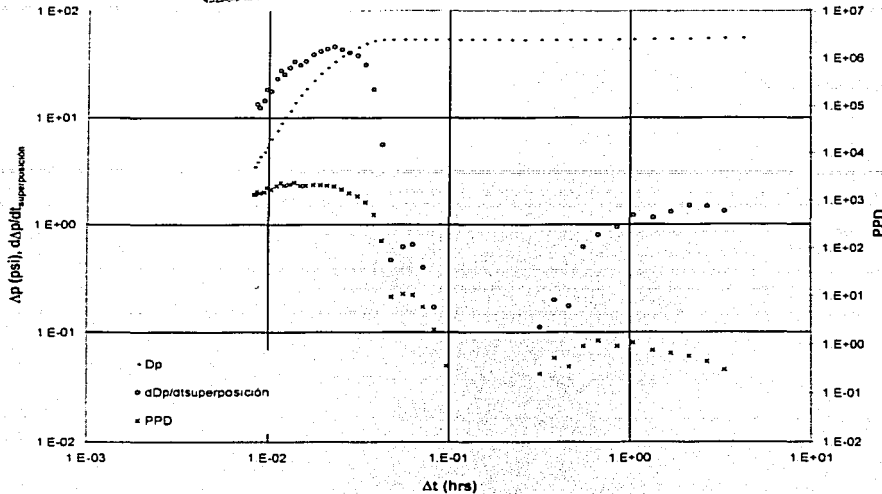


Figura IV.3 Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (fluyente), utilizando datos filtrados espaciados logarítmicamente.

Como se presentó en el capítulo III, el fenómeno de redistribución de fases puede dar lugar a tres diferentes tipos de respuestas en la p_{WD} , y en consecuencia en la PPD y en la función derivada. El caso presentado en la figura IV.3 corresponde al primero de los tres tipos, es decir aquel en donde se genera una "joroba"; este tipo de respuesta se ejemplificó para el caso de yacimiento homogéneo (Figuras III.1.1 y III.1.4), para el caso de YNF con flujo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura (Figuras III.4.1.3 y III.4.2.1), y para el caso de YNF con flujo transitorio en la transferencia matriz-fractura (Figuras III.4.3.3 y III.4.4.1). Aunque en la figura IV.3 la "joroba" no es tan prominente como en los ejemplos antes citados, si se puede inferir su presencia por la ausencia de valores en la PPD y en la función derivada en el periodo de 0.09 a 0.30 hrs.

Se definió un flujo radial puesto que la pendiente de la PPD tiene un valor de -1, mientras que la pendiente de la función derivada tiene un valor de 0. Puesto que se identificó el flujo radial, el análisis del incremento de presión puede realizarse mediante un método semilogarítmico.

Con respecto a las geometrías de flujo prevaletientes durante la prueba de incremento de presión, y al análisis de las mismas se pueden hacer los comentarios siguientes. Con base en la PPD y en la función derivada (figura IV.3), es claro que el fenómeno de redistribución de fases enmascara la mayor parte de las geometrías de flujo. Ahora, suponiendo que el análisis se basa únicamente en el comportamiento de la función derivada, es decir, sin emplear la derivada cartesiana, PPD, y sin considerar el almacenamiento y redistribución de fases (como se presenta en la figura 18 de la referencia 45) se

podría erróneamente interpretar su comportamiento como el correspondiente a un modelo de YNF con flujo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura; con ello se tendría el ajuste mostrado en la figura IV.4.

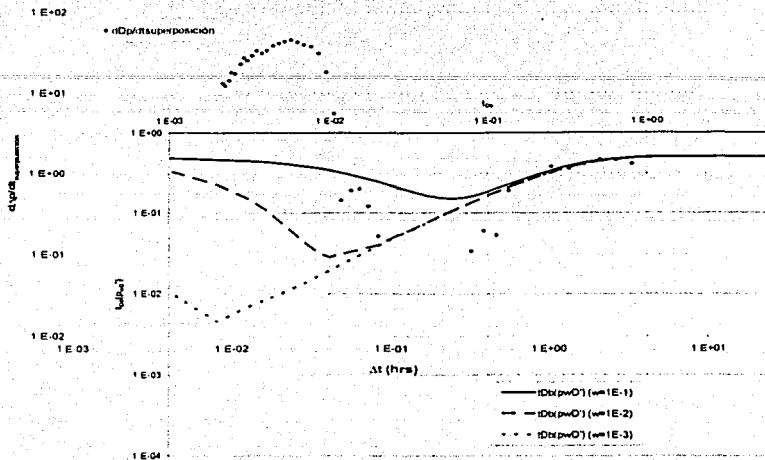


Figura IV.4 Ajuste de la función derivada de los datos de incremento de presión del pozo Ku-407 (fluyente), utilizando una curva tipo de YNF con flujo pseudoestacionario para la transferencia matriz-fractura, sin almacenamiento ni redistribución de fases.

Del ajuste observado en la figura IV.4 se podrían obtener ciertos parámetros del yacimiento, y específicamente del sistema matriz-fractura, que podrían no corresponder a la realidad.

Sin embargo, el ajuste de los datos de incremento del pozo Ku-407 (fluyente) a un modelo de doble porosidad, no es correcto por la razón siguiente. Los datos están bajo la influencia de almacenamiento y redistribución de fases, desde el inicio hasta prácticamente 1 hr del tiempo de superposición; lo anterior se sustenta con el comportamiento que presenta la PPD a lo largo de la prueba de incremento, figura IV.3. En esta figura se observa que la PPD se incrementa en el periodo de 0.009 hrs a 0.02 hrs, lo cual es indicativo de redistribución de fases dentro del pozo. Por otro lado, la ausencia de valores de PPD y de la función derivada de las 0.09 hrs a las 0.32 hrs corresponde a la "joroba" generada por la redistribución de fases. Posteriormente, entre las 0.32 hrs y 1.0 hrs, la PPD presenta incrementos debidos a este mismo fenómeno. Por lo anterior, se puede establecer que a partir de 1 hr el comportamiento mostrado por la PPD y por la función derivada corresponde al yacimiento. Además, con base en estos comportamientos se puede establecer que el yacimiento es homogéneo, con una geometría de flujo radial, bajo la influencia de redistribución de fases.

A pesar de que se determinó que el yacimiento podría representarse por medio de un modelo homogéneo (Fig. IV.3), se ajustó el comportamiento de la prueba

(Fig. IV.5) por medio de un modelo de doble porosidad con flujo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura, bajo la influencia de redistribución de fases. En la figura IV.5 se presenta el mejor ajuste obtenido.

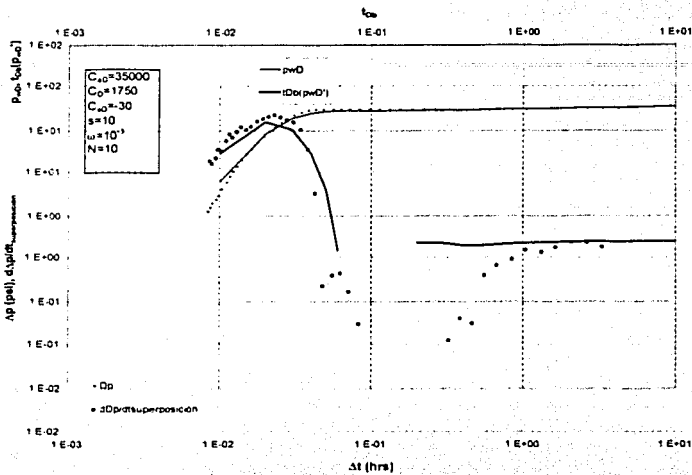


Figura IV.5 Ajuste de la Δp y función derivada de los datos de incremento de presión del pozo Ku-407 (fluyente), utilizando una curva tipo de YNF con flujo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura con almacenamiento y redistribución de fases.

De la figura IV.5 se logra destacar que tras varios intentos no se logró ajustar el modelo en su totalidad, solamente se ajustó el periodo correspondiente al almacenamiento y al flujo radial.

Caso 2. Prueba de incremento de presión en el pozo Ku – 407 (con BNC).

La prueba de presión en el pozo Ku-407 se efectuó durante los días 9 y 10 de mayo de 2001. Para la prueba de presión en este pozo con bombeo neumático continuo, con base en la historia de producción del yacimiento, se infiere que los datos recopilados durante la misma, están afectados por la producción de pozos vecinos. En la tabla IV.2 se presenta la secuencia de los eventos operativos efectuados durante la prueba de presión. En la prueba de incremento de presión se utilizó el método de cierre para pozos con bombeo neumático propuesto por Ladrón y González²², el cual consiste en suspender la inyección del gas de bombeo neumático tan rápido como sea posible; enseguida se desfoga la tubería de revestimiento hasta una presión tal que la caída de presión a través del orificio de inyección haga que el check actúe. Inmediatamente, terminado el desfogue, se cierra el pozo para registrar la curva de incremento hasta obtener valores estabilizados, representativos de la respuesta total del yacimiento. La prueba se registró con un sensor de presión de alta resolución (0.01 psi), y con mediciones de gasto de aceite en superficie.

Tabla IV.2 Secuencia de eventos operativos efectuados durante la prueba de presión del pozo Ku-407 (con BNC).

Duración (horas)	Diámetro del estrangulador (pulgadas)	Gasto de aceite (barriles/día)	Presión en la tubería de producción (psi)	Descripción
4.14167	0 (cerrado)	0		Tendencia de presión
1.59027	0 (cerrado)	0		Represionamiento de espacio anular
20.74167	3¼	6060	120.9	Curva de decremento (gasto de inyección de gas de BNC=1.6 mmpcd)
6.13611	0 (cerrado)	0		Curva de incremento

En la figura IV.6 se presenta la gráfica de diagnóstico de la curva de incremento, utilizando el tiempo efectivo de Agarwal⁵². En esta figura se muestran los resultados obtenidos con base en los datos originales.

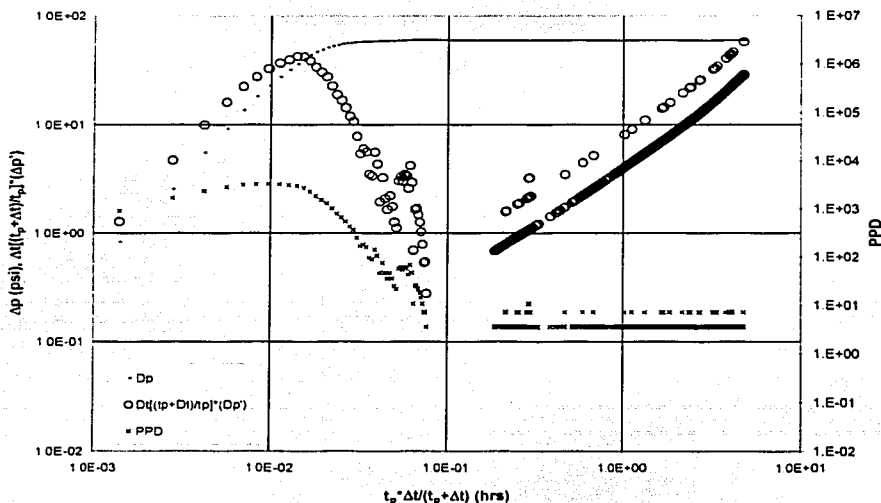
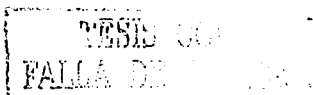


Figura IV.6 Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (con BNC), utilizando datos originales.

En la figura IV.6, la función derivada muestra un comportamiento de pendiente unitaria con líneas paralelas a partir de 0.19 hrs. Este tipo de comportamiento, al igual que para el caso del caso Ku-407 (fluyente), se presenta en datos que presentan errores de truncamiento, debido a fallas en la electrónica del sensor, aunado al tipo de algoritmo utilizado para el cálculo de la derivada.⁴⁹ Para los datos del pozo Ku-407 (con BNC) se utilizó una diferenciación numérica con puntos adyacentes⁵⁰.



En la figura IV.7 se presenta el comportamiento de la presión de fondo de la prueba de incremento del pozo Ku-407 (con BNC), durante el periodo de 1.0 a 1.5 hrs. En esta figura se observa con claridad el error de truncamiento, que se genera cuando la resolución de la señal de entrada es mayor que la resolución del sistema de adquisición⁴⁹. Debido a la existencia de este error, se concluyó que el comportamiento de la función derivada no correspondía a una respuesta del yacimiento (Fig. IV.6), sino más bien a un efecto de la electrónica del sensor. Por lo anterior fue necesario filtrar los datos crudos de la prueba de presión del pozo Ku-407 (con BNC). El filtrado consistió en aplicar el método de punto de presión más representativo, o MRPP⁵¹ (Most Representative Pressure Point).

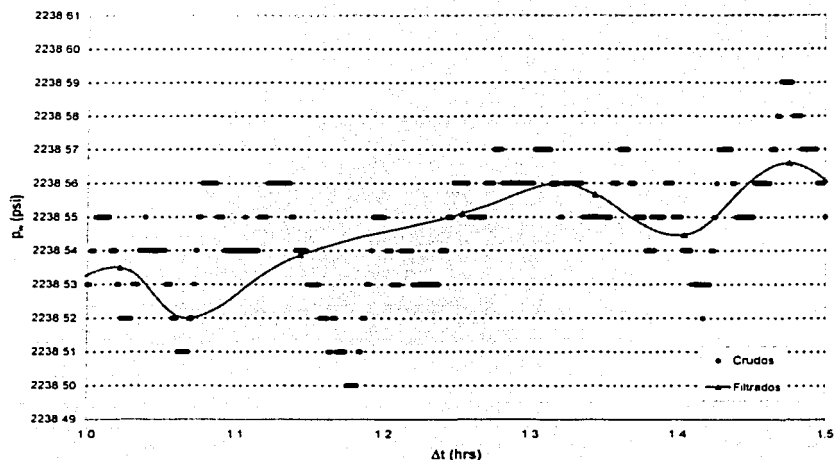


Figura IV.7 Comparación de los datos originales y filtrados de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (con BNC), en el periodo de 1.0 a 1.5 hrs.

Después de filtrar los datos originales de presión se realizó un diezmado logarítmico¹². Con base en los datos espaciados logarítmicamente se obtuvo una nueva gráfica de diagnóstico (figura IV.8).

Aun cuando se logró eliminar el error de truncamiento, no se define alguna geometría de flujo en la función derivada cuando se utilizan los datos filtrados y diezmados logarítmicamente (figura IV.8).

Los datos de la prueba de incremento de presión que se presentan en las figuras IV.6 a IV.8 se obtuvieron del pozo Ku-407, cuando fluía con el sistema artificial de bombeo neumático continuo. Con base en los datos de presión en la superficie (tubería de producción) se puede inferir que previo al cierre del pozo, se tuvieron condiciones multifásicas de flujo dentro de la tubería (presión de saturación=1963 psi), por lo que se espera que se presente el fenómeno de redistribución de fases durante el cierre, y con mayor claridad por el efecto del gas de BNC.

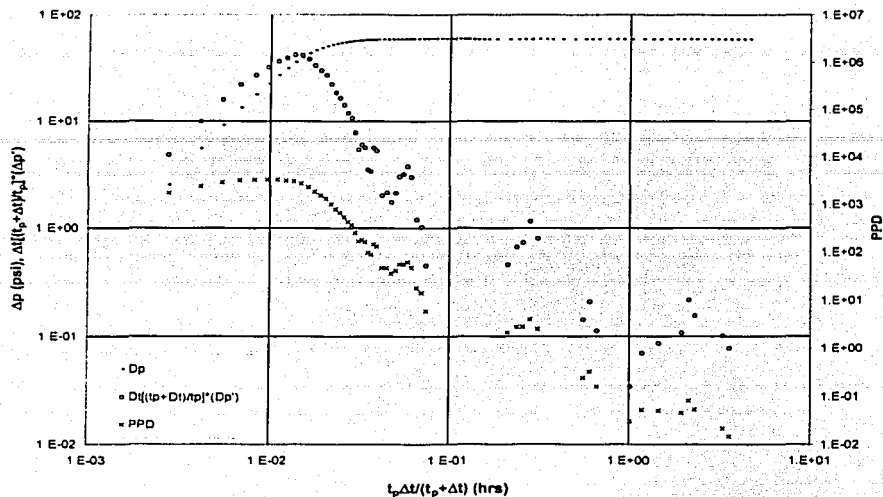


Figura IV.8 Gráfica de diagnóstico de la prueba de incremento de presión en el pozo Ku-407 (con BNC), utilizando datos filtrados y espaciados logarítmicamente.

En este caso, no fue posible realizar un análisis ya que no se definen claramente las geometrías de flujo en el comportamiento de la función derivada. De acuerdo con las propiedades de la formación productora y de los fluidos, se puede establecer la influencia en la respuesta de presión de este pozo de los efectos de la interferencia de presión de los pozos vecinos.

TESIS CON
FALLA DE CALIBRE

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES.

El objetivo de la presente tesis es desarrollar y proponer una nueva técnica, de aplicación inmediata en los campos Ku, Maloob, y Zaap, para analizar pruebas de variación de presión en pozos con bombeo neumático continuo. Con base en el desarrollo de esta tesis se citan las conclusiones siguientes:

1. Se incorporó la derivada cartesiana (PPD) en curvas tipo ya existentes para el caso de un yacimiento homogéneo, bajo la influencia de redistribución de fases. Cuando datos de una prueba de presión están afectados por redistribución de fases, la función derivada correspondiente a un yacimiento homogéneo se puede interpretar en forma errónea como un YNF, con flujo pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura.
2. Se incorporaron modelos en el espacio de Laplace, de almacenamiento y redistribución de fases (funciones exponencial y error) a modelos de doble porosidad, tanto para flujo pseudoestacionario como transitorio (geometría de bloques cúbica) en la transferencia matriz-fractura, considerando el tiempo adimensional de bloque (t_{DB}).
3. Se desarrollaron curvas tipo mediante inversión numérica, identificando tres tipos de respuesta en los modelos de doble porosidad, bajo la influencia de almacenamiento y redistribución de fases.
4. Las curvas tipo desarrolladas para el modelo de doble porosidad bajo la influencia de almacenamiento y redistribución de fases, son válidas para pozos fluyentes y para pozos con bombeo neumático continuo.
5. Dependiendo de la magnitud del fenómeno de almacenamiento y redistribución de fases, mediante las curvas tipo desarrolladas es factible determinar propiedades del medio de doble porosidad, siempre y cuando se distinga la parte inferior del "valle", la pendiente unitaria y el sistema matriz-fracturas, en la función derivada.
6. Se presentó el comportamiento de la derivada cartesiana (PPD) de un modelo de doble porosidad. Se identificó que la PPD puede ser útil para identificar un modelo pseudoestacionario (YNF), cuando se cumplen los siguientes criterios: 1) la función derivada presenta una pendiente unitaria inmediatamente antes de darse el comportamiento del sistema matriz-fractura, y 2) la PPD presenta una pendiente casi constante en la sección del "valle", seguida de una pendiente de -1 correspondiente al comportamiento del sistema matriz-fractura.
7. Cuando no se tienen los efectos de almacenamiento y redistribución de fases, la PPD presenta una pendiente de -1 en el periodo correspondiente al flujo en las fracturas.
8. Se observó que la PPD no permite identificar efectos de redistribución de fases, cuando estos son pequeños (tipo de respuesta 3). La "campana" que presenta la función derivada a tiempos cortos, puede sugerir la presencia de estos efectos cuando la misma presenta "distorsiones".

9. Se observó que conforme crece el valor de ω en un medio naturalmente fracturado, disminuye la magnitud de la "joroba" generada por el fenómeno de redistribución de fases.
10. La PPD presenta incertidumbre para definir un comportamiento transitorio en un yacimiento naturalmente fracturado, en presencia de almacenamiento y redistribución de fases.
11. Mediante un caso de campo se destacó la importancia que tiene la PPD en la gráfica de diagnóstico, con la cual fue posible descartar el comportamiento de un modelo de doble porosidad, con comportamiento pseudoestacionario en la transferencia matriz-fractura.

RECOMENDACIONES

1. Antes de analizar datos con error de truncamiento, se sugiere filtrar los mismos mediante el método de punto de presión más representativo (MRPP), y posteriormente realizar un diezmo logarítmico.

NOMENCLATURA

BNC	= bombeo neumático continuo
c_f	= compresibilidad de las fracturas
c_{ma}	= compresibilidad de la matriz
c_t	= compresibilidad total del sistema, vol/vol – atm
C	= constante de almacenamiento del pozo o descarga del pozo, cc/atm
C_D	= coeficiente de almacenamiento adimensional, $C_D = \frac{C}{2\pi\phi h c_r r_w^2}$
C_{aD}	= coeficiente de almacenamiento aparente del pozo adimensional
C_{eD}	= coeficiente de almacenamiento efectivo adimensional definido por la ecuación II.27 $C_{eD} = C_D \left(1 - \frac{dp_{\phi}}{dt_D} / \frac{dp_{wD}}{dt_D} \right)$
C_{ϕ}	= parámetro de presión de redistribución de fases, psi. Máxima caída de presión de redistribución de fases.
$C_{\phi D}$	= parámetro de presión de redistribución de fases adimensional $C_{\phi} = \frac{khC_{\phi}}{141.2qB\mu}$
h	= espesor de la formación, cm
h_{ma}	= dimensión del bloque de matriz
h_s	= espesor de la zona de daño interporosa
IP	= índice de productividad, bl aceite / psi
k	= permeabilidad de la formación productora, md
k_{ma}	= permeabilidad de la matriz, md
k_{mi}	= permeabilidad de la matriz intrínseca, md
k_f	= permeabilidad de la fractura, md
k_s	= permeabilidad de la capa de daño interporosa, md
n	= número de conjuntos normales de plano de fracturas
p_i	= presión inicial
p_D	= caída de presión adimensional del lado de la formación del efecto del daño
p_{Ds}	= caída de presión adimensional durante el incremento
\bar{p}_{DS}	= caída de presión adimensional durante el incremento, definida por la ecuación C.3
p_{gef}	= presión fluente en el punto de entrada del gas, psi
p_{wD}	= caída de presión adimensional del pozo, $p_{wD} = \frac{2\pi kh(p_i - p_{wf})}{q\mu}$
p_{wD}'	= derivada de la caída de presión adimensional del pozo
p_{whf}	= presión fluente en la cabeza del pozo, psi
p_{wfs}	= presión fluente del pozo al momento del cierre
p_{ws}	= presión estática del pozo

p_0 = presión debida a redistribución de fases, psi
 p_{0D} = presión adimensional debida a la redistribución de fases

$$p_{0D} = \frac{kh p_0}{141.2 q B \mu}$$

PPD = derivada de presión cartesiana ("Primary Pressure Derivative")
 q = ritmo de flujo constante superficial
 q_{sf} = ritmo de flujo en la cara de la formación
 r_D = radio adimensional, r/r_w
 r_w = radio del pozo, cm para la referencia 30
 RGA = Relación gas – aceite, pie³ gas producido / bl aceite @ c. s.
 s = factor de daño del pozo, adimensional
 s_{ma} = factor de daño interporoso en un medio naturalmente fracturado
 t = tiempo
 t_D = tiempo adimensional,

$$t_D = \frac{\beta k t}{\phi \mu c r_w^2}, \text{ para el sistema inglés } \beta = 2.64 \times 10^{-4}$$

z = variable en el espacio de Laplace

Letras griegas

α = parámetro de tiempo de redistribución de fases, hrs. Tiempo al cual ocurre alrededor del 63% del cambio total.

α_D = parámetro de tiempo de redistribución de fases adimensional

$$\alpha_D = \frac{\beta k \alpha}{\phi \mu c r_w^2}, \text{ para el sistema inglés } \beta = 2.64 \times 10^{-4}$$

ϕ = porosidad, fracción del volumen de roca

ϕ_f = porosidad secundaria, relativa a las fracturas, fracción

ϕ_{ma} = porosidad primaria, relativa a la matriz, fracción

γ = constante de Euler = 0.57721566

λ = parámetro que gobierna el flujo interporoso (entre la matriz y las fracturas)

τ = variable de integración

ω = capacidad de almacenamiento relativa al sistema de fracturas

Subíndices

f = fracturas

ma = matriz

Funciones

coth = cotangente hiperbólica

e = función exponencial

erf = función error

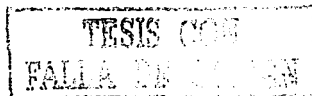
erfc = función error complementaria

K_0 = función de Bessel modificada de segundo tipo, orden cero

K_1 = función de Bessel modificada de segundo tipo, orden uno

L = transformada de Laplace de la cantidad

Ln = logaritmo natural



REFERENCIAS

1. Hernández, I. A.: "Quince Años de Explotación de la Formación Cretácico del Campo Ku, Región Marina Noreste: Un Estudio de Ingeniería", presentado en el Primer Simposium Internacional en: Explotación de Campos Petroleros (SPE-CIPM), Poza Rica, Veracruz, México, Mayo 23-24, 1997.
2. Hernández, M., y Durán, R.: "Zona Regional Conectada por Acuífero Asociado a los Yacimientos de la Formación Brecha-Cretácico de la Región Marina", Ingeniería Petrolera (Octubre, 1996) 50-57.
3. Pérez, M.: "Cálculo del Volumen Original del Acuífero del Complejo Ku-Maloob-Zaap en el Horizonte Productor Cretácico", Ingeniería Petrolera (Junio, 2001) 18-30.
4. Padilla, R., y Roldán, J. L.: Análisis de Pruebas de Presión-Producción. Campos Ku-Maloob-Zaap, reporte del proyecto CCA-8809 elaborado por el Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Gerencia de Ingeniería de Yacimientos (Mayo, 1998).
5. Mattar, L. y Santo, M.: "How Wellbore Dynamics Affect Pressure Transient Analysis", The Journal of Canadian Petroleum Technology, Volumen 31, No. 2 (Febrero, 1992) 32-40.
6. Odeh, A. S. y Jones, L. G.: "Pressure Drawdown Analysis, Variable-Rate Case", SPE 1084 presentado en el SPE Production Research Symposium, Tulsa, Oklahoma, Mayo 3-4, 1965, 161-165.
7. Stegemeier, G. L. y Matthews, C. S.: "A Study of Anomalous Pressure Build-Up Behavior", presentado en el 32 Annual Fall Meeting of SPE, Dallas, Texas, Octubre 6-9, 1957, 75-81.
8. Slider, H. C.: Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods, PennWell, Tulsa, OK. (1976).
9. Cinco, H., Samaniego, F., Parra, J., Domínguez, G. y Rivera, J.: "Aspectos Prácticos del Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos de Alta Permeabilidad, Área de Cantarell", presentado en el XXI Congreso Nacional de la AIPM, Villahermosa, Tabasco, Mayo, 1983.
10. Barnes, J. A., Snider, P. M. y Swafford, C. V.: "Single-Trip Tubing-Conveyed Perforating, Production Testing, and Pressure-Buildup Testing in Nonflowing Wells", SPE Production Engineering (Mayo, 1991) 199-203.
11. Kabir, C. S.: "Seeking Synergy Between Drawdown and Buildup Analysis", artículo SPE 30551 presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Octubre 22-25, 1995, 201-212.
12. González, F.: "Filtro para Ruido de Truncamiento en Pruebas de Variación de Presión", tesis de maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM (Abril 28, 2000).
13. Qian, W., Shenquan, F., Zhuguo, W., y Yingche, S.: "Well Testing in the Annulus of Pumping Wells", artículo SPE 14862 presentado en el SPE 1986 International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China Marzo 17-20, 1986, 335-348.
14. Kabir, C. S.: "Experiences with Pumping Well Testing", SPE Production Engineering (Febrero, 1991) 109-114.

15. Guoynes, J. C., Azari, M., Gillstrom, R., Friend, B. L. y Fairbanks, M. D.: "New Well-Testing Methods for Rod-Pumping Oil Wells-Case Studies", artículo SPE 63082 presentado en el 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, Octubre 1-4, 2000, 491-506.
16. Odeh, A. S., y Jones, L. G.: "Two-Rate Flow Test, Variable-Rate Case-Application to Gas-Lift and Pumping Wells", artículo SPE 4420 presentado en el SPE-AIME 48th Annual Fall Meeting, Las Vegas, Nevada, Septiembre 30-Octubre 3, 1973, Journal of Petroleum Technology (Enero, 1974) 93-99.
17. McCoy, J. N., Podio, A. L. y Becker, D.: "Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis From Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells", artículo SPE 23980 presentado en el 1992 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, Marzo 18-20, 1992, 383-392.
18. Podio, A. L., McCoy, J. N. y Huddleston, K. L.: "Automatic Pressure Buildup Data Acquisition and Interpretation Using a Microcomputer-Based Acoustic Liquid Level Instrument", artículo SPE 16228 presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma, Marzo 8-10, 1987, 427-440.
19. Mayorquín, J.: "El Sensor de Fondo en el Equipo BEC del pozo Ku 427: Una Oportunidad para la Caracterización del Yacimiento Maloob BP", Ingeniería Petrolera (Enero, 1998) 45-54.
20. Al-Haddad, S., Fruge, M., y Frizzell, D.: "Gas and Gas Lift Wells' Testing With Surface Shut-in", artículo SPE 39969 presentado en el 1998 SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Marzo 15-18, 1998, 119-129.
21. Hernández, A., Maracano, L., Caicedo, S., y Cabunaru, R.: "Liquid Fall-Back Measurements in Intermittent Gas Lift with Plunger", artículo SPE 26556 presentado en el 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Houston, Texas, Octubre 3-6, 1993, 429-438.
22. Ladrón, J. E., y González, M. A.: "Nuevo Procedimiento para Obtener Curvas de Incremento Sin Ruido en Pozos Marinos con Bombeo Neumático", Ingeniería Petrolera (Septiembre, 1997) 51-63.
23. Jain, A. y Ayoub, J. A.: "Pressure Buildup in Gas-Lift Oil Wells, Falah Field, Offshore Dubai", artículo SPE 11446, Journal of Petroleum Technology (Marzo, 1984) 466-474.
24. Camacho, R.: comentario al artículo "Nuevo Procedimiento para Obtener Curvas de Incremento Sin Ruido en Pozos Marinos con Bombeo Neumático", foro de autores de la revista Ingeniería Petrolera (Octubre, 1997) 15.
25. Mayorquín, J.: comentario al artículo "Nuevo Procedimiento para Obtener Curvas de Incremento Sin Ruido en Pozos Marinos con Bombeo Neumático", foro de autores de la revista Ingeniería Petrolera (Octubre, 1997) 15-17.
26. Hernández, A., Gonzalo, C., García, M. A., y Navarro, U.: "Downhole Pressure and Temperature Survey Analysis for Wells on Intermittent Gas Lift", artículo SPE 39853 presentado en el SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Tabasco, México, Marzo 3-5, 1998, 205-212.

27. Clark, D. G., Beardsell, M. y Chereh, X.: "Analyzing Unstable Flow in Multilayer Gas Lift Wells With an Application of the Inflatable Diverter Flowmeter", artículo SPE 20057 presentado en el 60th California Regional Meeting, Ventura, California, Abril 4-6, 1990, 371-382.
28. Fair, Jr., W. B.: "Pressure Buildup Analysis With Wellbore Phase Redistribution", artículo SPE 8206 presentado en el SPE 54th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Septiembre 23-26, 1979, SPE Journal (Abril, 1981) 259-270.
29. van Everdingen, A. F. y Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", Petroleum Transactions, AIME (Diciembre, 1949) 305-324.
30. Agarwal, R. G., Al-Hussainy, R., y Ramey, Jr., H. J.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment", SPE 2466, Society of Petroleum Engineers Journal (Septiembre, 1970) 279-290.
31. van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well", Transactions of AIME (1953), Vol. 198, 171-176.
32. Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and its Impediment to Fluid-Flow into a Well Bore", Petroleum Engineering (Octubre, 1953), Vol. 25, B-6.
33. Hegeman, P. S., Hallford, D. L., y Joseph, J. A.: "Well-Test Analysis With Changing Wellbore Storage", SPE Formation Evaluation (Septiembre, 1993) 201-207.
34. Baghdarvazehi, A., Sobbi, F. A., y Badakhshan, A.: "Automated Analysis of Pressure Build Up Tests Affected by Phase Redistribution", artículo No. 14, Petroleum Society of CIM and CANMET, presentado en el 5th Petroleum Conference of the South Saskatchewan Section, The Petroleum Society of CIM, Regina, Octubre 18-20, 1993, 1-12.
35. Warren, J. E., y Root, P. J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", SPE 426, Society of Petroleum Engineers Journal (Septiembre, 1963) 245-255.
36. Bourdet, D., y Gringarten, A. C.: "Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type Curve Analysis", artículo SPE 9293 presentado en el SPE-AIME 55th Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Tex., Septiembre 21-24, 1980, 1-20.
37. Stehfest, H.: "Algorithm 368. Numerical Inversion of Laplace Transforms", Communications of the ACM, volumen 13, número 1 (Enero, 1970), 47-49.
38. Poblano, E.: "Estabilidad de Flujo en Pozos con Bombeo Neumático Continuo (BNC)", tesis de maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D. F. (Julio, 2002).
39. Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance", Drilling and Production Practice", API (1954) 126-157.
40. Thompson, L. G., Jones, J. R., y Reynolds, A. C.: "Analysis of Pressure Buildup Data Influenced by Wellbore Phase Redistribution", SPE Formation Evaluation (Octubre, 1986) 435-452.
41. Olarewaju, J. S.: "Detection and Interpretation of Well Test Data Distorted by Phase Segregation", Journal of Petroleum Science and Engineering, 5 (1990) 201-212.

42. Hernández, A., y Ramírez, J.: "Análisis Transitorio de Pruebas de Pozo con Efecto de Almacenamiento Variable", tesis profesional de Licenciatura, Instituto Politécnico Nacional, México, D. F. (1994).
43. Vásquez, M. A., y Camacho, R. A.: "Analysis of Short Transient Tests Affected by Changing Wellbore Storage", SPE Reservoir Evaluation & Engineering (Junio, 1998) 261-267.
44. Olarewaju, J. S., y Lee, W. J.: "Pressure Behavior of Layered and Dual-Porosity Reservoirs in the Presence of Wellbore Effects", SPE Formation Evaluation (Septiembre 1989) 397-405.
45. Stewart, G., y Sobbi, F. A.: "Well Test Interpretation for Naturally Fractured Reservoirs", artículo SPE 18173 presentado en el 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Octubre 2-5, 1988, 661-676.
46. Mattar, L., y Zaoral, K.: "The Primary Pressure Derivative (PPD) – A New Diagnostic Tool in Well Test Interpretation", JCPT 92-04-06, The Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 31, No. 4, (Abril, 1992) 63-70.
47. Spiegel, M. R.: "Transformadas de Laplace", primera edición, editorial McGraw-Hill, México (1991).
48. Bourdet, D., Ayoub, J. A., y Pirard, Y. M.: "Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation", SPE Formation Evaluation, (Junio, 1989) 293-302.
49. Veneruso, A. F., Ehlig-Economides, C. A., y Akmansoy, A. M.: "Computer-Based Downhole Data Acquisition and Transmission in Well Testing", artículo SPE 24728 presentado en el 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, D. C., Octubre 4-7, 1992, 695-707.
50. Horne, R. N.: "Modern Well Test Analysis, A Computer-Aided Approach", Stanford University, Petroway, Inc. (1990) 49.
51. Osman, M. S., y Stewart, G.: "Pressure Data Filtering and Horizontal Well Test Analysis Case Study", artículo SPE 37802 presentado en el 1997 Middle East Oil Show, Bahrain, Marzo 15-18, 1997, 375-384.
52. Agarwal, R. G.: "A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves are Used to Analyze Pressure Buildup and Other Test Data", artículo SPE 9289 presentado en el 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, Septiembre 21-24, 1980.
53. Rodríguez, R.: "Caracterización de Yacimientos de Doble Porosidad con Tamaño Múltiple de Bloques de Matriz", tesis de Doctorado, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM (Febrero, 2000).
54. Gringarten, A. C., Bourdet, D. P., Landel, P. A., y Kniazeff, V. J.: "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis", artículo SPE 8205 presentado en el 54th Annual Technical Conference and Exhibition de la SPE, Las Vegas, Nevada, Septiembre 23-26, 1979, 1-16.
55. Guerra, J.: "Nuevo Modelo de Flujo para Yacimientos Naturalmente Fracturados", tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM (2002).

APÉNDICES

Apéndice A: Programa de cómputo del algoritmo de Stehfest³⁷ y su validación.

La obtención de la antitransformada de ecuaciones en el espacio de Laplace al espacio del tiempo, se puede obtener aplicando el algoritmo de Stehfest³⁷:

$$p_{wD}(t_D) = \left(\frac{Ln2}{t_D} \right) \sum_{i=1}^N V_i P(S_i), \quad (A.1)$$

donde:

$$P(S_i) = p_{wD}(z), \text{ (transformada de Laplace de } p_{wD}), \quad (A.2)$$

$$S_i = (Ln2/t_D) * i, \quad (A.3)$$

$$V_i = (-1)^{N+i} \sum_{k=(i+1)/2}^{Min(i, N/2)} \frac{k^{N/2} (2k)!}{\binom{N}{2-k} k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!}; \quad (A.4)$$

N es el índice superior de la sumatoria y su valor depende de la precisión que se utilice en el cálculo numérico.

El programa de cómputo de este algoritmo utilizado en la presente tesis está escrito en lenguaje de programación Visual Basic y se tomó de la tesis de Rodríguez, R.³³. A este programa se le efectuaron algunas adecuaciones mínimas con la finalidad de adaptarlo al Visual Basic de la hoja de cálculo Excel, en donde se incluyó como una macro. En el programa se utilizaron variables de doble precisión.

Una de las adecuaciones consistió en imprimir los resultados de los parámetros V(i) y S(i) correspondientes a cada tiempo en un libro de Excel, ubicado en la misma hoja de cálculo, y en este libro se concluyeron los cálculos del algoritmo de Stehfest. Con la adecuación propuesta se obtuvieron resultados bastante aceptables. Al programa también se le agregaron algunas líneas adicionales que permiten dar un formato de salida a los resultados obtenidos.

- Nomenclatura del programa
- A, B, C, D, E, F1, K1, KK, MIN: expresiones que intervienen en el cálculo de Vi (Ec. A.4).
- CD: coeficiente de almacenamiento en forma adimensional.
- DA: factor de daño en el pozo.
- G1: función factorial.
- I: contador en el cálculo de la expresión de Stehfest (Ec. A.1).
- I1: argumento en el cálculo de factoriales (Ec. A.4).
- K, KK, MIN: controles para calcular la sumatoria de la función V.
- M: coeficiente N/2.
- M1: control para calcular solo una vez la función V.
- N: número de términos de la expresión de Stehfest (Ec. A.1).
- P: solución del problema de flujo en el plano de Laplace. Esta solución puede darse de alta como una función dentro del programa de cómputo, o bien, darla de alta y evaluarla en una libro de la hoja de cálculo, que fue el caso para el desarrollo de la tesis.
- $S = 0.693147180559945/T = (\ln 2)/T$ (Ec. A.3).
- SERIE: sumatoria involucrada en el algoritmo de Stehfest (Ec. A.1).
- SI: argumento de P en el algoritmo de Stehfest (Ecs. A.1 y A.3).
- SV: sumatoria de la ecuación A.4.
- T: tiempo adimensional.
- V: función del algoritmo de Stehfest expresada en la ecuación A.4.

Sub eje()

Dim T#, I#, SERIE#, SI#, X#

X = 1

For B = 1 To 91 ' cantidad de tiempos por evaluar

T = Val(Hoja1.Cells(8 + B, 3))

Call Stehfest(T, SERIE, 10, X, SI) ' n debe ser par

Hoja1.Cells(8 + B, 5) = SERIE

X = X + 1

Next B

End Sub

Sub Stehfest(T#, SERIE#, N#, X#, SI#)

' VARIABLES

Dim A#, B#, C#, D#, E#, K1#, F1#, S#, M#

ReDim G1(N), SV(N), V(N)

Dim I1%, I%, KK, MIN, K#

M1# = 1 'N# = 20:

M = N / 2

'Control para calcular solo una vez la función V del algoritmo de Stehfest, ec. A.4

If (M1 - N) = 0 Then GoTo 98 Else GoTo 99

99: M1 = N: G1(0) = 1!: G1(1) = 1

'Cálculo de la función factorial

```

For I1 = 2 To N 'cambio
  G1(I1) = G1(I1 - 1) * I1
Next I1
'Control para calcular la sumatoria de la función V, ec. A.4
For I = 1 To N
  KK = Int((I + 1) / 2)
  If I < M Then MIN = I Else MIN = M
  K = KK: SV(K - 1) = 0!
  For K = KK To MIN
    A = G1(2 * K): B = G1(M - K): C = G1(K)
    D = G1(K - 1): E = G1(I - K): K1 = 2 * K - I: F1 = G1(K1)
    SV(K) = SV(K - 1) + (A * K ^ M) / (B * C * D * E * F1)
  Next K
  V(I) = ((-1) ^ (I + M)) * SV(MIN)
Next I
98: S = 0.693147180559945 / T
SERIE = 0!
For I = 1 To N
'Cálculo de P(Si). Ver la ec. A.1
  SI = S * I
'Obtención de soluciones en el espacio de Laplace
  SERIE = SERIE + P(SI) * V(I)
  Hoja2.Cells(9 + I, 2 + X) = SI
  Hoja2.Cells(9 + I, 94) = V(I)
Next I
SERIE = SERIE * S
End Sub

```

El programa de cómputo grosso modo trabaja de la siguiente manera: en un libro de la hoja de cálculo, en Excel, se ubican en forma de columna los tiempos adimensionales en los cuales se desea evaluar la función. Posteriormente se ejecuta la subrutina eje() la cual llama a su vez a la subrutina Stehfest(), ambas ubicadas dentro de un macro. Dentro de los argumentos de la subrutina eje() se debe especificar el valor de N, valor que el usuario puede variar dependiendo de la calidad de resultados obtenidos al final de los cálculos.

La subrutina eje() realiza la lectura de cada uno de los tiempos adimensionales especificados, y para cada uno de ellos se ejecuta la subrutina de Stehfest(), la cual va imprimiendo, en otro libro, los valores de SI y V(I) para cada tiempo respectivo. En este libro, se evalúa la función que se encuentra en el espacio de Laplace tomando como argumento cada uno de los valores de SI. Después se multiplica el resultado de dicha evaluación por el valor de V(I). Lo anterior se realiza para cada tiempo y se van acumulando los resultados. El resultado final se multiplica por S en cada uno de los tiempos, obteniendo con ello la inversión numérica deseada.

La evaluación de la función se puede hacer también directamente dentro del programa de cómputo, en cuyo caso los resultados de la inversión se pueden obtener directamente sin necesidad de estar realizando cálculos en otro libro. La selección entre una y otra forma de evaluar la función va a depender de la facilidad con que pueda declararse la expresión matemática dentro del programa de cómputo; por citar un ejemplo, para esta tesis se tuvo dificultad en el manejo de funciones Bessel, por lo que se recurrió a la opción alterna citada con antelación.

La validación del programa de cómputo se realizó reproduciendo los resultados presentados por Agarwal y cols.³⁰, Gringarten y cols.⁵⁴, y Guerra⁵⁵, obteniendo una buena congruencia entre los valores reproducidos y los reportados en la literatura correspondiente, por lo que se dio por confiable el programa de cómputo que evalúa el algoritmo de Stehfest³⁷ y que fue adaptado al Visual Basic de la hoja de cálculo Excel.

Agarwal y cols.³⁰

Agarwal y cols.³⁰ presentaron la solución de la presión de fondo adimensional en un pozo fuente cilíndrico, con daño y almacenamiento, en un medio isotrópico, radial, de extensión infinita, con flujo de un fluido ligeramente compresible, en donde las fuerzas gravitacionales se desprecian. La solución a este problema expresada en el espacio de Laplace está dada por la ecuación A.5.

$$L\{p_w\} = \frac{K_0(z) + s z K_1(z)}{z [z K_1(z) + C_D z \{K_0(z) + s z K_1(z)\}]} \quad (A.5)$$

En las tablas A.1, A.2, y A.3 se presentan los resultados obtenidos por Agarwal y cols.³⁰ y por el programa de cómputo (tesis) para los casos: $s = 0$, $s = +20$, y

$s=-5$, respectivamente, cada uno de ellos para diferentes valores del coeficiente de almacenamiento adimensional. Cabe precisar que de un análisis realizado con el programa de cómputo se determinó que utilizando un valor de $N=12$ para el cálculo de p_{wD} , se obtenían los resultados más aceptables. Por otro lado, adicionalmente se obtuvo la función derivada, $t_D(p_{wD}')$, para los valores de $s=0, 20$, la cual se presenta en la figura A.1. Para el cálculo de la función derivada se utilizó un valor de $N=10$, puesto que con $N=12$ se presentan ciertas alteraciones.

Tabla A.1 Resultados de p_{wD} ($s=0$, C_D , t_D) en un pozo fuente cilíndrico.

t_D	p_{wD} , referencia 30				p_{wD} , esta tesis			
	C_D				C_D			
	10^2	10^3	10^4	10^5	10^2	10^3	10^4	10^5
100	0.7975	0.09763	0.00998	0.00100	0.7975	0.09763	0.00998	0.00100
200	1.3724	0.1919	0.01992	0.00200	1.3724	0.1919	0.01992	0.00200
500	2.4357	0.4585	0.04956	0.00500	2.4357	0.4585	0.04956	0.00500
1,000	3.2681	0.8585	0.0984	0.00999	3.2680	0.8585	0.0984	0.00998
2,000	3.9274	1.5298	0.1944	0.01995	3.9275	1.5299	0.1944	0.01994
5,000	4.5585	2.8832	0.4697	0.0497	4.5585	2.8832	0.4697	0.0497
10,000	4.9567	4.0328	0.8925	0.0989	4.9566	4.0327	0.8925	0.0988
20,000	5.3288	4.9350	1.6275	0.1958	5.3288	4.9351	1.6275	0.1957
50,000	5.8027	5.6762	3.2109	0.4765	5.8027	5.6763	3.2110	0.4763
100,000	6.1548	6.0940	4.6773	0.9141	6.1548	6.0939	4.6772	0.9136
200,000	6.5043	6.4736	5.8871	1.6931	6.5043	6.4736	5.8869	1.6923
500,000	6.9643	6.9515	6.7895	3.4571	6.9643	6.9515	6.7897	3.4555
1,000,000	7.3116	7.3049	7.2309	5.2164	7.3116	7.3049	7.2307	5.2139
2,000,000	7.6585	7.6550	7.6185	6.7731	7.6585	7.6550	7.6185	6.7698
5,000,000	8.1168	8.1154	8.1004	7.8983	8.1169	8.1154	8.1004	7.8958
10,000,000	8.4635	8.4627	8.4550	8.3701	8.4635	8.4627	8.4550	8.3668
20,000,000	8.8101	8.8097	8.8057	8.7663	8.8101	8.8097	8.8057	8.7632
50,000,000	9.2683	9.2681	9.2664	9.2523	9.2683	9.2681	9.2664	9.2493
100,000,000	9.6149	9.6148	9.6139	9.6082	9.6149	9.6148	9.6139	9.6051

Tabla A.2 Resultados de p_{wD} ($s=20$, C_D , t_D) en un pozo fuente cilíndrico.

t_D	p_{wD} , referencia 30				p_{wD} , esta tesis			
	C_D				C_D			
	10^2	10^3	10^4	10^5	10^2	10^3	10^4	10^5
100	0.9777	0.09978	0.01000	0.0010	0.9777	0.09977	0.01000	0.0010
200	1.9132	0.1991	0.01999	0.0020	1.9132	0.1991	0.01999	0.0020
500	4.4900	0.4946	0.0499	0.0050	4.4900	0.4946	0.0499	0.0050
1,000	8.1220	0.9787	0.0998	0.0100	8.1220	0.9787	0.0998	0.0100
2,000	13.479	1.9172	0.1992	0.0200	13.479	1.9172	0.1992	0.0200
5,000	21.102	4.5125	0.4948	0.0500	21.101	4.5125	0.4948	0.0499
10,000	24.241	8.1987	0.9797	0.0998	24.242	8.1986	0.9797	0.0998
20,000	25.186	13.710	1.9209	0.1993	25.187	13.709	1.9209	0.1992
50,000	25.758	21.786	4.5333	0.4953	25.758	21.785	4.5333	0.4950
100,000	26.134	25.271	8.2698	0.9810	26.134	25.271	8.2698	0.9806
200,000	26.494	26.324	13.925	1.9252	26.494	26.326	13.925	1.9244
500,000	26.960	26.907	22.443	4.5545	26.960	26.906	22.442	4.5525
1,000,000	27.310	27.284	26.286	8.3394	27.310	27.284	26.286	8.3358
2,000,000	27.657	27.645	27.460	14.133	27.657	27.645	27.462	14.127
5,000,000	28.116	28.112	28.055	23.085	28.116	28.111	28.054	23.074
10,000,000	28.463	28.461	28.434	27.297	28.463	28.461	28.434	27.285
20,000,000	28.810	28.809	28.795	28.606	28.810	28.809	28.795	28.597
50,000,000	29.268	29.268	29.262	29.216	29.268	29.268	29.262	29.203
100,000,000	29.615	29.615	29.612	29.596	29.615	29.615	29.612	29.584

Tabla A.3 Resultados de p_{wD} ($s=-5$, C_D , t_D) en un pozo fuente cilíndrico.

t_D	p_{wD} , referencia 30				p_{wD} , esta tesis			
	C_D				C_D			
	10^2	10^3	10^4	10^5	10^2	10^3	10^4	10^5
100	0.0697	0.0447	0.00896	0.00099	0.0698	0.0447	0.00896	0.00099
200	0.0992	0.0715	0.0172	0.00197	0.0992	0.0715	0.0172	0.00197
500	0.1557	0.1263	0.0394	0.00487	0.1557	0.1263	0.0394	0.00487
1,000	0.2164	0.1872	0.0718	0.00963	0.2165	0.1872	0.0718	0.00964
2,000	0.2977	0.2697	0.1267	0.01896	0.2978	0.2697	0.1267	0.01896
5,000	0.4446	0.4199	0.2518	0.0458	0.4447	0.4199	0.2518	0.0458
10,000	0.5913	0.5701	0.3990	0.0879	0.5914	0.5701	0.3990	0.0879
20,000	0.7722	0.7548	0.5972	0.1655	0.7739	0.7562	0.5978	0.1655
50,000	1.0646	1.0523	0.9313	0.3622	1.0647	1.0525	0.9313	0.3632
100,000	1.3232	1.3145	1.2254	0.6219	1.3233	1.3145	1.2254	0.6219
200,000	1.6086	1.6028	1.5422	0.9926	1.6087	1.6028	1.5422	0.9926
500,000	2.0170	2.0139	1.9806	1.6088	2.0171	2.0139	1.9806	1.6087
1,000,000	2.3420	2.3401	2.3201	2.0895	2.3421	2.3402	2.3201	2.0895
2,000,000	2.6757	2.6747	2.6630	2.5324	2.6758	2.6747	2.6630	2.5324
5,000,000	3.1248	3.1243	3.1187	3.0598	3.1248	3.1243	3.1187	3.0598
10,000,000	3.4677	3.4675	3.4644	3.4323	3.4679	3.4676	3.4645	3.4324
20,000,000	3.8124	3.8123	3.8107	3.7932	3.8125	3.8123	3.8106	3.7932
50,000,000	4.2693	4.2693	4.2685	4.2608	4.2693	4.2693	4.2685	4.2607
100,000,000	4.6154	4.6154	4.6150	4.6108	4.6154	4.6154	4.6150	4.6108

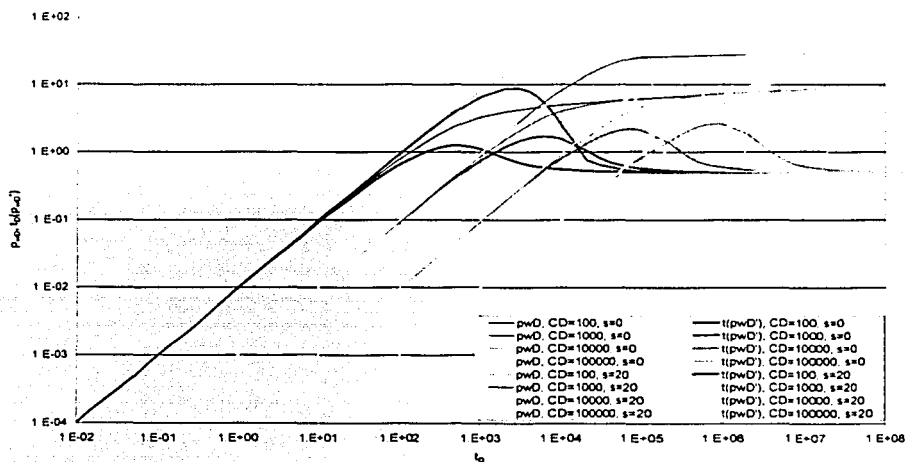
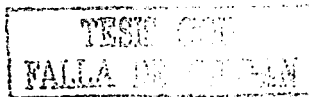


Figura A.1 Resultados de p_{wD} ($s=0$ y 20 , C_D , t_D) y $t_D(p_{wD}')$ en un pozo fuente cilíndrico.

Gringarten y cols.⁵⁴

Gringarten y cols.⁵⁴ presentaron una curva tipo basada en el mismo modelo presentado por Agarwal y cols.³⁰, es decir la solución adimensional para la presión de fondo en un pozo fuente cilíndrico con daño y almacenamiento en un yacimiento infinito. La curva tipo se presenta en una gráfica doble logarítmica de t_D/C_D en el eje de las abscisas, y p_{wD} en el eje de las ordenadas.



En la figura A.2 se presenta la gráfica de Gringarten y cols.⁵⁴ para diferentes valores de C_{De}^{2s} y en la figura A.3 se presenta la misma gráfica con datos obtenidos del programa de cómputo para los valores de $C_{De}^{2s} = 5 \times 10^{-1}, 1 \times 10^3, 1 \times 10^{15}, 1 \times 10^{30}$. Comparando ambas figuras se observa una buena reproducción de los valores de p_{wD} con el programa de cómputo.

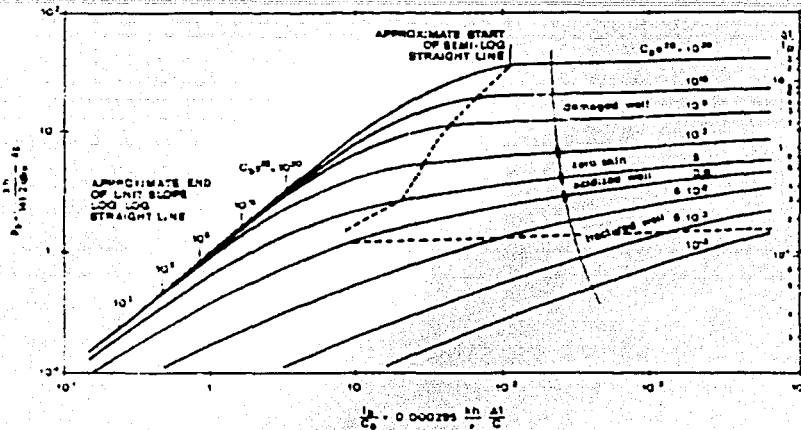


Figura A.2 Gráfica de Gringarten, y cols.⁵⁴

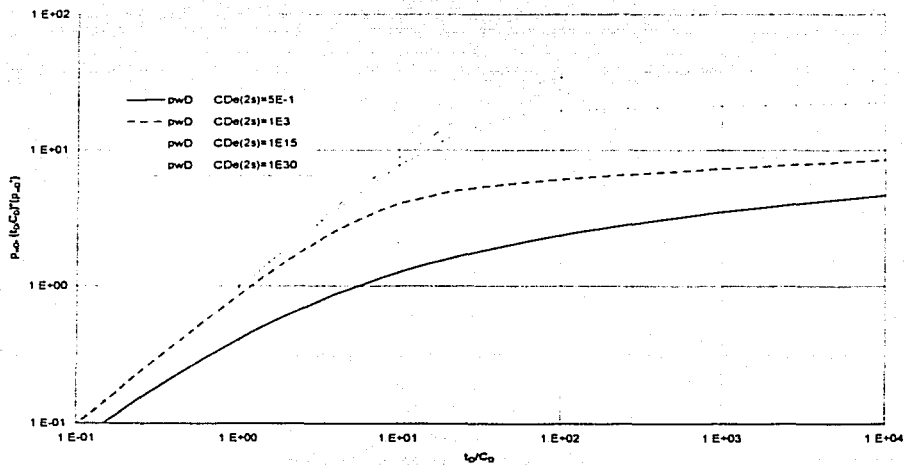
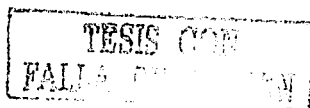


Figura A.3 Gráfica de Gringarten y cols.⁵⁴
(valores reproducidos con el programa de cómputo).



Guerra⁵⁵

Guerra⁵⁵ dentro de su tesis realizó una revisión del modelo de flujo para yacimientos naturalmente fracturados publicado por Warren y Root³⁵. Estos autores presentaron la solución de caída de presión en las fracturas en el espacio de Laplace, para un yacimiento infinito con presión inicial uniforme y producción a gasto constante.

$$p_{wd}(z) = \frac{K_o(-zf(z))}{zf(z)K_i(-zf(z))}, \quad (\text{A.6})$$

donde

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda}{(1-\omega)z + \lambda}. \quad (\text{A.7})$$

En la figura A.4 se presentan el comportamiento de presión, p_{wd} , y de la función derivada, $t_D(p_{wd}')$, obtenidos para un valor de $\omega=1 \times 10^{-1}$ y $\lambda=1 \times 10^{-3}$, 1×10^{-6} , 1×10^{-9} , por medio del programa de cómputo. En la inversión numérica de p_{wd} y de $t_D(p_{wd}')$ se utilizó un valor de $N = 10$. Se observó una buena reproducción de las gráficas que fueron presentados por Guerra⁵⁵, quien utilizó un valor de $N = 10$.

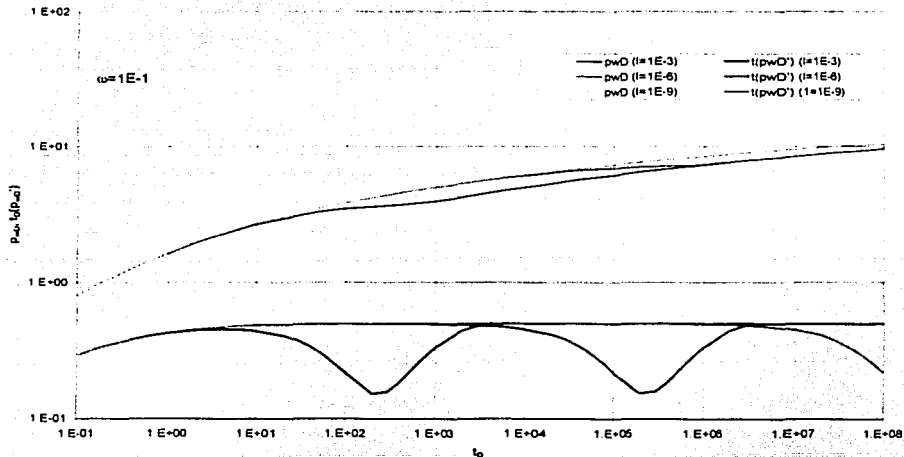


Figura A.4 Respuestas de presión y de la función derivada de presión para un yacimiento naturalmente fracturado, para condiciones de transferencia de matriz-fractura variable (λ), y capacidad de almacenamiento de las fracturas (ω) constante.

TESIS CON
FALLA DE ORDEN

Apéndice B: Solución en el espacio de Laplace, para un yacimiento homogéneo bajo el efecto de redistribución de fases.

La ecuación general de la solución analítica, en el espacio de Laplace, para un yacimiento homogéneo bajo el efecto de redistribución de fases es la siguiente²⁸:

$$L\{p_{uD}\} = \frac{[zL\{p_D\} + s] \left\{ 1 + C_D z^{-2} L\{p_{uD}\} \right\}}{z [1 + C_D z^{-2} (zL\{p_D\} + s)]}, \quad (\text{B.1})$$

donde $L\{p_D\}$ representa la solución del tipo de yacimiento en el espacio de Laplace, pudiendo utilizar la solución presentada por van Everdingen y Hurst²⁹ para el caso de un yacimiento homogéneo.

$$L\{p_D\} = \frac{K_0\left(\frac{z}{z^2}\right)}{z^2 K_1\left(\frac{z}{z^2}\right)}. \quad (\text{B.2})$$

Mientras que $L\{p_{uD}\}$ representa el modelo de redistribución de fases en el espacio de Laplace, existiendo en la literatura dos tipos principales:

Función exponencial²⁸:

$$L\{p_{uD}\} = \frac{C_{uD}}{z} - \frac{C_{uD}}{z + \frac{C_D - C_{uD}}{C_{uD} C_D C_D}}; \quad (\text{B.3})$$

Función error³³:

$$L\{p_{uD}\} = \frac{C_{uD}}{z} e^{C_{uD} C_D z^{-2}} \operatorname{erfc}\left[\frac{z(C_D - C_{uD})}{z} \right] / \left[\pi(C_D - C_{uD}) \right]; \quad (\text{B.4})$$

La solución en el espacio de Laplace para un yacimiento homogéneo bajo el efecto de redistribución de fases (función exponencial), se obtiene sustituyendo las ecuaciones B.2 y B.3 en B.1, obteniéndose:

$$L\{p_{uD}\} = \frac{\left[\frac{K_0\left(\frac{z}{z^2}\right)}{z^2 K_1\left(\frac{z}{z^2}\right)} + s \right] \left\{ 1 + C_D C_{uD} z^{-2} \left[\frac{1}{z} - \frac{1}{z + \frac{C_D - C_{uD}}{C_{uD} C_D C_D}} \right] \right\}}{z \left\{ 1 + C_D z^{-2} \left[\frac{K_0\left(\frac{z}{z^2}\right)}{z^2 K_1\left(\frac{z}{z^2}\right)} + s \right] \right\}}. \quad (\text{B.5})$$

La solución en el espacio de Laplace para un yacimiento homogéneo bajo el efecto de redistribución de fases (función error), se tiene sustituyendo las ecuaciones B.2 y B.4 en B.1, resultando:

$$L\{p_{wD}\} = \frac{\left[\frac{K_0(\bar{z})}{z^{1/2} K_1(\bar{z})} + s \right] \left\{ 1 + C_D z C_{\omega D} e^{C_{\omega D}^2 C_{\omega}^2 C_D^2 z^2} \left[\pi(C_D - C_{\omega D}) \right] \operatorname{erfc} \left\{ C_{\omega D} C_{\omega D} C_D z \left[\pi(C_D - C_{\omega D}) \right] \right\} \right\}}{z \left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(\bar{z})}{z^{1/2} K_1(\bar{z})} + s \right] \right\}} \quad (\text{B.6})$$

La derivada de las soluciones B.5 y B.6 se obtiene mediante la siguiente propiedad de la transformada de Laplace⁴⁷,

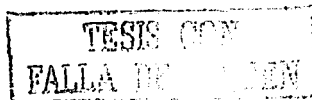
$$L\{p_{wD}'\} = z * L\{p_{wD}\} - p_{wD}(0)$$

Considerando que $p_{wD}(0) = 0$, siendo esta una forma equivalente de expresar la condición inicial $p_D(r_D, 0) = 0$ establecida en las referencias 39 y 40, entonces la derivada de las ecuaciones B.5 y B.6 se expresan en la forma siguiente:

$$L\{p_{wD}'\} = \frac{\left[\frac{K_0(\bar{z})}{z^{1/2} K_1(\bar{z})} + s \right] \left\{ 1 + C_D C_{\omega D} z^2 \left[\frac{1}{z} - \frac{1}{z + \frac{(C_D - C_{\omega D})}{C_{\omega D} C_{\omega D} C_D}} \right] \right\}}{\left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(\bar{z})}{z^{1/2} K_1(\bar{z})} + s \right] \right\}} \quad (\text{B.7})$$

$$L\{p_{wD}'\} = \frac{\left[\frac{K_0(\bar{z})}{z^{1/2} K_1(\bar{z})} + s \right] \left\{ 1 + C_D z C_{\omega D} e^{C_{\omega D}^2 C_{\omega}^2 C_D^2 z^2} \left[\pi(C_D - C_{\omega D}) \right] \operatorname{erfc} \left\{ C_{\omega D} C_{\omega D} C_D z \left[\pi(C_D - C_{\omega D}) \right] \right\} \right\}}{\left\{ 1 + C_D z \left[\frac{K_0(\bar{z})}{z^{1/2} K_1(\bar{z})} + s \right] \right\}} \quad (\text{B.8})$$

respectivamente.



Apéndice C: Justificación del uso de curvas tipo desarrolladas para decrementos, para datos de pruebas de incremento.

Las curvas tipo desarrolladas en el capítulo III para el problema de redistribución de fases representan soluciones para pruebas de decremento de presión. Sin embargo, físicamente, el efecto de redistribución de fases como fue modelado por Fair²⁸ y Hegeman y cols.³³ ocurre solamente durante el cierre (incremento). Como fue discutido por Fair²⁸, la respuesta de presión durante el incremento puede obtenerse mediante superposición. Definiendo la presión adimensional durante el incremento, p_{Ds} , mediante

$$p_{Ds} = \frac{kh(p_i - p_{ws})}{141.2qB\mu} \quad (C.1)$$

en donde p_{ws} representa la presión durante el cierre. Mediante superposición se puede demostrar que

$$p_{Ds} = \frac{kh(p_i - p_{ws})}{141.2qB\mu} = p_{wD}[(t + \Delta t)_D, C_{oD} = 0] - p_{wD}(\Delta t)_D \quad (C.2)$$

en donde t representa el tiempo de producción, Δt el tiempo de cierre, y la primera solución de presión adimensional del lado derecho de la ecuación C.2 representa la solución de Fair²⁸ para decremento para el caso en donde $C_{oD}=0$ ($p_{oD}=0$) – esto es, la solución para decremento de Agarwal y cols.³⁰. En la ecuación C.2, $p_{wD}(\Delta t)_D$ representa la solución de Fair²⁸ de redistribución de fases para decrementos. Si p_{ws} representa la presión fluyente al instante del cierre, se puede demostrar, mediante superposición, que

$$p_{Ds} = \frac{kh(p_{ws} - p_{wh})}{141.2qB\mu} = p_{wD}(t_D, C_{oD} = 0) - p_{wD}[(t + \Delta t)_D, C_{oD} = 0] + p_{wD}(\Delta t)_D \quad (C.3)$$

en donde $p_{wD}(t_D, C_{oD}=0)$ representa la solución de Agarwal y cols.³⁰ para un pozo con almacenamiento y daño. Los resultados de las referencias 28 y 30 indican que para valores suficientemente grandes de t_D y Δt_D , ambas soluciones de p_{wD} del lado derecho de la ecuación C.2 estarán dadas por la ecuación semilogarítmica. En este caso, la ecuación C.2 puede escribirse como

$$p_{Ds} = \frac{kh(p_i - p_{ws})}{141.2qB\mu} = 1.1511 \log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (C.4)$$

Para condiciones en que es válida la ecuación C.4, los datos de pruebas de incremento de presión pueden graficarse en una gráfica de Horner y analizarse mediante técnicas semilogarítmicas.

Si el tiempo de producción es suficientemente grande, tal que $t + \Delta t = t$, la ecuación C.3 puede aproximarse mediante

$$\bar{p}_{D_n} = \frac{kh(p_{wy} - p_{wR})}{141.2qB\mu} = p_{wD}(\Delta I_D) \quad (C.5)$$

La ecuación C.5 proporciona las bases para utilizar la solución de Fair²⁸ para decrementos para analizar datos de incremento de presión, bajo el efecto de redistribución de fases.

La teoría anteriormente presentada puede aplicarse también al caso del modelo presentado por Hegeman y col³³.

