

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **DESARROLLO DE UN PROGRAMA COMPUTARIZADO PARA LA SOLUCIÓN DE ECUACIONES ADIMENSIONALES QUE DESCRIBAN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN O LA TASA DE FLUJO MONOFÁSICO DE UNO O VARIOS POZOS PRODUCIENDO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jehovah Sorondo.

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo.  
Por el Br. Hámilton Zambrano.

Caracas, mayo 2003

## DEDICATORIA

*A Dios, por darme la vida y las fuerzas para levantarme cada vez que he caído.*

*A mi mamá por comprenderme, demostrarme su amor y apoyarme en todo momento, aun en situaciones en las cuales no creí merecerlo.*

*A mi papá por su apoyo incondicional, por depositar su confianza en mi capacidad para lograr mis objetivos y por enseñarme el valor del trabajo fuerte y constante.*

*A Emily y Jorge por estar a mi lado y tender su mano para ayudarme cuando lo necesite.*

*Al resto de mi familia por mostrarse siempre afectuosos y por la ayuda que me han prestado en las pocas ocasiones que podemos encontrarnos.*

## AGRADECIMIENTOS

A la ingeniero Jehová Sorondo por estar dispuesta a dedicar parte de su valioso tiempo a este trabajo, tiempo que hubiese podido dedicar a enfrentar la situación difícil que por estos días enfrenta gran cantidad de los profesionales de la industria petrolera venezolana.

Al profesor Adafel Rincón por su comprensión, por estar presto a atenderme en las ocasiones que lo requerí y por soportar a este tesista poco convencional.

A los tres temas de tesis que comencé a desarrollar (y no terminé), antes de poder terminar el que se presenta a continuación (gracias a Dios, al fin).

A mi madre y a mi padre por ayudarme durante toda mi vida, enseñarme tantas lecciones, comprender todos los errores que he cometido y por no abandonarme durante el largo camino.

A Emily y Jorge por los buenos momentos compartidos y por enseñarme la importancia de tener hermanos.

A mis amigas y amigos, Yoslery “chosle” Díaz , Yamel “chamel” García, Sonia “la prima” Zambrano, Cesar “el maestro” Pabón, Cristian Díaz, Daniel “Ali” Trejo, Alberto Böckh y Juan “peca’s” Peñaranda por hacerme sentir como en familia durante mi estadía en la universidad y por ofrecerme sus valiosos consejos (debí haberles prestado más atención).

A los profesores de la Escuela de Petróleo por no limitarse a proporcionarme los conocimientos técnicos, sino también el consejo oportuno cuando tuvieron la oportunidad.

A todos aquellos que no menciono pero que de alguna forma colaboraron para que cumpliera mi deseo de finalizar este trabajo de grado.

Zambrano Hamilton A.

## DESARROLLO DE UN PROGRAMA COMPUTARIZADO PARA LA SOLUCIÓN DE ECUACIONES ADIMENSIONALES QUE DESCRIBAN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN O LA TASA DE FLUJO MONOFÁSICO DE UNO O VARIOS POZOS PRODUCIENDO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Tutor Académico: Dr. Adafel Rincón, Tutor Industrial: Ing. Jehovah Sorondo. Tesis. Caracas, U.C.V.

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2003, 210 p.

**Palabras claves:** Fracturas, Yacimiento Naturalmente Fracturado, Restauración de presión, Declinación de presión, Interferencia de presión, Declinación de la tasa de flujo.

**Resumen.** La presencia de dos sistemas de porosidad en un yacimiento naturalmente fracturado da lugar a un comportamiento de producción distinto al observado en yacimientos matriciales con similares características, debido a la interacción que se produce entre tales sistemas: matriz y fracturas. La caracterización dinámica de este tipo de yacimientos tiene como objetivo determinar la forma en la cual interactúan el sistema de fracturas y la matriz, y en consecuencia, el impacto sobre el recobro que tiene el sistema de fracturas. Una herramienta de gran utilidad dentro del proceso de caracterización dinámica son las pruebas de pozos. En este trabajo se desarrolló un programa que permite analizar pruebas de pozos que drenan yacimientos naturalmente fracturados, bien sea pruebas en las cuales se registra la presión a tasa de flujo constante, ó pruebas donde se registra la tasa de flujo a presión constante. La función del programa es invertir numéricamente las soluciones a las ecuaciones que describen el flujo de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado, las cuales se encuentran en el espacio de Laplace, mediante el método de Steffest. De igual forma se explicó la metodología a seguir para la determinación de los parámetros que caracterizan a este tipo de yacimientos, es decir, la capacidad de almacenamiento,  $\omega$ , y el factor de flujo entre porosidades,  $\lambda$ , mediante el uso de las curvas tipo generadas para pruebas de declinación de presión, interferencia de presión y declinación de la tasa de flujo. El parámetro  $\omega$  determina la importancia que revisten la matriz y las fracturas en lo referente a la distribución de las reservas, y el parámetro  $\lambda$  determina la facilidad con la cual son expulsados los fluidos de la matriz a causa del gradiente de presión establecido con las fracturas. Por lo tanto, ellos caracterizan la desviación del comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado con respecto al comportamiento de un yacimiento matricial.

## INDICE GENERAL

	Pág.
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xvi
NOMENCLATURA	xvii
1. INTRODUCCIÓN	1
2. DEFINICIÓN DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	2
2.1 Características del comportamiento de producción de yacimientos naturalmente fracturados	3
2.1.1 Ausencia de zona de transición	3
2.1.2 Factibilidad de encontrar propiedades PVT constantes con la profundidad	4
2.1.3 La caída de presión alrededor de un pozo productor es pequeña para altas tasas de producción	4
2.1.4 Capa de gas en la red de fracturas	4
2.1.5 Declinación de Presión	5
2.1.6 Relación Gas- Petróleo	5
2.1.7 Relación Agua-Petróleo	6
3. ORIGEN DEL SISTEMA DE FRACTURAS NATURALES	7
3.1 Clasificación de fracturas según el estado de esfuerzos que las originó	7
3.1.1 Fracturas por Corte	8
3.1.2 Fracturas por Extensión	8
3.1.3 Fracturas por Tensión	9
3.2 Clasificación Geológica	9
3.2.1 Fracturas tectónicas	10
3.2.1.1 Sistemas de fracturas relacionados con fallas	10
3.2.1.2 Sistemas de fracturas relacionados con pliegues	11
3.2.2 Fracturas Regionales	13
3.2.3 Fracturas contraccionales	14
3.2.3.1 Fracturas por desecación	14
3.2.3.2 Fracturas por sinéresis	14
3.2.3.3 Fracturas por contracción térmica	15

3.2.3.4	Fracturas por cambio de fase mineral	16
3.2.3.5	Fracturas relacionadas con superficies	16
3.2.3.6	Fracturas generadas en ambientes de baja actividad estructural	17
4.	CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	18
4.1	Caracterización estática del sistema de fracturas	19
4.1.1	Morfología de las fracturas	19
4.1.1.1	Fracturas abiertas	20
4.1.1.2	Fracturas deformadas	21
4.1.1.2.1	Bandas de deformación	21
4.1.1.2.2	Espejo de falla	22
4.1.1.3	Fracturas mineralizadas	23
4.1.1.3.1	Fracturas completamente mineralizadas	25
4.1.1.3.2	Fracturas con relleno mineral incompleto	25
4.1.1.4	Vugas	25
4.1.1.5	Influencia de la morfología de las fracturas en la expulsión de fluidos de la matriz	26
4.1.1.5.1	Flujo cruzado desinhibido	26
4.1.1.5.2	Flujo cruzado inhibido	27
4.1.2	Porosidad de las fracturas	29
4.1.2.1	Importancia de la porosidad de la fractura	31
4.1.2.2	Porosidad de sistemas de fracturas ideales	31
4.1.2.3	Estimaciones de porosidad de la fractura	34
4.1.2.3.1	Análisis de núcleos	34
4.1.2.3.2	Determinación en campo y laboratorio	35
4.1.2.3.3	Registros	36
4.1.2.3.4	Pruebas de presión	36
4.1.3	Espesor de fracturas	36
4.1.3.1	Apertura Hidráulica	38
4.1.4	Orientación del sistemas de fracturas	41
4.1.5	Densidad e intensidad de fracturamiento	44
4.1.5.1	Magnitud y forma del bloque	48
4.1.5.2	Evaluación cualitativa a través de la intensidad de fracturamiento	51
4.1.5.3	Parámetros geológicos que influyen sobre la intensidad de fracturamiento	51
4.1.5.3.1	Composición	52

4.1.5.3.2 Porosidad	52
4.1.5.3.3 Tamaño de grano	52
4.1.5.3.4 Espesor de la capa	52
4.1.6 Distribución de fracturas en el yacimiento	52
4.2 Caracterización dinámica del sistema de fracturas	54
4.2.1 Permeabilidad de las fracturas estimada de forma empírica	54
4.2.2 Permeabilidad de sistemas de fracturas ortogonales ideales	57
4.2.2.1 Permeabilidad intrínseca de una fractura	57
4.2.2.2 Permeabilidad de un sistema de fracturas	59
4.2.3 Flujo multifásico en yacimientos fracturados	61
4.2.3.1 Agua y petróleo, matriz mojada por petróleo	63
4.2.3.2 Agua y petróleo, matriz mojada por agua	63
4.2.3.3 Gas y petróleo	63
4.2.4 Caracterización dinámica mediante pruebas de presión	64
4.2.4.1 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados según la interacción matriz-fracturas	67
5 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE POZOS	71
5.1 Pruebas de presión básicas	71
5.1.1 Declinación de presión	71
5.1.1.1 Flujo Transitorio	71
5.1.1.2 Flujo Semiesticionario	71
5.1.1.3 Flujo estacionario	72
5.1.2 Restauración de presión	72
5.1.3 Pruebas de Interferencia	73
5.2 Factores que afectan el comportamiento ideal de una prueba de presión	74
5.2.1 Almacenamiento	74
5.2.2 Factor de Daño	75
5.2.3 Límites externos y discontinuidades	76
5.2.4 Tasa variable	76
5.2.5 Tiempo de producción previo a una restauración de presión	78
5.3 Análisis de pruebas de presión	84
5.3.1 Curvas tipo	84
5.3.2 Gráficos especializados	86

5.3.3 Derivada de la presión	87
6. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	93
6.1 Métodos consideración para la interpretación	93
6.2 Comportamiento de Presión a Tasa de Producción Constante	100
6.2.1 Ecuaciones diferenciales parciales	100
6.2.1.1 Condiciones de estado pseudo estacionario	102
6.2.1.2 Condiciones de flujo transitorio	103
6.2.1.3 Condiciones iniciales	103
6.2.1.4 Ecuaciones en el espacio de Laplace para flujo pseudo estacionario entre porosidades	104
6.2.1.5 Ecuaciones en el espacio de Laplace para flujo transitorio entre porosidades	105
6.2.1.6 Soluciones adimensionales para la presión de fondo de pozo	106
6.3 Análisis de pruebas de Restauración de Presión	107
6.3.1 Gráfico de Horner	107
6.3.2 Método extendido de Muskat	109
6.3.3 Consideraciones de Campo	112
6.4 Análisis de pruebas de interferencia a tasa de producción constante	113
6.5 Análisis de declinación de la tasa de flujo a presión de producción constante	115
6.5.1 Ecuaciones diferenciales parciales	115
6.5.2 Método de solución	117
6.5.3 Soluciones para la tasa	117
6.5.3.1 Extensión lateral infinita	118
6.5.3.2 Frontera externa cerrada	119
6.5.4 Aproximaciones de tiempo temprano	121
6.5.5 Aproximaciones de Tiempo Tardío	122
7. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA	124
7.1 Algoritmo de inversión numérica	124
7.2 Lenguaje de programación	126
7.3 Interfase gráfica	126
7.3.1 Módulo para generación de curvas tipo	128

7.3.2	Modulo para generación de comportamiento Ideal	129
7.3.3	Módulo para generación de pruebas sintéticas	130
7.3.4	Módulo para generación de gráficos semilog	130
7.3.5	Módulo para ingreso de datos	131
8.	METODOLOGÍA DE USO DEL PROGRAMA PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE POZOS	132
8.1	Curvas tipo	132
8.1.1	Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades	132
8.1.1.1	Interpretación de datos de pruebas de restauración de presión	138
8.1.2	Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades	142
8.1.3	Curvas tipo Omega	146
8.1.4	Curvas tipo de la Razón Presión-Derivada de la Presión (RPD)	149
8.1.5	Curva tipo para interferencia de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades	153
8.1.6	Curva tipo para interferencia de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades	156
8.1.7	Curvas tipo para el análisis de pruebas de declinación de la tasa de flujo	160
8.2	Comportamiento Ideal	166
8.2.1	Declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades	166
8.2.2	Declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico	168
8.2.3	Declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato	170
8.2.4	Restauración de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades	171
8.2.5	Restauración de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloques esférico y con forma de estrato	173
8.2.6	Curvas de capacidad de almacenamiento Omega	174
8.2.7	Curvas de la razón presión-derivada de la presión (RPD)	175
8.2.8	Interferencia de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades	177
8.2.9	Interferencia de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloques esférico o con forma de estrato	178
8.2.10	Curvas de Interferencia de Presión, pozo "activo" cerrado	179
8.2.11	Curva de declinación de la tasa de flujo, flujo pseudo estacionario entre porosidades	180
8.3	Pruebas sintéticas	182

8.4 Gráfico semilog	185
8.5 Ingreso de datos	185
8.5.1 Declinación de presión	186
8.5.2 Restauración de presión, tiempo efectivo de Agarwal	188
8.5.3 Restauración de presión	189
8.5.4 Declinación con tasas variables	189
8.5.5 Restauración de presión con historia de tasas durante el período de flujo previo	190
9. CONCLUSIONES	191
10. RECOMENDACIONES	192
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	193
12. GLOSARIO	195
12. APÉNDICES	199
APÉNDICE A. CURVAS TIPO	199
APÉNDICE B. RELACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS DE LAS FRACTURAS	210
APÉNDICE C. ALGORITMO TIPO PARA INVERSIÓN NUMÉRICA DE TRANSFORMADAS DE LAPLACE	214

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 2.1. Variación de la declinación de presión versus el recobro	5
Figura 2.2. Relación gas-petróleo versus el recobro	6
Figura 2.3. Corte de agua de un yacimiento naturalmente fracturado	6
Figura 2.4. Corte agua de un yacimiento matricial	6
Figura 3.1. Planos de fracturas desarrollados en pruebas de compresión de laboratorios	8
Figura 3.2. Diagrama de rosa de las fracturas asociadas con fallamiento	10
Figura 3.3. Generalización de los sistemas de fracturas relacionadas a pliegues	11
Figura 3.4. Fracturas por desecación	15
Figura 4.1. Permeabilidad 3-D asociada con una fractura abierta	20
Figura 4.2. Manchas de óxido sobre las fracturas provocadas por el flujo de aguas subterráneas	21
Figura 4.3. Banda de deformación observada en una sección fina	23
Figura 4.4. Permeabilidad 3-D asociada con fracturas mineralizadas	23
Figura 4.5. Fractura real con mineralización incompleta	24
Figura 4.6. Fractura completamente mineralizada observada en una sección fina	24
Figura 4.7. Fotografía microscópica de una fractura que presenta buena comunicación con la matriz	26
Figura 4.8. Fotografía microscópica de una fractura que presenta una comunicación con la matriz deficiente	27
Figura 4.9. Efecto de la interacción matriz fractura sobre la permeabilidad del núcleo	28
Figura 4.10. Influencia del tamaño y posición de la muestra sobre la porosidad de las fracturas	30
Figura 4.11. Redes de fracturas ortogonales ideales	32
Figura 4.12. Definición de porosidad de fractura	32
Figura 4.13. Relación entre la porosidad y el espesor de la fractura para bloques con lados de 1cm	33
Figura 4.14. Relación entre la porosidad y el espesor de la fractura para bloques con lados de 4 cm	33
Figura 4.15. Relación entre la porosidad y el tamaño del bloque para fracturas de 200 micrones de espesor	34
Figura 4.16. Porosidad de fractura como función de el espesor y el espaciamento	35
Figura 4.17. Diagramas hipotéticos de frecuencia de fracturas naturales	38
Figura 4.18. Esquema de fractura ideal	39
Figura 4.19. Efecto de la distribución del espesor sobre la apertura hidráulica	40
Figura 4.20. Fracturas naturales interceptadas por un pozo horizontal	42
Figura 4.21. Anisotropía de permeabilidad creada por la orientación de las fracturas	42
Figura 4.22. Diagrama de Rosa	43
Figura 4.23. Imagen de fracturas obtenida con los registros acústico(izquierda) y de resistividad (derecha)	44
Figura 4.24. Predominancia de sistemas de fracturas e intensidad de fracturamiento	45

Figura 4.25. Densidad de fracturas verticales (izquierda) y horizontales (derecha)	47
Figura 4.26. Bloques de matriz que resultan de la intersección de sistemas de fracturas ortogonales	50
Figura 4.27. Diagrama de los recorridos óptimos de un pozo horizontal que penetra un anticlinal	53
Figura 4.28. Bloque de matriz que contiene dos fracturas	57
Figura 4.29. Bloque con múltiples fracturas horizontales paralelas	59
Figura 4.30. Bloques de matriz con geometría simple	60
Figura 4.31. Sudación de un bloque de matriz	62
Figura 4.32. Representación gráfica de la clasificación de yacimientos	67
Figura 4.33. Curvas de permeabilidad relativa del yacimiento tipo II, A y B	69
Figura 4.34. Curvas de presión capilar del yacimiento tipo II, A y B	70
Figura 5.1. Declinación de la presión de fondo de un yacimiento circular cerrado a tasa de flujo constante	71
Figura 5.2. Cambio del perfil de la presión a través del tiempo a tasa de flujo constante	72
Figura 5.3. Restauración de presión en un yacimiento ideal	73
Figura 5.4. Comportamiento de la tasa de flujo a nivel de formación y fondo de pozo después del cierre	74
Figura 5.5. Efecto de llenado del pozo.	75
Figura 5.6. Distribución de la presión en un yacimiento con daño	76
Figura 5.7. Historia de presión y producción de un pozo que ha producido a dos tasas	77
Figura 5.8. Restauración de presión a tasa constante posterior a un periodo de producción $t_p$	79
Figura 5.9. Restauración de presión a tasa constante para periodo de producción $t_p$ sucesivos	81
Figura 5.10. Diferencial de presión de restauración para varios periodos de producción	82
Figura 5.11. Gráfico semilog de curvas tipo para restauración normalizadas, yacimiento infinito, $S=0$ , $C_D=0$	82
Figura 5.12. Esquema de prueba llevada a cabo a múltiples tasas	83
Figura 5.14. Gráfico especializado	86
Figura 5.15. Curva tipo para declinación de presión en un pozo con almacenamiento y daño	88
Figura 5.16. Curva tipo de la derivada de la presión	89
Figura 5.17. Pendiente de la recta desarrollada por la derivada de la presión en un gráfico log-log	91
Figura 6.1. Idealización de un yacimiento naturalmente fracturado	94
Figura 6.2. Soluciones adimensionales de la presión como función del tiempo para varios valores de $\omega$ y $\lambda$	96
Figura 6.3. Gráfico de Horner de soluciones de presión para varios valores de $\omega$ , $\lambda = 5 \cdot 10^{-6}$	96
Figura 6.4. Gráfico de Horner de soluciones de presión para varios valores de $\omega$ , $\lambda = 5 \cdot 10^{-9}$	97
Figura 6.5. Idealización de un yacimiento fracturado propuesta por De Swaan	97
Figura 6.6. Soluciones para la declinación de presión de un pozo que drena un yacimiento infinito	106
Figura 6.7. Gráfico tipo Horner que muestra la influencia del almacenamiento sobre la recta inicial	108
Figura 6.8. Gráfico tipo Horner para varias soluciones variando el tiempo de producción	110

Figura 6.9. Comportamiento de la presión observado en un gráfico semilog	113
Figura 6.10. Solución para la presión adimensional durante una prueba de interferencia	114
Figura 6.11. Soluciones adimensionales para la declinación de la tasa, yacimiento infinito	118
Figura 6.12. Soluciones adimensionales para la declinación de la tasa, yacimiento cerrado	120
Figura 6.13. Comparación entre las soluciones para la tasa de flujo de yacimientos matriciales y fracturados	121
Figura 7.1. Interfaz gráfica del programa	127
Figura 7.2. Módulo para generación de curvas tipo	128
Figura 7.3. Módulo para la generación de comportamiento ideal	129
Figura 7.4. Módulo para la generación de pruebas sintéticas	130
Figura 7.5. Módulo para la generación de gráficos semilog	130
Figura 7.6. Módulo para ingreso de datos	131
Figura 8.1. Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades	132
Figura 8.2. Ejemplo de cotejo de datos de una prueba de declinación de presión, flujo pseudo estacionario	136
Figura 8.3. Análisis con gráfico semilog para pruebas de declinación	137
Figura 8.4. Gráfico semilogarítmico de presión versus tiempo efectivo para análisis de pruebas de restauración	139
Figura 8.5. Cotejo de pruebas de restauración con curvas tipo para declinación de presión	140
Figura 8.6. Gráfico de Horner para análisis de pruebas de restauración de presión	141
Figura 8.7. Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades	142
Figura 8.8. Ejemplo de cotejo de datos de una prueba de declinación de presión, flujo transitorio	145
Figura 8.9. Identificación de la recta de transición en un gráfico semilog para el caso de flujo transitorio	146
Figura 8.10. Curva tipo Omega, flujo pseudo estacionario entre porosidades	146
Figura 8.11. Curva tipo Omega, flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico	147
Figura 8.12. Curva tipo Omega, flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato	147
Figura 8.13. Identificación de heterogeneidades según la forma de la derivada de la presión	148
Figura 8.14. Cotejo idealizado de datos de presión con la curva tipo Omega para flujo transitorio, bloque esférico	149
Figura 8.15. Curva tipo de la razón presión-derivada de la presión, flujo pseudo estacionario entre porosidades	149
Figura 8.16. Curva tipo de la razón presión-derivada de la presión, flujo transitorio, bloque esférico	150
Figura 8.17. Curva tipo de la razón presión-derivada de la presión, flujo transitorio, bloque esférico	150
Figura 8.18. Cotejo idealizado de datos de presión con la curva tipo RPD para flujo pseudo estacionario	152
Figura 8.19. Curva tipo para análisis de pruebas de interferencia, flujo pseudo estacionario entre porosidades	153

Figura 8.20. Cotejo idealizado con curva tipo para análisis de pruebas de interferencia, flujo pseudo estacionario	154
Figura 8.21. Curva tipo para análisis de pruebas de interferencia, flujo transitorio entre porosidades	156
Figura 8.22. Gráfico semilog para análisis de pruebas de interferencia	159
Figura 8.23. Curvas tipo para el análisis de pruebas de declinación de la tasa de flujo	160
Figura 8.24. Influencia del valor de la capacidad de almacenamiento sobre el comportamiento de la tasa	161
Figura 8.25. Influencia del valor del factor de flujo entre porosidades sobre el comportamiento de la tasa	162
Figura 8.27. Identificación del valor del radio adimensional del yacimiento	164
Figura 8.28. Cotejo del comportamiento de la tasa cuando se siente en primer lugar el efecto de las fronteras	165
Figura 8.29. Identificación de los valores del radio adimensional y el factor de flujo entre porosidades	165
Figura 8.30. Cuadro para la introducción de datos de pruebas de declinación de presión	166
Figura 8.31. Influencia del valor de la capacidad de almacenamiento sobre la derivada de la presión	167
Figura 8.32. Influencia del valor del valor del factor de flujo entre porosidades sobre la derivada de la presión	168
Figura 8.33. Influencia del valor de $\omega$ sobre la derivada de la presión, flujo transitorio entre porosidades	169
Figura 8.34. Influencia del valor de $\lambda$ sobre la derivada de la presión, flujo transitorio entre porosidades	169
Figura 8.35. Comparación de la forma de la derivada generada por los distintos tipos de geometrías de bloque	170
Figura 8.36. Cuadro para ingreso del tiempo de producción previo a la restauración de presión	171
Figura 8.37. Pruebas de declinación de presión detenidas a distintos tiempos de producción	171
Figura 8.38. Pruebas de restauración de presión para distintos tiempos de producción previos	172
Figura 8.39. Pruebas de declinación de presión para varios tiempos de producción, flujo transitorio	173
Figura 8.40. Pruebas de restauración de presión para varios tiempos de producción, flujo transitorio	174
Figura 8.41. Cotejo con una curva de capacidad de almacenamiento generada con un valor específico de $\omega$	175
Figura 8.42. Cuadro para el ingreso del valor de la capacidad de almacenamiento	175
Figura 8.43. Cotejo con una curva RPD generada con un valor específico de $\lambda C_D / (1 - \omega) \omega$	176
Figura 8.44. Cuadro de ingreso de datos para generar el comportamiento de presión en pruebas de interferencia	177
Figura 8.45. Cotejo una curva para interferencia de presión generada con valores específicos de $\omega$ , $\lambda$ y $r_{eD}$	177
Figura 8.46. Cotejos con curvas generadas para interferencia de presión, flujo transitorio entre porosidades	178
Figura 8.47. Curva para interferencia de presión generada para condiciones de restauración, dependiente de $t_p$	179
Figura 8.48. Curvas generadas para declinación de la tasa de flujo	180

Figura 8.49. Comportamiento aparente de la tasa de flujo de un yacimiento matricial	181
Figura 8.50. Comportamiento de la tasa de flujo de un yacimiento naturalmente fracturado	182
Figura 8.51. Rango de $p_D$ en el cual los cambios de presión son leves	183
Figura 8.52. Prueba de declinación sintética generada para flujo pseudo estacionario entre porosidades	183
Figura 8.53. Comportamiento de la RPD asociada a la prueba mostrada en la figura 8.52	184
Figura 8.54. Comportamiento sintético de declinación de la tasa de flujo generado	184
Figura 8.55. Ajuste de recta a una conjunto de datos en un gráfico semilog	185
Figura 8.56. Calculo de los diferenciales para el cálculo de la derivada	186
Figura 8.57. Influencia del número de puntos tomados para el cálculo diferencial sobre la derivada	187
Figura 8.58. Cuadro de ingreso de datos de pruebas reales de declinación de presión	188
Figura 8.59. Cuadro de ingreso del tiempo de producción previo a una prueba de restauración real	188
Figura 8.60. Cuadro de ingreso de diálogo para pruebas de declinación a tasa variable	190
Figura A.1. Curva Tipo para análisis de Pruebas de Declinación de Presión. Modelo de Flujo Pseudo Estacionario	195
Figura A.2. Curva Tipo para análisis de Pruebas de Declinación de Presión. Modelo de Flujo Transitorio	196
Figura A.3. Curva Tipo Omega. Modelo de Flujo Pseudo Estacionario	197
Figura A.4. Curva Tipo Omega. Modelo de Flujo Transitorio. Geometría Esférica	198
Figura A.5. Curva Tipo Omega. Modelo de Flujo Transitorio. Bloque con forma de estrato	199
Figura A.6. Curva Tipo RPD. Modelo de Flujo Pseudo Estacionario	200
Figura A.7. Curva Tipo RPD. Modelo de Flujo Transitorio. Bloque Esférico	201
Figura A.8. Curva Tipo RPD. Modelo de Flujo Transitorio. Bloque con forma de estrato	202
Figura A.9. Curva Tipo para Pruebas de Interferencia de Presión. Modelo de Flujo Pseudo Estacionario	203
Figura A.10. Curva Tipo para Pruebas de Interferencia de Presión. Modelo de Flujo Transitorio	204
Figura A.11. Curva Tipo para Pruebas de la Tasa de Flujo	205
Figura B.1 Relación entre la permeabilidad de la fractura $k_f$ , porosidad de la fractura $\phi_f$ , espesor de la fractura $b$ y dimensión de la matriz $a$	206
Figura B.2 Relación entre la permeabilidad de la fractura $k_f$ , porosidad de la fractura $\phi_f$ , espesor de la fractura $b$ y dimensión de la matriz $a$	207
Figura B.3 Relación entre la permeabilidad de la fractura $k_f$ , porosidad de la fractura $\phi_f$ , espesor de la fractura $b$ y dimensión de la matriz $a$	208
Figura B.4 Relación entre la permeabilidad de la fractura $k_f$ , porosidad de la fractura $\phi_f$ , espesor de la fractura $b$ y dimensión de la matriz $a$	209

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1. Clasificación de fracturas según criterios de ocurrencia experimental y natural	7
Tabla 3.2. Geometría de las fracturas presentes en pliegues	12
Tabla 3.3. Contraste de las características de la desecación y la sinéresis	16
Tabla 4.1. Porosidad de las fracturas de sistemas ideales	32
Tabla 4.2. Algunos espesores de fractura extraídos de la literatura	37
Tabla 4.3. Espesores de fractura experimentales a 10000 pies. (Profundidad simulada)	37
Tabla 4.4. Relación entre la densidad de fracturas verticales-horizontales y la forma de los bloques de matriz	48
Tabla 4.5. Estimación de la forma del bloque a partir de la intensidad de fracturamiento	51
Tabla 4.6. Evaluación cualitativa a través de la intensidad de fracturamiento	51
Tabla 4.7. Correlación de parámetros de bloques de matriz ideales	61
Tabla 4.8. Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados según la influencia del sistema de fracturas	67
Tabla 5.1. Tipos de gráficos especializados	87
Tabla 5.2. Pendientes que desarrollan los distintos tipos de flujo en una gráfico log-log	91
Tabla 8.1. Condición del pozo según el valor de $(C_D e^{2S})_f$	135

## NOMENCLATURA

A	Área de sección transversal, cm <sup>2</sup> .
a	Dimensión de un bloque de matriz, cm.
b	Apertura de fractura (espesor), micrones.
B <sub>o</sub>	Factor volumétrico del petróleo, BY/BN..
C	Constante de almacenamiento del pozo, BN/día.
C <sub>D</sub>	Constante de almacenamiento adimensional.
C <sub>f</sub>	Compresibilidad de las fracturas, lpc <sup>-1</sup> .
C <sub>m</sub>	Compresibilidad de la matriz, lpc <sup>-1</sup> .
C <sub>t</sub>	Compresibilidad total, lpc <sup>-1</sup> .
D	Espaciamiento de las fracturas, pies.
DLF	Densidad lineal de fracturas.
E	Espesor de fracturas, micrones.
FINT	Intensidad de fracturamiento.
g	Aceleración de gravedad.
h	Espesor de capa o bloque, pies.
K <sub>0</sub>	Función modificada de Bessel de orden 0.
K <sub>o</sub>	Permeabilidad efectiva al petróleo, milidarcy.
K <sub>ro</sub>	Permeabilidad relativa al petróleo, fracción.
L <sub>x</sub>	Longitud de un bloque de matriz en la dirección x, pies.
m	Valor absoluto de la pendiente de la recta en un gráfico semilogarítmico, lpc/ciclo.
n <sub>f</sub>	Número de fracturas.
n <sub>h</sub>	Número de capas.
N <sub>p</sub>	Producción acumulada, BN.
p*	Presión extrapolada en un gráfico de Horner, lpc.
p <sub>c</sub>	Presión capilar, lpc
p <sub>D</sub>	Presión adimensional.
$\bar{p}_D$	Transformada de Laplace de p <sub>D</sub> .
p <sub>fD</sub>	Presión adimensional en las fracturas.
p <sub>i</sub>	Presión inicial del yacimiento, lpc.
p <sub>mD</sub>	Presión adimensional en la matriz.
p <sub>u</sub>	Presión de umbral, lpc.
p <sub>wf</sub>	Presión de fondo fluuyente, lpc.

$p_{ws}$	Presión de fondo cerrado, lpc.
$\Delta p$	Cambio de presión, lpc.
$q$	Tasa de flujo, BN/día.
$q_D$	Tasa de flujo adimensional.
$\bar{q}_D$	Transformada de Laplace de $q_D$ .
$p'$	Derivada de la presión con respecto al tiempo, lpc/hora.
$p'_D$	Derivada de la presión adimensional con respecto al tiempo.
RGP	Relación gas-petróleo, PCN/BN.
$r_D$	Distancia radial adimensional, $r/r_w$ .
$r_{eD}$	Radio externo adimensional.
$r_w$	Radio del pozo, pies.
S	Daño.
s	Variable del espacio de Laplace.
$S_w$	Saturación de agua, fracción.
t	Tiempo, horas.
$t_D$	Tiempo adimensional.
$t_{DA}$	Tiempo adimensional basado en el área.
$t_e$	Tiempo efectivo de Agarwal, horas.
$t_p$	Tiempo de producción previo a una prueba de restauración de presión, horas.
$\Delta t$	Tiempo transcurrido, horas.
$V_b$	Volumen bruto, pies cúbicos
$V_p$	Volumen poroso, pies cúbicos
$\alpha$	Factor de forma del flujo entre porosidades, $\text{pies}^{-2}$ .
$\lambda$	Factor de flujo entre porosidades.
$\mu$	Viscosidad, centipoise.
$\rho_o$	Densidad del petróleo, $\text{gr/cc}^3$ .
$\phi_r$	Porosidad de la matriz, fracción.
$\phi_f$	Porosidad de la fractura, fracción.
$\sigma$	Esfuerzo, lpc.
$\omega$	Razón de capacidad de almacenamiento.

## **INTRODUCCIÓN**

Un yacimiento naturalmente fracturado se puede definir sencillamente como aquel que contienen fracturas creadas por fuerzas de origen natural, las cuales afectan su comportamiento.

A nivel de la industria petrolera internacional, se reconoce que los yacimientos naturalmente fracturados contienen un porcentaje considerable de las reservas mundiales de hidrocarburos existentes. Sin embargo, también es sabido que los recobros alcanzados en este tipo de yacimientos son menores a los de yacimientos matriciales, siendo una de las razones principales el desconocimiento general que existe acerca de los principios que rigen la producción de fluidos en yacimientos de doble porosidad.

La tendencia que se sigue regularmente es la de trasladar los procedimientos y técnicas aplicables a yacimientos matriciales hacia el campo de los yacimientos naturalmente fracturados. Por lo tanto, es necesario que aquellos sobre quien descansa la responsabilidad de gerenciar u operar este tipo de yacimientos, no solo estén concientes del reto que podrían tener en sus manos, sino que también posean los conocimientos necesarios y dominen las técnicas desarrolladas específicamente para una buena explotación de yacimientos naturalmente fracturados.

Es de particular importancia el conocer las diferencias existentes entre el comportamiento de la respuestas de la presión y la tasa de flujo de yacimientos naturalmente fracturados y las de los yacimientos matriciales. Esto ayudará a alcanzar una correcta caracterización dinámica del yacimiento, que constituye uno de los pilares para la realización de estudios de simulación de yacimientos, a través de los cuales a su vez se definen estrategias de explotación y se hacen pronósticos de producción de acuerdo a dichos esquemas.

Un área prioritaria para la ingeniería de petróleo es la interpretación de pruebas de pozos. En este trabajo de grado se desarrolló un programa computarizado que facilita el análisis de pruebas de presión realizadas en yacimientos fracturados. El programa permite aplicar una de las técnicas de más uso a nivel de la industria, como lo es el cotejo con Curvas Tipo, las cual permite conocer los valores de las variables que caracterizan dinámicamente a los yacimientos naturalmente fracturados. Además, permite la generación de la respuesta de la tasa o la presión para valores específicos de tales las variables, que se pueden ser usadas para estudiar la influencia que tiene cada una de ellas sobre el movimiento de fluidos en el yacimiento.

El programa constituye una herramienta útil para la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, donde se desarrollo este trabajo, en función de la enseñanza de aquellos tópicos relacionados a la interpretación de pruebas de pozos, ya que aporta el componente práctico que complementa y permite afianzar los conceptos teóricos vinculados al tema.

## **2. DEFINICIÓN DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO**

La industria petrolera centra la mayoría de sus esfuerzos y desarrolla un mayor número aplicaciones tecnológicas con la finalidad de optimizar la explotación de un tipo de yacimiento en particular, el cual recibe el nombre de yacimiento matricial. Un yacimiento matricial, también conocido como yacimiento homogéneo, es aquel en el cual las reservas de hidrocarburos están contenidas y fluyen a través de la red de poros interconectados de la matriz, ya que cualquier otro tipo de porosidad no está lo suficientemente bien desarrollada como para acumular una cantidad considerable de hidrocarburos ó no tiene la continuidad mínima para garantizar una permeabilidad efectiva que permita el flujo preferencial de fluidos a través de ella.

A pesar de que los yacimientos matriciales son el tipo de yacimiento más familiar para la industria petrolera, no son el único tipo de yacimiento que se encuentra en la naturaleza. Los yacimientos de doble porosidad acumulan gran cantidad de reservas a nivel mundial, incluso muchas de estas reservas pueden estar asignadas a yacimientos matriciales, a causa de la dificultad que puede existir para diferenciar entre ambos tipos de yacimientos.

Un yacimiento de doble porosidad es aquel que poseía una porosidad primaria formada durante el proceso de depositación de los sedimentos, y posteriormente desarrolló una porosidad secundaria como resultado de procesos geológicos independientes de la forma o tamaño de las partículas constitutivas de la roca.

Los yacimientos naturalmente fracturados se cuentan dentro de los yacimientos de doble porosidad. Por lo general, un yacimiento fracturado posee una matriz de baja permeabilidad, pero una porosidad suficiente para acumular un volumen de reservas que justifica la explotación del mismo. Dadas estas condiciones, la producción de hidrocarburos podría verse impedida o postergada en el tiempo, debido a la dificultad que implica una baja permeabilidad de la matriz para drenar las reservas acumuladas en ella. La presencia de fracturas es de vital importancia para solventar este inconveniente.

Las fracturas actúan como la vía a través de la cual las reservas son conducidas desde la matriz hasta el pozo, gracias a al alto valor de permeabilidad que poseen en comparación con el de la roca. Su capacidad de acumulación de reservas por lo general no representa un gran porcentaje del total del yacimiento, en casos en los cuales se cuenta con volúmenes almacenados en las fracturas. Sin embargo, existen yacimientos en los cuales las reservas de hidrocarburos se encuentran almacenados únicamente en las fracturas, por lo tanto su volumen poroso cobra importancia.

Las fracturas son un elemento universal en las rocas sedimentarias, tanto que ellas son virtualmente omnipresentes en afloramientos de este tipo de rocas, con excepción quizá de aquellas extremadamente dúctiles tales como los domos de sal o algunos tipo de lutitas. Además, se ha demostrado que una vasta mayoría de las fracturas observadas en los afloramientos no son solo resultado de condiciones de superficie a las cuales ha estado sometida la roca. Es decir, las fracturas vistas en la superficie también existen en el subsuelo. Por lo tanto, se desprende que todos los yacimientos de hidrocarburos presentes en rocas sedimentarias contienen fracturas, no obstante, solo se consideran yacimientos naturalmente fracturados aquellos en los cuales las fracturas tienen un efecto, positivo o negativo, sobre el flujo de fluidos.

Algunas de las señales que identifican de una red continua de fracturas en yacimientos fracturados son:

- 1) Considerables pérdidas de circulación durante operaciones de perforación
- 2) Comportamiento particular observado en los análisis de las pruebas de presión( ej: presencia de doble pendiente)
- 3) Examen de núcleos

## **2.1 Características del comportamiento de producción de yacimientos naturalmente fracturados**

A continuación se mencionan algunas características extraídas del comportamiento de producción que permiten deducir la existencia de un yacimiento naturalmente fracturado.

### **2.1.1 Ausencia de zona de transición**

La zona de transición, la cual es una característica clave de los yacimientos convencionales de baja permeabilidad, está ausente en los yacimientos fracturados, siempre y cuando la matriz sea de muy baja permeabilidad. Esto es consecuencia directa de que el manto de agua y el contacto agua petróleo se relacionan siempre con el equilibrio en la red de fracturas, donde la presión capilar es insignificante y el equilibrio de ambas fases es determinado por fuerzas gravitacionales. Como consecuencia se tiene que, en ausencia de fuerzas capilares, el contacto entre los dos fluidos dentro del sistema de fracturas será siempre horizontal y sin zona de transición alguna.

Por el contrario, en presencia de una presión capilar importante la distribución de la saturación de varios fluidos en la matriz es totalmente diferente de aquella encontrada en el sistema de fracturas. Como consecuencia, el contacto original de dos fases en las fracturas no puede ser obtenido a través de datos de registros convencionales, los cuales reflejan esencialmente la distribución de saturaciones en la matriz.

Por lo tanto, los contactos gas-petróleo y agua-petróleo originales pueden ser obtenidos únicamente de niveles de fluidos monitoreados en pozos de observación. Durante la historia de producción del yacimiento, la mejor forma de determinar los niveles será través de los mismos pozos de observación<sup>7</sup>.

### **2.1.2 Factibilidad de encontrar propiedades PVT constantes con la profundidad**

En las propiedades PVT de un yacimiento es frecuente encontrar una relación entre la presión de burbujeo y la profundidad, la cual define un gradiente  $\Delta p_B/\Delta h$ , el cual puede ser positivo o negativo. En el caso de un yacimiento fracturado, si las fracturas tienen buena continuidad (vertical y horizontal), puede tener lugar un proceso de convección como resultado del efecto combinado de la expansión térmica del fluido y la compresión gravitacional. Con el transcurrir del tiempo geológico este proceso de convección podría promover que la composición de la fase de petróleo se tornase uniforme y de esta forma, la presión de burbujeo así como todas las propiedades PVT podrían permanecer constantes con la profundidad<sup>7</sup>.

### **2.1.3 La caída de presión alrededor de un pozo productor es pequeña para altas tasas de producción**

En un yacimiento fracturado la caída de presión alrededor del pozo es baja cuando es comparada con la gran caída de presión en ausencia de fracturas, debido a la usualmente muy baja permeabilidad de la matriz. Este comportamiento se debe al hecho de que:

1. El flujo de fluido hacia el pozo en un yacimiento fracturado ocurre solo a través del sistema de fracturas debido a que los bloques de matriz solo alimentan a las fracturas con fluido
2. Debido a la inmensa permeabilidad intrínseca de las fracturas comparada con la de la matriz, se pueden alcanzar altas tasas con caídas de presión muy pequeñas.
3. Las bajas caídas de presión necesarias para producir a altas tasas favorecerán el libre(buoyancy) empuje del gas a través de una gran área (con excepción de un área muy restringida alrededor del pozo)<sup>7</sup>.

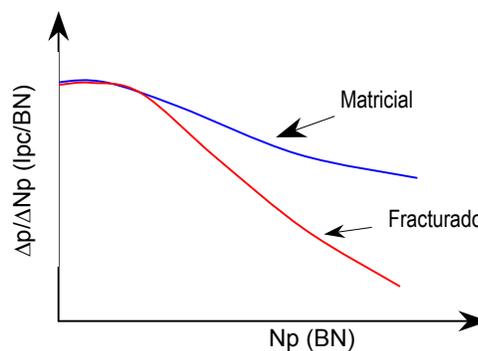
### **2.1.4 Capa de gas en la red de fracturas**

El flujo hacia el pozo a través de las fracturas, en las cuales prevalece un gradiente de presión muy bajo, facilita la segregación del gas liberado hacia la parte superior de la red de fracturas, formando una “capa de gas en la red de fracturas”. De hecho, con la excepción de una zona de 10 m. alrededor del pozo, en la totalidad del área de drenaje la diferencia de densidades promedio entre el petróleo y el gas podría ser substancialmente mayor que los gradientes de presión en las fracturas.

Por otra parte, el flujo de petróleo hacia el pozo a través de la matriz de baja permeabilidad, en ausencia de fracturas, requiere una gran caída de presión, la cual da origen a fuerzas viscosas mucho mayores que las fuerzas gravitacionales. Por lo tanto el gas libre fluirá hacia el pozo, sin segregación hacia el tope o capa de gas<sup>7</sup>.

### 2.1.5 Declinación de Presión

La tasa de declinación de presión por unidad de petróleo producido ( $\Delta p/\Delta N_p$ ) normalmente es baja en un yacimiento fracturado saturado, cuando se compara con el comportamiento del mismo yacimiento en ausencia de fracturas (figura 2.1). Tal comportamiento se observaría en un yacimiento no fracturado (similar a un mantenimiento de presión) únicamente si una gran cantidad de gas producido es reinyectado en el yacimiento.

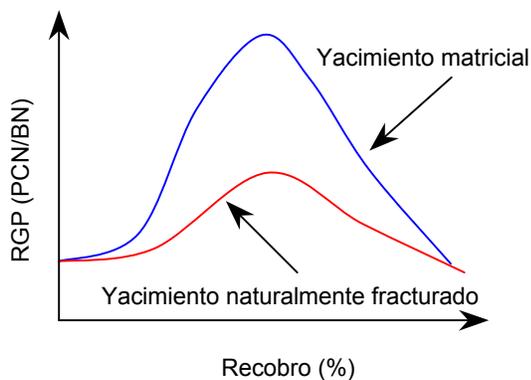


**Figura 2.1.** Variación de la declinación de presión versus el recobro

La explicación de esta dramática mejora en el comportamiento de yacimientos fracturados es el resultado de los mecanismos de producción adicionales que se desarrollan en yacimientos de doble porosidad. En el caso específico de producción bajo el punto de burbujeo un aumento substancial del recobro es el resultado de un mecanismo de producción conocido como “drenaje gravitacional por gas” que se desarrolla por la segregación del gas liberado<sup>7</sup>.

### 2.1.6 Relación Gas- Petróleo

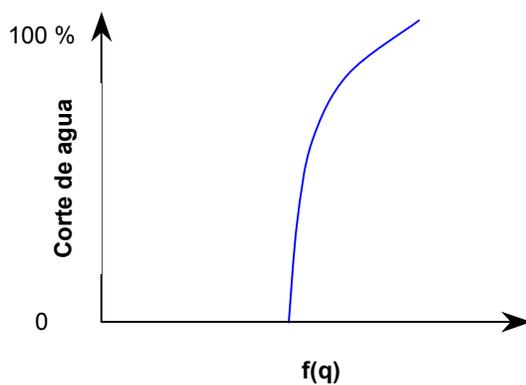
La RGP del yacimiento vs. el recobro es substancialmente menor en un yacimiento fracturado que en uno que no lo esté (figura 2.2). Esta diferencia se debe principalmente a la tendencia del gas libre a segregarse rápidamente a través de las fracturas hacia el tope del yacimiento, en lugar de fluir hacia el pozo junto con el petróleo. Si los pozos están completados solo en la parte más baja del yacimiento, el gas será retenido en la parte superior y la RGP permanecerá baja comparada a los valores equivalentes encontrados durante la producción convencional de un yacimiento<sup>7</sup>.



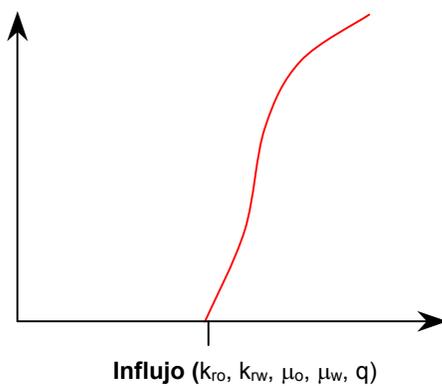
**Figura 2.2.** Relación gas-petróleo versus el recobro

### 2.1.7 Relación Agua-Petróleo

La relación agua petróleo o el corte de agua durante la vida productiva de un yacimiento naturalmente fracturado es esencialmente función de la tasa de producción (figura 2.3), mientras que en el caso de un yacimiento matricial ambas relaciones dependerán de las características de la roca, de los fluidos, del comportamiento del desplazamiento y, evidentemente, de la tasa de producción (figura 2.4)<sup>7</sup>.



**Figura 2.3.** Corte de agua de un yacimiento naturalmente fracturado



**Figura 2.4.** Corte agua de un yacimiento matricial

### 3. ORIGEN DEL SISTEMA DE FRACTURAS NATURALES

No todas las fracturas naturales que se encuentran en los yacimientos son iguales. Su distribución areal y la frecuencia con la cual se presentan dependerán en alto grado de las fuerzas o fenómenos que las originaron.

El origen del sistema de fracturas se postula a partir de datos sobre el buzamiento de la fractura, la morfología, la traza, la abundancia relativa y las relaciones angulares entre los conjuntos de fracturas. La interpretación del origen de los sistemas de fracturas involucra un enfoque geológico/ mecánico del problema. Se supone que los patrones de fracturas naturales representan el estado de esfuerzos local al momento del fracturamiento, y que las rocas del subsuelo se fracturan de forma cualitativamente similar a rocas equivalentes en pruebas de laboratorio realizadas a condiciones ambientales análogas. Los patrones de fracturas naturales se interpretan a la luz de patrones de fracturas derivados de laboratorios, y en términos de postulados de campos de paleo-esfuerzos y distribuciones de deformación predominantes al momento del fracturamiento<sup>19</sup>.

En la tabla 3.1 se presenta una clasificación de sistemas de fracturas naturales que permite la separación de sistemas de fracturas naturales complicados en componentes superpuestos de diferentes orígenes. Esta división hace más manejable la delineación de estructuras y la predicción de calidad de yacimiento mejorada gracias a la presencia de fracturas.

**Tabla 3.1.** Clasificación de fracturas según criterios de ocurrencia experimental y natural<sup>19</sup>.

<b>Clasificación de fracturas según observaciones de laboratorio</b>
Fracturas por corte
Fracturas por extensión
Fracturas por tensión
<b>Clasificación de fracturas según observaciones de afloramientos y núcleos</b>
Fracturas tectónicas (debidas a fuerzas superficiales)
Fracturas regionales (debidas a fuerzas superficiales)
Fracturas contraccionales (debidas a fuerzas internas)
Fracturas relacionadas a superficies (debidas a fuerzas internas)
Fracturas generadas en ambientes de baja actividad tectónica

#### 3.1 Clasificación de fracturas según el estado de esfuerzos que las originó

Se ha observado que existen tres tipos de fracturas que se forman a ángulos consistentes y predecibles con respecto a las direcciones de los tres esfuerzos principales durante pruebas de laboratorio llevadas a cabo en

condiciones de extensión, compresión y tensión. Todas las fracturas quebradizas en la roca deben ajustarse a estos tipos básicos de fractura: por corte, por extensión y por tensión.

### 3.1.1 Fracturas por Corte

Las fracturas por corte dan la sensación de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Ellas se forman a cierto ángulo agudo con respecto a dirección del máximo esfuerzo principal compresivo ( $\sigma_1$ ) y a un ángulo obtuso con respecto al mínimo esfuerzo principal compresivo ( $\sigma_3$ ) dentro de la muestra de roca. Potencialmente se pueden desarrollar dos direcciones de fracturas por corte en cada experimento de fractura en el laboratorio, una a cada lado de  $\sigma_1$ , y orientada el mismo ángulo a partir de dicho esfuerzo. En experimentos de laboratorio, estas fracturas se forman paralelas a  $\sigma_2$  y a un ángulo obtuso con respecto a  $\sigma_3$  (Figura 3.1). Las fracturas por corte se forman cuando los tres esfuerzos principales son compresivos (esfuerzos compresivos se considerarán positivos). El ángulo agudo entre fracturas por corte se denomina ángulo conjugado y depende principalmente de:

1. Las propiedades mecánicas del material
2. La magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo ( $\sigma_3$ )
3. La magnitud del esfuerzo principal intermedio ( $\sigma_2$ ) relativo a los esfuerzos principales máximo ( $\sigma_1$ ) y mínimo ( $\sigma_3$ ) (a medida que  $\sigma_2$  se aproxima a  $\sigma_1$  el ángulo entre  $\sigma_1$  y el plano de fractura decrece<sup>19</sup>).

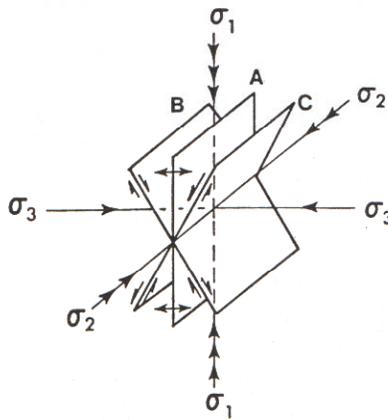


Figura 3.1. Planos de fracturas desarrollados en pruebas de compresión en laboratorios.

### 3.1.2 Fracturas por Extensión

Las fracturas por extensión dan la sensación de desplazamiento perpendicular al plano de fractura, y alejándose del él. Ellas se forman paralelas a  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ , y perpendiculares a  $\sigma_3$  (figura 3.1). Estas fracturas también se forman cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. En experimentos de fracturamiento en laboratorio, las fracturas por extensión pueden formarse en forma sincronizada con las fracturas de corte<sup>19</sup>.

### 3.1.3 Fracturas por Tensión

Las fracturas por tensión también dan la sensación de desplazamiento perpendicular, y alejándose del plano de fractura, y se forman paralelas a  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ . En términos de orientación de  $\sigma_1$  y sentido del desplazamiento, estas fracturas se asemejan a las fracturas por extensión. No obstante, para formar una fractura por tensión, al menos un esfuerzo principal debe ser negativo (ténzil). La distinción entre las dos es importante debido a que las rocas tienen una menor resistencia a la fractura (10 a 50 veces) en pruebas bajo condiciones de tensión que en pruebas bajo condiciones de extensión. Esto es importante para la predicción matemática de fracturamiento del subsuelo. Además, es probable que las verdaderas fracturas por tensión ocurran en ambientes someros, mientras que las fracturas por extensión pueden ocurrir bajo todas las condiciones de subsuelo con un bajo esfuerzo promedio. En general, se asume que las fracturas por extensión son aquellas paralelas a  $\sigma_1$  y perpendiculares a  $\sigma_3$  cuando  $\sigma_3$  es compresivo (positivo) o cuando su signo es desconocido; y las fracturas por tensión son aquellas para las cuales hay evidencia de que  $\sigma_3$  es negativo<sup>19</sup>.

### 3.2 Clasificación Geológica

La clasificación geológica de fracturas naturales se construye sobre dos suposiciones fundamentales:

1. Los patrones de fracturas naturales(fracturas por corte y por extensión, o por tensión, conjugadas) reproducen fielmente el estado de esfuerzos local al momento de producirse el fracturamiento.
2. Las rocas del subsuelo se fracturan en una forma cualitativamente similar a rocas equivalentes en pruebas de laboratorio realizadas a condiciones ambientales análogas.

Por lo tanto se supone que los patrones de fracturas naturales reflejan la misma geometría, con respecto a cargas aplicadas, que las fracturas generadas en experimentos de laboratorio. Si estas suposiciones son correctas, entonces las fracturas de ocurrencia natural pueden ser clasificadas sobre la base del origen de sus fuerzas causativas según se determinan partir de datos de laboratorio y la geometría del sistema de fracturas (Tabla 3.1)<sup>19</sup>.

Determinar el origen de las cargas que causaron el fracturamiento a escala de afloramiento incrementa la precisión de la interpretación estructural a toda las escalas. Esto se puede lograr gracias a que las fracturas se forman con una geometría consistente con respecto a las tres direcciones de esfuerzos principales, delineando así el campo de paleo-esfuerzos al momento de producirse las fracturas<sup>19</sup>.

La clasificación geológica descrita a continuación tiene una relación importante con el grado en el cual el sistema de fracturas está desarrollado en varias escalas de tamaño. Por ejemplo, las fracturas tectónicas relacionadas con plegamientos son dominantes debido a que los mismos tipos de fracturas y orientaciones se aprecian desde

fotografías aéreas de afloramientos, pasando por muestras de mano, hasta secciones finas tomadas del afloramiento o de un núcleo. Por otra parte, las fracturas regionales no son dominantes debido a que ellas usualmente se pueden ver a un número limitado de escalas, es decir, solo a escala de afloramiento<sup>19</sup>.

### 3.2.1 Fracturas tectónicas

Fracturas tectónicas son aquellas cuyo origen puede ser atribuido o asociado con un evento tectónico local, de acuerdo con la orientación, distribución y morfología,. Ellas se forman por la aplicación de fuerzas superficiales. Según observaciones de campo, la mayoría de las fracturas tectónicas presentes en los afloramientos tienden a ser por corte. Las fracturas tectónicas se forman en redes con relaciones espaciales específicas con respecto a pliegues y fallas<sup>19</sup>.

#### 3.2.1.1 Sistemas de fracturas relacionados con fallas

Los planos de falla son, por definición, planos de movimiento de corte. La mayoría de las fracturas desarrolladas en la vecindad de las fallas son fracturas de corte paralelas a la falla, fracturas de corte conjugadas a la falla, o fracturas de extensión bisecando el ángulo agudo entre estas dos direcciones de corte (la zona de deslizamiento de la falla es compleja y tiene su propia morfología de deformación). Estas tres orientaciones (figura 3.2) corresponden a las tres direcciones observadas durante los experimentos de fracturamiento de laboratorio y se desarrollan con relación al estado de esfuerzos local que causa la falla. La falla es resultado del mismo campo de esfuerzos que causó las fracturas. El tropel de fracturas es de data previa a la falla y actúa como una zona de proceso que condiciona la masa de roca para su eventual pérdida de cohesión<sup>19</sup>.



Figura 3.2. Diagrama de rosa de las fracturas asociadas con fallamiento

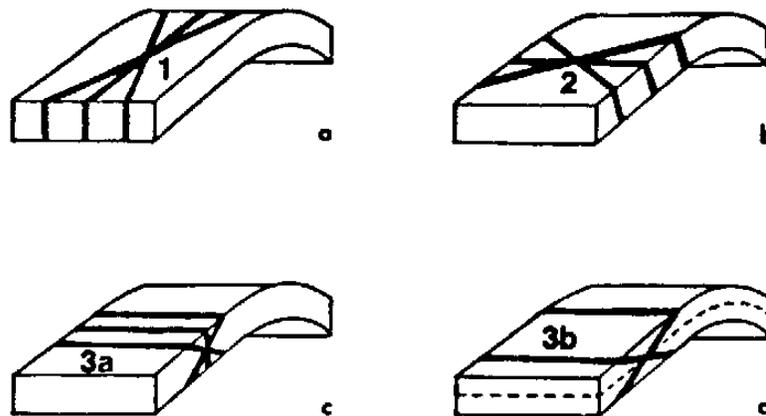
Debido a la relación entre fallamiento y fracturamiento, es posible determinar la dirección de los esfuerzos principales o cargas al momento de la formación. Además, conociendo la orientación de un plano de falla y las fracturas asociadas con él, se puede determinar el sentido de movimiento de la falla.

La intensidad de fracturamiento asociada con fallas parece ser función de la litología, la distancia al plano de falla, la cantidad de desplazamiento a lo largo de ella, la deformación total en la masa de roca, la profundidad de soterramiento, y posiblemente del tipo de falla. Para cada falla es distinto cual de estos parámetros dominará la intensidad de fracturamiento<sup>19</sup>.

En vista de que la experiencia de campo indica que la densidad de fracturas es mayor en las cercanías de la falla, es común que los mejores productores se encuentren ubicados en esta zona, ya que estos pozos tienen una probabilidad mayor de interceptar fracturas que aquellos fuera de la zona de influencia de la falla.

### 3.2.1.2 Sistemas de fracturas relacionados con pliegues

La historia de esfuerzo y deformación durante la iniciación y crecimiento de un pliegue de roca es muy complejo. Por lo tanto, los patrones de fracturas que se desarrollan dentro de los pliegues también son complejos. Stearns (1964, 1968) presentó la descripción más útil de la geometría total de las fracturas en pliegues, esta se puede apreciar en la figura 3.3 y en la tabla 3.2.



**Figura 3.3.** Generalización de los sistemas de fracturas relacionadas a pliegues

Mientras la posición e intensidad de estos conjuntos de fracturas varía de acuerdo a la forma y origen del pliegue, la mayoría de ellos se observan en todos los pliegues que se estudian en detalle. En gran número de los afloramientos estudiados se observan todos los elementos geométricos del total del sistema de fracturas

desplegados sobre la superficie del pliegue, y se podrá apreciar que existen elementos individuales que están desigualmente desarrollados en términos de su posición e intensidad. Incluso, se si toman varios núcleos en los flancos de dichos pliegues, estos mostrarían diferentes elementos del patrón completo y diferentes intensidades de fracturamiento. En otros pliegues, la distribución de orientaciones tiende a ser más regular. La diferencia es que cada pliegue tiene un patrón de deformación único durante el plegamiento. La distribución de varios elementos de la geometría de fractura relacionada con pliegues variarán durante la deformación<sup>19</sup>.

**Tabla 3.2.** Geometría de las fracturas presentes en pliegues<sup>19</sup>.

Tipo de sistema	$\sigma_1$	$\sigma_2$	$\sigma_3$
I	Paralelo a la dirección de buzamiento, Paralelo a la estratificación	Perpendicular a la estratificación	Paralelo a la estratificación
II	Perpendicular a la dirección de buzamiento, paralelo a la estratificación	Perpendicular a la estratificación	Paralelo a la estratificación
III	a- Perpendicular a la estratificación	Paralelo a la traza del buzamiento	Paralelo a la dirección de buzamiento
	b- Paralelo a la dirección de buzamiento	Paralelo a la traza del buzamiento	Perpendicular a la estratificación
IV	Paralelo a la estratificación	Paralelo a la traza del buzamiento	Perpendicular a la estratificación
V	Formando un ángulo con el plano de estratificación	Paralelo a la traza del buzamiento	Formando un ángulo con el plano de estratificación (90°)

I asociado con flexión en una sección en la dirección de la traza

II asociado con flexión en la dirección del buzamiento

III asociado con flexión en sección transversal: a- extensiva, b –compresiva

IV asociado con empuje asociado a plegamiento

V asociado con deslizamiento del plano de estratificación

### 3.2.2 Fracturas Regionales

Las fracturas regionales son aquellas desarrolladas sobre grandes áreas de la corteza terrestre con un cambio relativo de orientación mínimo, no muestran evidencia de desplazamiento a lo largo del plano de fractura, y siempre son perpendiculares a las superficies de estratificación mayor<sup>19</sup>.

Las fracturas regionales difieren de las tectónicas en que ellas se desarrollan con una geometría simple y constante, tienen un espaciamiento relativamente mayor, y se desarrollan sobre un área extremadamente grande atravesando estructuras locales. Estos sistemas de fracturas tienen:

1. variaciones de orientación de solo 15-20° sobre 130 kilómetros
2. espaciamientos de fracturas que varían entre menos de un pie y más de 20 pies
3. desarrollo consistente sobre áreas que alcanzan el nivel de cuenca.

La continuidad vertical depende de la naturaleza de la secuencia de capas. Estas fracturas rara vez terminan verticalmente dentro de una capa, sino que continúan verticalmente a través de varias de ellas. Generalmente terminan en el contacto con una unidad de lutita. En muchas áreas las fracturas atraviesan gruesas unidades de arena y lutita sin refracción en las interfaces litológicas. Las condiciones de los afloramientos comúnmente limitan las mediciones de continuidad vertical total, pero es normal observar fracturas que cortan de 450 a 500 pies de sección<sup>19</sup>.

Por lo tanto, los hoyos desviados a través de un intervalo productor que intercepten varias fracturas ortogonales regionales deben mejorar el comportamiento del pozo. Además, la orientación de sistemas de fracturas ortogonales regionales son extremadamente consistentes, y cuando esta se conoce a partir de estudios de núcleos o afloramientos, se puede establecer la mejor dirección de desviación de dichos pozos.

El origen de las fracturas regionales no es claro. Se han propuesto varias teorías, las cuales incluyen la historia de soterramiento y levantamiento de la roca, fatiga debida a diferenciales de esfuerzos cíclicos producidos por "mareas de roca" y formación de las fracturas recientes a la sedimentación, debido a la prolongación de fracturas en capas inferiores; sin embargo ninguna de ellas es conclusiva.

Los sistemas de fracturas regionales le siguen en importancia para la producción de hidrocarburos únicamente a las fracturas tectónicas. Ocurren excelentes yacimientos fracturados cuando se superponen sistemas de fracturas tectónicas sobre sistemas de fracturas regionales bien desarrollados. Cuando un yacimiento se encuentra influenciado por un sistema de fracturas naturales regional, es común que se desarrollen direcciones preferenciales de flujo, gracias a la consistencia de la dirección de las fracturas a lo largo de grandes áreas<sup>19</sup>.

### **3.2.3 Fracturas contraccionales**

Esta clase son una colección de fracturas de extensión y tensión asociadas con una reducción del volumen bruto a través de la roca. Esta son resultado de:

- Desecación
- Sinéresis
- Gradientes térmicos
- Cambios de fase mineral

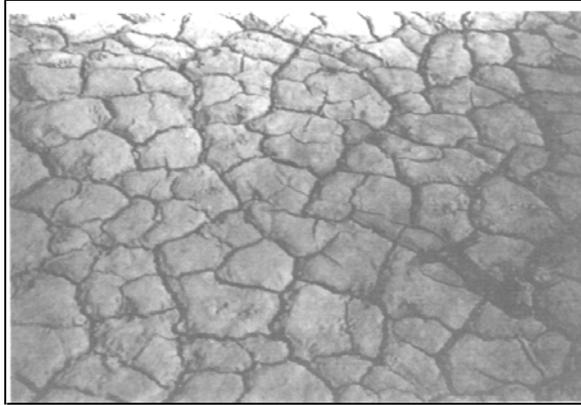
La importancia de estas fracturas asociadas a reducciones de volumen siempre ha sido subestimada. Debido a que estas fracturas se inician por fuerzas internas al cuerpo en lugar de fuerzas externas, su distribución no esta restringida necesariamente a estructuras geológicas locales. En esto yace su valor para la producción. Bajo circunstancias de deposición y diagénesis adecuadas, pueden ocurrir fracturas contraccionales a través del yacimiento independientemente del mecanismo de entrapamiento<sup>19</sup>.

#### **3.2.3.1 Fracturas por desecación**

Dentro del tipo de fracturas por contracción, las grietas de lodo son las más familiares para los geólogos, a pesar de que podrían tener la menor importancia económica. Se sabe que este sistema de fracturas se debe a la merma de volumen a medida que se pierde agua durante secado subaéreo. Estas fracturas por tensión generalmente son de alto buzamiento (con respecto a la estratificación), poseen forma de cuña y con frecuencia se encuentran rellenas con material depositado previamente. El sistema de fracturas forma polígonos con lados de tamaños no uniformes (figura 3.4). Por lo general, se forman en sedimentos ricos en arcilla. Estas fracturas son importantes en la reconstrucción de ambientes depositacionales debido a que indican exposición subaérea. Sin embargo, debido a que su presencia se restringe a superficies de exposición topográficas delgadas o discordancias, probablemente son de mínima importancia para la producción directa de hidrocarburos<sup>19</sup>.

#### **3.2.3.2 Fracturas por sinéresis**

Sinéresis es un proceso químico que promueve una reducción de volumen dentro de los sedimentos por deshidratación subaérea o subterránea. Este proceso puede involucrar deshidratación y pérdida de volumen de la arcilla, o de un gel ó suspensión coloidal. Uno o ambos procesos pueden ocurrir en sedimentos de tamaños de grano y escogimiento diversos<sup>19</sup>.



**Figura 3.4.** Fracturas por desecación

La sinéresis, a diferencia de la desecación puede generar fracturas por tensión o por extensión. Debido a que las fracturas por sinéresis se inician a causa de fuerzas internas, tienden a estar espaciadas muy cerca una de la otra y de forma muy regular, y frecuentemente están distribuidas isotrópicamente en las tres dimensiones como una red poligonal tridimensional con igual espaciamiento en todas direcciones. Por lo tanto la permeabilidad de fractura asociada también tiende a estar distribuida isotrópicamente<sup>19</sup>.

Mientras las fracturas por desecación se restringen principalmente a sedimentos lutíticos o a sedimentos ricos en arcilla, las fracturas por sinéresis se han observado en lutitas, calizas, dolomitas, y areniscas de grano fino y grueso.

La desecación y la sinéresis han sido separadas como distintos procesos, pero en realidad, probablemente existe una gradación entre ellas. Lo que es importante es que estos dos procesos producen sistemas de fracturas de propiedades distintas ( tabla 3.3). De estos dos, sinéresis es más importante para la producción de hidrocarburos debido a que ocurre en mayores volúmenes y en diversos tipos de rocas, y debido a que el sistema de fracturas se interconecta en tres dimensiones<sup>19</sup>.

### **3.2.3.3 Fracturas por contracción térmica**

Según el enfoque que se está dando a las fracturas, las fracturas macroscópicas inducidas térmicamente son aquellas causadas por contracción de la roca caliente a medida que se enfría. Dependiendo de la profundidad de soterramiento, pueden ser fracturas por extensión o por tensión y su generación usualmente depende de la existencia de un gradiente térmico a través del material.

**Tabla 3.3.** Contraste de las características de la desecación y la sinéresis<sup>19</sup>.

<b>Proceso</b>	<b>Tipo</b>	<b>Ambiente</b>	<b>Patrón de fracturamiento</b>	<b>Material</b>
Desecación	Mecánico	Subaéreo	Poligonal 2D	Sedimentos ricos en Arcilla
Sinéresis	Químico	Subaéreo, subacuático ó subterráneo	Poligonal 3D	Sedimentos ricos en Arcilla o coloides (Sílica)

En el subsuelo se sobreponen los esfuerzos derivados de la sobrecarga y los derivados térmicamente. De esta forma, los esfuerzos tensores derivados del calentamiento frecuentemente son cancelados por esfuerzos compresivos mayores derivados de la presión de sobrecarga. Por lo tanto, el fracturamiento térmico real a profundidad en el subsuelo probablemente es poco frecuente con relación a otros patrones de fractura de distinto origen<sup>19</sup>.

En la mayoría de los casos, los efectos de la temperatura se evidencian por una alteración de las propiedades mecánicas y el comportamiento reológico de las rocas en lugar de manifestarse a través de un verdadero fracturamiento inducido térmicamente. El fracturamiento térmico verdadero podría ser de utilidad en minería o en fracturamiento de pozos, pero se considera de mínima importancia en la producción de petróleo, menos para las rocas ígneas<sup>19</sup>.

#### **3.2.3.4 Fracturas por cambio de fase mineral**

Este sistema de fracturas está compuesto de fracturas por extensión y fracturas por tensión de geometría comúnmente irregular relacionada a reducción de volumen debida a cambios en la fase mineral en los constituyentes arcillosos y carbonáticos de las rocas sedimentarias. El cambio de calcita a dolomita, por ejemplo, involucra un cambio en volumen molar de aproximadamente 13 %. Bajo condiciones apropiadas, tal reducción debida a cambio de fase podría generar redes de fracturas poligonales tridimensionales, especialmente si conjugan con otros procesos contraccionales. Esta es una de las razones por las cuales es común encontrar yacimientos de doble porosidad en intervalos dolomíticos<sup>19</sup>.

#### **3.2.3.5 Fracturas relacionadas con superficies**

Esta clase diversa incluye fracturas desarrolladas durante descarga, liberación de esfuerzos y deformación acumulados, creación de superficies libres o bordes sin soporte, y erosión en general. Las fracturas relacionadas

a superficies frecuentemente son desarrolladas debido a la aplicación de fuerzas externas. Hasta la fecha ellas no han probado ser importantes para la producción de hidrocarburos, más que en el caso de superficies de erosión (cársticos), pero es importante saber su origen con respecto a otros tipo de fracturas presentes en núcleos y afloramientos<sup>19</sup>.

El término “fractura por erosión” describe las fracturas que se relacionan con los diversos procesos de erosión mecánica y química (por ejemplo, ciclos de congelamiento y derretimiento, subsidencia y colapso en pequeña escala, alteración mineral y diagénesis) y con el debilitamiento de materia. Una fractura por erosión no debe ser confundida con el control de la erosión por fracturas preexistentes y esfuerzos residuales en afloramientos. En estos casos, las fracturas se erosionan preferencialmente, causando el paralelismo entre las superficies libres y los planos de fractura<sup>19</sup>.

Las fracturas por erosión probablemente son de mínima importancia para la producción de hidrocarburos exceptuando las fracturas por erosión ampliadas por disolución que se asocian con la presencia de cársticos en carbonatos. Tal porosidad, vinculada con fracturas relacionadas a la disolución, podría ser muy importante en yacimientos carbonáticos relacionados con discordancias<sup>19</sup>.

### **3.2.3.6 Fracturas generadas en ambientes de baja actividad estructural**

Las fracturas naturales son comunes en numerosos escenarios geológicos donde tienen importancia grandes movimientos estructurales, pero también podrían formarse en provincias de escasa o nula deformación estructural. Se considera que las fracturas unidireccionales, subparalelas, se han formado bajo condiciones de altas presiones de poro y esfuerzos horizontales relativamente bajos. El fracturamiento probablemente ocurre cuando las altas presiones de poro en sitio ( causada por los gases liberados durante la maduración de la abundante materia orgánica en la formación) disminuyeron el esfuerzo efectivo promedio (y por lo tanto la resistencia de la roca) lo suficiente para permitir que ocurriera la falla a esfuerzos diferenciales relativamente bajos.

#### **4. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

Como se planteó anteriormente, el común de los yacimientos naturalmente fracturados presenta un volumen importante de reservas acumuladas en la matriz de baja permeabilidad, la cual depende de las fracturas de mayor permeabilidad para conducir estos fluidos hacia el pozo.

En vista de lo dicho anteriormente, es evidente que las fracturas pueden actuar para transformar un volumen de hidrocarburos inaccesible en reservas de hidrocarburos. Sin embargo, el hecho de que estos sistemas de fracturas se formen bajo distintas condiciones en distintos ambientes, implica que ellos son únicos. Esta afirmación pone en evidencia la práctica común pero incorrecta de gerenciar yacimientos naturalmente fracturados según la experiencia recogida en yacimientos ó campos vecinos. La variedad de características de producción que puede presentar un yacimiento naturalmente fracturado es tal que se observa aun entre pozos que drenan un mismo yacimiento.

La individualidad que manifiestan los sistemas de fracturas de los yacimientos naturalmente fracturados amerita que su interacción con la matriz sea estudiada y caracterizada exhaustivamente, con la finalidad de determinar si la presencia de fracturas tiene un efecto positivo o negativo sobre el comportamiento de producción, y la magnitud de tal efecto. Además, es de suma importancia determinar la calidad de las fracturas como elemento de enlace entre la acumulación de fluidos que se encuentra en la matriz y el pozo.

Al igual que los yacimientos matriciales, los yacimientos naturalmente fracturados requieren ser caracterizados desde el punto de vista estático y dinámico. Dentro del proceso de caracterización estática de estos yacimientos, la caracterización de las fracturas atrae gran parte de la atención. Esto se debe principalmente a que la abundancia de las fracturas, su ubicación dentro del yacimiento y su orientación determinan en gran parte la facilidad con la cual se podrá tener acceso a las reservas contenidas en la matriz.

El sentido común sugiere que la situación ideal sería la existencia de un sistema constituido por un gran número de fracturas distribuido a lo largo del yacimiento en todas direcciones. Esto garantizaría que cualquier pozo perforado intersectara varias fracturas, las cuales conducirían los fluidos desde puntos lejanos del yacimiento, reduciendo el número de pozos necesarios para agotar las reservas y aumentando el recobro. Lamentablemente este no es el caso real, por lo tanto, el sistema de fracturas debe ser caracterizado para determinar la ubicación, la frecuencia con la cual se encuentran y la dirección preferencial de las fracturas.

La caracterización dinámica de un yacimiento fracturado tiene como objetivo, al igual que en el caso de los yacimientos matriciales, determinar la facilidad con la cual los fluidos pueden desplazarse a través de su

estructura y las direcciones preferenciales que seguirán en su recorrido hacia los pozos. El comportamiento de producción de un yacimiento naturalmente fracturado estará influenciado principalmente por la calidad de las fracturas como conducto de fluidos y por el grado de comunicación que exista entre la matriz y las fracturas.

La desviación que presenta la dinámica de fluidos de un yacimiento naturalmente fracturado con respecto a la de un yacimiento matricial la definen dos parámetros conocidos como factor de flujo entre porosidades,  $\lambda$ , y capacidad de almacenamiento  $\omega$ . El factor de flujo entre porosidades está relacionado con la razón de permeabilidades de la matriz y las fracturas. Desde el punto de vista de producción, siempre se esperará encontrar un yacimiento con un valor alto de  $\lambda$  ( $\approx 0,1$ ), ya que esto implicaría que la transferencia de fluidos desde la matriz hacia las fracturas se producirá a un ritmo más semejante a aquel con el cual las fracturas conducen el fluido hasta el pozo.

La capacidad de almacenamiento relaciona el volumen de fluidos que contienen solo las fracturas con el que contienen estas de forma conjunta con la matriz. Un valor de  $\omega$  cercano a uno implica la presencia en el yacimiento de una matriz de baja porosidad, y por lo tanto, el volumen de hidrocarburos recobrado dependerá de la porosidad de las fracturas. Un valor bajo de  $\omega$  indica que las fracturas tienen una capacidad para almacenar fluidos muy pobre, y su importancia radica en su funcionamiento como vía de escape de dichos fluidos hacia el pozo. En estos casos el factor  $\lambda$  se torna crítico, pues la producción depende de la interacción entre los dos medios, matriz y fracturas.

#### **4.1 Caracterización estática del sistema de fracturas**

La caracterización del sistema de fracturas se centra en la determinación de la dirección preferencial que muestran las fracturas, la ubicación de aquellos sectores del yacimiento que poseen un mayor desarrollo de fracturas y el número relativo de fracturas que se encuentren en esos sectores. Sin embargo, también se deben tomar en consideración propiedades intrínsecas de las fracturas, como su morfología, porosidad, espesor. Estas propiedades definen si un sistema de fracturas detectado en el yacimiento permitirá drenar las reservas a través de él, ó se constituirá en una barrera al flujo debido a las alteraciones que sufrió durante o después de su formación.

##### **4.1.1 Morfología de las fracturas**

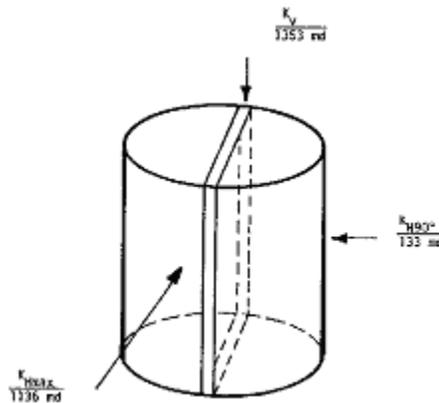
Un factor importante que dicta la porosidad y permeabilidad de las fracturas es la morfología de los planos que las conforman. Esta morfología se puede observar en núcleos y afloramientos, y se puede inferir usando algunos registros de pozos. Existen cuatro tipos básicos de morfologías de planos de fracturas naturales:

1. Fracturas abiertas
2. Fracturas deformadas
  - a. bandas de deformación
  - b. espejos de falla
3. Fracturas mineralizadas
4. Vugas

#### 4.1.1.1 Fracturas abiertas

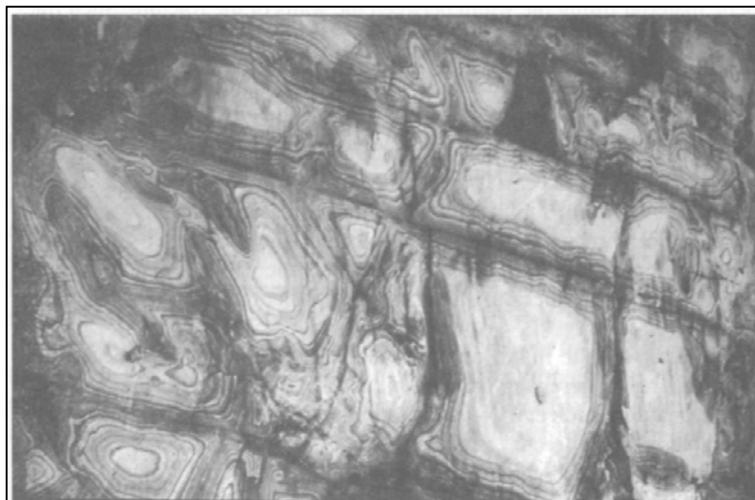
Las fracturas abiertas no poseen material diagenético ó producto de la deformación que ocupe el espacio entre las paredes de la fractura. La permeabilidad de las fracturas abiertas es función de su apertura inicial, de la componente de esfuerzo efectivo normal al plano de fractura, y de la rugosidad y área de contacto de las paredes de las fracturas. La apertura inicial, la rugosidad y el área de contacto son funciones de la distribución del tamaño de grano de la matriz, debido a que el número y “altura” de las asperezas a lo largo de las superficies de las fracturas (quienes determinan su magnitud) están formadas por múltiples de las más pequeñas unidades de la roca: el grano<sup>19</sup>.

En general, las fracturas abiertas incrementan considerablemente la permeabilidad del yacimiento paralela al plano de fractura. Debido a que la fractura regularmente solo alcanza el ancho de un poro, tiene un pequeño o despreciable efecto sobre el flujo de fluidos perpendicular al plano de fracturas (figura 4.1).



**Figura 4.1.** Permeabilidad 3-D asociada con una fractura abierta

Las fracturas abiertas al flujo de fluidos con frecuencia se evidencian en afloramientos por una mancha de óxido paralela a las fracturas (figura 4.2), lo cual indica movimiento de aguas subterráneas a lo largo del plano de las mismas<sup>19</sup>.



**Figura 4.2.** Manchas de óxido sobre las fracturas provocadas por el flujo de aguas subterráneas

#### **4.1.1.2 Fracturas deformadas**

Las fracturas deformadas son aquellas que se deformaron como una zona de corte relativamente dúctil o que inicialmente se hallaban abiertas y subsecuentemente fueron alteradas físicamente por movimientos tectónicos posteriores, dando origen a una gran anisotropía dentro del yacimiento. Se dividen en dos tipos de fracturas, las cuales se pueden dar simultáneamente: bandas de deformación y espejos de falla<sup>19</sup>.

##### **4.1.1.2.1 Bandas de deformación**

Una banda de deformación es definida como el material finamente raído que se encuentra entre las paredes de las fracturas como resultado del deslizamiento friccional. El desplazamiento de las masas de roca a lo largo de los planos de fractura causa cataclasis o granulación de los granos en contacto en las fracturas. Esta granulación, ó zona cataclástica, puede tener un espesor de varios diámetros de granos, y causa reducción de la porosidad, el tamaño del grano, el escogimiento, y por lo tanto, la permeabilidad de la zona de la fractura. En algunos casos, la mineralización secundaria de superficies recientemente rotas reduce aun más la porosidad y la permeabilidad intrínsecas. Además, el material deforme de grano fino posee una alta saturación de agua que reduce drásticamente la permeabilidad relativa a los hidrocarburos<sup>19</sup>.

Debido a que la fractura es larga y angosta, la reducción de permeabilidad ocurre principalmente perpendicular a la fractura o banda de deformación. Las bandas de deformación con frecuencia son la morfología más fácil de observar en núcleos y afloramientos, debido a que el material de la banda usualmente es más resistente a la erosión y abrasión que la roca no fracturada. Usualmente se muestran en las areniscas como líneas en relieve

de color claro, aunque también ocurren en lutitas y calizas. La banda de deformación es probablemente una característica primaria, que se forma con los primeros movimientos de corte de la fractura<sup>19</sup>.

#### **4.1.1.2.2 Espejo de falla**

Un espejo de falla es una superficie pulida o estriada que surge del deslizamiento friccional a lo largo de un plano de fractura o de falla. El desarrollo de un espejo de falla involucra la pulverización y cataclasis de la roca, o la creación de vidrio por derretimiento de los granos.

El resultado de esta deformación es una reducción de la permeabilidad, al menos en la dirección perpendicular a la superficie de deslizamiento. No obstante, podría ocurrir algún incremento de permeabilidad paralelo a tal superficie debido a un acople deficiente de las paredes lisas de la fractura. En contraste a la banda de deformación, la zona de deformación de un espejo de falla generalmente tiene un espesor de solo uno o dos diámetros de grano<sup>19</sup>.

Los espejos de falla son prominentes en areniscas de porosidad relativamente baja y carbonatos de varias propiedades. Estas rocas usualmente son más fuertes o más quebradizas que rocas análogas que desarrollan bandas de deformación, en iguales condiciones ambientales. Además, las rocas que contienen cantidades significativas de material no sujeto a granulación o cataclasis, tales como los rellenos de arcilla, azufre y calcita, preferiblemente tenderán a formar espejos de falla antes que bandas de deformación, aun cuando ellos no son materiales resistentes o quebradizos<sup>19</sup>.

Ocasionalmente se puede observar desarrollo de vidrio en secciones finas, a lo largo de la superficie deslizante (figura 4.3). Este vidrio es el resultado de el derretimiento de los granos de cuarzo durante el deslizamiento friccional a lo largo de la superficie de fractura. Tal material es impermeable y si se crea suficiente vidrio por desplazamiento continuo, la permeabilidad perpendicular a la fractura se verá drásticamente reducida. Los espejos de falla se pueden formar como una característica primaria de la superficie de fractura o como un efecto de rejuvenecimiento del deslizamiento durante un evento posterior<sup>19</sup>.

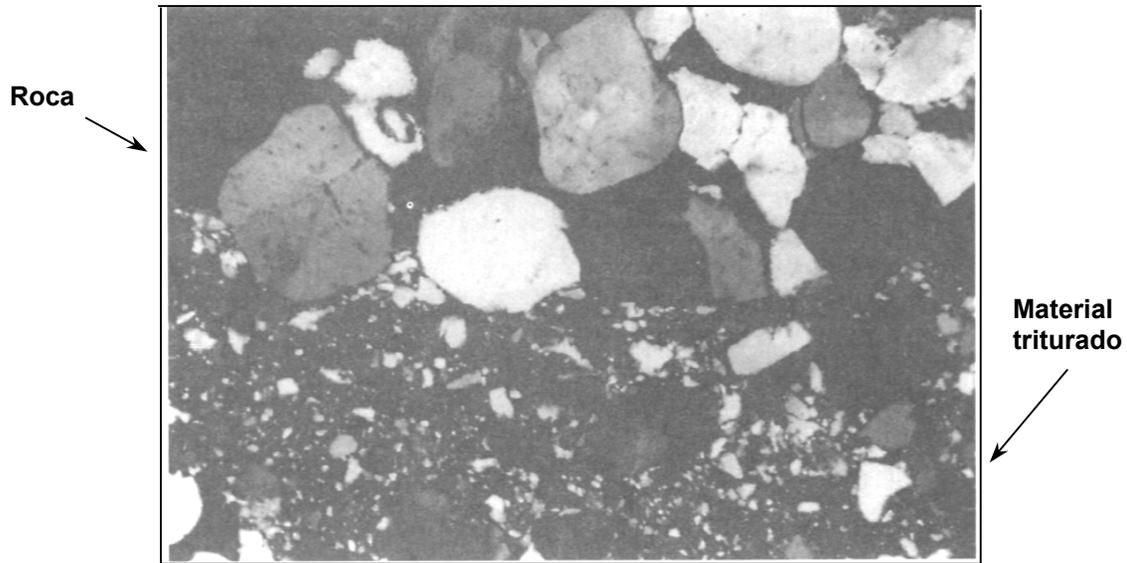


Figura 4.3. Banda de deformación observada en una sección fina

#### 4.1.1.3 Fracturas mineralizadas

Como su nombre lo indica, estas fracturas son aquellas que han sido rellenas o selladas por mineralización diagenética o secundaria. Frecuentemente el material cementante secundario es cuarzo, carbonato o ambos. Su efecto en la permeabilidad depende del grado de desarrollo del relleno y de la historia diagenética del material. Usualmente, las fracturas rellenas son barreras a la permeabilidad, pero una fractura con relleno incompleto en forma de vugas o porosidad intergranular puede aportar un incremento notable en la permeabilidad del yacimiento (figura 4.4)<sup>19</sup>.

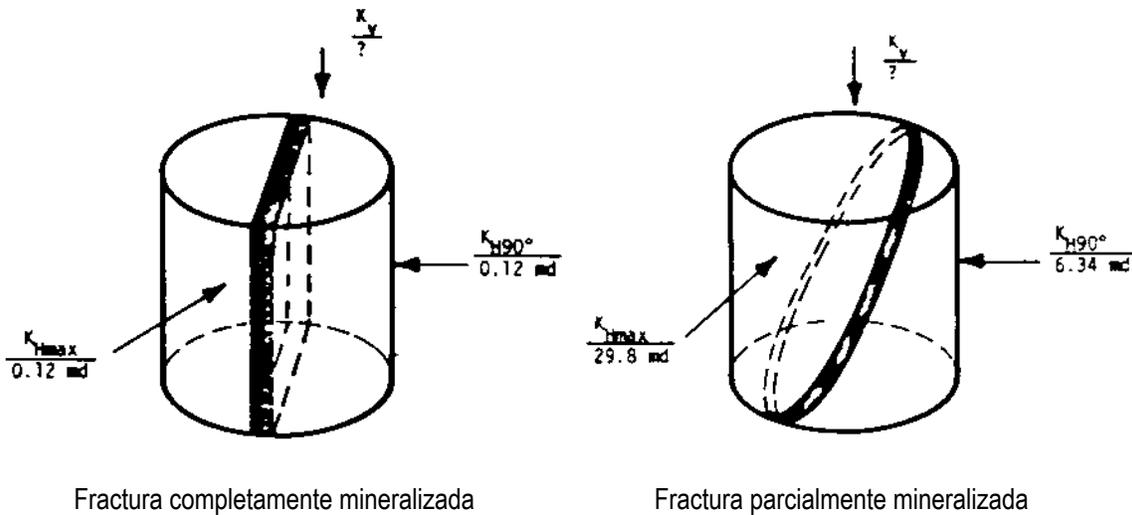
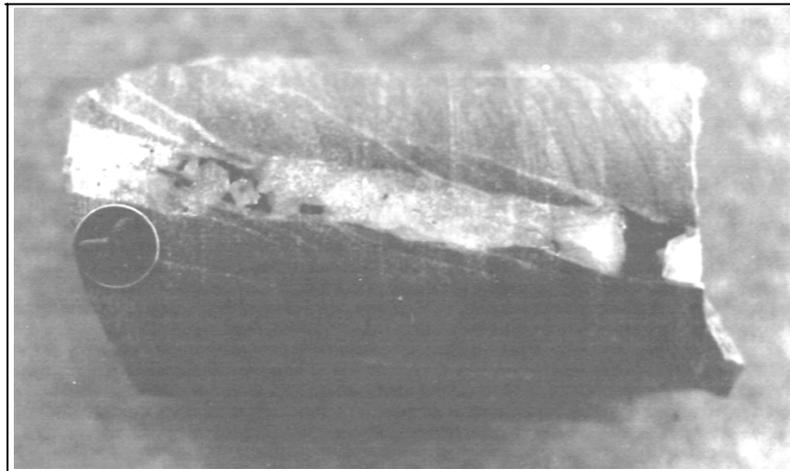


Figura 4.4. Permeabilidad 3-D asociada con fracturas mineralizadas

Las fracturas con relleno mineral son extremadamente comunes. El relleno mineral es la Némesis de la predicción y cuantificación de flujo en yacimientos fracturados. Mientras la presencia, ancho y la intensidad de los sistemas de fracturas naturales se pueden predecir en algún grado, la presencia de relleno mineral y su grado de desarrollo no. Afortunadamente el relleno mineral frecuentemente es incompleto o ha sufrido algún grado de disolución, haciendo aceptable la permeabilidad del yacimiento para la producción. Las fracturas mineralizadas ocurren frecuentemente en areniscas, lutitas y caliza (figura 4.5 y 4.6)<sup>19</sup>.



**Figura 4.5.** Fractura real con mineralización incompleta



**Figura 4.6.** Fractura completamente mineralizada observada en una sección fina

#### **4.1.1.3.1 Fracturas completamente mineralizadas**

Un relleno mineral completo en un sistema de fracturas no imparte atributos positivos de yacimiento a la roca en la cual reside. No obstante, existen algunos análisis que se pueden llevar a cabo en estas fracturas que son relevantes para un estudio de yacimientos profundo. Primero, si las fracturas están llenas con una fase mineral significativamente diferente en propiedades acústicas de la matriz, el reconocimiento en el televisor acústico podría ser más fácil y facilitaría el reconocimiento de la fractura y su orientación. Esto permite una mejor determinación de la intensidad del sistema de fracturas y la predicción de la existencia de un yacimiento fracturado cercano donde las fracturas no estén completamente rellenas<sup>19</sup>.

Otros usos de las fracturas completamente rellenas yace en la documentación de la diagénesis. El relleno de la fractura con frecuencia registra eventos de deformación y cementación que ocurrieron después de que se formó la fractura. Se puede encontrar evidencia de estos eventos en la forma de emparejamiento y traslación de los cristales, secuencias de cementación múltiple e inclusiones de fluidos. Estas ocurrencias pueden ser útiles para descifrar la historia de profundidad, alteración y migración de fluidos después que tuvo lugar el fracturamiento<sup>19</sup>.

#### **4.1.1.3.2 Fracturas con relleno mineral incompleto**

En fracturas con relleno incompleto existe cierto espacio poroso dentro de el material de relleno. Este espacio poroso podría ser de naturaleza primaria o secundaria con respecto a la fractura. Frecuentemente, el desarrollo de porosidad secundaria en fracturas es resultado de la disolución de calcita. El relleno mineral incompleto en fracturas puede ser muy importante y en algunos casos crea la calidad total del yacimiento. Uno de los efectos positivos que puede tener la mineralización secundaria parcial en el recobro de hidrocarburos es que esta actúa como un agente apuntalante natural que elimina o reduce el cierre de la fractura a medida que el yacimiento avanza en la producción<sup>19</sup>.

#### **4.1.1.4 Vugas**

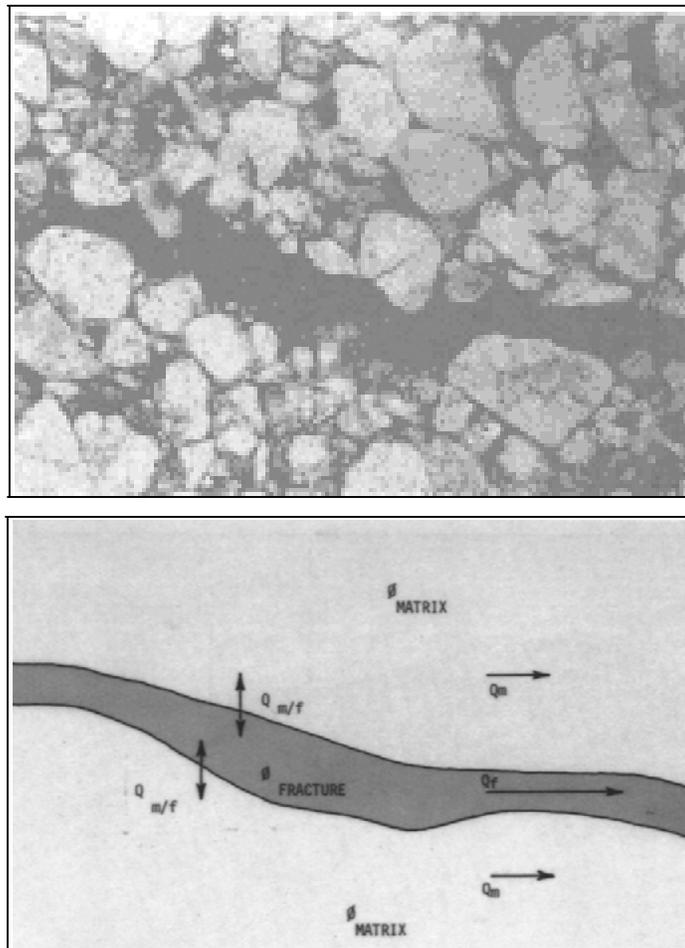
Las vugas no son una verdadera morfología de fracturas, sino alteraciones de la matriz que rodea la fractura. La vugas se forman cuando los fluidos entran en una roca de baja permeabilidad a lo largo de planos de fracturas. Si el fluido no está en equilibrio con la matriz de la roca, podría ocurrir disolución. Las vugas se desarrollan a lo largo y adyacentes a las fracturas, y se restringen a una zona angosta que rodea el canal de la fractura. Tales vugas frecuentemente están asociadas con discordancias en carbonatos y con el desarrollo de cársticos. Las vugas son importantes en muchos de los mayores yacimientos carbonáticos del mundo, ya que la porosidad secundaria asociada con ellas puede ser mucho mayor que los valores de porosidad normal de las fracturas. Además, debido a la forma esférica o achatada de las vugas, su porosidad será relativamente incompresible durante la declinación del yacimiento<sup>19</sup>.

#### 4.1.1.5 Influencia de la morfología de las fracturas en la expulsión de fluidos de la matriz

La influencia que puede tener la morfología de una fractura y la diagénesis que la ha afectado se puede observar en secciones finas tomadas de núcleos de yacimientos naturalmente fracturados.

##### 4.1.1.5.1 Flujo cruzado desinhibido

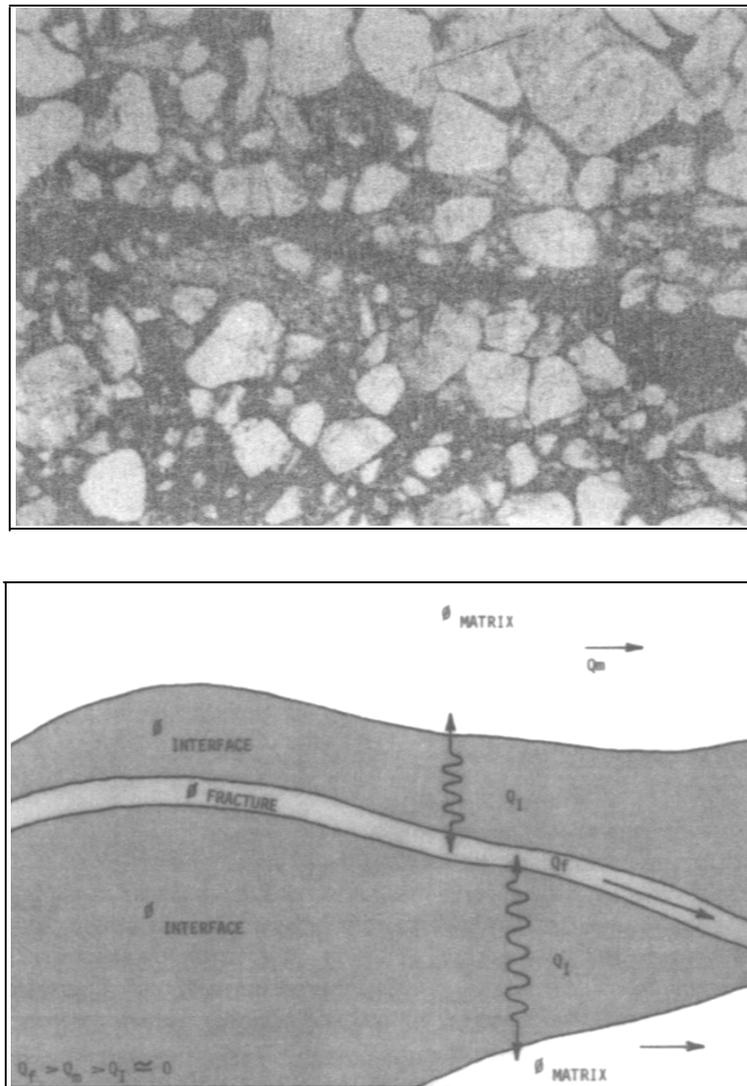
En un yacimiento fracturado donde la deformación se alcanza principalmente mediante fracturamiento por extensión y la mineralización diagenética es mínima, la interacción matriz-fractura es buena. En tal sistema, ambas porosidades responden al gradiente total de presión del fluido así como al gradiente que se produce entre ellas. En la figura 4.7 se observa una sección fina que muestra una fractura que posee buena comunicación con la matriz adyacente<sup>19</sup>.



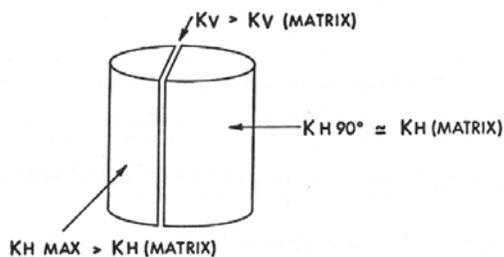
**Figura 4.7.** Fotografía microscópica de una fractura que presenta buena comunicación con la matriz

#### 4.1.1.5.2 Flujo cruzado inhibido

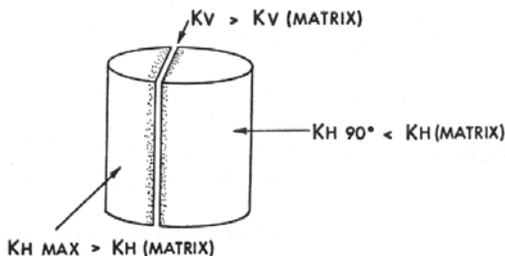
Si la mineralización diagenética dentro de una fractura es completa, la fractura es una barrera al flujo de fluido y un detrimento para el yacimiento. Cuando la mineralización está presente pero es incompleta, las propiedades de la interfase matriz-fractura se hacen importantes. En las figura 4.8 y 4.9 se presenta una fractura con interacción deficiente entre la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura debido a una mineralización diagenética incompleta<sup>19</sup>.



**Figura 4.8.** Fotografía microscópica de una fractura que presenta una comunicación con la matriz deficiente



Fractura abierta con buena comunicación matriz-fractura



Fractura abierta con pobre comunicación matriz-fractura

**Figura 4.9.** Efecto de la interacción matriz fractura sobre la permeabilidad del núcleo

Elas ilustran el problema de la existencia de un recubrimiento mineral impermeable en las paredes de las fracturas. En este caso, grandes vugas producto de disolución ubicadas en el centro del relleno de las fracturas están aisladas de la matriz porosa por un basto recubrimiento de mineralización diagenética. Esta situación hace que el conocimiento de la historia de solución y mineralización sea de gran importancia en la predicción de flujo de fluidos. La presencia de un recubrimiento mineral impermeable puede ser muy perjudicial cuando se predice erróneamente una contribución de la matriz significativa a través de las fracturas hacia el pozo. Por otra parte, en yacimientos en los cuales la contribución de la matriz a la producción se considera despreciable, la interacción matriz fractura puede representar un problema de evaluación mínimo o inexistente<sup>19</sup>.

La deformación asociada a las fracturas puede alterar considerablemente la interacción matriz-fractura. Los espejos de falla y la cataclasis son factores de alteración de gran importancia. Ambos procesos logran la deformación mediante la ruptura o devastación de los grano de la matriz. En la figura 4.8 se muestran ejemplos de comunicación matriz-fractura deficiente debido a la existencia de una banda de deformación cataclástica alrededor de las fracturas y la presencia de espejos de falla a lo largo de planos de fracturas abiertas. En general, el desarrollo de espejos de falla es menos dominante sobre la roca que las bandas de deformación y subsecuentemente afecta una zona más estrecha. Por lo tanto, para un número constante de fracturas, la formación de espejos de falla frecuentemente afecta la interacción matriz-fractura de forma menos dramática que la cataclasis<sup>19</sup>.

#### 4.1.2 Porosidad de las fracturas

La porosidad de fractura, como la porosidad de la matriz, es el porcentaje de volumen vacío dentro de una masa de roca comparado con su volumen total. Frecuentemente se le llama “porosidad secundaria”. Solo toma en cuenta aquellos vacíos que ocurren entre las paredes de las fracturas. La porosidad de la matriz, por otra parte, considera todos los vacíos dentro de una roca que no se encuentran en las fracturas. Por lo tanto, la porosidad de la matriz incluye vacíos de varios orígenes, porosidad vugular, porosidad intergranular, porosidad por disolución, etc.

La asignación de porosidad en un sistema de doble porosidad, específicamente en el caso de un yacimiento naturalmente fracturado (matriz y fracturas), podría ser crítico al estimar las reservas en sitio y la producción final de hidrocarburos.

En las ecuaciones 4.1 y 4.2 se presentan las dos relaciones básicas usadas para calcular la porosidad de la fractura y la porosidad de la matriz<sup>19</sup>.

$$\phi = \left( \frac{V_p}{V_b} \right) 100 \quad (4.1)$$

$$\phi_f = \left( \frac{e}{D + e} \right) 100 \quad (4.2)$$

donde

$\Phi_r$  = porosidad de la matriz

$\Phi_f$  = porosidad de la fractura

$V_p$  = volumen de poros (que no sean fracturas)

$V_b$  = volumen bruto

$D$  = espaciado promedio entre fracturas paralelas

$e$  = apertura efectiva promedio de las fracturas

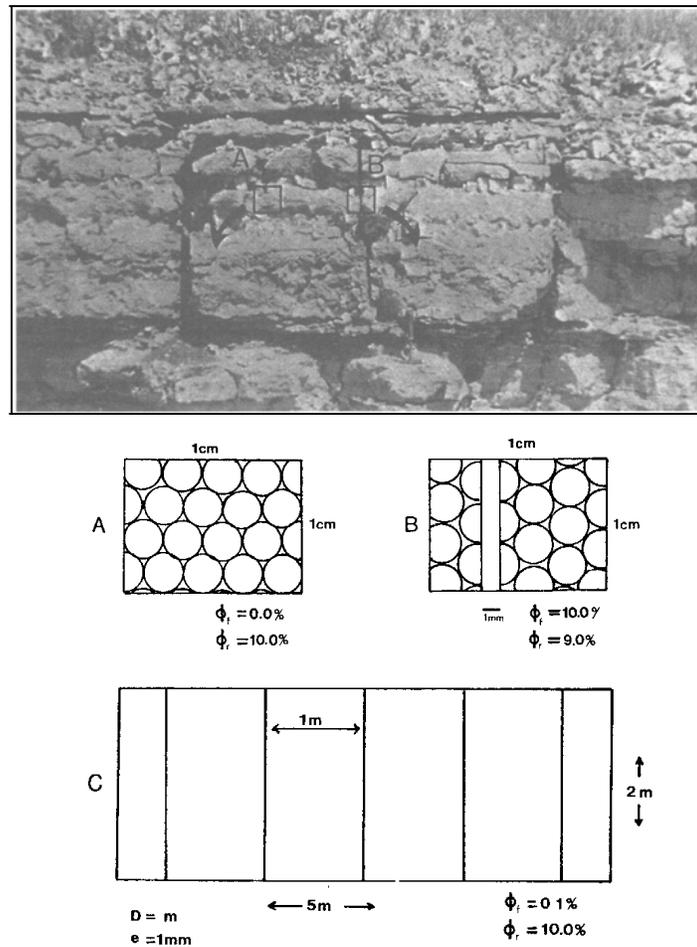
En la medida en que la porosidad secundaria o de fracturas sea mucho menor que la porosidad de la matriz, es decir,  $\phi_2 = \phi_f \ll \phi_m$ :

$$V_B = V_{B_m} \quad (4.3)$$

ó

$$\phi_T \approx \phi_m \quad (4.4)$$

Un análisis rápido de estas ecuaciones conlleva a la interesante conclusión de que la porosidad de la fractura ( $\Phi_f$ ) es dependiente de la escala mientras la porosidad de la matriz ( $\Phi_m$ ), en la forma como se presentó, no lo es. Para clarificar este punto, considere un afloramiento de roca en el cual se intentará medir la porosidad de la matriz y la fractura (figura 4.10). Si se supone que las fracturas mostradas están espaciadas regularmente y que la matriz es homogénea, el tamaño y posición del elemento de cálculo de porosidad afecta a  $\Phi_f$  en mayor grado que  $\Phi_m$ .<sup>19</sup>



**Figura 4.10.** Influencia del tamaño y posición de la muestra sobre la porosidad de las fracturas

Usando un pequeño elemento de roca ( $1 \text{ cm}^2$ ) localizado entre fracturas (figura 4.10) se calcularía una  $\Phi_f$  normal y no existiría  $\Phi_m$ . Si este mismo elemento se ubicara sobre una fractura, se calcularía una  $\Phi_f$  muy cercana a lo normal, mientras que  $\Phi_m$  sería muy alta. Mientras el elemento de medición crece,  $\Phi_f$  permanece casi constante mientras se encuentran más fracturas y  $\Phi_m$  se aproxima a un valor menor pero más representativo de la realidad. Este ejemplo ilustra el hecho de que  $\Phi_f$ , al incluir el espaciamiento de las fracturas en su formulación, depende de la escala y como tal implica un problema de muestreo más severo para su cálculo, que en el caso de la porosidad de la matriz. En el cálculo de la porosidad de la fractura, se debe usar un elemento de muestreo suficientemente

grande para encontrar varias fracturas regularmente espaciadas y así tener una medida precisa. Al parecer, se necesita un área que encierre cuatro o cinco fracturas regularmente espaciadas para evaluar de forma precisa la porosidad de la fractura<sup>19</sup>.

La porosidad de la fractura generalmente es un número pequeño comparado con la porosidad “normal” de la matriz. La mayoría de los buenos yacimientos fracturados poseen una porosidad de fractura menor a 1%. Cualquier sistema de fracturas de gran escala que posea una porosidad de fractura de 2% o mayor, ha sufrido disolución a lo largo de los planos de fractura, como en muchas calizas, o tiene un espaciamiento reducido, como el de algunas pizarras. Estos números no incluyen fracturas a escala de grano, el cual puede producir mayores porosidades, pero usualmente son inefectivas para el flujo de fluidos a gran escala.

#### **4.1.2.1 Importancia de la porosidad de la fractura**

La importancia del valor de  $\Phi_f$  en la evaluación y en los potenciales problemas de producción de un yacimiento depende del tipo de yacimiento fracturado encontrado. En un yacimiento fracturado en el cual el sistema de fracturas provee la permeabilidad y porosidad del yacimiento, es de gran importancia un cálculo temprano de  $\phi_f$  ó del volumen de fractura obtenible por pozo. Se debe tener un conocimiento preciso de este volumen tan pronto como sea posible para realizar una evaluación apropiada del yacimiento, y esta estimación se debe actualizar continuamente a lo largo de la historia de producción temprana con tantos métodos de cálculo como los datos lo permitan.

La importancia de  $\Phi_f$  para yacimientos fracturados en los cuales el sistema de fracturas provee solo permeabilidad y la matriz suple la porosidad o el volumen de almacenamiento, es mucho menor o quizá despreciable. En este tipo de yacimientos,  $\Phi_m$ , la cual usualmente es varios ordenes de magnitud mayor que  $\Phi_f$ , opaca el volumen en las fracturas, y vuelve el cálculo temprano y preciso de  $\phi_f$  carente de importancia. Lo importante es detectar el tipo de yacimiento tan temprano como sea posible.

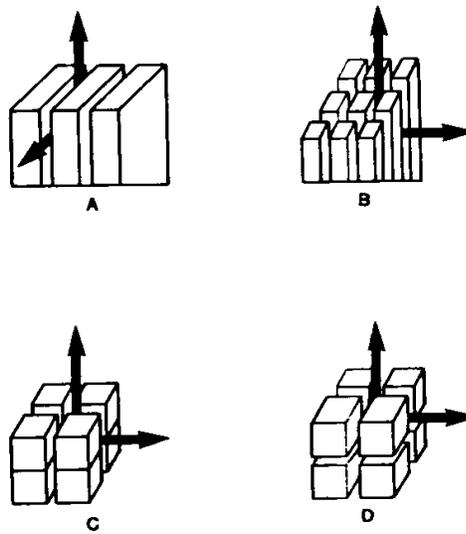
#### **4.1.2.2 Porosidad de sistemas de fracturas ideales**

En un sistema de fracturas el espacio poroso es función del tamaño del bloque, el cual se relaciona con la densidad de fracturas, y con el espesor de las fracturas. La figura 4.11 muestra sistemas de fracturas ideales sugeridos por Reiss(1980). Los elementos rectangulares (bloques) tienen lados denotados por  $a_1$ ,  $a_2$  y  $a_3$  y los espesores de fractura se denotan con la letra  $b$  (Figura 4.12). La porosidad de la fractura para cada uno de los modelos se calcula según se indica en la tabla 4.1<sup>16</sup>.

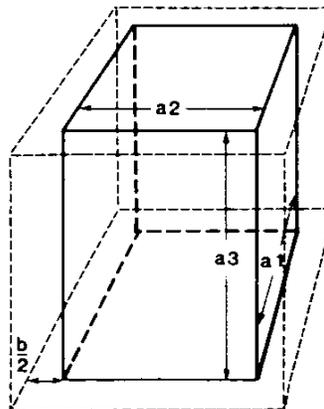
**Tabla 4.1.** Porosidad de las fracturas de sistemas ideales

Modelo	$\phi_f$
Hojas o estratos	$b/a$
Paralelepípedos alargados y cubos con dos planos de fracturas efectivos	$2b/a$
Cubos	$3b/a$

Donde  $\phi_f$  es adimensional, a en centímetros y b en micrones.



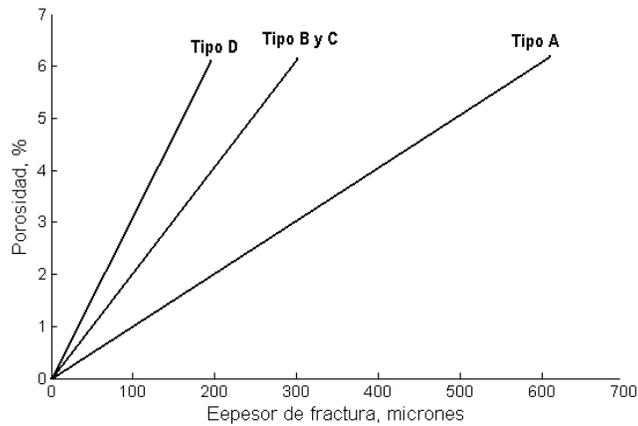
**Figura 4.11.** Redes de fracturas ortogonales ideales.



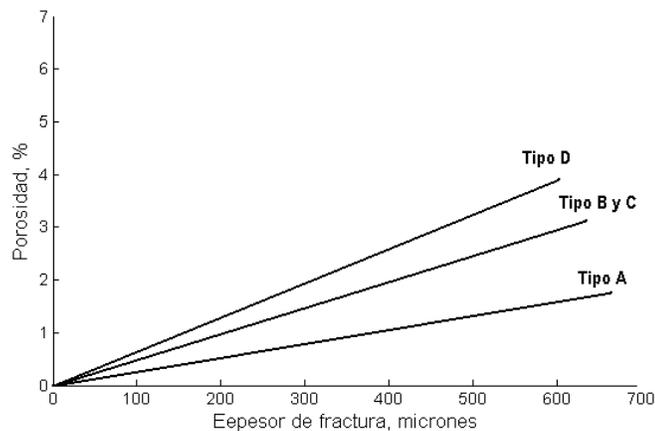
**Figura 4.12.** Definición de porosidad de fractura

Se aprecia que la máxima porosidad resulta de una red de fracturas representada por cubos. Leyendo las figuras que se encuentran en el Apéndice B, presentadas por Reiss(1980), se puede desarrollar la relación entre la porosidad de la fractura y su espesor, para un tamaño de bloque constante. En la figura 4.13 se muestran estas relaciones para un tamaño de bloque muy optimista, de 1cm. Se aprecia que se requieren espesores de fractura de 200, 300 y 700 micrones para desarrollar 6% de porosidad para los cuatro sistemas de fracturas<sup>16</sup>.

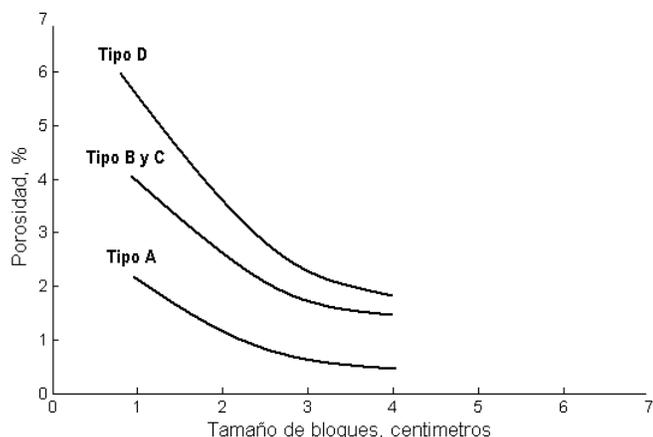
La figura 4.14 muestra el cambio drástico de porosidad que ocurre al incrementar el tamaño del bloque a 4 cm. En la figura 4.15 se muestra la relación entre porosidad y tamaño de bloque para un espesor de fractura constante. Un espesor de fractura arbitrario de 200 micrones se eligió para este ejemplo. Este gráfico demuestra la reducción de porosidad a medida que se incrementa el tamaño del bloque. Se observa que una porosidad máxima de aproximadamente 2% esta asociada con tamaños de bloques de aproximadamente 1 pulgada<sup>16</sup>.



**Figura 4.13 .** Relación entre la porosidad y el espesor de la fractura para bloques con lados de 1cm



**Figura 4.14.** Relación entre la porosidad y el espesor de la fractura para bloques con lados de 4 cm.



**Figura 4.15.** Relación entre la porosidad y el tamaño del bloque para fracturas de 200 micrones de espesor.

#### 4.1.2.3 Estimaciones de porosidad de la fractura

La porosidad de la fractura es un número muy difícil de calcular. Se pueden hacer estimados a través de:

1. Análisis de núcleos
2. Trabajo de laboratorio
3. Registros
4. Pruebas de presión

Comúnmente estos métodos dan valores ligeramente distintos de  $\Phi_f$  debido a que ellos se basan en datos distintos. Por lo tanto, es importante usar tantos métodos para calcular  $\Phi_f$  como sea posible con el fin de determinar el rango de posibles valores que se encuentran en el yacimiento<sup>19</sup>.

##### 4.1.2.3.1 Análisis de núcleos

Los análisis de núcleos enteros son una muestra de roca relativamente mayor a la representada por los análisis de tapones y, por lo tanto, frecuentemente representa una medida de la porosidad de la fractura que no se puede alcanzar mediante análisis de tapones.

Un estimado de la porosidad de las fracturas se obtiene restando la baja porosidad de la matriz (tomada del promedio de las muestras no fracturadas) del total de las muestras que contienen fracturas. Por supuesto, este método para calcular  $\Phi_f$  está cargado de problemas de escala y muestreo. Se toma como ejemplo un núcleo con fracturas verticales (paralelas al eje del núcleo) cuyo diámetro es de 4 pulgadas. Si las fracturas estuviesen espaciadas a más de 4 pulgadas, el encontrar una fractura en el núcleo de 4 pulgadas de diámetro conduciría a un valor de  $\Phi_f$  anómalamente alto comparado con esa porción de yacimiento. Por el contrario, el no interceptar

fracturas con el núcleo conduciría a una  $\Phi_f$  anómalamente baja ( $\Phi_f = 0$ ). Debido a estos y otros problemas de muestreo, el análisis de núcleos frecuentemente producen los valores más engañosos de porosidad de fractura. Sin embargo, con frecuencia este es el primer método disponible para el análisis de  $\Phi_f$  y debe ser llevado a cabo tan pronto en la evaluación como sea posible<sup>19</sup>.

#### 4.1.2.3.2 Determinación en campo y laboratorio

Gracias a que las fracturas son delimitadas por planos,  $\Phi_f$  y  $k_f$  dependen directamente del espesor y el espaciamento de las fracturas ( $e$ ):

$$\phi_f = \left( \frac{e}{D + e} \right) 100 \quad (4.5)$$

$$k_f = \left( \frac{e^3}{12D} \right) \quad (4.6)$$

donde  $D$  = espaciamento promedio y el plano de fractura es paralelo a la dirección del gradiente de presión del fluido.

En el laboratorio, se puede medir la permeabilidad de muestras fracturadas y no fracturadas de roca yacimiento bajo presión de confinamiento. Las diferencias de permeabilidad entre esas dos curvas ( $k$  versus la presión de confinamiento) a cualquier presión de confinamiento se puede considerar el efecto de la fractura sobre el flujo en las muestras, o la permeabilidad de la fractura ( $k_f$ ). Una vez que se ha medido  $k_f$  y se ha hecho la estimación de  $D$ , estas variables se pueden introducir en la ecuación 7 y se puede calcular la apertura efectiva de las fracturas ( $e$ ) a cualquier presión de confinamiento. Una vez conocido  $e$  a cualquier presión de confinamiento o profundidad simulada, se puede usar la ecuación 6 para calcular  $\Phi_f$  (figura 4.16)<sup>19</sup>.

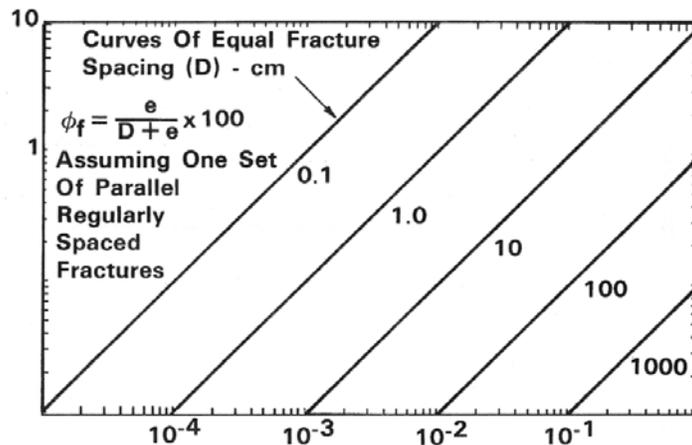


Figura 4.16. Porosidad de fractura como función de el espesor y el espaciamento.

#### 4.1.2.3.3 Registros

No existe método directo para calcular la porosidad de la fractura a partir de registros de pozos. Los métodos más recientes consisten en medir la porosidad de la matriz con una herramienta y la porosidad total con otra. La diferencia entre ellas se consideraba igual a la porosidad de la fractura. Sin embargo debido a que  $\Phi_f$  es tan pequeña, los errores de calibración frecuentemente opacan el verdadero valor de  $\Phi_f$ .

Los enfoques de los equipos de registro más modernos para determinar la porosidad de la fractura subterránea vienen de los registros de imágenes eléctricas. Esta herramienta no solo registra la orientación e intensidad de las fracturas interpretadas, sino que también registra su apertura eléctrica aparente. Con la apertura e intensidad de las fracturas integradas se puede hacer una estimación de la porosidad de la fractura para cada conjunto de fracturas. Los valores absolutos de la porosidad de fractura que provee directamente la estación de trabajo quizá son incorrectos. No obstante, la variación de la apertura dentro del intervalo registrado es precisa. Si una orientación u horizonte tiene la misma intensidad de fractura, pero tiene el doble de la intensidad de fractura interpretado, tendrá el doble de la porosidad de fractura<sup>19</sup>.

#### 4.1.2.3.4 Pruebas de presión

Las pruebas de presión que involucran varios pozos o de un solo pozo se pueden usar para calcular efectivamente  $\Phi_f$ . Los análisis de presión vs. tiempo son buenos métodos para hacerlo. Probablemente estos métodos dan los estimados más precisos de  $\Phi_f$  a nivel de subsuelo. No obstante, requieren pozos con espaciamiento suficientemente reducido para las pruebas y usualmente solo se aplican en áreas bien desarrolladas donde la producción se pueda cerrar en suficientes pozos para llevarlas a cabo<sup>19</sup>.

#### 4.1.3 Espesor de fracturas

El espesor de las fracturas determina la capacidad que tienen las fracturas para conducir los fluidos desde la matriz hasta el pozo. La presencia de fracturas libres de minerales o no cementadas, garantizarán que el área que existe entre las caras de la fractura sea efectiva al movimiento de los fluidos. Por el contrario, la depositación de minerales sobre la cara de la fracturas ó la existencia de material granulado generado por movimientos de corte reduce el área efectiva al flujo y dificulta el drenaje del yacimiento.

Varios valores de espesor representativos de fracturas naturales correspondientes a formaciones someras publicados indican que estos son muy pequeños (tabla 4.2). Estos valores varían entre  $1,0 \times 10^{-3}$  cm y más de  $5,0 \times 10^{-1}$  cm. Sin embargo, ellos corresponden a profundidades someras (varios cientos de metros). Los espesores de fractura a mayores profundidades de operación (5,000 –20000 pies) son significativamente mucho menores<sup>19</sup>.

Fracturas de yacimiento simuladas o naturales sujetas a cargas externas en el laboratorio indican como estos valores podrían cambiar a profundidad o durante el vaciamiento del yacimiento. De un número estadísticamente no significativo de tales experimentos, se pueden calcular valores espesores u ordenes de magnitud del espesor para varios tipos de rocas. Resultados preliminares tienden a indicar una segregación por tamaño de granos constitutivos de la roca no fracturada (tabla 4.3)<sup>19</sup>.

Observando estos bajos valores de espesor de fractura es evidente por qué es extremadamente difícil detectar o cuantificar las fracturas naturales a través de análisis de registros de pozo comunes. La mayoría de las técnicas de pozos para detectar fracturas dependen de su ensanchamiento mediante trabajos en el pozo.

**Tabla 4.2.** Algunos espesores de fractura extraídos de la literatura

<b>Fuente</b>	<b>Espesor</b>
Noorishad y otros (1971)	$3,0 \times 10^{-1}$ cm
Ohnishi y Goodman (1974)	$1,3-2,5 \times 10^{-1}$ cm
Sharp y otros (1972)	$1,0 - 5,0 \times 10^{-2}$ cm
Snow (1968a)	$5,0 \times 10^{-1}$ cm
Snow (1968b)	$0,5 - 1,5 \times 10^{-2}$ cm
van Golf-Racht (1982)	$1,0 - 4,0 \times 10^{-3}$ cm
Wilson y Witherspoon (1970)	$2,5 \times 10^{-2}$ cm (promedio)

**Tabla 4.3.** Espesores de fractura experimentales a 10000 pies. (Profundidad simulada)

<b>Litología</b>	<b>Espesor</b>
Arenisca de grano grueso a medio	$10^{-2}$ cm
Carbonatos cristalinos y areniscas finas a medias	$10^{-1}$ cm
Siltstones	$10^{-4}$ cm
Lutitas	$10^{-5}$ cm
Pizarras	$10^{-1}-10^{-6}$ cm

Dentro de las técnicas más recientes utilizadas para la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados se encuentran los lectores ópticos. Estos instrumentos se basan en el procesamiento de imágenes de tomadas de núcleos que presentan secciones fracturadas. Los resultados que arrojan son más precisos que los obtenidos usando registros de pozos.

Las fracturas naturales en el subsuelo ciertamente son angostas y difíciles de medir. No obstante, el problema de caracterización es aun más difícil debido a que el sistema de fractura normalmente tiene una distribución de frecuencia log-normal con respecto al espesor de fractura (figura 4.17).

Las distribuciones log-normales de espesor no simétricas presentan un problema al calcular valores representativos, debido a que los valores de la media, la mediana y la moda se separan. Tales distribuciones son importantes ya que los pocos espesores grandes pueden dominar la permeabilidad del sistema de fractura debido al hecho que el espesor de fractura es un término cúbico en las ecuaciones de permeabilidad de las fracturas<sup>19</sup>.

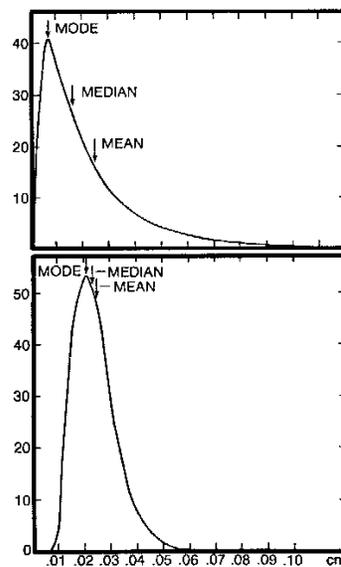


Figura 4.17. Diagramas hipotéticos de frecuencia de fracturas naturales.

#### 4.1.3.1 Apertura Hidráulica

Como se verá posteriormente, el flujo de fluido a través de una fractura se puede calcular usando la ecuación:

$$q = \frac{w^3 A (p_1 - p_2)}{12 \mu L} \quad (4.7)$$

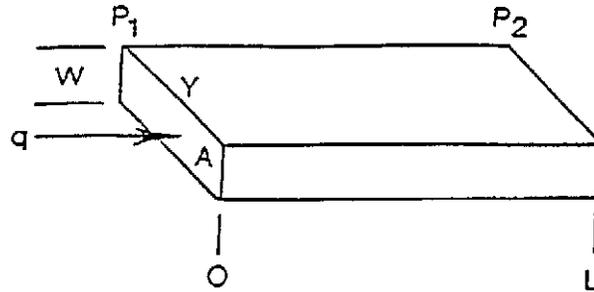


Figura 4.18. Esquema de fractura ideal

donde:

- Q = tasa de flujo  $\text{cm}^3/\text{s}$
- W = apertura de la fractura, cm
- L = longitud de la fractura, cm
- A = área de sección transversal de la fractura,  $\text{cm}^2$
- $(p_1 - p_2)$  = diferencial de presión entre los extremos de la fractura
- $\mu$  = viscosidad del fluido, poises

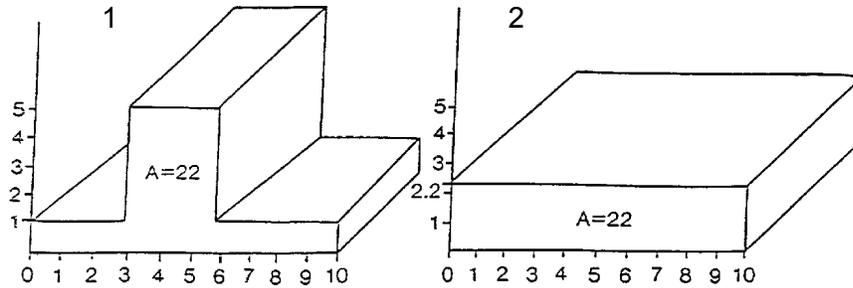
Con el fin de apreciar los efectos del tamaño y forma de las fracturas, varios términos de la ecuación anterior se unen como una constante:

$$C = \frac{(P_1 - P_2)}{12\mu L} \quad (4.8)$$

y

$$q = Cw^2A = Cw^3Y \quad (4.9)$$

donde Y es la longitud en centímetros de la traza de la fractura. La figura 4.19 presenta dos fracturas de diferente forma. El área de ambas fracturas es igual a 22. Las tasas de flujo a través de las fracturas 1 y 2 se puede calcular de la siguiente forma:



**Figura 4.19.** Efecto de la distribución del espesor sobre la apertura hidráulica

$$q_1 = C \sum_{y=1}^{10} w^3 Y = C [3(1,0^3 * 1) + 3(5,0^3 * 1) + 4(1,0^3 * 1)] = C [3 + 375 + 4]$$

$$q_1 = 382C$$

$$q_2 = C \sum_{y=1}^{10} w^3 Y = C [10(2,2^3 * 1)] = C [10(10,684)]$$

$$q_2 = 106,48C$$

La razón de la tasa de flujo de la fractura 1 a la tasa de flujo de la fractura 2 es:

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{382C}{106,48C} = 3,588$$

Consecuentemente, aunque las áreas de las dos caras de las fracturas son iguales, la fractura 1 tendrá una tasa de flujo más de tres veces mayor que la fractura 2. Esto ilustra el hecho de que las fracturas de mayor apertura serán el principal conducto para el flujo de fluidos en la formación<sup>2</sup>.

Existen dos tipos de apertura de las fracturas: (1) apertura promedio de fractura,  $F_A$  y (2) apertura hidráulica de fractura,  $F_{AH}$ . La apertura promedio es un promedio aritmético simple del ancho de las fracturas, mientras que la apertura hidráulica es una media cúbica de dicho espesor, es decir, la raíz cúbica de la suma de los cubos de cada espesor<sup>2</sup>.

Las aperturas promedio de las fracturas 1 y 2 son, respectivamente:

$$F_{A1} = \frac{\sum w_i}{n} = \frac{3(1,0) + 3(5,0) + 4(1,0)}{10} = 2,2$$

$$F_{A2} = \frac{\sum w_2 i}{n} = \frac{10(2,2)}{10} = 2,2$$

y

$$\frac{F_{A1}}{F_{A2}} = \frac{2,2}{2,2} = 1,0$$

En consecuencia, la fractura 1 y la fractura 2 tienen la misma apertura promedio. Los cálculos de la apertura hidráulica se realizan de la siguiente manera:

$$F_{AH1} = \sqrt[3]{\frac{\sum w_1^3 i}{n}} = \sqrt[3]{\frac{3(1,0)^3 + 3(5,0)^3 + 4(1,0)^3}{10}} = \sqrt[3]{\frac{382}{10}} = 3,368$$

$$F_{Ah2} = \sqrt[3]{\frac{\sum w_2^3 i}{n}} = \sqrt[3]{\frac{10(2,2)^3}{10}} = \sqrt[3]{\frac{106,48}{10}} = 2,2$$

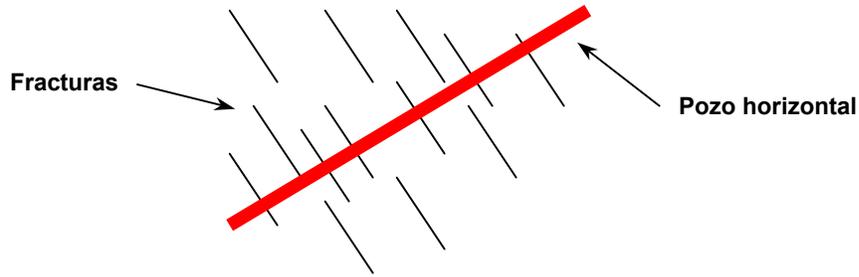
$$\left(\frac{F_{AH1}}{F_{AH2}}\right)^3 = \left(\frac{3,368}{2,2}\right)^3 = (1,531)^3 = 3,588$$

Por lo tanto, el cubo de la razón de las fracturas hidráulicas produce el mismo valor que la razón de las tasas de flujo a través de las dos fracturas. Esto indica que la apertura de las fracturas da una medida de la dimensión física de la apertura de la fractura, mientras la apertura hidráulica da una medida de la capacidad de flujo de la fractura<sup>2</sup>.

#### 4.1.4 Orientación del sistema de fracturas

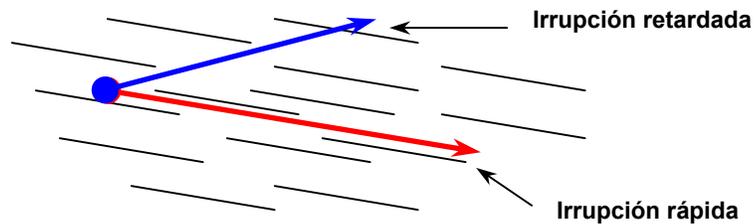
Los sistemas de fracturas presentan orientaciones definidas que dependen de el estado de esfuerzos que lo formó. Como muestra la figura 3.1, la dirección en la cual se propaga una fractura no es aleatoria, sino que depende de la orientación que el esfuerzo máximo y los esfuerzos menores presentaban al momento de su formación.

La dirección de las fracturas incide sobre los yacimientos naturalmente fracturados principalmente en dos formas. En la actualidad, los pozos horizontales representan una tecnología a la cual se recurre para reducir el número de pozos que se requiere para drenar un yacimiento. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados este tipo de pozos son de gran utilidad, ya que en vista de que la mayoría de las fracturas naturales son verticales ó subverticales, el pozo horizontal se puede perforar de forma normal al plano de las fracturas, interceptando un mayor número de ellas y aumentando el área de fracturas expuesta al flujo (figura 4.20).



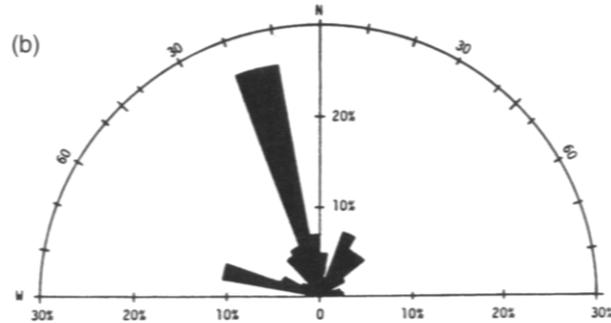
**Figura 4.20.** Fracturas naturales interceptadas por un pozo horizontal.

La segunda forma en la cual las fracturas afectan el manejo de yacimientos naturalmente fracturados es la anisotropía de la permeabilidad que se crea causa de la existencia dentro de ellos de canales de flujo que presentan una orientación preferencial. Durante los procesos de inyección de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados es posible que no se forme un frente de desplazamiento bien definido, sino que más bien el fluido inyectado avance rápidamente a través de las fracturas, dejando atrás a los hidrocarburos que se encuentran en la matriz. La irrupción se producirá de forma prematura en aquellos pozos productores que se encuentran alineados con los inyectores de forma paralela a la orientación dominante de las fracturas (figura 4.21)



**Figura 4.21.** Anisotropía de permeabilidad creada por la orientación de las fracturas

La orientación de las fracturas se puede determinar a través de estudios estadísticos realizados a datos obtenidos de diversas maneras. Las herramientas más comunes para organizar estos datos es el diagrama de rosa, figura 4.22, y los histogramas. Estos diagramas resaltan aquellas orientaciones que se registraron con mayor frecuencia durante la toma de datos.

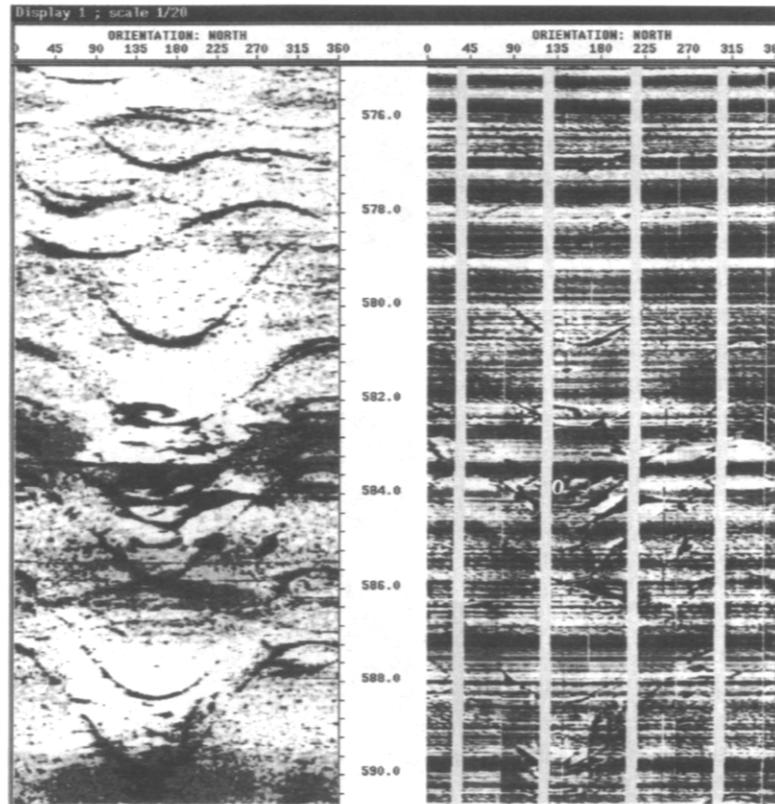


**Figura 4.22.** Diagrama de Rosa

Una de las fuentes de información para la determinación de la orientación preferencial de las fracturas es el examen de núcleos orientados y afloramientos. Esto representa una observación directa de las fracturas, y en el caso de los afloramientos puede representar una muestra importante dadas las dimensiones que generalmente tienen. La determinación de la orientación de fracturas de acuerdo a los datos recolectados de estas fuentes requiere la identificación de aquellas fracturas que probablemente no se encuentren a nivel de subsuelo. La relajación de esfuerzos que produce la extracción de un núcleo o la erosión de la sobrecarga da origen a fracturas distintas a las originadas por el campo de esfuerzos que afecto al yacimiento confinado. Afortunadamente, estas fracturas tienen formas y ubicaciones especiales dentro de núcleos y afloramientos que permiten diferenciarlas de las fracturas de interés.

Una forma indirecta de identificación de la orientación de las fracturas naturales es el uso de registros de imágenes. Estos incluyen los registros acústicos y de resistividad. Los registros acústicos registran la topografía de la pared del hoyo, mientras que los registros de resistividad registran los fluidos dentro de las fracturas abiertas. En la figura 4.23 se muestra una comparación de ambas herramientas. Este es un ejemplo del Ultrasonic Borehole Imager (UBI) y del Formation Microimager (FMI), ambos registros creados por Schlumberger. El registro acústico trabaja mejor en lodos base aceite y es usado en la determinación de deformaciones de las paredes del hoyo, a partir de las cuales se determinan direcciones de esfuerzos. Los registros de resistividad poseen una mayor resolución y permiten calcular una espesor relativo de las fracturas.

Estos registros proveen una panorámica de 360° de la pared del hoyo. Las fracturas que buzcan con respecto al eje del pozo se muestran como una traza sinusoidal sobre la imagen. Una plataforma de interpretación permite seleccionar puntos a lo largo de la traza de la fractura y calcular automáticamente su orientación y buzamiento.



**Figura 4.23.** Imagen de fracturas obtenida con los registros acústico(izquierda) y de resistividad (derecha).

#### 4.1.5. Densidad e intensidad de fracturamiento

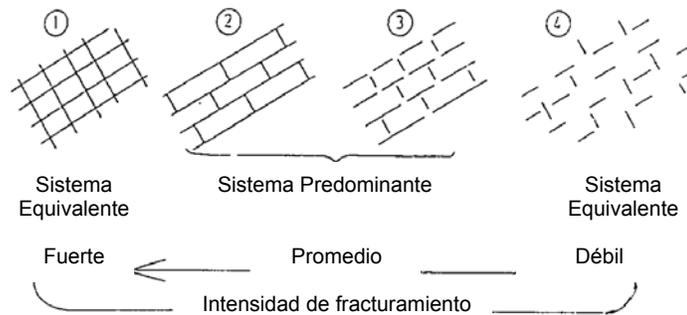
La densidad e intensidad de fracturamiento dan la noción acerca de la frecuencia con la cual se encuentran fracturas dentro del yacimiento. Un mayor número de fracturas implica una mayor área de matriz expuesta y por lo tanto, un área mayor a través de la cual puedan fluir las reservas acumuladas en la matriz. A medida que se incrementa intensidad de fracturamiento se van delineando unidades de matriz de tamaño cada vez menor, las cuales cederán los volúmenes de hidrocarburos más fácilmente de lo que lo haría un gran bloque de matriz que de por si tiene ya tiene una baja permeabilidad.

Los parámetros de una fractura se refieren a características intrínsecas, tal como espesor, longitud y naturaleza de la fractura. Si la fractura se asocia con el yacimiento, se debe definir otra característica esencial, como lo es la orientación de la fractura. Los parámetros de grupos de fracturas se refieren al arreglo de fracturas (geometría) que generan los bloques de matriz. El número de fracturas y su orientación están directamente relacionadas a su distribución y densidad. Cuando la densidad de fracturas está relacionada a la litología, se obtiene otro parámetro de interés llamado “intensidad de fracturamiento”<sup>7</sup>.

En una red de fracturas que contiene dos o más sistemas de fracturas, cada sistema ha sido generado por un estado de esfuerzos diferente(excepto en el caso de fracturas conjugadas). Entonces la distribución de las fracturas se expresa por un factor del grado de fracturamiento. Este factor es más fuerte si existe una comunicación continua entre las fracturas de un sistema y si los sistemas son equivalentes. Además, el grado de fracturamiento será más débil si la intercomunicación entre los sistemas de fracturas es interrumpida y si el fracturamiento de un sistema prevalece sobre el otro<sup>7</sup>.

La figura 4.24 muestra varios casos donde dos sistemas de fracturas ortogonales pueden ser equivalentes, como en el caso 1, o con predominancia de uno de los sistemas, como en los casos 2 y 3. Para estos ejemplos, la magnitud de la predominancia, o su ausencia, puede ser expresada por un grado de fracturamiento equivalente.

Además, la densidad de fractura delinea bloques de matriz de diferentes tamaños como resultado de la distribución de fracturas(caso 1 comparado con caso 2).



**Figura 4.24.** Predominancia de sistemas de fracturas e intensidad de fracturamiento

La densidad de fractura expresa la frecuencia de fracturas a lo largo de una dirección dada, y recíprocamente, la extensión de la matriz delimitada por las fracturas encontradas. La intersección de varios sistemas de fracturas ortogonales da origen a bloques de matriz sencillos de diferentes tamaños y formas. De hecho, a lo largo de la dirección X, la densidad lineal de fracturas (DLF) es:

$$(DLF)_x = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fracturas}}{\text{longitud (a lo largo de cierta dirección)}} = \frac{n_f}{L_x} \quad (4.10)$$

y recíprocamente, la longitud del bloque entre dos fracturas,  $L_x$ , puede ser determinado de la siguiente manera:

$$L_x = \frac{n_f}{(DLF)_x} \quad (4.11)$$

Basados en esta aproximación, algunas formas de bloques idealizadas que surgen de varias distribuciones de fracturas en un sistema de fracturas ortogonales, dan origen a distintos valores de densidad de fractura (figura 4.30). Los bloques se pueden estructurar como estratos (Nº 1), como paralelepípedos que ofrecen solo una dirección de permeabilidad (Nº 2 y Nº 3), cubos con una sola dirección de flujo (Nº 4 y Nº 5) ó con dos direcciones de flujo (Nº 6)<sup>7</sup>.

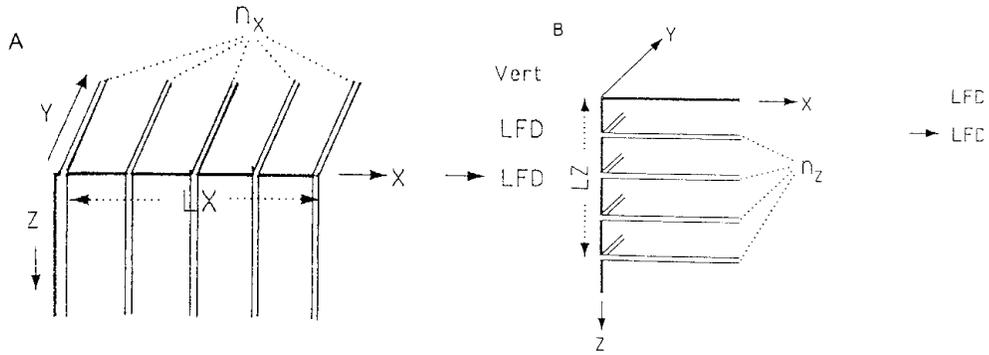
Cuando la zona productora es una sola capa es de poco espesor, es necesario referir todas las fracturas (verticales y subverticales) a dicha capa, con el fin de discernir el efecto tectónico vs. la litología. Si la zona productora es de mayor espesor y las fracturas son verticales (o subverticales) y horizontales (o subhorizontales), se puede plantear la noción de intensidad de fracturamiento como la razón de densidad de fracturas verticales a la densidad de fracturas horizontales:

$$INTF = \frac{DLF_{\text{verticales}}}{DLF_{\text{horizontales}}} = \frac{DLFV}{DLFH} \quad (4.12)$$

en ciertos casos las fracturas verticales y horizontales también pueden ser interpretadas como fracturas que son normales y paralelas a la estratificación<sup>7</sup>.

En una red de fracturas ortogonales orientadas a lo largo de los tres ejes ortogonales, la intensidad de la fracturamiento será la razón de la densidad de fracturas en el plano XOY a la densidad de fracturas en el plano XOZ.

El número de fracturas puede ser observado y contado a lo largo de un plano normal a la dirección de la fractura. Como ejemplo, en la figura 4.25 se cuenta el número de fracturas del plano XOY orientadas en la dirección Z:



**Figura 4.25.** Densidad de fracturas verticales (izquierda) y horizontales (derecha)

$$\text{Densidad lineal de fracturas verticales} = \text{DLFV} = \text{DLFZ} = \frac{n_x}{L_x} \quad (4.13)$$

y el número de fracturas orientadas en la dirección X (figura 4.25) se cuenta en el plano YOZ:

$$\text{Densidad lineal de fracturas horizontales} = \text{DLFH} = \text{DLFX} = \frac{n_z}{L_z} \quad (4.14)$$

con este resultado llegamos a la intensidad de la fracturamiento:

$$\text{INTF} = \frac{\text{DLFZ}}{\text{DLFX}} = \frac{n_x / L_x}{n_z / L_z} \quad (4.15)$$

y las dimensiones de los bloques de matriz:

$$Z_{bl} = \frac{L_z}{n_z} = \frac{1}{\text{DLFX}} = \frac{1}{\text{DLFH}} \quad (4.16)$$

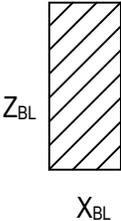
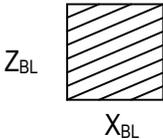
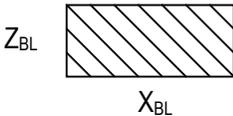
$$Z_{bl} = \frac{L_x}{n_x} = \frac{1}{\text{DLFZ}} = \frac{1}{\text{DLFV}} \quad (4.17)$$

ó expresado como la razón de las dimensiones de la matriz:

$$\text{INTF} = \frac{\text{DLFZ}}{\text{DLFH}} = \frac{1/X_{bl}}{1/Z_{bl}} = \frac{Z_{bl}}{X_{bl}} \quad (4.18)$$

Los valores de intensidad de fracturamiento muestran una relación entre las distribuciones de fracturas horizontales y verticales y también dan una indicación sobre la forma del bloque de matriz, como se muestra en la tabla 4.4: paralelepípedo alargado, estrato, y / o cubos<sup>7</sup>.

**Tabla 4.4.** Relación entre la densidad de fracturas verticales-horizontales y la forma de los bloques de matriz

CASO 1	CASO 2	CASO 3
Densidad > Densidad Vertical Horizontal	Densidad = Densidad Vertical Horizontal	Densidad < Densidad Vertical Horizontal
DLFZ > 1	DLFZ = LFDX	DLFZ < LFDX
FINT > 1	FINT = 1	FINT < 1
$\frac{Z_{BL}}{X_{BL}} > 1$	$\frac{Z_{BL}}{X_{BL}} = 1$	$\frac{Z_{BL}}{X_{BL}} < 1$
 <p>PARALELEPÍPEDO</p>	 <p>CUBO</p>	 <p>ESTRATO</p>

#### 4.1.5.1 Magnitud y forma del bloque

La geometría compleja de una estructura matriz-fractura podría ser modificada para convertirla en una forma geométrica simplificada de bloques de matriz (paralelepípedos, cubos, esferas, etc), la cual evidentemente se encontrará rodeada por fracturas uniformes. En la figura 4.11 se muestran varias geometrías de bloques

(denominadas estratos, paralelepípedos y cubos) con sus tamaños y formas relacionadas a la densidad de fractura en varias direcciones de fracturamiento. Por ejemplo, si la densidad de fracturas horizontales es menor que la de las verticales, el bloque será un paralelepípedo alargado, y si ocurre lo contrario, el bloque será un paralelepípedo llano<sup>7</sup>.

La dimensión de un bloque de matriz está directamente relacionada a la densidad de fractura y la intensidad de fracturamiento, debido a que un incremento en la densidad de fracturas en una dirección representa una reducción de las dimensiones del bloque a lo largo de la misma dirección. La forma del bloque vs. la intensidad de la fracturamiento se expresa a través de un diagrama (figura 4.26) en el que la relación básica en dos direcciones se expresa de la siguiente forma:

$$DLFV = DLFZ = \frac{1}{X_{bl}} \quad (4.19)$$

$$DLFH = DLFX = \frac{1}{Z_{bl}} \quad (4.20)$$

$$INTF = \frac{DLFZ}{DLFX} = \frac{Z_{bl}}{X_{bl}} \quad (4.21)$$

donde  $Z_{bl}$  y  $X_{bl}$  representan la altura y extensión del bloque respectivamente.

Usando un diagrama logarítmico y graficando en la misma escala DLFV sobre la ordenada y DLFH sobre la abcisa (figura 4.26), se obtendrán líneas diagonales que representan los valores de INTF. Esta es una forma simple para generalizar la relación entre la forma y el tamaño de los bloques<sup>7</sup>.

El cubo está sobre la diagonal si ambas escalas tienen los mismos valores básicos. Para valores constantes de DLFV, el incremento de DLFH representa el incremento en la densidad de fractura horizontal, lo cual corresponde a un bloque con la misma base y a una reducción de su altura (el bloque se irá tornando cada vez más llano) e INTF es <1.

Por el contrario, si la DLFH permanece constante pero la DLFV se incrementa, entonces los bloques se alargarán cada vez más con incrementos de DLFV (INTF es >1) y así su altura se mantendrá constante mientras que su base se reduce como efecto de la abundancia de fracturas verticales. En el límite su forma es la de una columna delgada<sup>7</sup>.

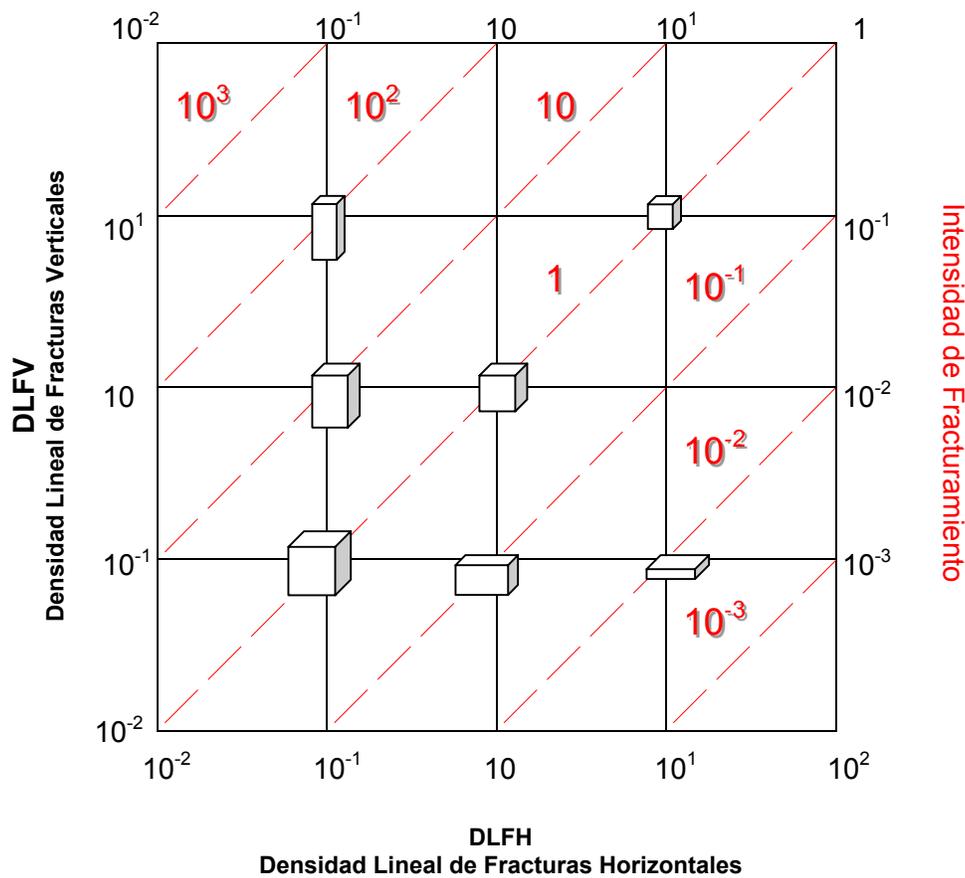


Figura 4.26. Bloques de matriz que resultan de la intersección de sistemas de fracturas ortogonales

La relación forma / tamaño de un bloque idealizado, relacionada a una zona productora de poco espesor y a una densidad de fracturas verticales variable, muestra la variación entre bloques verticalmente alargados y bloques de extensión horizontal. La idealización de una unidad de bloque se desarrolla bajo el siguiente procedimiento:

- 1- La extensión de cada bloque de matriz es delineada lateralmente por la densidad de fracturas verticales (asumiendo que las fracturas subverticales son verticales) y delineadas verticalmente por la altura de la matriz entre dos fracturas horizontales consecutivas o por la altura de la capa en ausencia de fracturas horizontales<sup>7</sup>.
- 2- Si se combina el número de fracturas verticales ( $n_f$ ) estimado a través de observaciones en núcleos, con el número de capas ( $n_h$ ), se puede obtener un aproximado de la forma del bloque de matriz:

$$INTF = \frac{DLFV}{DLFH} = \frac{n_f}{n_h} \quad (4.22)$$

#### 4.1.5.2 Evaluación cualitativa a través de la intensidad de fracturamiento

Basado en la definición de INTF, se puede hacer una interpretación cualitativa de la forma y el grado de fracturamiento:

**Tabla 4.5.** Estimación de la forma del bloque a partir de la intensidad de fracturamiento<sup>7</sup>.

Forma		
INTF > 1	INTF =1	INTF < 1
Paralelepípedos	cubos	estratos

**Tabla 4.6.** Evaluación cualitativa a través de la intensidad de fracturamiento<sup>7</sup>.

INTF	Evaluación
INTF > 0,05	Zona fracturada
INTF = 0,1	Zona de fracturamiento promedio
INTF = 5-10	Zona fuertemente fracturada
INTF = 20-50	Zona muy fracturada
INTF ≥100	Breccia

Uno de los factores que determina la probabilidad de intersección de fracturas usando un pozo vertical es el la densidad de fracturas verticales, o la intensidad de fracturamiento. Como es lógico, esta probabilidad aumenta a medida que se tiene una mayor intensidad de fracturamiento. Un pozo vertical que no intercepte ninguna fracturas corre el riesgo de ser clasificado como “pozo seco”. Esto se debe a que la matriz tiene una permeabilidad muy baja para conducir los fluidos de forma efectiva hacia el pozo. En tal caso se podría estudiar la posibilidad de llevar a cabo un fracturamiento hidráulico que ponga en contacto el pozo con el sistema de fracturas naturales. No obstante, el éxito no está garantizado, ya que aunque se tenga conocimiento de que otros pozos que drenan la misma formación han interceptado fracturas naturales, los sistemas de fracturas siempre tienen el mismo grado de desarrollo a lo largo del yacimiento.

#### 4.1.5.3 Parámetros geológicos que influyen sobre la intensidad de fracturamiento

Los siguientes parámetros de la roca controlan el espaciamiento de las fracturas en el subsuelo:

- Composición
- Tamaño de grano
- Porosidad
- Espesor de la capa

#### **4.1.5.3.1 Composición**

La densidad de fracturas está relacionada con la resistencia o ductilidad de la roca en cuestión. En general, las rocas con un alto porcentaje de componentes quebradizos tendrán fracturas con menores espaciamientos que aquellas rocas con un menor porcentaje, suponiendo que ambas rocas se encuentran sometidas a esfuerzos similares bajo condiciones ambientales similares. En las rocas sedimentarias, los constituyentes quebradizos primarios son el cuarzo, el feldespato, la dolomita y algunas veces la calcita<sup>19</sup>.

#### **4.1.5.3.2 Porosidad**

La resistencia de la roca decrece a medida que se incrementa la porosidad. En general, rocas de similar composición y tamaño de grano con baja porosidad tendrán fracturas con un menor espaciamiento que aquellas que presentan mayor porosidad<sup>19</sup>.

#### **4.1.5.3.3 Tamaño de grano**

En rocas clásticas bien escogidas, un tamaño de grano decreciente incrementa la resistencia a la compresión y a la tensión. Este incremento de la resistencia se debe aparentemente a un incremento de la energía superficial específica (una función de superficie a volumen) a medida que el diámetro del grano disminuye.

También se observa que en secciones clásticas limpias, un tamaño de grano decreciente incrementa la intensidad de fracturamiento. Este efecto es difícil de identificar, ya que generalmente las capas de grano fino son más delgadas que las capas de grano grueso correspondientes<sup>19</sup>.

#### **4.1.5.3.4 Espesor de la capa**

Considerando constantes los otros parámetros de la roca y las condiciones de confinamiento, las formaciones más delgadas se fracturarán con un espaciamiento menor que las gruesas<sup>19</sup>.

#### **4.1.6 Distribución de fracturas en el yacimiento**

Existen varios factores que determinan los sectores de un yacimiento en los cuales existe la probabilidad de encontrar una mayor intensidad de fracturamiento.

Los diversos orígenes que tienen los sistemas de fracturas implican que estos sistemas presentarán diversas características. Unos sistemas se crean a partir de fuerzas orientadas que actúan sobre determinados puntos de una formación, como los relacionados a fallas y pliegues, mientras que los sistemas regionales se crean a partir de fuerzas que con frecuencia tienen influencia incluso a nivel de cuenca y cuyo origen y orientación no es tan claro como en el caso anterior.

Los sistemas de fracturas asociados con fallas presentan mayor intensidad de fracturamiento cerca de la falla, debido a que en este lugar se localiza la mayor cantidad de deformación, la cual se manifiesta en forma de fracturas. Los sistemas de fracturas asociados con pliegues generalmente se caracterizan por una mayor intensidad de fracturamiento a nivel del eje del pliegue, aunque no necesariamente sea la única posición estructural que amerite ser perforada.

En la figura 4.27 se muestra una clasificación de los recorridos que podría seguir un pozo desviado que drena un anticlinal asimétrico. El pozo A interceptaría las fracturas tipo II ubicadas en la cresta de la estructura y se esperaría que fuese un buen productor. El pozo A se podría profundizar y seguir el recorrido B con el fin de desarrollar el flanco anterior e interceptar fracturas tipo II, ó seguir el paso B' e interceptar fracturas tipo I ó II. Probablemente los pozos B y B' serían los segundos mejores productores. El pozo C penetraría las fracturas tipo I, del flanco posterior y probablemente tendría la siguiente mejor producción. Las fracturas tipo I del flanco posterior no son tan abundantes pero podrían tener mayor extensión lateral y vertical que permitiría comunicar el pozo con mayores volúmenes de hidrocarburos (y agua). El pozo D sería oblicuo a la estratificación. Este pozo comunicaría pequeños grupos de fracturas tipo II. Probablemente se encontraría un producción mucho menor a la de los casos anteriores.

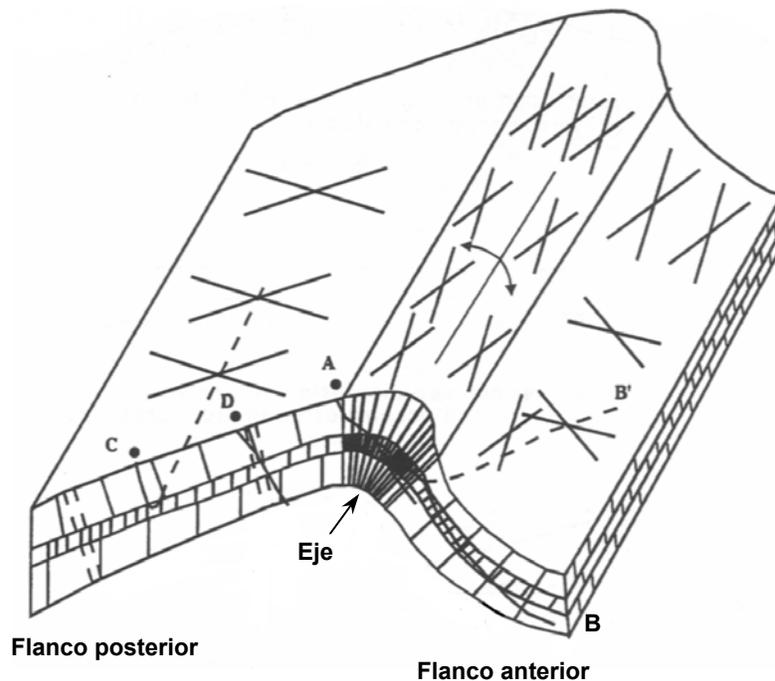


Figura 4.27. Diagrama de los recorridos óptimos de un pozo horizontal que penetra un anticlinal

Un factor que influye en la localización de fracturas es la diagénesis, especialmente la dolomitización. La dolomitización puede afectar preferencialmente unos sectores de una formación con respecto a otros. Este proceso causa reducciones de volumen y de la ductilidad de las calizas, lo que predispone al fracturamiento ante un cambio en el estado de esfuerzos al cual se encuentra sometida la formación. Por lo tanto, la ubicación de los pozos en este tipo de yacimientos debe hacerse de forma cuidadosa, prestando atención a la historia de diagénesis, la cual puede proveer información sobre los sitios en los cuales se encuentre la mayor densidad de fracturas.

#### 4.2 Caracterización dinámica del sistema de fracturas

Debido a la baja permeabilidad que posee la matriz de los yacimientos naturalmente fracturados, la producción se debe a la presencia de las fracturas. Al igual que en el caso de yacimientos matriciales, el parámetro de mayor importancia a la hora de determinar la capacidad que tiene una formación para aportar fluidos al pozo es la permeabilidad, específicamente la permeabilidad de las fracturas. Sin embargo, los fluidos que son conducidos por las fracturas por lo general no se encuentran dentro de ellas, sino que provienen de la matriz. Esto implica que para caracterizar completamente el comportamiento de producción de un yacimiento fracturado también es necesario definir la forma en la cual interactúan las porosidades de la matriz y las fracturas.

##### 4.2.1 Permeabilidad de las fracturas estimada de forma empírica

La primera descripción cuantitativa del flujo de fluidos a través de un medio poroso fue hecha por Darcy en 1856. En su ecuación general, derivada para flujo laminar newtoniano monofásico incompresible en un material continuo, homogéneo y poroso, la tasa de flujo, Q, es:

$$Q = KA \frac{dh}{dl} \quad (4.23)$$

Donde

- K = conductividad hidráulica
- A = área de sección transversal
- dh/dl = gradiente de presión

Hubert(1940) demostró que:

$$K = k \left( \frac{\rho g}{\mu} \right) \quad (4.24)$$

y

$$k = Nd^2 \quad (4.25)$$

donde

- K = permeabilidad intrínseca
- $\rho$  = densidad del fluido
- g = aceleración gravitacional
- $\mu$  = viscosidad del fluido
- N = coeficiente adimensional característico del medio
- d = diámetro promedio de los granos que conforman la roca

Posteriormente se advirtió que  $Nd^2$  no se podía definir para flujo a lo largo de una fractura. Por lo tanto, en un intento por modelar fracturas, se modeló la teoría de flujo entre dos placas paralelas. En esta teoría se asume que el flujo ocurre entre dos placas paralelas lisas separadas por una distancia e:

$$\frac{Q}{A} = \frac{e^3}{12D} \frac{dh}{dl} \frac{\rho g}{\mu} \quad (4.26)$$

donde D es el espaciamiento de las fracturas. Esta ecuación es válida para flujo laminar newtoniano monofásico a través de fracturas con pequeños cambios totales de espesor, aun si ambas superficies limitantes son curvas<sup>19</sup>.

Cada una de estas dos relaciones cuantitativas (ecuaciones 4.23 y 4.26) describe únicamente una porción del flujo total a través de una roca porosa fracturada; la ecuación de Darcy para la matriz del sistema, y la teoría de placas paralelas para las fracturas. El próximo paso lógico para determinar el flujo total fue combinar estas ecuaciones (Parsons, 1966):

$$k_{fr} = k_r + \frac{e^e \cos^2 \alpha}{12D} \quad (4.27)$$

y

$$k_f = \frac{e^2 \rho g}{12\mu} \quad (4.28)$$

donde

- $k_{fr}$  = permeabilidad de la fractura más el sistema de roca intacto
- $k_f$  = permeabilidad de una fractura
- $k_r$  = permeabilidad de la roca intacta
- $\alpha$  = ángulo entre el eje del gradiente de presión y los planos de fractura

Esta ecuación asume que el flujo es laminar entre placas paralelas lisas inmóviles, que el flujo de fluidos desde la matriz hacia las fracturas no altera el flujo en ninguna de ellas, y que las fracturas son homogéneas con respecto a orientación, espesor y espaciamiento. La asunción de flujo laminar en un yacimiento es válida para tasas de flujo bajas y leves rugosidades de superficie con respecto a  $e$ . Sin embargo, las altas velocidades de flujo en el subsuelo causadas por la producción podrían generar turbulencia. Si esto ocurre, se requieren ecuaciones mucho más complicadas que la de Parsons (ecuación 4.27) para calcular la permeabilidad<sup>19</sup>.

La relación de Parsons es simple pero parece aplicable al movimiento de gas y petróleo en rocas fracturadas. Como se dijo anteriormente, esta ecuación asume que el flujo a través de la superficie matriz-fractura no altera el flujo de ningún sistema. Esto es cierto para rocas cuya matriz tenga una alta permeabilidad o una permeabilidad casi nula. Dicho de otra forma, una alta permeabilidad de la matriz le permitiría responder individualmente al total del gradiente de presión en lugar de responder al sumidero de presión de la fractura. Si por el otro lado, la matriz de la permeabilidad es tan baja como para hacerse inexistente, el flujo cruzado una vez más se hace despreciable. En una roca de permeabilidad de matriz relativamente baja o intermedia, el flujo cruzado se hace más importante y la ecuación 4.27 se convierte en una pobre aproximación del flujo total<sup>19</sup>.

Si se requiere una aproximación más precisa, se deben usar ecuaciones de flujo entre porosidades más complejas, las cuales se describirán posteriormente al tratar el tema de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados. El hecho de que investigadores como Jones (1975) haya tenido éxito con las ecuaciones de Parsons en experimentos de laboratorio con carbonatos de baja permeabilidad, conlleva a la conclusión de que la ecuación 4.27 es una representación semicuantitativa válida para ser usada en la etapa de exploración, cuando los datos más precisos son escasos<sup>19</sup>.

Parsons (1966) mostró además que la ecuación 4.27 se podrá expandir para incorporar múltiples conjuntos de fracturas:

$$k_{fr} = k_r + a \cos^2 \alpha + b \cos^2 \beta \quad (4.29)$$

donde

$$a = \frac{e_1^3}{12D_1} \text{ para el set de fractura 1} \quad (4.30)$$

y

$$b = \frac{e_2^3}{12D_2} \text{ para el set de fractura 2} \quad (4.31)$$

Cada uno de estos términos adicionales se refieren a un sistema de fracturas paralelo de espaciamiento ( $D_n$ ) y apertura constante ( $e_n$ ). Como en la ecuación 4.27,  $\cos^2\alpha$ ,  $\cos^2\beta$ , etc., se refieren al ángulo entre cada sistema de fractura paralelo y el gradiente de presión. Por lo tanto, la ecuación 4.29 podría manejar varios sistemas de fracturas, una situación prevaleciente desde el punto de vista geológico. De hecho esta habilidad para manejar múltiples sistemas de fracturas en una matriz permeable eclipsa cualquier imprecisión que podría resultar de usar una ecuación tan simple y directa<sup>19</sup>.

En ausencia de pruebas de pozo de calidad, los estimados de la permeabilidad de fractura se pueden derivar de los datos de espaciamiento (es decir, de análisis de núcleos y afloramientos), en vista de que la permeabilidad de la fractura la dictan su espesor y el espaciamiento entre ellas.

#### 4.2.2 Permeabilidad de sistemas de fracturas ortogonales ideales

En el caso de que se cuente con información un tanto más específica acerca de la caracterización estática del sistema de fracturas, se puede recurrir al uso de las siguientes ecuaciones, las cuales se expresan en función del espesor ideal constante de las fracturas,  $b$ , y el espaciamiento de las mismas, expresado en función de la densidad lineal de fracturamiento, con la finalidad de estimar el valor de la permeabilidad<sup>7</sup>.

##### 4.2.2.1 Permeabilidad intrínseca de una fractura

La sección transversal real efectiva al flujo (" $S_{\text{efectiva}}$ ") de una fractura es representada por: (según la figura 4.28)

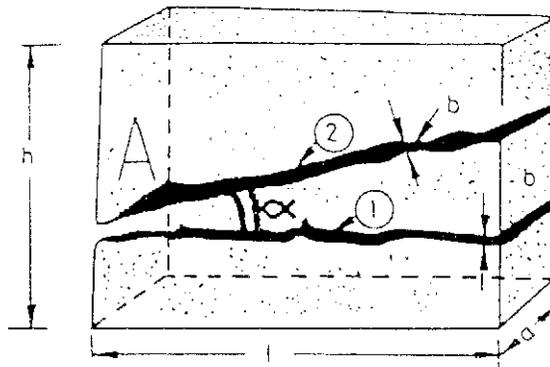


Figura 4.28. Bloque de matriz que contiene dos fracturas.

$$S_{\text{efectiva}} = a \cdot b \quad (4.32)$$

y la "pseudo sección transversal de flujo" basada en el concepto de Darcy, que incluye la matriz y las fracturas, se obtiene de la figura 4.28:

$$S_{\text{Darcy}} = a * h = A \quad (4.33)$$

En la medida en que el flujo a lo largo de la longitud  $l$ , a través de láminas paralelas (muy cercanas unas a otras), se pueda extender al flujo en las fracturas, este se puede escribir como:

$$q_f = a * b \left( \frac{b^2}{12 * \mu} \right) * \left( \frac{\Delta p}{\Delta l} \right) \quad (4.34)$$

mientras que para el flujo en un medio poroso basado en la ley de Darcy, la misma tasa se expresa como:

$$q_f = a * h \left( \frac{k_f}{\mu} \right) * \left( \frac{\Delta p}{\Delta l} \right) \quad (4.35)$$

de las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$\frac{b^3}{12} = h k_f \quad (4.36)$$

$$\left( \frac{b}{h} \right) \frac{b^2}{12} = k_f \quad (4.37)$$

Como se puede observar el término  $(b^2/12)$  podría ser considerado como una “seudo permeabilidad”, la cual representa, desde el punto de vista físico, la “permeabilidad intrínseca” ( $k_{ff}$ ) de la fractura, mientras el término  $(b/h)$  representa la porosidad de la fractura ( $\phi_f$ ). En este caso se pueden expresar las siguientes correlaciones básicas:

$$\phi_f k_{ff} = k_f \quad (4.38)$$

$$\phi_f = \frac{b}{h} = 12 \frac{k_f}{b^2} \quad (4.39)$$

$$b = (12 k_f * h)^{0.33} = \left( 12 \frac{k_f}{\phi_f} \right)^{0.5} \quad (4.40)$$

#### 4.2.2.2 Permeabilidad de un sistema de fracturas

Si, en lugar de una única fractura, el flujo se examina a través de un sistema de fracturas conformado por varias fracturas paralelas (n) como se muestra en la figura 4.29, separadas por matriz de altura “e”, entonces la ecuación de flujo (similar a la del caso de una única fractura) será:

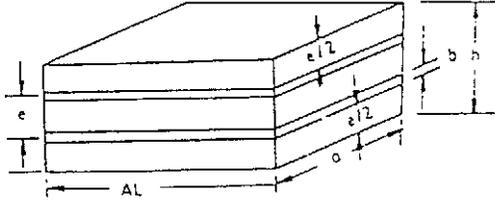


Figura 4.29. Bloque con múltiples fracturas horizontales paralelas.

$$Q = nab \left( \frac{b^2}{12\mu} \right) \left( \frac{\Delta p}{\Delta l} \right) = ah \left( \frac{k_f}{\mu} \right) \left( \frac{\Delta p}{\Delta l} \right) \quad (4.41)$$

ó:

$$\left( \frac{nb}{h} \right) * \left( \frac{b^2}{12} \right) = k_f \quad (4.42)$$

$$\frac{nb}{h} = \text{LFD} * b = \phi_f \quad (4.43)$$

Por lo tanto:

$$k_f = \phi_f * \frac{b^2}{12} = k_{ff} * \phi_f = k_{ff} * b * \text{LFD} = \left( \frac{b^3}{12} \right) * \text{LFD} \quad (4.44)$$

$$\phi_f = \frac{12 * k_f}{b^2} = \left( 12 * k_f * \text{LFD}^2 \right)^{0,333} \quad (4.45)$$

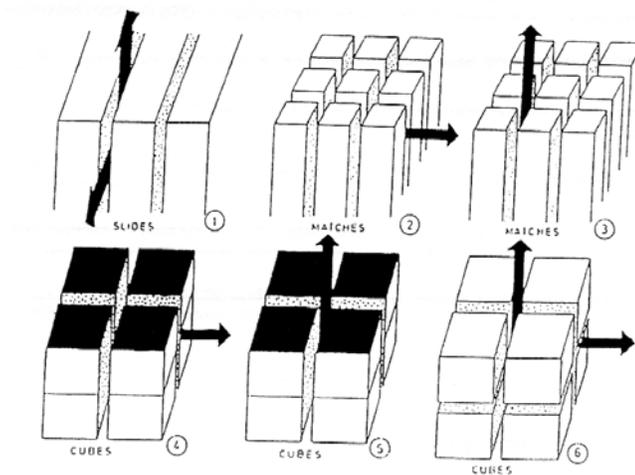
$$b = \left( \frac{12k_f}{\phi_f} \right)^{0,5} = \left( \frac{12k_f}{\text{LFD}} \right)^{0,333} \quad (4.46)$$

Para una distribución aleatoria de fracturas, se podría escribir un factor de corrección para la porosidad por medio de  $(\pi/2)^2$ , de la siguiente forma:

$$\phi_f = \left[ 12 * k_f * \left( \frac{\pi}{2} \right)^2 * \text{LFD}^2 \right]^{0,333} = \left[ 29,6 * k_f * \text{LFD}^2 \right]^{0,333} \quad (4.47)$$

Asumiendo los seis modelos de bloque de matriz simplificados e idealizados que se muestran en la figura 4.30, es posible correlacionar los datos básicos de los bloques idealizados:

- dimensión del bloque  $a$
- ancho de la fractura  $b$
- permeabilidad de la fractura  $k_f$
- porosidad de la fractura  $\phi_f$
- densidad lineal de fracturamiento DLF



**Figura 4.30.** Bloques de matriz con geometría simple

En la tabla 4.7 se dan las correlaciones teóricas para varias formas del bloque idealizado. Las dimensiones del bloque ( $a$ ) y la apertura de la fractura ( $b$ ), pueden ser estimados si la permeabilidad ( $k_f$ ) y la porosidad ( $\phi_f$ ) han sido evaluadas de los resultados de las pruebas de pozos<sup>7</sup>.

**Tabla 4.7.** Correlación de parámetros de bloques de matriz ideales

Modelo		Ecuaciones Adimensionales				Ecuaciones Dimensionales			
Nº	Tipo	D.L.F.	$\phi_f$	$k_f(\phi_f, a)$	$k_f(\phi_f, b)$	D.L.F.	$\phi_f$ %	$k_f(\phi_f, a)$	$k_f(\phi_f, b)$
1	Estratos	$\frac{1}{a}$	$\frac{b}{a}$	$\frac{1}{12} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{100} \frac{b}{a}$	$8.33a^2 \phi_f^3$	$8.33 \times 10^{-4} b^2 \phi_f$
2	Paralelepípedos	$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{24} b^2 \phi_f$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$	$1.04a^2 \phi_f^3$	$4.16 \times 10^{-4} b^2 \phi_f$
3		$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$	$\frac{2}{a}$	$\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$	$2.08a^2 \phi_f^3$	$8.33 \times 10^{-4} b^2 \phi_f$
4	Cubos	$\frac{1}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{96} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$	$\frac{1}{a}$	$\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$	$1.04a^2 \phi_f^3$	$4.16 \times 10^{-4} b^2 \phi_f$
5		$\frac{2}{a}$	$\frac{2b}{a}$	$\frac{1}{48} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{12} b^2 \phi_f$	$\frac{2}{a}$	$\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$	$2.08a^2 \phi_f^3$	$8.33 \times 10^{-4} b^2 \phi_f$
6		$\frac{2}{a}$	$\frac{3b}{a}$	$\frac{1}{162} a^2 \phi_f^3$	$\frac{1}{18} b^2 \phi_f$	$\frac{2}{a}$	$\frac{1}{100} \frac{3b}{a}$	$0.62a^2 \phi_f^3$	$5.55 \times 10^{-4} b^2 \phi_f$

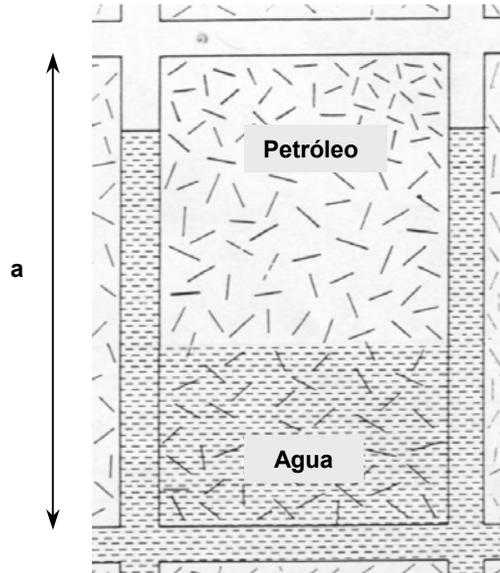
Unidades: k (Darcy); a (cm); b (micras)

#### 4.2.3 Flujo multifásico en yacimientos fracturados

En vista de que la interacción entre dos fases que pueden coexistir en los yacimientos naturalmente fracturados difiere con respecto a la forma en la cual interactúan dentro de un yacimiento matricial, es importante mencionar los principios básicos que determinan el intercambio de agua o gas por el petróleo que reside en la matriz, bien sea durante el recobro primario o secundario. Estos conceptos merecen particular atención cuando se planifican procesos de recuperación secundaria durante los cuales se inyectan fluidos al yacimiento. Las fuerzas capilares son determinantes a la hora de escoger el fluido a inyectar, ya que dependiendo de la elección, la presión capilar pueden contrarrestar o promover el desplazamiento dentro de crudo de la matriz<sup>21</sup>.

En la figura 4.31 se ilustra un elemento idealizado de un yacimiento fracturado: la matriz saturada con petróleo y parcialmente o completamente sumergida en agua o gas. Por el término sudación se hace referencia al efecto combinado de dos conjuntos de fuerzas que juegan un papel en la sustitución de petróleo dentro de la matriz por el agua o gas en las fracturas que la rodean:

- a- Fuerzas gravitatorias debidas a la diferencia en densidades entre el petróleo y el agua (o gas)
- b- Fuerzas capilares debidas a la interacción de fuerzas superficiales con los poros



**Figura 4.31.** Sudación de un bloque de matriz.

Es necesario hacer un gran número de suposiciones de forma tal que los procesos físicos puedan ser descritos matemáticamente. En la práctica se prefieren resultados de los experimentos de laboratorio, aun cuando ellos son cuestionables, antes que los resultados teóricos. No obstante debemos usar las ecuaciones teóricas como base para la descripción cualitativa de un caso particular el cual ilustrará la interrelación de capilaridad y gravedad. La tasa inicial de expulsión de petróleo  $q_i$ , por unidad de sección transversal, de un elemento de matriz inmerso completamente en agua de forma repentina puede ser derivado de la siguiente ecuación:

$$q_i = \frac{k_o}{\mu_o} \frac{a(\rho_w - \rho_o)g + p_c}{a} \quad (4.48)$$

donde:

- $k_o$  = permeabilidad al petróleo de la matriz
- $\rho_{w,o}$  = gravedades específicas del petróleo y el agua
- $\mu_o$  = viscosidad del petróleo
- $A$  = dimensión vertical característica de un bloque de matriz
- $p_c$  = presión capilar

El término  $a(\rho_w - \rho_o)g$  representa la magnitud de las fuerzas gravitatorias y es proporcional a las dimensiones de la matriz. La condición necesaria para que tenga lugar la expulsión del petróleo es  $q_i > 0$ .

$$a(\rho_w - \rho_o)g + P_c > 0 \quad (4.49)$$

Se deben discutir dos casos distintos de forma separada:

#### 4.2.3.1 Agua y petróleo, matriz mojada por petróleo

El agua tiene la tendencia natural a penetrar la matriz, y la gravedad refuerza la imbibición capilar: ambos términos de la ecuación 4.49 son positivos y  $q_i > 0$ , es decir, el petróleo es desplazado por agua<sup>21</sup>.

Cuando la gravedad se torna insignificante, como en el caso de elementos de matriz pequeños, el proceso se convierte, para propósitos prácticos, en imbibición capilar<sup>21</sup>.

#### 4.2.3.2 Agua y petróleo, matriz mojada por agua

Para una matriz mojada por agua, las fuerzas capilares se oponen a la penetración de agua dentro de la matriz, y el desplazamiento es posible sólo si la fuerza motriz (gravedad) vence la resistencia de la que se conoce como presión capilar de umbral  $p_u$ <sup>21</sup>.

Ocurre desplazamiento solo si:

$$a(\rho_w - \rho_o)g > p_u \quad (4.50)$$

Se debe reasaltar que esto es posible solo para elementos de matriz de un cierto tamaño ( $a$ , longitud). Se deriva por lo tanto que el petróleo no puede ser expulsado por agua de un yacimiento mojado por petróleo intensamente fracturado<sup>21</sup>.

#### 4.2.3.3 Gas y petróleo

La presión capilar en un sistema que involucre agua y petróleo es dada siempre como la diferencia entre la presión en el petróleo menos la presión en el agua, y es positiva para roca mojada por agua. La roca yacimiento siempre es mojada por petróleo antes que por gas, y la presión capilar en el sistema gas-petróleo se define como la presión en el gas menos la presión en el petróleo; esta definición envuelve un cambio de signo de la ecuación 4.48, la cual pasa a ser:

$$q_i = \frac{k_{ro}}{\mu_o} \frac{a(\rho_o - \rho_g)g - p_c}{a} \quad (4.51)$$

donde  $\rho_g$  es la gravedad específica del gas<sup>21</sup>.

Por analogía con la roca mojada por petróleo en el sistema agua-petróleo discutido anteriormente, el desplazamiento ocurre solo si:

$$a(\rho_o - \rho_g)g > P_u \quad (4.52)$$

En el caso de la roca mojada por petróleo, los mejores recobros se obtienen frecuentemente producto de la aplicación de proyectos de inyección de agua debido a que tanto la gravedad como las fuerzas capilares se combinan para expulsar el petróleo de la matriz. No obstante, el mayor peso que tiene en algunos casos el término gravitacional en el caso de los sistemas gas-petróleo con relación a los sistemas agua-petróleo, puede compensar el signo opuesto de la presión capilar, de forma tal que la inyección de gas es más favorable. La elección sobre cual fluido inyectar depende de la dimensión de la matriz  $a$ , e ilustra la importancia de una buena descripción geológica de los yacimientos fracturados cuando se planea su desarrollo<sup>21</sup>.

La sudación puede ser imposible en algunos casos: este es el caso de un yacimiento intensamente fracturado con elementos de matriz de unos pocos centímetros de altura rodeados por una capa secundaria de gas o por agua si la matriz es mojada por petróleo<sup>21</sup>.

Existen dos fenómenos que también vale la pena mencionar en conexión con el proceso de sudación: la interacción bloque a bloque y la influencia de “puentes”.

- La interacción bloque a bloque o efecto cascada puede ocurrir cuando la matriz contiene el petróleo y las fracturas están llenas con gas: las gotas de petróleo expulsadas por la sudación dominada por la gravedad en el tope del yacimiento pueden ser reabsorbidas por la matriz en su camino de descenso hacia el contacto gas-petróleo en la red de fracturas por capilaridad.
- Los bloques de matriz pueden estar interconectados (en relación a una red capilar): existen “puentes” de matriz entre ellos. Esto en algunos casos puede mejorar el proceso de sudación, en comparación con el caso de existir bloques completamente aislados, incrementando la altura efectiva del elemento<sup>21</sup>.

#### **4.2.4 Caracterización dinámica mediante pruebas de presión**

Los métodos presentados anteriormente para la determinación de la permeabilidad de las fracturas tienen relevancia a la hora de la toma de decisiones durante las etapas iniciales de la vida de un yacimiento naturalmente fracturado. Sin embargo, estos métodos tienden a amalgamar el sistema de fracturas y la matriz como un solo medio. En el mejor de los casos el comportamiento de producción se asume simplemente como la suma de los efectos de la matriz y las fracturas por separado. De esta forma, se niega la existencia de dos

medios con características marcadamente distintas, entre los cuales se da una interacción que puede beneficiar o perjudicar el comportamiento de producción del yacimiento al cual están vinculados.

El proceso que representa la caracterización estática de un yacimiento fracturado definirá los aspectos relacionado a la configuración intrínseca de las fracturas, tales como morfología, espesor y porosidad, así como aquellos que las vinculan de forma relativa con la estructura del yacimiento, entendiéndose orientación, densidad, intensidad de fracturamiento y zonas preferenciales de desarrollo. Por lo tanto, la caracterización estática representa el marco dentro del cual se desenvuelve el yacimiento fracturado durante su vida productiva.

Se asume que el resultado obtenido de la caracterización estática debe reproducir el comportamiento del yacimiento una vez que el modelo es llevado a una herramienta como los simuladores de yacimientos. Sin embargo, para validar el modelo y lograr el cotejo con el comportamiento de producción real, hacen falta los resultados que arroja la caracterización dinámica.

Una de las herramientas usadas para la caracterización dinámica son las pruebas de pozos. En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, las pruebas de pozos son indispensables para la determinación de la capacidad de flujo de las fracturas, un parámetro que domina el movimiento de hidrocarburos desde puntos lejanos del yacimiento hasta el pozo. El valor de este parámetro es un dato de ingreso a los simuladores de yacimientos de gran importancia.

Sin embargo, el valor de la capacidad de flujo del sistema de fracturas no define completamente el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Este parámetro solo define el flujo a través de las fracturas. Los modelos de interpretación de pruebas de pozos que se utilizan en la industria han adoptado como estándar la utilización de dos parámetros que explican la interacción entre la matriz y las fracturas, es decir, el componente que hace falta para definir completamente la dinámica de flujo monofásico a través del yacimiento. Estos parámetros reciben el nombre de capacidad de almacenamiento y factor de flujo entre porosidades, y se identifican con las letras griegas  $\omega$  y  $\lambda$ , respectivamente.

La capacidad de almacenamiento se define de la siguiente manera:

$$\omega = \frac{(\phi VC)_{f+m}}{(\phi VC + \phi VC)_{f+m}} \quad (4.53)$$

donde los subíndices f y f+m se refieren a la capacidad de almacenamiento de fluidos en las fracturas y en el sistema conjunto matriz fracturas, respectivamente. Este parámetro nos indica la relación que existe entre el

volumen de fluidos que pueden contener las fracturas y el volumen que puede contener la matriz. Desde el punto de vista de las reservas, sirve como indicador de la importancia relativa que tiene la matriz como fuente de aporte de fluidos durante la producción del yacimiento. Esto tiene gran relevancia, ya que a medida que aumenta el valor de  $\omega$ , cobra importancia la porosidad de las fracturas, debido a que será este parámetro quien indique si las reservas acumuladas en ellas justifican o no la continuación del desarrollo del yacimiento.

El factor de flujo entre porosidades se define de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\lambda = \alpha \frac{K_m}{K_f} r_w^2 \quad (4.54)$$

donde  $\alpha$  es un factor que depende de la forma del bloque de matriz. A pesar de que la matriz de un yacimiento fracturado posea un volumen de reservas que augure el éxito económico de su explotación, el factor de flujo de porosidades es quien define si se podrá tener acceso a estas reservas. Un valor de  $\lambda$  excesivamente bajo ( $\lambda = 10^{-9}$ , por ejemplo) deja ver que existen dificultades para que se produzca la expulsión de los hidrocarburos desde el interior de la matriz hacia las fracturas. Varios factores pueden contribuir a que esto suceda.

En primer lugar, si la permeabilidad de la matriz es muy baja, los fluidos se verán impedidos de fluir hacia las fracturas, por lo menos a una tasa que justifique la producción de un pozo y solo los fluidos contenidos en las fracturas se considerarán activos. En segundo lugar, a medida que las dimensiones del bloque de matriz se hacen más grandes, es decir, cuando existe una baja intensidad de fracturamiento en el área de drenaje del pozo, el factor  $\alpha$  se hará menor, ya que este es proporcional al número de sistemas de fracturas ortogonales e inversamente proporcional a una dimensión característica del bloque de matriz. Desde el punto de vista físico esto significa que a medida que los bloques de matriz se hacen más grandes, existe un volumen mayor de fluidos que se encuentran alejados de las caras de la matriz y por lo tanto responden de forma menos “inmediata” a los disturbios que crea la producción en las fracturas.

Finalmente, quizá la razón de menos peso es que si la permeabilidad de las fracturas es considerablemente alta, posiblemente la matriz no pueda responder al ritmo con el cual son drenados los fluidos de las fracturas y se retrase el proceso de estabilización del flujo entre las dos porosidades, esto pudiera hacer pensar a los encargados de gerenciar el yacimiento que existe un impedimento para la expulsión de los fluidos desde la matriz.

Una vez conocidos los valores de estos parámetros es posible usar el modelo de simulación para validar el modelo estático, y refinar aquellos aspectos sobre los cuales existe incertidumbre. Una vez terminado este

proceso se contará con una herramienta que permitirá hacer predicciones sobre el comportamiento de producción del yacimiento con menor grado de incertidumbre, de acuerdo a los esquemas de explotación que se consideren más apropiados. Por lo tanto, es evidente que las pruebas de presión revisten gran importancia para el proceso de determinación de los valores de los parámetros que controlan la dinámica del flujo a nivel de yacimiento y por lo tanto se deben llevar a cabo según un plan detallado adecuado a las condiciones del yacimiento en particular y los resultados que arroje deben ser estudiados conscientemente para evitar errores que puedan conducir a la toma de decisiones equivocadas.

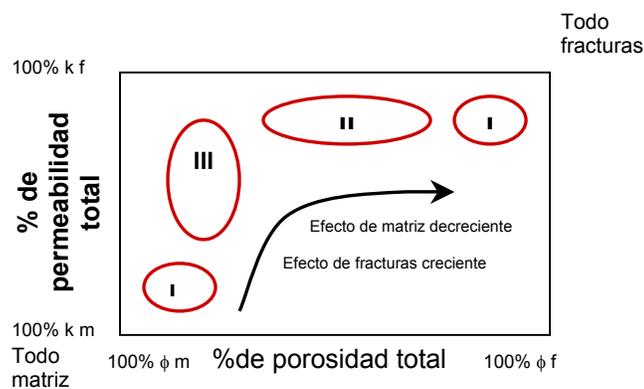
#### 4.2.4.1 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados según la interacción matriz-fracturas

Con base en el origen, la continuidad y las propiedades de yacimiento del sistemas de fracturas, y en las características del flujo entre las fracturas y la matriz, se puede realizar una clasificación según los efectos, positivos o negativos, que el sistema de fracturas imparte a la calidad total del yacimiento :

**Tabla 4.8.** Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados según la influencia del sistema de fracturas<sup>19</sup>.

<b>Tipo 1</b>	Las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esencial del yacimiento
<b>Tipo 2</b>	Las fracturas proveen la permeabilidad esencial del yacimiento
<b>Tipo 3</b>	Las fracturas asisten a la permeabilidad de un yacimiento ya producible
<b>Tipo 4</b>	Las fracturas no proveen porosidad o permeabilidad adicional pero crean una anisotropía significativa en el yacimiento (barreras)

Los tres primeros tipos describen atributos positivos de yacimiento del sistema de fractura. El cuarto, describe aquellos yacimientos en los cuales las fracturas son importantes no por la calidad de yacimiento que ellos imparten, sino también por la anisotropía de flujo y compartimentalización que crean. La figura 4.32 es una representación gráfica de esta clasificación<sup>19</sup>.



**Figura 4.32.** Representación gráfica de la clasificación de yacimientos

Las ventajas de esta clasificación son que ella delinea los parámetros del sistema de fracturas más importantes al cuantificar un yacimiento en particular, y permite la predicción de los tipos de problemas de producción que probablemente ocurran.

En el primer tipo de yacimiento fracturado, donde el sistema de fracturas provee la porosidad y la permeabilidad esencial, es de gran importancia calcular de forma temprana la porosidad de la fractura o el volumen de fractura obtenible por pozo. Un conocimiento preciso de este volumen se debe tener tan temprano como sea posible para evaluar el total de reservas obtenibles por pozo y para predecir si inicialmente las altas tasas iniciales se mantendrán o declinarán rápidamente con el tiempo. En estas estimaciones, los valores del espesor y el espaciamiento de las fracturas son críticos<sup>21</sup>.

El volumen de reservas para este tipo de yacimientos está influenciada por el origen del sistema de fracturas. Al estar los hidrocarburos presentes exclusivamente en las fracturas, el volumen de reservas que contendrá el yacimiento será proporcional al área sobre la cual se extiende el sistema de fracturas. Por lo tanto, es más probable que aquellos yacimientos con sistemas de fracturas regionales, los cuales se extienden incluso a nivel de cuenca, contengan mayores reservas que aquellos con sistemas de fracturas de origen tectónico<sup>21</sup>.

Un cálculo preciso de la porosidad en yacimientos fracturados del tipo 2 y 3 es mucho menos importante debido a que el sistema de fracturas solo provee permeabilidad, la matriz suple cualquier porosidad o volumen de almacenamiento significativo. En estos tipos, el volumen poroso de la matriz (usualmente varios ordenes de magnitud mayor que el volumen de fracturas) opaca el volumen de fractura tanto que el hacer un cálculo temprano y preciso de la porosidad de la fractura no es importante. Sin embargo, en estos yacimientos un conocimiento temprano de la interacción matriz-fractura es extremadamente importante para determinar si la porosidad de la matriz puede ser drenada por el sistema de fracturas<sup>21</sup>.

Los yacimientos del tipo 2, en los cuales las reservas de hidrocarburos se encuentran contenidas en la matriz, la energía inicial del yacimiento, es decir, la presión inicial, será un factor determinante en el valor del recobro final. En el caso de producirse la producción de un yacimiento subpresurizado, existirá un diferencial de presión muy bajo entre la fractura y el centro de la matriz para empujar el petróleo fuera de este. En el caso de un yacimiento sobre presurizado se puede desarrollar un gradiente de presión importante en las fracturas durante la producción, el cual forzará el petróleo fuera de los bloques de matriz hacia las fracturas y finalmente hacia el pozo<sup>21</sup>.

Dentro de los yacimientos del tipo 2 se podrían considerar dos casos dependiendo de las características del sistema de matriz. En el caso A, la matriz tiene una porosidad baja pero efectiva, muestra permeabilidad efectiva

al petróleo, las presiones capilares sugieren buena geometría de poro, en consecuencia la matriz contribuirá efectivamente a la capacidad de acumulación de yacimiento. La figura 2 muestra diagramas de las curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares para el yacimiento del caso A<sup>2</sup>.

Las curvas de permeabilidad relativa para las fracturas se muestran como líneas rectas con ángulos de 45°. Esto asume que el sistema de fracturas es aproximadamente equivalente a un conjunto de tuberías, donde las saturaciones irreducibles de agua y residual de petróleo son iguales a cero. La curva de permeabilidad relativa de la matriz indica una saturación irreducible de agua cercana al 30 % una saturación residual de petróleo de 20 %. La curva de presión capilar sugiere que la matriz en si misma es una buena roca yacimiento y que las saturaciones de petróleo dentro de las fracturas se aproximan al 100%<sup>2</sup>.

Las figuras 4.33 y 4.34 muestran diagramas de las curvas de permeabilidad relativa y presiones capilares, respectivamente, para el yacimiento del caso B. En este caso el sistema de matriz no es una buena roca yacimiento como evidencia la curva de presión capilar, aun si hay cierta porosidad de la matriz. Consecuentemente, las fracturas tendrán una fracción de la porosidad total, pero podrían tener cerca del 100% de la capacidad de almacenamiento<sup>2</sup>.

Una interpretación convencional de registros en este tipo de roca podría conducir a valores muy altos de saturación de agua debido a la presencia de grandes cantidades de este líquido en la matriz. Esto es perjudicial debido a que basado en los cortes convencionales para la saturación de agua se podría descartar intervalos fracturados potenciales productores de hidrocarburos<sup>2</sup>.

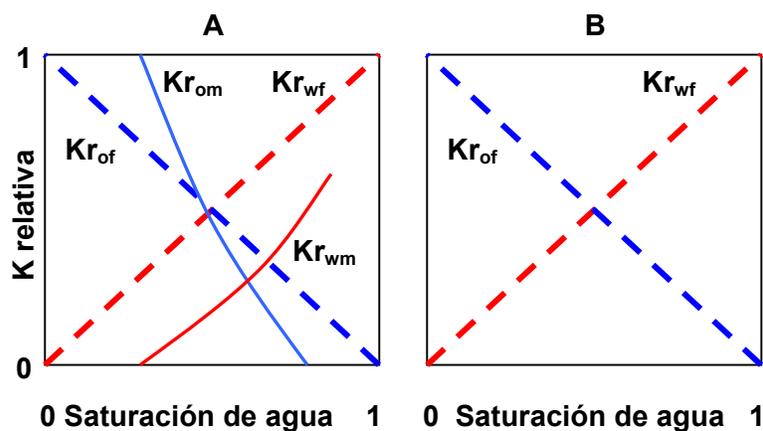


Figura 4.33. Curvas de permeabilidad relativa del yacimiento tipo II, A y B.

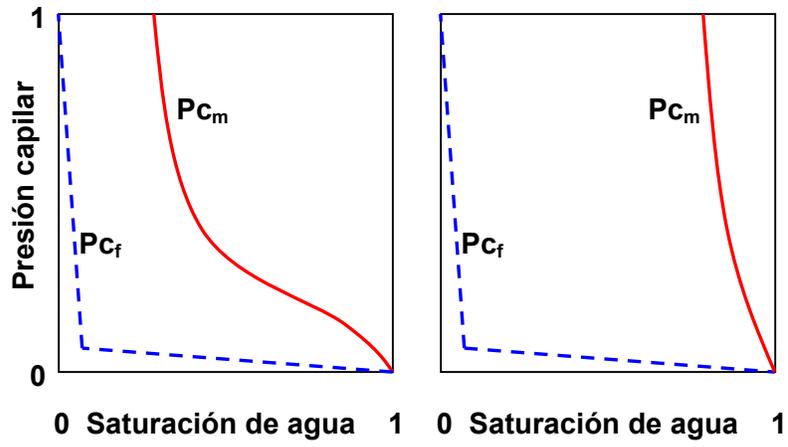


Figura 4.34. Curvas de presión capilar del yacimiento tipo II, A y B.

## 5 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE POZOS

A continuación se hará un breve esbozo acerca de los aspectos relacionados a las pruebas de presión, tal como se realizan en yacimientos matriciales, así como de los factores que afectan su comportamiento ideal.

### 5.1 Pruebas de presión básicas

#### 5.1.1 Declinación de presión

Una prueba de declinación de presión consiste en registrar la presión de fondo en un pozo que fluye a tasa constante, en condiciones ideales. Durante la producción de una pozo a tasa constante, se observarán tres rangos de tiempo de flujo diferentes, los cuales se presentan según la secuencia que siguen:

##### 5.1.1.1 Flujo Transitorio

El comportamiento de presión de un pozo que produce a tasa de flujo constante se muestra en la figura 5.1. Durante los primeros momentos de producción, el comportamiento de la presión es esencialmente el mismo que el de un yacimiento infinito, es decir, el disturbio de presión viaja hacia los límites externos del yacimiento, sin verse afectado por su presencia. Este es el período de flujo transitorio. En coordenadas cartesianas, figura 1, la presión primero declinará rápidamente, después a una menor tasa<sup>18</sup>.

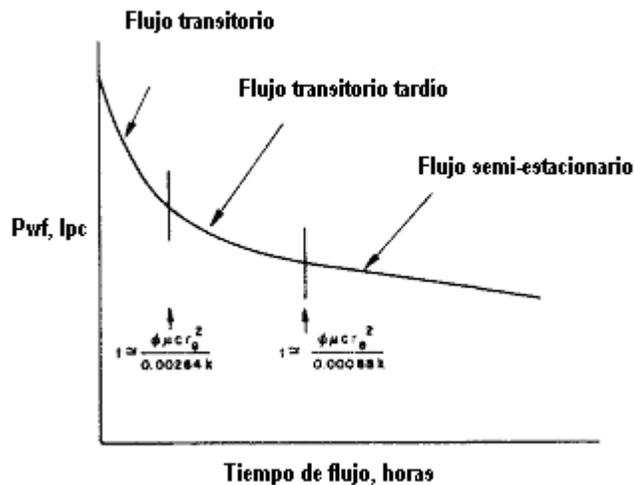
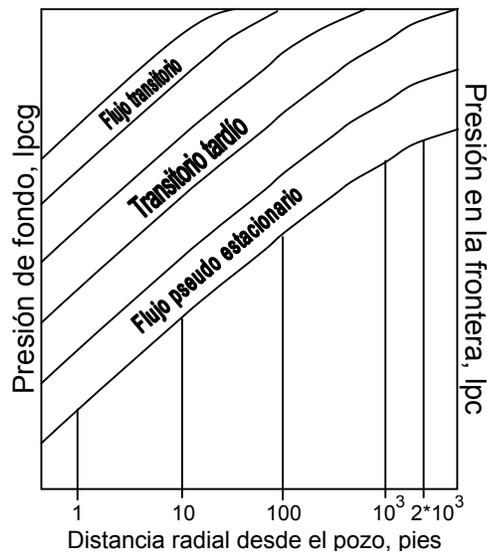


Figura 5.1. Declinación de la presión de fondo de un yacimiento circular cerrado a tasa de flujo constante

##### 5.1.1.2 Flujo Semiestacionario

En la figura 5.2 se muestran las curvas de la presión del yacimiento vs. la distancia radial. Si no existe flujo a través de la frontera del área de drenaje, a medida que transcurre más tiempo, el comportamiento de la presión comenzará a desviarse del caso infinito. A un tiempo denotado como “transitorio tardío” en la figura 5.2, la presión

en los puntos dentro de la frontera de drenaje comenzarán a declinar a una tasa mayor que la del yacimiento infinito<sup>18</sup>.



**Figura 5.2.** Cambio del perfil de la presión a través del tiempo a tasa de flujo constante

Finalmente, como se muestra en la figura 5.2, si la compresibilidad tiene un valor bajo y constante, la tasa de declinación de la presión se hace igual a través del área de drenaje. Este es el período semi estacionario. Todas las presiones dentro del área de drenaje del pozo decrecen ahora la misma cantidad en un tiempo dado. La diferencia entre la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo permanecen constante durante este período<sup>18</sup>.

### 5.1.1.3 Flujo estacionario

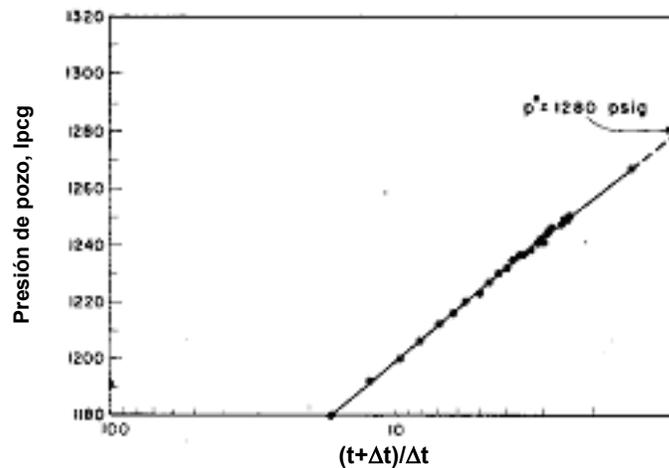
En flujo estacionario a tasa de flujo constante, la presión en cada punto del yacimiento permanecerá constante en el tiempo. Este caso rara vez se observa en el campo. Los casos de mantenimiento de presión mediante inyección de agua o gas se acercan al flujo estacionario. En ciertos yacimientos, durante cierto período de tiempo, podría ser permitido hacer la aproximación de que las presiones no cambian con el tiempo. El flujo estacionario se aplica de forma más apropiada a experimentos de desplazamiento llevados a cabo en laboratorios que a condiciones de yacimiento de petróleo<sup>18</sup>.

### 5.1.2 Restauración de presión

La prueba de restauración de presión consiste cerrar la producción, en superficie o en el fondo del pozo, y registrar el incremento de la presión de fondo. El método básico de análisis de pruebas de restauración de presión es el propuesto por Horner en 1951, el cual se basa en la interpretación de la siguiente ecuación:

$$p_{ws} = p_i - 162,6 \frac{q\mu B}{kh} \log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (5.1)$$

Esta ecuación implica que si se grafica la presión  $p_{ws}$  observada durante el período de cierre vs. el logaritmo de  $(t + \Delta t) / \Delta t$ , se obtendrá una línea recta. La figura 5.3 muestra un gráfico de los datos correspondientes a un pozo productor de petróleo recién completado<sup>17</sup>.



**Figura 5.3.** Restauración de presión en un yacimiento ideal

Con el fin de analizar el gráfico, se observa que el valor absoluto de la pendiente de la curva  $m$  es igual al coeficiente del término logarítmico de la ecuación 5.1. Por lo tanto:

$$kh = \frac{162,6q\mu B}{m} \quad (5.2)$$

La extrapolación de la sección recta a un tiempo de cierre infinito,  $[(t + \Delta t) / \Delta t] = 1$ , produce una presión llamada  $p^*$ . En este caso  $p^* = p_i$ , la presión inicial. La determinación de  $kh$  y  $p^*$  de esta manera forma dos de los pasos básicos en el análisis de pruebas de restauración<sup>17</sup>.

### 5.1.3 Pruebas de Interferencia

Cuando un pozo está cerrado y su presión es medida mientras otros están produciendo en el yacimiento, la prueba se conoce como Prueba de Interferencia. El nombre viene del hecho de que la caída de presión causada por el pozo productor en el pozo cerrado de observación “interfiere” con la presión de dicho pozo.

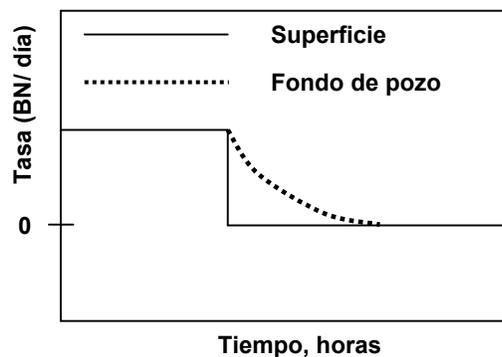
Este tipo de prueba puede proporcionar información sobre propiedades del yacimiento que no puede ser obtenida de pruebas de restauración o declinación de presión. Primero, se puede determinar la conectividad del yacimiento. Es decir, se puede determinar si la porción de yacimiento en la localización del pozo está siendo drenada por otros pozos, y si es así cuan rápidamente sucede. Otro uso importante de este tipo de prueba es determinar los patrones de flujo direccionales del yacimiento. Esto se logra abriendo pozos selectivamente alrededor del pozo cerrado ó de observación. Además de esta información cualitativa, es posible obtener una estimación cuantitativa de la porosidad conectada<sup>17</sup>.

## 5.2 Factores que afectan el comportamiento ideal de una prueba de presión

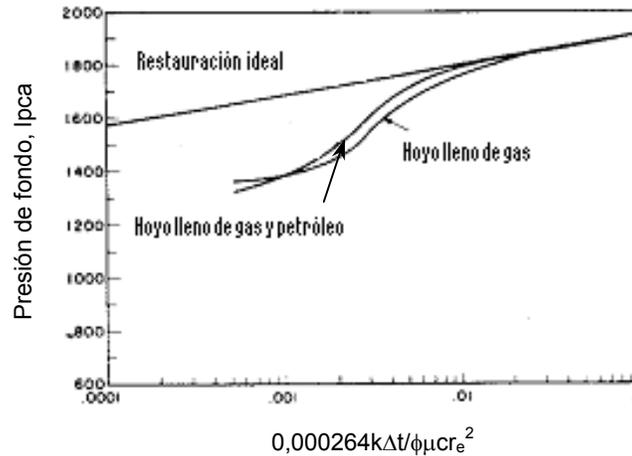
### 5.2.1 Almacenamiento

Cuando se trata con el análisis datos de presión y tasa de flujo a nivel de formación existe un efecto que, dependiendo de su magnitud, puede no solo restarle sentido a los datos tempranos, sino también oscurecer regímenes de flujo tal como el radial, el cual podría ser el principal objetivo de la prueba. Este efecto se conoce como almacenamiento<sup>17</sup>.

La teoría idealizada asume que el pozo es cerrado en la cara de la formación y que, después de cerrado, no entra fluido al pozo. Sin embargo en la práctica, un cambio en la producción a nivel de superficie, tal como un cierre, no es transmitido instantáneamente al fondo del pozo debido a la compresibilidad del fluido contenido en el pozo (figura 5.4). El fluido de formación continua entrando al pozo por un período de tiempo que depende de las características del pozo y la formación, hasta que se acumule suficiente fluido para transmitir el efecto de cierre en superficie hacia el fondo del pozo. Por esta razón existe un retraso en la restauración de la presión al inicio, como lo muestra la figura 5.5<sup>17</sup>.



**Figura 5.4.** Comportamiento de la tasa de flujo a nivel de formación y fondo de pozo después del cierre



**Figura 5.5.** Efecto de llenado del pozo.

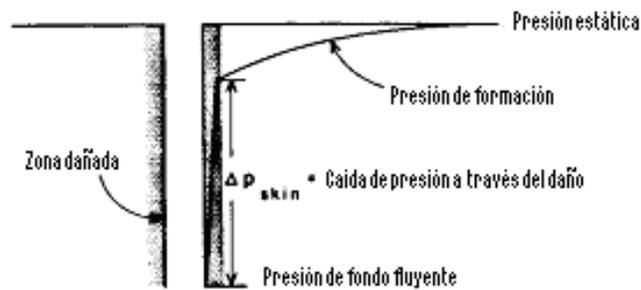
### 5.2.2 Factor de Daño

Otro efecto relacionado al pozo y a la formación que lo rodea es el efecto de daño. De acuerdo a la literatura el daño es una caída de presión adicional (positiva o negativa) que ocurre en la cara de la formación. La figura 5.6 el perfil de presión para un pozo con daño positivo. El efecto de daño es responsable de la reducción o el mejoramiento de la productividad del pozo. Para yacimientos convencionales, se considera que un daño con valor positivo implica desmejora de la producción y viceversa<sup>17</sup>. Cuantitativamente, el factor de daño se define como una constante S la cual relaciona la caída de presión con la tasa de flujo adimensional:

$$\Delta P_s = S \left( \frac{q\mu}{2\pi kh} \right) \quad (5.3)$$

Dependiendo de su valor, el cual se obtiene de una prueba de pozo, se puede tomar una decisión en relación en cuanto a la optimización de la productividad del pozo. La caída de presión o factor de daño obtenido de una prueba de pozo es el diferencial de presión aparente o total<sup>17</sup>. Este se puede dividir en varios términos, los cuales están asociados a una variación de la presión causada por las siguientes condiciones:

- Reducción de la permeabilidad cerca de pozo causada por la perforación
- Incremento de la permeabilidad cerca del pozo (tratamientos de estimulación)
- Turbulencia
- Penetración parcial
- Pozo inclinado
- Condiciones del cañoneo (densidad de disparo y fase).



**Figura 5.6.** Distribución de la presión en un yacimiento con daño.

### 5.2.3 Límites externos y discontinuidades

El factor de daño y el almacenamiento pueden ser considerados como condiciones de frontera interna (del pozo). De forma similar, los límites externos de drenaje o una discontinuidad de las propiedades de la formación afectarán la respuesta de la presión.

En realidad, el propósito de una prueba de presión es obtener información acerca del tipo de formación y sus fluidos. En muchos casos, tales pruebas son usadas para confirmar la presencia de una falla o barrera (discontinuidad) predicha por el modelo geológico. Aun si este no es el objetivo primario de la prueba, la presencia de una falla o barrera inducirá una caída de presión adicional causada por la presencia de la perturbación desde la discontinuidad hasta el pozo. Si el pozo está produciendo de un área de drenaje cerrada o donde el flanco esta sujeto a la acción de un acuífero, esto se reflejará en un comportamiento pseudo estacionario o un diferencial de presión constante en un gráfico de la presión vs. el tiempo.

### 5.2.4 Tasa variable

Las ecuaciones derivadas para el estudio del comportamiento de la presión asumen un tasa volumétrica de flujo constante, bien sea durante el flujo previo a una prueba donde el pozo está cerrado, o durante la prueba en si misma. Sin embargo, los pozos en el campo presentan fluctuaciones en el comportamiento de la tasa de flujo. Para manejar esta situación se hace uso de una herramienta matemática conocida como principio de superposición. Este principio hace posible la generación de soluciones que describen el comportamiento de la presión para esquemas de tasa de producción variable, en base a soluciones que asumen tasa de flujo variable.

Para desarrollar el principio de superposición, se considerará el caso básico de un pozo que fluye a dos tasas, como se muestra en la figura 5.7. En este caso el pozo ha producido a una tasa  $q_1$  hasta el tiempo  $t_1$ , cuando se cambió la tasa a  $q_2$ . Se muestra el comportamiento de la presión resultante<sup>17</sup>.

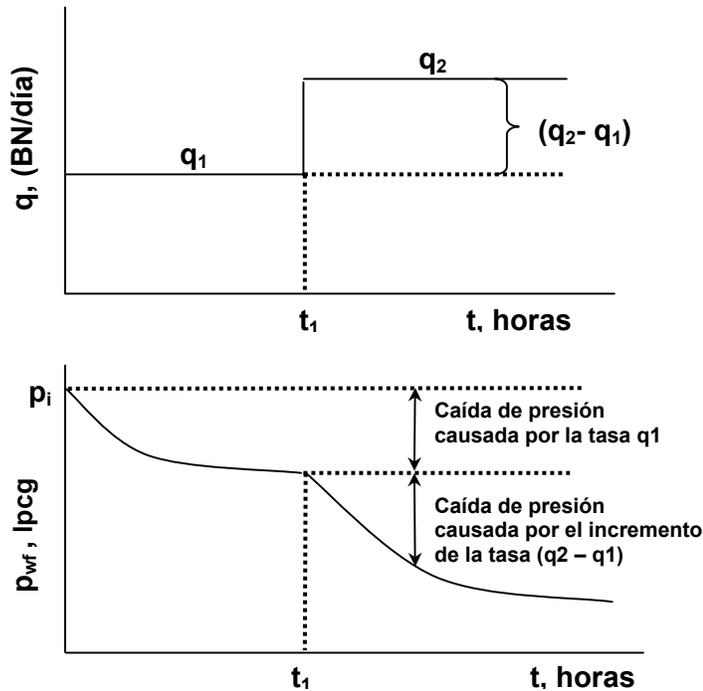


Figura 5.7. Historia de presión y producción de un pozo que ha producido a dos tasas.

Durante el primer intervalo de descenso de la presión, el comportamiento viene dado por:

$$\Delta p(t) = p_i - p_{wf} = \frac{q_1 \mu}{2\pi k h} \Delta p_D(t) \quad (5.4)$$

donde  $\Delta p_D(t)$  es simplemente la caída de presión adimensional en el pozo para la condición de frontera externa que aplique.

Al tiempo  $t_1$  la tasa de producción se incrementa por una cantidad  $(q_2 - q_1)$ . Este incremento de producción causa una caída adicional de presión como lo muestra la figura 5.7. El comportamiento de la presión desde  $t_1$  en adelante puede ser calculado sumando a la reducción de presión causada por la tasa  $q_1$  una caída de presión adicional causada por la producción a una tasa  $(q_2 - q_1)$  comenzando en el tiempo  $t_1$ . En otras palabras, se continúa con la solución previa a  $t_1$  añadiéndole (o superponiendo) la solución para la tasa de flujo  $(q_2 - q_1)$ , a partir de  $t_1$ . Por lo tanto en términos matemáticos se tiene:

$$0 \leq t \leq t_1$$

$$\Delta p(t) = \frac{q_1 \mu}{2\pi k h} \Delta p_D(t) \quad (5.5)$$

$$t_1 \leq t$$

$$\Delta p(t) = \frac{q_1 \mu}{2\pi kh} \Delta p_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) \mu}{2\pi kh} \Delta p_D(t - t_1) \quad (5.6)$$

En la segunda ecuación, el primer término es la caída de presión producto de la producción a la primera tasa. El segundo término es la reducción de presión causada por el incremento de tasa por una cantidad  $(q_2 - q_1)$ . Estas ecuaciones son válidas independientemente de la si tasa de producción  $q_2$  es mayor o menor que  $q_1$ , incluso aplica para el caso de restauración de presión, donde  $q_2 = 0$ <sup>17</sup>.

La forma general del principio de superposición para el caso de generación del comportamiento de la presión para historias de producción a tasa variable es la siguiente:

$$\Delta p(t) = \frac{q_1 \mu}{2\pi kh} \left[ \Delta p_D(t) + \sum_{i=2}^n \frac{(q_i - q_{i-1})}{q_i} \Delta p_D(t - t_{i-1}) \right] \quad (5.7)$$

donde  $q_i$  son las distintas tasas de producción, cada una de las cuales cambia a un tiempo  $t_i$ <sup>17</sup>.

### 5.2.5 Tiempo de producción previo a una restauración de presión

La mayoría de las curvas tipo que han sido desarrolladas y publicadas fueron generadas usando datos obtenidos de solución bajo condiciones de declinación de presión. La solución para la declinación de presión registrada en un pozo que fluye a tasa constante como función del tiempo de flujo  $t$ , se puede escribir de la siguiente forma:

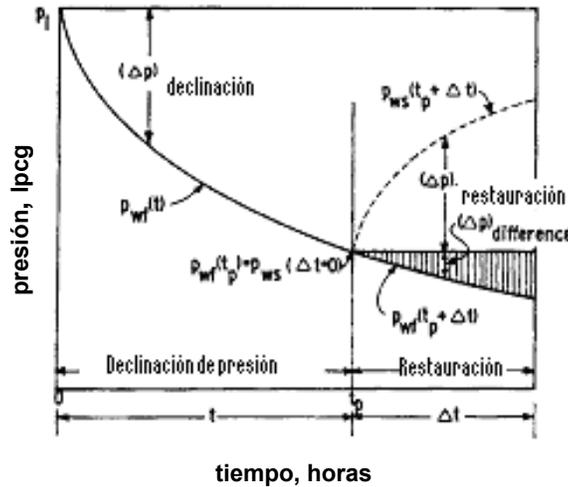
$$\frac{kh[p_i - p_{wf}(t)]}{141,2qB\mu} = p_{wD}(t_D) \quad (5.8)$$

Esta ecuación es una solución general y no está restringida a alguna forma de área de drenaje en general o ubicación del pozo<sup>1</sup>.

La figura 5.8 muestra un esquema del comportamiento de restauración de presión obtenido posterior a una declinación de presión a tasa constante por un período de tiempo de producción  $t_p$ . Las presiones fluyentes  $p_{wf}(t)$  se muestran como función del tiempo de flujo  $t$ , hasta un período de producción  $t_p$ , cuando se inicia una prueba de restauración de presión. Las presiones restauradas,  $p_{ws}(t_p + \Delta t)$ , se muestran como función del tiempo de flujo,  $\Delta t$ . En lugar de realizar una prueba de restauración, se le permite al pozo seguir fluyendo más allá de  $t_p$  se obtendrían presiones de flujo mostradas como  $p_{wf}(t + \Delta t)$ . Se aprecia que la presión de fluyente al final del

período de producción, el cual se denota por  $p_{wf}(t_p)$  es igual a presión de la prueba de restauración al momento de cierre, que se denota como  $p_{ws}(\Delta t = 0)$ <sup>1</sup>. El principio de superposición aplicado a la solución de declinación arroja como resultado:

$$\frac{kh[p_i - p_{ws}(t_p + \Delta t)]}{141,2qB\mu} = p_{wD}[(t_p + \Delta t)_D] - p_{wD}[(\Delta t)_D] \quad (5.9)$$



**Figura 5.8.** Restauración de presión a tasa constante posterior a un periodo de producción  $t_p$ <sup>1</sup>

La presión fluyente,  $p_{wf}(t_p)$  al final del período de producción,  $t_p$  está dado por:

$$\frac{kh[p_i - p_{wf}(t_p)]}{141,2qB\mu} = p_{wD}[(t_p)_D] \quad (5.10)$$

Restando la ecuación 5.9 de la ecuación 5.10 y sustituyendo  $p_{ws}(\Delta t = 0)$  por  $p_{wf}(t_p)$ , se obtiene:

$$\frac{kh[p_{wsi}(t_p + \Delta t) - p_{ws}(\Delta t = 0)]}{141,2qB\mu} = p_{wD}[(t_p)_D] - p_{wD}[(t_p + \Delta t)_D] + p_{wD}[(\Delta t)_D] \quad (5.11)$$

La ecuación 5.11 provee una base para las curvas tipo de restauraciones de presión. Si el tiempo de producción,  $t_p$ , es significativamente mayor que el tiempo de cierre,  $\Delta t$ , es razonable asumir que  $(t_p + \Delta t)/t_p \approx 1$ . Esto implica además implica que  $(t_p + \Delta t) = t_p$ , ó  $p_{wD}[(t_p + \Delta t)_D] = p_{wD}[(t_p)_D]$ <sup>1</sup>. Por lo tanto la ecuación 5.11 se puede simplificar como una ecuación para restauración de presión:

$$\frac{kh[p_{ws}(t_p + \Delta t) - p_{ws}(\Delta t = 0)]}{141,2qB\mu} = p_{wD}[(\Delta t)_D] \quad (5.12)$$

Una comparación de la ecuaciones para restauración y declinación de presión, 5.12 y 5.8 respectivamente, indica que ellas son similares al menos para casos donde el período de producción  $t_p$  es significativamente mayor que el tiempo de cierre,  $\Delta t$ . También implica que  $(\Delta p)_{\text{declinación}}$  vs. tiempo de flujo  $t$ , es equivalente a  $(\Delta p)_{\text{restauración}}$  contra tiempo de cierre,  $\Delta t$ , donde:

$$(\Delta p)_{\text{declinación}} = p_i - p_{wf}(t) \quad (5.13)$$

$$(\Delta p)_{\text{restauración}} = p_{ws}(t_p + \Delta t) - p_{ws}(\Delta t = 0) \quad (5.14)$$

En vista de que la ecuación 5.12 ha sido derivada de la ecuación 5.11 basado en la asunción de un largo período de producción,  $t_p$ , la diferencia:

$$p_{wD}[(t_p)_D] - p_{wD}[(t_p + \Delta t)_D] = 0 \quad (5.15)$$

En la figura 5.9, la diferencia anterior se ha resaltado como el área con líneas verticales, y se puede definir como:

$$(\Delta p)_{\text{diferencia}} = p_{wf}(t_p) - p_{wf}(t_p + \Delta t) \quad (5.16)$$

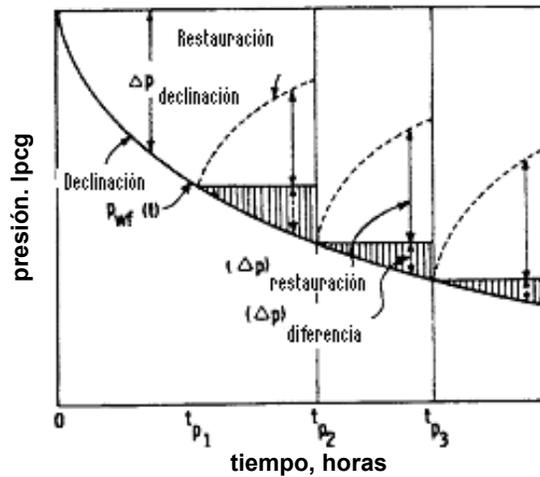
ó

$$(\Delta p)_{\text{diferencia}} = p_{ws}(\Delta t = 0) - p_{wf}(t_p + \Delta t) \quad (5.17)$$

A medida que el tiempo de producción  $t_p$  se hace más pequeño ó  $\Delta t$  mayor, la diferencia representada por las ecuaciones 5.15 a la 5.17 no pueden ser ignoradas y el uso de curvas tipo de declinación para analizar datos de restauración de presión se hace inválida<sup>1</sup>.

La figura 5.9 muestra esquemáticamente el comportamiento de restauración de presión obtenido después de una declinación a tasa constante, a distintos tiempo de producción  $t_p$  tales que  $p_3 > p_2 > p_1$ . El área rayada presente al final de cada período de producción denota la diferencia entre  $(\Delta p)_{\text{declinación}}$  y  $(\Delta p)_{\text{restauración}}$  representada por la ecuación 5.16 ó 5.17. Se aprecia que  $(\Delta p)_{\text{diferencia}}$  se hace menor a medida que se incrementa la duración del período de producción<sup>1</sup>.

Esto se puede observar de forma más clara a través de la figura 5.10 donde  $(\Delta p)_{\text{declinación}}$  vs.  $t$ , se compara con  $(\Delta p)_{\text{restauración}}$  vs.  $\Delta t$ , teniendo el tiempo de producción  $t_p$  como parámetro. Aunque esquemática, la figura 5.10 indica claramente que existe una diferencia significativa entre  $(\Delta p)_{\text{declinación}}$  y  $(\Delta p)_{\text{restauración}}$  para períodos de producción cortos. Sin embargo, esta diferencia se hace más pequeña a medida que el tiempo de producción se incrementa. Además, para un período de producción dado, la diferencia entre los dos  $(\Delta p)$  es pequeña a tiempos de cierre tempranos, pero se hace mayor a medida que  $\Delta t$  crece. La figura 5.10 indica claramente las limitaciones de usar curvas tipo de declinación para analizar restauraciones de presión donde el tiempo de producción  $t_p$  previo al cierre es relativamente corto<sup>1</sup>.

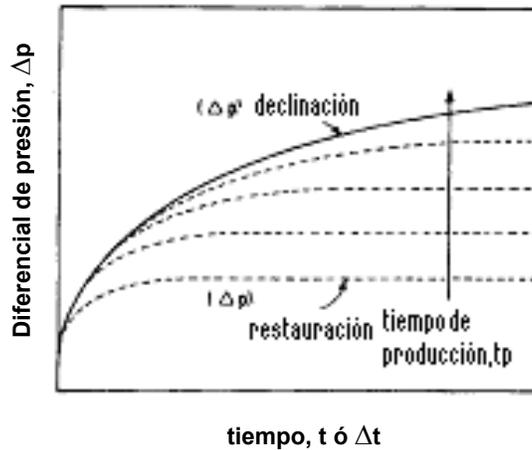


**Figura 5.9.** Restauración de presión a tasa constante para periodo de producción  $t_p$  sucesivos.

La ecuación 5.11, presentada anteriormente como la solución para la restauración de presión, forma la base para este método. Sustituyendo la ecuación 5.18, la solución de declinación de presión para un pozo que produce a tasa constante de un sistema radial, en la ecuación 5.11, se obtiene:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80907] \quad (5.18)$$

$$\frac{kh[p_{ws}(t_p + \Delta t) - p_{ws}(\Delta t = 0)]}{141,2qB\mu} = \frac{1}{2} \left[ \ln\left(\frac{t_{pD} \Delta t_D}{t_{pD} + \Delta t_D}\right) + 0,80907 \right] \quad (5.19)$$

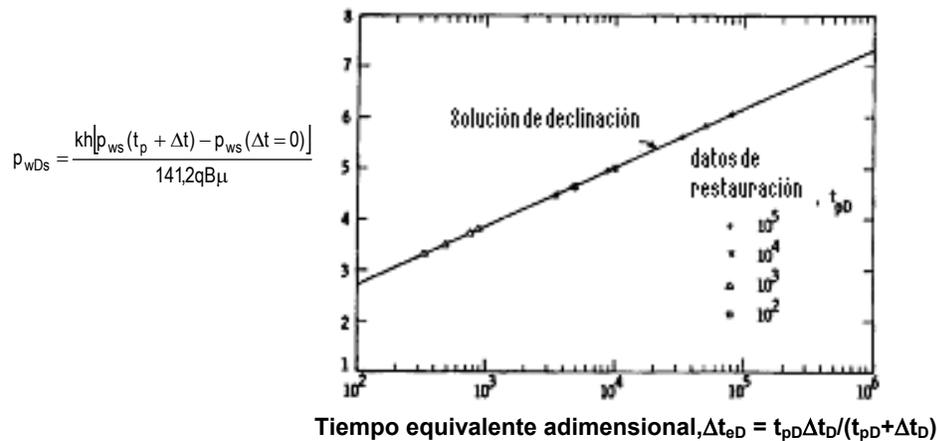


**Figura 5.10.** Diferencial de presión de restauración para varios períodos de producción.

una comparación de las ecuaciones 5.20, que aplica al caso de declinación de presión, y 5.19, indica que las curvas para declinación de presión generadas con la ecuación 5.20 deben ser las mismas que las curvas para restauración de presión generadas por la ecuación 5.19.

$$\frac{kh[p_i - p_{wf}(t)]}{141,2qB\mu} = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80907] \quad (5.20)$$

Para demostrar esto, la familia de curvas de restauración de presión mostradas en la figura 5.10, graficadas como función del tiempo de cierre adimensional  $\Delta t_D$ , se graficaron nuevamente como función de  $(t_{pD}\Delta t_D)/(t_{pD} + \Delta t_D)$ . Los resultados se muestran en la figura 5.11<sup>1</sup>.



**Figura 5.11.** Gráfico semilog de curvas tipo para restauración normalizadas, yacimiento infinito,  $S=0$ ,  $C_D=0$ .

Se aprecia que es posible normalizar una familia de curvas de restauración de presión a una sola curva, la cual es igual a la curva de declinación de presión. Esto sugiere que para analizar datos de restauraciones de presión mediante curvas tipo de declinación,  $\Delta t_{\text{restauración}}$  se debe graficar como función de  $(t_p \Delta t)/(t_p + \Delta t)$  en lugar del tiempo de cierre,  $\Delta t$ . Por lo tanto se define el tiempo equivalente de declinación,  $\Delta t_e$  como:

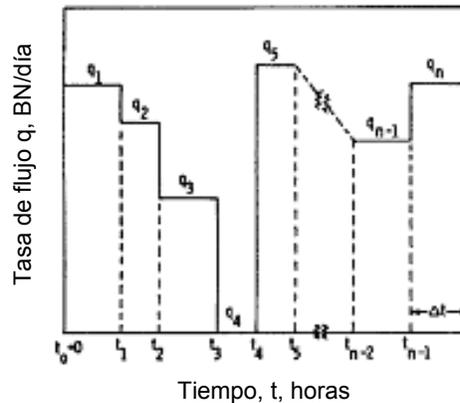
$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \quad (5.21)$$

Para casos de pruebas con variación de la tasa de flujo, figura 5.12, el tiempo equivalente de declinación se podría definir como (Agarwal):

$$\Delta t_e = \left[ \prod_{i=1}^{n-1} \left( \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{\Delta t + t_{n-1} - t_{i-1}} \right)^B \right] \Delta t \quad (5.22)$$

donde :

$$B = \frac{q_i - q_{i-1}}{q_{n-1} - q_n}$$



**Figura 5.12.** Esquema de prueba llevada a cabo a múltiples tasas

En el caso de restauraciones de presión  $q_n = 0$ .

En vista de que este método fue desarrollado asumiendo que no existe almacenamiento en el pozo, existe cierta restricción para su aplicación, que se basa en el tiempo necesario para que el efecto de almacenamiento se haga despreciable:

$$t_D > 60C_D \quad (5.23)$$

Según Agarwal, basado en número de casos estudiados, parece que es posible normalizar las curvas de restauración de presión con tal que el tiempo de producción,  $t_{pD}$  es al menos igual o mayor que el tiempo dado por la ecuación 5.23<sup>1</sup>.

Un límite inferior del tiempo de producción para el caso cuando  $S \neq 0$  se determina a través de la siguiente ecuación:

$$t_{pD} \geq (60 + 3.5S)C_D \quad (5.24)$$

### 5.3 Análisis de pruebas de presión

Para el análisis de pruebas de presión se usan dos enfoques complementarios:

1. Un enfoque global que se usa para diagnosticar el modelo de yacimiento e identificar los diversos regímenes de flujo característicos. Esto se logra mediante el cotejo con curvas tipo.
2. Análisis especializados, los cuales son válidos sólo para regímenes de flujo específicos y se llevan a cabo en porciones selectas de los datos de presión. Tales grupos de datos de presión seleccionados, al ser graficados vs. funciones del tiempo en escalas semilog, se alinean en rectas, las cuales se analizan para determinar los parámetros que caracterizan el sistema.

En la práctica, lo que se lleva a cabo, una vez que se identifica un cotejo con curva tipo, es obtener los parámetros del yacimiento usando los Gráficos Especializados para comparar sus valores con los obtenidos a través de la curva tipo. Si existe alguna inconsistencia, se usan los valores de del Gráfico Especializado para redefinir el cotejo. Este procedimiento puede consumir tiempo extra, pero representa una forma de validar los resultados.

#### 5.3.1 Curvas tipo

El procedimiento de cotejo con curvas tipo provee la única manera confiable para identificar las porciones de los datos de presión que puede ser analizada mediante métodos convencionales de análisis que recurren al trazado de líneas rectas. El conjunto de datos en su totalidad, desde los datos tempranos hasta los tardíos, son cotejados con una curva tipo que correspondería al modelo pozo-yacimiento escogido<sup>11</sup>.

Esta forma en la cual se trabaja el análisis de pruebas de presión se conoce como el enfoque inverso, ya que a partir de los datos de presión se pretende identificar el modelo de yacimiento que da origen a tal respuesta. Una desventaja de este enfoque radica en que el comportamiento se podría ajustar a diversos modelos de manera satisfactoria.

Las técnicas de cotejo con curvas tipo están basadas en la premisa de que la respuesta de presión real de un pozo debería tener la misma forma que la predicha por un modelo matemático que describa la situación de flujo (asumiendo que el modelo matemático toma en cuenta de forma adecuada la mayoría de las características del pozo y yacimiento reales). El hecho de esto suceda de esta manera se puede verificar apreciando la definición de la presión adimensional y el tiempo en la ecuaciones 5.25 y 5.26:

$$P_D = \frac{Kh[P_i - P(r, t)]}{141,2q\mu B} \quad (5.25)$$

$$t_D = \frac{0,000264Kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (5.26)$$

Tomando el logaritmo en ambos lados de la ecuación:

$$\log P_D = \log \Delta P + \log \frac{Kh}{141,2q\mu B} \quad (5.27)$$

$$\log \frac{t_D}{r_w^2} = \log t + \log \frac{0,000264K}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (5.28)$$

Estas ecuaciones implican que un gráfico log-log de  $P_D$  vs.  $t_D / r_D^2$  debe tener la misma forma que un gráfico log-log de  $\Delta P$  vs.  $t$ . Además, los gráficos estarán desplazados verticalmente y horizontalmente por las cantidades  $\log(kh/141,2q\mu B)$  y  $\log(0,000264Kt/\mu\phi C_t r_w^2)$ , respectivamente<sup>11</sup>.

En general, el gráfico log-log de  $P_D$  vs.  $t_D/r_D^2$  (u otro grupo de parámetros conveniente) representa la respuesta teórica o del modelo de la presión del pozo para un yacimiento bajo condiciones de frontera dadas, y es llamado curva tipo. Por otro lado, el gráfico log-log de  $\Delta P$  vs.  $\Delta t$  son los datos de campo reales. Sobreponiendo esta curva sobre la curva tipo, y si las asunciones hechas en el desarrollo de la curva tipo representan adecuadamente la situación física real, es posible obtener un punto de cotejo del cual se pueden determinar los parámetros del yacimiento. Esto se puede ver al reacomodar las ecuaciones 5.27 y 5.28:

$$\log \left( \frac{P_D}{\Delta P} \right)_M = \log \frac{kh}{141,2q\mu B} \quad (5.29)$$

$$\log\left(\frac{t_D/r_w^2}{t}\right)_M = \log\frac{0,000264K}{\phi\mu C_t r^2} \quad (5.30)$$

donde el subíndice M identifica los valores de  $P_D/\Delta P$  ó  $(t_D/r_D^2)/t$  para el punto de cotejo. Además, de las ecuaciones 5.29 y 5.30:

$$kh = 141,2qB\mu\left(\frac{P_D}{\Delta P}\right)_M \quad (5.31)$$

$$\phi C_t = \frac{0,000264}{r^2 \mu \left(\frac{t_D/r_D^2}{t}\right)_D} \quad (5.32)$$

Los conceptos esbozados aplican a cotejo con curvas tipo de datos de pruebas con diferentes modelos de flujo. A las curvas tipo se les atribuye la desventaja de tener poca resolución a tiempos tardíos, cuando los cambios de presión son menores que los de tiempo temprano, lo cual conduce a la no unicidad del cotejo<sup>11</sup>.

### 5.3.2 Gráficos especializados

Los Gráficos Especializados se obtienen graficando el diferencial de presión,  $\Delta P$ , versus funciones simples del tiempo, para aquellos datos seleccionados mediante el cotejo con la curva tipo que corresponda al modelo de yacimiento dado. El objeto de estos gráficos es develar la relación lineal existente entre datos de presión y funciones del tiempo. Los tipos de flujo que afectan una prueba ocurren a diversos tiempos, por consiguiente no se traslapan. A continuación se presenta la configuración general de un Gráfico Especializado:

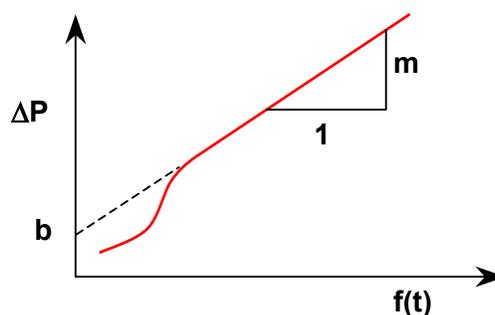


Figura 5.14. Gráfico especializado.

Las siguientes son las diversas variantes que presentan los Gráficos Especializados:

**Tabla 5.1.** Tipos de gráficos especializados.

Lineal	$\Delta P$ vs. $\sqrt{t}$
Radial	$\Delta P$ vs. $\text{Log}(t)$
Esférico	$\Delta P$ vs. $1/\sqrt{t}$
Bilineal	$\Delta P$ vs. $\sqrt[4]{t}$
Estacionario	$\Delta P = \text{cte.}$
Almacenamiento	$\Delta P$ vs. $t$
Pseudo estacionario	$\Delta P$ vs. $t$

### 5.3.3 Derivada de la presión

Las curvas tipo presentan varias desventajas. La primera es la no unicidad del cotejo. Las diversas curvas presentan forma muy similar, particularmente cuando los efectos del almacenamiento son de corta duración y a tiempos tardíos, cuando los cambios de presión son leves. La otra es que el régimen de mayor interés para la evaluación de parámetros de yacimiento, el período de flujo radial de actuación infinita, no presenta una forma característica un gráfico log-log. Finalmente, se tiene que las desviaciones de la tendencia de diagnóstico que se producen a tiempos tardíos y medios están comprimidas, al extremo de que es poco probable que se logre su reconocimiento. Por lo tanto se requiere el uso complementario de Graficas Especializados para la obtención de resultados más precisos y para ayudar a reconocer y mejorar la evaluación de comportamientos no homogéneos<sup>6</sup>.

Por otra parte, siempre ha sido reconocido que los gráficos semi-log exhiben mucho más carácter(curvatura). Desafortunadamente, esta representación no permite el uso de curvas tipo debido a la escala cartesiana de la presión. Sin embargo, sucede que si la pendiente de una representación de datos semi-log se grafica contra el tiempo en un escala log-log, el gráfico resultante exhibe características resaltantes. En particular, el flujo radial de actuación infinita (el dominio de Horner) se identifica fácilmente<sup>6</sup>.

La interpretación convencional de pruebas de pozos se enfoca en la solución de yacimiento homogéneo. La curva tipo de la figura 13 describe el comportamiento de un pozo con almacenamiento y daño en un yacimiento con comportamiento matricial. La presión adimensional  $p_D$  se grafica en escala log-log vs. el grupo de tiempo adimensional  $t_D/C_D$ . Las curvas resultantes, caracterizadas por el grupo adimensional  $C_{De}^{2S}$ , corresponde a condiciones del pozo que varían entre pozos dañados, pozos acidificados y pozos fracturados<sup>4</sup>.

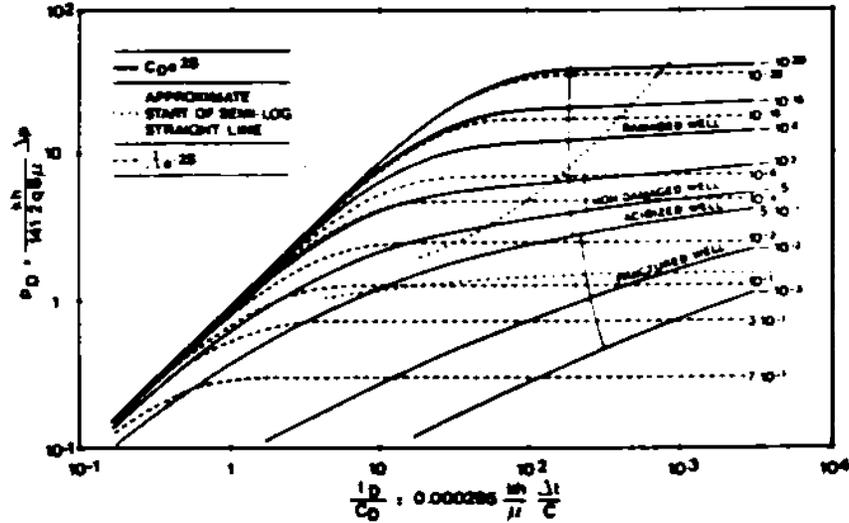


Figura 5.15. Curva tipo para declinación de presión en un pozo con almacenamiento y daño.

Dos regímenes de flujo de interés se pueden identificar en la respuesta de presión. A tiempo temprano, todas las curvas surgen de una asíntota de pendiente igual a uno, correspondiente a efecto de almacenamiento dado por:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (5.33)$$

Después, cuando cesa el efecto de daño, se establece una tasa constante en la cara de la formación, y el comportamiento de presión resultante produce la recta usual en un gráfico semi-log:

$$p_D = 0.5 \left[ \ln \left( \frac{t_C}{C_D} \right) + 0,90807 + \ln(C_D e^{2S}) \right] \quad (5.34)$$

Este régimen, llamado flujo radial de actuación infinita, no muestra una forma característica en escala log-log<sup>4</sup>.

La figura 5.16 representa la misma respuesta de la figura 5.15 pero con la pendiente semi-log de la respuesta de presión adimensional en le eje y, vs. el grupo de tiempo adimensional  $t_D/C_D$  en el eje x. Las curvas se generaron tomando la derivada de la presión con respecto a logaritmo neperiano del tiempo:

$$\frac{dp_D}{d \ln \left( \frac{t_D}{C_D} \right)} = \frac{t_D}{C_D} \frac{dp_D}{d \left( \frac{t_D}{C_D} \right)} = \frac{t_D}{C_D} p'_D \quad (5.35)$$

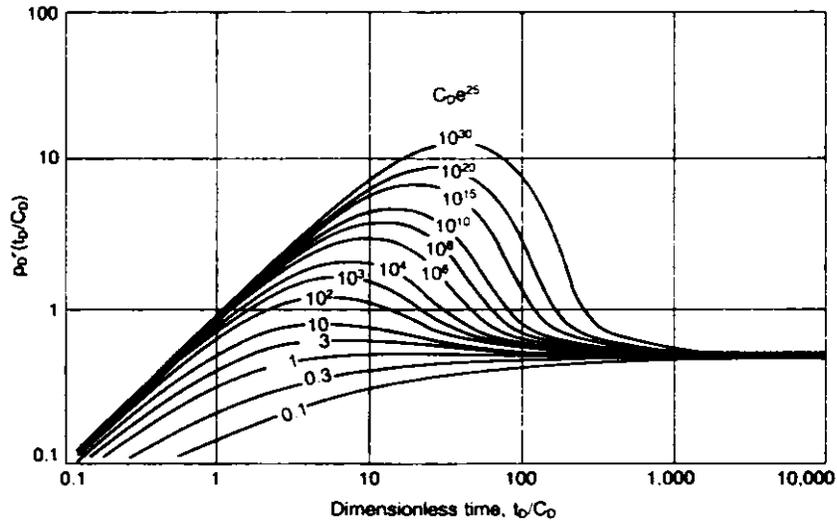


Figura 5.16. Curva tipo de la derivada de la presión.

El primer régimen típico observado en la curva tipo de la figura 5.15 es el efecto de daño. Combinando las ecuaciones 5.33 y 5.35, se obtiene:

$$\frac{t_D}{C_D} p'_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (5.36)$$

Como para el caso de la presión, todos los comportamientos de las derivadas son idénticas a tiempo temprano, y todas las curvas surgen de una sola asíntota de pendiente unitaria<sup>4</sup>.

Cuando se alcanzado el régimen de flujo radial de actuación infinita el comportamiento de presión es descrito por la ecuación 34. La pendiente semi-log es constante:

$$\frac{t_D}{C_D} p'_D = 0,5 \quad (5.37)$$

y todas las curvas representantes de la derivada convergen a una segunda asíntota, la recta de pendiente igual a un medio. Debido a que el régimen de actuación radial infinita produce una recta característica en escala log-log, el gráfico de la derivada se podría usar en lugar del gráfico semilog convencional de presión, para una determinación precisa de  $kh/\mu$ . Entre las dos asíntotas, y dependiendo del grupo  $C_D e^{2S}$ , cada curva muestra una forma específica mucho más pronunciada que las de las curvas usuales de presión (figura 3.16). Por lo tanto, la derivada es un método poderoso para el diagnóstico y de hecho, combina en el mismo gráfico log-log el enfoque global a través de curvas tipo y el análisis especializado de flujo radial<sup>4</sup>.

El uso de la derivada de la presión vs. tiempo es satisfactoria desde el punto de vista matemático debido a que la derivada es directamente representada en un término de la ecuación de difusividad, que gobierna los modelos de comportamiento de la presión usados en los análisis de pruebas de pozos. Por lo tanto, la respuesta de la derivada de la presión es más sensible a breves fenómenos de interés que están integrados, y por lo tanto disminuidos en las soluciones de presión versus tiempo<sup>6</sup>.

Para análisis de restauraciones de presión, se determinó que las mismas curvas se podían aplicar con tal que la derivada se tome con respecto, no al logaritmo neperiano del tiempo, sino con respecto al logaritmo neperiano del Tiempo Efectivo de Agarwal:

$$\frac{dp}{d \ln \left[ \frac{t_p \Delta t}{(t_p + \Delta t)} \right]} = \Delta t \frac{t_p + \Delta t}{t_p} \frac{dp}{dt} \quad (5.38)$$

Para sistemas complejos, se recomienda generar la curva tipo de derivada para tasa variable, especialmente si se piensa extraer información adicional al daño y la permeabilidad.

El coeficiente de daño deja de estar presente en las respuestas de la derivada cuando se alcanza la configuración de régimen de flujo radial de acción infinita, y como resultado, S se puede estimar solo del cotejo con las curvas  $C_{De}^{2S}$  durante la transición entre los regímenes asintóticos. Esta característica es de interés para el análisis de formaciones heterogéneas y la determinación de efectos de fronteras<sup>4</sup>.

En este método es preferible considerar la derivada como la pendiente semilog por las siguientes razones:

1. La derivada semilog enfatiza el régimen de flujo radial de acción infinita, de primordial interés en la interpretación de pruebas de pozos.
2. Cuando la derivada se considera como la pendiente de del gráfico de superposición semilog, tanto el cambio de presión  $\Delta P$  como la derivada se hacen adimensionales a través del mismo grupo  $(kh/141,2qB\mu)$ , lo cual hace práctico el doble cotejo, presión-derivada.
3. La derivada con respecto a la función de Horner ó superposición convierte el análisis de restauración de presión a uno de declinación de presión, simplificando el proceso de análisis.
4. El análisis de restauración revela una ventaja adicional del uso de la derivada de la presión con respecto al tiempo de Horner ó superposición: las curvas resultantes no están comprimidas en el eje del tiempo ni en el eje de la presión como en las curvas de restauración semi-log. La derivada presenta la amplitud total de la señal y por lo tanto mejora la sensibilidad de las gráficas de análisis.

- El ruido aparente se puede reducir cuando se usa la función de superposición, debido a que la pendiente (y la derivada) no tienden a cero durante el período de flujo radial de acción infinita<sup>6</sup>.

La derivada es muy útil como herramienta de diagnóstico debido a que los regímenes de flujo tienen formas características claras en un gráfico log-log. Basado en la forma de los diferentes regímenes de flujo, el ingeniero usa la derivada de la presión para diagnosticar el comportamiento del sistema y escoge un modelo pozo-yacimiento para cotejar la data. Basando su análisis en este diagnóstico él decide cual (si alguna) porción de la data se presta para el uso de Gráficos Especializados, los cuales serán usados para confirmar los resultados del cotejo previo con la derivada de la presión<sup>6</sup>.

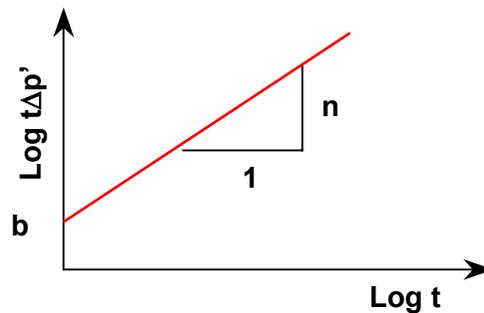
A continuación se presenta la forma general de la derivada y las pendientes que los distintos tipos de flujo presentan en un gráfico log-log

$$t\Delta p' = ct^n$$

$$\log t\Delta p' = \log c + n \log t$$

**Tabla 5.2.** Pendientes que desarrollan los distintos tipos de flujo en una gráfico log-log

Tipo de Flujo	n
Lineal	1/2
Radial	0
Esférico	-1/2
Bilineal	1/4
Almacenamiento	1
Pseudo estacionario	1



**Figura 5.17.** Pendiente de la recta desarrollada por la derivada de la presión en un gráfico log-log.

Un lugar importante para usar el diagnóstico presión/ derivada de la presión es el pozo. Si el objetivo de la prueba es determinar la permeabilidad y daño, este se puede detener una vez identificado el valle de la derivada. Si se detectan heterogeneidades o efectos de límite externo, la prueba se puede continuar para registrar en su totalidad el patrón de la presión y su derivada, necesario para el análisis<sup>6</sup>.

## 6. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El comportamiento observado en la tasa de producción o en la presión en una prueba de restauración de presión se puede atribuir a diferentes factores antes que a las fracturas, tales como fallas, estratificación y heterogeneidades, entre otros. Sin embargo, hay muchos pozos en los cuales no se tomaron núcleos y los registros no muestran evidencias de fracturas. Esto convierte los análisis de pruebas de pozos como la única técnica para inferir información acerca de la naturaleza fracturada de la formación. Los parámetros de yacimientos obtenidos de estas pruebas, tales como la permeabilidad y la porosidad, son representativos de un gran volumen del yacimiento en estudio y así pueden ser usados en los pronósticos de producción y la simulación de yacimientos.

### 6.1 Métodos consideración para la interpretación

Barenblatt *et al* (1960) introdujeron los principios físicos de un sistema de roca fracturada: “una roca porosa con un sistema de fracturas altamente desarrollado puede ser representado como la superposición de dos medios porosos compuestos por poros de distintos tamaños”. Los medios porosos están asociados uno al otro por el hecho de que hay un intercambio de líquido entre ellos. En cada punto del espacio, podemos considerar dos presiones y dos velocidades del líquido:  $P_1$  y  $V_1$  para el líquido que se encuentra en las fracturas y  $P_2$  y  $V_2$  para el que se ubica en los bloques. La interacción de estos dos medios se puede expresar por la relación:

$$q = \rho\alpha(P_2 - P_1) \quad (6.1)$$

donde  $\alpha$  es una característica del medio fracturado. Aplicando la ecuación de la continuidad, la ley de Darcy y asumiendo un fluido ligeramente compresible, Barenblatt *et al* llegaron a la siguiente ecuación:

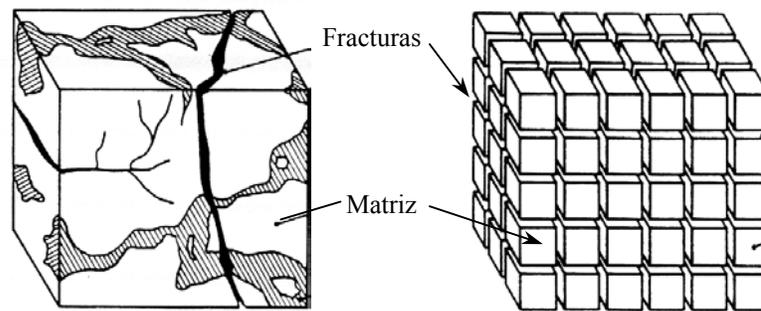
$$\frac{\partial P_1}{\partial t} = -\frac{K_1}{\alpha\mu} \frac{\partial \Delta P_1}{\partial t} = \frac{K_1}{\mu(\beta C_2 + \phi_2\beta)} \Delta P_1 \quad (6.2)$$

Su teoría puede ser considerada como el paso inicial en la formulación del modelo matemático de un sistema naturalmente fracturado<sup>11</sup>.

Warren y Root (1963) presentaron un modelo basado en el concepto matemático de superposición de dos medios, tal como el presentado anteriormente por Barenblatt *et al*. Los autores se sustentaron en el hecho de que, en el caso más general, tanto la porosidad primaria como la secundaria están presentes en el yacimiento, donde un sistema independiente de porosidad secundaria se sobrepone al sistema primario o intergranular. La idealización de un sistema poroso intermedio es un conjunto de elementos volumétricos discretos con porosidad

primaria, los cuales están asociados anisotrópicamente por espacios vacíos secundarios. La idealización del medio poroso heterogéneo se muestra en la figura 6.1<sup>27</sup>.

El material con la porosidad primaria está contenido dentro de una matriz sistemática de paralelepípedos rectangulares idénticos. La porosidad secundaria está contenida dentro de un sistema ortogonal de fracturas continuas y uniformes, las cuales están orientadas de tal forma que cada fractura es paralela a uno de los ejes principales de permeabilidad. El flujo puede ocurrir solamente entre la porosidad primaria y la secundaria, nunca a través de la porosidad primaria<sup>27</sup>.



**Figura 6.1.** Idealización de un yacimiento naturalmente fracturado

Aplicando la ecuación de la continuidad a esta geometría, Warren y Root (1963) llegaron a las siguientes ecuaciones (en forma adimensional):

$$\frac{\partial^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = (1-\omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} \quad (6.3)$$

y

$$(1-\omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (P_{fD} - P_{mD}) \quad (6.4)$$

donde  $\omega$  y  $\lambda$  son dos parámetros característicos del yacimiento en estudio que reflejan la interacción matriz-fractura. Estos parámetros son suficientes para caracterizar la desviación del comportamiento de un yacimiento fracturado del que presenta un medio poroso homogéneo. Probablemente la contribución más importante del estudio es que se considera una variedad de casos sedimentológicos, donde la matriz contribuye a la producción a través de las fracturas, es decir, el modelo considera el caso general de un yacimiento fracturado. Además, una

porosidad homogéneamente distribuida se considera como un caso limite en el modelo. Sucede cuando  $\omega = 1$  ó  $\lambda = \infty$ .  $\omega$  y  $\lambda$  fueron definidos por Warren y Root como:

$$\omega = \frac{\phi_2 C_2}{(\phi_1 C_1 + \phi_2 C_2)} \quad (6.5)$$

$$\lambda = \alpha \frac{K_1}{K_2} r_w^2 \quad (6.6)$$

$\omega$  es un parámetro adimensional que relaciona la capacidad de acumulación de la porosidad secundaria con las de la secundaria y primaria de forma conjunta. Warren y Root (1963) dieron las expresiones para la presión como función del tiempo,  $\omega$  y  $\lambda$ , de un pozo que produce a tasa constante; bien sea de un yacimiento infinito o de uno finito:

$$P_{wD} = \frac{1}{2} \left[ \ln t_D + 0,80908 + E_i \left( \frac{-\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left( \frac{-\lambda t_D}{(1-\omega)} \right) \right] + S \quad (6.7)$$

para un yacimiento infinito, y:

$$P_{wD} = \left( \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \right) \left[ \frac{1}{4} + t_D + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} (1 - e^{-\lambda t_D / \omega(1-\omega)}) \right] - \frac{3r_{eD}^2 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4(r_{eD}^2 - 1)} \quad (6.8)$$

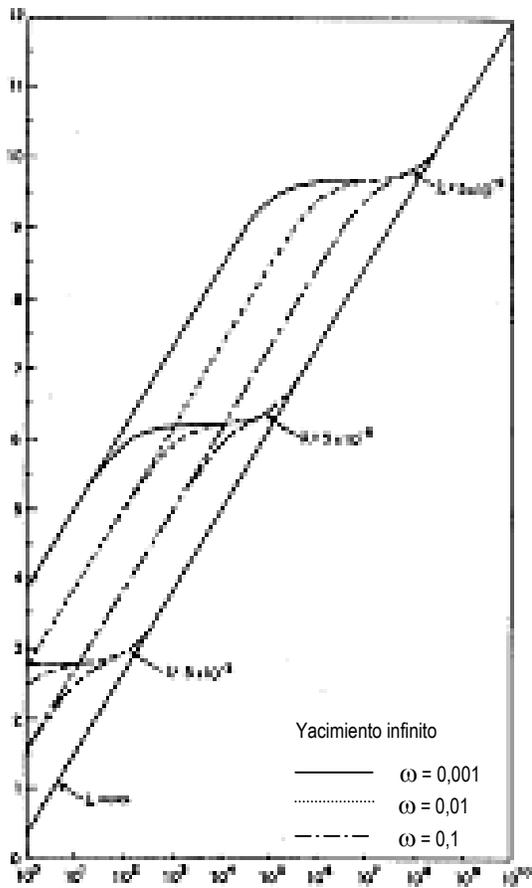
para un yacimiento finito.

No obstante, los autores solamente enfatizaron el uso de la solución para un pozo en un yacimiento infinito. En las ecuaciones 6.7 y 6.8,  $t_D$  se define como:

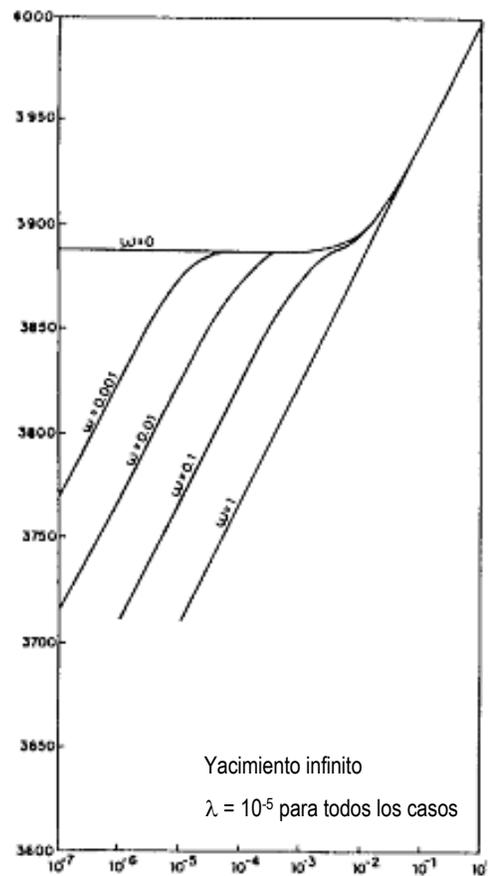
$$t_D = \frac{2,637 * 10^{-4} K_f t}{(\phi_f C_f + \phi_m C_m) \mu a_w^2} \quad (6.9)$$

La figura 2 muestra las soluciones provistas por la ecuación 7 para el caso de una declinación de presión. La solución para  $\lambda = \infty$  puede ser usada para hacer comparaciones con la solución para el caso homogéneo. La solución para la declinación de presión se caracteriza por la presencia de dos líneas rectas paralelas. Para cada conjunto de valores de  $\omega$  y  $\lambda$  hay una solución. Las líneas rectas están desplazadas verticalmente por una cantidad igual a  $\ln(1/\sqrt{\omega})^{27}$ .

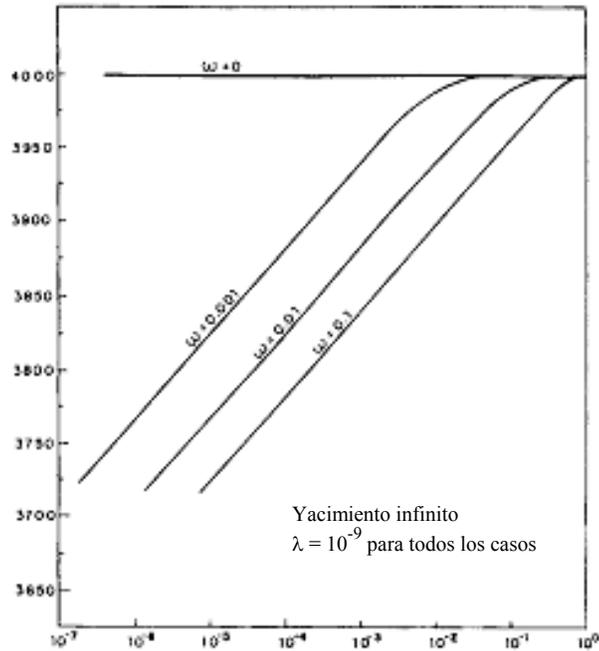
Las figuras 3 y 4 muestran los gráficos tipo Horner que Warren y Root (1963) usaron para señalar que la presencia de las dos líneas rectas que se observa en pruebas de restauración de presión depende del valor de  $\lambda$ . Además, si se extrapola la primera línea recta, el estimado de la presión promedio o inicial del yacimiento obtenido será erróneo por una cantidad igual a  $m \cdot \log(1/\omega)$ . Observando la apariencia de los gráficos de restauraciones de presión, Warren y Root señalaron que este comportamiento también se puede atribuir a yacimientos estratificados, y por lo tanto se debe contar con información adicional sobre el yacimiento y la completación del pozo para evitar confusiones al hacer la interpretación<sup>11</sup>.



**Figura 6.2.** Soluciones adimensionales de la presión como función del tiempo para varios valores de  $\omega$  y  $\lambda$ .

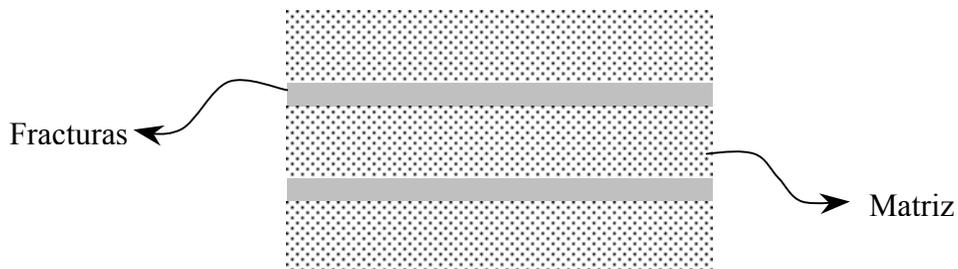


**Figura 6.3.** Gráfico de Horner de soluciones de presión para varios valores de  $\omega$ ,  $\lambda = 5 \cdot 10^{-6}$ .



**Figura 6.4.** Gráfico de Horner de soluciones de presión para varios valores de  $\omega$ ,  $\lambda = 5 \cdot 10^{-9}$ .

En 1976, De Swaan presentó un modelo para determinar propiedades de yacimientos naturalmente fracturados usando interpretación de pruebas de pozos. El modelo considera un comportamiento de flujo transitorio para la porosidad primaria. Se consideraron dos geometrías: bloques horizontales con forma de placas infinitas (figura 6.5), y bloques de matriz esféricos<sup>11</sup>.



**Figura 6.5.** Idealización de un yacimiento fracturado propuesta por De Swaan.

El autor se basó en el hecho de que la forma de los bloques de matriz puede ser aproximada por sólidos regulares cuyo comportamiento de presión viene dado por funciones tomadas de la teoría de la transferencia de calor. Básicamente, se tiene una ecuación que gobierna el flujo de fluidos en las fracturas, las cuales son alimentadas por una fuente externa (matriz) como en otros modelos. No obstante, una diferencia es que la expresión para el flujo de los bloques hacia las fracturas se describe por una convolución:

$$q_{ma} = \frac{-2}{A_{ma} h_f} \int_0^t \frac{\partial \Delta P_f}{\partial r} q_{uma}(t-r) dr \quad (6.10)$$

Este término es substituido en la ecuación de difusividad para las fracturas, dando como resultado la siguiente ecuación:

$$\frac{K_f}{\mu} \nabla^2 \Delta P_f = \phi_f C \frac{\partial \Delta P_f}{\partial t} - q_{ma} \quad (6.11)$$

Aparentemente, cuando estos modelos fueron propuestos, no se tomo en cuenta el efecto de almacenamiento, pero es bien sabido que es un efecto importante a considerar cuando se hace la interpretación de una prueba de presión, independientemente del tipo de formación geológica que se está tratando. Por lo tanto, el análisis del comportamiento de la presión en yacimientos fracturados se considera más restrictivo cuando se toman en cuenta el daño y el almacenamiento, debido a la complicación que añaden los parámetros  $\omega$  y  $\lambda$ .

En la interfase matriz-fractura, la contribución de flujo de la matriz al flujo en la fractura se podría asumir proporcional al diferencial de presión existente entre ellos ó al gradiente de presión promedio que existe a través del bloque de matriz. Esta suposición, introducida en la descripción de un yacimiento fracturado por Barenblatt y Zheltov, y posteriormente empleada por Warren y Root, tiene la ventaja de simplificar el análisis matemático del problema de flujo y la desventaja de no representar adecuadamente el mecanismo de reajuste de presión entre la matriz y la fractura por flujo cruzado variante en el tiempo ó la respuesta de presión de la formación durante el tiempo de transición<sup>25</sup>.

De acuerdo a esta suposición, el flujo de la matriz es independiente de la posición en el espacio, lo cual puede ser cierto solo cuando la presión esta distribuida linealmente en el espacio, es decir, en el estado de equilibrio de presión, ó pseudo estacionario, nombre con el cual se le reconoce en la literatura. Ella niega la capacidad de acumulación de la matriz permitiendo una caída de presión instantánea a través de la matriz tan pronto como ocurre vaciamiento de la fractura. La respuesta de presión de un medio sujeto a esta asunción tiene la característica curva de transición con forma de S, en un gráfico semilog, entre el segmento que representa la respuesta temprana de las fracturas, y el segmento que representa el flujo pseudo estacionario tardío de todo el sistema<sup>25</sup>.

En contraste, la suposición de gradiente promedio en el flujo cruzado de la matriz a la fractura, aunque complica el análisis matemático del problema, tiene la ventaja de describir de forma más correcta el proceso de equilibrio de la presión que ocurre durante el período de transición. El flujo en la matriz, que ocurre a causa de fuerzas que

surgen de la expansión de fluidos, está sujeto a flujo descrito por la ecuación de Darcy, y por lo tanto se ajusta a flujo tipo difuso. Como tal, es proporcional a gradientes de presión, los cuales, en general, no son constantes, sino que dependen de la posición espacial mientras que la capacidad de acumulación del medio influye el tiempo de respuesta<sup>25</sup>.

La presión de la matriz, y consecuentemente el flujo no están linealmente distribuidos a lo largo de la dirección normal a plano de fractura. El flujo dependiente de la posición en el espacio dentro de un bloque de matriz está sujeto no solo a la permeabilidad de la matriz, sino también a su capacidad de acumulación. Esta suposición se conoce como flujo transitorio entre porosidades, y en un gráfico semilog mostrará una transición más larga, no tan definida como la forma de “S”, característica de la condición de flujo pseudo estacionario<sup>25</sup>.

La interrogante acerca de la condición de flujo entre porosidades que con más probabilidad se encuentre en la práctica ha sido objeto de debate por largo tiempo. Se ha demostrado que el pseudo estacionario es una aproximación de tiempo tardío del flujo transitorio entre porosidades, y el suponerlo se ha justificado debido a que es probable que cualquier efecto transitorio probablemente sea de corta duración. Según la experiencia de autores de reconocida trayectoria, la mayoría de las pruebas parecen exhibir un comportamiento de flujo pseudo estacionario entre porosidades. Sin embargo, otras tantas parecen indicar un comportamiento de flujo transitorio, el cual distintivamente es diferente<sup>25</sup>.

Una posible explicación de esta aparente inconsistencia fue ofrecida por Cinco-Ley H; quien sugirió que el flujo entre porosidades siempre ocurre bajo condiciones de flujo transitorio, pero puede exhibir un comportamiento semejante al pseudo estacionario si existe un impedimento significativo al flujo de fluidos desde el medio menos permeable al más permeable, como en el caso de deposición de calcita en un yacimiento fracturado, por ejemplo. De hecho, el flujo entre porosidades puede exhibir cualquier comportamiento intermedio, dependiendo de la magnitud del factor de daño manifiesto en el intercambio de fluido entre las porosidades<sup>25</sup>.

Una característica que hace al modelo transitorio es más atractivo desde el punto de vista físico es el hecho de que este permite la ocurrencia de todos los regímenes de flujo en el bloque, es decir, transitorio, transitorio tardío y pseudo estacionario.

La introducción del concepto de daño entre porosidades constituyó un avance en la comprensión de los yacimientos naturalmente fracturados. Se basa en la observación de una fina capa de material de baja permeabilidad que se deposita sobre las superficies de los bloques de matriz como resultado de la deposición de minerales, como se dijo anteriormente, ó alteración durante la precolación de aguas subterráneas a través de

las fracturas. La depositación de calcita y anhidrita en las fracturas y la existencia de fracturas cerradas o parcialmente cerradas en yacimientos carbonáticos han sido reportadas por muchos autores. La inspección de las caras de las fracturas con el Microscópico Electrónico ha ayudado considerablemente en la demostración de la ocurrencia frecuente de daño en la superficie de la fractura<sup>25</sup>.

El efecto de daño entre las porosidades es inhibir y retardar el soporte de los bloques de matriz al sistema de fracturas. En el caso transitorio también es posible admitir el efecto de daño entre porosidades, es decir, resistencia en la superficie de las caras de los bloques de matriz.

## **6.2 Comportamiento de Presión a Tasa de Producción Constante**

El análisis de presión a tasa de producción constante se puede lograr a través del modelo que se considera el más utilizado: el modelo de Warren y Root. Este modelo predice la aparición de dos rectas en un gráfico semilog durante una prueba de restauración, ó declinación, de presión como la principal característica de un yacimiento fracturado. No obstante, en la práctica muchas pruebas no muestran la primera línea recta y, de acuerdo a la literatura, hay muy pocas publicaciones en las cuales es convincente la aparición de dos rectas paralelas en un gráfico semilog. Se sabe que cuando existe almacenamiento (y dependiendo de su magnitud) la primera recta no se aprecia, debido a que es obscurecida por este efecto. El modelo original de Warren y Root predice el comportamiento de presión del fluido en la formación pero no considera el efecto de almacenamiento. De acuerdo a la literatura, el modelo fue extendido por Mavor y Cinco (1979) para tomar en consideración el almacenamiento y el daño<sup>11</sup>.

Con la tecnología usada hoy en día para la interpretación, tal como el uso de la deconvolución (Bourdet y Agaloo, 1984), un método que provee la presión de formación a partir de datos influenciados por el almacenamiento, y el uso de la derivada de la presión (Bourdet *et al*, 1984a), el modelo de Warren y Root y sus extensiones es aceptable como una herramienta diagnóstico en la industria petrolera y las discusiones sobre su validez deben estar enfocadas en los principios físicos y en las suposiciones inherentes hechas al desarrollarlo. Por ejemplo, el modelo no considera la turbulencia o el flujo no laminar, el cual no puede ser obviado en algunos yacimientos fracturados<sup>11</sup>.

### **6.2.1 Ecuaciones diferenciales parciales**

En lo que respecta descripción matemática, el yacimiento fracturado se representa por la superposición de dos sistemas homogéneos: fracturas y matriz (figura 6.1). Cada punto en el espacio puede ser asociado con dos presiones: la presión promedio del fluido en la fractura,  $P_f$ , y la presión promedio del fluido en la matriz,  $P_m$  en la vecindad del punto.

Ante todo, se plantean las condiciones del yacimiento y del fluido que se deben cumplir para que las ecuaciones derivadas sean válidas:

- 1- El flujo de fluido es laminar y monofásico, ley de Darcy es válida.
- 2- El fluido es ligeramente compresible.
- 3- El yacimiento es de extensión lateral infinita, las fronteras superior e inferior son cerradas.
- 4- Las fuerzas gravitacionales son despreciables y los gradientes de presión son pequeños.
- 5- La porosidad de cualquier medio (fractura o matriz) es independiente de variaciones de presión en el otro.
- 6- El flujo hacia el pozo se produce a través de las fracturas, la matriz actúa como una fuente<sup>11</sup>.

La mayoría de estas suposiciones son las mismas hechas modelar un sistema homogéneo. En realidad, esto no debería sorprender, debido a que se está suponiendo un modelo de yacimiento fracturado conformado por dos sistemas homogéneos en paralelo. Aplicando la ecuación de continuidad y la ley de Darcy a un volumen elemental de cada medio (figura 6.1), se obtienen las siguientes ecuaciones. Para las fracturas:

$$\frac{K_f}{\mu} \nabla^2 P_f = (\phi V C_t)_f \frac{\partial P_f}{\partial t} - q^* \quad (6.12)$$

Para la matriz:

$$\frac{K_m}{\mu} \nabla^2 P_m = (\phi V C_t)_m \frac{\partial P_m}{\partial t} + q^* \quad (6.13)$$

donde  $V_f$  y  $V_m$  son las razones del volumen de la fractura y la matriz al volumen bruto, respectivamente;  $\phi_f$  y  $\phi_m$  son las porosidades de la matriz y la fractura, es decir,  $\phi_f$  es la razón del volumen poroso en las fracturas al volumen de las fracturas, y  $\phi_m$  es la razón del volumen poroso en la matriz al volumen de la matriz.  $C$  es la compresibilidad total y  $q^*$  es el volumen de fluido que fluye de la matriz hacia las fracturas por unidad de volumen bruto por unidad de tiempo<sup>11</sup>.

Suponiendo que la permeabilidad de la matriz es baja, el término del lado izquierdo de la ecuación 6.13 es despreciable comparado con el término del lado derecho, entonces ella se transforma en:

$$q^* = -(\phi V C_t)_m \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad (6.14)$$

Substituyendo  $q^*$  en la ecuación 6.12 resulta:

$$\frac{K_f}{\mu} \nabla^2 P_f = (\phi VC_t)_f \frac{\partial P_f}{\partial t} - (\phi VC_t)_m \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad (6.15)$$

El radio adimensional  $r_w$  y el tiempo adimensional  $t_D$  se definen como:

$$t_D = \frac{K_f t}{[(\phi VC)_f + (\phi VC)_m] \mu r_w^2} \quad (6.16)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (6.17)$$

Además, se definen las presiones adimensionales  $P_{fD}$  y  $P_{mD}$  como:

$$P_{fD} = \frac{2\pi K_f h}{q\mu} (P_i - P_f) \quad (6.18)$$

$$P_{mD} = \frac{2\pi K_m h}{q\mu} (P_i - P_m) \quad (6.19)$$

entonces la ecuación 6.15 se transforma en:

$$\frac{\partial^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = \omega \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} + (1-\omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} \quad (6.20)$$

Warren y Root consideraron que el flujo desde la matriz hacia las fracturas ocurre bajo condiciones de estado semi estable. No obstante, de acuerdo a la literatura, el flujo puede ocurrir también bajo condiciones transitorias. Ambos casos de flujo entre la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura serán considerados:

### 6.2.1.1 Condiciones de estado pseudo estacionario

En este caso, como plantearon Warren y Root,  $q^*$  esta dado por:

$$q^* = \frac{\alpha}{\mu} K_m (P_m - P_{mD}) \quad (6.21)$$

donde  $\alpha$  es un factor de forma definido como:

$$\alpha = \frac{4n(n+2)}{l} \quad (6.22)$$

$n$  es el número de sets de fracturas normales y  $l$  es una dimensión características de la matriz. Sustituyendo la ecuación 6.21 en la ecuación 6.14 se obtiene la siguiente ecuación (usando presión y tiempo adimensionales):

$$(1-\omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (P_{fD} - P_{mD}) \quad (6.23)$$

donde  $\lambda$  se definió en la ecuación 6.6, y:

$$K_f = \sqrt{K_{efecx} K_{efecy}} \quad (6.24)$$

Para resumir, las ecuaciones diferenciales parciales usadas para estudiar el comportamiento de presión bajo condiciones de flujo en estado semi-estable entre las porosidades son las ecuaciones 6.20 y 6.23<sup>11</sup>.

### 6.2.1.2 Condiciones de flujo transitorio

En este caso el flujo en la matriz es gobernado por la siguiente ecuación:

$$\nabla^2 P_m = \frac{1}{\eta_m} \frac{\partial P_m}{\partial t} \quad (6.25)$$

donde  $\eta_m$  es la difusividad de la matriz. La ecuación 6.25 se debe resolver para dos geometrías de la matriz: bloques de matriz con forma de estrato y bloques de matriz esféricos<sup>11</sup>.

Hasta aquí se han presentado las ecuaciones diferenciales parciales fundamentales usadas para describir el flujo de fluidos en un yacimiento fracturado. A continuación se requiere resolver estas ecuaciones usando las condiciones iniciales y de borde adecuadas, usando transformadas de Laplace.

### 6.2.1.3 Condiciones iniciales

Para un sistema que se encuentra inicialmente a presión constante, la condición inicial es dada por:

$$P_{fD}(r_D, 0) = P_{mD}(r_D, 0) = 0 \quad (6.26)$$

La condición de almacenamiento es dada por:

$$C_D \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} - \left( \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} = 1 \quad (6.27)$$

donde:

$$C_D = \frac{C}{2\pi h(\phi_f C_f + \phi_m C_m) r_w^2} \quad (6.28)$$

La condición de daño es:

$$P_{fD} = P_{fD} - S \left( \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} \quad (6.29)$$

Para un yacimiento de extensión lateral infinita, se tiene:

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} P_{fD}(r_D, t_D) = 0 \quad (6.30)$$

a continuación se presentan las ecuaciones en el espacio de Laplace que define el caso anteriormente expuesto.

#### 6.2.1.4 Ecuaciones en el espacio de Laplace para flujo pseudo estacionario entre porosidades

Aplicando la transformada de Laplace a las ecuaciones 6.20, 6.23, 6.26, 6.27 y 6.29, y reorganizando términos, se llega a la ecuación ordinaria siguiente en el espacio de Laplace :

$$\frac{d^2 \bar{P}_{fD}}{dr_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{r_D d \bar{P}_{fD}}{dr_D} - sf(s) \bar{P}_{fD} = 0 \quad (6.31)$$

donde:

$$f(s) = \frac{\omega(1-\omega)s + \lambda}{(1-\omega)s + \lambda} \quad (6.32)$$

### 6.2.1.5 Ecuaciones en el espacio de Laplace para flujo transitorio entre porosidades

En este caso la ecuación resultante en el espacio de Laplace es similar a la del caso de flujo en estado pseudo estacionario. La principal diferencia está en la definición de la función  $f(s)$ . Se tiene:

$$\frac{d^2 \bar{P}_{rD}}{dr_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{d\bar{P}_{rD}}{dr_D} - sf(s)\bar{P}_{rD} = 0 \quad (6.33)$$

donde:

$$f(s) = \omega + \sqrt{\frac{1}{3} \frac{\lambda(1-\omega)}{s}} \tanh \sqrt{\frac{3(1-\omega)}{\lambda}} \quad (6.34)$$

se usa para bloques con forma de estrato, y:

$$f(s) = \omega + \frac{1}{5} \frac{\lambda}{s} \left[ \sqrt{\frac{15(1-\omega)s}{\lambda}} \coth \sqrt{\frac{15(1-\omega)}{\lambda}} - 1 \right] \quad (6.35)$$

se usa para unidades de matriz con forma esférica<sup>11</sup>.

Para resumir, se tiene una ecuación en el espacio de Laplace, ecuación 6.33, que aplica a flujo transitorio y pseudo estacionario entre porosidades, siendo la única diferencia la forma de la función  $f(s)$ . Si  $r_D' = r_D \sqrt{sf(s)}$ ; entonces la ecuación 6.31 se transforma en:

$$r_D'^2 \frac{d^2 \bar{P}_{rD}}{dr_D'^2} + \frac{1}{r_D'} \frac{d\bar{P}_{rD}}{dr_D'} - r_D'^2 \bar{P}_{rD} = 0 \quad (6.36)$$

La solución a la ecuación 6.36 está dada por:

$$\bar{P}_{rD} = A I_0 \left[ \sqrt{sf(s)} r_D \right] + B K_0 \left[ \sqrt{sf(s)} \right] \quad (6.37)$$

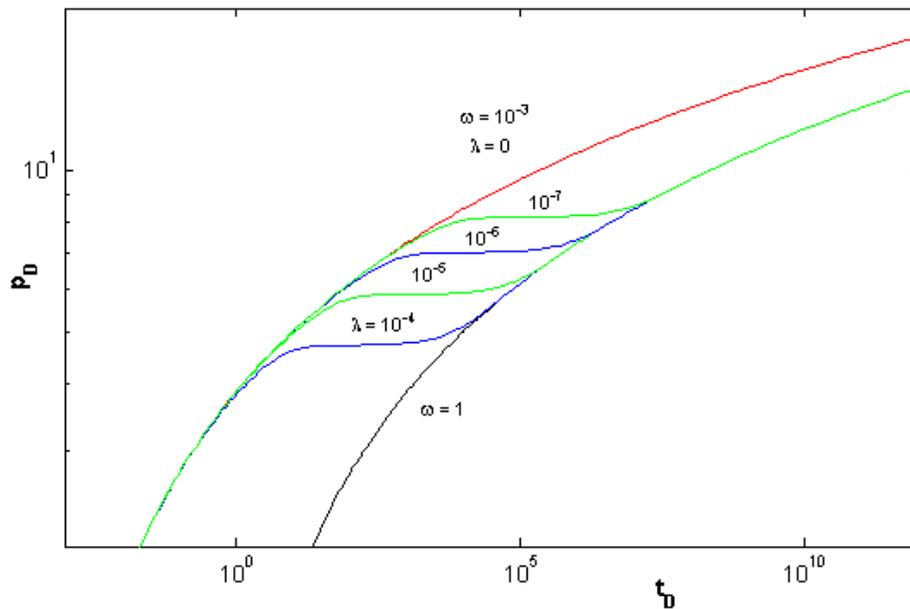
Los valores de las constantes A y B dependen de condiciones de borde impuestas, como se mostrará en la próxima sección<sup>11</sup>.

### 6.2.1.6 Soluciones adimensionales para la presión de fondo de pozo

La solución en el espacio de Laplace para la presión adimensional de un pozo produciendo a tasa constante de un yacimiento fracturado está dada por:

$$\bar{P}_{fwd} = \frac{K_o(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}{s\{ \sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)}) + sC_D[K_o(\sqrt{sf(s)})] + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)}) \}} \quad (6.38)$$

La figura 6.6 muestra la solución para  $P_{fwd}$  que se obtiene invirtiendo numéricamente la ecuación 38 para dos valores de  $\omega$  y varios valores de  $\lambda$  ( $C_D = 0$ , daño = 0, y flujo en estado pseudo estacionario entre porosidades). A tiempos tempranos,  $P_{fwd}$  depende de  $t_D$  y  $\omega$ . Para un valor dado de  $\lambda$ , a medida que el tiempo se incrementa, se alcanza un periodo en el que la presión trata de estabilizarse debido al flujo desde la matriz. Después de este periodo de transición, la solución se convierte en la misma de un sistema homogéneo<sup>11</sup>.



**Figura 6.6.** Soluciones para la declinación de presión de un pozo que drena un yacimiento infinito.

Una aproximación de tiempo temprano de la ecuación 6.38, se puede obtener reemplazando  $K_0$  y  $K_1$  por sus respectivas expansiones asintóticas. Esto produce una expresión en el espacio de Laplace que se puede invertir fácilmente. Se obtiene la siguiente ecuación para la presión adimensional del pozo:

$$P_{fwd} = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{t_D}{\omega}} \quad (6.39)$$

Para  $\omega = 1$ , la ecuación 6.39 es idéntica a la ecuación dada por van Everdingen y Hurst (1949) para un sistema homogéneo. No existe dependencia de  $\lambda$  a tiempos tempranos, una indicación de que para entonces el sistema de fracturas no siente la presencia de la porosidad primaria. Para una matriz no comunicante ( $\lambda = 0$ ),  $P_{fwd}$  dependerá de  $t_D/\omega$  en todo momento (asumiendo  $C_D = 0$  y daño = 0). Una aproximación de tiempo tardío a la ecuación 6.39 se puede obtener reemplazando  $K_0$  y  $K_1$  por expansiones de series. Invertiendo la solución resultante se llega a la siguiente relación válida para tiempos tardíos:

$$P_{fwd} = \frac{2}{1} \ln t_D + 0,8098 \quad (6.40)$$

Esta ecuación es la solución de línea fuente para un sistema homogéneo.

### 6.3 Análisis de pruebas de Restauración de Presión

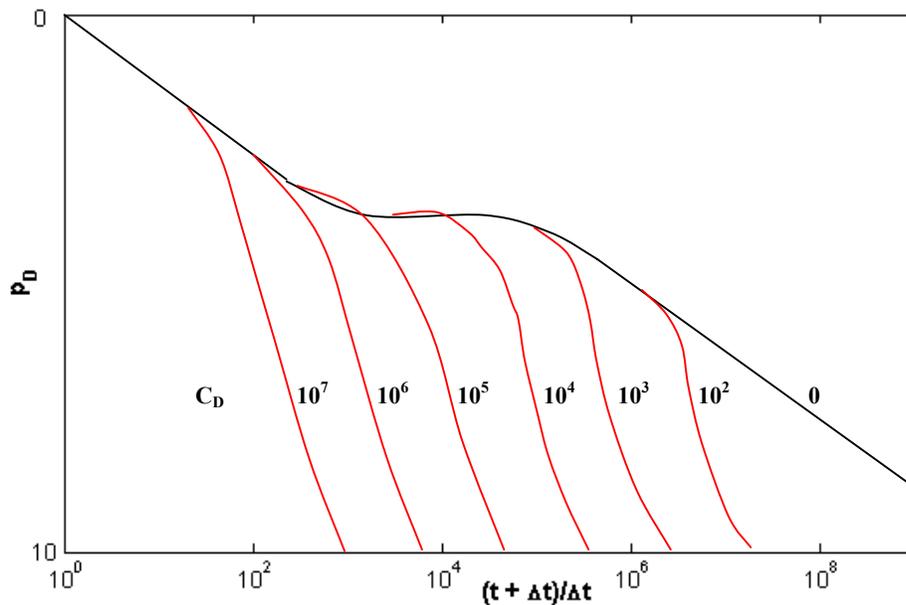
Entre los métodos más ampliamente usados en la interpretación de datos de restauración de presión de sistemas de doble porosidad se tiene el método de Horner, adaptando del método de Warren y Root para la interpretación de las curvas de restauración. Da Prat *et al* (1981) presentaron un nuevo método, basado en el análisis extendido de Muskat para sistemas homogéneos. El método involucra un gráfico semilog del logaritmo de la diferencia de presión adimensional  $(\bar{P} - P_{ws})_D$  contra el tiempo de cierre adimensional,  $\Delta t_{AD}$ . Usando este método, se puede obtener el producto permeabilidad-espesor<sup>8</sup>.

#### 6.3.1 Gráfico de Horner

En 1963 Warren y Root presentaron expresiones analíticas para analizar un gráfico de Horner para un sistema de doble porosidad bien sea finito o infinito. En 1976, Crawford *et al* concluyeron (basados en el modelo de Warren y Root) que se podía obtener una ecuación para la restauración de presión para un sistema de doble porosidad usando el principio de superposición en la misma forma como se usa para un sistema homogéneo. Como conclusión se señala que los datos tempranos y tardíos son los más importantes en un sistema de doble porosidad<sup>8</sup>.

En la práctica el método desarrollado por Warren y Root se usa con poca frecuencia. Las curvas de restauración de presión obtenidas cuando se prueban yacimientos fracturados con muy poca frecuencia muestran la forma de S característica, y la razón fundamental es que esta sección es oscurecida por el flujo posterior, aun cuando el pozo se cierra en el fondo para minimizar el volumen de fluido activo en el pozo. La segunda razón es que los efectos transitorios entre las fracturas y la matriz no siempre son despreciables<sup>8</sup>.

Como se espera del modelo de Warren y Root, en un gráfico de Horner se observa la existencia de dos rectas. La pendiente  $m$  es 1,115, como para sistemas homogéneos. El comportamiento de doble recta no está siempre presente, y depende del tiempo de producción, así como el efecto de almacenamiento. En 1979, Mavor y Cinco-Ley observaron que las dos rectas no se apreciará en casos cuando el capacidad efectiva de almacenamiento  $(\phi VC_t)$  es menor que el almacenamiento total del yacimiento  $[(\phi VC)_m + (\phi VC)_i]$ . La figura 6.7 muestra el efecto del almacenamiento sobre la curva de restauración de presión paran un yacimiento fracturado donde  $\omega = 0,01$  y  $\lambda = 5 \cdot 10^{-7}$ .



**Figura 6.7.** Gráfico tipo Horner que muestra la influencia del almacenamiento sobre la recta inicial.

Se aprecia que bajos valores de  $C_D$  tienen un gran impacto en la recta inicial, haciendo imposible la evaluación de  $\omega$ . Para altos valores de  $C_D$ , no solo la primera línea recta, sino además la zona de transición, son oscurecidas por el almacenamiento. Para  $C_D = 10^6$ , el efecto es tan dominante que los datos de restauración de presión no demuestran que se está tratando un yacimiento fracturado. De acuerdo a Mavor y Cinco-Ley, para calcular  $\omega$  y  $\lambda$  a partir de datos de campo,  $C_D$  debe cumplir la siguiente condición para que aparezca al menos un ciclo logarítmico del comportamiento de tiempo temprano:

$$C_D \leq \frac{\omega(1-\omega)}{36\lambda(60 + 3,5S)} \quad (6.41)$$

### 6.3.2 Método extendido de Muskat

En 1981, Da Prat *et al* presentaron un método para determinar el producto permeabilidad-espesor para un yacimiento fracturado, basado en el método de Muskat extendido propuesto por Russell (1966), el cual utiliza un gráfico semilog de  $\log(P - P_{ws})$  contra  $\Delta t$ . La capacidad de flujo se calcula usando valores de la pendiente y la intercepción con el eje de las ordenadas. La teoría del método presentada por los autores se basa en el análisis de Muskat extendido para yacimientos homogéneos, y el modelo de Warren y Root para yacimientos naturalmente fracturados. Usando las ecuaciones básicas de la restauración de presión y un balance volumétrico para un yacimiento cerrado de área A, se puede usar la siguiente relación para estudiar un Gráfico de Muskat:

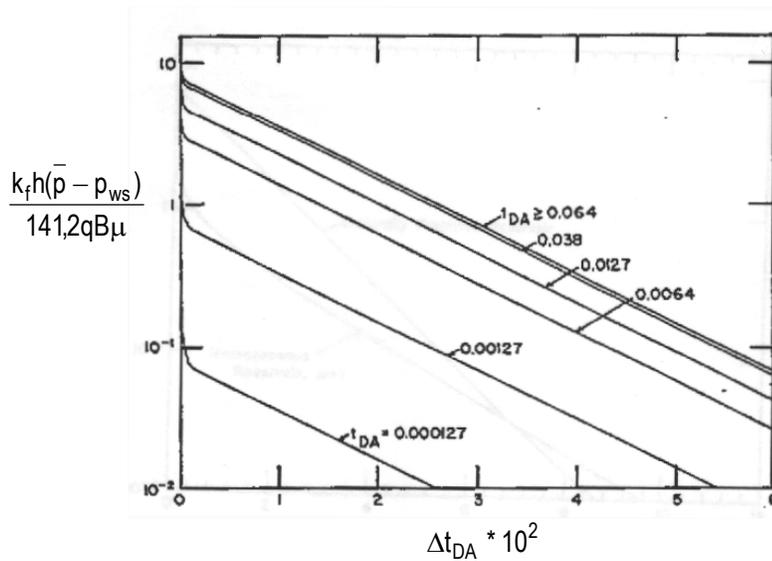
$$\frac{kh}{141,2qB\mu} (\bar{P} - P_{ws}) = P_{fD}(t + \Delta t)_D - P_{fD}(\Delta t)_D - 2\pi t_{AD} \quad (6.42)$$

En la ecuación 6.42 se puede usar cualquier conjunto apropiado de datos de  $P_{fD}$  para generar una restauración de presión tipo Muskat. Para extender el método a sistemas naturalmente fracturados, se requieren expresiones para la presión adimensional del pozo  $P_D$ . Warren y Root presentaron una expresión analítica para  $P_D$  de un pozo produciendo de un yacimiento cerrado:

$$P_{fwd} = \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left\{ \frac{1}{4} + t_D + \frac{(1-\omega)^2}{\lambda} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}\right) \right] \right\} - \frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4(r_{eD}^2 - 1)^2} \quad (6.43)$$

Esta expresión es válida únicamente cuando el sistema está en estado semi-estable antes del cierre. La solución a la ecuación 6.42 se muestra en la figura 6.8<sup>8</sup>.

Se observan varias curvas que dependen del tiempo de producción,  $t_{DA}$ . Todas las curvas corresponden al caso para el cual  $\omega = 0,01$  y  $\lambda = 1 \cdot 10^{-6}$ . Para tiempos de producción  $t_{DA}$  iguales o mayores a 0,064 solo se obtiene una curva<sup>8</sup>.



**Figura 6.8.** Gráfico tipo Horner para varias soluciones variando el tiempo de producción

Substituyendo la ecuación 6.43 en la ecuación 6.42, se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{K_f h}{141,2 q B \mu} (\bar{P} - P_{ws}) = \frac{2t_D}{r_{eD}^2 (r_{eD}^2 - 1)} + \frac{2(1-\omega)^2}{(r_{eD}^2 - 1)\lambda} \exp\left(\frac{-\lambda \Delta t_D}{\omega(1-\omega)}\right) \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}\right) \right] \quad (6.44)$$

Normalmente  $r_{eD}^2 \gg 1$ , y usando la definición  $t_{AD} = t_D / (A/r_w^2)$ , ecuación 6.44 se reduce a:

$$\frac{K_f h}{141,2 q B \mu} (\bar{P} - P_{ws}) = \frac{2\pi t_{AD}}{r_{eD}^2} + \frac{2(1-\omega)^2}{r_{eD}^2 \lambda} \exp\left(\frac{-\lambda A \Delta t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right) \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\lambda A t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right) \right] \quad (6.45)$$

Para la mayoría de los casos de interés el término  $2\pi t_{AD}/r_{eD}^2$  es despreciable comparado con los otros términos de la ecuación 6.45. Entonces esta ecuación se reduce a:

$$\frac{K_f h}{141,2 q B \mu} (\bar{P} - P_{ws}) = \frac{2(1-\omega)^2}{r_{eD}^2 \lambda} \exp\left(\frac{-\lambda A \Delta t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right) \left[ 1 - \exp\left(-\frac{\lambda A t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right) \right] \quad (6.46)$$

Tomar el logaritmo a ambos lados de la ecuación produce:

$$\ln\left[\frac{K_f h}{141,2qB\mu}(\bar{P} - P_{ws})\right] = \ln\left\{\frac{2(1-\omega)^2}{r_{eD}^2 \lambda} \left[1 - \exp\left(-\frac{\lambda \Delta t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right)\right]\right\} - \left(\frac{-\lambda A \Delta t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right) \quad (6.47)$$

La ecuación 6.47 puede ser usada para interpretar el comportamiento observado en la figura 6.8. Para cualquier tiempo de producción  $t_{AD}$ , un gráfico de  $\ln\left[\frac{K_f h}{141,2qB\mu}(\bar{P} - P_{ws})\right]$  contra  $\Delta t_{AD}$  debe ser una recta con una pendiente  $m_D$  igual a:

$$m_D = \frac{\lambda A}{\omega(1-\omega)r_w^2} \quad (6.48)$$

y una intercepción con el eje de las ordenadas igual a:

$$\frac{2(1-\omega)^2}{\lambda r_{eD}^2} \left[1 - \exp\left(\frac{-\lambda \Delta t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right)\right] \quad (6.49)$$

En la figura 6.8 todas las rectas tienen la misma pendiente  $m_D$  y una intercepción dependiente del tiempo de producción,  $t_{DA}$ . Para tiempos de producción largos  $t_{DA}$  es de tal magnitud que el término exponencial,  $\exp\left[-\lambda \Delta t_{AD} / \omega r_w^2 (1-\omega)\right]$ , es despreciable en la ecuación 6.49. Una relación válida simple se obtiene cuando el sistema ha producido por suficiente tiempo para alcanzar el estado pseudo estacionario:

$$\ln\left[\frac{K_f h}{141,2qB\mu}(\bar{P} - P_{ws})\right] = \ln\left[\frac{2(1-\omega)^2}{r_{eD}^2 \lambda}\right] - \left[\frac{-\lambda A \Delta t_{AD}}{\omega r_w^2 (1-\omega)}\right] \quad (6.50)$$

El comportamiento representado por la ecuación 6.50 se muestra en la figura 6.8 en el caso cuando  $t_{AD} \geq 0,064$ . Para un yacimiento matricial, un gráfico de Muskat provee una forma simple de hallar la capacidad de flujo de un yacimiento. Igualmente, la ecuación 6.50 sugiere un método para encontrar el valor de la capacidad de flujo del sistema de fracturas para un yacimiento naturalmente fracturado<sup>8</sup>. Considerando el sistema en estado pseudo estacionario, la intercepción en un gráfico de Muskat está dado por la ecuación 6.50 con  $\Delta t_{AD} = 0$ :

$$\frac{K_f h}{141,2qB\mu}(\bar{P} - P_{ws})_{\Delta t=0} = \frac{2(1-\omega)^2}{r_{eD}^2 \lambda} \quad (6.51)$$

Normalmente  $\omega$  y  $\lambda$  se obtienen independientemente del análisis de restauración de presión. La capacidad de flujo se puede obtener resolviendo la ecuación 6.51:

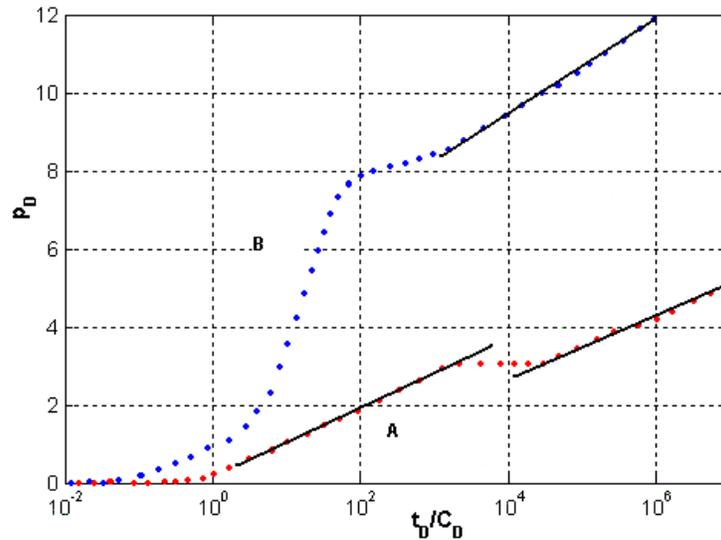
$$k_r h = \frac{141,2qB\mu 2(1-\omega)^2}{(\bar{P} - P_{ws})_{\Delta t=0} \lambda r_{eD}^2} \quad (6.52)$$

donde la diferencia de presión  $(\bar{P} - P_{ws})$  se obtiene de la intercepción con el eje de las ordenadas a tiempo de cierre igual a cero. Comparando la ecuación 6.52 con la usada para encontrar kh para un yacimiento matricial presentada por Ramey y Cobb, se infiere que  $\omega$  y  $\lambda$  definen completamente el comportamiento de flujo de un yacimiento naturalmente fracturado<sup>8</sup>.

### 6.3.3 Consideraciones de Campo

En el pasado, la interpretación de pruebas de restauración de presión llevadas a cabo en yacimientos fracturados ha sido objeto de debate. La razón es que algunas características predichas por el modelo de Warren y Root, tal como la presencia de dos rectas paralelas en un gráfico semilog, no siempre están presentes, en parte debido al efecto de almacenamiento y/o al tiempo de producción antes del cierre. A pesar de que los valores de  $\omega$ ,  $\lambda$ , S y  $C_D$  se pueden obtener por cotejo con curvas tipo, aun se debe usar métodos semilog como el de Horner para hallar información invaluable como la presión promedio  $p^*$ . Para observar los tres regímenes de flujo en una prueba de restauración de presión (fractura, transición y matriz mas fractura) realizada a un yacimiento fracturado, es necesario que el tiempo de producción previo a la prueba debe ser suficientemente largo, de forma tal que se haya alcanzado un flujo radial de actuación infinita para el sistema total<sup>11</sup>.

Para ilustrar este punto, se usará la figura 6.9, cuyos ejemplos A y B corresponden al comportamiento de un yacimiento fracturado. El ejemplo A claramente muestra dos rectas pero solo una se muestra para el caso B. En este caso la prueba ha sido corrida por suficiente tiempo para que se puedan observar las características más importantes del comportamiento de flujo de un yacimiento fracturado. En casos de campos reales, la duración de la prueba y el almacenamiento pueden ocultar dicho comportamiento. Por ejemplo, en el caso A, si la prueba se detiene a  $t_D/C_D = 10^4$ , aun cuando se tiene una recta bien definida, la extrapolación para obtener las presiones promedio será errada debido al hecho de que esta recta representa el flujo de radial del sistema de fracturas y no el del total de la formación. Para el caso B, si la prueba se detiene a  $t_D/C_D = 10^3$ , se puede definir una recta de  $t_D/C_D = 10^2$  a  $10^3$ . Sin embargo, esta corresponde a la zona de transición y una extrapolación para determinar la presión promedio será errada<sup>11</sup>.



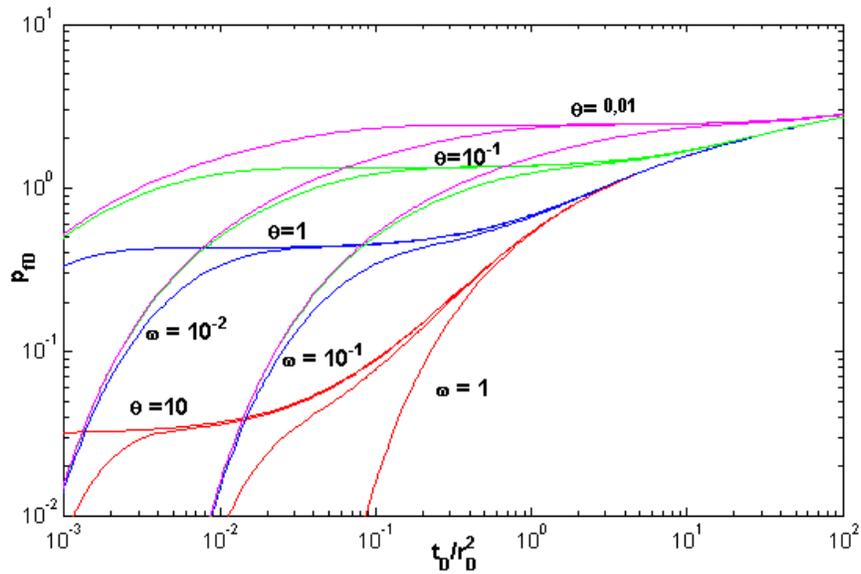
**Figura 6.9.** Comportamiento de la presión observado en un gráfico semilog.

#### 6.4 Análisis de pruebas de interferencia a tasa de producción constante

En las secciones previas se ha dado énfasis al comportamiento de presión transitorio en un pozo como resultado de su cierre ó producción a tasa constante. Se puede decir que la información del yacimiento obtenido de pruebas como la restauración de presión o la declinación de presión está relacionada con la zona que rodea el pozo, de la cual proviene la producción. Dependiendo de las características del yacimiento, el análisis de presión contra tiempo puede aportar señales acerca de límites, fallas, límites externos cerrados y límites externos de presión constante<sup>11</sup>.

No obstante, si estamos interesados en determinar la continuidad de una arena, si en realidad la inyección en un pozo está manteniendo la presión ó si es efectiva para un pozo distante a él, entonces se debe considerar la implementación de una prueba de interferencia. Otra situación común es la necesidad de confirmar la existencia de una falla geológica entre estos dos o más pozos y cuan efectivo es su sello. Al planear un proyecto de recuperación secundaria es fundamental conocer la dirección preferencial de flujo para un recobro eficiente. A continuación se presenta la teoría básica que conduce al desarrollo de curvas tipo en forma de presión adimensional de la matriz y de la fractura<sup>11</sup>.

Las pruebas de interferencia pueden ser usadas para obtener información tal como el producto movilidad-espesor,  $Kh/\mu$ , y el producto porosidad-compresibilidad-espesor,  $\phi C_v h$ . La figura 6.10, muestra la solución para la presión adimensional de la fractura contra  $t_D/r_D^2$  para varios valores de  $\omega$  y  $\theta$ <sup>11</sup>.



**Figura 6.10.** Solución para la presión adimensional durante una prueba de interferencia.

El parámetro  $\theta$  es igual a  $\lambda r_D^2$ , un grupo que permite representar diversos valores de  $\lambda$  mediante una sola curva. El caso  $\omega = 1$  corresponde a un yacimiento homogéneo y se muestra a fines de comparación con un sistema fracturado. Se observa la dependencia de  $t_D/r_D^2$  y  $\omega$  a tiempos tempranos, y la solución se aproxima al caso adimensional para tiempos tardíos. En 1980, Da Prat planteó la solución en el espacio de Laplace para la presión adimensional en el pozo  $P_{FD}$ :

$$\bar{P}_{FD} = \frac{K_o \left[ \sqrt{sf(s)} r_D \right]}{s \sqrt{sf(s)} K_1 \left[ \sqrt{sf(s)} \right]} \quad (6.53)$$

Para tiempos tempranos, la ecuación 6.53 se puede aproximar por la relación:

$$\bar{P}_{FD} = \frac{K_o \left[ \sqrt{s\omega} r_D \right]}{s \sqrt{s\omega} K_1 \left[ \sqrt{s\omega} \right]} \quad (6.54)$$

la cual, después de la inversión, produce la siguiente aproximación de tiempo temprano para  $P_{FD}$ :

$$P_{FD} = 2 \left( \frac{t_D}{\omega r_D} \right)^{1/2} \left[ \text{ierfc} \left( \frac{r_D - 1}{2\sqrt{t_D/\omega}} \right) \right] \quad (6.55)$$

## 6.5 Análisis de declinación de la tasa de flujo a presión de producción constante

En el pasado, el análisis de datos de tasa de flujo de tiempo temprano no fue una técnica común para obtener parámetros del yacimiento, principalmente debido a las dificultades para obtener mediciones precisas de la tasa de flujo a nivel de formación  $q(t)$  comparado con las mediciones de presión de alta resolución. Sin embargo, la llegada de nuevas herramientas de producción, como el medidor de flujo de tiempo real, hizo posible el análisis de presiones y tasas de flujo a nivel de formación medidas simultáneamente durante una prueba de pozo. La ventaja de incorporar la tasa de flujo a nivel de formación,  $q(t)$ , es que la técnica de cotejo con curvas tipo se ve mejorada, arrojando más información relacionada al tipo particular de yacimiento con el que se está tratando, es decir, fracturado, estratificado, etc<sup>11</sup>.

En ciertas oportunidades se perforan pozos en formaciones fracturadas que inicialmente producen a altas tasas, pero pocas horas después esta comienza a declinar de sin ninguna explicación clara. Por lo tanto, analizar el comportamiento de producción de un pozo completado en una formación fracturada aportará información adicional que conducirá a un análisis más completo. Desde los puntos de vista económico y de ingeniería, la declinación inicial podría ser un factor clave para decidir si se completa o se abandona el pozo. En el caso de un yacimiento matricial, esta declinación es la única que se observa, pero para yacimientos fracturados la declinación inicial no siempre representa el estado final de agotamiento. En esta sección, se presentan los fundamentos y principios básicos que permiten la comprensión del comportamiento de tasa de flujo de pozo completado en una formación fracturada<sup>11</sup>.

### 6.5.1 Ecuaciones diferenciales parciales

Las ecuaciones están basadas en el modelo presentado originalmente por Warren y Root en 1963. Este modelo fue extendido en 1979 por Mavor y Cinco-Ley para incluir el almacenamiento y el daño, y en 1980 y 1981, por Da Prat y Da Prat *et al*, respectivamente, para estudiar el comportamiento de la tasa de flujo adimensional de un pozo que produce a presión interna constante de un yacimiento fracturado finito o infinito<sup>11</sup>.

Las ecuaciones diferenciales parciales fundamentales son:

$$\frac{\partial^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = \omega \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} + (1 - \omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} \quad (6.56)$$

y

$$(1 - \omega) \frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (P_{fD} - P_{mD}) \quad (6.57)$$

donde  $\omega$  y  $\lambda$  vienen dados por las ecuaciones 6.5 y 6.6, respectivamente.  $P_{fD}$  y  $t_D$  están definidos como:

$$P_{fD} = \frac{K_f h (P_i - P)}{141,2 q \mu B} \quad (6.58)$$

y

$$t_D = \frac{2,637 * 10^{-4} K_f t}{(\phi_i C_f + \phi_m C_m) \mu r_w^2} \quad (6.59)$$

Una definición matemática completa requiere ecuaciones adicionales que representen las condiciones iniciales y de frontera apropiadas. Para un sistema fracturado que inicialmente mantiene una presión constante, la condición inicial está dada por:

$$P_{fD}(r_D, 0) = 0 \quad (6.60)$$

La condición de borde interno relacionada a la presión de producción constante es:

$$P_{fD} - S \left( \frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} \right)_{r_D=1} = 1 \quad (6.61)$$

donde S es el factor de daño. Para un yacimiento de extensión lateral infinita, la condición es:

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} P_{fD}(r_D, t_D) = 0 \quad (6.62)$$

Para el caso de frontera externa cerrada, la condición es:

$$\left. \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} \right|_{r_D=r_{eD}} = 0 \quad (6.63)$$

La tasa de flujo adimensional hacia el pozo está dada por:

$$q_D(t_D) = - \left( \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} \quad (6.64)$$

La producción acumulada está relacionada con la tasa de flujo por:

$$Q_D = \int_0^{t_D} q_D dt_D \quad (6.65)$$

Las ecuaciones presentadas anteriormente definen completamente el planteamiento del problema. En la próxima sección se describe el método de la solución<sup>11</sup>.

### 6.5.2 Método de solución

Aplicando la transformada de Laplace a las ecuaciones 6.56 y 6.57, y a las ecuaciones 6.60 a 6.65 resultan las siguientes ecuaciones en el espacio de Laplace:

$$\frac{\partial^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = s\omega P_{fD} + s(1-\omega)P_{mD} \quad (6.66)$$

$$s(1-\omega)\bar{P}_{mD} = \lambda(\bar{P}_{fD} - P_{mD}) \quad (6.67)$$

$$\frac{1}{s} = \left( \bar{P}_{fD} - s \frac{\partial \bar{P}_{fD}}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} \quad (6.68)$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} \bar{P}_{fD}(r_D, s) = 0 \quad (6.69)$$

$$\frac{\partial \bar{P}_{fD}}{\partial r_D}(r_{eD}, s) = 0 \quad (6.70)$$

$$\bar{q}_D(s) = \left( \frac{\partial \bar{P}_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} \quad (6.71)$$

### 6.5.3 Soluciones para la tasa

Se consideran dos tipos de yacimientos fracturados: el yacimiento de extensión lateral infinita y el yacimiento de frontera externa cerrada. Para cada tipo de yacimiento, se presentan aproximaciones de tiempos tempranos y

tiempos tardíos para las expresiones correspondientes de la tasa de flujo adimensional en el espacio de Laplace<sup>11</sup>.

### 6.5.3.1 Extensión lateral infinita

Las soluciones para la tasa de un yacimiento infinito reflejan el comportamiento antes de que los efectos de frontera externa se hagan evidentes. La solución en el espacio de Laplace está dada por:

$$\bar{P}_{mD} = \frac{\sqrt{sf(s)}K_1[\sqrt{sf(s)}]}{s\{K_0[\sqrt{sf(s)}] + s\sqrt{sf(s)}K_1[\sqrt{sf(s)}]\}} \quad (6.72)$$

donde  $f(s)$  se definió en la ecuación 6.32. La solución en espacio real se obtiene invirtiendo numéricamente la ecuación 6.72. La figura 6.11 muestra la solución para diferentes valores de  $\omega$  y  $\lambda$ , asumiendo efecto de daño nulo. Para un  $\lambda$  dado (distinto de cero), la tasa de flujo depende inicialmente de  $t_D$  y  $\omega$ . A medida que se incrementa el tiempo, la interacción entre la matriz y las fracturas se refleja en un período de tasa de flujo constante después de la cual la solución se vuelve igual que la de un yacimiento homogéneo infinito<sup>11</sup>.

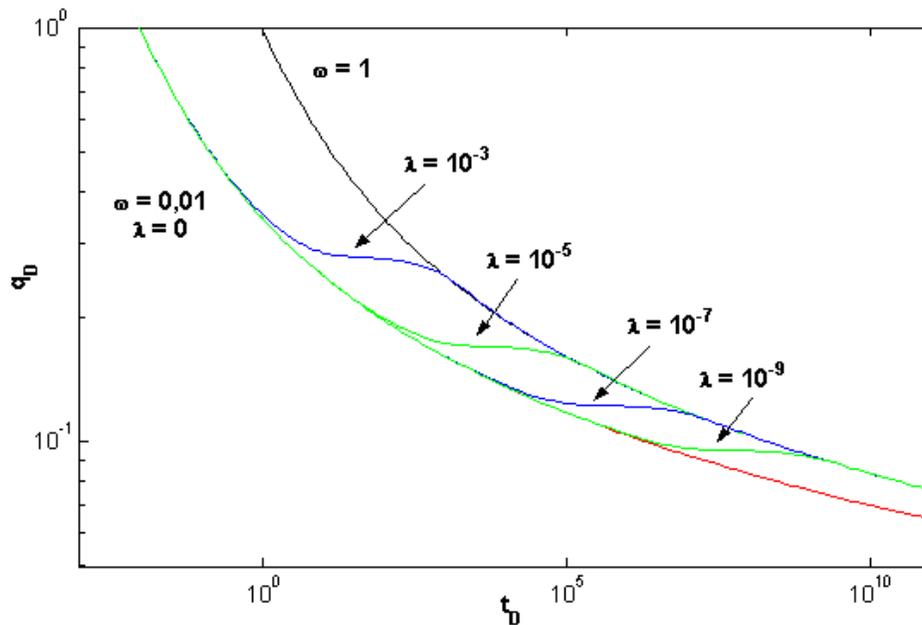


Figura 6.11. Soluciones adimensionales para la declinación de la tasa, yacimiento infinito.

La ecuación 6.72 se puede aproximar en el límite para tiempos tempranos y tardíos. Esto proveerá expresiones simples para la tasa de flujo que se pueden usar para comprender el comportamiento observado. Para tiempos tempranos, la expresión para la tasa de flujo,  $q_D$ , está dada por:

$$q_D = \frac{\sqrt{\pi}}{\pi} \left( \frac{t_D}{\omega} \right)^{-1/2} \quad (6.73)$$

ó, en términos de producción acumulada,  $Q_D$ ,

$$Q_D(t_D) = \frac{2\sqrt{\pi}}{\pi} (\omega t_D)^{1/2} \quad (6.74)$$

Para  $\omega = 1$  (porosidad solo en la fractura, ó yacimiento matricial), la ecuación 6.74 es idéntica a la ecuación presentada por Van Everdingen y Hurst en 1949. La expresión obtenida para la tasa de flujo puede asociarse con un yacimiento matricial con un tiempo efectivo  $t'_D = t_D/\omega$ . De hecho, de la definición de  $t_D$ :

$$t'_D = \frac{t_D}{\omega} = \frac{2,637 * 10^{-4} K_f t}{(\phi_f C_f + \phi_m C_m) \mu r_w^2} \quad (6.75)$$

Por lo tanto, un sistema fracturado en un medio infinito inicialmente no detecta la presencia de la porosidad primaria, se comporta como un yacimiento matricial. Para una matriz no comunicante ( $\lambda=0$ ), la solución depende de  $t_D/\omega$  para todos los tiempos<sup>11</sup>.

En la figura 6.11 se aprecia que para un  $\lambda$  dado, a tiempos tardíos la solución se aproxima a la del yacimiento matricial. Entre mayor es  $\lambda$ , más pronto se da la transición. La solución depende de  $t_D$  para tiempos tardíos. Esto se puede derivar haciendo una aproximación de tiempo tardío para la ecuación 6.72:

$$q_D = \frac{2}{\ln t_D + 0,80907} \quad (6.76)$$

que es la solución para un yacimiento homogéneo, presentada por Jacob y Lohman en 1952<sup>11</sup>.

### 6.5.3 2 Frontera externa cerrada

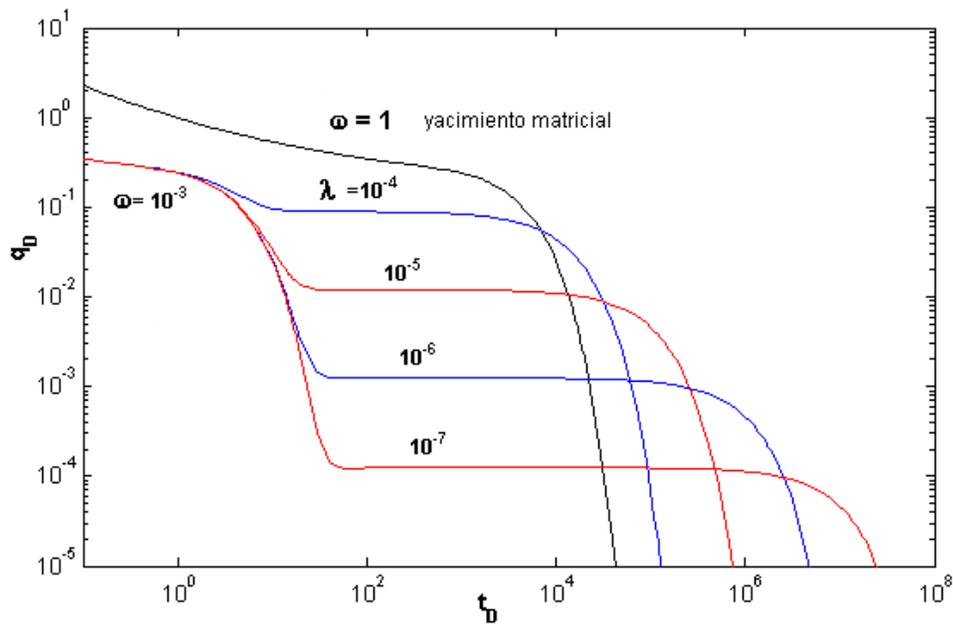
En 1981, Da Prat *et al* estudiaron el comportamiento de la tasa de flujo para un pozo con presión de producción constante completado en un yacimiento fracturado. De acuerdo a este estudio la solución para la tasa de flujo adimensional,  $q_D$ , en el espacio de Laplace está dada por:

$$\bar{q}_D = \frac{a[I_1(ar_{eD})K_1(a) - K_1(ar_{eD})I_1(a)]}{s\{[K_1(ar_{eD})I_0(a) + I_1(ar_{eD})K_0(a)] - aS[K_1(Fr_{eD})I_1(a) - K_1(a)I_1(ar_{eD})]\}} \quad (6.77)$$

donde:

$$a = \sqrt{sf(s)}$$

y  $f(s)$  es definida por la ecuación 6.32. En la figura 6.12 se muestran las soluciones para  $r_{eD} = 50$ , y varios valores de  $\lambda$  y  $\omega$ . Sorprendentemente, la tasa de flujo primero muestra una declinación rápida y después se vuelve casi constante por un largo periodo, después del cual tiene lugar una declinación final de la tasa. Para tiempos tempranos, la tasa de flujo depende de  $t_D$ ,  $\omega$ ,  $\lambda$  y  $r_{eD}$ . Comparado con el caso homogéneo ( $\omega = 1$ ), se requiere un tiempo largo para agotar un sistema de doble porosidad. El valor de la tasa de flujo durante el período de tasa constante depende fuertemente de la razón de permeabilidades matriz-fractura,  $\lambda^{11}$ .



**Figura 6.12.** Soluciones adimensionales para la declinación de la tasa, yacimiento cerrado.

Fetkovich observó que al principio del vaciamiento de sistemas homogéneos todas las soluciones para varios valores de  $r_{eD}$  desarrollan una tasa de declinación exponencial y convergen a una sola curva. Esto no se cumple para yacimientos fracturados. La figura 6.13 es un gráfico de  $q_D(\ln r_{eD}-3/4)$  contra  $t_{AD}/(\ln r_{eD}-3/4)$  para  $\omega = 0,01$ ,  $\lambda = 10^{-6}$  y varios valores de  $r_{eD}$ . Se puede ver que las soluciones no convergen a una sola curva. Con el fin de explicar el comportamiento observado, en 1980 Da Prat presentó aproximaciones de tiempo tardío y temprano a

la ecuación 6.77. Estas proveerán expresiones simples para la tasa de flujo y la producción acumulada, como se muestra en las dos secciones siguientes<sup>11</sup>.

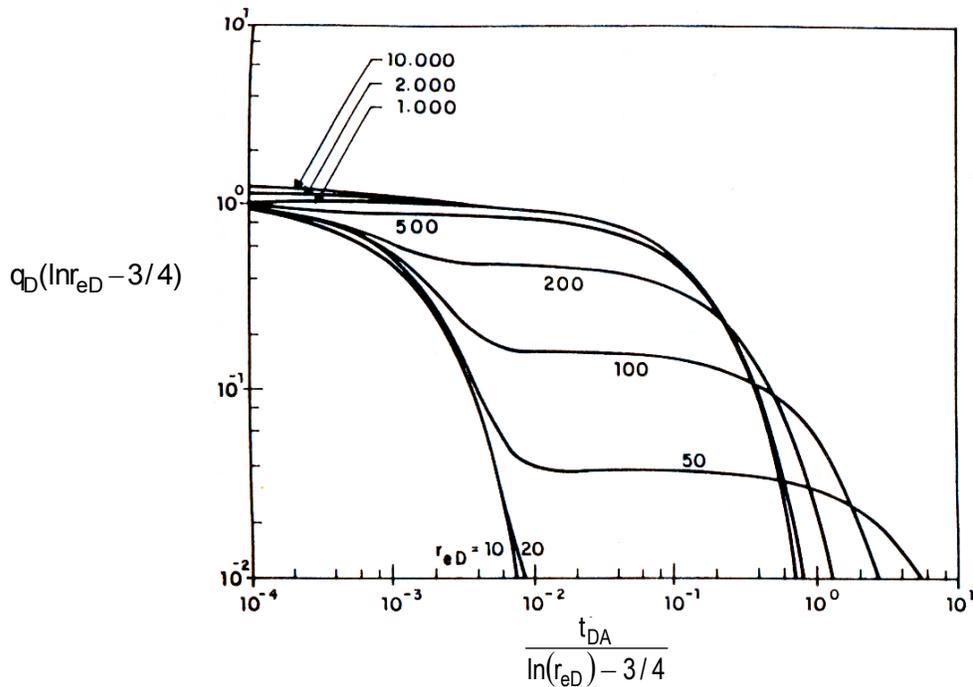


Figura 6.13. Comparación entre las soluciones para la tasa de flujo de yacimientos matriciales y fracturados.

#### 6.5.4 Aproximaciones de tiempo temprano

Para tiempos tempranos,  $q_D$  depende de  $\omega$  y  $t_D$ , como se aprecia en la figura 6.12. Como en el caso de yacimientos homogéneos, no existe dependencia de  $r_{eD}$  para tiempos tempranos. El sistema se comporta como un medio infinito. Una solución válida para la ecuación 6.77 a tiempos tempranos se puede obtener sustituyendo las funciones modificadas de Bessel por sus expansiones asintóticas. Debido a la relación entre  $s$  y  $t_D$ ,  $t_D \rightarrow 0$  mientras  $s \rightarrow \infty$ . Las siguientes relaciones son válidas para valores grandes del argumento:

$$I_1(z) = I_0(z) \approx \frac{e^z}{\sqrt{2\pi z}} \quad (6.78)$$

$$K_0(z) = K_1 \approx \frac{\pi}{2z} e^{-z} \quad (6.79)$$

Sustituyendo las ecuaciones 6.78 y 6.79 en la ecuación 6.77, asumiendo efecto de daño nulo e invirtiendo, se obtienen las siguientes ecuaciones para  $q_D$  y  $Q_D$ :

$$q_D = \frac{\sqrt{\pi}}{\pi} \left( \frac{t_D}{\omega} \right)^{-1/2} \quad (6.80)$$

$$Q_D = \frac{2\sqrt{\pi}}{\pi} (\omega t_D)^{1/2} \quad (6.81)$$

Si  $\omega = 1$ , la ecuación 6.81 es idéntica a la ecuación 30 presentada por Van Everdingen y Hurst (1949) para un pozo en un sistema infinito. De hecho, la misma conclusión obtenida para el caso infinito en la sección precedente se puede aplicar aquí: especialmente que la dependencia de  $q_D$  radica en  $t_D/\omega$  a tiempos tempranos.

### 6.5.5 Aproximaciones de Tiempo Tardío

Una aproximación de tiempo tardío para  $q_D$  ó  $Q_D$  se obtiene sustituyendo las funciones modificadas de Bessel en la ecuación 6.77 por expresiones válidas para valores bajos del argumento:

$$K_0(z) = -\left( \ln \frac{z}{2} + \gamma \right) \quad (6.82)$$

$$K_1(z) \sim \frac{1}{z} \quad (6.83)$$

$$I_0(z) = 1 + \frac{1}{4} z^2 \quad (6.84)$$

$$I_1(z) = \frac{1}{2} z + \frac{1}{8} z^3 \quad (6.85)$$

Sustituyendo las ecuaciones 6.82 a 6.84 e invirtiendo, da como resultado para la tasa de flujo:

$$q_D(t_D) = \left( \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \right) \lambda \exp\left( -\frac{\lambda}{1 - \omega} t_D \right) \quad (6.86)$$

y

$$Q_D(t_D) = \left( \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \right) \left[ (\omega - 1) \exp\left( -\frac{\lambda t_D}{1 - \omega} + 1 \right) \right] \quad (6.87)$$

para la producción acumulada.

De la ecuación 6.86 para tiempos tardíos, se puede ver que la solución del caso de presión de producción constante es una declinación exponencial. No obstante, en yacimientos fracturados, la declinación final tiene lugar más tarde en el tiempo, comparado con el caso homogéneo ( $\omega = 1$ ), lo que quiere decir que toma mayor tiempo agotar un yacimiento fracturado. Esto se puede explicar usando la ecuación 6.86. La ecuación debe representar la solución homogénea cuando  $\omega = 1$  ó  $\lambda \rightarrow \infty$ . Tomando el límite produce:

$$\lim_{\substack{\lambda \rightarrow \infty \\ \omega \rightarrow 1}} q_D = \lim_{\substack{\lambda \rightarrow \infty \\ \omega \rightarrow 1}} \left( \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \right) \lambda \exp\left( -\frac{\lambda}{1 - \omega} t_D \right) = 0 \quad (6.88)$$

Según la ecuación 6.88, para un yacimiento matricial la tasa de flujo es cero, un resultado bien conocido para tiempos tardíos. No obstante, la producción acumulada es la misma de un sistema matricial:

$$\lim_{t_D \rightarrow \infty} Q_D(t_D) = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \quad (6.89)$$

La solución para tiempo tardío puede ser usada para explicar el período observado de tasa de flujo constante. Esto se hace identificando términos en la expresión para  $q_D$  (ecuación 6.86). La expansión en series para la exponencial es:

$$e^{-x} = 1 - x + \frac{x^2}{2!} - \frac{x^3}{3!} + \dots \quad (6.90)$$

Si  $x$  es pequeño, entonces  $e^{-x} \approx 1$ . En consecuencia se puede decir que para  $\lambda t_D / (1 - \omega) \ll 1$ :

$$q_D(t_D) = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \lambda \quad (6.91)$$

mientras el tiempo se incrementa, el término exponencial en la ecuación 87 comienza a dominar hasta que la tasa de flujo se hace cero<sup>11</sup>.

## 7. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

Como objetivo general de este trabajo de grado se planteó el desarrollo de un programa computarizado que permitiese obtener las soluciones adimensionales del conjunto de ecuaciones diferenciales que rigen el flujo de fluidos en yacimientos de doble porosidad.

Tales soluciones, presentadas gráficamente en la forma de presión adimensional, o tasa de flujo adimensional, contra una función del tiempo, son usadas en la industria para la determinación del valor de aquellos parámetros que caracterizan a las formaciones, desde el punto de vista dinámico o estático.

Al programa desarrollado se le puede dar varios usos. En primer lugar, cuando en un mismo gráfico se presentan varias soluciones adimensionales, cada una obtenida para un conjunto de valores específicos de los parámetros que rigen el comportamiento de presión o tasa de flujo del sistema, por ejemplo  $\omega$  y  $\lambda$ , se obtiene una Curva Tipo.

En segundo lugar, si se han estimado los valores de los parámetros para un caso en particular, a partir del análisis con curvas tipo, se puede verificar la calidad del análisis generando la respuesta ideal de la presión o la tasa de flujo usando tales valores, y comparando el grado de semejanza que existe entre la curva ideal generada y la real. Como es obvio, un análisis bien llevado a cabo debería originar un respuesta ideal que siga el patrón general de la respuesta real, a pesar de que seguramente no serán idénticas.

Finalmente, si se conocen los valores de los parámetros, a partir de una pruebas de laboratorio, análisis de núcleos o de pruebas realizadas anteriormente, se puede generar la respuesta de la tasa o la presión adimensional. A partir de este comportamiento ideal se puede obtener un estimado del valor de una variable de gran importancia a la hora del diseño de una prueba realizada a un yacimiento de doble porosidad: la duración de la misma.

### 7.1 Algoritmo de inversión numérica

Un método común para hallar la solución a las ecuaciones diferenciales parciales básicas que describen el flujo de fluidos en un yacimiento, sea homogéneo o fracturado, consiste en transformar dichas ecuaciones al espacio de Laplace, junto con sus condiciones iniciales y de borde. Mediante este método se obtiene un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias que puede resolver analíticamente. La solución resultante en el espacio de Laplace es una función de la variable de Laplace,  $s$ , y la variable espacial  $r_D$ <sup>11</sup>.

Para invertir la solución a tiempo y espacio real, se pueden usar varios métodos. El más simple consiste en hallar la transformada inversa en tablas conocidas de transformadas de Laplace (por ejemplo, las de Abramowitz y Stegun, 1972). Si la función no está tabulada, se puede hacer uso de la integral de inversión de Mellin:

$$P_{\text{RWD}} = \frac{1}{2\pi i} \int_{\gamma-i\infty}^{\gamma+i\infty} e^{st_0} \bar{P}_{\text{RWD}}(s) ds \quad (7.1)$$

Otra manera de hallar la transformada inversa es mediante métodos numéricos. Esta fue la opción elegida en este trabajo. El método de inversión numérica utilizado fue el de Stehfest (1970)<sup>23</sup>. Con este algoritmo, la transformada inversa de Laplace de una función se obtiene de la siguiente forma:

$$f(t) = \frac{\ln 2}{t} \sum_{i=1}^J v_{(i,J)} F\left(\frac{i \ln 2}{t}\right) \quad (7.2)$$

donde:

$$v_{(i,J)} = (-1)^{i+M} \sum_{k=(i+1)/2}^{\min(i,J/2)} \frac{k^{J/2} (2k)!}{\left(\frac{J}{2} - k\right)! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!} \quad (7.3)$$

F es la transformada de Laplace de la función f(t). J debe ser un número par, en este caso se usó un valor de 16, recomendado en la literatura para este tipo de procedimiento. Posteriormente se indicarán las ecuaciones que se invirtieron para generar cada curva respectiva<sup>23</sup>.

Una propiedad de la transformada de Laplace plantea que la derivada de la transformada se obtiene de la siguiente manera:

$$F'(s) = sF(s) \quad (7.4)$$

por lo tanto, la derivada de la presión adimensional se obtuvo invirtiendo el producto sF(s).

En el apéndice C se muestra como ejemplo el uso del algoritmo de inversión, una versión básica correspondiente a la respuesta de presión durante una declinación, suponiendo flujo pseudo estacionario entre porosidades.

## 7.2 Lenguaje de programación

El programa fue desarrollado utilizando el lenguaje de programación de alto nivel MATLAB<sup>®</sup>. El mismo integra cálculo, visualización y programación en un ambiente de fácil uso. Como su nombre lo indica, *Matriz Laboratory*, el elemento básico de datos es una matriz, lo que se considera una ventaja sobre lenguajes no interactivos como C ó Fortran, que trabajan con escalares como elemento básico de datos.

MATLAB<sup>®</sup> cuenta con una Biblioteca de Funciones Matemáticas, que consiste en una vasta colección de algoritmos de cálculo que van desde funciones elementales como suma, seno, logaritmo y aritmética de complejos, hasta funciones más sofisticadas como inversa de matrices, eigenvalores de matrices, funciones de Bessel y transformadas de Fourier.

MATLAB<sup>®</sup> posee gran cantidad de herramientas para la presentación de vectores y matrices en forma de gráficos, así como la realización de anotaciones sobre ellos e impresión. Además incluye funciones de bajo nivel que permiten ajustar la apariencia de los gráficos, así como la construcción de Interfaces Gráficas de Usuario para las aplicaciones del lenguaje.

Las características antes mencionadas fueron los factores de peso al momento de la selección del lenguaje a usar para la programación de los algoritmos a desarrollar. Cabe resaltar que este lenguaje se adapta de mejor forma al manejo de algoritmos que involucren funciones matemáticas y la utilización de vectores ó matrices, como es el caso que se trata en este Trabajo de Grado.

## 7.3 Interfase gráfica

Antes de exponer los resultados que se pueden obtener gracias al uso del programa, se muestra la apariencia que tiene este tiene en la pantalla del computador.

El programa se diseñó de forma tal que el usuario pueda interactuar con él a través de una interfase gráfica generada usando el mismo programa en el cual se corren los algoritmos que generan las curvas, es decir, MATLAB<sup>®</sup>.

La interfase gráfica es un compendio organizado de componentes tales como menús, botones, cuadros de texto y ejes, a los cuales se le asignan propiedades que permiten la realización de una función particular una vez estos son activados. Específicamente, los menús tienen como función desplegar cierta información u opciones, de las cuales el usuario puede seleccionar la de su conveniencia. La activación de un botón, es decir, la acción de presionarlo, genera una respuesta del programa, de acuerdo a lo establecido por el programador. Los cuadros de

texto permiten proveer información requerida por el programa mediante el uso del teclado. Finalmente los ejes permiten desplegar gráficos y figuras en la pantalla del computador.

En la siguiente figura se muestra la interfase gráfica que permite interactuar con el programa desarrollado, la cual muestra, como ejemplo, una ventana que al ser maximizada despliega una curva tipo correspondiente al caso de flujo transitorio entre porosidades, geometría de bloque esférica

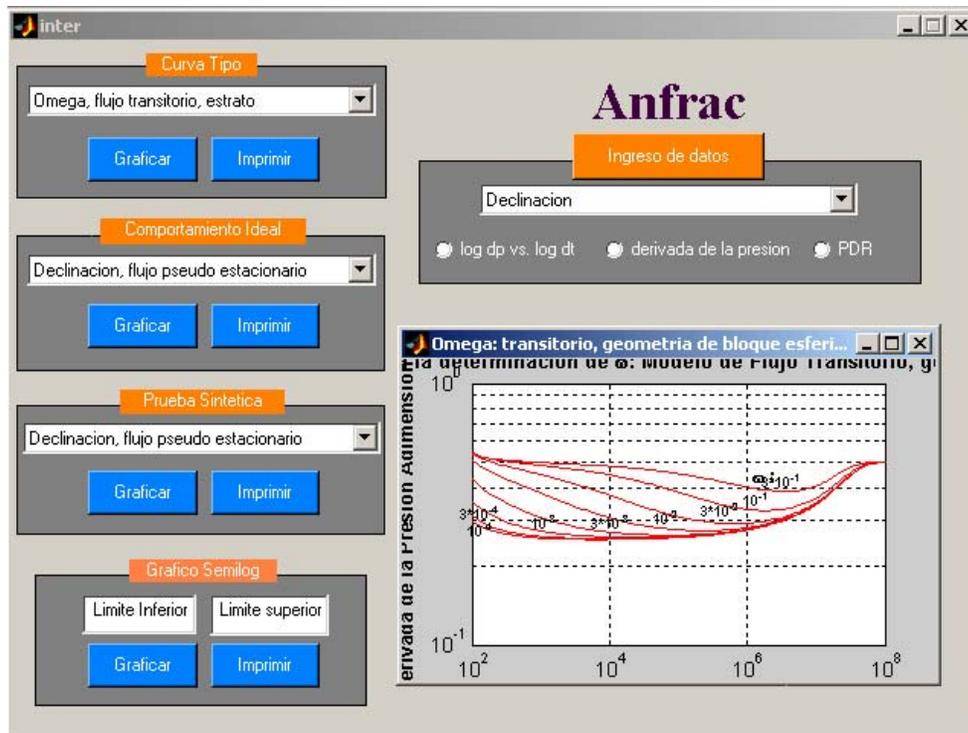


Figura 7.1. Interfaz gráfica del programa.

El acceso a las diversas utilidades que presenta el programa se hace a través de los "módulos" que se despliegan en la interfase. Estos módulos realizan la misma función para diversas variables que presenta el menú respectivo. A continuación se describe cada uno de ellos

### 7.3.1 Módulo para generación de curvas tipo

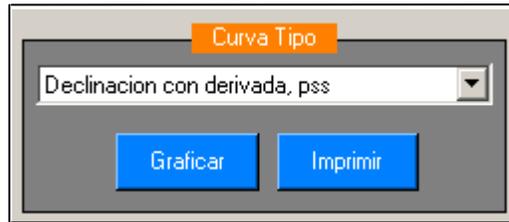
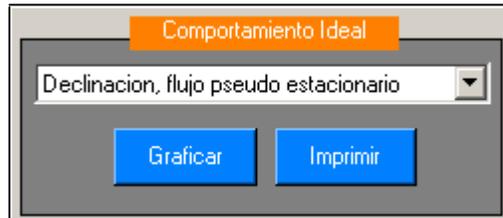


Figura 7.2. Módulo para generación de curvas tipo

El modulo de curvas tipo permite visualizar las curva tipo seleccionada en el menú, una vez presionado el botón “Graficar”. Si se desea, se puede imprimir una copia de la Curva Tipo, presionando el botón “Imprimir. Estas Curvas Tipo están ajustadas para hojas tamaño carta. Las diversas opciones que se despliegan en el menú de este módulo son las siguientes:

- Curva Tipo para declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades, junto con la derivada de la presión.
- Curva Tipo para declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, junto con la derivada de la presión.
- Curva Tipo Omega para la determinación de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades.
- Curva Tipo Omega para la determinación de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico.
- Curva Tipo Omega para la determinación de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato.
- Curva Tipo de la Razón presión-derivada de la presión (PDR), flujo pseudo estacionario entre porosidades
- Curva Tipo de la Razón presión-derivada de la presión (PDR), flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Curva Tipo de la Razón presión-derivada de la presión (PDR), flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato
- Curva tipo para Interferencia de presión, flujo estacionario entre porosidades
- Curva tipo para Interferencia de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Curva tipo para Interferencia de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato
- Curva Tipo para Declinación de Tasa, flujo pseudo estacionario entre porosidades

### 7.3.2 Modulo para generación de comportamiento Ideal

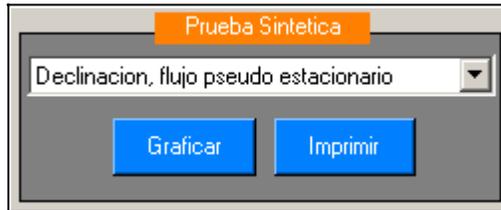


**Figura 7.3.** Módulo para la generación de comportamiento ideal.

Este módulo permite generar la respuesta de presión o tasa de flujo ideales, correspondiente a determinados valores de las variables que dependen del modelo seleccionado, los cuales deben ser provistos por el usuario. Las opciones que se despliegan en el menú de este módulo son las siguientes:

- Declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades, junto con la derivada de la presión.
- Declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico, junto con la derivada de la presión.
- Declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato, junto con la derivada de la presión.
- Restauración de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades.
- Restauración de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico.
- Restauración de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato.
- Curva de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades.
- Curva de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico.
- Curva de capacidad de almacenamiento  $\omega$ , modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades, bloque con forma de estrato.
- Curva de la Razón Presión-Derivada de la presión (PDR), flujo pseudo estacionario entre porosidades
- Curva de la Razón Presión-Derivada de la presión (PDR), flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Curva de la Razón Presión-Derivada de la presión (PDR), flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato
- Curva de Interferencia de presión, flujo estacionario entre porosidades
- Curva de Interferencia de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Curva de Interferencia de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato
- Curva de Declinación de Tasa, flujo pseudo estacionario entre porosidades

### 7.3.3 Módulo para generación de pruebas sintéticas



**Figura 7.4.** Módulo para la generación de pruebas sintéticas.

Este módulo permite generar curvas ideales, a las cuales se les agrega ruido de forma artificial cuyo rango de valores depende de la magnitud del respuesta de presión. Estas pruebas pueden analizarse como un ejercicio sencillo de familiarización con el uso de curvas tipo.

Las opciones que presenta este módulo son las siguientes:

- Prueba de declinación de presión, flujo pseudo estacionario
- Prueba de declinación de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Prueba de declinación de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato
- Prueba de restauración de presión, flujo pseudo estacionario
- Prueba de restauración de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Prueba de restauración de presión, flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato
- Prueba de interferencia de presión, flujo pseudo estacionario
- Prueba de interferencia de presión, flujo transitorio, bloque esférico
- Prueba de interferencia de presión, flujo transitorio, bloque con forma de estrato
- Prueba de declinación de la tasa de flujo, flujo pseudo estacionario

### 7.3.4 Módulo para generación de gráficos semilog



**Figura 7.5.** Módulo para la generación de gráficos semilog.

Este módulo cumple la única función de ajustar una recta a los datos cuyas abscisas se encuentran dentro del rango definido por el usuario. La ecuación de la recta se presenta en pantalla, de forma que se puede obtener fácilmente la pendiente de la misma.

### 7.3.5 Módulo para ingreso de datos



**Figura 7.6.** Módulo para ingreso de datos.

Este módulo permite introducir los datos de las pruebas reales con la finalidad de obtener un gráfico de ellos. Además, estos datos se les puede hallar la derivada o la razón presión-derivada de la presión (Curvas RPD), y posteriormente graficarlas, activando las opciones que se presentan en el módulo (log $\Delta p$  contra log  $\Delta t$ , derivada de la presión, DPR).

Las opciones que se despliegan en el menú de este módulo son las siguientes:

- Declinación de presión
- Restauración de presión, tiempo efectivo de Agarwal
- Restauración de presión
- Declinación con tasas variables
- Restauración de presión con historia de tasas durante el período de flujo previo.

## 8. METODOLOGÍA DE USO DEL PROGRAMA PARA LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE POZOS

### 8.1 Curvas tipo

#### 8.1.1 Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades

Esta curva tipo se aprecia en la figura 1 y en la figura 1 del apéndice A.

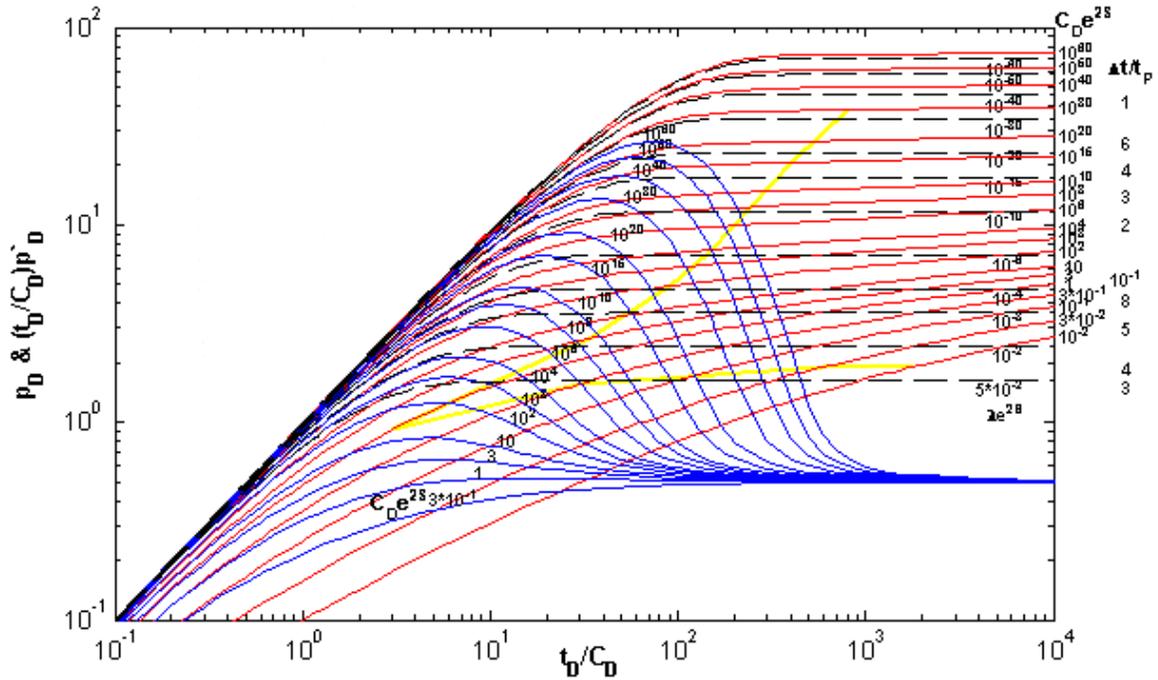


Figura 8.1. Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades.

Esta curva tipo se construye a partir de la solución en el espacio de Laplace propuesta por Mavor y Cinco para un pozo con daño y almacenamiento que drena un yacimiento de doble porosidad infinito a tasa constante, ecuación 6.28<sup>3</sup>. Tal ecuación puede ser aproximada con fines prácticos a través de:

$$\bar{p}_D = \frac{1}{s' \left[ s' + \left\{ \ln \left[ \frac{2}{\gamma \sqrt{s' f(s')} / (C_D)_{f+m} e^{2S}} \right]^{-1} \right\} \right]} \quad (8.1)$$

En la ecuación 8.1,  $s$  es la variable de Laplace basada en el tiempo adimensional  $(t_D)_{f+m}$  de la ecuación 6.9. Por otra parte, la variable de Laplace  $s'$  está definida con respecto a la razón del tiempo adimensional de la ecuación

6.9 a la constante de almacenamiento adimensional de la ecuación 6.28. Esta razón es independiente de la capacidad de almacenamiento,  $\omega$ , y se define como:

$$\frac{t_D}{C_D} = 0,000295 \frac{kh \Delta t}{\mu C} \quad (8.2)$$

Ahora la función  $f$  estará dada por :

$$f(s') = \frac{\omega(1-\omega)s'+\lambda(C_D)_{f+m}}{(1-\omega)s'+\lambda(C_D)_{f+m}} \quad (8.3)$$

A tiempo temprano ( $s' \rightarrow \infty$ ) la función  $f$  es igual a  $\omega$  y la ecuación 1 se transforma en :

$$\bar{p}_D(s') = \frac{1}{s' \left[ s'+ \left\{ \ln \left[ \frac{2}{\left[ \gamma \sqrt{s' \omega / (C_D)_{f+m} e^{2S}} \right]^{-1}} \right] \right\} \right]} \quad (8.4)$$

ó:

$$\bar{p}_D(s') = \frac{1}{s' \left[ s'+ \left\{ \ln \left[ \frac{2}{\left[ \gamma \sqrt{s' / (C_D)_f e^{2S}} \right]^{-1}} \right] \right\} \right]} \quad (8.5)$$

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

A tiempos tardíos ( $s \rightarrow 0$ ), la función  $f$  es igual a la unidad y la ecuación 8.1 se reduce a:

$$\bar{p}_D(s') = \frac{1}{s' \left[ s'+ \left\{ \ln \left[ \frac{2}{\left[ \gamma \sqrt{s' / (C_D)_{f+m} e^{2S}} \right]^{-1}} \right] \right\} \right]} \quad (8.6)$$

Las ecuaciones 8.5 y 8.6 son idénticas, excepto por el valor de la constante de almacenamiento adimensional. Ellas representan el comportamiento de presión de un pozo con almacenamiento y daño produciendo un yacimiento matricial y corresponden a las curvas identificadas con el color rojo que se observan en la figura 8.1.

A tiempos intermedios la función  $f$  se reduce a  $\lambda(C_D)_{f+m}$  y por lo tanto la ecuación 8.1 se transforma en

$$\bar{p}_D(s') = \frac{1}{s' \left\{ s' + \left[ \ln \left[ \frac{2}{\gamma \sqrt{\lambda e^{-2S}}} \right]^{-1} \right] \right\}} \quad (8.7)$$

Invirtiendo esta ecuación se obtiene:

$$p_D\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \ln\left(\frac{2}{\gamma \sqrt{\lambda e^{-2S}}}\right) \left\{ 1 - \exp\left[-\frac{t_D/C_D}{\ln\left(2/\gamma \sqrt{\lambda e^{-2S}}\right)}\right] \right\} \quad (8.8)$$

Esta ecuación, con la que se generan las curvas negras de la figura 8.1, sólo depende de  $\lambda e^{-2S}$  y a tiempos tardíos se hace igual a  $\ln\left(2/\gamma \sqrt{\lambda e^{-2S}}\right)$ .

Las curvas de color azul, correspondientes a valores de  $C_D e^{2S}$ , representan la derivada de la presión. Se obtienen invirtiendo la derivada de la ecuación 8.5 ó la ecuación 8.6. En el espacio de Laplace, tal derivada se obtiene multiplicando alguna de esas ecuaciones por la variable de Laplace,  $s$ :

$$\bar{p}_D(s') = \frac{1}{\left[ s' + \left[ \ln \left[ \frac{2}{\gamma \sqrt{\lambda e^{-2S}}} \right]^{-1} \right] \right]} \quad (8.9)$$

Finalmente, las curvas de color amarillo indican los límites a partir de los cuales la respuesta de la presión corresponde a la presencia de flujo radial en el yacimiento, bien sea en el sistema de fracturas o en el sistema total conformado por las fracturas y la matriz. Su importancia radica en que cualquier porción de los datos reales que se encuentre después de estos límites, se alinearán formando una recta al ser graficados en papel semilog.

Esto permite obtener la capacidad de flujo de la formación, la presión  $p^*$ , el daño y adicionalmente, estimados de los valores de  $\omega$  y  $\lambda$ , en caso de que se aprecien las dos rectas que corresponden a los sistemas mencionados.

En la figura 8.2 se presenta un cotejo, para el que se muestran solo las curvas ajustadas, con la finalidad de hacer más sencilla la observación del mismo. Para realizar los cálculos que permiten conocer los valores de los parámetros buscados, se deben leer los valores de las curvas a las cuales se ajustó el comportamiento de la presión real. Además es necesaria la escogencia de un punto de cotejo, para el cual se leen los siguientes valores:

$P_D$  y  $t_D/C_D$  del gráfico de las curvas tipo  
 $\Delta p$  y  $\Delta t$  del gráfico de los datos reales

La condición del pozo se puede conocer según el valor de  $(C_D e^{2S})_f$ :

**Tabla 8.1.** Condición del pozo según el valor de  $(C_D e^{2S})_f$ .

$(C_D e^{2S})_f$	Condición
$>10^3$	Dañado
Entre $10^3$ y 5	sin daño
Entre 5 y 0,5	Acidificado
$0,5 >$	Fracturado

Una vez leídos los valores que identifican las curvas tipo y determinadas las coordenadas del punto de cotejo, se realizan los siguientes cálculos:

Capacidad de flujo

$$kh = 141,2qB\mu \left( \frac{p_D}{\Delta p} \right) \text{ md.pie} \quad (8.10)$$

Constante de almacenamiento del pozo

$$C = \frac{kh}{3389\mu} \left( \frac{\Delta t}{t_D / C_D} \right) \text{ BN/lpc} \quad (8.11)$$

Constante de almacenamiento adimensional, sistema matriz-fracturas

$$(C_D)_{f+m} = \frac{0,8936C}{(\phi c_t)_{f+m} h r_w^2} \quad (8.12)$$

Daño

$$S = 0,5 \ln \frac{(C_D e^{2S})_{f+m}}{(C_D)_{f+m}} \quad (8.13)$$

Capacidad de almacenamiento

$$\omega = \frac{(C_D e^{2S})_{f+m}}{(C_D e^{2S})_f} \quad (8.14)$$

Factor de flujo entre porosidades

$$\lambda = (\lambda e^{-2S}) e^{2S} \quad (8.15)$$

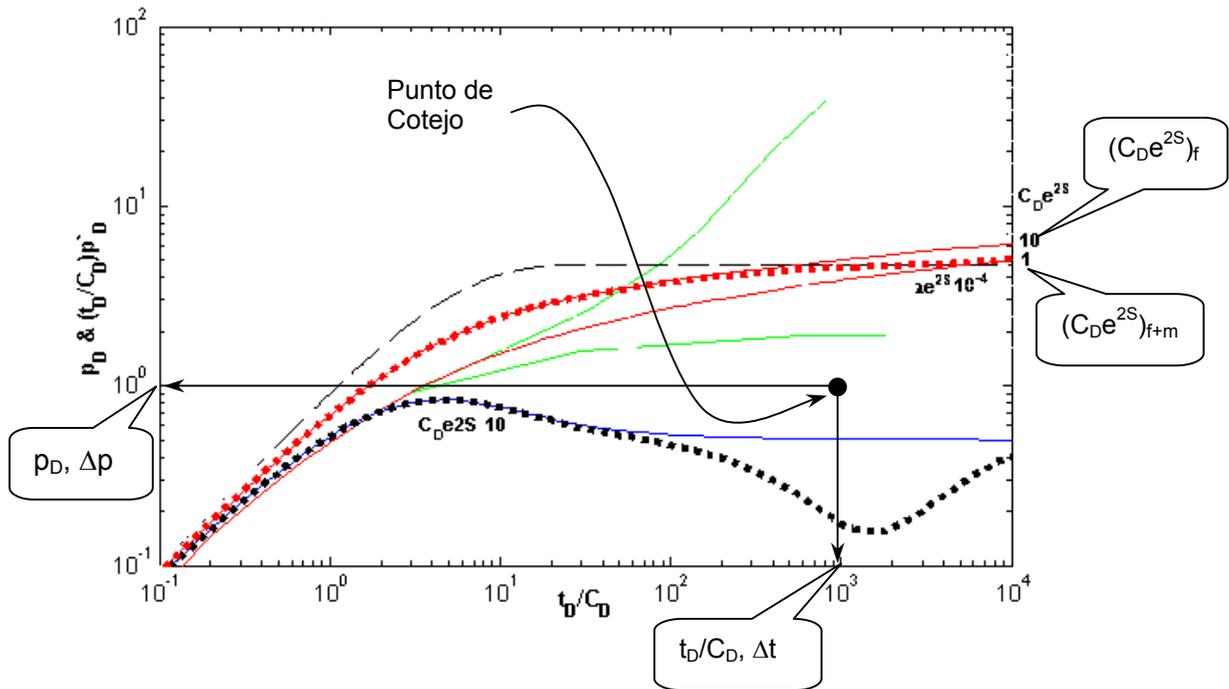
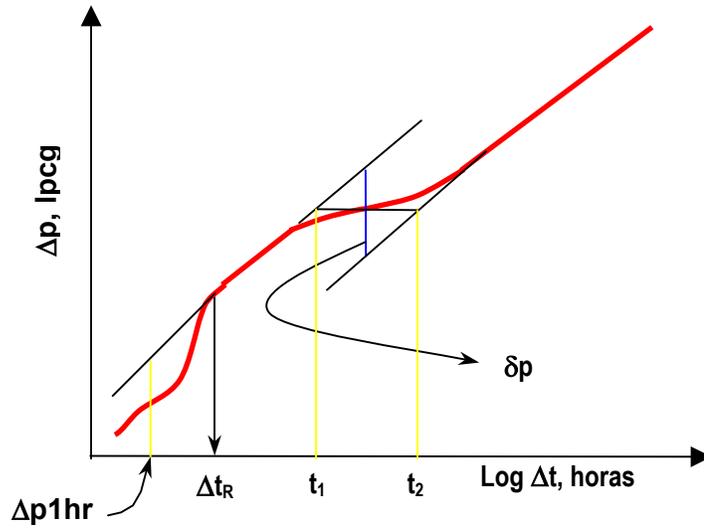


Figura 8.2. Ejemplo de cotejo de datos de una prueba de declinación de presión, flujo pseudo estacionario.

En el caso ideal mostrado en la figura 8.2 se generarán dos rectas en un gráfico semilog, según las curvas que representan los límites a partir de los cuales se encuentran las presiones que se registraron durante el régimen de flujo radial. La primera recta, alcanzada durante el flujo en las fracturas, se formará en un gráfico de  $\Delta p$  versus  $\log \Delta t$  a partir de un tiempo  $\Delta t_R$ , correspondiente a un tiempo adimensional  $\Delta t_{RD}$ , como se muestra en el gráfico semilog esquemático de la figura 8.3



**Figura 8.3.** Análisis con gráfico semilog para pruebas de declinación.

En este caso, el valor de la capacidad de almacenamiento se puede obtener a partir de desplazamiento vertical  $\delta p$ , según:

$$\omega = 10^{\frac{-\delta p}{m}} \quad (8.16)$$

El valor de el factor de flujo entre porosidades,  $\lambda$ , se extrae de la intersección una recta horizontal que pasa a través del punto medio de la curva de transición, con la primera o segunda recta semilog, de acuerdo a:

$$\lambda = \frac{(\phi C_t)_f \mu r_w^2}{\gamma k_f t_1} = \frac{(\phi C_t)_{f+m} \mu r_w^2}{\gamma k_f t_2} \quad (8.17)$$

En caso de que el efecto de almacenamiento no permita observar la primera recta, no será posible conocer el valor de  $\lambda$ , ni el de  $\omega$ . Sin embargo, aunque exista solo la segunda recta, el caso más frecuente en la práctica, se podrá determinar el valor de la capacidad de flujo del sistema de fracturas y el daño:

$$kh = \frac{162,6q\mu B}{m} \quad (8.18)$$

$$s = 1,151 \left[ \frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu c_r^2} + 3,23 \right] \quad (8.19)$$

El daño requiere conocer el valor de la presión a tiempo de flujo igual a una hora, el cual se debe leer de la recta correspondiente al sistema de fracturas, ó en su defecto de la recta correspondiente al sistema total.

### 8.1.1.1 Interpretación de datos de pruebas de restauración de presión

Como se explicó en la sección 5.2.5, el análisis de restauraciones de presión requiere tomar en consideración el tiempo de flujo previo a la realización de la prueba, pues el hecho de que se observen las dos rectas paralelas depende de si la duración de esta declinación de presión fue suficiente para alcanzar el período de flujo radial en el sistema conjunto matriz fractura. Además se requiere que el tiempo de duración de la prueba de restauración sea mayor que el tiempo que transcurre para alcanzar la última curva  $C_D e^{2S}$ , es decir, el régimen de flujo correspondiente al sistema matriz-fracturas, durante la declinación.

Estas complicaciones existentes para el análisis de pruebas de restauración se evitan si en lugar de graficar los datos reales como  $\Delta p$  versus  $\Delta t$ , estos se grafican como  $\Delta p$  versus  $\Delta t_e$ , donde  $\Delta t_e$  es el tiempo efectivo de Agarwal, definido por la ecuación 5.21.

En ese caso, el cotejo con la curva tipo se realiza de la misma manera que se explicó para declinaciones de presión. La aplicación del análisis semilog también se asemeja al caso de declinación, ya que el valor de  $\Delta t_e$  se incrementa a medida que se incrementa el valor del tiempo de cierre, a diferencia del tiempo de Horner  $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ , que decrece a medida que  $\Delta t$  aumenta su valor.

El calculo de la capacidad de flujo se realiza con la misma ecuación que en el caso del análisis semilog para la declinación de presión. El daño se determina a través de:

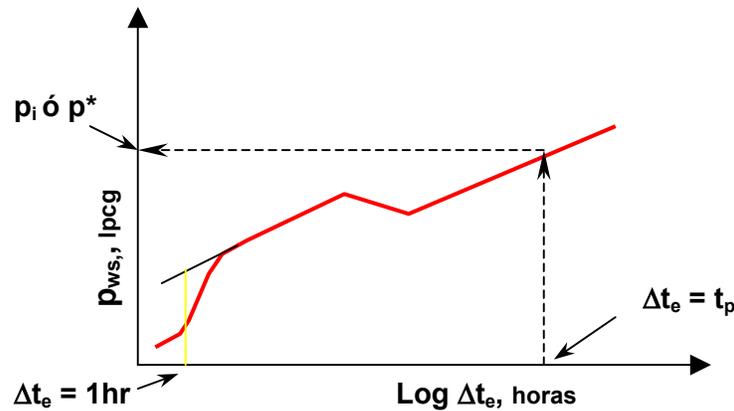
$$s = 1,151 \left[ \frac{p_{ws}(\Delta t_e = 1_{hr}) - p_{ws}(\Delta t = 0)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi\mu c_r^2} \right) + 3,23 \right] \quad (8.20)$$

donde  $p_{ws}(\Delta t_e = 1 \text{ hr})$  se debe leer sobre la primera recta o su extensión. La presión inicial,  $p_i$ , o la pseudo presión  $p^*$ , se pueden leer directamente en la segunda recta, para un  $\Delta t_e$  igual al tiempo de producción  $t_p$  (figura 8.4).

Sin embargo, la aplicación del tiempo efectivo de Agarwal está restringida a casos para el cual el tiempo de producción cumple la siguiente condición:

$$t_{pD} \geq (60 + 3,5s)C_D \quad (8.21)$$

con lo cual se garantiza que la prueba de restauración no se encuentra afectada significativamente por el efecto de almacenamiento. Esta aproximación surge del hecho que el tiempo adimensional de Agarwal se obtuvo aplicando la solución de declinación de presión para un pozo que produce a tasa constante en un sistema radial, la cual se basa en la asunción de que los efectos de daño y almacenamiento son despreciables, y que el tiempo adimensional es mayor a 100.



**Figura 8. 4.** Gráfico semilogarítmico de presión versus tiempo efectivo para análisis de pruebas de restauración.

En caso de no utilizarse el tiempo efectivo de Agarwal para analizar pruebas de restauración de presión mediante la técnica de cotejo con curvas tipo, existen otros métodos que igualmente consideran el tiempo de duración del período de flujo previo.

En el gráfico que presenta las curvas tipo de declinación de presión para sistemas de doble porosidad (figura 8.1), existe una escala en el extremo derecho, identificada como  $\Delta p/t_p$ , la cual se usa para determinar la validez del cotejo de datos de pruebas de restauración logrado con curvas de declinación de presión. En la figura 8.5 se observa uno de tales cotejos. Los datos se han graficado como  $\Delta p$  versus  $\Delta t$  de cierre. El valor de  $\Delta p/t_p$  (flecha

roja), leído a la derecha del último punto registrado, se usa para calcular la duración mínima del período de producción para que tal cotejo (puntos azules) sea válido:

$$t_p > \frac{\Delta t_u}{\left(\frac{\Delta t}{t_p}\right)} \quad (8.22)$$

donde  $\Delta t_u$  corresponde al tiempo de cierre del punto considerado. En caso de que el valor del tiempo de producción real sea menor al tiempo de producción calculado requerido, entonces se debe intentar un nuevo cotejo (identificado con el color rojo). El nuevo valor que identifica a la curva que representa el flujo en el sistema matriz-fractura, es decir, el nuevo valor de  $(C_{De}^{2S})_{f+m}$  debe ser menor, y para este nuevo cotejo el punto considerado debe ubicarse bajo la nueva curva  $(C_{De}^{2S})_{f+m}$  seleccionada.

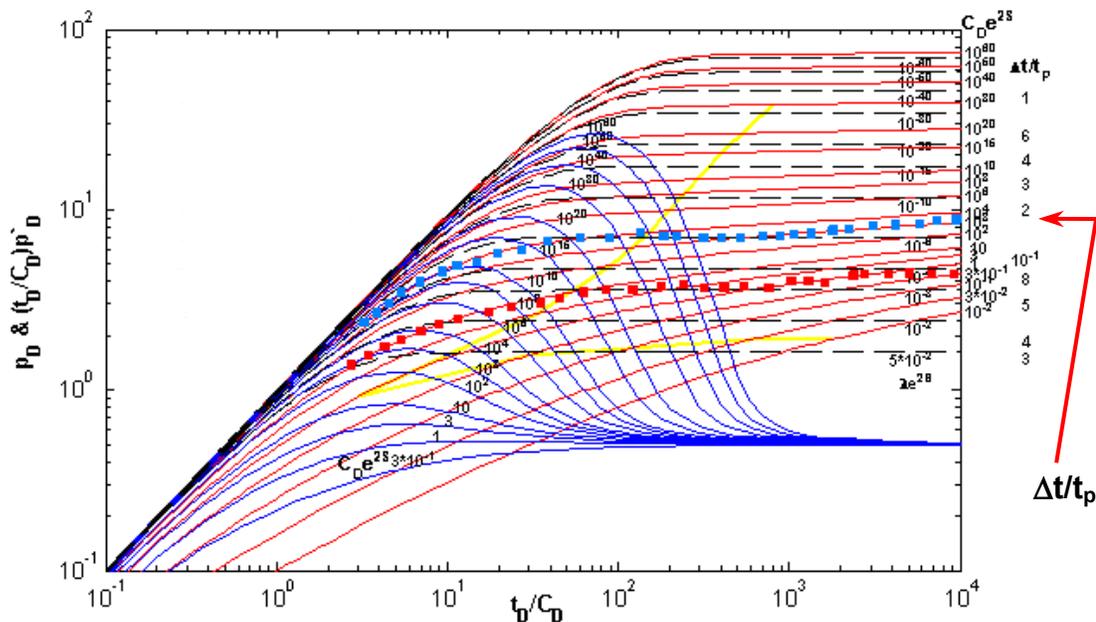
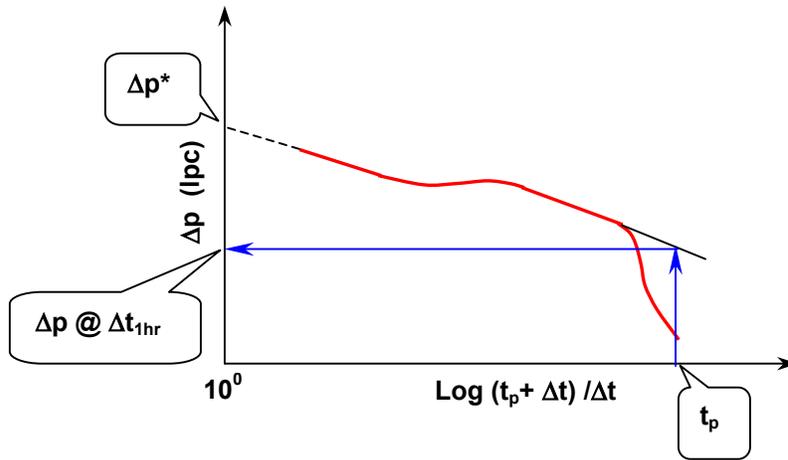


Figura 8.5. Cotejo de pruebas de restauración con curvas tipo para declinación de presión.

Una vez logrado el cotejo adecuado, el análisis con curva tipo para la determinación de la capacidad de flujo, el daño, la constante de almacenamiento del pozo,  $\omega$  y  $\lambda$ , se lleva a cabo de la misma forma que en el caso de una declinación de presión. La diferencia se encuentra en el análisis semilog, el cual se lleva a cabo con un gráfico de Horner (figura 8.6). En este caso, la determinación de la capacidad de flujo a partir de la recta, o rectas, observadas en un gráfico tipo Horner se hace usando la ecuación 8.18, mientras que el daño se obtiene de la forma usual:



**Figura 8.6.** Gráfico de Horner para análisis de pruebas de restauración de presión.

$$s = 1,151 \left[ \frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (8.23)$$

Otra forma de verificar o validar un cotejo de datos de una prueba de restauración de presión realizado con curvas tipo para declinación de presión consiste en realizar un cotejo preliminar, según la curva a la cual los datos parezcan ajustarse de mejor forma. Utilizando los límites de flujo radial del gráfico de curvas tipo, se determina el tiempo a partir de cual se justifica un análisis semilog. Habiendo determinado este tiempo, se lleva a cabo el análisis del gráfico de Horner, como se muestra en la figura 8.6.

Gracias a que el valor de la capacidad de flujo obtenido del análisis de Horner no depende del cotejo que se haya logrado con las curvas tipo, este valor se puede usar para fijar el cotejo del eje de presión de la curva tipo. Esto se logra insertando el valor de  $kh$  en la ecuación 8.10, correspondiente a la presión adimensional, con el fin de hallar  $p_D/\Delta p$ :

$$\frac{p_D}{\Delta p} = \frac{kh}{141,2qB\mu} \quad (8.24)$$

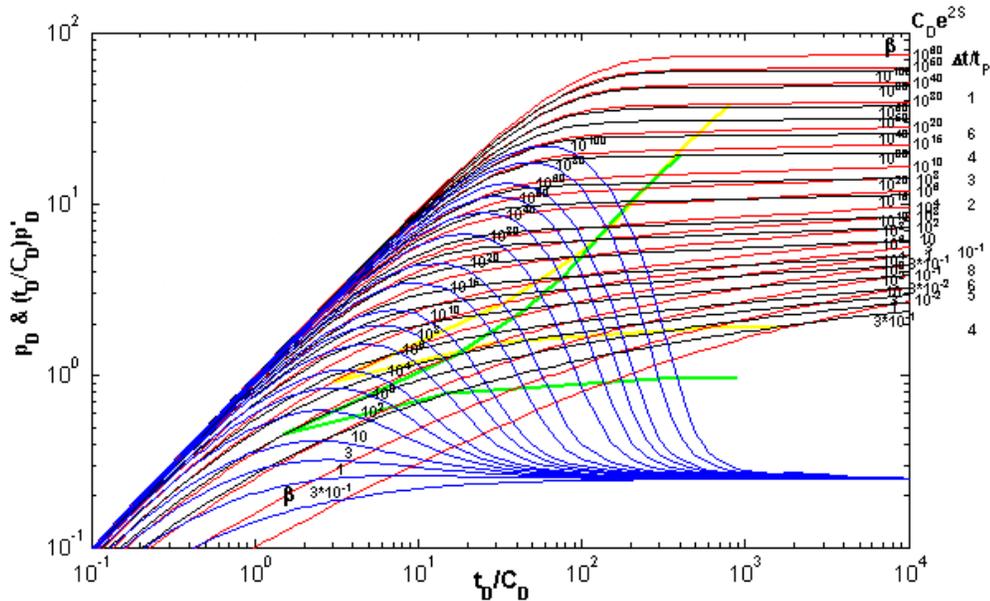
Si se la asigna un valor conveniente a  $\Delta p$ , entonces se puede determinar el valor correspondiente en el eje adimensional:

$$p_D = \frac{kh}{141,2qB\mu} \Delta p \quad (8.25)$$

Por lo tanto, alineando estos valores en el eje de la presión, el movimiento relativo de los gráficos se restringe a la dirección horizontal. La labor de encontrar el cotejo con movimientos sobre el eje del tiempo se facilita considerablemente si los datos reales afectados por el flujo posterior forman la típica línea recta de pendiente unitaria, ya que esta se haría coincidir directamente con la recta similar que presenta la curva tipo (figura 8.5).

### 8.1.2 Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades

Esta curva tipo se aprecia en la figura 8.7 y en la figura 2 del apéndice A.



**Figura 8.7.** Curva tipo para declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades.

Este gráfico está compuesto por varias curvas, al igual que en el caso de la existencia de flujo entre porosidades pseudo estacionario. Las curvas correspondientes a un pozo que presenta almacenamiento y daño, produciendo de un yacimiento matricial (curvas de color rojo), se obtienen de la misma manera que en el caso de flujo pseudo estacionario entre porosidades, es decir, invirtiendo la ecuación 8.1.

Para generar las curvas de transición (curvas de color negro), se usan las siguientes aproximaciones. A tiempos intermedios, durante el período de transición,  $f(s)$ , definida en las ecuaciones 6.34 y 6.35, deja de ser constante y se hace equivalente a:

$$\sqrt{\frac{\lambda}{3s}} \quad (8.26)$$

para bloques con forma de estrato, y:

$$\sqrt{\frac{3\lambda}{5s}} \quad (8.27)$$

para bloques esféricos.

Transformando  $s$  (basada en  $(t_D)_{f+m}$ ) en  $s'$  (basada en  $t_D/C_D$ , ecuación 8.2), y substituyéndola en la ecuación 8.1 da como resultado la ecuación de las curvas de transición de la respuesta de presión para un pozo con almacenamiento y daño:

$$\bar{p}_D\left(\frac{s'}{2}\right) = \frac{1}{\left[ \frac{s'}{2} \left\{ \frac{s'}{2} + \ln \left[ \frac{2}{\gamma \sqrt{\left(\frac{s'}{2}\right)/\beta}} \right]^{-1} \right\} \right]} \quad (8.28)$$

con:

$$\beta = \frac{6}{\gamma^2} \frac{(C_D e^{2S})_{f+m}}{\lambda e^{-2S}} \quad (8.29)$$

para bloques con forma de estrato:

$$\beta = \frac{10}{3\gamma^2} \frac{(C_D e^{2S})_{f+m}}{\lambda e^{-2S}} \quad (8.30)$$

para bloques esféricos.

Por lo tanto las curvas de transición, identificadas con valores de  $\beta$ , son iguales a las curvas para declinación de la presión de un pozo con almacenamiento y daño que drena un yacimiento matricial (curvas rojas), pero se encuentran desplazadas por un factor de 2 tanto en el eje de la presión como en el eje del tiempo. En consecuencia, un gráfico semilog de la respuesta de presión de un yacimiento de doble porosidad con flujo transitorio entre porosidades podría desarrollar, en teoría, una línea recta durante la transición, cuya pendiente es un medio de la pendiente de la recta semilog correspondiente al flujo radial durante comportamiento homogéneo descrito por la curva  $(C_D e^{2S})_{f+m}$ .

Las curvas azules, identificadas con valores de  $\beta'$ , se obtienen desplazando la derivada de la ecuación 8.1, de la misma forma que se hizo con las curvas  $C_{De}^{2S}$ , las curvas de color negro; ó invirtiendo la siguiente ecuación:

$$\overline{2p_D} \left( \frac{s'}{2} \right) = \frac{1}{\left\{ \frac{s'}{2} + \ln \left[ \frac{2}{\gamma \sqrt{\left( \frac{s'}{2} \right) / \beta}} \right] \right\}^{-1}} \quad (8.31)$$

Las curvas de color amarillo indican los límites a partir de los cuales la respuesta de la presión corresponde a la presencia de flujo radial en el yacimiento, bien sea en el sistema de fracturas o en el sistema total conformado por las fracturas y la matriz. Las curvas de color verde indican tales límites, pero esta vez aplicados a la curva de transición, es decir, con estas curvas de debe determinar si la zona de transición dará lugar a la presencia de una recta en un gráfico semilog. En el caso de existir tal recta, ella tendrá un pendiente igual a un medio de la pendiente de la recta o rectas a las que, dadas las condiciones, darían lugar los datos que se ajustan a curvas identificadas con valores de  $(C_{De}^{2S})_f$  ó  $(C_{De}^{2S})_{f+m}$ .

En la figura 8.8 se presenta un cotejo realizado con la curva tipo. Para facilitar la observación, sólo se muestran las curvas a las cuales se ajustaron los datos. Por lo general, cuando se tiene flujo entre porosidades transitorio, la transición comienza muy temprano, en consecuencia, la respuesta de presión se ajustará primero a una de las curvas de transición  $\beta'$  sin que se pueda observar el flujo en las fracturas, es decir, al ajuste a la curva  $(C_{De}^{2S})_f$ . en este caso no será posible determinar la condición del pozo, aunque si podría hacer una estimación de la misma usando la curva  $\beta'$ , ya que en los caso en los cuales se puede apreciar, la curva  $(C_{De}^{2S})_f$  es muy semejante a la curva de transición.

El cálculo del valor de los parámetros en el caso de existir flujo transitorio entre porosidades se asemeja al caso cuando existe flujo pseudo estacionario, sin embargo, como no se conoce el valor de  $(C_{De}^{2S})_f$ , no será posible obtener el valor de  $\omega$ . Posteriormente se señalará como se halla este valor usando las curvas tipo Omega.

El valor de  $\lambda$  se obtiene de acuerdo al valor de  $\beta'$  correspondiente a la curva de la derivada a la cual se ajusta la derivada de los datos reales:

$$\lambda = \frac{\delta'(C_D e^{2S})_{f+m}}{e^{-2S} \beta'} \quad (8.32)$$

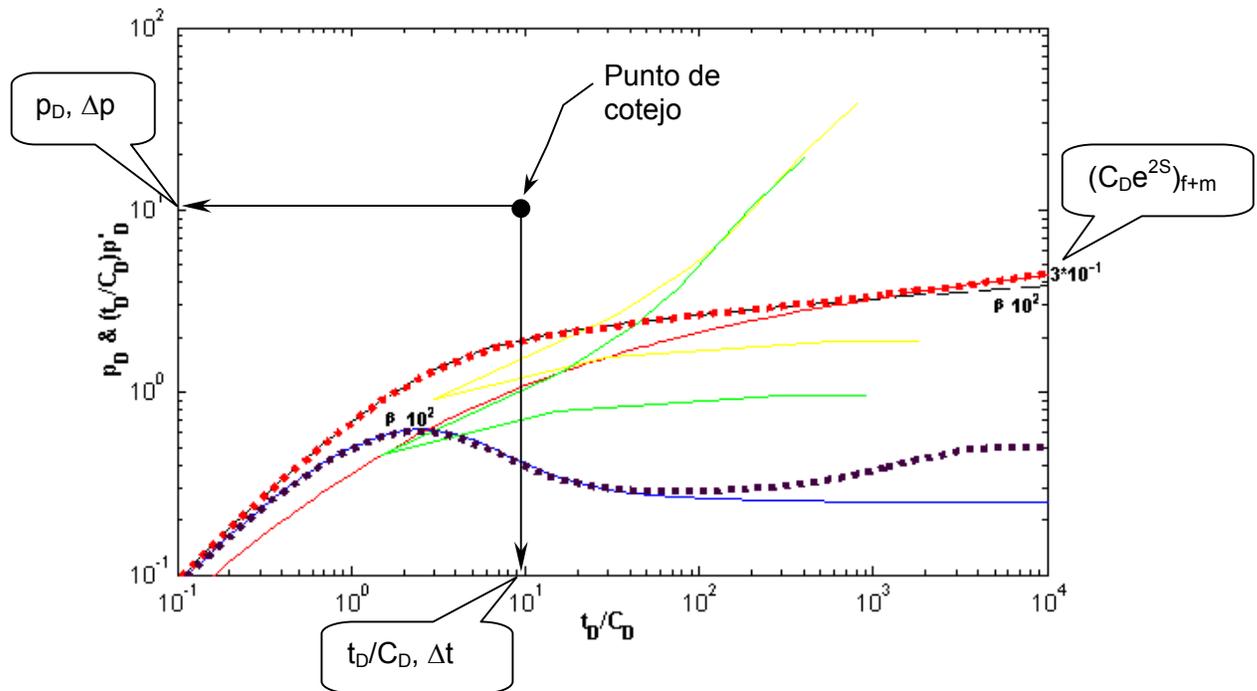
donde:

$$\delta' = \frac{(1,78)^2}{3} \quad (8.33)$$

para bloques esféricos, y

$$\delta' = \frac{3(1,78)^2}{5} \quad (8.34)$$

para bloques con forma de estrato.

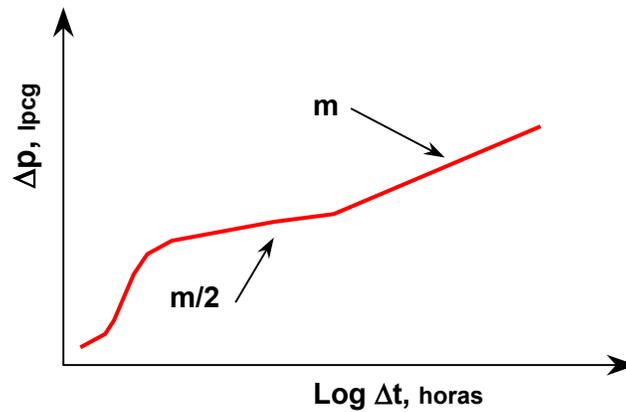


**Figura 8.8.** Ejemplo de cotejo de datos de una prueba de declinación de presión, flujo transitorio.

Como se observa, en la práctica es necesario recurrir a la geología para determinar la geometría del bloque y así poder seleccionar el valor de  $\delta'$  a usar. Sin embargo, más adelante se mostrara la forma identificar la geometría del bloque con la ayuda de las curvas Omega.

En relación al análisis semilog, el procedimiento explicado para el caso de flujo pseudo estacionario entre porosidades aplica de igual forma en este caso, aunque con dificultad se observarán las dos rectas paralelas. No obstante, en caso tal que la transición cumpla con la condición de haberse desarrollado durante el flujo radial,

esta se identificará como una recta en el gráfico semilog, de forma semejante a la que se muestra en el siguiente esquema:

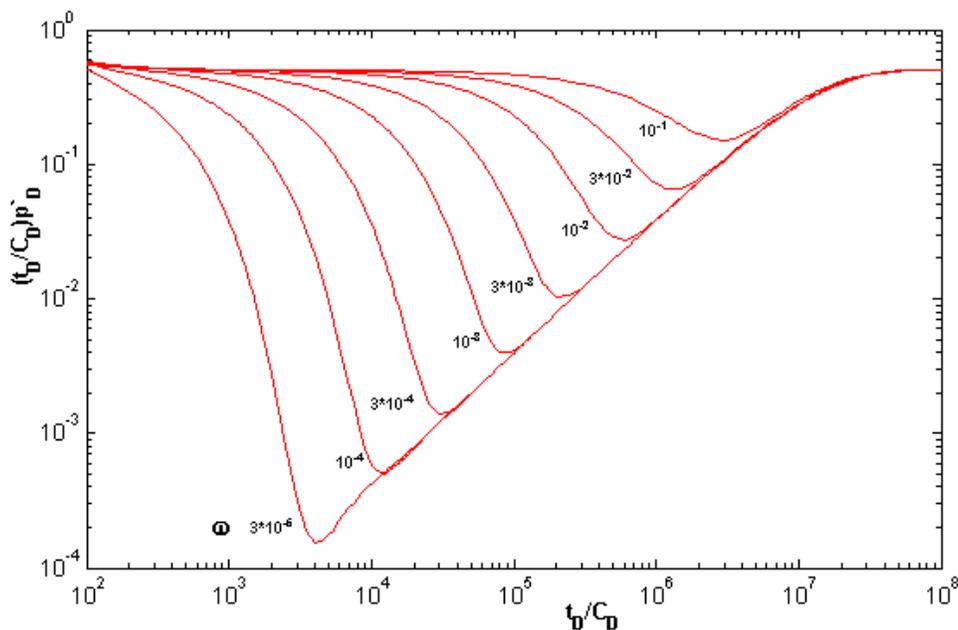


**Figura 8.9.** Identificación de la recta de transición en un gráfico semilog para el caso de flujo transitorio.

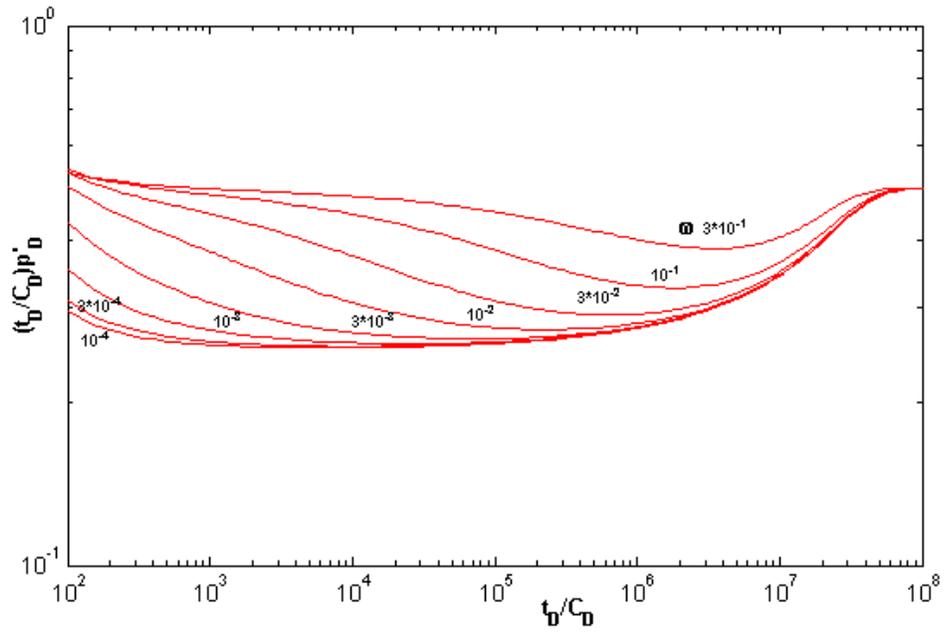
La pendiente de la recta de transición es igual a un medio de la recta a la cual dan origen los datos que se registraron durante el flujo radial en el total del sistema.

### 8.1.3 Curvas tipo Omega

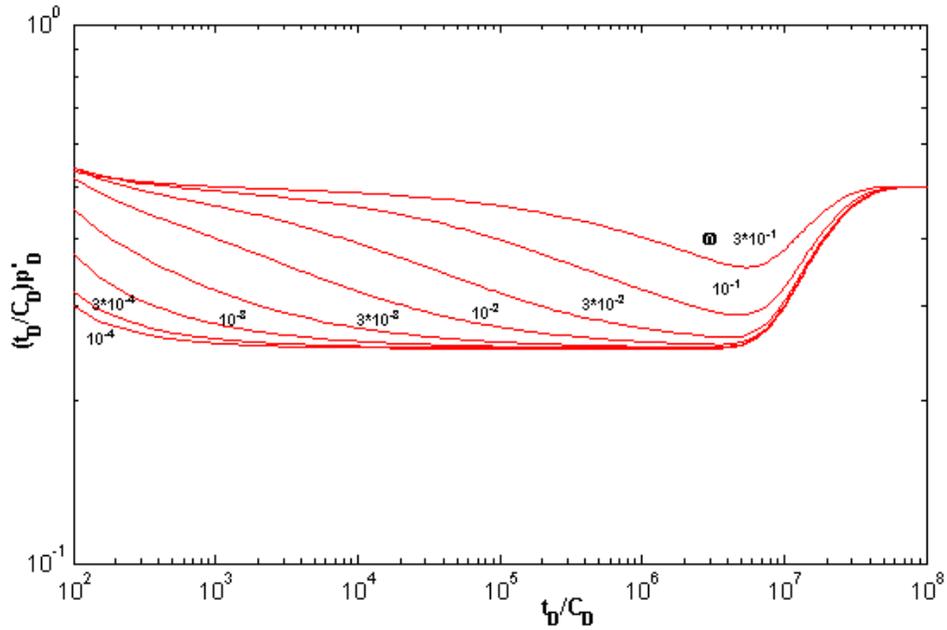
Estas curvas se muestran en las figuras 8.10, 8.11 y 8.12, para los casos de flujo pseudo estacionario, flujo transitorio con bloque esférico y flujo transitorio entre porosidades correspondiente a un bloque con forma de estrato, respectivamente. Además, las curvas se pueden apreciar ampliadas en el apéndice A.



**Figura 8.10.** Curva tipo Omega, flujo pseudo estacionario entre porosidades.



**Figura 8.11.** Curva tipo Omega, flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico.



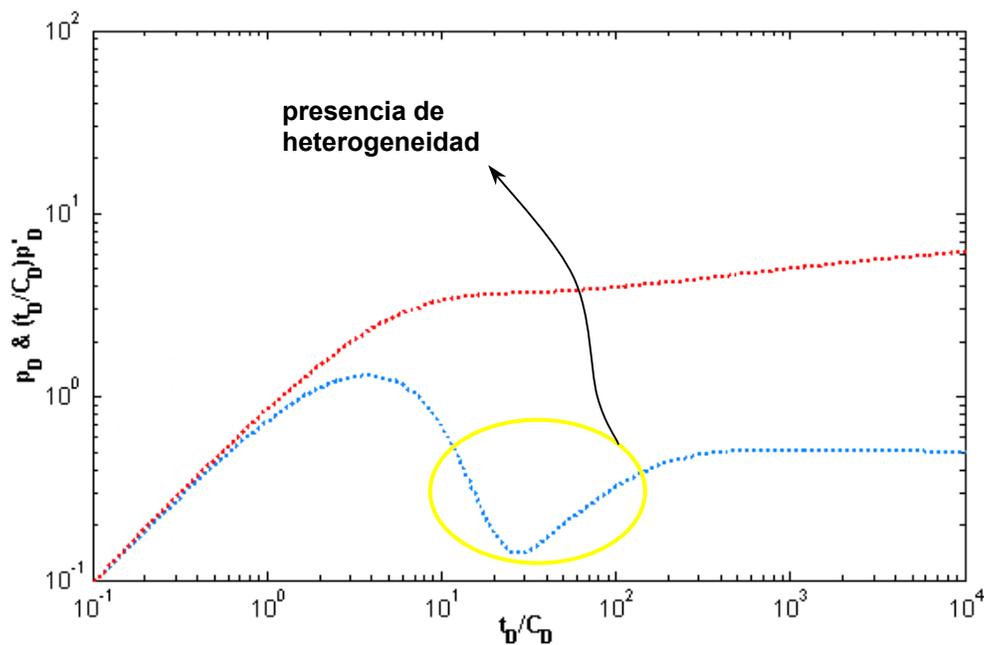
**Figura 8.12.** Curva tipo Omega, flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato.

Estas curvas tipo se obtuvieron invirtiendo la derivada de la ecuación 8.31, que describe el comportamiento de la respuesta de presión de un yacimiento de doble porosidad:

$$\bar{P}'_{fWD} = \frac{K_o(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}{\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)}) + sC_D[K_o(\sqrt{sf(s)}) + S\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})]} \quad (8.35)$$

Para el caso de flujo pseudo estacionario entre porosidades,  $f(s)$  se definió en la ecuación 6.32, así como en las ecuaciones 6.34 y 6.35 para los casos de flujo estacionario entre porosidades, bloques esféricos y con forma de estrato, respectivamente.

Estas curvas tipo tienen como finalidad conocer el valor de  $\omega$ , el cual se obtendrá cotejando la depresión que se observa en el comportamiento de la derivada de la presión de un yacimiento de doble porosidad, específicamente en yacimientos fracturados, el caso considerado en este trabajo. En la figura 8.13 se resalta tal particularidad, para el caso de flujo pseudo estacionario. El resultado que arroja el uso de esta curva tipo debe ser semejante al obtenido usando las curvas para declinación de presión con daño y almacenamiento. Sin embargo, gracias a que la derivada es más sensible a la presencia de heterogeneidades, el valor obtenido con las curvas  $\omega$  debería ser más preciso. El uso de estas curvas no involucra la selección de un punto de cotejo<sup>20</sup>.



**Figura 8.13.** Identificación de heterogeneidades según la forma de la derivada de la presión.

En la figura 8.14 se observa un ejemplo de cotejo que se obtuvo con la curva tipo Omega para flujo transitorio con bloque esférico:

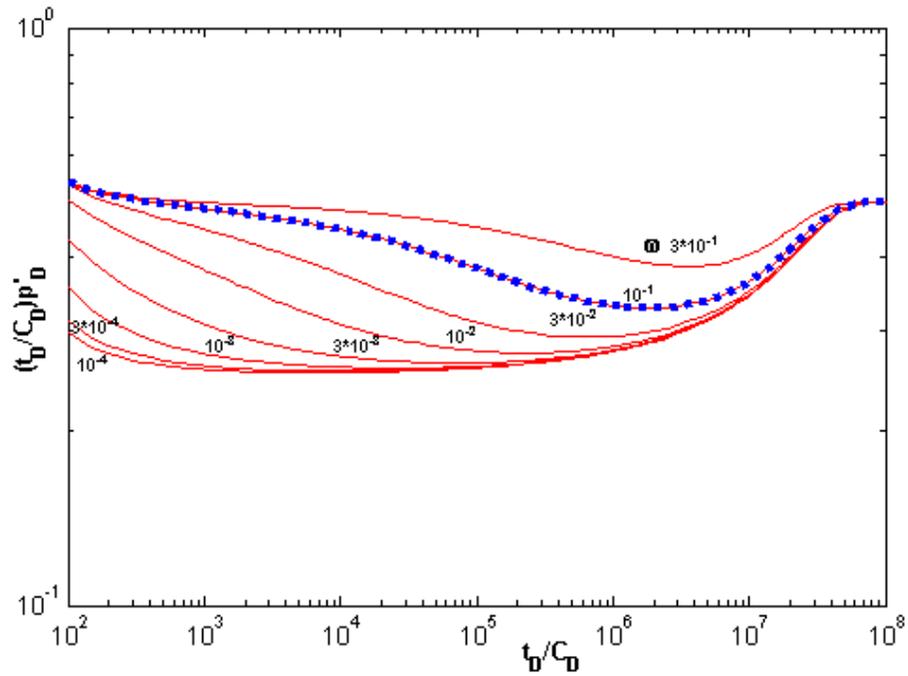


Figura 8.14. Cotejo idealizado de datos de presión con la curva tipo Omega para flujo transitorio, bloque esférico.

### 8.1.4 Curvas tipo de la Razón Presión-Derivada de la Presión (RPD)

Estas curvas se muestran en las figuras 8.15, 8.16 y 8.17, para los casos de flujo pseudo estacionario, flujo transitorio con bloque esférico y flujo transitorio entre porosidades correspondiente a un bloque con forma de estrato, respectivamente. Además, las curvas se pueden apreciar ampliadas en el apéndice A.

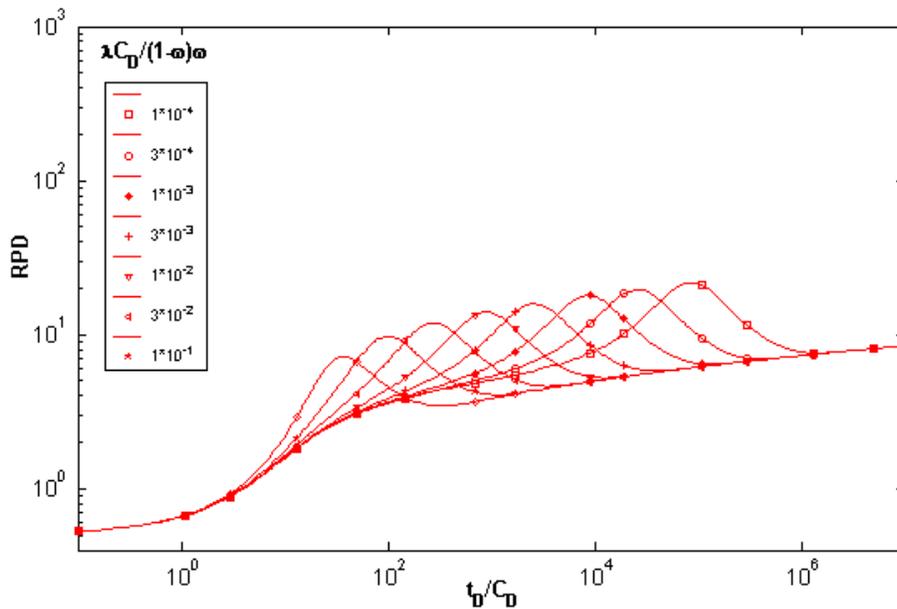


Figura 8.15. Curva tipo de la razón presión-derivada de la presión, flujo pseudo estacionario entre porosidades.

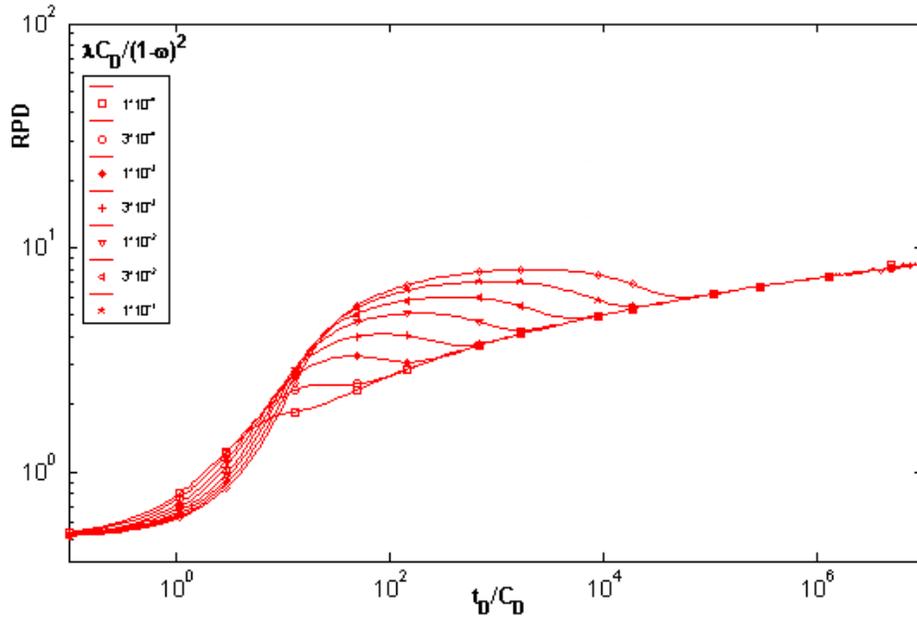


Figura 8.16. Curva tipo de la razón presión-derivada de la presión, flujo transitorio, bloque esférico.

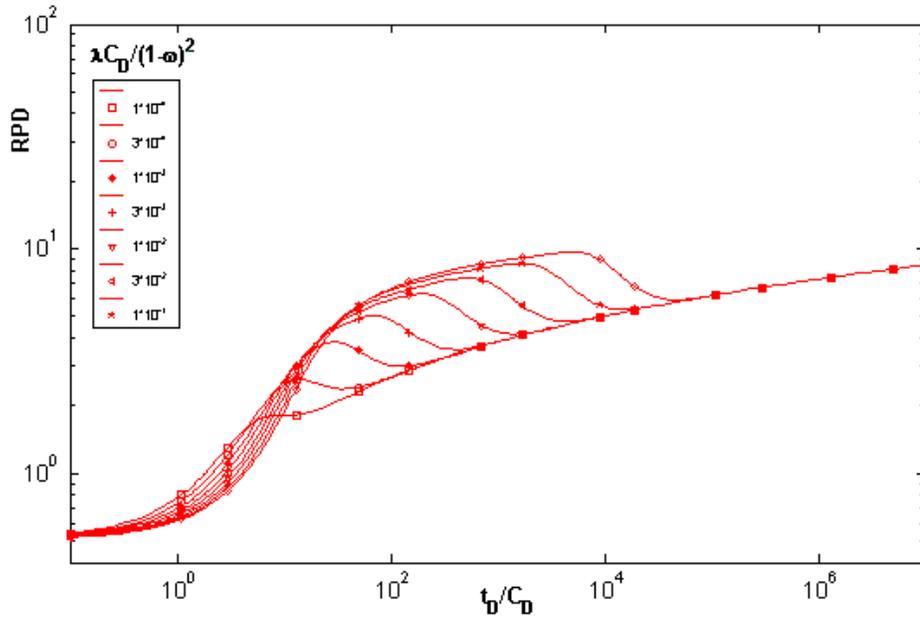


Figura 8.17. Curva tipo de la razón presión-derivada de la presión, flujo transitorio, bloque esférico.

El fundamento de las curvas tipo de la razón presión-derivada de la presión se basa en el análisis de la curva tipo para yacimientos matriciales con daño y almacenamiento. Los grupos adimensionales de presión y derivada de la presión están dados, respectivamente, por:

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{141,2qB\mu} \quad (8.36)$$

y

$$p'_D \frac{t_D}{C_D} = \frac{kh\Delta p't}{141,2qB\mu} \quad (8.37)$$

Dividiendo estas ecuaciones se tiene:

$$\frac{p_D}{p'_D \frac{t_D}{C_D}} = \frac{\Delta p}{\Delta p't} \quad (8.38)$$

Por lo tanto, se demuestra que la razón  $p/p't$  tendrá el mismo valor, tanto en la curva tipo como en el gráfico de los datos reales de presión, lo cual permite fijar la posición del eje y, y restringir el movimiento para la obtención del cotejo solo a la dirección horizontal<sup>20</sup>. En el caso de las curvas tipo para yacimientos fracturados, la razón se expresa de la siguiente forma:

$$RPD = \frac{0,5p_D}{t_D \frac{dp_D}{dt_D}} \quad (8.39)$$

lo que indica que las curvas tipo y los curvas de datos reales tendrán un intercepción igual a 0,5 con el eje de la presión, como se ve en las figuras 8.15, 8.16 y 8.17<sup>20</sup>.

En el caso de flujo pseudo estacionario entre porosidades, estas curvas están identificadas por valores de:

$$\frac{\lambda(C_D)_{f+m}}{\omega(1-\omega)} \quad (8.40)$$

y por valores de:

$$\frac{\lambda(C_D)_{f+m}}{(1-\omega)^2} \quad (8.41)$$

en el caso de flujo transitorio. Los valores  $p_D'$  se obtienen invirtiendo la ecuación 8.31. Para obtener  $p_D$ , y por lo tanto su derivada, se requiere conocer los valores de  $\omega$ ,  $(C_D)_{f+m}$  y  $S$ , los cuales se determinan usando las curvas tipo previamente explicadas<sup>20</sup>.

En la figura 8.18 se muestra un ejemplo obtenido usando la curva tipo RPD correspondiente al caso cuando existe flujo pseudo estacionario entre la matriz y las fracturas<sup>20</sup>.

Esta curva presenta la ventaja de que los valores correspondientes al eje de la presión son iguales en el gráfico de las curvas tipo y el gráfico de los datos reales, razón por la cual el cotejo se obtiene desplazando los gráficos relativamente en dirección horizontal, después de haber hecho coincidir los valores en el eje  $y^{20}$ .

Luego de logrado el cotejo, se escoge un punto de cotejo, del cual se leerá sus coordenadas en los ejes del tiempo  $t$  y  $t_D/C_D$ . Estos valores de  $t$  y  $t_D/C_D$  se pueden usar con la ecuación 8.11 para verificar el valor de  $C$ , y en consecuencia el valor de  $(C_D)_{f+m}$  y  $S$ . El valor de  $\lambda$  se determina según:

$$\lambda = \left[ \frac{\omega(1-\omega)}{C_D} \right] \left[ \frac{\lambda C_D}{\omega(1-\omega)} \right]_{\text{cotejo}} \quad (8.42)$$

para el caso de flujo pseudo estacionario, y:

$$\lambda = \left[ \frac{(1-\omega)^2}{C_D} \right] \left[ \frac{\lambda C_D}{(1-\omega)^2} \right]_{\text{cotejo}} \quad (8.43)$$

para el caso de flujo transitorio entre porosidades.

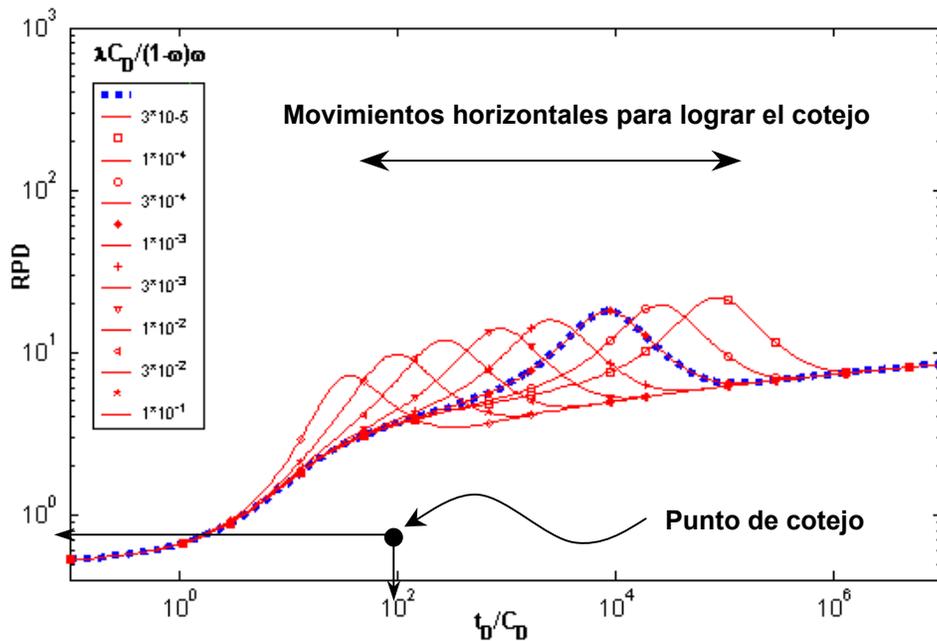
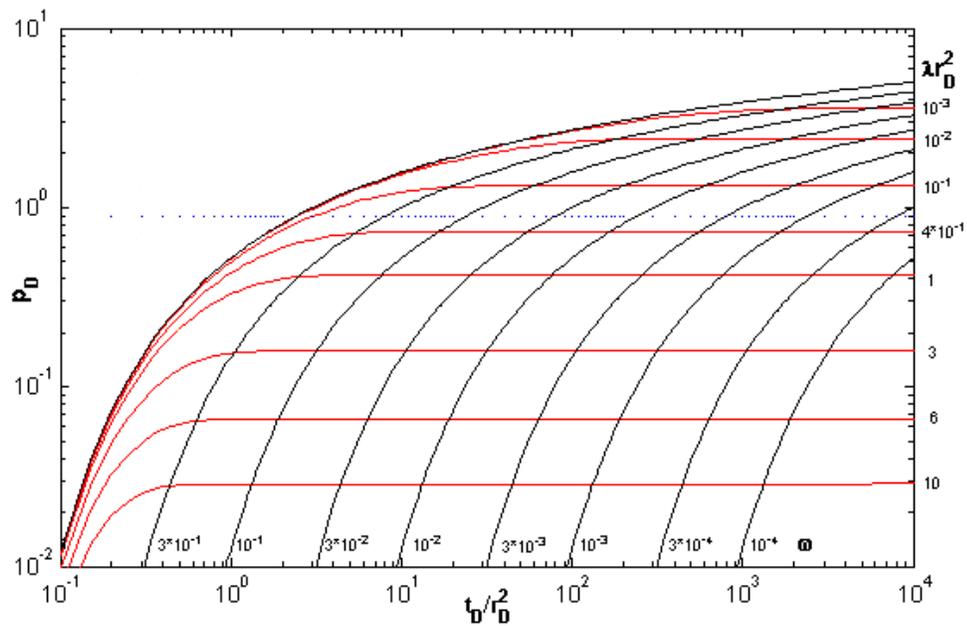


Figura 8.18. Cotejo idealizado de datos de presión con la curva tipo RPD para flujo pseudo estacionario.

### 8.1.5 Curva tipo para interferencia de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades

Esta curva tipo se aprecia en la figura 8.19 y en el apéndice A.



**Figura 8.19.** Curva tipo para análisis de pruebas de interferencia, flujo pseudo estacionario entre porosidades.

En este gráfico se observan tres curvas. Las curvas de color negro, identificadas con valores de  $\omega$ , representan el flujo en el sistema de fracturas ó en el sistema conjunto matriz-fractura, en la literatura se les llama curvas de comportamiento “homogéneo”<sup>12</sup>. Se obtienen invirtiendo la aproximación de tiempo temprano de la ecuación 6.53:

$$\bar{p}_{FD} = \frac{K_o(r_D \sqrt{s})}{s} \quad (8.44)$$

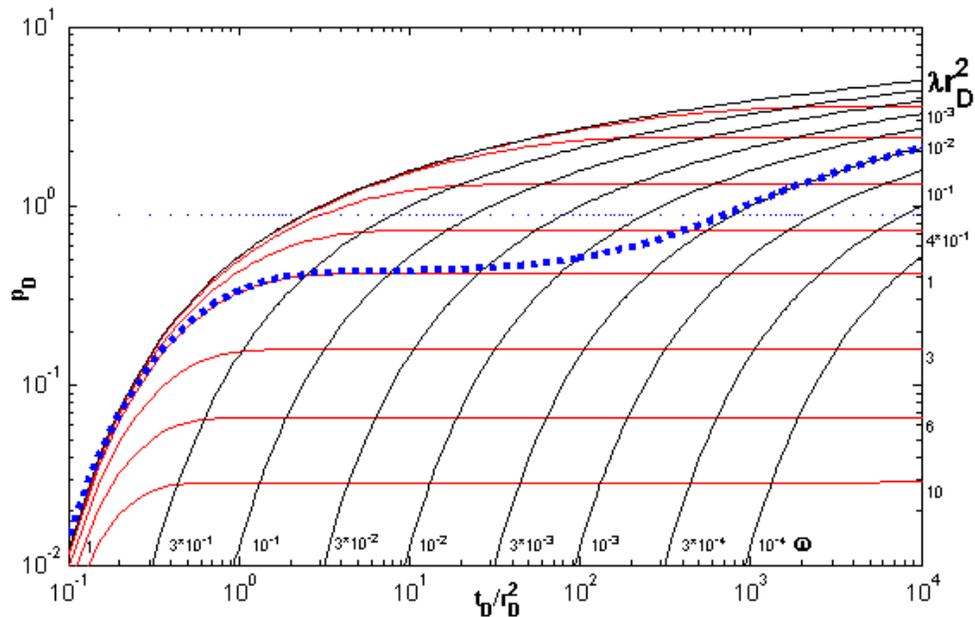
Las curvas de color rojo, identificadas con valores de  $\lambda r_D^2$  representan la transición entre el flujo que se produce exclusivamente en las fracturas y el flujo que se produce a través de las fracturas con aporte desde la matriz. Se obtienen invirtiendo la aproximación de tiempo intermedio de la ecuación 6.53, cuando ( $\lambda \ll s \ll 1/\omega$ ,  $\omega \ll 1$ ) y por lo tanto  $f(s) = \lambda/s$ :

$$\bar{p}_{FD} = \frac{k_o [r_D \sqrt{\lambda}]}{s} \quad (8.45)$$

Finalmente, la recta horizontal de color azul indica el límite después del cual se estima que existe flujo radial en el sistema de fracturas o en el sistema total. Los datos que se encuentren por encima de esta recta se alinearán describiendo una recta al ser graficados como  $\Delta p$  versus  $\text{Log } \Delta p^{12}$ .

En la figura 8.20 se observa un cotejo ideal logrado con esta curva tipo. El valor de  $\omega$  se lee directamente de la curva “homogénea” a la cual se ajustan los datos registrados después de ocurrir la transición. El valor de  $\lambda$  se determina a partir del valor de  $\lambda r_D^2$  que identifica a la curva de transición cotejada:

$$\lambda = \frac{(\lambda r_D^2)_{\text{cot eje}}}{r_D^2} \quad (8.46)$$



**Figura 8.20.** Cotejo idealizado con curva tipo para análisis de pruebas de interferencia, flujo pseudo estacionario.

donde  $r_D$  es la distancia adimensional existente entre el pozo observador y el pozo activo. Después de seleccionar un punto de cotejo, se determinan las coordenadas de dicho punto, es decir,  $\Delta p$  y  $\Delta t$  del gráfico que contiene los datos reales, y  $p_D$  y  $t_D/r_D^2$  del gráfico que presenta las curvas tipo<sup>12</sup>. A continuación se obtiene el valor de la capacidad de flujo del sistema de fracturas, usando la ecuación 8.10, y el valor de su almacenamiento de acuerdo a lo siguiente:

$$(\phi V c_t)_f h = 2,64 \cdot 10^{-4} \frac{k_f h}{\mu r^2} \left( \frac{\Delta t}{t_D / r_D^2} \right) \quad (8.47)$$

El valor del almacenamiento del sistema conjunto matriz-fracturas se obtiene usando los valores de  $\omega$  y del almacenamiento del sistema de fracturas, reordenando la ecuación 6.5:

$$(\phi V c_t)_{f+m} h = \frac{(\phi V c_t)_f h}{\omega} \quad (8.48)$$

Cuando se determina que ambas rectas estarán presentes en un gráfico semilog de acuerdo al límite establecido por la recta horizontal, es decir, cuando el flujo radial se produce en ambos sistemas, fracturas y conjunto matriz-fracturas, se observarán dos rectas en un gráfico semilog. El gráfico tendrá la misma apariencia que el mostrado en la figura 8.3. La capacidad de flujo se obtiene usando la fórmula 8.18. El almacenamiento del sistema de fracturas se determina según la siguiente ecuación:

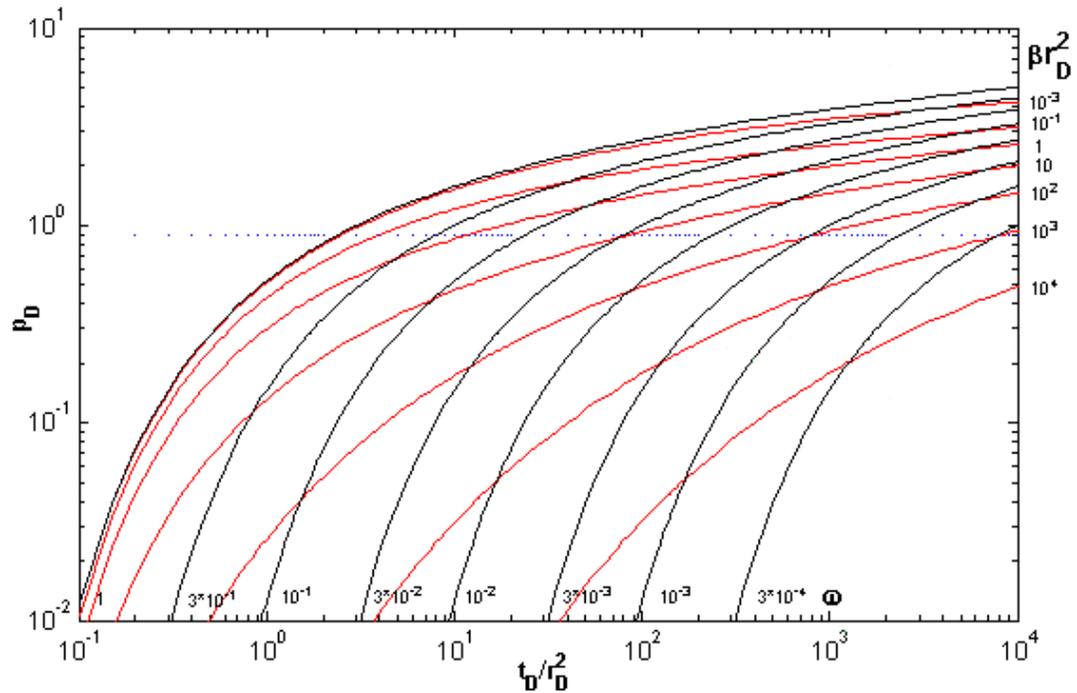
$$(\phi V c_t)_f h = \frac{k_f h}{\mu r^2} 10^{\left[ \frac{\Delta p_{1hr}}{m} + 3.23 \right]} \quad (8.49)$$

Estos valores se deben comparar con los obtenidos a partir de análisis realizado con la curva tipo, y el cotejo se debe refinar hasta lograr que estos valores obtenidos de distintas formas sean consistentes<sup>12</sup>.

Al analizar pruebas de interferencia en la cuales el pozo “activo” se encuentra cerrado, es decir, pruebas de restauración de presión, se debe considerar la duración del período de producción previo al cierre del pozo observador. No obstante, para esta labor no se cuenta con los mismos recursos que se mencionaron en el caso de pruebas de restauración de presión llevadas a cabo en un solo pozo. Más adelante en este trabajo se tratará el tema de las restauraciones de presión en pruebas de interferencia usando curvas de transición generadas tomando en consideración el tiempo de producción  $t_p$ <sup>12</sup>.

### 8.1.6 Curva tipo para interferencia de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades

Esta curva tipo se aprecia en la figura 8.21 y en el apéndice A.



**Figura 8.21.** Curva tipo para análisis de pruebas de interferencia, flujo transitorio entre porosidades.

Esta curva tipo y la explicada para el modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades tienen en común las curvas identificadas con valores de  $\omega$ , aquellas que representan el flujo en las fracturas o en el sistema total, es decir, las curvas “homogéneas”. Por el contrario, las curvas de transición, identificadas con valores de  $\beta r_D^2$ , son distintas<sup>12</sup>. A tiempos intermedios, ( $\lambda \ll s \ll 1/\omega$ ,  $\omega \ll 1$ ), por lo tanto, para bloques con forma de estratos,  $f(s)$  se puede aproximar de la siguiente manera:

$$f(s) = \sqrt{\frac{1 \lambda}{3 s}} \quad (8.50)$$

y para bloques de matriz con forma esférica:

$$f(s) = \sqrt{\frac{3 \lambda}{5 s}} \quad (8.51)$$

Para bloques con forma de estratos,  $\bar{p}_{fD}$  viene dado por:

$$\bar{p}_{fD} = \frac{K_0 \left[ \sqrt[4]{\frac{1}{3} \frac{\lambda}{\omega} s' r_D} \right]}{s'} \quad (8.52)$$

donde  $s'$  es la variable de Laplace asociada con:

$$t_D = \frac{k_f}{(\phi V C_i)_f \mu r_w^2} \Delta t \quad (8.53)$$

Usando la siguiente aproximación para valores suficientemente grandes de la variable  $x$  se obtiene:

$$K_0(x) = \ln \frac{2}{\gamma x} \quad (8.54)$$

donde  $\gamma$  es la exponencial de la constante de Euler. En consecuencia,  $\bar{p}_{fD}$  puede ser aproximada, a tiempos suficientemente largos, por:

$$\bar{p}_{fD} = \frac{1}{2s'} \ln \frac{2}{\gamma \sqrt{\frac{\gamma^2}{4} \beta r_D^2 s' r_D}} \quad (8.55)$$

donde  $\beta$  es definido por:

$$\beta = \frac{1}{3} \frac{\lambda}{\omega} \quad (8.56)$$

De forma similar, para bloques de matriz con forma esférica,  $\bar{p}_{fD}$  es dado por la ecuación 8.55, y:

$$\beta = \frac{3}{5} \frac{\lambda}{\omega} \quad (8.57)$$

La ecuación 8.55 es la aproximación de:

$$\bar{p}_{rD} = \frac{1}{2} \frac{K_0 \left[ r_D \sqrt{\frac{\gamma^2}{4} \beta r_D^2 s'} \right]}{s'} \quad (8.58)$$

para tiempos suficientemente largos. Esta ecuación es igual a la ecuación 8.44 trasladada por un factor de  $\frac{1}{2}$  a lo largo del eje de la presión y por un factor de  $(\gamma^2/4)\beta r_D^2$  a lo largo del eje del tiempo. Por lo tanto, las curvas de transición se obtienen desplazando las curvas de color negro por un factor de  $\frac{1}{2}$  a lo largo del eje de la presión y por un factor de  $\gamma^2\beta r_D^2/4$  en el eje del tiempo<sup>12</sup>.

El valor de  $\omega$  se lee directamente de la curva "homogénea" a la que se ajustan los datos después de la transición. El valor de  $\lambda$  se obtiene a partir de:

$$\lambda = \frac{5}{3} \beta \omega \quad (8.59)$$

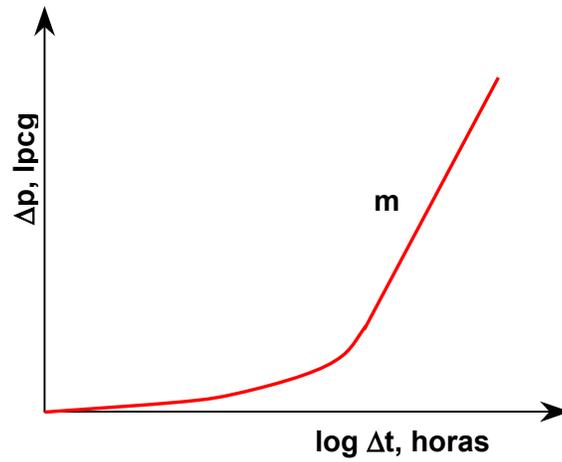
cuando se tienen bloques con forma esférica, y:

$$\lambda = \frac{5}{3} \beta \omega \quad (8.60)$$

cuando se tiene bloques con forma de estrato. Sin embargo, se debe recurrir a la geología, ó a pruebas de pozos realizadas anteriormente, para conocer la geometría del bloque de matriz y así seleccionar la formula adecuada, ya que esto no se puede deducir a partir de la forma de la curva que describen los datos de presión. Con los valores de las coordenadas del punto de cotejo se puede calcular el valor de la capacidad de flujo del sistema de fracturas y el almacenamiento del sistema de fracturas, usando las ecuaciones 8.10 y 8.47 respectivamente<sup>12</sup>.

Al igual que en gráfico de curvas con flujo pseudo estacionario entre porosidades, en este gráfico se observa una recta horizontal que indica el límite a partir del cual se produce flujo radial en el sistema de fracturas ó en el sistema conjunto matriz fracturas. Para valores altos de  $\beta r_D^2$ , la respuesta de presión se ajustará rápidamente a la curva de transición, por lo tanto será imposible observar la recta correspondiente al flujo en el sistema de fracturas, independientemente de la posición de los datos de presión con respecto a la línea horizontal.

Un gráfico semilog para este caso tendrá la siguiente apariencia:

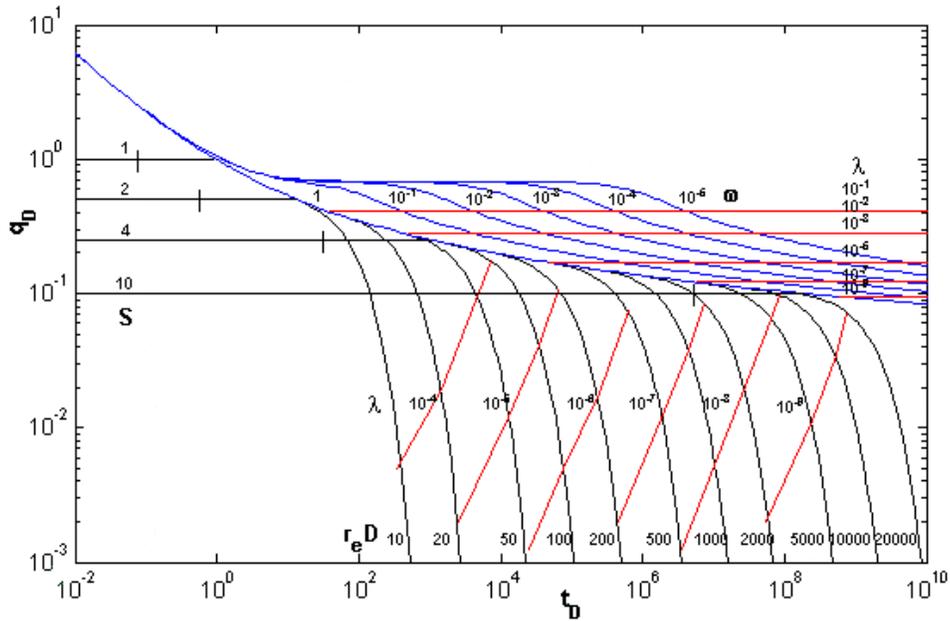


**Figura 8.22.** Gráfico semilog para análisis de pruebas de interferencia.

Como se puede observar, no existe efecto de almacenamiento, pues se está considerando la presión en el pozo observador. A partir de la pendiente de la recta se obtiene la capacidad de flujo del sistema de fracturas usando la ecuación 8.18. El valor de la capacidad de flujo de ese sistema se obtiene utilizando la ecuación 8.49. El almacenamiento del sistema matriz-fracturas se estima a través de la ecuación 8.48, como se explicó para el caso de flujo pseudo estacionario entre porosidades.

### 8.1.7 Curvas tipo para el análisis de pruebas de declinación de la tasa de flujo

Esta curva tipo se presenta en la figura 8.23 y en el apéndice A.



**Figura 8.23.** Curvas tipo para el análisis de pruebas de declinación de la tasa de flujo.

En este gráfico se pueden observar varias curvas. Las curvas de color azul, identificadas con valores de  $\omega$ , representan el comportamiento de la tasa de flujo en un yacimiento de doble porosidad infinito con presión constante en el pozo, para el caso cuando el daño es nulo<sup>9</sup>. Ellas se obtienen invirtiendo la siguiente ecuación:

$$q_D = \frac{\sqrt{sf(s)}K_1[\sqrt{sf(s)}]}{sK_o[\sqrt{sf(s)}]} \quad (8.61)$$

Las rectas de color rojo, identificadas con valores de  $\lambda$ , representan la estabilización de la tasa que ocurre después de la declinación inicial<sup>9</sup>. Estas rectas se obtienen a través de la siguiente ecuación:

$$q_D = \frac{\sqrt{\lambda}K_1[\sqrt{\lambda}]}{K_o[\sqrt{\lambda}]} \quad (8.62)$$

Las curvas de color negro (descendentes), identificadas con valores de  $r_{eD}$ , representan el comportamiento de la tasa de flujo para un yacimiento matricial cerrado. Se obtienen invirtiendo la siguiente ecuación:

$$\bar{q}_D = \frac{\sqrt{s} [I_1(\sqrt{sr_{eD}})K_1(\sqrt{s}) - K_1(r_{eD}\sqrt{s})I_1(\sqrt{s})]}{s \{ [K_1(\sqrt{sr_{eD}})I_0(\sqrt{s}) + I_1(\sqrt{sr_{eD}})K_0(\sqrt{s})] - \sqrt{sS} [K_1(\sqrt{sr_{eD}})I_1(\sqrt{s}) - K_1(\sqrt{s})I_1(\sqrt{sr_{eD}})] \}} \quad (8.63)$$

Las rectas horizontales de color negro, identificadas con valores de S, representan la reducción de la tasa de flujo adimensional que se produce debido a la presencia de daño en el pozo. Se obtienen usando la siguiente ecuación:

$$q_D = \frac{1}{S} \quad (8.64)$$

Las curvas descendientes de color rojo se utilizan para conocer el valor de el radio adimensional del área de drenaje. La figura 8.24 muestra dos conjuntos de curvas para un valor fijo de  $\lambda$ . Un conjunto corresponde a  $\omega = 0,01$  y el otro a  $\omega = 0,001$ . El efecto de variar  $\omega$  tiene lugar después de el efecto de  $\lambda$ . En otras palabras, al cambiar  $\omega$  se estrecha la sección constante de la respuesta de la tasa de flujo y no afecta las secciones temprana y tardía de la respuesta. Esto permite trazar una curva para el valor de  $\lambda$  dado. Esta curva pasa a través de los puntos de intersección de las líneas de tasa constante y las líneas de declinación exponencial correspondientes para un sistema matricial<sup>22</sup>.

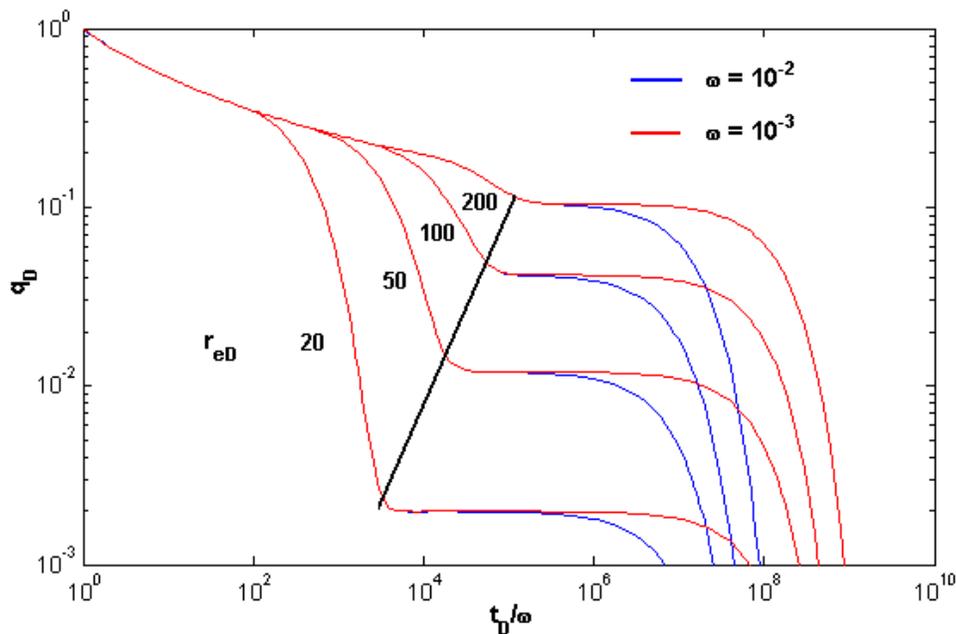
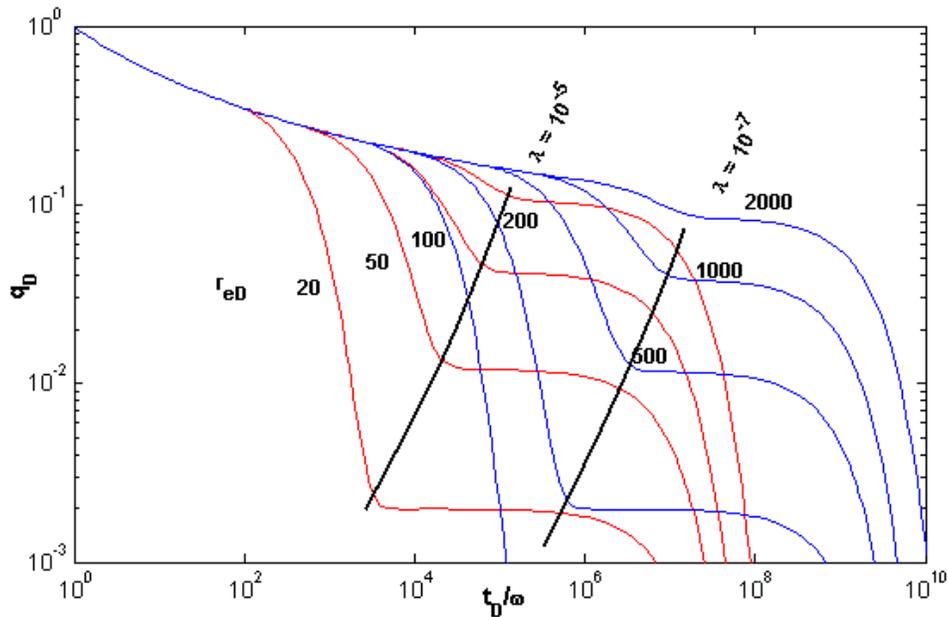


Figura 8.24. Influencia del valor de la capacidad de almacenamiento sobre el comportamiento de la tasa.

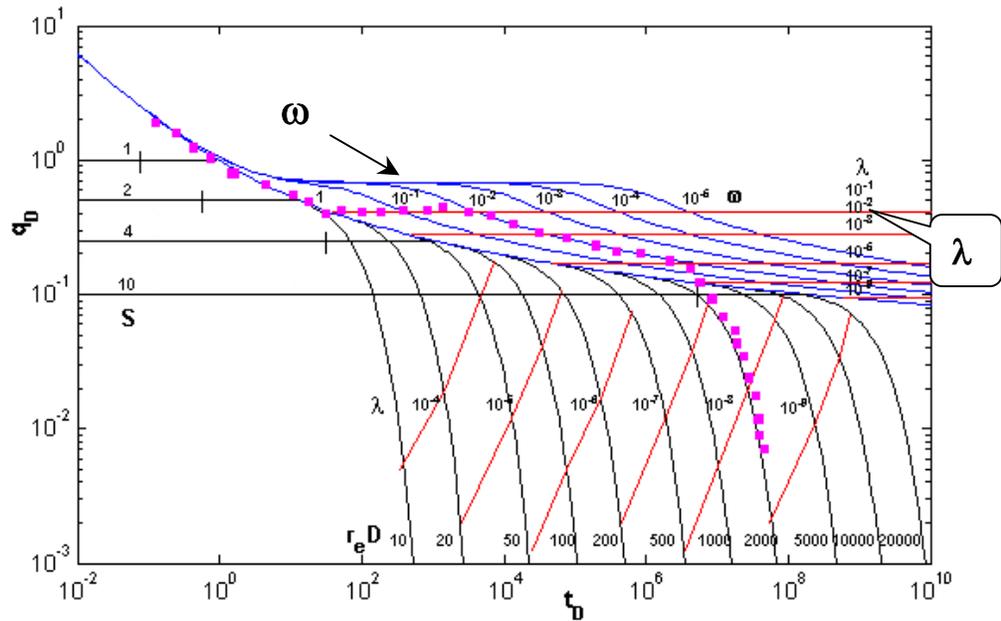
El efecto de variar  $\lambda$  manteniendo constante  $\omega$  se presenta en la figura 8.25. Debido a que el valor de  $\omega$  está fijo, la longitud del período de tasa constante es igual para ambos valores de  $\lambda$ . El primer efecto de la matriz, que se identificó en la figura 8.24 como una línea de  $\lambda$  constante, fue desplazada a la derecha para el nuevo valor de  $\lambda$ , representado por una segunda curva diagonal. De esta forma se obtienen las curvas descendientes de color rojo que se observan en la figura 8.23<sup>22</sup>.



**Figura 8.25.** Influencia del valor del factor de flujo entre porosidades sobre el comportamiento de la tasa.

El procedimiento de cotejo para un sistema cerrado dependerá de si el efecto de la matriz tiene lugar antes o después del efecto de las fronteras. El primer paso consiste en cotejar la porción de los datos correspondiente a al flujo radial de acción infinita con la curva de valor  $\omega = 1$ , en caso de existir daño, se debe observar un porción llana al principio de la curva, la cual se sobrepondrá, ó al menos será paralela a algunas de las rectas horizontales identificadas con valores de  $S$ , de la cual se lee este valor<sup>22</sup>.

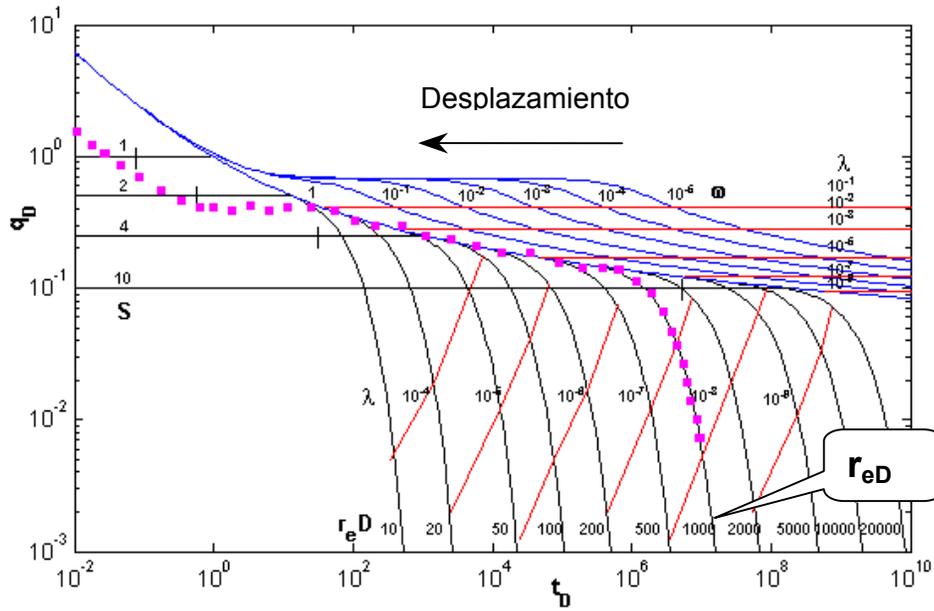
En caso de que el efecto de la matriz tenga lugar antes que el efecto de la frontera, se observa otra porción llana después del flujo radial de acción infinita, esta vez correspondiente a la transición entre la respuesta exclusiva de las fracturas y la respuesta conjunta de la matriz y las fracturas. El valor de  $\lambda$  se lee de la recta a la cual se ajusta esta porción llana de la respuesta de la tasa.(figura 8.26)<sup>9</sup>.



**Figura 8.26.** Cotejo del comportamiento de la tasa cuando se siente en primer lugar el efecto de la matriz.

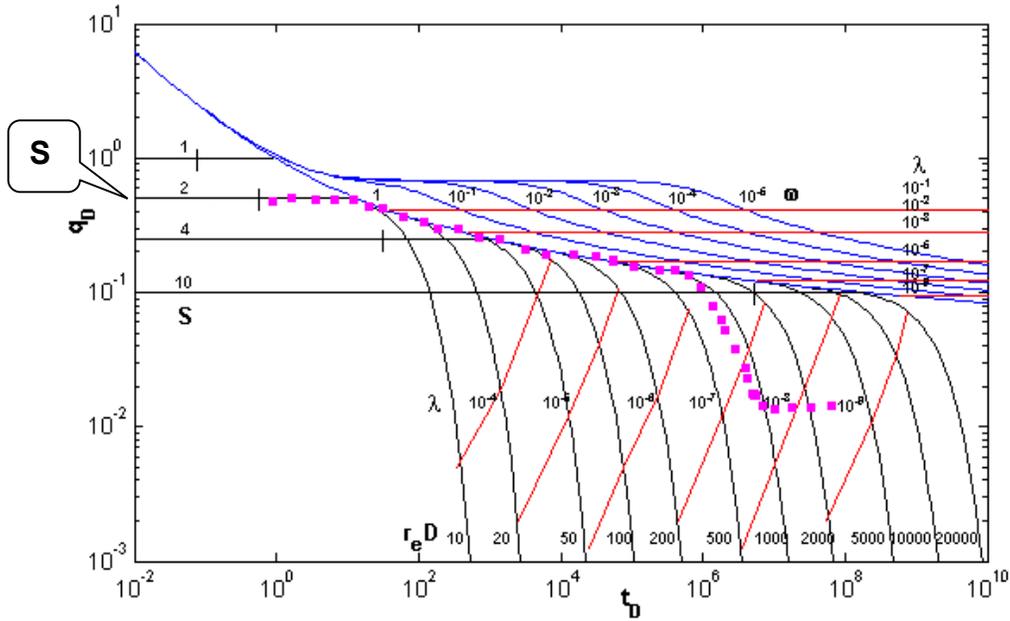
A continuación de la transición sigue otro período que corresponde a la respuesta conjunta de las matriz y las fracturas. Esta sección se debió haber ajustado directamente con otra de las curvas  $\omega$  al realizar el primer ajuste con la curva  $\omega = 1$  (Figura 8.26)<sup>22</sup>.

Posteriormente se estima el valor de  $r_{eD}$ . Esto se logra desplazando la curva hacia la izquierda de forma que la porción correspondiente a la respuesta del sistema matriz-fractura, con la cual se obtuvo el valor de  $w$ , se ajuste a la curva  $\omega = 1$  (Figura 8.27). El valor de  $r_{eD}$  se leerá de la curva  $r_{eD}$  a la cual se hayan ajustado la porción de los datos de la tasa que declina, después de haber ajustado la porción del sistema conjunto matriz-fractura a la curva  $\omega = 1$  (Figura 8.27)<sup>22</sup>.



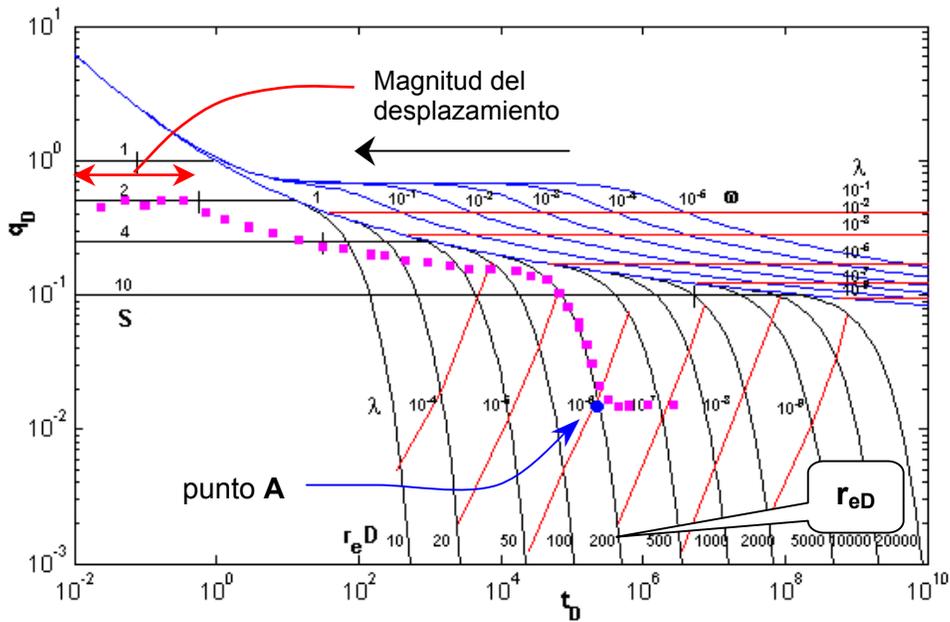
**Figura 8.27.** Identificación del valor del radio adimensional del yacimiento.

Para el caso en el cual el efecto de las fronteras se percibe antes que el efecto de la matriz, el procedimiento es diferente. Una vez ajustado el comportamiento de la tasa correspondiente al sistema de fracturas y haber leído el valor de  $S$ , el gráfico de los datos se desplazan hacia la derecha según la distancia marcada sobre la recta en la cual se leyó el valor del daño (figura 28)<sup>9</sup>.



**Figura 8.28.** Cotejo del comportamiento de la tasa cuando se siente en primer lugar el efecto de las fronteras

Después de desplazar el gráfico, la porción relacionada a declinación exponencial debió haberse ajustado a una de las curva identificadas con valores de  $r_{eD}$ . A continuación se determina el valor de  $\lambda$ . Después del segundo cotejo, la porción llana del final de la curva se extiende hacia la izquierda, hasta interceptar la curva de declinación correspondiente a valor de  $r_{eD}$ . El punto A mostrado en la figura 8.29 permitirá conocer el valor de  $\lambda$ .

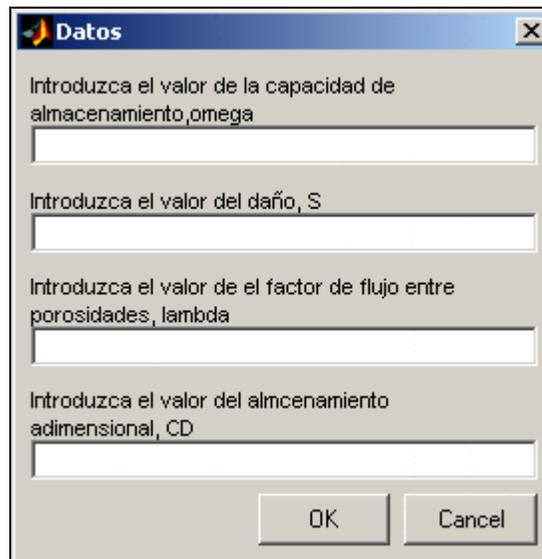


**Figura 8.29.** Identificación de los valores del radio adimensional y el factor de fluido entre porosidades

## 8.2 Comportamiento Ideal

### 8.2.1 Declinación de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades

Esta opción permite generar la curva que describe el comportamiento ideal de una prueba de declinación realizada en un yacimiento de doble porosidad con flujo pseudo estacionario entre porosidades, acorde con los valores de los parámetros  $C_D$ ,  $S$ ,  $\omega$  y  $\lambda$  que el usuario establezca como datos de ingreso al programa. Además, al recurrir a esta opción, se genera el comportamiento de la derivada de la presión correspondiente. El siguiente cuadro se despliega para permitir al usuario introducir los datos requeridos:

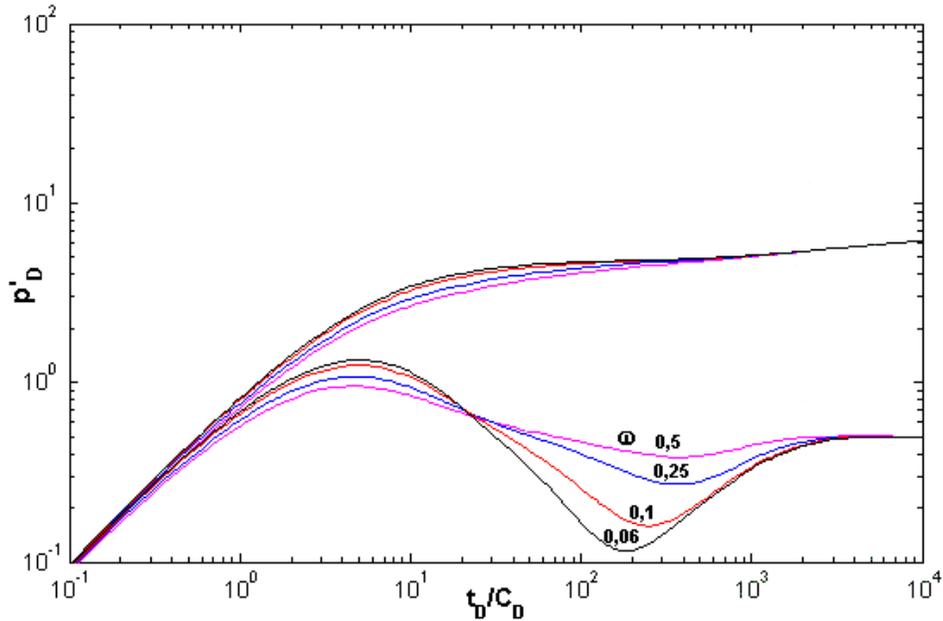


The image shows a standard Windows-style dialog box with a title bar that says "Datos" and a close button (X). The dialog contains four text input fields, each preceded by a label: "Introduzca el valor de la capacidad de almacenamiento, omega", "Introduzca el valor del daño, S", "Introduzca el valor de el factor de flujo entre porosidades, lambda", and "Introduzca el valor del almacenamiento adimensional, CD". At the bottom of the dialog are two buttons: "OK" and "Cancel".

**Figura 8.30.** Cuadro para la introducción de datos de pruebas de declinación de presión.

En la siguientes figuras se observa la influencia que tienen los valores de la capacidad de almacenamiento  $\omega$  y el factor de flujo entre porosidades,  $\lambda$ , sobre el comportamiento de la presión y su derivada.

Una reducción del valor de  $\omega$  (figura 8.31) implica que el volumen de fluidos almacenados en la matriz es cada vez mayor con respecto al volumen de fluidos almacenados en las fracturas. Al iniciarse la producción a través del pozo, las fracturas son las primeras en responder al diferencial de presión impuesto, aportando el fluido que se encuentra dentro de ellas. Este vaciamiento origina una reducción de la presión promedio dentro de las fracturas, a lo cual responde la matriz aportando fluidos, según el modelo de flujo pseudo estacionario, en este caso.



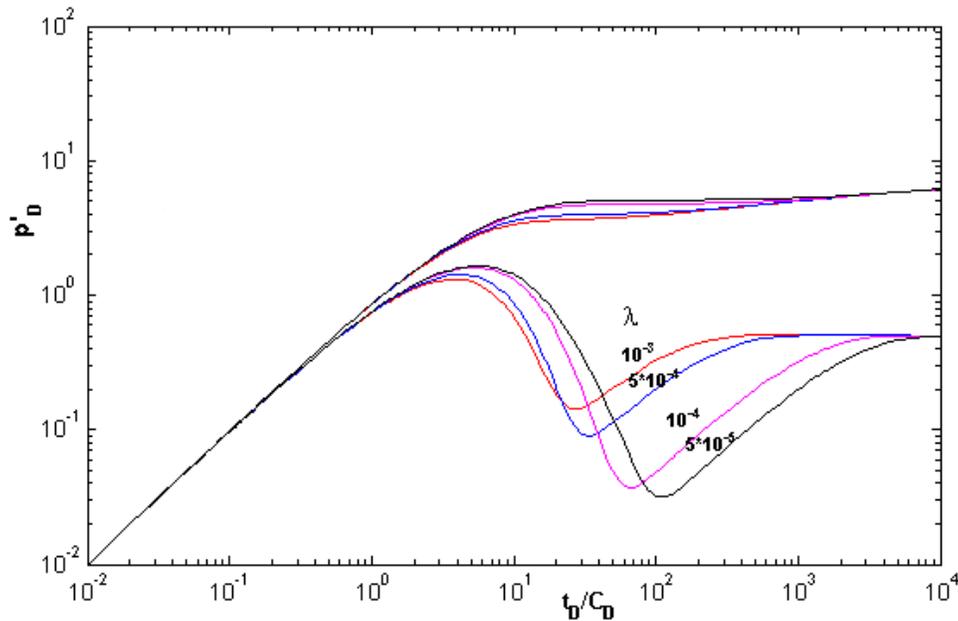
**Figura 8.31.** Influencia del valor de la capacidad de almacenamiento sobre la derivada de la presión

Cuando el volumen de fluidos contenidos en las fracturas es insignificante con respecto al contenido en la matriz, el soporte de la presión de las fracturas motivado por el aporte de fluidos desde la matriz es considerable. Por lo tanto, la presión adimensional tiene a estabilizarse de forma más acentuada, dando origen a una reducción de la pendiente (del gráfico semilog) que se acerca más al valor de la pendiente de una recta horizontal, es decir, se acerca más a cero.

Cuando el valor de  $\omega$  se hace mayor, la diferencia de fluidos acumulados en uno y otro medio se hace menor. En estas condiciones, asumiendo un valor promedio de  $\lambda$  constante, la reducción de la presión de las fracturas no se produce de forma tan abrupta, y el volumen de fluidos que contiene la matriz ya no es tan eficiente reemplazando los fluidos producidos. Entonces la estabilización de la presión ya no es tan notoria, y por lo tanto la pendiente semilog de la presión refleja una reducción menor que se revierte de forma más breve.

Cuando se mantiene constante el valor de  $\omega$  y se varía el de  $\lambda$ , se obtiene el resultado que se muestra en la figura 8.32. Un valor alto del factor de flujo entre porosidades,  $\lambda$ , implica que la matriz tiene una permeabilidad suficiente para responder pronto al estímulo que representa una caída de presión en las fracturas. Por el contrario, al reducirse el valor de  $\lambda$ , crece la diferencia de permeabilidad entre ambos medios. Esto significa que los fluidos serán expulsados de la matriz con mayor dificultad, en relación con la facilidad con la cual fluyen a través de las

fracturas. En consecuencia, la respuesta de la matriz al diferencial de presión establecido parecerá “retrase” en el tiempo a medida que se reduce el valor de  $\lambda$ .



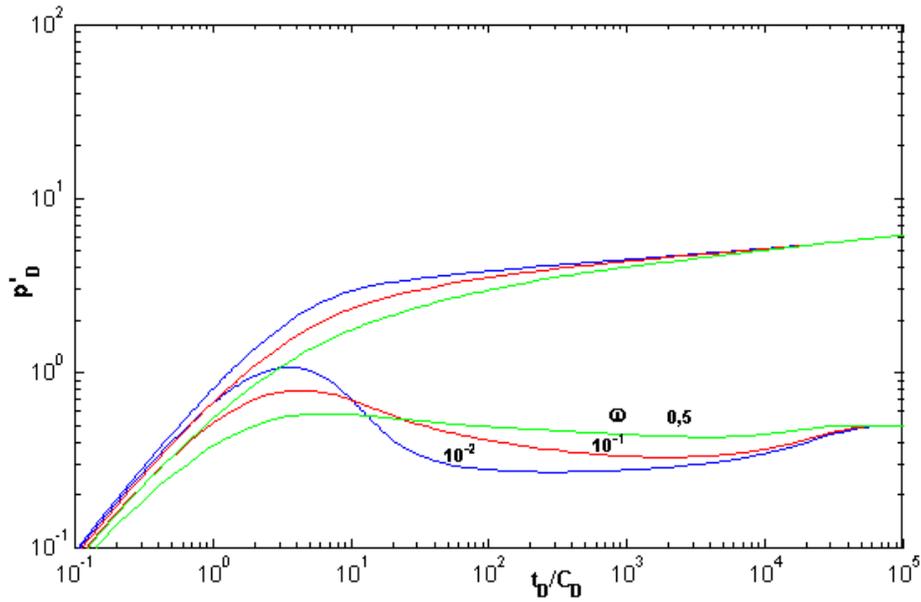
**Figura 8.32.** Influencia del valor del valor del factor de flujo entre porosidades sobre la derivada de la presión

El análisis anterior se realizó asumiendo un tamaño de bloque constante, pues a medida que el tamaño de estos disminuye, el área expuesta al flujo se incrementa y por lo tanto el caudal aumenta su valor.

### 8.2.2 Declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico

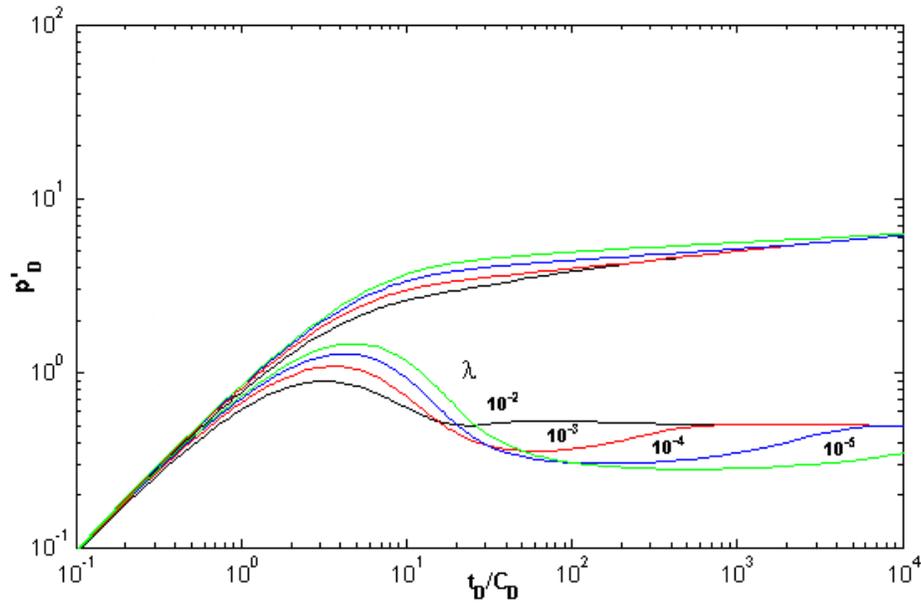
Esta opción permite generar la curva que describe el comportamiento ideal de una prueba de declinación realizada en un yacimiento de doble porosidad con bloques de matriz esféricos, el cual presenta flujo transitorio entre porosidades, acorde con los valores de los parámetros  $C_D$ ,  $S$ ,  $\omega$  y  $\lambda$  que el usuario establezca como datos de ingreso al programa. Esta opción permite además generar el comportamiento de la derivada de la presión correspondiente.

En la figura 8.33 se observa el efecto que tiene la variación del valor de  $\omega$  sobre el comportamiento de la respuesta de presión y su derivada, para el caso de bloque de matriz esférico. De igual forma, en la figura 34 se observa el efecto que causa la variación de  $\lambda$  exclusivamente. En esencia, los cambios en el valor de  $\omega$  y  $\lambda$ , de forma independiente, causan los mismos efectos que en el caso en el cual existe flujo pseudo estacionario entre la matriz y la fractura. Sin embargo, la diferencia radica en la forma en la cual se comporta la presión y su derivada para cada valor de tales parámetros.



**Figura 8.33.** Influencia del valor de  $\omega$  sobre la derivada de la presión, flujo transitorio entre porosidades.

La diferencia en la forma de la respuesta de presión y de la derivada es clara. Esta diferencia radica en que la respuesta de presión de los bloques de matriz no es instantánea en este caso. En el caso en el cual existe flujo pseudo estacionario entre porosidades, la matriz responde de forma instantánea una vez que se establece el diferencial de presión necesario a través de el bloque. La respuesta no depende del tiempo, razón por la cual la depresión que se aprecia en la derivada tiene una forma casi simétrica.



**Figura 8.34.** Influencia del valor de  $\lambda$  sobre la derivada de la presión, flujo transitorio entre porosidades.

Por el contrario, cuando se establece flujo transitorio en la matriz, los fluidos se mueven hacia las fracturas en respuesta al gradiente de presión que se establece a través de los bloques. Este gradiente de presión surge como resultado de la expansión de fluidos que produce el alivio de la presión que los contiene, es decir, la presión en las fracturas. Gracias a que la reducción de la presión en ellas no se produce instantáneamente, sino que varía en el tiempo, tampoco será instantánea la expansión de los fluidos contenidos en la matriz. Según la rapidez con la cual se reduzca la presión en las fracturas, se producirá el aporte de fluidos a las fracturas. Esta es la razón por la cual la estabilización de la presión se produce de forma gradual, y no es simétrico el valle que se observa en la curva de la derivada de la presión.

### 8.2.3 Declinación de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato

Esta opción permite generar la curva que describe el comportamiento ideal de una prueba de declinación realizada en un yacimiento de doble porosidad con bloques de matriz con forma de estrato, el cual presenta flujo transitorio entre porosidades, acorde con los valores de los parámetros  $C_D$ ,  $S$ ,  $\omega$  y  $\lambda$  que el usuario establezca como datos de ingreso al programa. Esta opción permite además generar el comportamiento de la derivada de la presión correspondiente.

A fines de comparación, en la figura 8.35 se muestra el comportamiento de la presión y su derivada para los casos de flujo pseudo estacionario, flujo transitorio con bloques esféricos y flujo transitorio con bloques que poseen forma de estrato. La derivada de la presión permite diferenciar las respuestas que corresponden a casos con flujo transitorio, según la geometría del bloque. Esta tarea es más complicada, quizá imposible en la práctica, si solo se cuenta con la respuesta de presión.

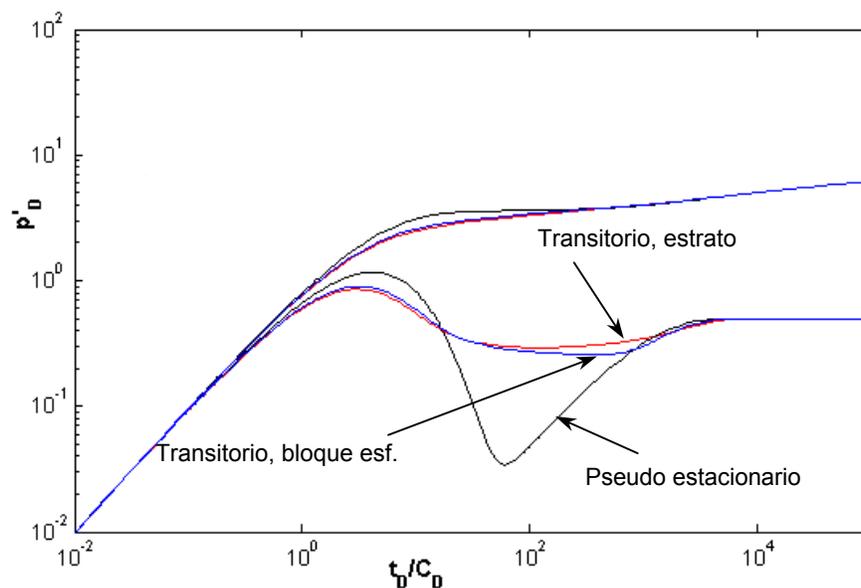


Figura 8.35. Comparación de la forma de la derivada generada por los distintos tipos de geometrías de bloque.

Estas curvas se pueden utilizar con la finalidad de refinar un cotejo. Las curvas que componen las curvas tipo (homogéneas, de transición) no son muy numerosas, por lo tanto, es posible que no se encuentre la curva que se adapte de mejor forma a los datos con los cuales se trabaja. En este caso, usando los datos del cotejo parcial, se pueden generar algunas respuestas ideales de la presión y su derivada, de forma tal que se logre un cotejo que permita hallar valores de  $C_D$ ,  $S$ ,  $\omega$  y  $\lambda$  que permiten un ajuste más apropiado.

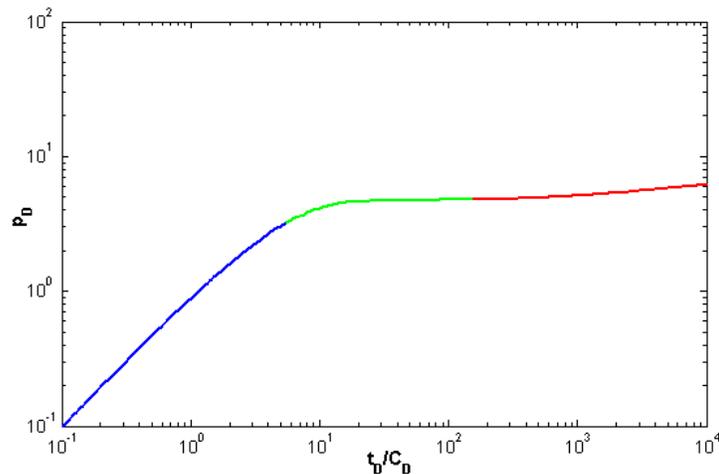
#### 8.2.4 Restauración de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades

Esta opción permite generar la curva que describe el comportamiento de la presión adimensional para una prueba de restauración llevada a cabo en un yacimiento de doble porosidad con flujo pseudo estacionario entre la matriz y las fracturas, tomando en consideración el tiempo adimensional de producción previo a la prueba. La introducción de los datos se hará a través de un cuadro semejante al de la figura 8.30, al cual se le ha agregado la siguiente línea:

Introduzca el tiempo de producción,  $t_p$

**Figura 8.36.** Cuadro para ingreso del tiempo de producción previo a la restauración de presión.

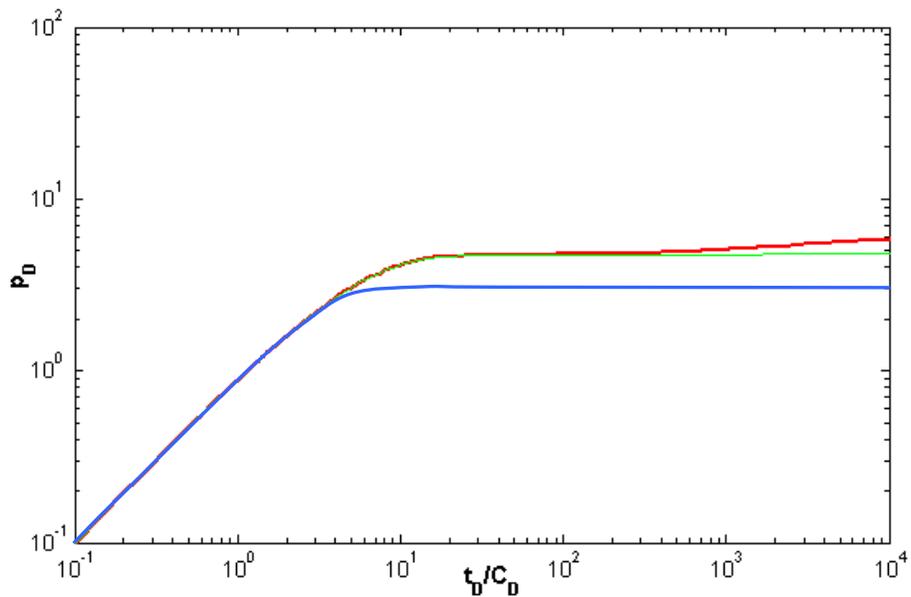
En la figura 8.37 se muestran tres pruebas de declinación de presión. La prueba identificada con el color azul se detuvo antes de alcanzar la transición entre el flujo exclusivo en el sistema de fracturas y el flujo del sistema conjunto matriz-fractura. La prueba identificada con el color verde se detuvo durante la transición. Finalmente, la prueba identificada con el color rojo terminó cuando se había alcanzado en flujo radial en el sistema matriz-fracturas.



**Figura 8.37.** Pruebas de declinación de presión detenidas a distintos tiempos de producción.

En la figura 8.38 se observan las respuestas de presión ideales generadas para cada uno de los casos planteados, según el tiempo de duración de la prueba de declinación. Gracias a que durante la declinación previa a la restauración, identificada con color azul, solo se produjo fluido que se encontraba en las fracturas, la presión adimensional se restaurará antes de alcanzar la transición. Es decir, ya que no se produjo expulsión de fluido de los bloques, la presión de la matriz no fue alterada. En este caso el comportamiento será semejante al de un yacimiento matricial, no existe evidencia de que se trabaja con un yacimiento de doble porosidad, ni en la prueba de declinación, ni en la de restauración de presión.

La curva de la respuesta de presión de restauración, identificada con el color verde, se estabiliza al mismo nivel que ocurre la transición en la prueba de declinación correspondiente. Si no se conoce previamente acerca de la naturaleza de doble porosidad del yacimiento, esta porción recta horizontal se podría confundir con un efecto de frontera.



**Figura 8.38.** Pruebas de restauración de presión para distintos tiempos de producción previos.

En caso de que se alcance flujo radial en el sistema total durante la declinación de presión previa a la restauración, será posible observar el comportamiento de este sistema durante la restauración, siempre que su duración se prolongue lo suficiente para alcanzar la curva  $(C_{De}^{2S})_{f+m}$ .

Se observa que la duración del tiempo de producción  $t_p$  influye en gran forma sobre el comportamiento de la presión durante la restauración subsiguiente. Después de realizar el análisis de una prueba de restauración de presión utilizando curvas tipo para declinación de presión, se pueden utilizar los valores de los parámetros

obtenidos y el tiempo de producción adimensional para generar la respuesta ideal que corresponde a dicha prueba. Esto permite conocer en que momento la respuesta de presión de restauración se desvía de la respuesta de declinación para un yacimiento que presenta las mismas características. En efecto, estas curvas de comportamiento de presión de restauración ideal son las curvas de transición que se deberían usar si se desea construir una curva tipo para restauraciones de presión.

### 8.2.5 Restauración de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloques esférico y con forma de estrato

Estas opciones permite generar la curva que describe el comportamiento de la presión adimensional para una prueba de restauración llevada a cabo en un yacimiento de doble porosidad con flujo transitorio entre la matriz y las fracturas, cuando existen bloques de matriz esféricos o con forma de estrato, tomando en consideración el tiempo adimensional de producción previo a la prueba.

Ambas geometrías de bloques producen resultados similares, por lo que solo se explicará el caso de geometría esférica. En la figura 8.39 se observa una prueba de declinación (identificada con el color rojo) que se ha detenido durante la transición, realizada en un yacimiento para el cual no se observa el comportamiento del sistema de fracturas. La curva de color azul representa el caso que se tiene cuando la declinación de presión se detiene una vez alcanzado el flujo radial en el sistema conjunto matriz-fracturas.

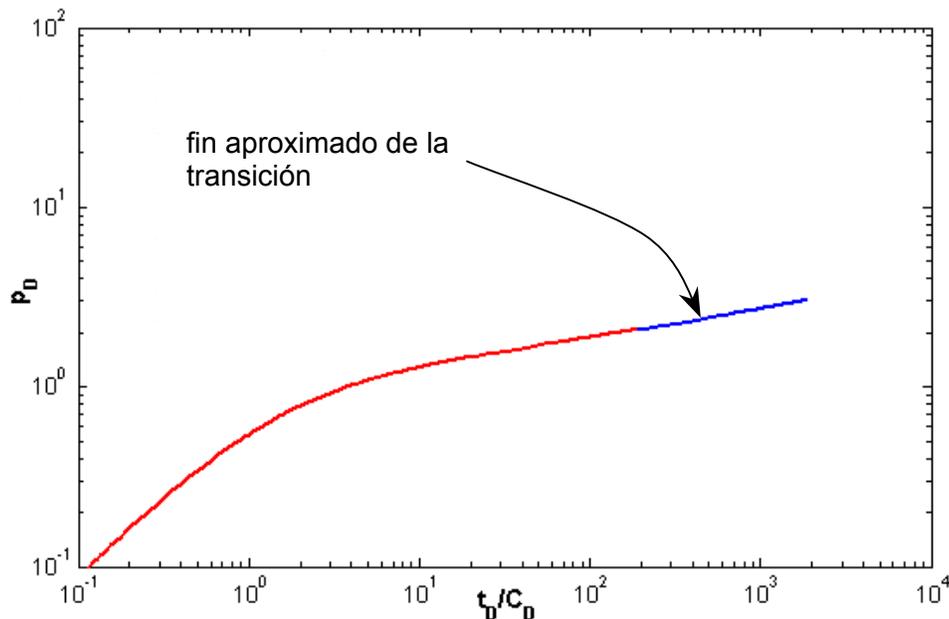
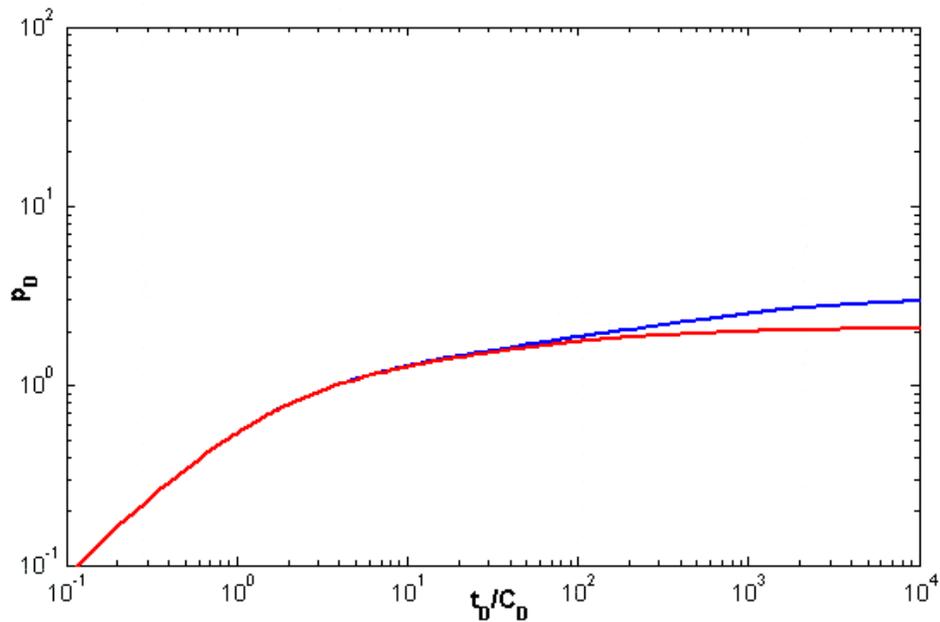


Figura 8.39. Pruebas de declinación de presión para varios tiempos de producción, flujo transitorio.

En la figura 8.40 se observa el comportamiento de la presión que se obtendría si se realizan restauraciones de presión una vez finalizadas las pruebas de declinación de la figura 39. La restauración de la presión identificada con el color rojo se estabilizaría a un tiempo de cierre cercano al tiempo de producción previo. Basado solo en el comportamiento de la presión, no sería posible identificar la naturaleza de doble porosidad del yacimiento. En un gráfico de Horner no se observarían rectas, ya que la curva se ajusta desde el inicio de la prueba a la curva de transición y no alcanza el sistema conjunto matriz-fracturas.



**Figura 8.40.** Pruebas de restauración de presión para varios tiempos de producción, flujo transitorio.

La presión durante la restauración identificada con el color azul, se estabilizará después de que ha alcanzado el flujo en el sistema total. Por lo tanto, en un gráfico de Horner se podrá observar la recta correspondiente a este sistema, siempre que se haya traspasado el límite de flujo radial durante la restauración.

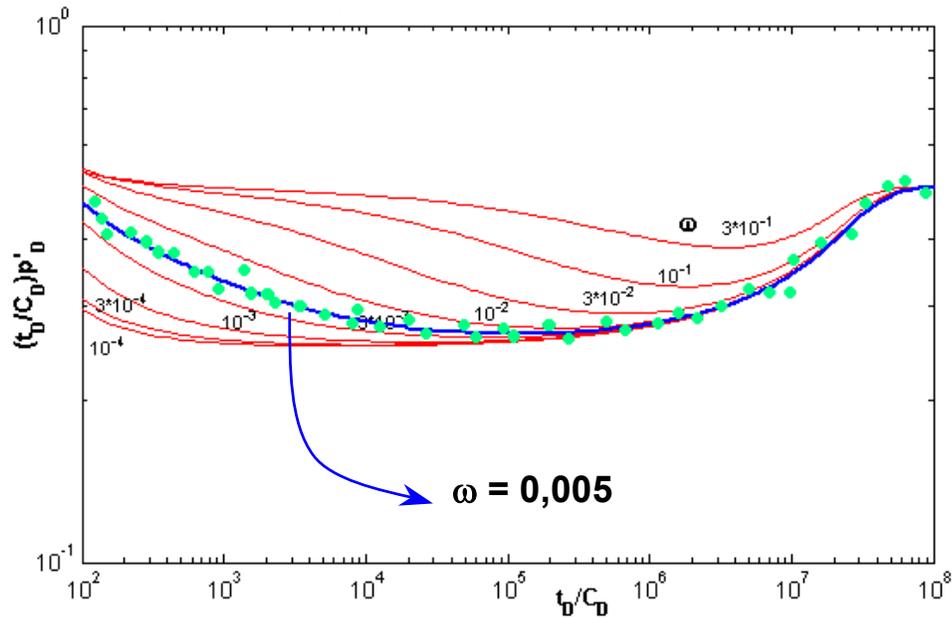
### 8.2.6 Curvas de capacidad de almacenamiento Omega

El programa permite obtener la curva Omega para los siguientes casos:

- Flujo pseudo estacionario entre porosidades
- Flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato

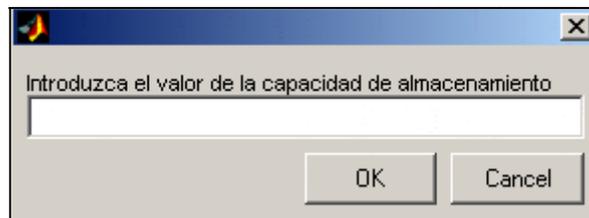
Estas curvas se pueden generar con la finalidad de definir de forma más precisa un valor de  $\omega$  obtenido previamente usando la curva tipo Omega. En la figura 8.41 se muestra la curva tipo Omega generada para un valor específico de  $\omega$ , junto con el cotejo refinado alcanzado con una curva Omega correspondiente al flujo

transitorio entre porosidades, bloque esférico, generada para un valor de  $\omega$  preliminar estimado con la curva tipo Omega. Como se puede observar, el cotejo obtenido de esta forma permite determinar un valor de  $\omega$  más próximo al valor real.



**Figura 8.41.** Cotejo con una curva de capacidad de almacenamiento generada con un valor específico de  $\omega$ .

El valor de  $\omega$  se provee al programa a través de un cuadro como el siguiente:



**Figura 8.42.** Cuadro para el ingreso del valor de la capacidad de almacenamiento.

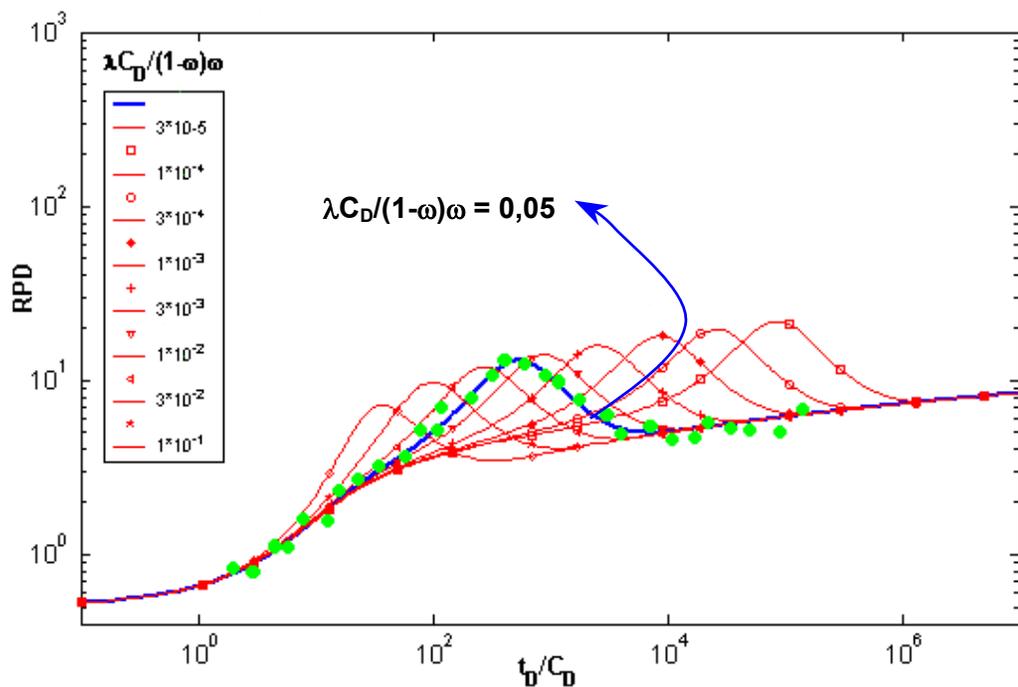
### 8.2.7 Curvas de la razón presión-derivada de la presión (RPD)

El programa permite generar las curvas RPD para los siguientes casos:

- Flujo pseudo estacionario entre porosidades
- Flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato

Los datos necesarios para generar las curvas se introducen se introducen al programa usando un cuadro igual al de la figura 8.30.

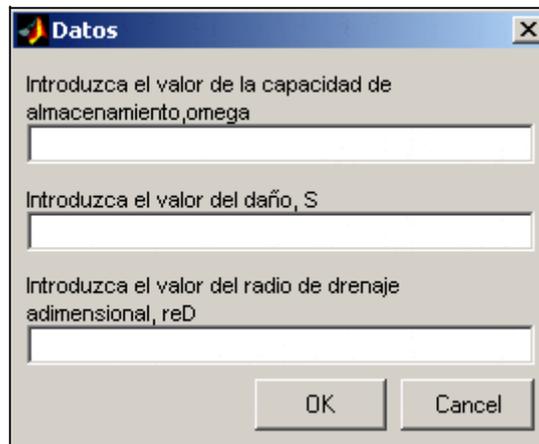
El programa, al igual que en el caso de las curvas Omega, se pueden utilizar para obtener una curva RPD para valores específicos de  $\omega$ ,  $C_D$ ,  $S$  y un estimado de  $\lambda$  obtenido con las curvas tipo. Esta curva se puede usar entonces para refinar un cotejo. En la figura 8.43 se observa un cotejo refinado, logrado con la curva RPD generada, identificada con el color azul, junto con la curva tipo para el caso de flujo pseudo estacionario entre porosidades. Como se puede apreciar, este cotejo permite estimar un valor de  $\lambda$  más preciso del que se puede obtener usando las curvas tipo RPD.



**Figura 8.43.** Cotejo con una curva RPD aenerada con un valor específico de  $\lambda C_D / (1-\omega)\omega$ .

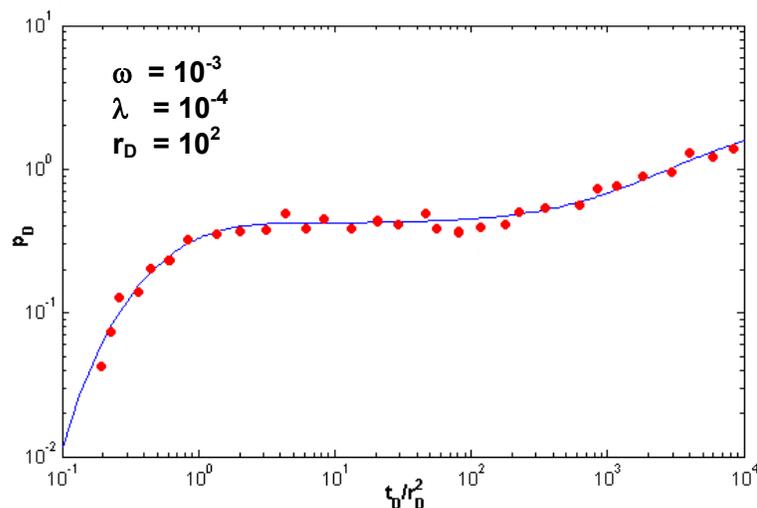
### 8.2.8 Interferencia de presión, modelo de flujo pseudo estacionario entre porosidades

Estas curvas permiten generar el comportamiento ideal de la presión correspondiente a una prueba de interferencia de presión, para el caso en cual el flujo de la matriz hacia las fracturas se produce según el modelo de flujo pseudo estacionario. Los datos que se requieren se proveen al programa a través de un cuadro como el que se muestra a continuación:



**Figura 8.44.** Cuadro de ingreso de datos para generar el comportamiento de presión en pruebas de interferencia.

En la figura 8.45 se muestra la verificación de un análisis llevado a cabo a través del uso de la curva tipo. Para ello, se genera la curva ideal usando los valores de  $\omega$  y  $\lambda$  estimados del cotejo preliminar. En caso de haber realizado un cotejo previo correcto, los datos deberían ajustarse adecuadamente a la curva generada, tal como lo muestra la figura.



**Figura 8.45.** Cotejo una curva para interferencia de presión generada con valores específicos de  $\omega$ ,  $\lambda$  y  $r_{D0}$ .

### 8.2.9 Interferencia de presión, modelo de flujo transitorio entre porosidades, bloques esférico o con forma de estrato

Estas curvas permiten generar el comportamiento ideal de la presión correspondiente a una prueba de interferencia de presión, para el caso en cual el flujo de la matriz hacia las fracturas se produce según el modelo de flujo transitorio, bien sea que en el yacimiento se tenga un bloque esférico o un bloque con forma de estrato.

En la figura 8.46 se muestran dos cotejos refinados que se lograron generando las respuestas de presión ideales, para el caso de bloque esférico (curva azul) y bloque con forma de estrato (curva roja). Los valores de  $\omega$  y  $\lambda$  usados para generar estas curvas ideales son aquellos que arroja el análisis hecho utilizando la curva tipo para pruebas de restauración de presión con flujo transitorio entre porosidades. El hecho de que los datos de presión reales se ajusten a estas curvas ideales generadas, indica que los valores obtenidos usando la curva tipo son adecuados para caracterizar el comportamiento de doble porosidad del yacimiento.

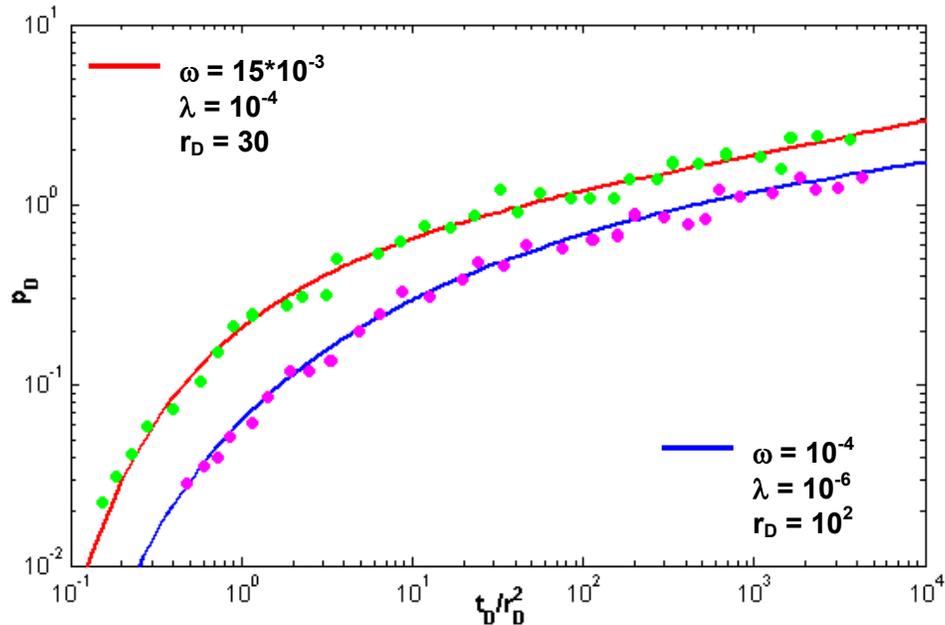


Figura 8.46. Cotejos con curvas generadas para interferencia de presión, flujo transitorio entre porosidades

### 8.2.10 Curvas de Interferencia de Presión, pozo “activo” cerrado

Existe la posibilidad de considerar los siguientes tres casos mediante el uso del programa:

- Flujo pseudo estacionario entre porosidades
- Flujo transitorio entre porosidades, bloque esférico
- Flujo transitorio entre porosidades, bloque con forma de estrato

Los datos se introducen a través de un cuadro de dialogo semejante al de la figura 8.44, al cual se le ha agregado la línea de la figura 8.36.

Como se explicó anteriormente, la duración del período de producción previo a una restauración de presión llevada a cabo en un yacimiento de doble porosidad, es de suma importancia si se pretende observar el comportamiento de la presión característico de estos yacimientos. La “restauración” de la presión del sistema matriz-fracturas, se observará en una prueba de restauración si la presión de los bloques se ha equilibrado con la de la matriz previamente, durante el tiempo de producción.

En la figura 8.47 se observa un prueba de interferencia realizada en un yacimiento de doble porosidad (curva de color azul), con flujo transitorio y geometría de bloque esférica, durante la cual el pozo activo estuvo produciendo. Esta prueba se detuvo durante la transición. La curva de color negro es la que se hubiese obtenido en caso de prolongar la prueba el tiempo suficiente para permitir que la matriz y las fracturas actuaran como un medio integrado. En la misma figura se observa la respuesta de presión registrada después del cierre del pozo activo (curva roja). Como se observa, ya que durante el período de producción no se logró el equilibrio de la presión entre los bloques de matriz, durante la restauración, la presión adimensional se estabilizará antes de poderse observar la respuesta del sistema conjunto matriz fracturas.

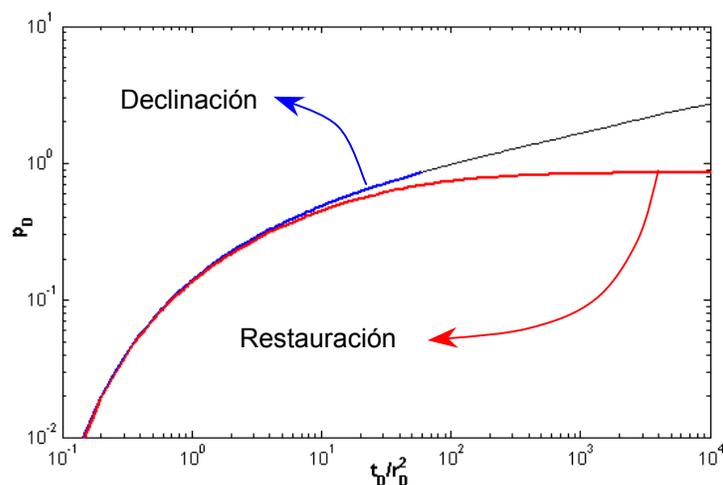
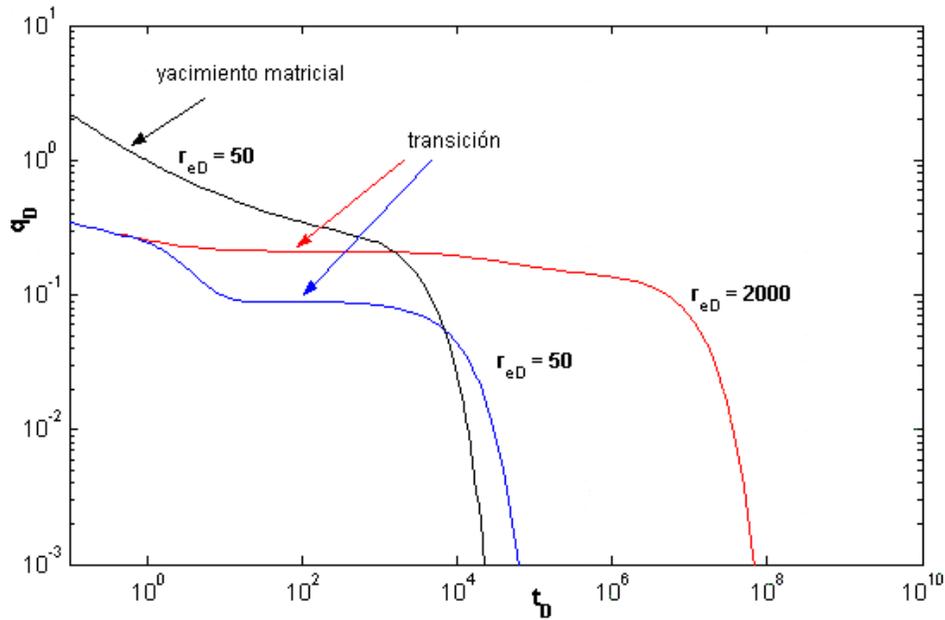


Figura 8.47. Curva para interferencia de presión generada para condiciones de restauración, dependiente de  $t_D$ .

### 8.2.11 Curva de declinación de la tasa de flujo, flujo pseudo estacionario entre porosidades

Esta opción permite generar la curva que describe el comportamiento de la tasa de producción de un pozo que drena un yacimiento de doble porosidad a presión constante. Los datos necesarios se introducen a través de un cuadro semejante al de la figura 8.30

Como se explicó anteriormente, el efecto de las fracturas puede tener lugar antes o después del efecto de las fronteras. En la figura 8.48 se observa un caso en el cual la transición tiene lugar antes de que la frontera cause una declinación exponencial de la tasa de flujo (curva de color rojo). De igual forma se observa un caso, identificado con el color azul, en el cual las dimensiones del yacimiento, ó área de drenaje, se perciben durante el flujo exclusivo del sistema de matriz y posteriormente se produce el intercambio de fluidos matriz-fractura. La curva de color negro representa el comportamiento de la tasa de un yacimiento matricial que tiene el mismo radio adimensional que el caso de la curva de color azul.



**Figura 8.48.** Curvas generadas para declinación de la tasa de flujo.

El valor de la tasa durante el período de tasa constante viene dado en forma adimensional por:

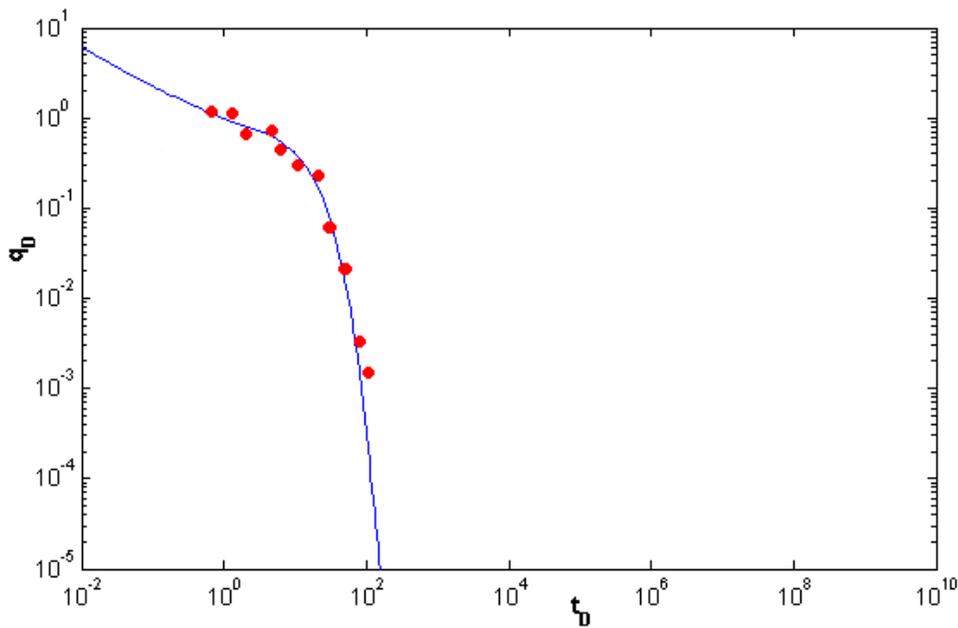
$$q_D = \left( \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \right) \lambda \quad (8.65)$$

Esta tasa se alcanzará a un tiempo adimensional calculado de la siguiente forma:

$$t_D = \frac{\ln \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} (\ln r_{eD} - 3/4)}{\lambda - \frac{r_{eD}^2 (\ln r_{eD} - 3/4) \omega}{2}} \quad (8.66)$$

Debido a que la presencia de las fracturas afecta el comportamiento de la tasa de flujo de un yacimiento fracturado, con respecto a uno matricial, se debe tener precaución al momento de estimar las dimensiones del yacimiento y la producción acumulada que se obtendrá el mismo. En la figura 8.49 se observa el comportamiento de la tasa de flujo de cierto yacimiento. Hasta este punto el patrón observado se puede atribuir a un yacimiento matricial con un radio externo adimensional cuyo valor se encuentra alrededor de 5. La curva de color negro sería una curva tipo a la cual se ajustarían los datos. Usando la siguiente fórmula se puede obtener el valor de la producción acumulada del yacimiento:

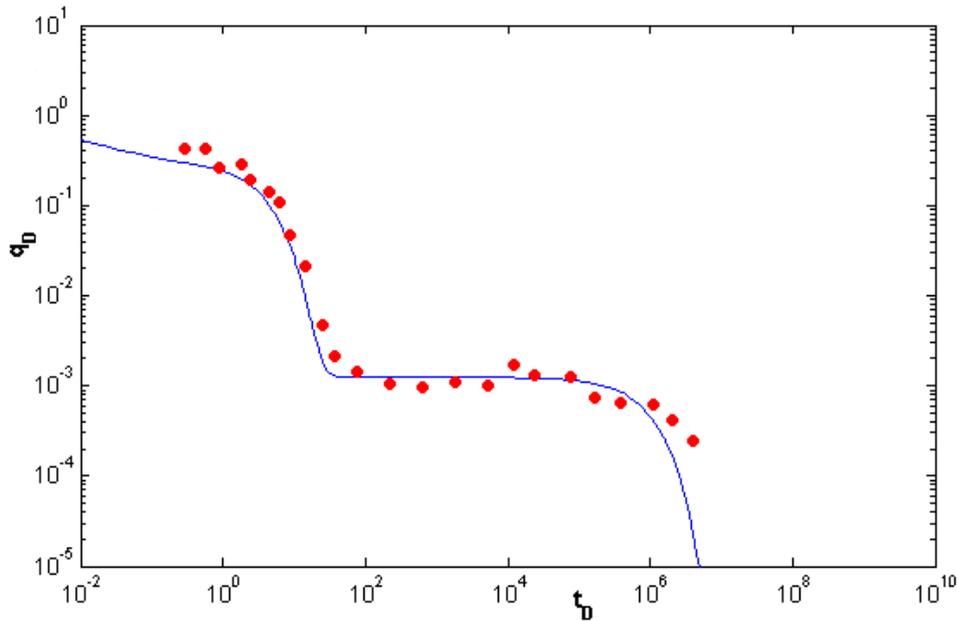
$$Q_D = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \quad (8.67)$$



**Figura 8.49.** Comportamiento aparente de la tasa de flujo de un yacimiento matricial.

Para el caso que se está considerando, la producción acumulada final debe ser aproximadamente 12, en términos adimensionales. En la figura 8.50 se muestra el comportamiento de la tasa a lo largo del total del tiempo de producción. Esta curva representa la tasa de flujo de un yacimiento de doble porosidad de radio externo adimensional igual a 50, cuya producción acumulada en términos adimensionales será de 1250. Esto representa

un error de aproximadamente 90% en el cálculo del radio adimensional y un error de 99% en el cálculo de la producción acumulada al final del período de producción.



**Figura 8.50.** Comportamiento de la tasa de flujo de un yacimiento naturalmente fracturado.

### 8.3 Pruebas sintéticas

En vista de que el programa desarrollado tiene un fin pedagógico, y a que el acceso a datos de pruebas de pozos reales se logra con suma dificultad, en el mismo se incluyó una herramienta que permite generar curvas de respuestas de presión o tasa de flujo artificiales. Estas pruebas se generan tomando la respuesta ideal de un determinado modelo, y agregándole cierta cantidad de “ruido” artificial. El “ruido” se genera de forma aleatoria, pero el rango dentro del cual varía su valor se controla con el propósito de no obtener respuestas que presenten desviaciones fuera de lo que se esperaría en una prueba real.

Sin embargo, este rango no será igual para todos los valores de la presión o la tasa de flujo adimensionales, sino que dependerá de la magnitud de la variación de la respuesta que se espera en una prueba real. En la figura 8.51 se señala una zona dentro de la cual el ruido representará un porcentaje menor del valor ideal de la presión, ya que en ella las variaciones de presión son menores, y por lo tanto rangos mayores de ruido generan un respuesta cuya derivada no está bien definida.

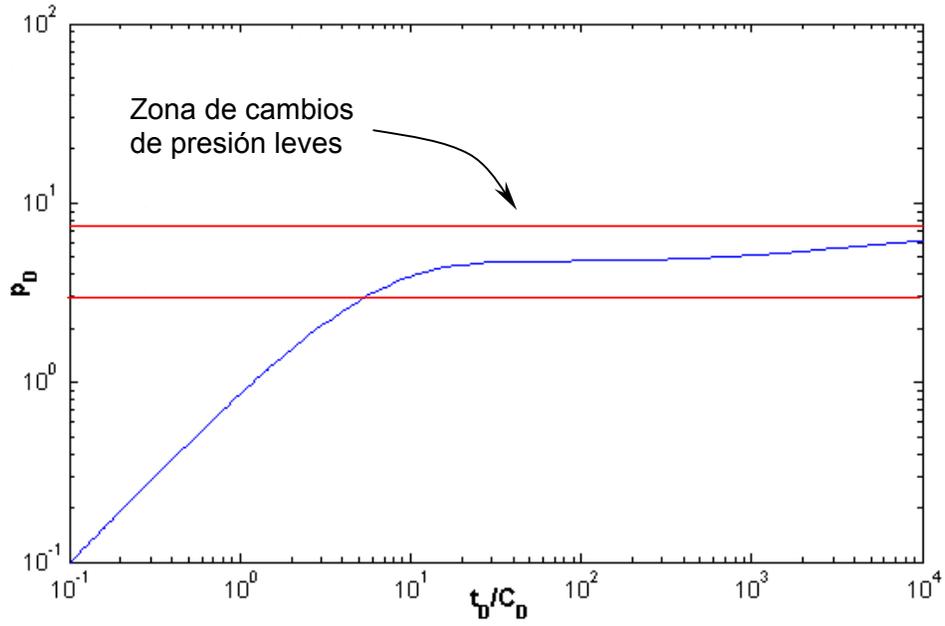


Figura 8.51. Rango de  $p_D$  en el cual los cambios de presión son leves.

A manera de ilustración, continuación se presentan ejemplos de pruebas sintéticas que el programa permite generar, específicamente, se muestra una prueba de declinación junto con su derivada y curva RPD, y una prueba de declinación de la tasa de flujo.

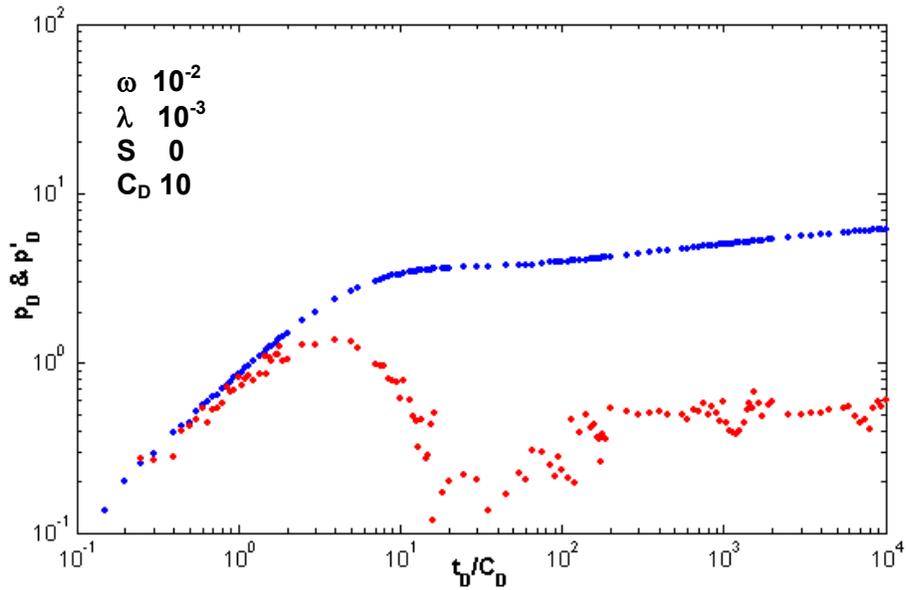
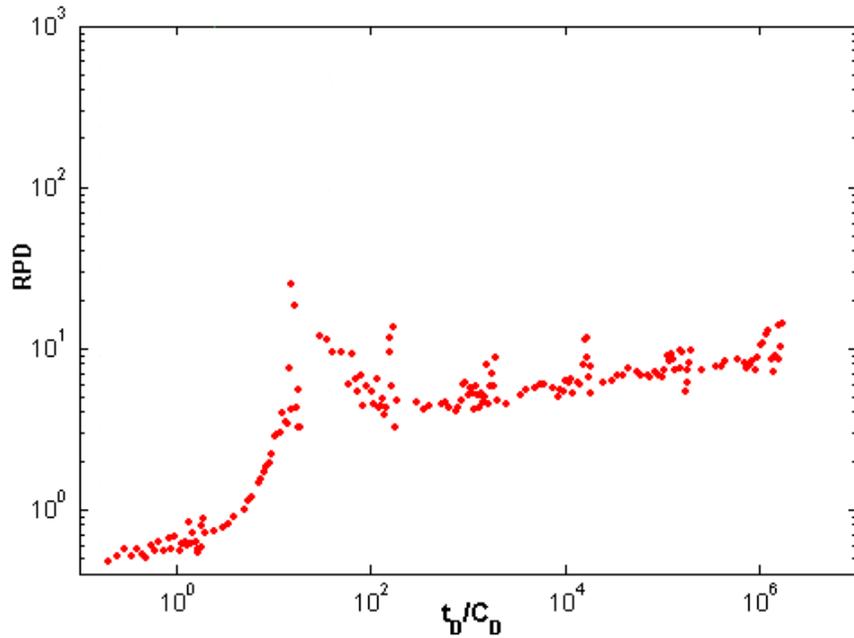
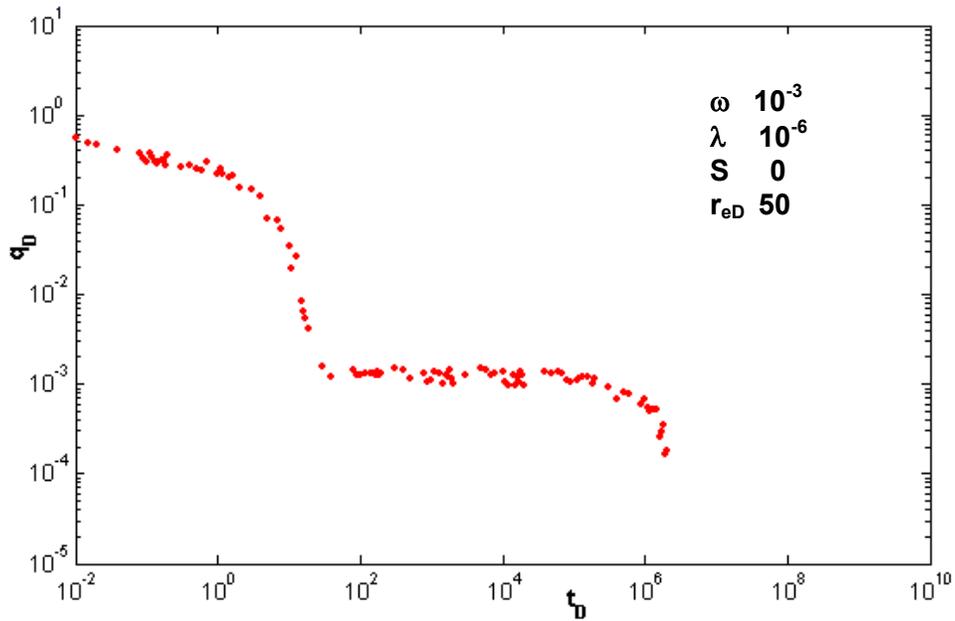


Figura 8.52. Prueba de declinación sintética generada para flujo pseudo estacionario entre porosidades.



**Figura 8.53.** Comportamiento de la RPD asociada a la prueba mostrada en la figura 8.52.



**Figura 8.54.** Comportamiento sintético de declinación de la tasa de flujo generado.

Los datos que se necesitan para generar estas curvas de pruebas sintéticas son los mismos que los requeridos para generar las curvas de respuesta ideal, por lo tanto, los cuadros que se utilizan para proveerlos al programa no se mostraron en esta sección.

## 8.4 Gráfico semilog

En caso de que el usuario haya identificado un rango de valores en el cual estima que producirá una recta al ser dispuestos en un gráfico semilog, puede usar de este módulo para ajustar la mejor recta al conjunto de datos de interés. El ajuste se hace automáticamente a través del método de mínimos cuadrados. En pantalla se podrá observar el ajuste junto con la ecuación de la recta y la correlación, de esta forma se puede conocer el valor de la pendiente de forma rápida y la calidad del ajuste

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de ajuste de recta para un grupo de datos de declinación de presión.

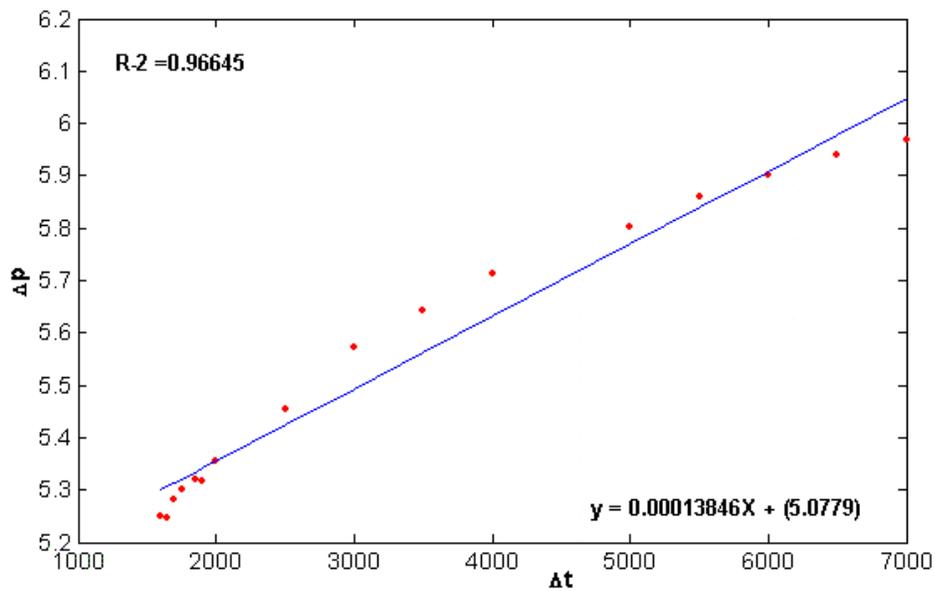


Figura 8.55. Ajuste de recta a un conjunto de datos en un gráfico semilog.

## 8.5 Ingreso de datos

Este módulo permite introducir al programa los datos de pruebas reales que se quieran estudiar. Dependiendo de las opciones que se activen, la computadora mostrará en pantalla un gráfico log-log de los datos, la derivada de la presión y la curva RPD. Los botones que permiten elegir el gráfico de la derivada de la presión y de la RPD se desactivarán en aquellos casos en los cuales el análisis no requiera el uso de los mismos.

A continuación se describen los casos que considera el programa en lo que se refiere al manejo de datos de pruebas reales:

### 8.5.1 Declinación de presión

Se usa para introducir los datos de pruebas de declinación de presión que se desarrollan a tasa de producción constante. Si se requiere, el programa calcula la derivada de los datos y la curva RPD. La derivada se calcula usando el método propuesto por Bourdet *et al*(1984). La fórmula para obtener la derivada es la siguiente:

$$m = \frac{\frac{\Delta p_1}{\Delta t_1} \Delta t_2 + \frac{\Delta p_2}{\Delta t_2} \Delta t_1}{\Delta t_1 + \Delta t_2} \quad (8.68)$$

En la figura 8.56 se muestra un esquema que muestra la forma en la cual se calculan los diferenciales. El valor de L define el número de puntos que se consideran para el cálculo de la derivada. El programa ofrece la oportunidad de elegir entre 5, 7 o 9 puntos. A medida que se incrementa este número se obtendrá una curva más suave. Se debe tener precaución al utilizar 9 puntos, ya que la curva se podría suavizar excesivamente y tomar una forma que conduzca a un cotejo errado.

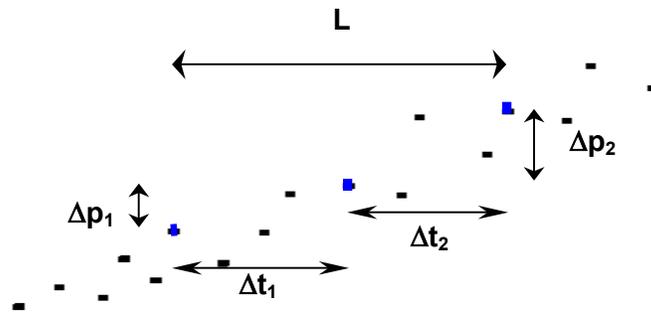
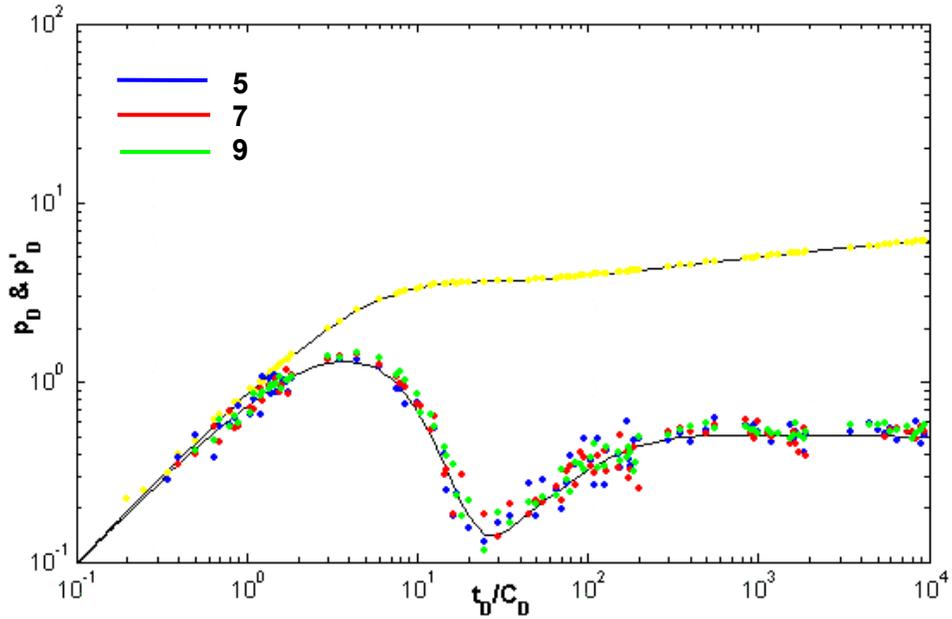


Figura 8.56. Cálculo de los diferenciales para el cálculo de la derivada.

Para ejemplificar el cálculo de la derivada, en la figura 8.57 se muestra la respuesta de presión de un yacimiento de doble porosidad durante una prueba de declinación. La curva definida por los puntos de color azul se obtuvo usando un valor de L igual a 5 (puntos), la identificada con el color rojo se obtuvo con 7 y la de color verde con 9. La línea continua de color negro representa el comportamiento ideal de la presión y la derivada.

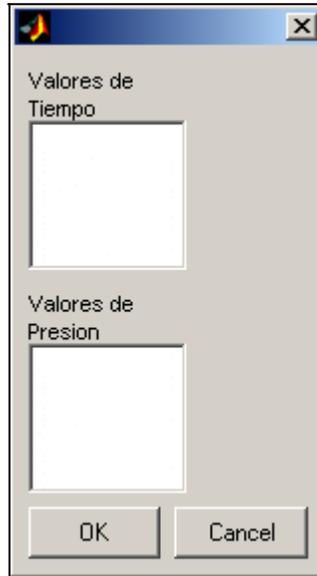


**Figura 8.57.** Influencia del número de puntos tomados para el cálculo diferencial sobre la derivada.

La curva RPD se calcula usando la siguiente ecuación:

$$RPD = \frac{0,5\Delta p}{\Delta t * m} \quad (8.69)$$

donde m viene dada por la ecuación 8.68. En la siguiente figura se muestra el cuadro de ingreso de datos que se despliega al seleccionar esta opción del programa.



**Figura 8.58.** Cuadro de ingreso de datos de pruebas reales de declinación de presión.

### **8.5.2 Restauración de presión, tiempo efectivo de Agarwal**

Esta opción se usa para introducir datos de una prueba de restauración de presión cuyo período de producción previo se desarrollo a tasa de producción constante, y para la cual se cumple la condición correspondiente a la ecuación 8.21, concniente a la aplicación del tiempo efectivo de Agarwal. Los datos de presión se grafican como  $\text{Log } \Delta p$  versus  $\Delta t_e$ . La derivada de la presión será calculada con respecto a  $\Delta t_e$ , al igual que la curva RPD. El programa requerirá el tiempo de producción como un dato de entrada.

El cuadro de ingreso de datos que se despliega al seleccionar esta opción es igual al de la figura 8.30, sin embargo, se desplegará otro cuadro de dialogo para introducir el tiempo de producción:



**Figura 8.59.** Cuadro de ingreso del tiempo de producción previo a una prueba de restauración real.

### 8.5.3 Restauración de presión

Esta opción se utiliza cuando no se cumple la condición para la aplicación del tiempo efectivo de Agarwal. Los datos de la presión serán graficados como  $\Delta p$  versus  $\Delta t$ . La derivada y la razón presión derivada se calculan en función de  $\Delta t$ . El cuadro de ingreso de datos correspondiente a este caso será igual al de la figura 8.30.

### 8.5.4 Declinación con tasas variables

Esta opción se utiliza cuando la tasa de producción varía durante la prueba de declinación de presión. El tiempo de producción se modifica de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\Delta t_p = \left[ \prod_{j=1}^{n-1} \left( \frac{t_{n-1} - t_{j-1}}{\Delta t + t_{n-1} - t_{j-1}} \right)^A \right] \Delta t \quad (8.70)$$

donde  $n$  es el número de periodos de flujo a diferentes tasas,  $t_n$  es el tiempo al cual se cambia la tasa  $q_n$ , medido desde el inicio de producción, y

$$A = \left( \frac{q_j - q_{j-1}}{q_{n-1} - q_n} \right) \quad (8.71)$$

Con relación al análisis semilog, se tiene:

$$[p_{wf n}(\Delta t) - p_{wf n-1}] = \frac{162,6(q_{n-1} - q_n)B\mu}{kh} \left[ \log(\Delta t_{p n}) + \log \frac{k}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} - 3,23 + 0,87s \right] \quad (8.72)$$

De lo cual se extrae que:

$$kh = \frac{162,6(q_{n-1} - q_n)B\mu}{m} \quad (8.73)$$

El efecto de daño viene dado por:

$$s = 1,151 \left[ \frac{p_{wf n}(\Delta t_{p n} = 1hr) - p_{wf n-1}(t_{n-1})}{m} - \log \frac{k}{\phi(\mu c_t)_i r_w^2} + 3,23 \right] \quad (8.74)$$

Los datos se grafican como  $\log \Delta p$  versus  $\log \Delta t_p$ . La derivada de la presión y la razón presión derivada se calculan en función de  $\Delta t_p$ . El cuadro de ingreso de datos que se despliega es igual al de la figura 8.30, pero además se despliega otro cuadro, figura 8.60, que permite introducir el valor de las tasas:

The image shows a dialog box with a title bar that says "Declinacion previa". Inside the dialog, there are two text input fields. The first is labeled "Tasa" and the second is labeled "Tiempo al cual cambia la tasa". Below these fields are two buttons: "OK" and "Cancel".

**Figura 8.60.** Cuadro de ingreso de diálogo para pruebas de declinación a tasa variable.

### 8.5.5 Restauración de presión con historia de tasas durante el período de flujo previo

Esta opción considera el caso en el cual la tasa de producción previa al cierre del pozo no se mantuvo constante. El tiempo de cierre se modifica de acuerdo a al siguiente ecuación:

$$\Delta t_R = \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log \left( \frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t} \right) \quad (8.75)$$

donde N representa el número de periodos de flujo a diferentes tasa que se produjeron antes del cierre del pozo y  $t_n$  es el tiempo al cual se cambia la tasa  $q_n$ , medido desde el inicio de la producción. Los datos se grafican como  $\log \Delta p$  versus  $\log \Delta t_R$ , mientras que la derivada y la razón presión-derivada se calculan en función de  $\Delta t_R$ .

El cuadro que se despliega para introducir los datos de presión es igual al de la figura 8.30, mientras que el cuadro que se despliega para introducir los datos de la tasa es igual al de la figura 8.60.

## CONCLUSIONES

- Mediante el uso del programa desarrollado, es posible llevar a cabo el análisis de los datos que se obtienen de las pruebas básicas que se requieren pueden usar para caracterizar dinámicamente un yacimiento naturalmente fracturado, es decir, las pruebas de declinación, restauración, interferencia de presión y declinación de la tasa de flujo.
- Al interactuar con el programa, el usuario puede mejorar su comprensión acerca de la forma en la cual influyen los valores de los parámetros  $\omega$  y  $\lambda$  sobre la desviación que existe entre el comportamiento de producción de un yacimiento naturalmente fracturado y la de un yacimiento matricial que presentan características similares, por lo cual se constituye como una herramienta potencial desde el punto de vista pedagógico.
- La presencia de dos sistemas de porosidad en un yacimiento naturalmente fracturado promueve una desviación del comportamiento de su presión y tasa de flujo, y por lo tanto de su comportamiento de producción, con respecto al de un yacimiento matricial, lo cual les proporciona un carácter único y exige el uso de técnicas y procedimientos exclusivos para su análisis.
- La explotación eficiente de un yacimiento naturalmente fracturado depende en gran medida de la realización de una caracterización dinámica adecuada que permita comprender la forma en la cual interactúan la matriz y el sistema de fracturas, y en consecuencia, determinar el impacto que esta interacción tiene sobre el recobro de las reservas.
- La identificación del carácter fracturado de un yacimiento no implica directamente un atributo positivo del mismo, pues existen condiciones bajo las cuales la presencia de fracturas actúa en detrimento del proceso de drenaje de las reservas.
- Las pruebas de pozos representan una herramienta fundamental para la caracterización dinámica de un yacimiento naturalmente fracturado, ya que permiten determinar el valor de los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$ , los cuales son esenciales para validar el modelo estático y así lograr predicciones con menor incertidumbre a través de simulación de yacimientos.
- La explotación eficiente de un yacimiento naturalmente fracturado requiere comunicación constante y trabajo conjunto entre los grupos encargados del área geológica y de ingeniería de yacimientos, en vista de que el gran vínculo que existe entre ellas se ve reforzado cuando se trabaja con este tipo de yacimientos.

## RECOMENDACIONES

- Utilizar el programa desarrollado en la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela para afianzar en los estudiantes los conceptos teóricos expuestos en aquellas cátedras en las cuales se trata el tema del análisis de pruebas de pozos.
- Utilizar el programa desarrollado para realizar un análisis preliminar de los datos obtenidos al realizar un prueba de presión en un yacimiento naturalmente fracturado, con la finalidad de conocer el orden de magnitud de los parámetros que caracterizan a estos yacimientos y poder planificar la realización de pruebas posteriores.
- Evitar la utilización de técnicas y procedimientos desarrollados exclusivamente para la caracterización de yacimientos matriciales, una vez que se ha determinado que el yacimiento que se está explotando es un naturalmente fracturado.
- Orientar los esfuerzos de caracterización hacia la comprensión de la interacción entre la matriz y las fracturas, al identificar la presencia de las mismas en un yacimiento, con la finalidad de develar si tendrán un efecto positivo o negativo que merezca considerar su abandono.
- Planificar de forma adecuada las pruebas de pozos que se realizan en yacimientos naturalmente fracturados, con el fin de garantizar la obtención de un valor suficientemente preciso de los parámetros que caracterizan los dinámicamente.
- Promover la comunicación constante, la discusión y el intercambio de puntos de vista e información entre los miembros de las grupos de trabajo de todas las disciplinas que están involucradas en la gerencia y explotación de yacimientos naturalmente fracturados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGARWAL, Ram. A New Method to Account for Producing Time Effects when Drawdown Type Curves are Used to Analyze Build Up and Other Test Data. SPE 9289, Septiembre, 1980.
2. AGUILERA, Roberto. **Naturally Fractured Reservoirs**. Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1995.
3. BOURDET, Dominique y Alain Gringarten. Determination of Fissure Volume and Block Size in Fractured Reservoirs by Type-Curve Analysis. SPE 9293, septiembre 1980.
4. BOURDET, Dominique y otros. A New Ste of Type Curves Simplifies Well Test Analysis. World Oil, mayo, 1983.
5. BOURDET, Dominique y otros. New Type Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well Test. World Oil, abril, 1984.
6. BOURDET, Dominique y otros. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation. SPE 12777, junio, 1989.
7. CHILINGARIAN, G. y otros. **Carbonate Reservoir Characterization: a Geologic-Engineering Analysis, part II**. Elsevier, Amsterdam, 1996.
8. DA PRAT, Giovanni y otros. A Method to Determine the Permeability-thickness Product for a Naturally Fractured Reservoir. SPE 9906, agosto, 1982.
9. DA PRAT, Giovanni y otros. Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two Porosity Systems. SPE 9292, junio, 1981.
10. DA PRAT, Giovanni y otros. Use of Pressure Transient Testing to Evaluate Fractured Reservoirs in Western Venezuela. SPE 13054, septiembre, 1984.
11. DA PRAT, Giovanni. **Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation**. Elsevier, Amsterdam, 1990.
12. DERUYCK, B.G. y otros. Interpretation of interference Test in Reservoirs with Double Porosity Behavior-Theory and Field Examples. SPE 11025, septiembre, 1982.
13. FRIEDMAN, Melvin. **Reservoirs in Fractured Rock**. AAPG, Reprint Series N° 21. Tulsa, Oklahoma, 1981.
14. GRINGARTEN, Alain y otros. A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis. SPE 8205, Septiembre, 1979.
15. GRINGARTEN, Alain. Interpretation of Test in Fissured and Multilayered Reservoirs with Double Porosity Behavior: Theory and Practice. Journal of Petroleum Technology, abril, 1984.
16. HENSEL, W.M. **A Perspective Look at Fracture Porosity**. SPE 16806, septiembre, 1987.
17. MATTHEWS, C y D.G. Russell. **Pressure Build Up and Flow Test in Wells**. SPE, Dallas, 1967.

18. MATTHEWS, C. Transient, Semisteady-State, y Steady-State Flow. SPE 15278, marzo, 1986.
19. NELSON, Ronald. **Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs**. Gulf Publishing, Woburn, Massachusetts, 2001.
20. OKOYE, C y otros. Application of  $p'_D$  in Well Testing of Naturally Fractured Reservoirs. SPE 21828, abril, 1991.
21. REISS, Louis. **The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations**. Editions Technip, Paris, 1980.
22. SAGEEV, A y otros. Decline Curve Analysis for Double-Porosity Systems. SPE 13630, marzo, 1985.
23. STEHFEST, Herald. **Algorithm 368: Numerical Inversion of Laplace Transforms**. Communications of the ACM. Enero, 1970 . Volumen 13. Número 1.
24. STEWART, G y F. Ascharsobbi. Well Test Interpretation for Naturally Fractured Reservoirs. SPE 18173, octubre, 1988.
25. STRELTSOVA. Tatiana. Well Pressure Behavior of a Naturally Fractured Reservoir. SPE 10782, octubre, 1982.
26. STRELTSOVA. Tatiana. **Well Testing in Heterogeneous Formations**. Jhon Wiley and Sons, New York, 1988.
27. WARREN, J.E. y P.J. Root. **The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs**. SPE 426, septiembre, 1963.

## GLOSARIO

**Anisotropía**, es la variación de una propiedad de un cuerpo de acuerdo a la dirección en la cual esta se mide.

**Apertura hidráulica**, es una media cúbica del espesor de las fracturas, la cual indica su capacidad de flujo.

**Banda de deformación**, es el material finamente raído que se produce entre las paredes de las fracturas como resultado del deslizamiento friccional. Esta granulación puede tener un espesor de varios diámetros de granos, y causa reducción de la porosidad, el tamaño del grano, el escogimiento, y por lo tanto, la permeabilidad de la zona de la fractura. Debido a que la fractura es larga y angosta, la reducción de permeabilidad ocurre principalmente perpendicular a la fractura o banda de deformación.

**Densidad de fractura**, es la frecuencia de fracturas a lo largo de una dirección dada.

**Desecación**, es la merma de volumen que se produce a causa de la pérdida de agua durante el secado subaéreo.

**Diagénesis**, es la etapa final del ciclo sedimentario en la que una vez depositados los materiales, estos sufren una alteración química y física que provoca generalmente su compactación. Los procesos que determinan la diagénesis son recristalizaciones, metasomatismo, deshidratación y cambios de presión y temperatura.

**Esfuerzo**, es la intensidad de la fuerza distribuida internamente en un punto de una sección de un sólido en equilibrio bajo la acción de un sistema de fuerzas.

**Espaciamiento**, es la distancia promedio que existe entre fracturas paralelas de un sistema de fracturas.

**Espejo de falla**, es una superficie pulida o estriada que surge del deslizamiento friccional a lo largo de un plano de fractura o de falla. El desarrollo de un espejo de falla involucra la pulverización de la roca, o la creación de vidrio por derretimiento de los granos. El resultado de esta deformación es una reducción de la permeabilidad, al menos en la dirección perpendicular a la superficie de deslizamiento.

**Factor de flujo entre porosidades**, es un parámetro que indica la facilidad con la cual los fluidos que se encuentran en la matriz son expulsados hacia las fracturas. Es directamente proporcional a la razón de la permeabilidad de la matriz a la permeabilidad de la fractura.

**Flujo pseudo estacionario**, es un modelo de flujo entre porosidades según el cual la contribución de flujo de la matriz al flujo en la fractura se podría asumir proporcional al diferencial de presión existente entre ellos ó al gradiente de presión promedio que existe a través del bloque de matriz.

**Flujo transitorio**, es un modelo de flujo entre porosidades según el cual la presión de la matriz, y consecuentemente el flujo no están linealmente distribuidos a lo largo de la dirección normal a plano de fractura. El flujo dependiente de la posición en el espacio dentro de un bloque de matriz está sujeto no solo a la permeabilidad de la matriz, sino también a su capacidad de acumulación

**Fractura**, es una discontinuidad planar macroscópica presente en la roca debido a deformación o diagénesis física.

**Fracturas abiertas**, son fracturas que no poseen material diagenético ó producto de la deformación que ocupe el espacio entre las paredes de la fractura, y por lo tanto permiten el libre flujo de fluidos a través de ellas.

**Fracturas deformadas**, son fracturas que se deformaron como una zona de corte relativamente dúctil o que inicialmente se hallaban abiertas y subsecuentemente fueron alteradas físicamente por movimientos tectónicos posteriores, dando origen a una gran anisotropía dentro del yacimiento.

**Fracturas por corte**, son fracturas que forman un ángulo agudo con la dirección del esfuerzo principal máximo compresivo ( $\sigma_1$ ) y un ángulo obtuso con la dirección del esfuerzo mínimo compresivo ( $\sigma_3$ ). Generan movimiento paralelo al plano de fractura.

**Fracturas por extensión**, son fracturas que forman paralelas tanto a la dirección del esfuerzo principal máximo compresivo ( $\sigma_1$ ) como a la dirección del esfuerzo intermedio ( $\sigma_2$ ), y perpendiculares a la dirección de esfuerzo mínimo compresivo ( $\sigma_3$ ). Generan movimiento perpendicular al plano de fractura.

**Fracturas mineralizadas**, son fracturas que han sido rellenas o selladas por mineralización diagenética o secundaria. Frecuentemente el material cementante secundario es cuarzo, carbonato o ambos. Usualmente, las fracturas rellenas son barreras a la permeabilidad, pero una fractura con relleno incompleto puede aportar un incremento notable en la permeabilidad del yacimiento.

**Fracturas por tensión**, son fracturas que forman paralelas tanto a la dirección del esfuerzo principal máximo compresivo ( $\sigma_1$ ) como a la dirección del esfuerzo intermedio ( $\sigma_2$ ), y perpendiculares a la dirección de esfuerzo mínimo compresivo ( $\sigma_3$ ). Generan movimiento perpendicular al plano de fractura. Se diferencian de las fracturas

por extensión en que el esfuerzo principal mínimo que las genera es un esfuerzo que causa tensión, y no compresión, como en el caso de estas últimas.

**Fracturas tectónicas**, son aquellas cuyo origen puede ser atribuido o asociado con un evento tectónico local, de acuerdo con la orientación, distribución y morfología.

**Fracturas regionales**, son aquellas desarrolladas sobre grandes áreas de la corteza terrestre con un cambio relativo de orientación mínimo, no muestran evidencia de desplazamiento a lo largo del plano de fractura, y siempre son perpendiculares a las superficies de estratificación mayor.

**Intensidad de fracturamiento**, es la razón de densidad de fracturas verticales a la densidad de fracturas horizontales. Ella delimita los bloques de matriz en tres dimensiones.

**Permeabilidad efectiva**, es la medida de la facilidad con la cual fluye un fluido a través de la red de poros interconectados de una roca, en presencia de uno u otros fluidos.

**Permeabilidad relativa**, es la normalización de la permeabilidad efectiva al flujo de un fluido, usando la permeabilidad absoluta de la roca.

**Razón de capacidad de almacenamiento**, es la razón de la capacidad de almacenamiento del sistema de fracturas a la capacidad de almacenamiento del sistema conjunto matriz fractura.

**Resistencia**, es la capacidad que tiene un material de resistir cargas.

**Sinéresis**, es un proceso químico que promueve una reducción de volumen dentro de los sedimentos por deshidratación subaérea o subterránea. Este proceso puede involucrar deshidratación y pérdida de volumen de la arcilla, o de un gel ó suspensión coloidal.

**Tiempo efectivo de Agarwal**, es una normalización del tiempo de cierre registrado durante un prueba de restauración de presión, la cual se hace con la finalidad de corregir la desviación causada por un tiempo de producción previo muy breve.

**Vuga**, es una cavidad redondeada conectada a la fractura, que se forma en la matriz a causa de la disolución por efecto de aguas que no se encuentran en equilibrio con ella. Generalmente se presentan en rocas carbonáticas.

**Yacimiento matricial**, es aquel en el cual las reservas de hidrocarburos están contenidas y fluyen a través de la red de poros interconectados de la matriz, ya que cualquier otro tipo de porosidad no está lo suficientemente bien desarrollada como para acumular una cantidad considerable de hidrocarburos ó no tiene la continuidad mínima para garantizar una permeabilidad efectiva que permita el flujo preferencial de fluidos a través de ella.

**Yacimiento de doble porosidad**, es aquel que poseía una porosidad primaria formada durante el proceso de depositación de los sedimentos, y posteriormente desarrolló una porosidad secundaria como resultado de procesos geológicos independientes de la forma o tamaño de las partículas constitutivas de la roca.

APÉNDICE A: CURVAS TIPO

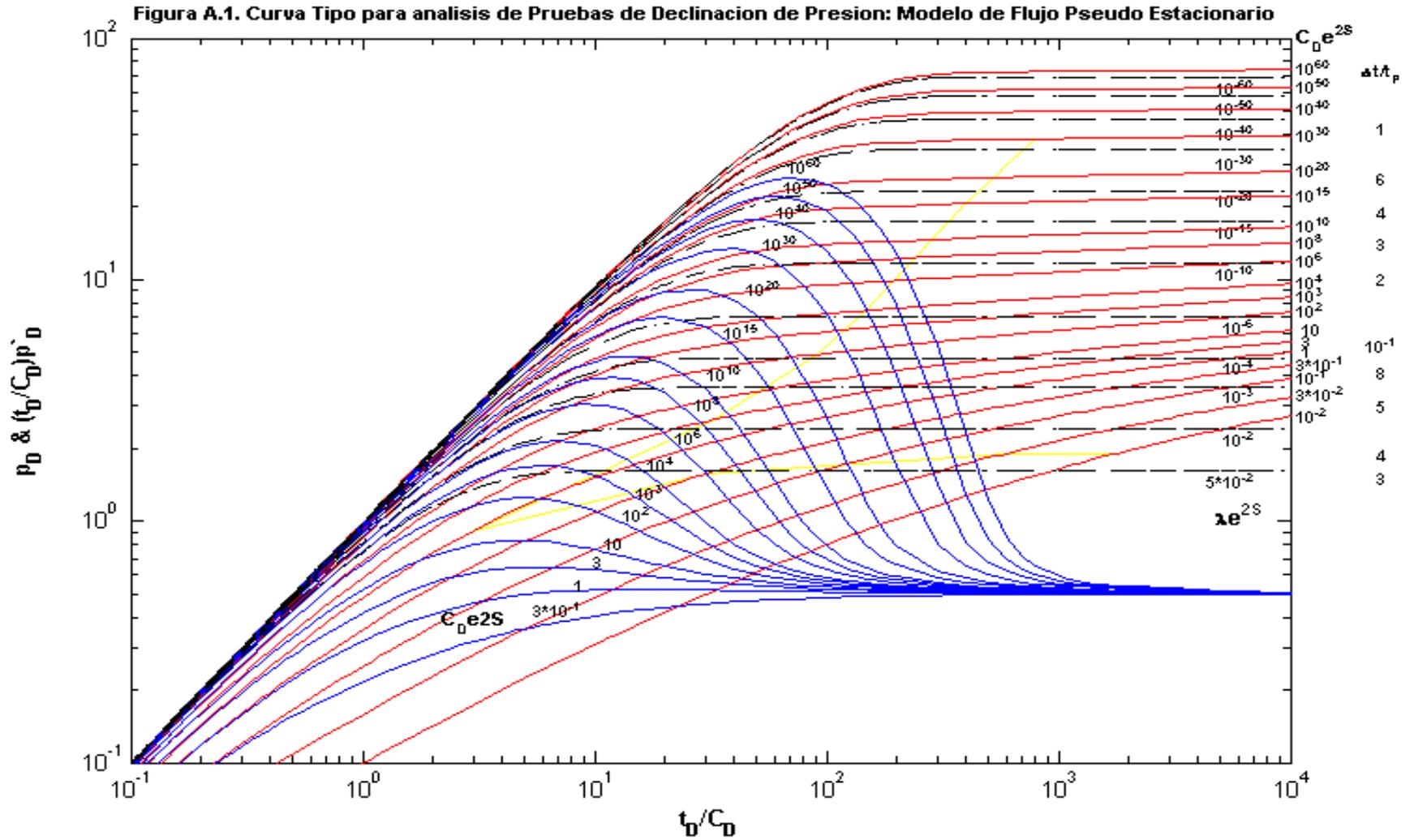


Figura A.2. Curva Tipo para analisis de Pruebas de Declinación de Presión: Modelo de Flujo Transitorio

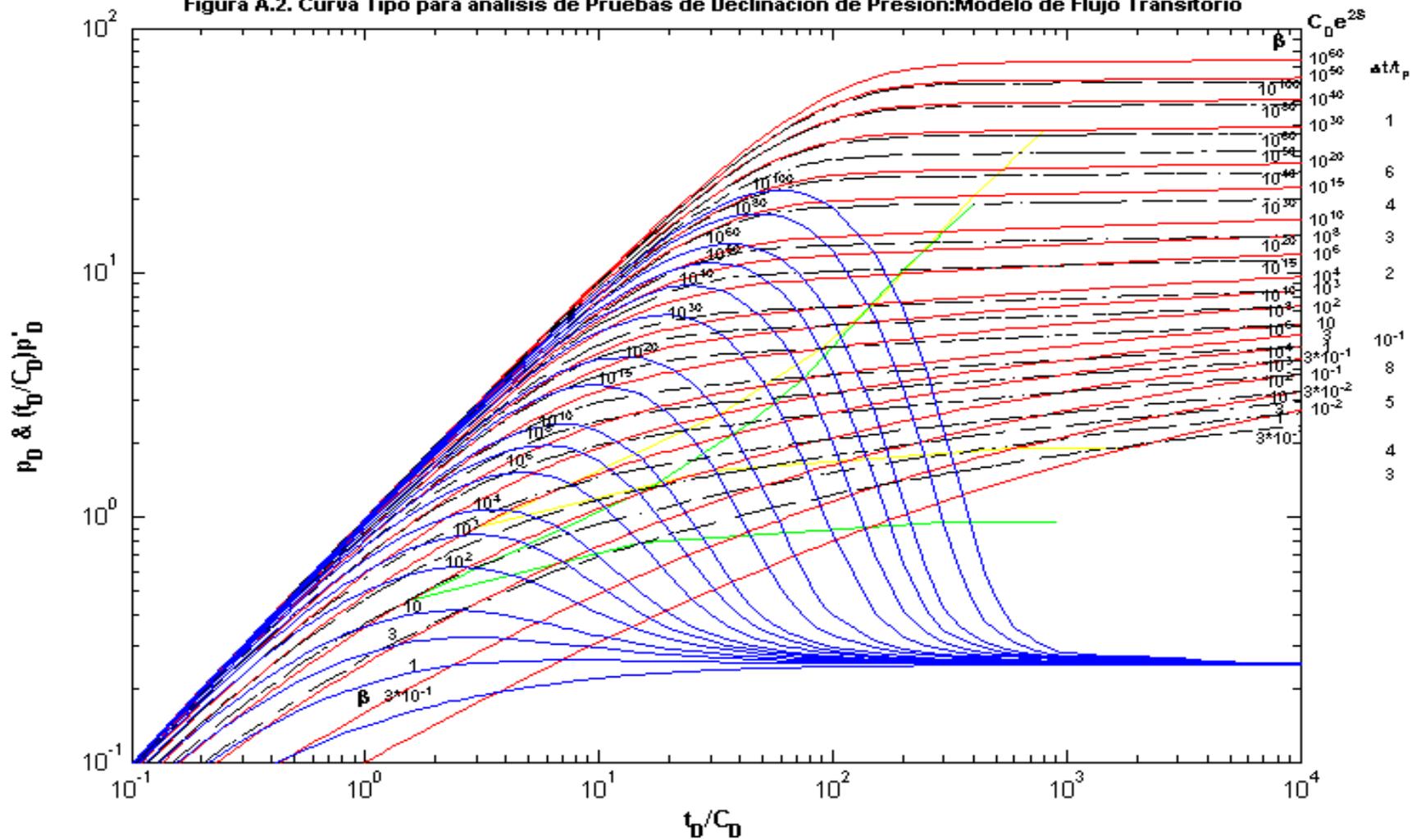


Figura A.3. Curva Tipo Omega. Modelo de Flujo Pseudo Estacionario

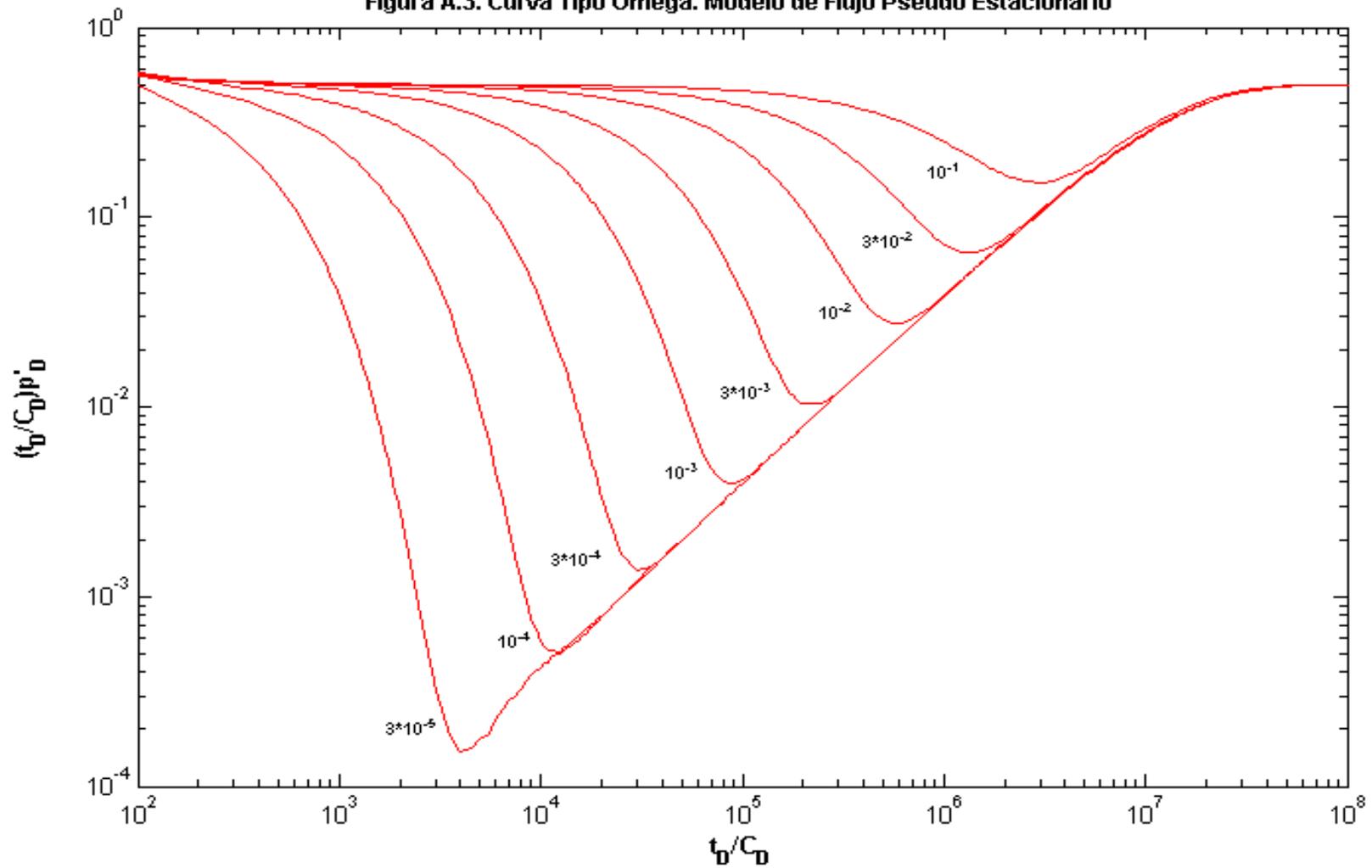


Figura A.4. Curva Tipo Omega. Modelo de Flujo Transitorio. Geometria esferica

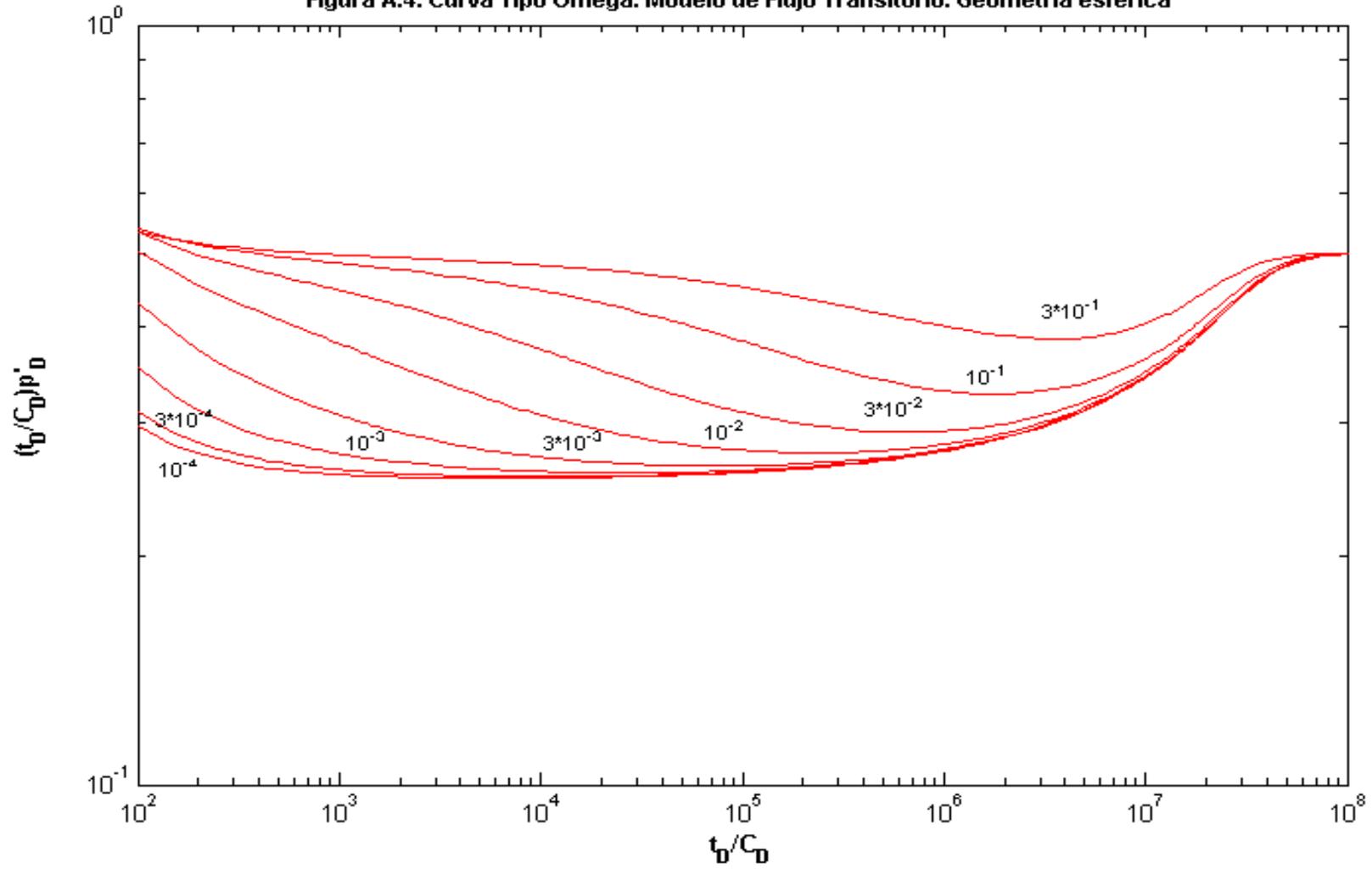


Figura A.5. Curva Tipo Omega. Modelo de Flujo Transitorio. Bloque con forma de estrato

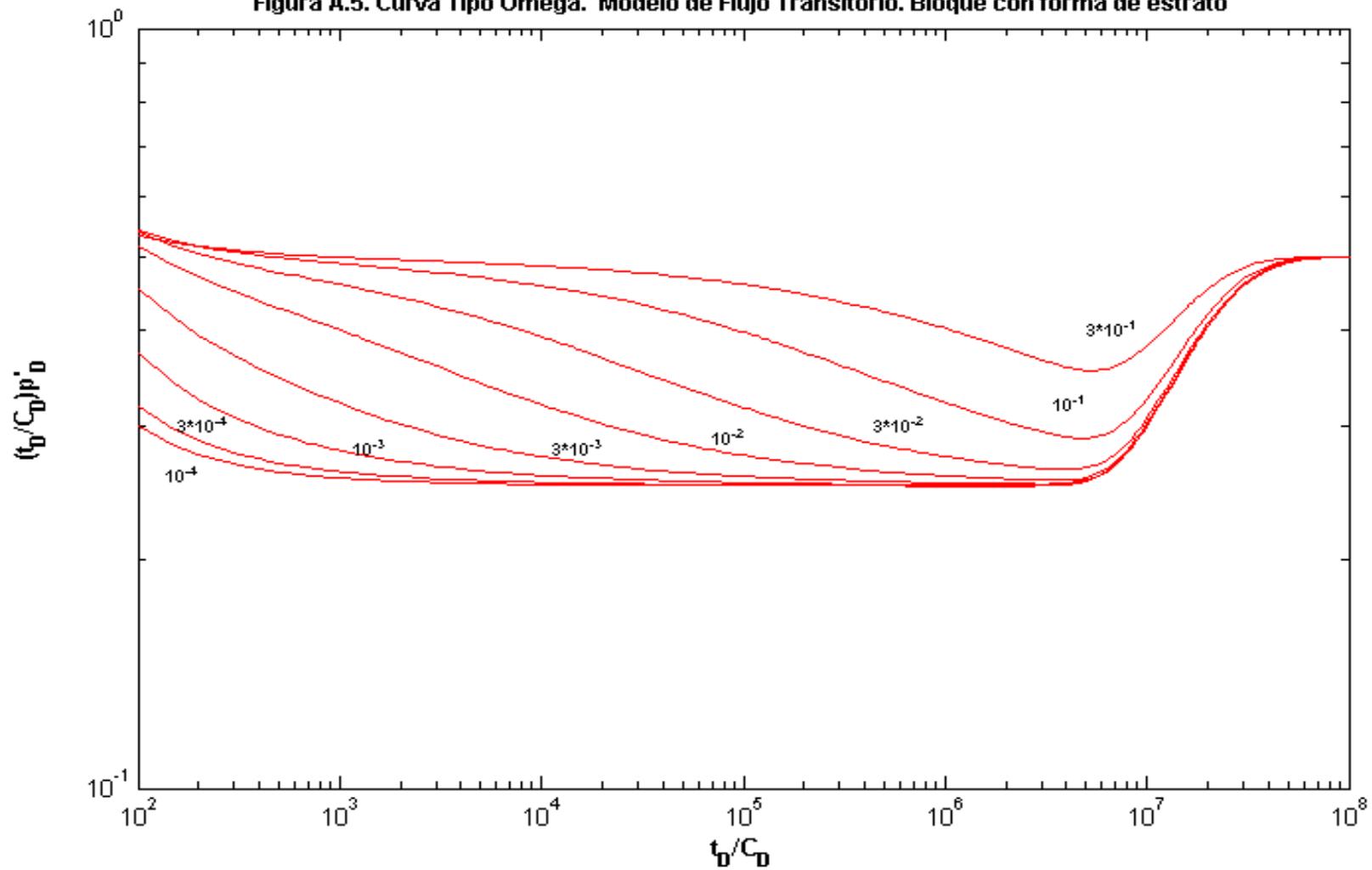


Figura A.6. Curva Tipo RPD. Modelo de Flujo Pseudo Estacionario.

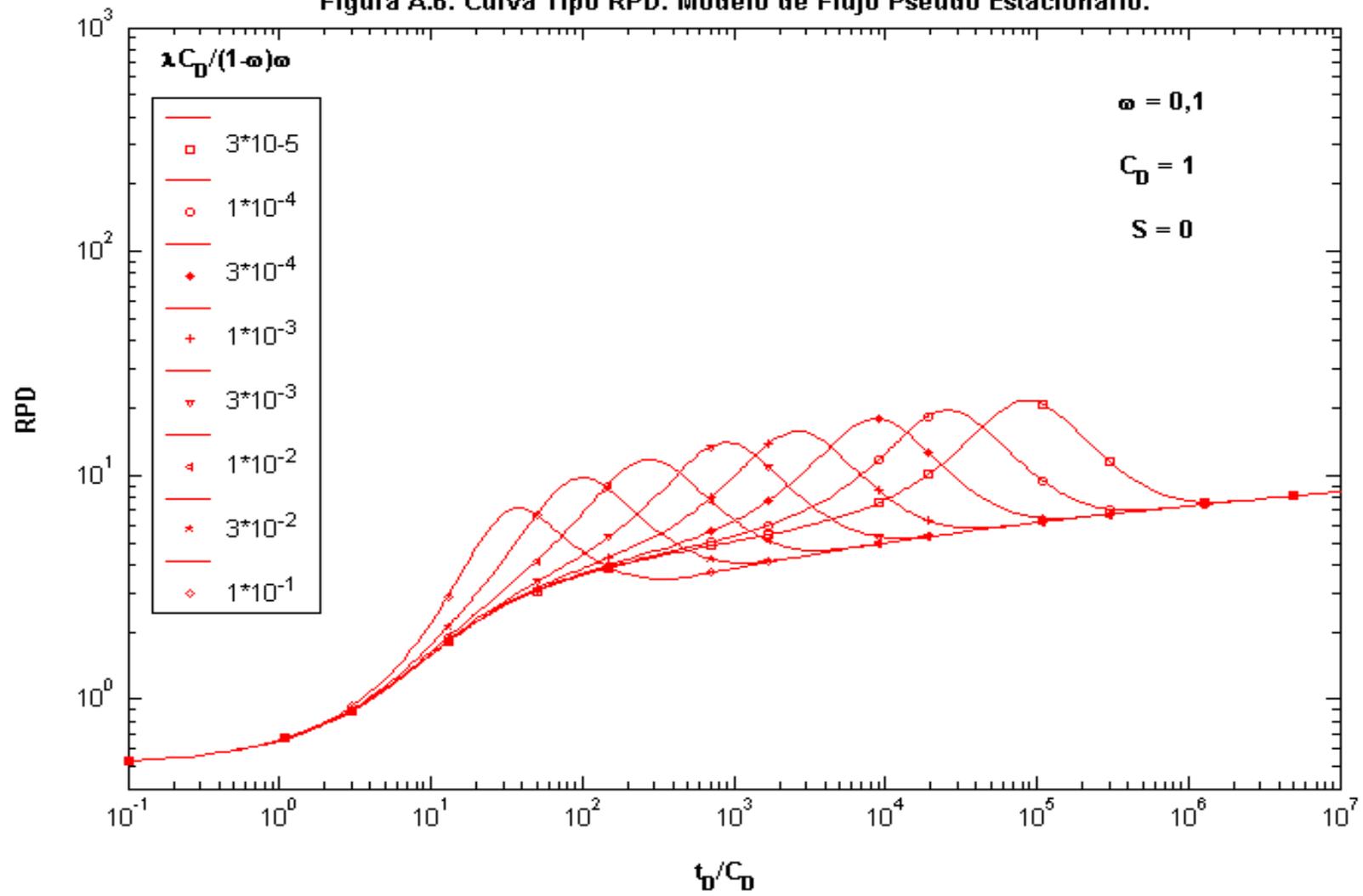


Figura A.7. Curva Tipo RPD. Modelo de Flujo Transitorio. Bloque esferico

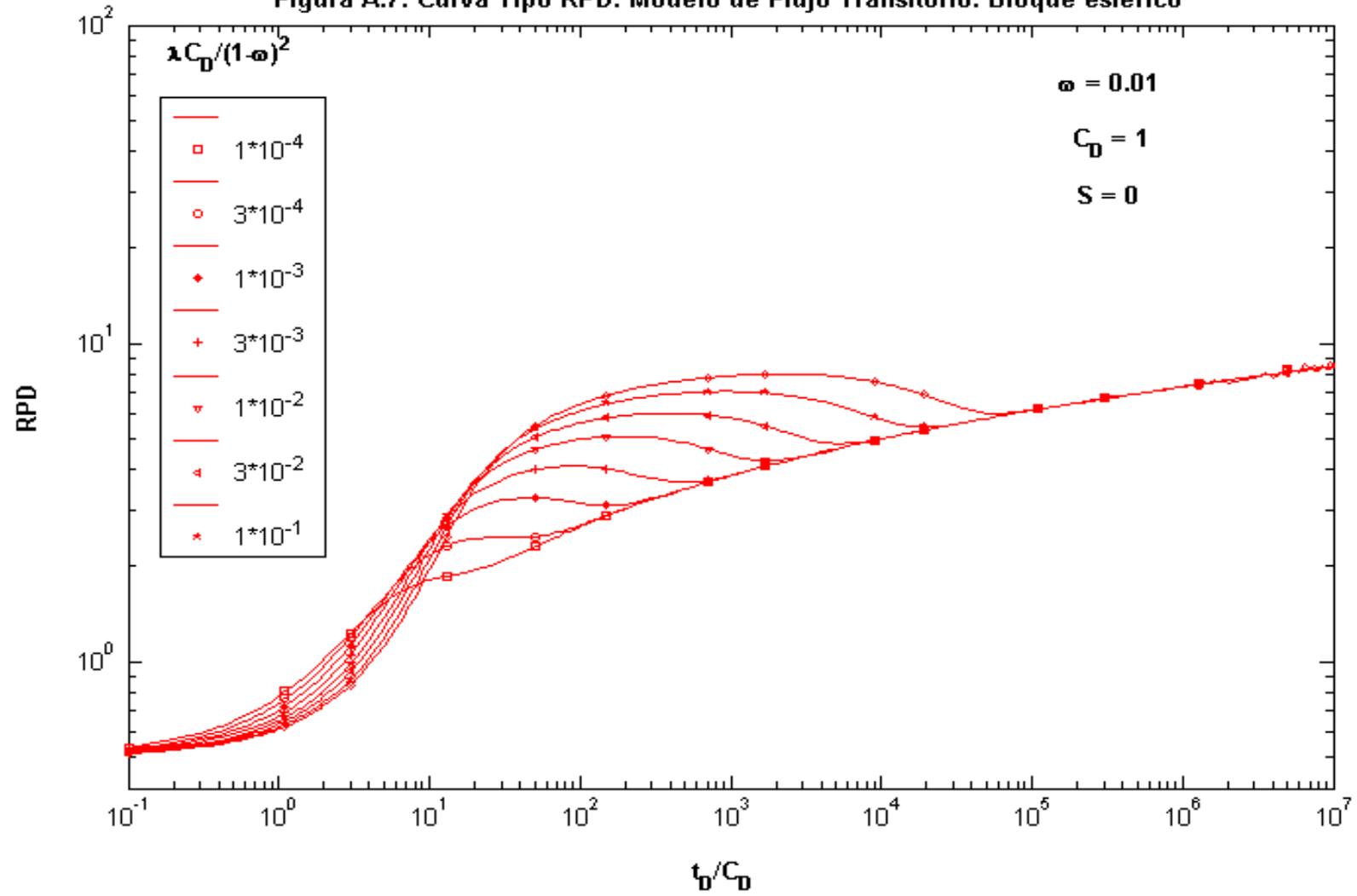


Figura A.8. Curva Tipo RPD. Modelo de Flujo Trasitorio. Bloque con forma de estrato

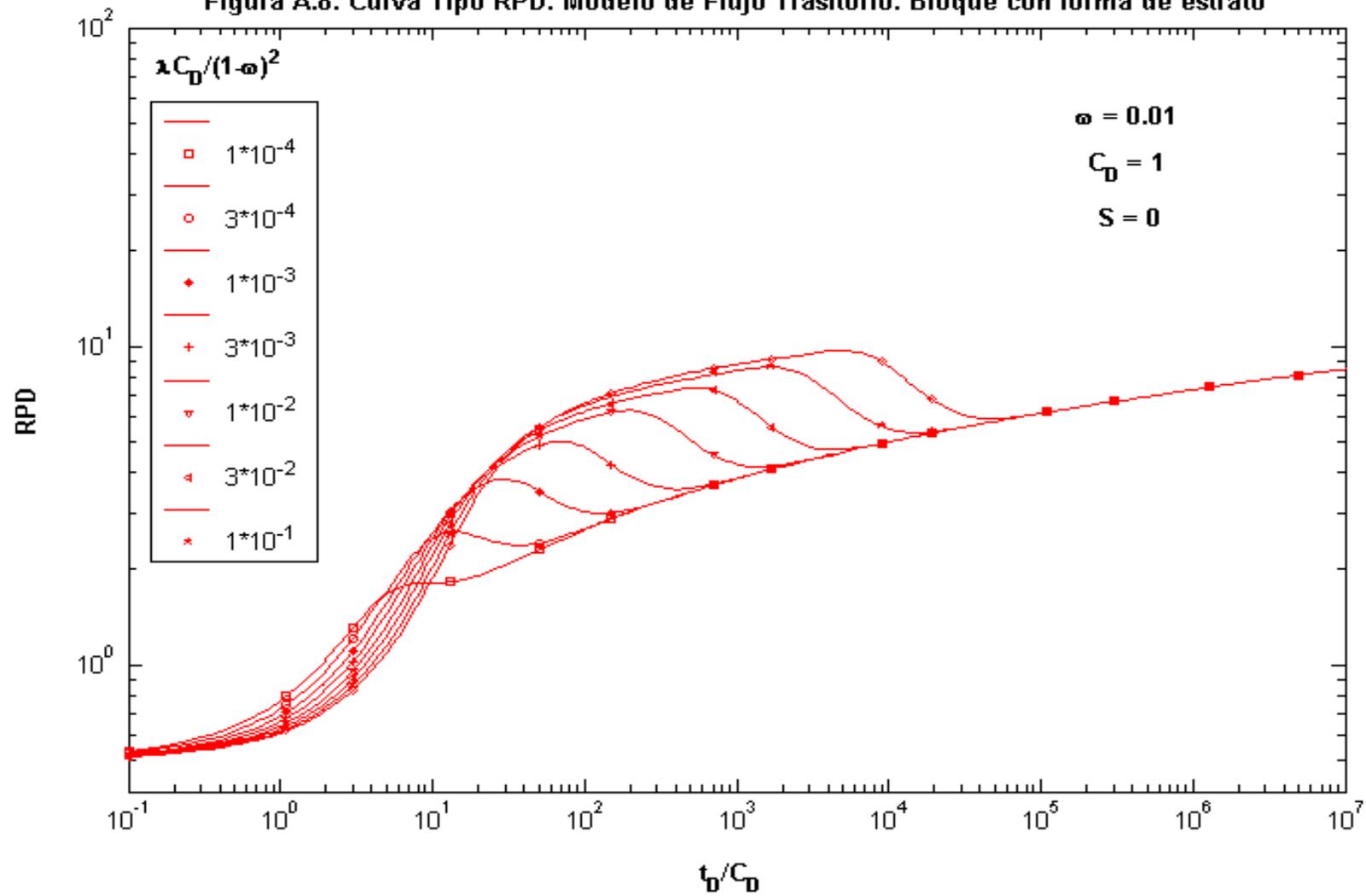


Figura A.9. Curva Tipo para Pruebas de Interferencia de Presion: Modelo de Flujo Pseudo Estacionario

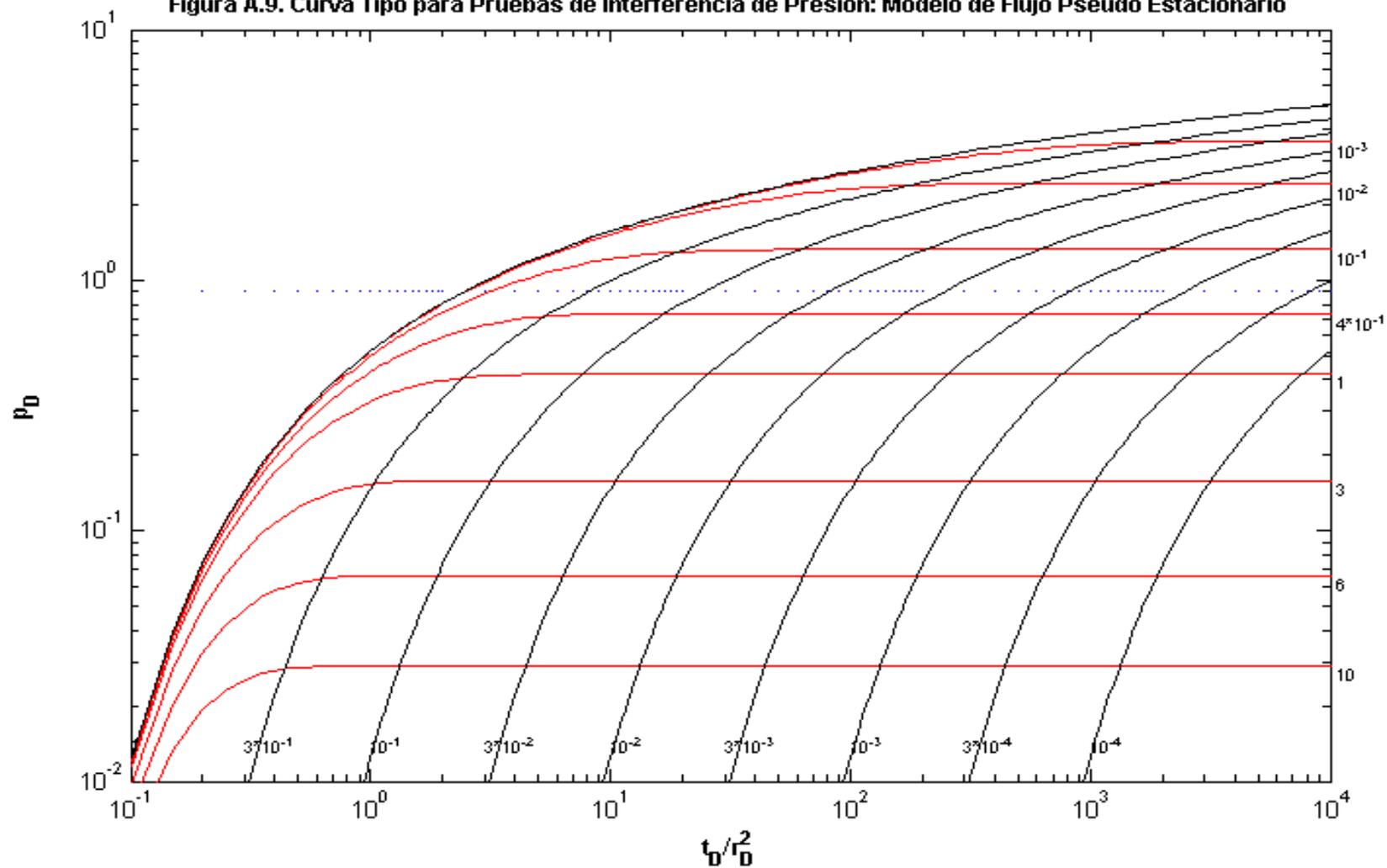


Figura A.10. Curva Tipo para Pruebas de Interferencia de Presion. Modelo de Flujo Transitorio

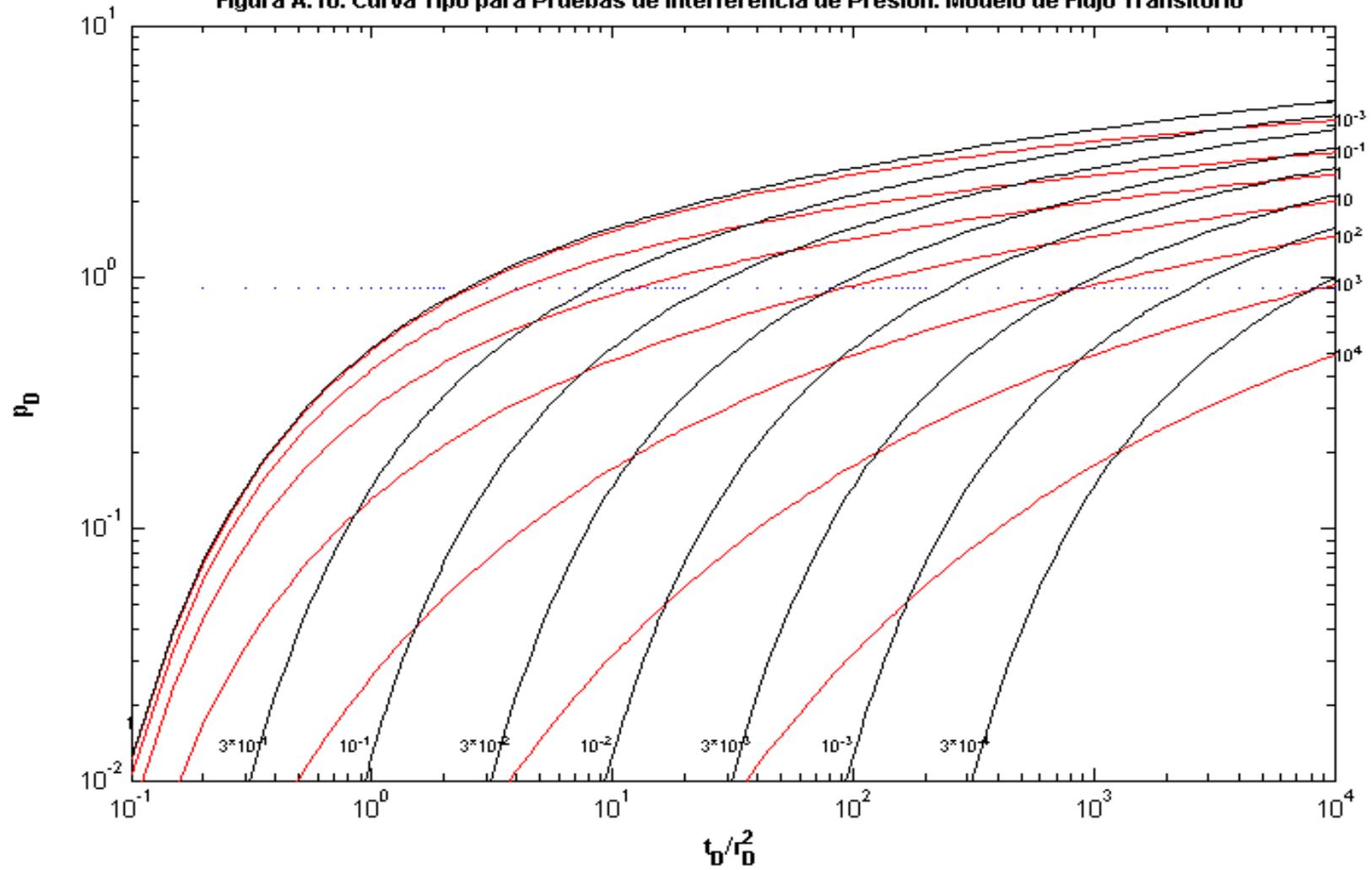
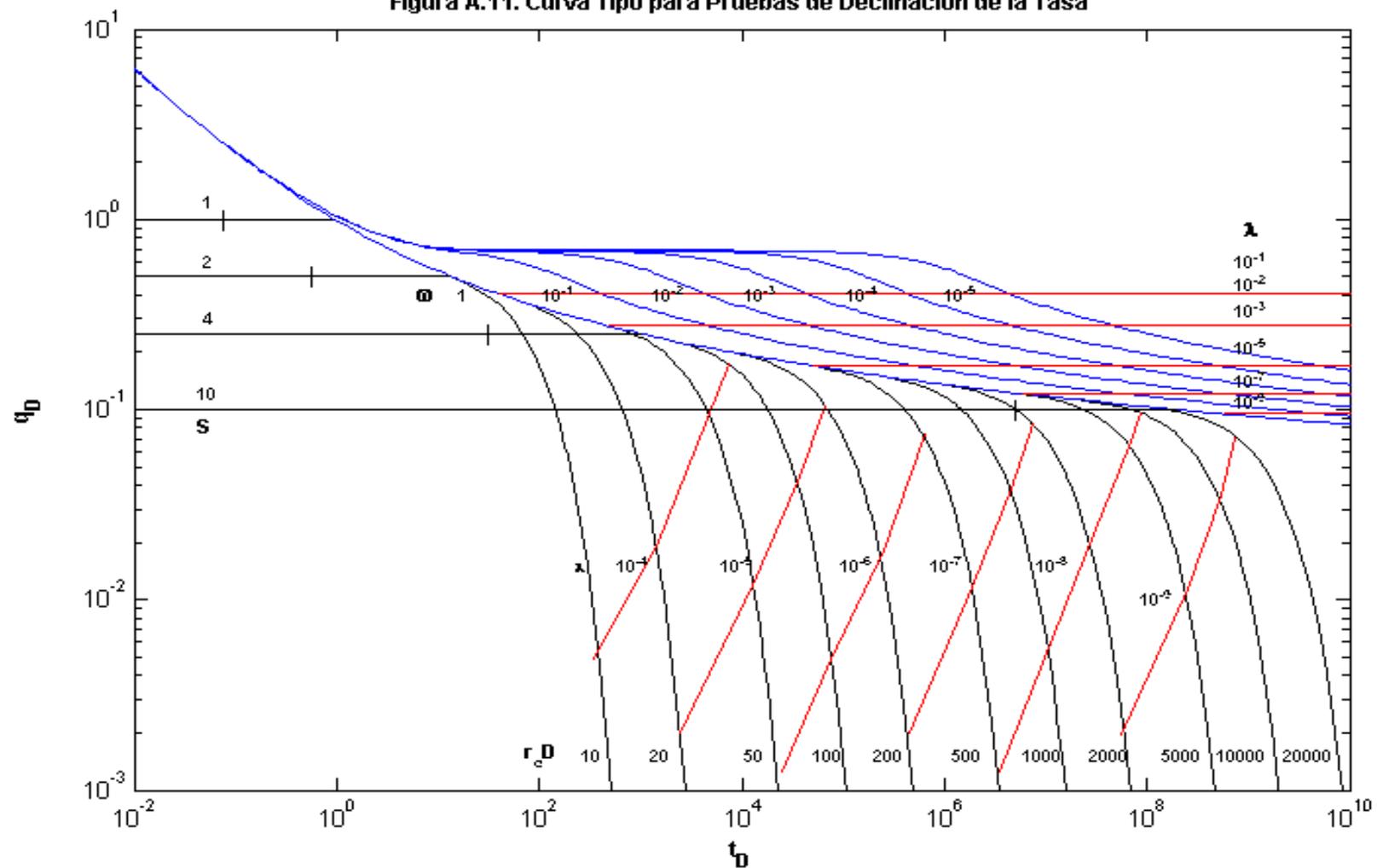


Figura A.11. Curva Tipo para Pruebas de Declinación de la Tasa



APÉNDICE B. RELACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS DE LAS FRACTURAS

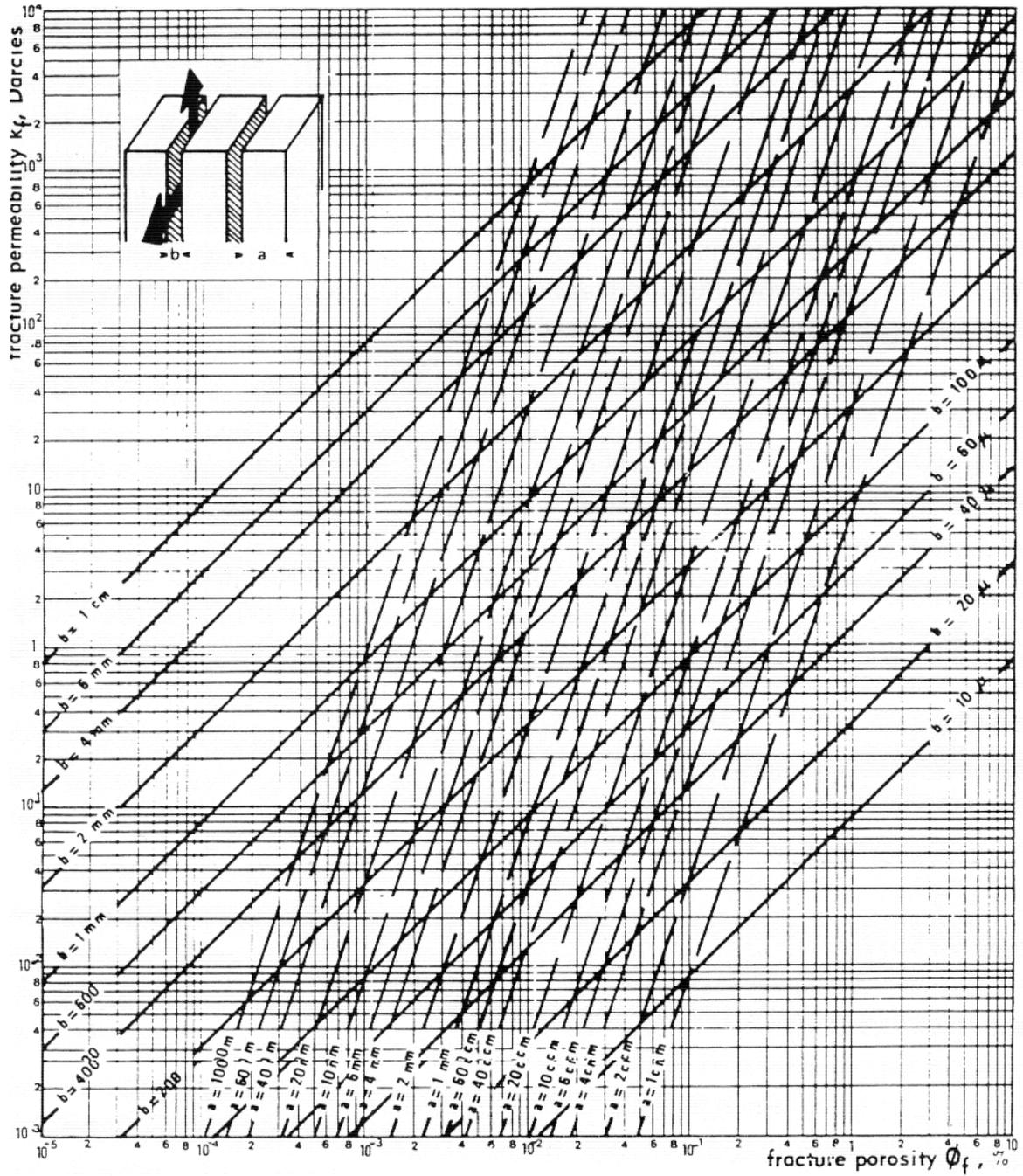


Figura B.1. Relación entre la permeabilidad de la fractura  $k_f$ , porosidad de la fractura  $\phi_f$ , espesor de fractura  $b$  y dimensión de la matriz  $a$ .

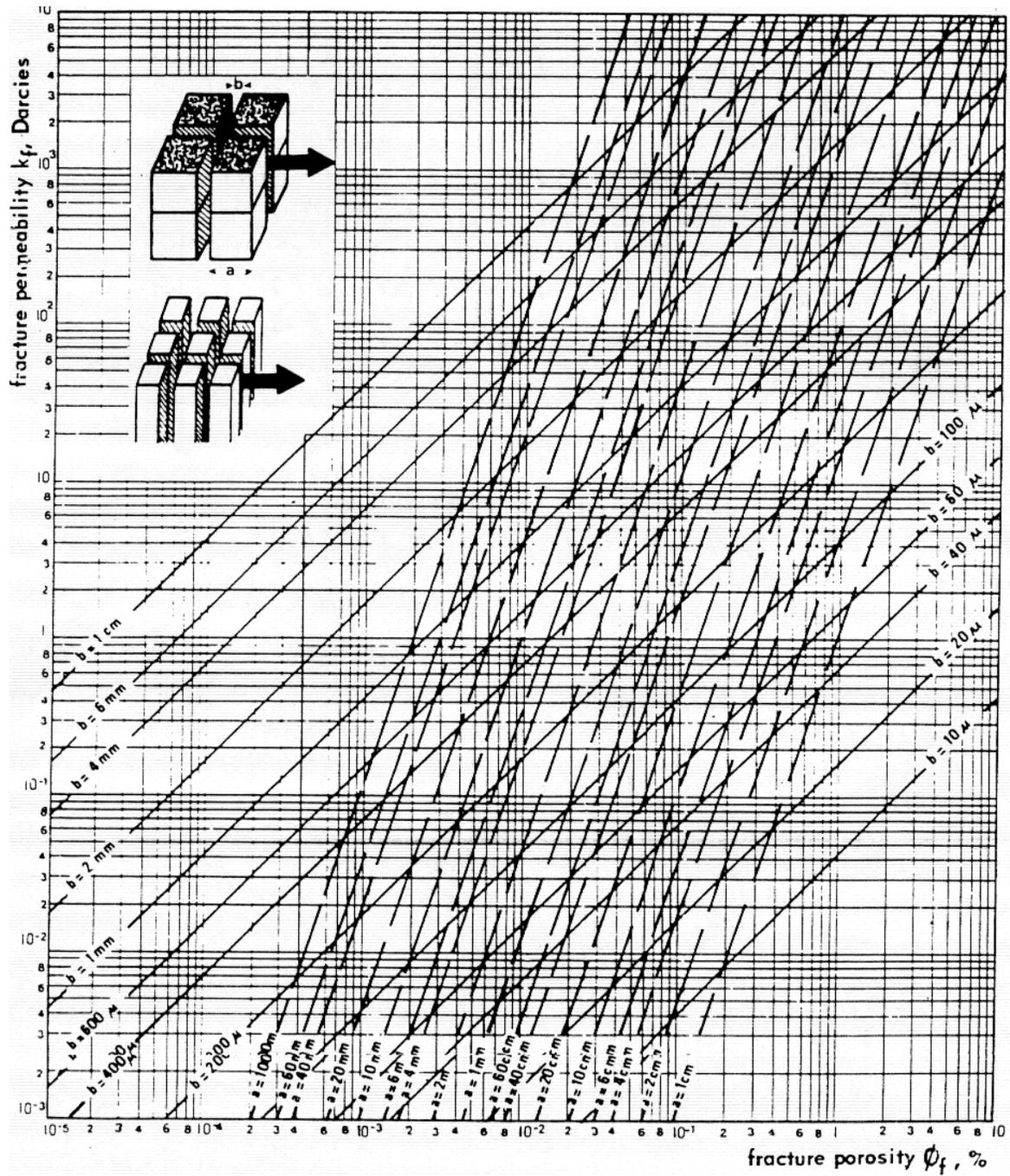


Figura B.2. Relación entre la permeabilidad de la fractura  $k_f$ , porosidad de la fractura  $\phi_f$ , espesor de fractura  $b$  y dimensión de la matriz  $a$ .



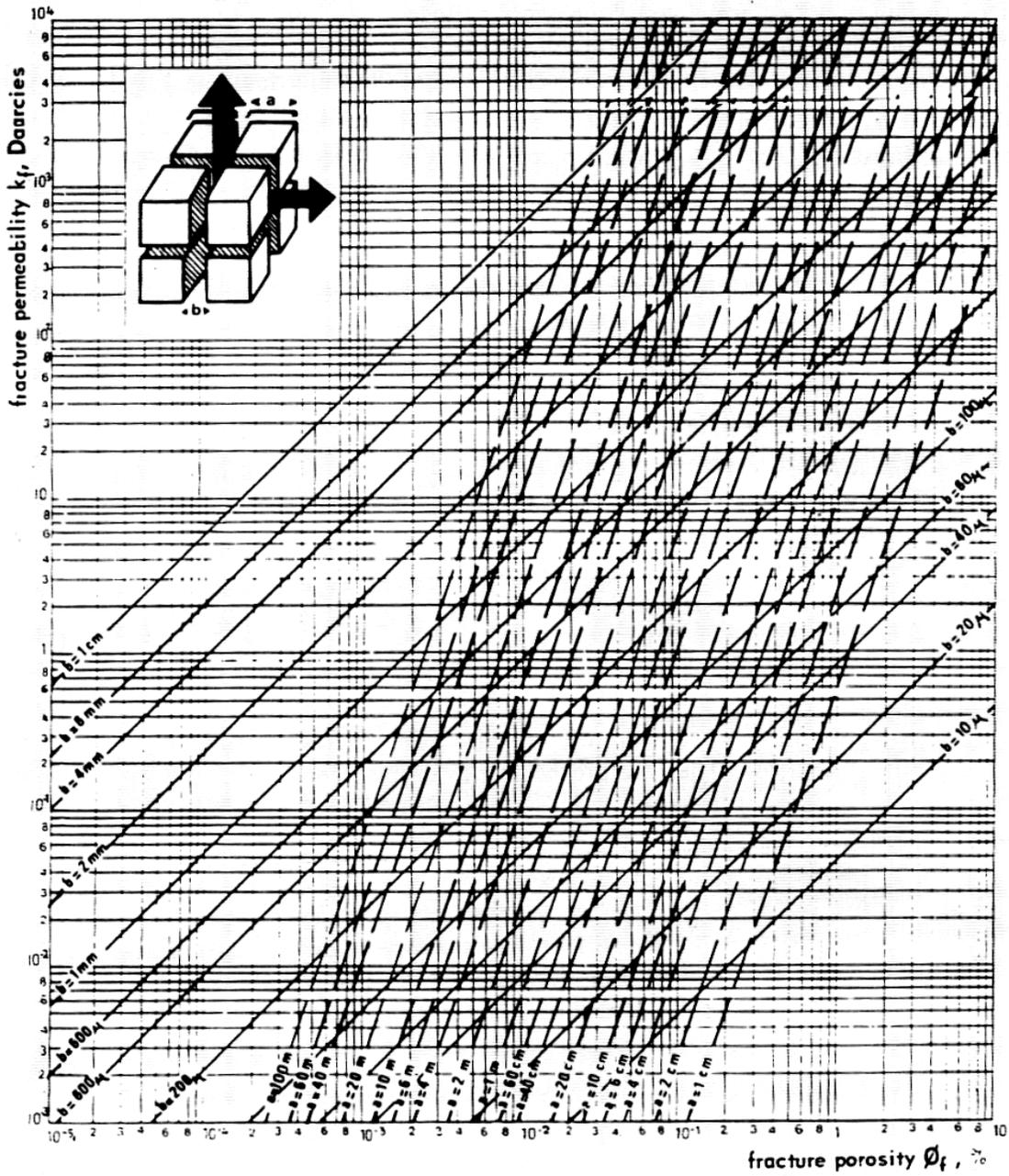


Figura B.4. Relación entre la permeabilidad de la fractura  $k_f$ , porosidad de la fractura  $\phi_f$ , espesor de fractura  $b$  y dimensión de la matriz  $a$ .

## APÉNDICE C. ALGORITMO TIPO PARA INVERSIÓN NUMÉRICA DE TRANSFORMADAS DE LAPLACE

```
function []= Declinacion;
h=[-3.9682539682539683e-04 2.133730158730159 -551.0166666666667
 33500.161111111111 -812665.1111111111 10076183.76666667 -73241382.97777778
339059632.0730159 -1052539536.278572 2259013328.583334 -3399701984.433334
3582450461.700001 -2591494081.366667 1227049828.766667 -342734555.4285714
42841819.42857143];
w=0.01;
daño=0;
lambda=0.001;
Cd=10;
con=1;
tiempo(1)= 0.1;
for c=1:4
    for i=2:19
        con=con+1;
        tiempo(con)=i*(10^(c-1));
    end
end
for u = 1:con
    for j= 1:16
        s=((j*log(2))/tiempo(u));
        Vec(j)=feval('DDITC',s,w,daño,lambda,Cd);
    end
    V=Vec.*h;
    S=0;
    for y = 1:16
        S= S+V(y);
    end
    presion(u)=S*(log(2)./tiempo(u));
end
loglog(tiempo,presion,'r');
hold on;
```

**Durante la corrida del algoritmo se hace una llamada a la sub-función DDITC:**

```
function f=DDITC(s,w,daño,lambda,Cd)
ar = ((w.*(1-w).*s)+(lambda));
ab=(((1-w).*s)+(lambda));
fs=ar./ab;
Var=sqrt(s.*fs);
K0=besselk(0,Var);
K1=besselk(1,Var);
Num=K0+(g.*Var.*K1);
Den=s.*((Var.*K1)+(Cd.*s.*K0)+(g.*Cd.*s.*Var.*K1));
DDITC=Num./Den;
f=DDITC;
```