

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

01174
D. Tej

**ANALISIS TRANSITORIO DE PRUEBAS A GASTO VARIABLE
EN YACIMIENTOS SATURADOS**

por:

Mario Alberto Vásquez Cruz

Asesor:

Dr. Rodolfo G. Camacho Velázquez

Un Trabajo Propuesto y Realizado de Acuerdo a los
Requerimientos de la Disciplina de Ingeniería Petrolera
Ciudad Universitaria, D. F.
México, Febrero de 1995

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

"Cada día deberíamos escuchar una pequeña canción, leer un buen poema, contemplar un excelente cuadro y siempre que sea posible decir algunas palabras razonables."

Goethe

RESUMEN

Cuando se registra una prueba de pozo, al menos en un intervalo, ésta se lleva a cabo bajo condiciones de gasto variable; es decir, tanto la presión como el gasto medidos a condiciones de fondo son funciones de tiempo. Asimismo, para realizar el análisis correspondiente se dispone de dos procedimientos básicos: el método de normalización por el gasto y la deconvolución de presión y gasto. Sin embargo, la aplicación de estas técnicas sólo está justificada para problemas con flujo monofásico.

Para el análisis de pruebas de gasto variable corridas en presencia de flujo multifásico, en la literatura se encuentran procedimientos los cuales se basan en el proceso de normalización por el gasto y en la teoría de Perrine-Martin y/o en el método de presión al cuadrado. Desafortunadamente, al aplicar las dos propuestas anteriores se presenta cierta incertidumbre debido a su naturaleza empírica.

El propósito del presente estudio es desarrollar métodos para analizar pruebas a gasto variable corridas bajo condiciones de flujo multifásico durante el período de flujo transitorio, empleando como base la función de pseudopresión. Aunque en la práctica el empleo de dicha función resulta difícil, debido a que se requieren datos de permeabilidades relativas, por medio de esta técnica combinada con una extensión del principio de superposición para yacimientos con flujo multifásico, se desarrollaron nuevas expresiones para calcular el factor de daño de la formación y la permeabilidad efectiva en la cara del pozo. Las citadas ecuaciones resultan muy atractivas, ya que solo requieren para su aplicación de la disponibilidad de datos de presión y gasto registrados a condiciones de fondo contra tiempo.

Una de las principales ventajas de las expresiones derivadas en esta investigación es su carácter general, ya que son válidas para cualquier condición de flujo, ya sea de una fase (gas o aceite) o multifásico. Además, con estas ecuaciones es posible obtener un estimado del área de drenaje para ciertas funciones de gasto.

Los métodos de normalización por el gasto, en términos de la diferencia de presión y de ésta al cuadrado, así como de deconvolución, son analizados en detalle, explorándose sus ventajas y limitaciones bajo condiciones de flujo multifásico.

Para ilustrar el uso de las expresiones presentadas en este trabajo, se incluyen diversos ejemplos sintéticos y un ejemplo de campo correspondiente a un yacimiento de la Sonda de Campeche.

Como un sencillo tributo a mis padres Eleazar[†] y Mati, cuyo cariño, ejemplo y compañía, me motivan e impulsan para alcanzar metas como la que ahora culmina.

Con profundo aprecio y gratitud a quienes siempre han depositado su confianza en mí: la Sra. Aurorita Ciprés y el Sr. Fernando Martínez.

A mis hermanos Silvia, Laura, Alfonso, Víctor y Rigoberto, parte fundamental de mi vida y en quienes siempre encuentro cariño y atenciones.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi sincero agradecimiento al Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez, por todas sus enseñanzas y la confianza depositada a lo largo de seis años, fomentándome siempre el espíritu de la investigación a pesar incluso de las adversidades. Asimismo, por la acertada dirección, la ayuda entusiasta y el interés mostrados durante el desarrollo y culminación del presente trabajo, todo ello en un marco de cordialidad y gran calidad humana.

Un agradecimiento muy especial al Dr. Luis Macías Chapa, por todos sus consejos, pláticas y sobre todo por las atenciones recibidas. Espero que el presente trabajo no defraude su interés de verlo culminado.

También agradezco los comentarios y sugerencias surgidos durante la revisión de este reporte por parte de los demás miembros del jurado, en especial aquellos recibidos del Dr. Fernando Rodríguez de la Garza.

Las más cumplidas gracias a todas las personas que de alguna manera contribuyeron para dar forma a este trabajo, en especial a la Dra. Alma América Porres Luna Jefe de la Línea de Negocios en Evaluación de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo por todas las facilidades brindadas, al Ing. Agustín P. Galindo Nava por su ayuda ilimitada durante las diferentes etapas de esta investigación y por su asistencia acerca del empleo del procesador \LaTeX para la elaboración del reporte, de igual forma a mi hermano Alfonso quien pacientemente elaboró varias figuras del mismo, a la M. en C. Laura R. Ortiz Esquivel y al Ing. Gerardo H. Alva Morales por brindarme en todo momento su apoyo y su valiosa amistad. Finalmente, agradezco al Ing. Carlos Villagómez Amador Jefe del Departamento de Ingeniería Petrolera de la E.S.I.A.-Unidad Ticomán del I.P.N., la oportunidad para el desarrollo de mis actividades docentes en forma simultánea a la ejecución del presente estudio, de la misma forma, mi agradecimiento a todos mis alumnos por su confianza, en especial la de aquellos con quienes he emprendido diversos “vuelos de prueba”.

INDICE

| | Pág. |
|--|------|
| RESUMEN | iii |
| AGRADECIMIENTOS | v |
| INDICE | vii |
| LISTA DE TABLAS | ix |
| LISTA DE FIGURAS | x |
| Capítulo I. INTRODUCCION | 1 |
| Capítulo II. ANTECEDENTES | 5 |
| 2.1 Líquido Ligeramente Compresible | 5 |
| 2.1.1. Normalización por el Gasto | 5 |
| 2.1.2. Integral de Deconvolución | 11 |
| 2.2 Flujo Multifásico | 18 |
| 2.2.1. Teoría de Perrine-Martin | 18 |
| 2.2.2. Método de Presión al Cuadrado | 23 |
| 2.2.3. Integral del Yacimiento | 25 |
| 2.2.4. Pseudopresión del Pozo | 26 |
| 2.3 Modelo Numérico | 32 |
| Capítulo III. ESTABLECIMIENTO DE PROCEDIMIENTOS | 41 |
| 3.1 Análisis de la Teoría de Perrine-Martin | 42 |
| 3.1.1. Comportamiento de la Caída de Presión | 42 |
| 3.2 Comportamiento de la Integral del Yacimiento | 46 |
| 3.3 Pseudopresión en el Pozo | 51 |

| | Pág. |
|--|------|
| 3.4 Análisis del Método de Presión al Cuadrado | 53 |
| 3.5 Análisis del Método de Deconvolución | 59 |
| 3.6 Principio de Superposición | 67 |
| 3.7 Derivación de la Expresión para el Cálculo del Factor de Daño, a Partir de la Integral del Yacimiento | 69 |
| 3.8 Cálculo de la Permeabilidad Efectiva Considerando la Presión al Cuadrado | 81 |
| 3.9 Cálculo de Permeabilidad Efectiva y Factor de Daño a Partir del Principio de Duhamel e Integral del Yacimiento | 89 |
| 3.10 Comportamiento de la Relación Gas-Aceite | 99 |
| 3.11 Análisis de Datos de Campo | 101 |
| Capítulo IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 106 |
| Capítulo V. NOMENCLATURA | 109 |
| Capítulo VI. REFERENCIAS | 113 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|------|
| TABLA II.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO UTILIZADAS EN LAS CORRIDAS DE SIMULACION | 38 |
| TABLA III.1 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO Y DE LA PERMEABILIDAD EFECTI- VA MEDIANTE LA CAIDA DE PRESION AL CUADRADO NORMALIZADA POR EL GASTO | 56 |
| TABLA III.2 ESTIMACIONES DEL FACTOR DE DAÑO MEDIANTE LA NORMALIZA- CION POR EL GASTO Y DECONVOLUCION, PARA UN GASTO SENOI- DAL LOGARITMICO | 64 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| FIG. 2.1 DISCRETIZACION DEL GASTO EN UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION | 10 |
| FIG. 2.2 COMPARACION ENTRE PRESIONES MEDIDAS Y DECONVOLUCIONADAS (SEGUN REF. 13) | 13 |
| FIG. 2.3 COMPORTAMIENTO SEMILOGARITMICO DE LOS DATOS DE PRESION REGISTRADOS Y DECONVOLUCIONADOS (SEGUN REF. 14) | 14 |
| FIG. 2.4 CORRELACION DE LA RESPUESTA DE UN SISTEMA PRODUCTOR POR EMPUJE DE GAS EN SOLUCION (SEGUN REF. 25) | 27 |
| FIG. 2.5 RESPUESTAS DE PRESION Y PSEUDOPRESION EN EL POZO DURANTE FLUJO TRANSITORIO (SEGUN REF. 25) | 29 |
| FIG. 2.6 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE ACEITE EN LA CARA DEL POZO, DECREMENTO E INCREMENTO DE PRESION, $s = 10$ (SEGUN REF. 26) | 31 |
| FIG. 2.7 MODELADO DE LA REGION DE DAÑO Y DEL YACIMIENTO | 34 |
| FIG. 2.8 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS, CONJUNTO 1 (SEGUN REF. 25) | 35 |
| FIG. 2.9 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS, CONJUNTO 2 (SEGUN REF. 25) | 36 |
| FIG. 2.10 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (SEGUN REF. 25) | 37 |
| FIG. 3.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION ADIMENSIONAL | 43 |
| FIG. 3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION ADIMENSIONAL | 45 |
| FIG. 3.3 COMPORTAMIENTO DE LA INTEGRAL DEL YACIMIENTO | 47 |
| FIG. 3.4 COMPORTAMIENTO DE LA INTEGRAL DEL YACIMIENTO | 48 |
| FIG. 3.5 PERFILES DE PRESION A TRAVES DEL YACIMIENTO | 49 |
| FIG. 3.6 PERFILES DE SATURACION DE GAS A TRAVES DEL YACIMIENTO | 50 |

| | |
|--|----|
| FIG. 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA PSEUDOPRESION NORMALIZADA POR EL - GASTO | 52 |
| FIG. 3.8 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION PRESION-SATURACION PARA - CUATRO FUNCIONES DE GASTO | 54 |
| FIG. 3.9 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION AL CUADRADO ADIMENSIONAL - NORMALIZADA POR EL GASTO | 55 |
| FIG. 3.10 CALCULO DEL DAÑO CON LOS PROCEDIMIENTOS DE NORMALIZACION POR EL GASTO PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO, EC.(2.58) | 58 |
| FIG. 3.11 CALCULO DEL DAÑO CON LOS PROCEDIMIENTOS DE NORMALIZACION POR EL GASTO PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO, EC.(2.58) | 60 |
| FIG. 3.12 CALCULO DEL DAÑO CON LA TECNICA DE DECONVOLUCION PARA - PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO, EC.(2.58) | 61 |
| FIG. 3.13 COMPORTAMIENTO DE LA DIFERENCIA DE PRESION DECONVOLUCIO- NADA PARA LA FUNCION DE GASTO. SENOIDAL LOGARITMICA | 63 |
| FIG. 3.14 AJUSTE POR CURVAS TIPO CON UN MODELO DE LIQUIDO | 66 |
| FIG. 3.15 COMPORTAMIENTO DE LA INTEGRAL CONTENIDA EN LA EC.(3.18) | 71 |
| FIG. 3.16 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION Y EL GASTO DE FONDO PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO, PRODUCIENDO A GASTO TOTAL CONS- TANTE | 74 |
| FIG. 3.17 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFI- CADO (2 CAPAS) CON LA EC.(3.19) | 75 |
| FIG. 3.18 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA DIVERSAS FUNCIONES DE - GASTO CON LA EC.(3.19) | 77 |
| FIG. 3.19 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LA EC.(3.19) PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO | 78 |
| FIG. 3.20 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LA EC.(3.19) PARA LA FUNCION DE GASTO EXPONENCIAL DECRECIENTE | 79 |

| | |
|--|-----|
| FIG. 3.21 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA CON LA EC.(3.23) | 83 |
| FIG. 3.22 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA CON LA EC.(3.23) PARA - PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO | 84 |
| FIG. 3.23 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA MEDIANTE LA EC.(3.23) PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO | 86 |
| FIG. 3.24 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA PARA LA FUNCION DE - GASTO SENOIDAL LOGARITMICA | 87 |
| FIG. 3.25 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA PARA LA FUNCION DE - GASTO SENOIDAL LOGARITMICA | 88 |
| FIG. 3.26 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA DOS FUNCIONES DE GASTO | 91 |
| FIG. 3.27 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LAS ECS.(3.19) Y (3.30) | 93 |
| FIG. 3.28 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO CON LA EC.(3.19) Y $k_{ro,i}$ PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO | 95 |
| FIG. 3.29 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO EMPLEANDO LA EC.(3.19) Y $k_{ro,i}$ PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO | 96 |
| FIG. 3.30 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO CON LA EC.(3.19), CON LA FUNCION α EVALUADA CON $k_{ro,i}$ Y A CONDICIONES INICIALES | 98 |
| FIG. 3.31 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION GAS-ACEITE DURANTE EL PE- RIODO DE FLUJO TRANSITORIO | 100 |
| FIG. 3.32 RESPUESTA DE PRESION Y GASTO DE FONDO DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCION | 102 |
| FIG. 3.33 RESPUESTA DE PRESION Y GASTO DE FONDO DURANTE EL PERIODO DE CIERRE | 103 |
| FIG. 3.34 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LAS ECS.(3.19) Y (3.30) PARA EL PERIODO DE PRODUCCION | 104 |

FIG. 3.35 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LAS ECS.(3.19) Y (3.30) PARA EL PERIODO DE CIERRE 105

I. INTRODUCCION

La mayoría de las técnicas existentes en la literatura para analizar pruebas de pozo con el fin de determinar las condiciones de productividad del pozo y características del yacimiento, están basadas en tres hipótesis principales: ecuaciones diferenciales de continuidad y de flujo lineales y una condición de frontera interna constante, que puede ser el gasto de producción o la presión de fondo. Sin embargo, frecuentemente en la práctica ninguna de las hipótesis anteriores se cumple rigurosamente.

La experiencia ha demostrado que al realizar una prueba de variación de presión a gasto constante, dicha operación realmente se efectúa bajo condiciones de gasto y presión variables. De esta forma, y gracias a los desarrollos alcanzados y el panorama promisorio que presenta la medición de gastos a condiciones de fondo¹, el estudio del comportamiento de pruebas denominadas “de gasto variable” ha cobrado gran relevancia.

En la actualidad la mayor parte de las investigaciones sobre pruebas de gasto y presión variables encontradas en la literatura²⁻¹⁷, suponen que existe flujo de una sola fase en el medio poroso (gas o aceite), es decir, consideran que el problema es lineal o bien que puede linealizarse fácilmente mediante el uso de la función de pseudopresión para el caso de gas. Aunado a ello, utilizan un proceso de deconvolución o convolución basado en el principio de superposición, también conocido como Principio de Duhamel²⁻¹⁷, que originalmente fué presentado por van Everdingen y Hurst¹⁸. En general, cuando más de una fase fluye en el yacimiento al mismo tiempo, la interacción multifásica invalida las ecuaciones empleadas en el análisis tradicional de pruebas de pozo¹⁹, siendo necesario desarrollar nuevas expresiones que incluyan específicamente los efectos de flujo multifásico²⁰. Algunos ejemplos donde se presentan condiciones de flujo de varias fases, son las pruebas registradas en pozos perforados en yacimientos productores por empuje de gas en solución o en yacimientos de gas y condensado.

¹Referencias en el Capítulo VI

Cuando se presenta el flujo simultáneo de dos o más fases en el medio poroso, la presencia de una de las fases reduce el flujo de la otra, debido al efecto de permeabilidad relativa; el resultado es que las permeabilidades efectivas son funciones de la saturación correspondiente y en consecuencia del tiempo y del espacio.

De acuerdo a lo anterior, resulta que el flujo multifásico es regularmente la norma en yacimientos petrolíferos, por esta razón recientemente se han reportado en la literatura varios trabajos sobre el tema. Sin embargo, algunos de estos trabajos consideran un gasto constante en la cara del pozo²¹⁻²⁹ mientras que otros consideran una condición de presión de fondo constante²⁹⁻³⁶. Recientemente Hatzignatiou et al.³⁷ y Al-Khalifah et al.³⁸ presentaron resultados empleando el procedimiento de presión al cuadrado para analizar pruebas de gasto variable en yacimientos con flujo multifásico.

Desafortunadamente, la técnica de presión al cuadrado³⁸ es empírica y es una simplificación del método de pseudopresión²¹, consecuentemente no es posible considerarla como un procedimiento de aplicación general.

Una justificación del adecuado, o inadecuado, funcionamiento del método de presión al cuadrado se encuentra al suponer que el integrando de la pseudopresión es proporcional a la presión, sin embargo, como lo mencionan Camacho y Raghavan³⁴ esta hipótesis es una condición suficiente mas no necesaria para el buen funcionamiento del método.

En base a los antecedentes anteriores, el propósito de esta investigación es presentar procedimientos de análisis para obtener parámetros del sistema pozo-yacimiento a partir de pruebas conducidas a gasto variable en yacimientos saturados, considerando condiciones de flujo laminar, empleando como base la función de pseudopresión²¹, sin suponer una relación funcional específica del integrando de la pseudopresión.

En general, en el caso de flujo multifásico no es posible analizar las respuestas de presión o de

gasto con soluciones existentes para líquido ligeramente compresible, en términos de los parámetros convencionales²⁵⁻³². Específicamente, para producción a gasto variable durante el período transitorio no puede usarse la normalización de la caída de presión por el gasto³⁸, ni el principio de Duhamel con la presión de fondo, para calcular la capacidad absoluta de flujo y el factor de daño mecánico del pozo. En este trabajo se explora la teoría de Perrine-Martin^{39,40} con respecto al área de drenaje que refleja la saturación obtenida con su procedimiento, utilizando la caída de presión normalizada por el gasto.

En las Refs. 25, 30 y 31 se muestra que es posible correlacionar respuestas de yacimientos saturados con la solución para líquido tradicional¹⁸ (producción a gasto constante). Usando este resultado, se proponen métodos prácticos para calcular el factor de daño, estimar la permeabilidad efectiva en la cara del pozo y el área de drenaje para ciertas funciones de gasto.

Para alcanzar los objetivos planteados, el presente estudio está constituido por tres partes. En la primera se resumen los trabajos presentados en la literatura sobre análisis de pruebas de gasto variable, tanto para flujo monofásico así como para flujo multifásico, con el fin de establecer un precedente de los resultados presentados en este trabajo. Además, se explora también la teoría de Perrine-Martin^{39,40} con respecto a esta situación.

En la segunda parte, se deriva una extensión de la integral de deconvolución para yacimientos con flujo multifásico. Además, se analiza el uso de la integral del yacimiento (pseudopresión) para diferentes funciones de gasto, y se presentan nuevos procedimientos para calcular el factor de daño mecánico, s , y la permeabilidad efectiva en la cara del pozo a partir de la información disponible regularmente (gasto y presión de fondo).

En la tercera parte de este trabajo, se comparan los resultados obtenidos con los nuevos procedimientos contra los obtenidos con los métodos disponibles en la literatura, mostrando las ventajas y limitaciones de cada técnica.

Es importante resaltar que los resultados presentados en este trabajo fueron obtenidos a partir de simulaciones ensayadas con un modelo numérico de pozo formulado en diferencias finitas, el cual considera flujo isotérmico de aceite y gas. Una descripción detallada de este modelo, se presenta en las Refs. 25 y 29 a 31. Aunado a lo anterior, se incluye el análisis de un caso de campo para ilustrar el uso de las técnicas desarrolladas en el presente estudio.

II. ANTECEDENTES

Aunque los orígenes de las pruebas de pozo implican primordialmente el monitoreo de presión, en los últimos años se han logrado avances importantes con la introducción del registro del gasto de producción a condiciones de fondo. El surgimiento de esta medición adicional ha mostrado que la suposición de *almacenamiento constante*, la base para el análisis a tiempos cortos de prueba mediante curvas tipo, es limitada en la mayoría de los casos. Aún más importante es el hecho que el comportamiento de presión a tiempos cortos, normalmente enmascarado por los efectos de llenado, puede ser *desenmascarado* para reflejar la respuesta verdadera del yacimiento. De esta forma, es posible comprender la naturaleza de las geometrías de flujo que ocurren en la vecindad del pozo. Por ejemplo, el comportamiento de pozos hidráulicamente fracturados, formaciones naturalmente fracturadas o pozos parcialmente penetrantes, puede ser observado, bajo ciertas circunstancias, sin mucha incertidumbre.

2.1 Líquido Ligeramente Compresible

El concepto de tratar simultáneamente la presión y el gasto de producción no es nuevo. En 1949, van Everdingen and Hurst¹⁸ presentaron soluciones para modelar el comportamiento de presión en el pozo durante el período de flujo transitorio que incluía los efectos del gasto. El primer ejemplo de campo, ilustrando el uso de datos de presión y gasto, fue reportado por Gladfelter et al. en 1955².

2.1.1. Normalización por el Gasto

A partir del trabajo de Gladfelter et al. en 1955, han aparecido en la literatura diversos estudios^{3,12,41,42} relacionados con el uso de presiones de fondo en conjunción con el comportamiento del gasto superficiales, para determinar parámetros del sistema pozo-yacimiento. Recientemente, Meunier et al.¹⁰ presentaron un caso de campo mostrando los avances logrados en la tecnología para medir los gastos de fondo. En particular, ellos utilizaron la técnica de convolución para estimar

la permeabilidad y el factor de daño a partir de una prueba de incremento de presión. Poco tiempo después, Kuchuk y Ayestarán⁶ presentaron un tratamiento amplio de los procedimientos de convolución y deconvolución directa. Este estudio ayudó a comprender los conceptos físicos inherentes a tales métodos además de la importancia de la gráfica de Horner convencional.

La Integral de Convolución, también conocida como el Teorema de Duhamel o la Integral de Volterra, fue presentada por van Everdingen y Hurst¹⁸ para el tratamiento de la presión del pozo con una variación continua del gasto. Dicha expresión se define como:

$$p_{wD} = \int_0^{t_D} q_D'(\tau) [p_D(t_D - \tau) + s] d\tau \quad (2.1)$$

o,

$$p_{wD} = \int_0^{t_D} q_D(\tau) p_D'(t_D - \tau) d\tau + s q_D(t_D) \quad (2.2)$$

donde p_{wD} y t_D representan los grupos de presión y tiempo adimensional, respectivamente, y:

$$q_D = \frac{q_s f}{q_r B} \quad (2.3)$$

donde q_r es un gasto de referencia.

Las expresiones anteriores, son simplemente soluciones de la ecuación de difusividad para el caso de un fluido ligeramente compresible. La suposición implícita es que el volumen del pozo debajo del punto de medición de gasto es despreciable. Sin embargo, esta suposición no es estrictamente válida debido a la presencia de un cierto volumen de fluido sin movimiento debajo del último intervalo disparado, y al almacenamiento en la fractura para el caso de un pozo intersectado por la

misma. De esta manera, el efecto de almacenamiento es reducido en una forma importante, pero no eliminado, siempre que las mediciones del gasto de fondo sean incorporadas al análisis.

En una prueba de pozo convencional, la presión en el pozo es medida como una función de tiempo, y el gasto de fondo q_D es aproximado ya sea con un modelo de almacenamiento constante o con uno de gasto exponencial. De esta manera, q_D , una relación del gasto instantáneo con respecto a un gasto de referencia, está dada para un fluido de densidad constante por:

$$q_D = 1 - C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} \quad (2.4)$$

para el caso de un modelo de almacenamiento constante⁴³ y por:

$$q_D = 1 - e^{-\theta t_D} \quad (2.5)$$

para el caso de un modelo de gasto exponencial^{44,45}. Los gastos predichos por estos dos modelos son muy similares.

El uso de la Ec.(2.4) en conjunción con un modelo de yacimiento, p_D , conforman la base del análisis de una prueba de pozo convencional en un caso dominado por almacenamiento. La curva tipo de Ramey⁴³ constituye un ejemplo de dicha situación. Para un caso sin almacenamiento, tal como la formulación de Horner, q_D se supone constante y p_D está dada por la aproximación logarítmica de la función integral exponencial, Ei . En este caso, q_D se encuentra fuera de la integral de la Ec.(2.2), y la ecuación es resuelta para las incógnitas k y s , reduciéndose a la convolución con un solo gasto.

Siempre que se disponga de gastos a condiciones de fondo junto con las presiones de fondo, el esquema para la estimación de parámetros a partir de un modelo conocido, $p_D + sq_D$, per-

manece sin cambio. Sin embargo, el gasto de fondo registrado elimina la suposición concerniente al comportamiento del gasto, mejorando de esta manera la estimación de parámetros del yacimiento.

Meunier et al.¹⁰ presentaron un método de convolución del gasto de fondo (*SFRRC*) para analizar pruebas de incremento y decremento. Debido a que en dicha formulación se utiliza la función *Ei*, se le denomina *convolución logarítmica* para distinguirla de la convolución con otros modelos de p_D , tales como lineal, esférico, etc.

El modelo de p_D en las Ecs.(2.1) ó (2.2) para flujo radial puede ser escrito para el caso de un yacimiento homogéneo durante el período de flujo transitorio como:

$$p_D = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{4t_D}{e^{\gamma} r_D^2} \right] \quad (2.6)$$

Combinando las Ecs.(2.1) y (2.6), Meunier et al.¹⁰ demostraron que:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = m_1 \left[\left(\sum_n - q_n \log e \right) / q_n \right] + m_1 \bar{s} \quad (2.7)$$

donde:

$$\bar{s} = \log \left[\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right] - 3.23 + 0.87s \quad (2.8)$$

$$q_n = q_D(t_D) = \frac{q_{sf}(t_n)}{q_r B} \quad (2.9)$$

$$\sum_n = \sum_{i=1}^{n-1} (q'_{i+1} - q'_i) (t_n - t_i) \log (t_n - t_i) + q'_1 t_n \log t_n \quad (2.10)$$

$$q_i' = \frac{q_i - q_{i-1}}{t_i - t_{i-1}} \quad (2.11)$$

y la pendiente, m_1 , está dada por la siguiente expresión:

$$m_1 = \frac{162.6q\mu B}{kh} \quad (2.12)$$

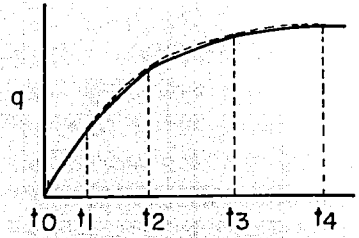
De esta manera, para el caso de una prueba de decremento donde $q > 0$, la Ec.(2.7) produciría una línea recta con pendiente m_1 y una ordenada al origen igual a $m_1\bar{s}$. Nótese que la pendiente de la línea recta es idéntica a la del Método de Horner o MDH y que el factor de daño es evaluado mediante la Ec.(2.8).

Para una prueba de incremento, la Ec.(2.7) toma la siguiente forma:

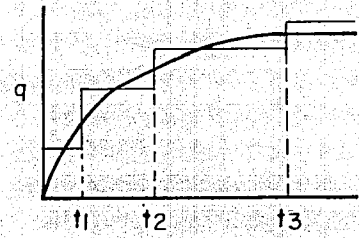
$$\frac{p_{ws} - p_{wf}}{1 - q_D} = m_1 \left[\left(\sum_n -q_n \log e \right) / (1 - q_D) \right] + m_1\bar{s} \quad (2.13)$$

Para propósitos generales, es posible reemplazar la p_{wf} por la presión extrapolada del período de decremento como lo sugiere Slider⁴⁶ para el caso de un yacimiento desarrollado. Asimismo, se puede utilizar el tiempo equivalente definido por Agarwal⁴⁷ en lugar del tiempo real para un comportamiento de yacimiento infinito. En otras palabras, dicho tiempo equivalente es apropiado antes de alcanzar condiciones de flujo pseudoestacionario o estacionario durante el período de flujo previo a la prueba de incremento.

En la formulación de la función \sum_n , Meunier et al.¹⁰ adaptaron la propuesta de McEdwards⁴⁸ para aproximar los datos medidos con segmentos de líneas rectas sucesivas, como se muestra en la Fig. 2.1. Por otro lado, Odch y Jones^{12,41} utilizaron los gastos superficiales en forma de períodos



DISCRETIZACION DE:
Mc. EDWARDS O DE
MEUNIER ET AL.⁴⁸



DISCRETIZACION DE
ODEH - JONES^{12.41}

FIG. 2.1 DISCRETIZACION DEL GASTO EN UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION.

escalonados de gasto constante, para representar la variación del gasto con el tiempo. La suposición implícita es que el efecto de almacenamiento durante un cambio de producción es despreciable. Además, las variaciones instantáneas de gasto no son tomadas en cuenta cuando se utilizan esquemas superficiales de gasto, debido a que el gasto durante cada período de flujo representa un valor promedio en el tiempo. Por tanto, el empleo de gastos de fondo instantáneos supera en gran parte tales problemas.

Los métodos de normalización de Gladfelter et al.² y Winestock y Colpitts³ se clasifican como métodos de deconvolución más que de convolución, de manera que la discusión de sus trabajos será tratada en la siguiente sección.

2.1.2. Integral de Deconvolución

En esencia, es posible obtener un comportamiento de presión a gasto constante a pesar de que la historia de presión y gasto medida tenga una forma arbitraria.

Cuando la función influencia o el modelo del yacimiento, p_D , son desconocidas en la Ec.(2.1), el problema consiste en determinar el modelo y entonces los parámetros del mismo. El método de deconvolución permite identificar el modelo del yacimiento, siempre y cuando se disponga de la información de presión y gasto de fondo. De esta forma, la deconvolución involucra el cálculo de la presión del modelo, p_D , a partir de los datos de la presión y el gasto medidos. A diferencia del proceso de convolución, donde el modelo es conocido a priori (o supuesto), la deconvolución requiere de un trabajo exhaustivo en el cálculo del modelo de presión desconocido a partir de los datos de presión y gasto medidos.

Si se desarrolla una deconvolución exitosa sobre datos de campo, la presión calculada representa una oportunidad única para identificar el modelo de yacimiento. Esta oportunidad es resultado del hecho de que la presión calculada representa la presión en la cara del pozo equivalente a un gasto constante sin efectos de almacenamiento. Quizá la deconvolución pueda ser explicada

mejor por la Fig. 2.2, donde se muestra tanto la presión de pozo medida como la deconvolucionada para el caso de un yacimiento homogéneo.

Aunque el uso de la deconvolución es relativamente nuevo en el análisis de pruebas de pozo, varios estudios^{49,50} reportan el cálculo de la función influencia o la función del acuífero en el modelado del yacimiento. En pruebas de pozo, sin embargo, Jargon y van Poolen⁵¹ fueron los primeros en utilizar los datos de presión y gasto variable para obtener soluciones a gasto constante de la presión de formación. Intentos similares fueron realizados por Bostic et al.⁵² y Pascal⁵³. Más tarde, Kuchuck y Ayestarán⁶, Thompson et al.⁷ y Thompson y Reynolds⁸ presentaron técnicas de deconvolución para datos libres de errores.

Suponiendo un gasto constante de la Ec.(2.2) se tiene:

$$p_D(t_D) + s = \frac{p_{wD}(t_D)}{q_D} \quad (2.14)$$

Esta ecuación presenta un método atractivo para el cálculo de p_D utilizando los datos medidos. Los métodos propuestos por Gladfelter et al.² y Winestock y Colpitts³ se clasifican dentro de esta categoría. Esta opción de deconvolución simple se denomina en la literatura como *Método de Normalización por el Gasto*.

Aunque simple en concepto, este tipo de deconvolución adolece de algunas limitaciones. Por ejemplo, Kuchuck¹⁴ demostró que el método funciona solamente si el gasto de fondo varía linealmente con el tiempo. Además, la línea recta semilog no se desarrolla más temprano que en el método MDH como se muestra en la Fig. 2.3 para el caso de un ejemplo sintético¹⁴.

Fetkovich y Vienot⁵ presentaron ejemplos de campo ilustrando la aplicación de este método en la identificación de otros sistemas *pozo – yacimiento* tales como: fracturas verticales de conductividad infinita o con flujo uniforme. Por otro lado, Kuchuck¹⁴ discutió respuestas teóricas de varias configuraciones incluyendo la solución de línea fuente, flujo cilíndrico, flujo esférico y pozos

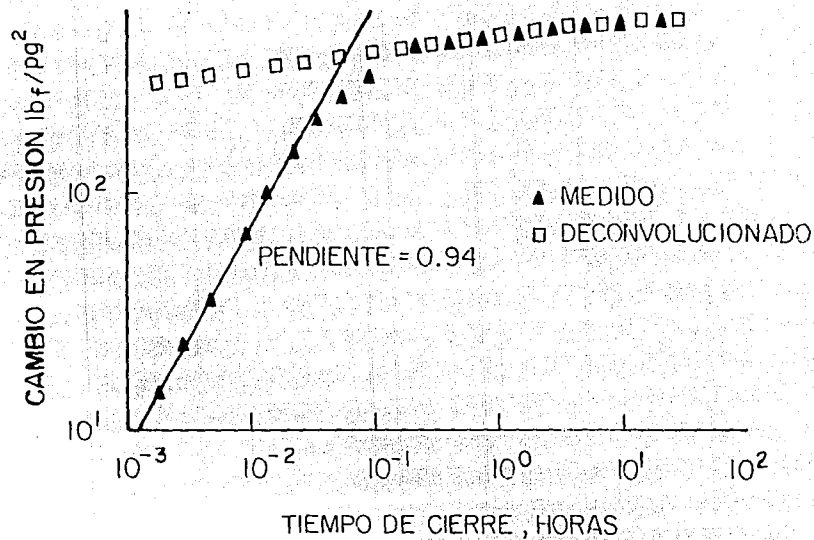


FIG. 2.2 COMPARACION ENTRE PRESIONES MEDIDAS Y DECONVOLUCIONADAS (SEGUN REF. 13)

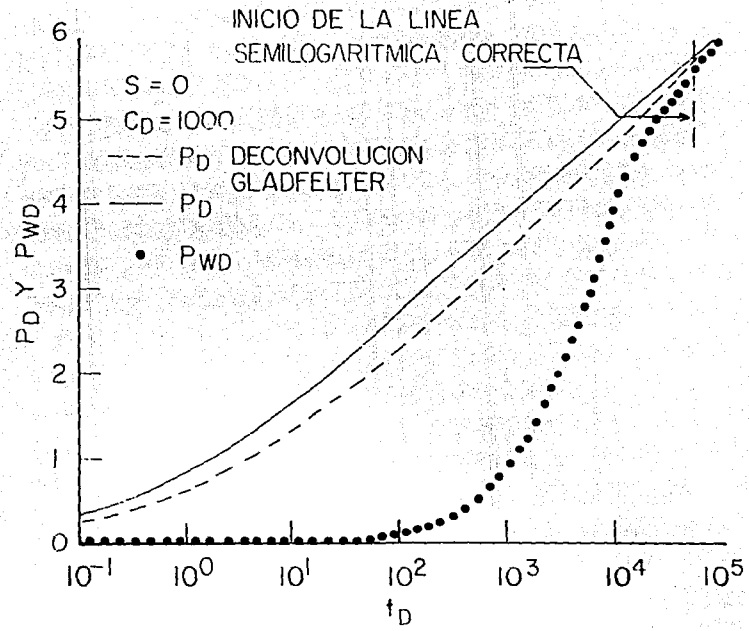


FIG. 2.3 COMPORTAMIENTO SEMILOGARITMICO DE LOS DATOS DE PRESION REGISTRADOS Y DECONVOLUCIONADOS (SEGUN REF. 14)

fracturados, para varios esquemas de gasto de fondo.

En la literatura se dispone de varios esquemas de deconvolución para datos libres de errores. Linealizando la integral de convolución, Ec.(2.2), se puede obtener la siguiente expresión para la función influencia, $p_D^{5,7,8}$

$$p_D(t_{D_{n+1/2}}) = \frac{p_{wD}(t_{D_{n+1}}) - sum}{q_D(t_{D_{n+1}} - t_{D_n})} \quad (2.15)$$

donde:

$$sum = p_D(t_{D_{i+1/2}}) [q_D(t_{D_{n+1}} - t_{D_i}) - q_D(t_{D_{n+1}} - t_{D_{i+1}})] \quad (2.16)$$

La Fig. 2.2 muestra la presión deconvolucionada a partir de la Ec.(2.15). La ventaja de este método sobre la deconvolución tipo Gladfelter es que cualquier esquema de gasto arbitrario puede ser utilizado para calcular p_D . Por ejemplo, Thompson y Reynolds⁸ deconvolucionaron datos sintéticos sin errores para un pozo exhibiendo redistribución de fases a nivel de pozo.

El esquema de deconvolución anterior es apropiado si se cuenta con mediciones libres de ruido. El problema con dicho esquema es quizá ilustrado mejor con el tratamiento de Kuchuck¹⁶, quien demostró que la Ec.(2.2) puede ser discretizada en la siguiente forma:

$$(p_D)_n = \left[(p_{wD})_n - \sum_{i=1}^{n-1} (q'_D)_{n-i} (p_D)_i \right] / (q'_D)_n \quad (2.17)$$

Para $n=1$ y 2 , la ecuación anterior se reduce a:

$$(p_D)_1 = (p_{wD})_1 / (q'_D)_1 \quad (2.18)$$

y:

$$(p_D)_2 = [(p_{wD})_2 - q'_D (p_{sD})_1] / (q'_D)_1 \quad (2.19)$$

respectivamente. Cuando las mediciones de gasto presentan ruido, ésto puede representarse por:

$$\hat{q}_D = q_D^m(t_D) + \varepsilon(t_D) \quad (2.20)$$

Incorporando la Ec.(2.20) en las Ecs.(2.18) y (2.19) se obtiene:

$$(p_D)_1 = \frac{(p_{wD})_1}{[(q'_D)_1 + \varepsilon_1]} \quad (2.21)$$

y:

$$(p_D)_2 = \frac{(p_{wD})_2 - q'_D (p_D)_1}{(q'_D)_1 + \varepsilon_1} - \frac{\varepsilon_1 (p_D)_1}{(q'_D)_1 + \varepsilon_1} \quad (2.22)$$

De la misma forma, la Ec.(2.17) puede ser escrita como:

$$(p_D)_n = \left[(p_{wD})_n - \sum_{i=1}^{n-1} \frac{(q'_D)_{n-1} (p_D)_i}{(q'_D)_1 + \varepsilon_1} \right] - \sum_{i=1}^{n-1} \frac{\varepsilon_{n-i} (p_D)_i}{(q'_D)_1 + \varepsilon_1} \quad (2.23)$$

La inspección del segundo término del lado derecho de la ecuación anterior sugiere que el error, $\varepsilon(t_D)$, se encuentra incrustado en la solución de p_D . Naturalmente, el error se propaga con el incremento del paso de tiempo, lo cual hace a la solución inestable a menos que la magnitud del error sea pequeña.

La tecnología para la medición del gasto de fondo en la práctica se encuentra menos desarrollada con respecto a la existente para registrar presión. De esta forma, los datos de campo siempre contienen niveles inaceptables de ruido para los esquemas anteriores. La técnica de deconvolución propuesta por Kuchuck et al.⁵⁴ intenta superar el problema de estabilidad encontrado en otros procedimientos, imponiendo restricciones al comportamiento de presión calculado.

En deconvolución restringida, p_D es calculada en tal forma que se minimiza el ruido de las mediciones de gasto en la Ec.(2.20), $\|\varepsilon(t_D)\|$, sujeta a:

$$p_{wD}(t_D) = \int_0^{t_D} \hat{q}_D(\tau) [p'_D(t_D - \tau) + s] d\tau \quad (2.24)$$

y:

$$p_D(t_D) \geq 0 \text{ para } t_D \geq 0, \quad (2.25)$$

$$p'_D(t_D) \geq 0 \text{ para } t_D \geq 0, \quad (2.26)$$

$$p''_D(t_D) \leq 0 \text{ para } t_D \geq 0, \quad (2.27)$$

$p'_D(t_D)$ es monótonica, positiva para $t_D \geq 0$.

Nótese que p_D es la solución de la ecuación de difusividad para gasto constante. Utilizando el método de elemento finito, Kuchuck et al.⁵⁴ muestran el cálculo de p_D a partir de la Ec.(2.24) sujeto a las condiciones anteriores. Aunque la deconvolución restringida ayuda al manejo de datos de campo, no es una solución total para tratar datos de gasto con ruido.

En resumen, la deconvolución en general y con restricciones en particular es un área en evolución dentro de las pruebas de pozo. Esta técnica junto con la derivada de presión son de las pocas herramientas que un analista posee para resolver el complejo problema inverso de identificar el modelo de yacimiento a partir de los datos de una prueba de pozo.

2.2 Flujo Multifásico

La mayoría de los procedimientos de análisis de pruebas de pozo disponibles en la literatura, incluyendo los expuestos en la sección 2.1, han examinado el caso de pozos productores de una sola fase sea ésta aceite, gas o incluso agua. Sin embargo, con frecuencia la producción de hidrocarburos involucra el flujo simultáneo de dos o tres fases. Por ejemplo, la condensación retrógrada en las vecindades de un pozo se clasifica como un problema de flujo multifásico en el medio poroso.

2.2.1. Teoría de Perrine-Martin

Para el estudio de pruebas de pozo bajo condiciones de flujo multifásico se han desarrollado varias alternativas de análisis, de ellas la propuesta clásica de Perrine y Martin^{39,40}, que utiliza el concepto de movilidad y compresibilidad totales, actualmente es vastamente utilizada debido a su aplicación directa. Sin embargo, se sabe que su aproximación es menos confiable conforme la saturación de gas se incrementa⁵⁵ ocasionando que los valores de permeabilidades efectivas se estimen por debajo de su valor real⁵⁶. Ayan y Lee⁵⁷ también encontraron que el método de Perrine sobreestima el factor de daño calculado en los casos donde el flujo de aceite es obstruido por una zona de gas en la vecindad del pozo.

La esencia del análisis tradicional, de Perrine–Martin, de pruebas bajo flujo multifásico es la definición de las propiedades totales que reemplazan las propiedades de cada fase. El procedimiento de interpretación utiliza los conceptos de *movilidad total* λ_t , y *compresibilidad total* c_t , definidos como sigue:

$$\lambda_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \quad (2.28)$$

donde la permeabilidad de cada fase es definida en términos de la permeabilidad relativa, así para el caso de aceite:

$$k_o = k k_{ro} \quad (2.29)$$

y:

$$c_t = c_r + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + \frac{S_o B_g}{5.615 B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right) + \frac{S_w B_g}{5.615 B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right) \quad (2.30)$$

En la definición de c_t , los dos últimos términos del lado derecho representan el cambio de volumen debido al gas disuelto sobre el cambio de presión. En la práctica, estos términos son importantes (aunque el término de solubilidad del gas en el agua es relativamente pequeño con respecto al término gas-aceite), y pueden contribuir en forma importante al valor de compresibilidad. Esto significa, que los sistemas multifásicos pueden presentar valores muy grandes de compresibilidad incluso mayores que los de yacimientos de gas debido a la evolución de la fase de gas⁵⁸.

En el caso de yacimientos de gas y condensado, la compresibilidad total se modifica para tomar en cuenta la formación del condensado²⁰:

$$c_t = c_r + S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + \frac{5.615 S_g B_o}{5 B_g} \left(\frac{\partial r_s}{\partial p} \right) + \frac{S_w B_g}{5.615 B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right) \quad (2.31)$$

donde r_s es el volumen del condensado a condiciones de yacimiento relativo al volumen de poros total (éste es generalmente el mismo que la saturación de aceite, S_o).

Las definiciones de movilidad y compresibilidad total no linealizan totalmente las ecuaciones que gobiernan el flujo, su uso está sujeto a las siguientes suposiciones^{19,20,36}.

1. Los gradientes de presión en el yacimiento deben ser pequeños.
2. Los gradientes de saturación en el medio poroso deben ser pequeños.
3. Los cambios de saturación durante la prueba deben ser despreciables.
4. Los efectos capilares, gravitacionales y no-Darcianos se consideran despreciables.

Previendo que las condiciones anteriores son satisfechas, los métodos y soluciones desarrollados para una fase pueden utilizarse para interpretar pruebas bajo flujo multifásico. Además es necesario realizar algunas sustituciones en la ecuaciones empleadas para el análisis; por ejemplo se debe de utilizar la definición de c_t para flujo multifásico y reemplazar el término k/μ por el de movilidad total λ_t . También es necesario usar el gasto de producción total definido como sigue:

$$(\dot{q}B)_t = q_o B_o + q_w B_w + (1000 q_g - R_s q_o - R_{sw} q_w) \frac{B_g}{5.615} \quad (2.32)$$

Por ejemplo, cuando se desarrolla el análisis por curvas tipo, las definiciones de presión y tiempo adimensional son:

$$p_D = \frac{\lambda_t h}{141.2 (\dot{q}B)_t} \Delta p \quad (2.33)$$

$$t_D = \frac{0.0002637 \lambda_t t}{\phi c_t r_w^2} \quad (2.34)$$

Por otra parte, en el análisis semilogarítmico la pendiente de la línea recta y el factor de daño están dados, respectivamente, por:

$$m = \frac{162.6(qB)_l}{\lambda_l h} \quad (2.35)$$

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \frac{\lambda_l}{\phi c_l r_w^2} + 3.227 \right] \quad (2.36)$$

Sin embargo, es importante mencionar, que el valor de λ_l calculado a partir de la Ec.(2.35) es cercano al valor de $(\lambda_l)_{\bar{p}, \bar{S}_o}$, mientras que el empleo de la Ec.(2.36) produce errores considerables al estimar el valor del factor de daño²⁶.

Como resultado de las definiciones anteriores, el procedimiento de análisis proporciona un estimado de la movilidad total λ_l más que la permeabilidad absoluta. Si se conocen las permeabilidades relativas del yacimiento, entonces puede estimarse la movilidad de cada una de las fases a partir de las curvas de flujo fraccional, por ejemplo:

$$\frac{\lambda_w}{\lambda_o} = f_w(S_w) \quad (2.37)$$

$$\frac{\lambda_g}{\lambda_o} = f_g(S_g) \quad (2.38)$$

En forma alterna, en los cálculos se pueden utilizar las permeabilidades relativas k_{ro} , k_{rw} , k_{rg} directamente, haciendo uso de las Ecs. (2.28) y (2.29). De cualquier manera, es necesario conocer las saturaciones de cada una de las fase en el medio poroso. Esto puede representar alguna dificultad dado que las saturaciones calculadas originalmente mediante registros geofísicos serán diferentes de aquellas prevaecientes al momento de la prueba. Las saturaciones también pueden variar durante la prueba en diferentes posiciones del yacimiento. Bøe, Skjæveland y Whitson²² desarrollaron una

expresión que relaciona la presión con saturación durante una prueba de decremento de presión en yacimientos con empuje de gas en solución durante flujo transitorio:

$$\frac{dS_o}{dp} = \frac{(\alpha a' - a\alpha') N/\eta + (\alpha b' - a\beta')}{(a\alpha - \alpha a) N/\eta + (a\beta - \alpha b)} \quad (2.39)$$

donde $\alpha = k_{ro}/(\mu_o B_o)$, $a = k_{rg}/(\mu_g B_g) + R_s\alpha$, $\beta = S_o/B_o$ y $b = (S_g/B_g + R_s\beta)$, las primas denotan derivadas parciales con respecto a presión y los puntos derivadas parciales con respecto a saturación. El símbolo N se define de la siguiente forma:

$$N = \eta \left(\frac{dp}{d\eta} \right) \quad (2.40)$$

donde η representa la variable de Boltzmann:

$$\eta = \frac{\phi r^2}{4kt} \quad (2.41)$$

La Ec.(2.39) puede utilizarse para estimar los cambios en saturación los cuales a su vez pueden emplearse en la Ecs.(2.37) y (2.38).

Para el caso de tres fases, Al-Khalifah et al.⁵⁹ derivaron dos expresiones para la relación presión-saturación; una para el cambio de la saturación de aceite y otra para la fase de gas, ambas con respecto a la presión. Dichas relaciones se expresan en términos de parámetros de las tres fases.

Es importante mencionar que tanto la expresión derivada por Bøe et al.²² como la desarrollada por Al-Khalifah et al.⁵⁹ son válidas cuando el factor de daño es igual a cero.

Conociendo la saturación de la Ec.(2.39) es posible evaluar las permeabilidades relativas y de la Ec.(2.28) obtener la permeabilidad absoluta.

2.2.2. Método de Presión al Cuadrado

En 1987 Al-Khalifah, Aziz y Horne⁶⁰ presentaron un procedimiento de análisis que generaliza los trabajos de Perrine³⁹, Martin⁴⁰ y Fetkovich⁶¹. Su propuesta se basa en el uso de la presión al cuadrado en lugar de la presión y evita la necesidad de conocer, de antemano, el comportamiento de las permeabilidades relativas. El procedimiento fue probado para sistemas de alta y baja volatilidad.

Según los autores citados, las ecuaciones que modelan el comportamiento de presión durante una prueba de pozo pueden reducirse a la siguiente ecuación en términos de p^2 :

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{\phi c_i}{\lambda_i} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (2.42)$$

Esta ecuación es válida solamente si el grupo $k_o/(\mu_o B_o)$ es una función lineal de presión:

$$\frac{k_o}{\mu_o B_o} = ap \quad (2.43)$$

De acuerdo con Handy⁶², Fetkovich⁶¹ y Al-Khalifah et al.⁶⁰ en ocasiones ésto resulta casi cierto.

Utilizando las expresiones anteriores, es posible desarrollar un nuevo conjunto de ecuaciones para interpretación. Por ejemplo, la ecuación para el período de flujo transitorio puede ser escrita como:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = m_2 \left[\log t + \log \left(\frac{\lambda_i}{\phi c_i r_w^2} \right) - 3.227 + 0.868s \right] \quad (2.44)$$

El factor de daño se calcula en la siguiente forma:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i^2 - p_{1hr}^2}{m_2} - \log \left(\frac{\lambda_i}{\phi c_i r_w^2} \right) + 3.227 \right] \quad (2.45)$$

donde m_2 es la pendiente de la línea recta obtenida durante el período de comportamiento infinito en una gráfica de presión al cuadrado versus el logaritmo de tiempo.

Después de definir la pendiente, es posible estimar la permeabilidad efectiva al aceite k_o . Sin embargo, la pregunta obvia es cuál valor de presión debe asociarse en el cálculo. Al-Khalifah et al.⁶⁰ plantean que si se utiliza la presión promedio, entonces la permeabilidad calculada es la misma que la estimada con la técnica de Perrine. Como una alternativa, se puede emplear una presión mayor, específicamente la presión inicial (p_i) para pruebas de decremento y la presión promedio (\bar{p}) para incremento. De esta forma, para el primer caso k_o está dada por:

$$k_o = \frac{325.2q_o p_i (\mu_o B_o)_i}{m_2 h} \quad (2.46)$$

Mientras que para pruebas de incremento, la permeabilidad a la fase de aceite se encuentra dada por:

$$k_o = \frac{325.2q_o \bar{p} (\bar{\mu}_o \bar{B}_o)}{m_2 h} \quad (2.47)$$

Al-Khalifah et al.⁶⁰ mostraron que las dos últimas ecuaciones proporcionan buenos estimados de la permeabilidad efectiva al aceite tanto en sistemas de baja como de alta volatilidad. A pesar de ello, en casos donde se presentan decrementos de presión considerables con producción de aceite de baja volatilidad, es necesario utilizar una presión menor que la indicada antes, de otro modo la permeabilidad efectiva al aceite puede ser sobreestimada.

Una vez calculada la permeabilidad efectiva al aceite, k_o , también es posible estimar las permeabilidades efectivas al gas y al agua de la misma manera como se explicó en la sección 2.2.1., empleando las Ecs.(2.37) y (2.38). Para calcular la permeabilidad absoluta del yacimiento, k , se utiliza la Ec.(2.28) apoyada en datos de permeabilidades relativas de cada fase.

2.2.3. Integral del Yacimiento

Camacho²⁵ ha demostrado que la definición apropiada de la función de pseudopresión en términos de la integral del yacimiento^{23,24,26,29-31} para correlacionar las respuestas de presión de sistemas productores por empuje de gas disuelto liberado con la solución de flujo de líquido ligeramente compresible, está dada por la siguiente expresión:

$$p_p(r, t) = \int_r^{\bar{r}} \left[\alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r'} \right]_i dr' + \int_0^t \left[\alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial t'} \right]_{\bar{r}} dt' \quad (2.48)$$

Aquí $\alpha(p, S_o) = k_{ro}(S_o) / [\mu_o(p) B_o(p)]$.

Mientras que la escala de tiempo adimensional a utilizarse para alcanzar la correlación entre las respuestas citadas se define como:

$$\bar{t}_D = \frac{0.0002637k}{\phi r_w^2 q_{o,sf}(t)} \int_0^t \frac{q_{o,sf}(t') \bar{\lambda}_i(t')}{\bar{c}_i(t')} dt' \quad (2.49)$$

Donde $\bar{\lambda}_i$ y \bar{c}_i representan la movilidad y la compresibilidad del sistema correspondientes a la presión promedio del yacimiento, \bar{p} , (y \bar{S}_o); respectivamente.

Es importante hacer notar que durante el período de comportamiento infinito $\bar{p} \approx p_i$, por tanto, la función de pseudopresión anterior expresada en forma adimensional³⁰ se reduce a:

$$p_{pwD} \approx \frac{k h}{141.2 q_{o,sf}(t)} \int_{r_w}^{\infty} \left[\alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r'} \right]_i dr' \quad (2.50)$$

Obsérvese que tanto en esta definición como en la de tiempo, \bar{t}_D , se han incorporado las variaciones del gasto de fondo, $q_{o,sf}$, para una situación de gasto variable. Consecuentemente, las ecuaciones anteriores pueden utilizarse bajo cualquier modo de producción.

Las Referencias 25, 29 y 30 muestran que la correlación entre la pseudopresión dada por la Ec.(2.48) en función de $\overline{t_D}$ y la solución para líquido ligeramente compresible es precisa tanto en el período de flujo transitorio como durante el dominado por frontera³¹.

La Fig. 2.4 ilustra lo expuesto en el párrafo anterior para un caso de producción a presión constante. Obsérvese el excelente ajuste logrado con la solución de líquido cuando se utiliza $p_{pwD}(\overline{t_D})$ (cuadros llenos) para correlacionar resultados. Asimismo se ha demostrado⁶³ que aún para el caso de flujo de líquido en una fase, se obtiene una mejor correlación con la solución a gasto constante si los datos se grafican en términos de $\overline{t_D}$ equivalente. En la misma figura se presentan los resultados de p_{pwD} en función del tiempo adimensional basado en propiedades iniciales del sistema (cuadros vacíos), t_{Di} , definiéndose éste en unidades prácticas como²⁵:

$$t_{Di} = \frac{0.0002637k k_{roil} t}{\phi c_i \mu_{oi} r_w^2} \quad (2.51)$$

Analizando el comportamiento de $p_{pwD}(t_{Di})$ durante el período de flujo transitorio, se puede decir que desde el punto de vista de correlación de soluciones, durante dicho intervalo de tiempo es posible utilizar el grupo de tiempo adimensional anterior²⁵. Por lo que respecta al período dominado por frontera, es necesario emplear el grupo de tiempo dado en la Ec.(2.49).

2.2.4. Pseudopresión del Pozo

Otra alternativa para el análisis de pruebas bajo condiciones de flujo multifásico fue propuesta por Raghavan en sus trabajos de 1976²¹ y 1986⁶⁴, mediante el uso de la pseudopresión definida en una forma especial y análoga a la establecida para pozos de gas⁶⁵. Dicha función está expresada por:

$$\hat{p}_p(t) = \int_{p_{wf}(t)}^{p_i} \left(\frac{k_{ro}}{\mu B_o} \right)_{r_w} dp \quad (2.52)$$

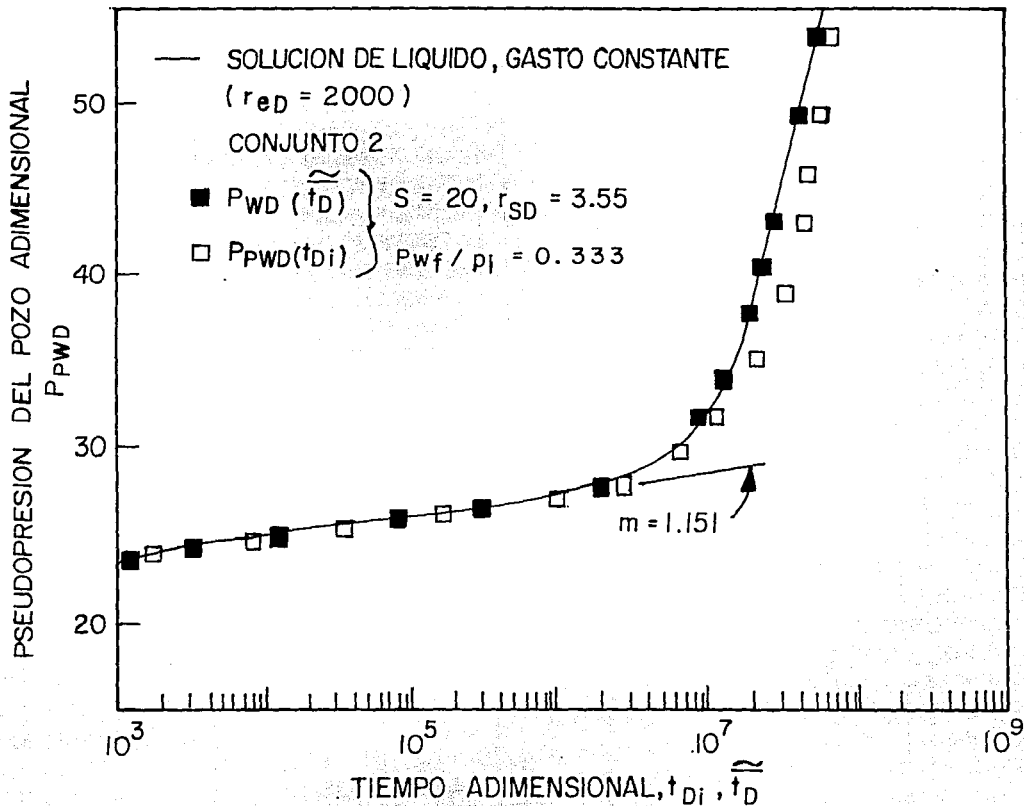


FIG. 2.4 CORRELACION DE LA RESPUESTA DE UN SISTEMA PRODUCTOR POR EMPUJE DE GAS EN SOLUCION (SEGUN REF.25)

y la correspondiente expresión adimensional está dada por:

$$\hat{p}_{pwD}(t_{Di}) = \frac{kh}{141.2q_o} \hat{p}_p(t) \quad (2.53)$$

La definición dada en la Ec.(2.52) fue utilizada por Fetkovich⁶¹ para definir la productividad de un pozo como:

$$q_o = \frac{kh}{141.2(\ln t_{Di} + 0.404 + s)} [\hat{p}_{pi} - \hat{p}_{pwf}] \quad (2.54)$$

Sin embargo, de la Ec.(2.52) se observa que para poder hacer uso de ésta, se requiere conocer las curvas de permeabilidades relativas para el yacimiento en cuestión. Aanonsen²³ demostró que pequeñas inexactitudes en los datos de permeabilidades relativas pueden conducir a errores mayores al estimar los parámetros del yacimiento. Este es justamente un inconveniente en el uso de la pseudopresión anterior, dado que en la práctica resulta difícil contar con curvas de permeabilidades relativas *representativas* del yacimiento.

Bøe et al.²² y Aanonsen²³ calcularon el lado derecho de la Ec.(2.52) mediante la saturación en la cara del pozo y derivaron expresiones para estimar la saturación en la cara del pozo cuando el daño mecánico es igual a cero. Raghavan calculó el integrando utilizando la relación gas-aceite, (RGA). Los dos métodos pueden arrojar resultados idénticos si la saturación de gas crítica, S_{gc} , y el factor de daño son cero²⁵. Las diferencias entre los dos métodos dependerán primordialmente de la variación de k_{ro} para $S_g \leq S_{gc}$ y la manera en que el integrando se calcule para dicha situación. Por ejemplo, si la RGA indica que $S_g \leq S_{gc}$, entonces en la Referencia 25 se utiliza el valor de $k_{ro}(S_{gc})$ para calcular el integrando del lado derecho de la Ec.(2.52).

La Fig. 2.5 presenta la respuesta de un pozo productor a gasto constante en un yacimiento con flujo multifásico. El período analizado corresponde a flujo transitorio únicamente y en consecuencia

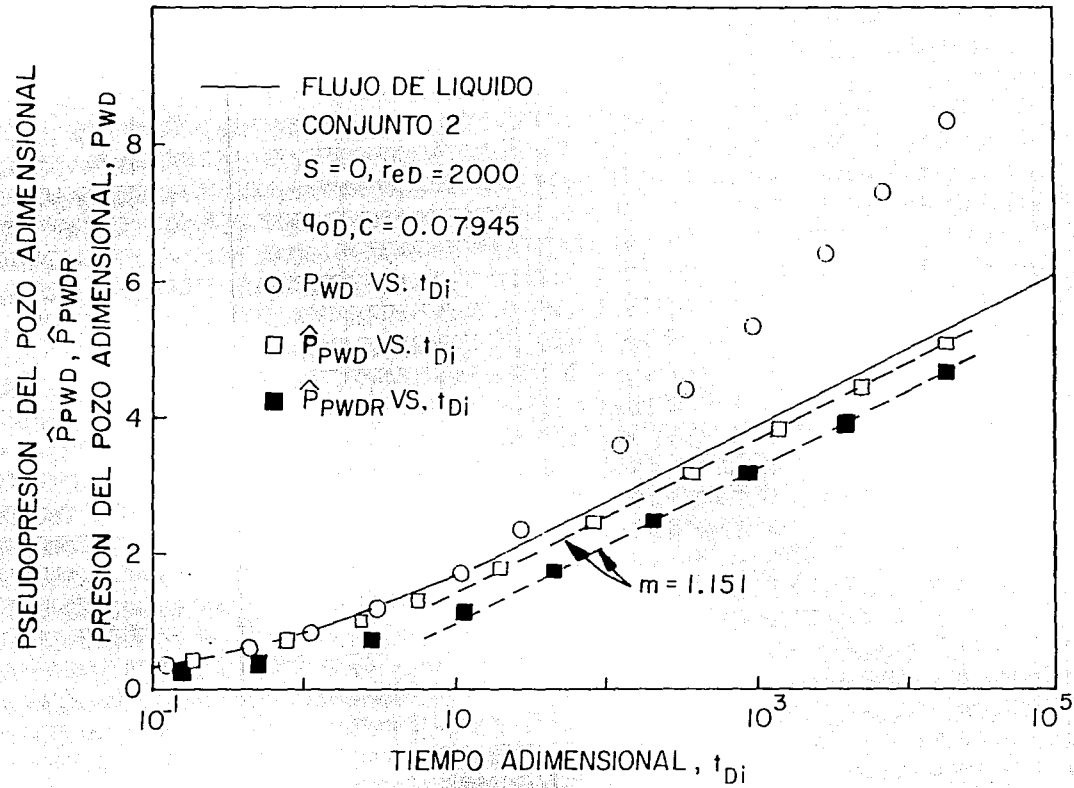


FIG. 2.5 RESPUESTAS DE PRESION Y PSEUDOPRESION EN EL POZO DURANTE FLUJO TRANSITORIO (SEGUN REF. 25)

los efectos de frontera no ejercen ninguna influencia sobre la citada respuesta. Los círculos indican el comportamiento de la presión adimensional, mientras la línea continua representa la solución de líquido ligeramente compresible. Los cuadros vacíos y llenos representan las respuestas graficadas de acuerdo a las sugerencias de Aaonsen²³ ($S_{o,w}, \hat{p}_{pwD}, t_{Di}$) y Raghavan²¹ ($R, \hat{p}_{pwDR}, t_{Di}$), respectivamente. Para $t_{Di} > 100$ se definen en forma evidente líneas rectas con pendientes aproximadamente iguales 1.151. Estas respuestas indican que es posible estimar la capacidad de flujo de la formación si se calculan las pseudopresiones utilizando los métodos dados por Raghavan o Aaonsen. Las diferencias entre los cuadros vacíos y llenos reflejan las diferencias en los cálculos del integrando cuando $S_g \leq S_{gc}$.

Para el caso de gasto variable la función de pseudopresión en el pozo se define en la siguiente forma:

$$\frac{\hat{p}_{pwD}}{q_{o,sfD}} = \frac{kh}{141.2q_{o,sf}(t)} \int_0^t \left(\alpha \frac{\partial p}{\partial t} \right)_{r_w} dt$$

$$\approx \frac{kh}{141.2q_{o,sf}(t)} \int_{p_{wf}}^{p_i} \alpha(r_w) dp, \quad (2.55)$$

donde \hat{p}_{pwD} se define en términos de un gasto de aceite constante de referencia, q_o , y el gasto de fondo adimensional está dado como: $q_{o,sfD} = q_{o,sf}/q_o$. Nótese que el lado derecho de la Ec.(2.55) es una simplificación la cual es válida solamente cuando la función $\alpha(r_w)$ es una función continua de p_{wf} a través del tiempo²⁶.

Dado que en la mayoría de los casos no se dispone de perfiles de presión y saturación a través del yacimiento, la Ec.(2.55) es más atractiva que la Ec.(2.50) desde un punto de vista práctico.

A pesar de lo anterior, si existe una región de daño en una zona vecina al pozo, entonces la saturación en la cara del pozo no es una función monótonica de tiempo y presión. La Fig. 2.6

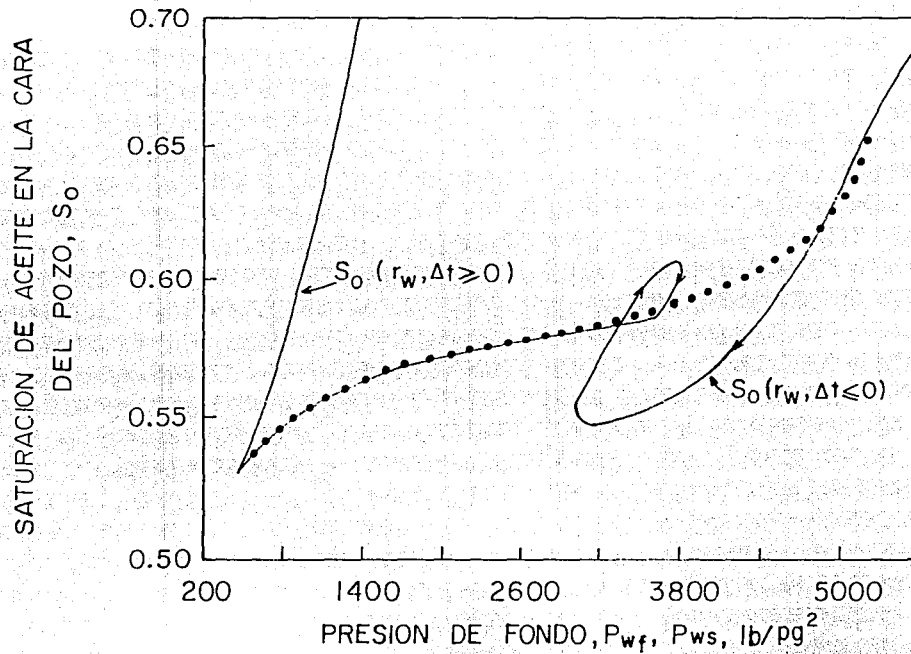


FIG. 2.6 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION DE ACEITE EN LA CARA DEL POZO, DECREMENTO E INCREMENTO DE PRESION, $s = 10$ (SEGUN REF.26)

presenta el comportamiento de la saturación en la cara del pozo en función de la presión para un período de flujo y uno de cierre cuando el daño es diferente de cero. La línea continua corresponde a la saturación en la cara del pozo y las flechas señalan la dirección del cambio. El principal problema con los procedimientos de Bøe et al.²² y Aanonsen²³, es su incapacidad para predecir el incremento en la saturación mostrada en la citada figura. Asimismo, los cambios en saturación mostrados también influyen en la RGA²⁶.

Las expresiones derivadas por Bøe et al.²² y Aanonsen²³ suponen que el perfil de la RGA producida es similar al que se discute generalmente en la literatura y en consecuencia no predicen los incrementos que son evidentes si existe una región de daño.

En la Fig. 2.6 la línea punteada representa la relación presión-saturación que se obtiene de la RGA producida registrada al momento de cierre. Se puede apreciar que la RGA producida no reproduce la relación presión-saturación del decremento.

Para el caso analizado aquí, la diferencia entre el perfil de saturación predicho por la RGA producida y la distribución de saturación al momento de cierre, $S_o(r, \Delta t = 0)$, fue menor a 0.05 para $t_D < 1000$ y la máxima diferencia para $1000 \leq r_D \leq r_D(\bar{p})$ menor a 0.1.

De acuerdo a lo expuesto en los párrafos anteriores, la principal consecuencia del comportamiento de la saturación de aceite en la cara del pozo observado en la Fig. 2.6, es la imposibilidad para tratar a la función $\alpha(r_w)$ como se propone en la Referencia 27.

2.3 Modelo Numérico

Los datos sintéticos empleados en este trabajo fueron obtenidos con un modelo numérico de pozo formulado en diferencias finitas, totalmente implícito, el cual simula el flujo isotérmico de aceite y gas. Las Referencias 26 y 29 a 31 proporcionan una descripción detallada de los pasos seguidos para garantizar la exactitud de las soluciones.

El simulador permite modelar el flujo radial hacia un pozo totalmente penetrante localizado

en el centro de un volumen poroso de geometría cilíndrica cuya frontera exterior se encuentra cerrada al flujo, Fig. 2.7. Además el pozo puede producirse a presión y gasto variables.

La región de daño se representa mediante una zona concéntrica al pozo y con una permeabilidad diferente a la del yacimiento⁶⁶. Los efectos gravitacionales, de presión capilar y de flujo no-Darciano se consideran despreciables.

El análisis presentado en este reporte tampoco toma en cuenta algunos de los efectos relacionados con el pozo observados en la práctica⁶⁷, pero que no guardan ninguna relación con el medio poroso. Es decir, en este trabajo se supone que la respuesta observada se relaciona directamente con las características del yacimiento.

Las propiedades PVT utilizadas en el estudio se muestran en las Figs. 2.8 y 2.9, mientras la Fig. 2.10 ilustra los datos de permeabilidades relativas. Estos Conjuntos de propiedades son idénticos a los Conjuntos 1 y 2 de las Referencias 25, 26 y 29 a 31 y únicamente se usan aquí para propósitos de continuidad. Consecuentemente, los resultados presentados en este reporte no dependen de los datos específicos empleados en los ensayos de simulación. La Tabla II.1 presenta los detalles del rango de valores para las variables examinadas en el estudio.

Dado que el Conjunto 2 considera un valor diferente de cero con respecto a la saturación de gas crítica, S_{gc} , en el presente trabajo también se analiza la influencia de este parámetro sobre los resultados presentados.

Aunado a lo anterior, las siguientes funciones de gasto se acoplaron como condición de frontera interior al modelo para ilustrar los procedimientos desarrollados en este trabajo. Una función de gasto de tipo senoidal^{68,69} más una constante:

$$q_{o,sf}(t) = q_1 \text{sen}(wt) + q_0. \quad (2.56)$$

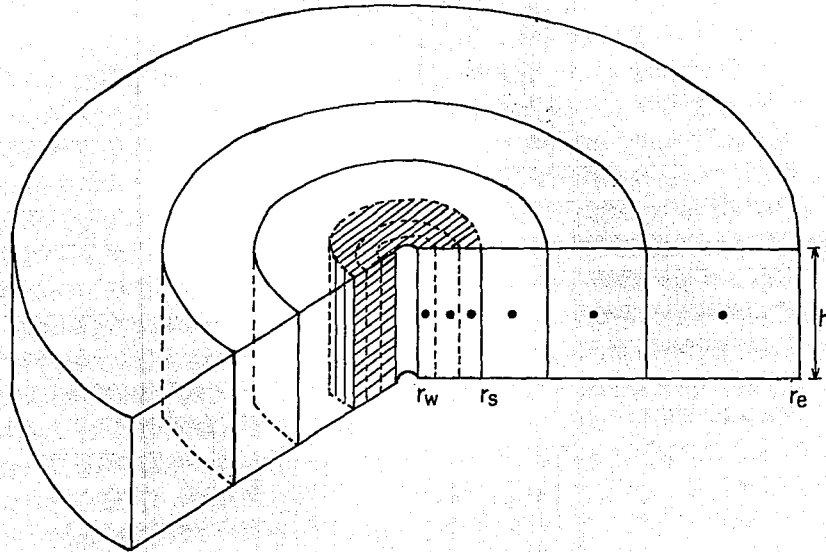


FIG. 2.7 MODELAGO DE LA REGION DE DAÑO Y DEL YACIMIENTO.

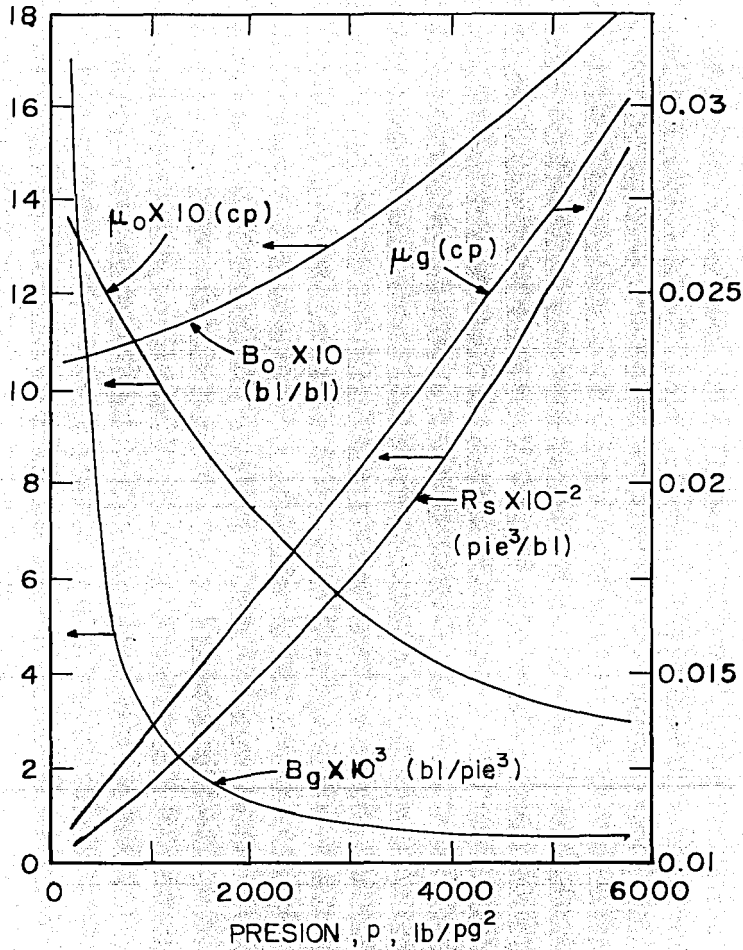


FIG. 2.8 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS, -
CONJUNTO 1 (SEGUN REF. 25)

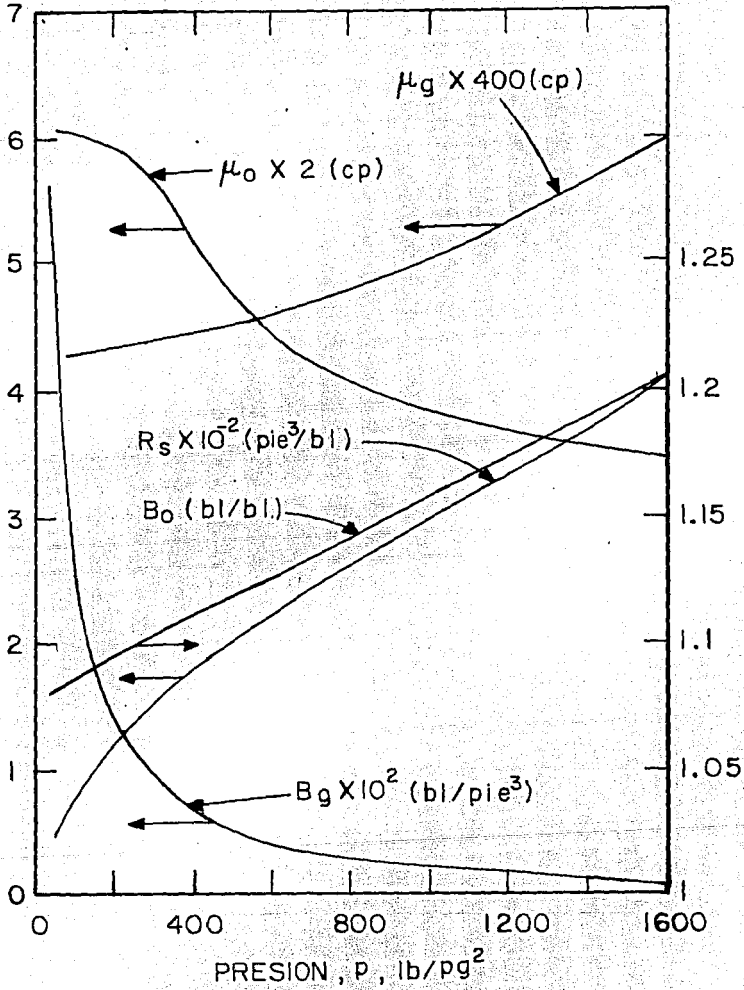


FIG. 2.9 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS, CON JUNTO 2 (SEGUN REF. 25).

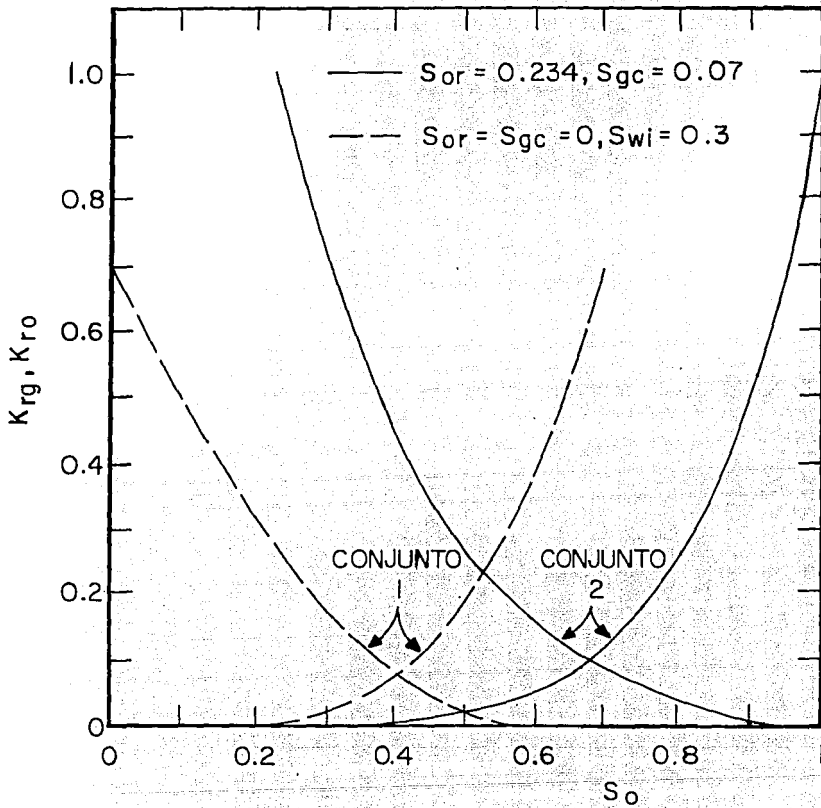


FIG. 2.10 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS -- (SEGUN REF. 25).

TABLA II.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO Y DEL YACIMIENTO UTILIZADAS EN LAS CORRIDAS DE SIMULACION

| | |
|--|---------------------|
| RADIO DE DRENE, r_e (pie) | 1000, 4000 |
| RADIO DEL POZO, r_w (pie) | 0.5 |
| ESPESOR DE LA FORMACION, h (pie) | 50, 200 |
| PRESION INICIAL, $p_i = p_{hi}$ (lb/pg²) | 1500, 5704.8 |
| DENSIDAD DEL ACEITE, ρ_o (lb_m/pie³) | 58 |
| PERMEABILIDAD, k (mD) | 10, 100 |
| POROSIDAD, ϕ (FRACCION) | 0.05, 0.3 |
| FACTOR DE DAÑO, s (ADIMENSIONAL) | -2, 0, 20 |

En el estudio también se analiza el caso descrito por una variante de la ecuación anterior, esto es, una función senoidal logarítmica:

$$q_{o,sf}(t) = q_1 \text{sen}(w \log t) + q_0. \quad (2.57)$$

Las ecuaciones anteriores son la base para comprender los principios básicos de la interpretación de pruebas de pulso^{68,69}, además de permitir analizar la sensibilidad de los procedimientos de análisis con respecto a las fluctuaciones del gasto de producción. En ambas expresiones w representa la frecuencia angular, en tanto la amplitud relativa de oscilación se define por el cociente q_1/q_0 .

Una exponencial creciente a un gasto constante^{6,37,68},

$$q_{o,sf}(t) = q_0 (1 - e^{-\theta t}), \quad (2.58)$$

donde θ es una constante expresada en unidades inversas de tiempo. Esta ecuación representa el efecto de almacenamiento. Además en el estudio se utiliza, $1 \leq \theta \leq 1 \times 10^6$ (1/D) y $q_0 = 500$ y 1500 STB/D.

Una función exponencial decreciente previa a un cierre total^{68,70},

$$q_{o,sf}(t) = q_0 e^{-\theta t}, \quad (2.59)$$

para representar el efecto de almacenamiento durante el cierre, con $1 \leq \theta \leq 50$ (1/D) y $q_0 = 500$ STB/D.

Una función senoidal amortiguada la cual pretende modelar los efectos inerciales de pozo⁷¹,

$$q_{o,sf}(t) = q_1 \frac{\text{sen}(\omega t)}{\omega t} + q_o, \quad (2.60)$$

Un gasto de producción variando de acuerdo a:

$$q_{o,sf}(t) = q_o (1 + B\sqrt{t}), \quad (2.61)$$

con $B = 1$ y $1.5 (1/D^{0.5})$ y $q_o = 20$ STB/D.

También se consideró la producción individual de capas de un yacimiento estratificado producido a gasto total constante. Todas las corridas de simulación se efectuaron tanto para sistemas conteniendo un líquido ligeramente compresible como para yacimientos productores por empuje de gas en solución con el fin de analizar el efecto de la presencia de flujo multifásico.

III. ESTABLECIMIENTO DE PROCEDIMIENTOS

Este Capítulo se inicia analizando la teoría de Perrine-Martin, respecto al comportamiento de la caída de presión y al estudio del comportamiento de la permeabilidad efectiva dentro del área de drenaje. A continuación, se examina una propuesta de análisis de pruebas a gasto variable en presencia de flujo multifásico utilizando la integral del yacimiento, y se compara su comportamiento con el de la caída de presión adimensional, p_{wD} , y la diferencia de presión adimensional al cuadrado, $p_{wD,2}$, ambas normalizadas por el gasto y definidas de la siguiente forma:

$$p_{wD} = \frac{k k_{roi} h (p_i - p_{wf}(t))}{141.2 \mu_{oi} B_{oi} q_{o, sf}(t)}, \quad (3.1)$$

y

$$p_{wD,2} = \frac{k k_{roi} h (p_i^2 - p_{wf}^2(t))}{141.2 \mu_{oi} B_{oi} q_{o, sf}(t) 2 p_i}. \quad (3.2)$$

La Referencia 30 demostró que es posible correlacionar la integral del yacimiento con la respuesta en términos de $p_{wD,2}$ como una función de la variable de Boltzmann para el caso de presión de fondo constante. En el presente trabajo se exploró dicho resultado para el caso de presión y gasto variables y se encontró que todavía esta correlación es aproximadamente válida. De esta forma, el método presentado en la citada referencia para calcular las permeabilidades efectivas fue extendido al caso de pruebas de gasto variable.

Además, en base a los resultados obtenidos con la integral del yacimiento, posteriormente se propone una ecuación simple para el cálculo del factor de daño mecánico.

En este Capítulo también se analiza el comportamiento de la función de pseudopresión en el pozo, Ec.(2.55), al igual que el método de presión al cuadrado.

Usando la definición de pseudopresión dada en la Ec.(2.55), se estableció el principio de Duhamel para gasto variable bajo condiciones de flujo multifásico. Mediante este procedimiento, las suposiciones implícitas son evidentes, demostrándose de esta forma las limitaciones del Principio de Superposición aplicado a sistemas con flujo multifásico. Por medio de dicho principio, se desarrollaron nuevas expresiones para calcular las permeabilidades efectivas y combinando estas ecuaciones con la expresión de daño desarrollada a partir de los resultados con la integral del yacimiento, se obtuvieron relaciones simples para evaluar tanto la permeabilidad efectiva como el factor de daño mecánico.

3.1 Análisis de la Teoría de Perrine–Martín

En general, en el caso de flujo multifásico no es posible correlacionar respuestas del pozo con las soluciones desarrolladas para líquido en términos de parámetros convencionales^{21–38}. Específicamente, para producción a gasto variable durante el período transitorio no es posible utilizar la caída de presión normalizada por el gasto (ver Referencia 38), y se puede predecir que el principio de Duhamel empleando las presiones de pozo no puede emplearse para calcular la permeabilidad absoluta y el factor de daño mecánico. En consecuencia, en esta sección se explora la propuesta de Perrine–Martín^{39,40} con respecto a tal situación.

3.1.1. Comportamiento de la Caída de Presión

Al-Khalifah et al.³⁸ determinaron que el procedimiento propuesto por Perrine³⁹ y Martín⁴⁰ para determinar la permeabilidad efectiva en el área de drenaje de sistemas productores por empuje de gas en solución, a partir de la pendiente obtenida en la gráfica de $\Delta p/q_{o,sf}$ versus tiempo, es sensible a la magnitud del gasto. Esto coincide con las hipótesis involucradas en dicha teoría.

La Fig. 3.1 presenta los resultados en términos de p_{wD} , Ec.(3.1), calculada utilizando tanto el gasto de fondo $q_{o,sf}$, como el gasto constante de superficie, q_o , para el caso de una función exponencial creciente y una senoidal amortiguada. Asimismo, se incluyen las soluciones de líquido

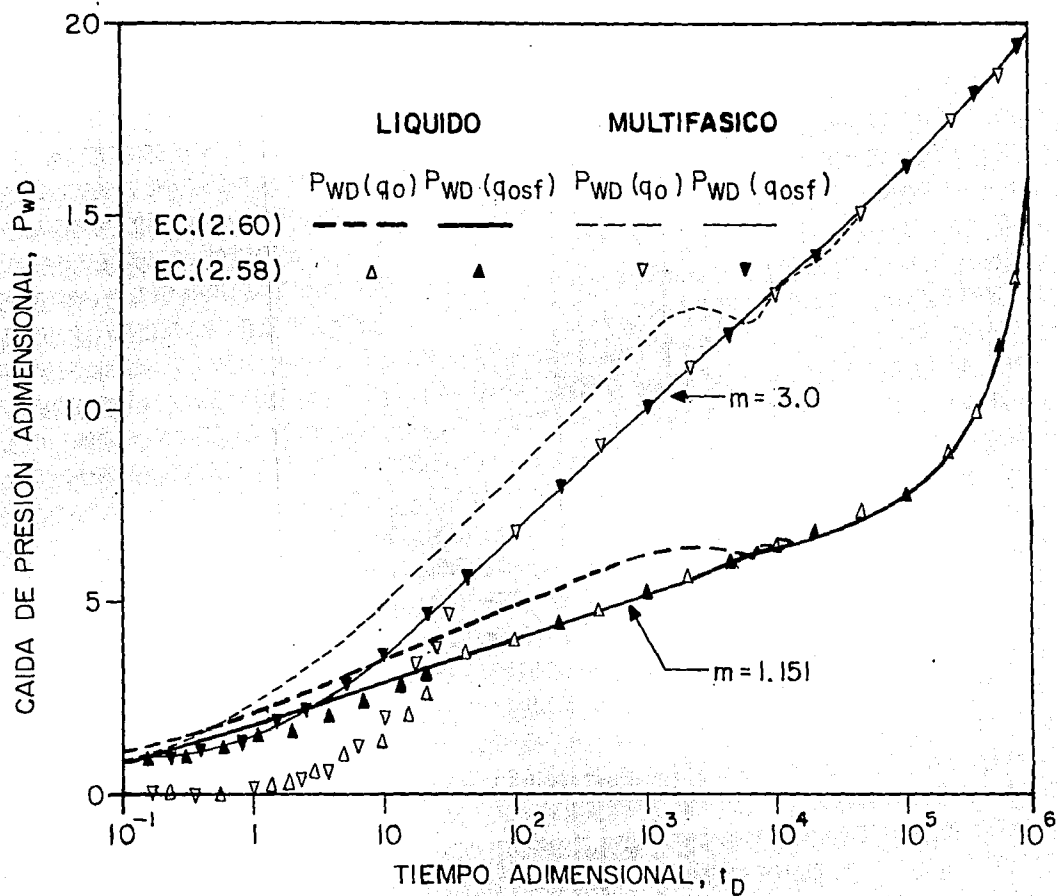


FIG. 3.1. COMPORTAMIENTO DE LA PRESION ADIMENSIONAL.

correspondientes. El desplazamiento entre las respuestas de líquido y flujo multifásico es evidente y refleja el hecho de ignorar la presencia del flujo de dos fases en el medio poroso. Este resultado demuestra que el incremento de la saturación de gas con el tiempo ocasiona una pérdida importante de productividad.

También es notorio que las pendientes de las líneas rectas trazadas para los casos de flujo multifásico en la citada figura, no son iguales a 1.151 como en flujo de líquido, sin embargo, las pendientes son similares en los dos casos mostrados.

Respecto al comportamiento de la saturación promedio dentro del área limitada por el radio donde se localiza la presión promedio²⁹, \bar{r} , ($\bar{r} = r(\bar{p})$), se realizaron cálculos para varios casos donde $s = 0$, observándose que durante el período transitorio la saturación promedio se estabiliza aproximadamente en el mismo valor: $1 \times 10^{-4} \leq \bar{S}_g \leq 1.4 \times 10^{-4}$, la cual corresponde a $k_{ro} \approx 0.6995$. Dado que el rango de estabilización es pequeño, se esperaría algo similar con las pendientes semilogarítmicas ($m \approx 3$), lo cual se confirma en la Fig. 3.1.

Además de lo anterior, se efectuaron estimaciones de la saturación promedio para varios casos con producción a gasto constante, advirtiéndose que conforme la tasa de aceite se incrementa el intervalo de tiempo al cual la saturación se estabiliza es más reducido.

El resultado anterior es lógico ya que conforme el gasto se incrementa, el período en el cual la línea recta semilogarítmica de p_{wD} puede ser ajustada es cada vez más pequeño, ésto es debido a los mayores gradientes de presión y saturación que existen alrededor del pozo.

La Fig. 3.2 muestra el comportamiento de p_{wD} calculada en base a $q_{o,sf}$ y al gasto de superficie, q_o , para el caso de la función exponencial creciente con $s = 20$. Como en la Fig. 3.1, para $s = 0$, se observa nuevamente un desplazamiento importante entre las respuestas multifásicas y las de líquido. Nótese, que para el caso de flujo multifásico la curva de presión normalizada exhibe dos períodos para un posible trazo de líneas rectas semilogarítmicas, separados por un intervalo

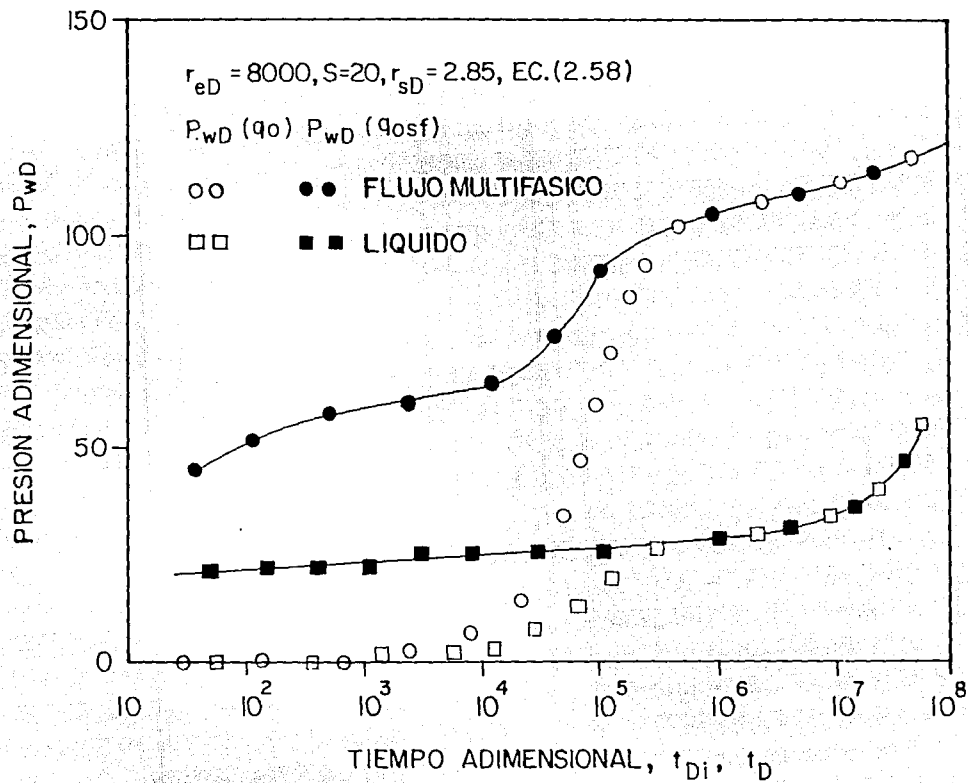


FIG. 3.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION ADIMENSIONAL

de tiempo el cual presenta una pendiente mayor y en donde consecuentemente también se puede ajustar una línea recta. El mismo comportamiento se observó al emplear la caída de presión al cuadrado normalizada por el gasto, $p_{wD,2}$.

3.2 Comportamiento de la Integral del Yacimiento

La Fig. 3.3 ilustra el uso de la integral del yacimiento (Ec.(2.50)) para un sistema con empuje de gas en solución. La línea continua corresponde a la solución de líquido ligeramente compresible con gasto constante. Los datos representados con círculos, cuadrados y triángulos corresponden a respuestas multifásicas con las funciones de gasto dadas por las Ecs.(2.60), (2.56) y (2.58), respectivamente. Los resultados presentados muestran la excelente correlación alcanzada entre las respuestas de dos fases y la solución de líquido durante el período transitorio.

En la figura anterior se ha analizado la respuesta de flujo multifásico considerando daño mecánico igual a cero. La Fig. 3.4 muestra el uso de la integral del yacimiento para un pozo cuyo comportamiento de gasto está dado por las funciones de tipo: senoidal (línea discontinua), exponencial creciente (círculos), exponencial decreciente (cuadrados), senoidal amortiguada (triángulos) y lineal (rombos), suponiendo un daño mecánico de 20. Al igual que en los casos de la Fig. 3.2, también aquí se presenta una correlación adecuada entre las respuestas multifásicas y la de flujo de líquido a gasto constante. En el caso de la función senoidal, a pesar de presentarse ciertas oscilaciones en la respuesta como consecuencia del tipo de gasto, la citada correlación todavía es aceptable.

Las Figs. 3.5 y 3.6 muestran los perfiles de presión y saturación a través del yacimiento, respectivamente, para la función de gasto senoidal logarítmica, Ec.(2.57), durante el período de flujo transitorio. En estas figuras se observa que los mayores gradientes de presión ocurren en la vecindad del pozo, justo donde se localiza la zona de daño, ocasionando que en dicha región la saturación de gas se incremente. Asimismo, tomando en cuenta la naturaleza de la función de gasto utilizada en el caso mostrado (función senoidal logarítmica), se deduce que todos los cambios

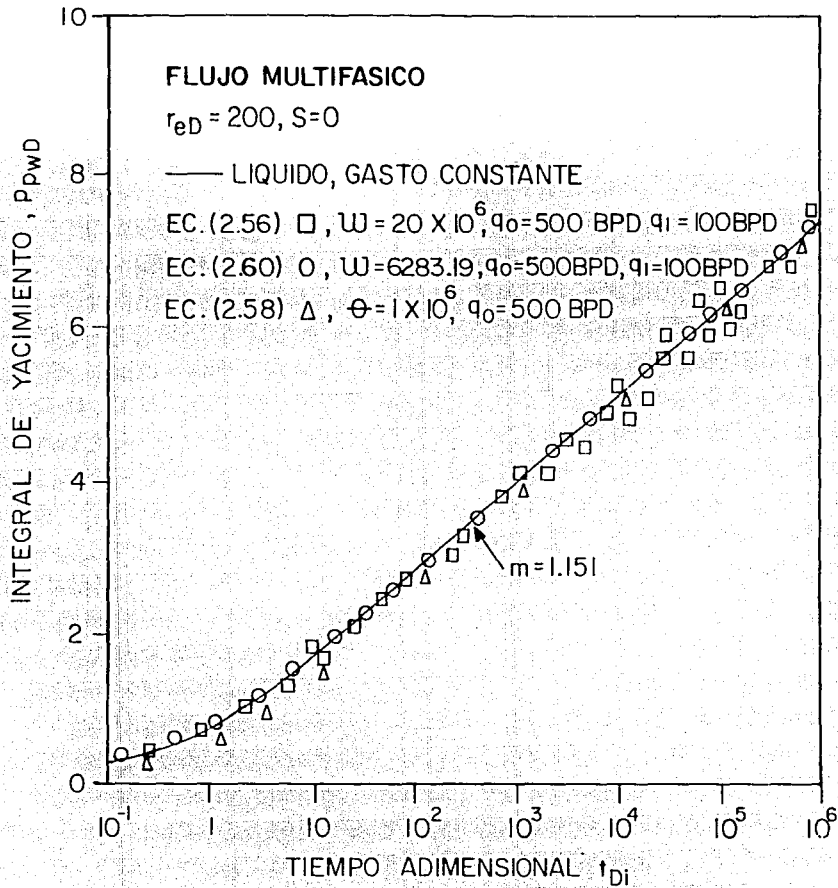


FIG. 3.3 COMPORTAMIENTO DE LA INTEGRAL DEL YACIMIENTO.

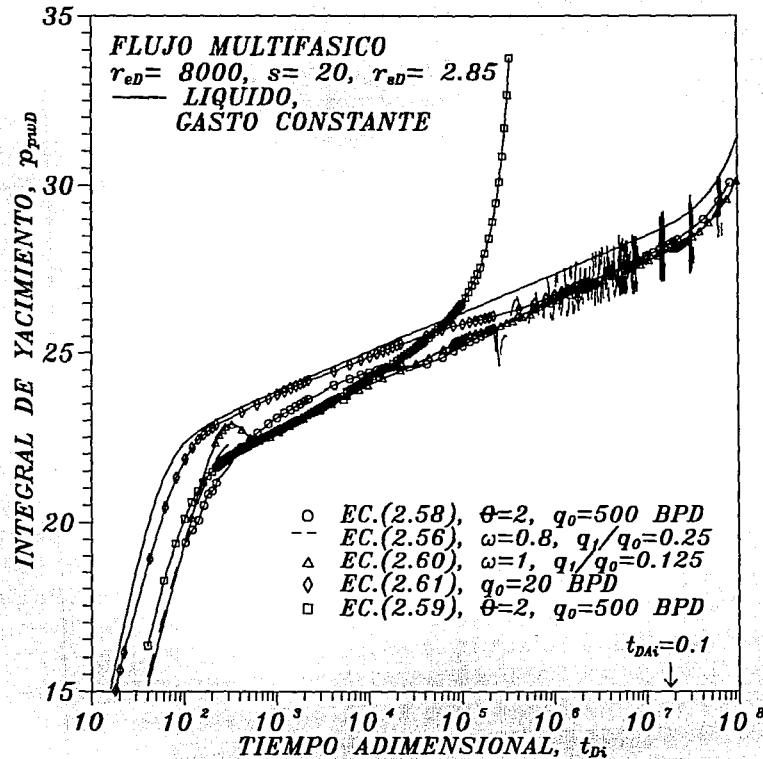


FIG. 3.4 COMPORTAMIENTO DE LA INTEGRAL DE YACIMIENTO.

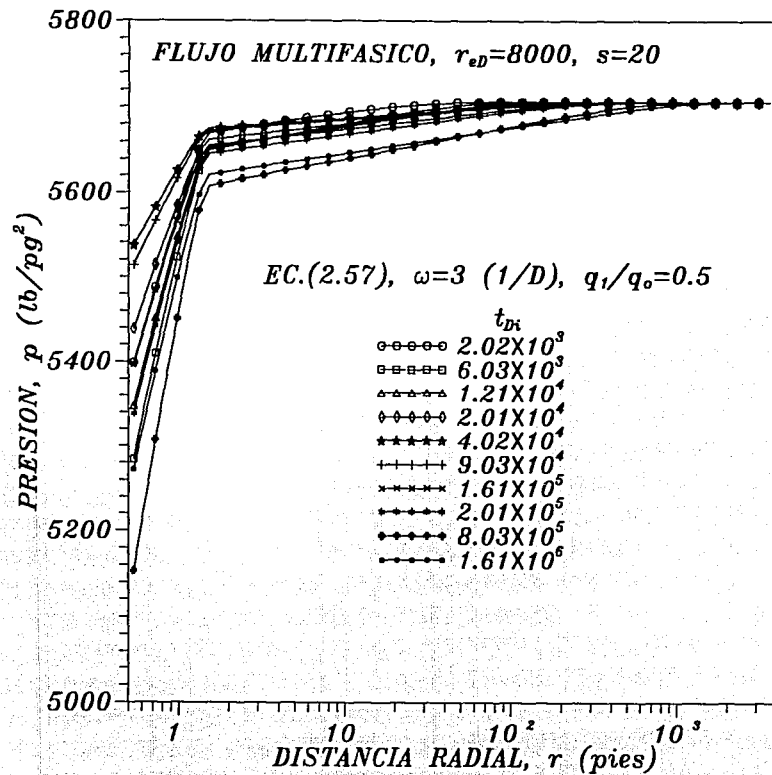


FIG. 3.5 PERFILES DE PRESION A TRAVES DEL YACIMIENTO

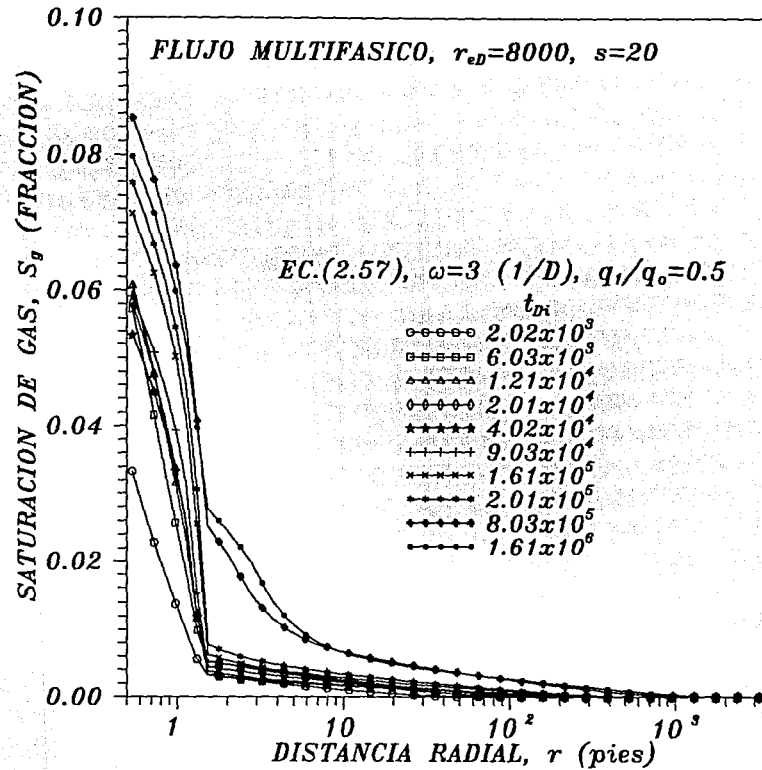


FIG. 3.6 PERFILES DE SATURACION DE GAS A TRAVES DEL YACIMIENTO

de gasto y en consecuencia de presión que ocurren en el pozo, se ven reflejados en forma directa en el yacimiento, existe incluso cruzamiento de los citados perfiles.

Los resultados presentados en esta sección, permiten concluir que la correlación durante flujo transitorio de respuestas de dos fases y líquido vía la integral del yacimiento, para el caso de gasto y presión variables, es todavía válida dentro de cierta aproximación.

3.3 Pseudopresión en el Pozo

La Fig. 3.7 muestra el comportamiento de la pseudopresión en el pozo normalizada por el gasto, $\hat{p}_{pwD}/q_{o,sfD}$, Ec.(2.55); considerando las diferentes funciones de gasto y un daño mecánico, s , igual a 20. Se puede observar que solamente para los casos correspondientes a las funciones exponencial creciente y senoidal amortiguada se obtienen líneas rectas bien definidas cuando $t_{Di} > 5 \times 10^5$; consecuentemente, para un área de drenaje de menores dimensiones es posible que tal comportamiento no se presente. Una explicación para este comportamiento se puede encontrar en la poca variación en el gasto, lo cual concuerda con el caso de líquido ligeramente compresible.

Comparando las respuestas de las funciones exponenciales creciente, Ec.(2.58), y decreciente (Ec.(2.59)), se observa que la normalización por el gasto es más eficiente para el primer caso, lo cual nuevamente coincide con el comportamiento observado para flujo de líquido.

De los resultados presentados tanto en esta sección como en la anterior, es posible escribir la siguiente relación para el período transitorio:

$$p_{pwD} = 0.5 \left[\ln \frac{4t_{Di}}{e^\gamma} + 2s \right] \approx \frac{\hat{p}_{pwD}}{q_{o,sfD}}, \quad (3.3)$$

para $t_{DAi} = t_{Di} \times r_w^2/A < 0.1$. Como se mencionó en el Capítulo anterior, desde el punto de vista de correlación de soluciones durante el período transitorio, es posible emplear t_{Di} o $\overline{\overline{t_D}}$. En la derivación de una expresión para calcular el daño mecánico se hará uso de $\overline{\overline{t_D}}$.

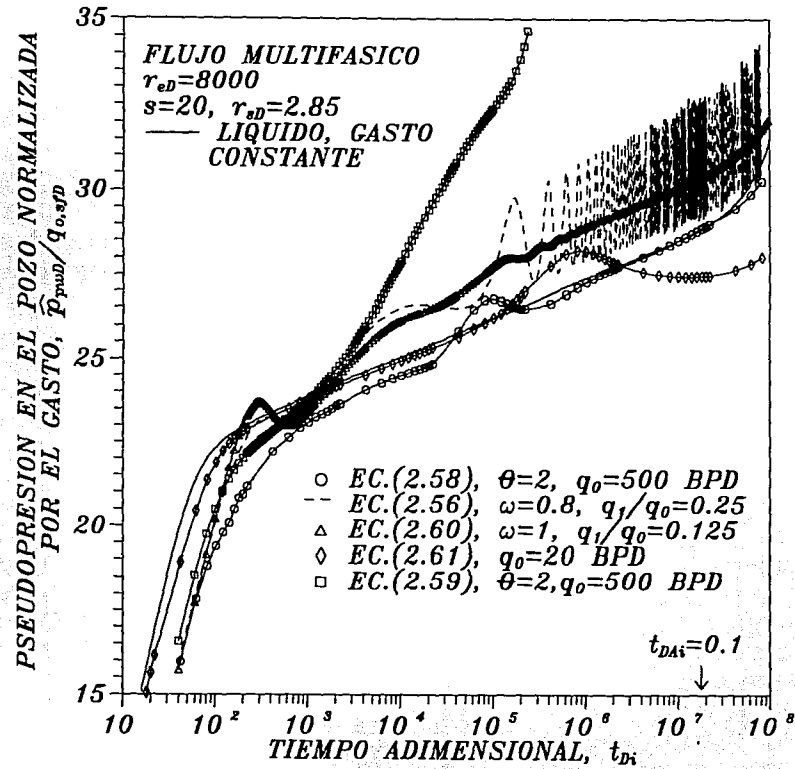


FIG. 3.7 COMPORTAMIENTO DE LA PSEUDOPRESION NORMALIZADA POR EL GASTO.

Inspeccionando la aproximación dada en la Ec.(3.3) es importante mencionar que tal expresión será válida siempre que la variación del gasto sea pequeña y el gasto de fondo, $q_{o,sf}$, sea diferente de cero.

Por lo que respecta a la relación presión-saturación, la Fig. 3.8 presenta los resultados obtenidos para las funciones de gasto dadas por las Ecs.(2.58) a (2.61), respectivamente. En la figura se observa, que cuando menos en dos casos, funciones de gasto exponencial decreciente y senoidal amortiguada, la citada relación no es única. La misma situación en forma más acentuada se presenta al emplear la función de gasto dada por la Ec.(2.56) (gasto senoidal). Esta situación plantea un problema en la evaluación de la pseudopresión en el pozo dada por la aproximación (2.55), ya que en principio la aproximación no es válida y estrictamente se tendría que usar la primera igualdad para su evaluación.

Por lo anterior, los principales procedimientos de análisis presentados en este trabajo fueron desarrollados sin estimar alguna relación específica presión-saturación, en otras palabras, evitando suponer que el integrando de la función de pseudopresión tiene cierta correspondencia con la presión.

3.4 Análisis del Método de Presión al Cuadrado

En la Fig. 3.9 se muestran las respuestas obtenidas en términos de $p_{wD,2}$ para los mismos casos de la Fig. 3.7. En todas las situaciones presentadas se observan cambios de curvatura que dificultan la selección de la porción de línea recta apropiada. En consecuencia, contrario a lo que previamente se ha sido establecido en la literatura^{28,37,38}, los resultados de la Fig. 3.9 indican que el método de presión al cuadrado no es de aplicación general.

En la Tabla III.1 se presentan los cálculos de la permeabilidad efectiva y del daño, a condiciones iniciales, para los casos presentados en la Fig. 3.9, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$(kk_{ro})_{rw} = \frac{325.2}{m_2 h} (\mu_o B_o)_{rw} p_{wf} \quad (3.4)$$

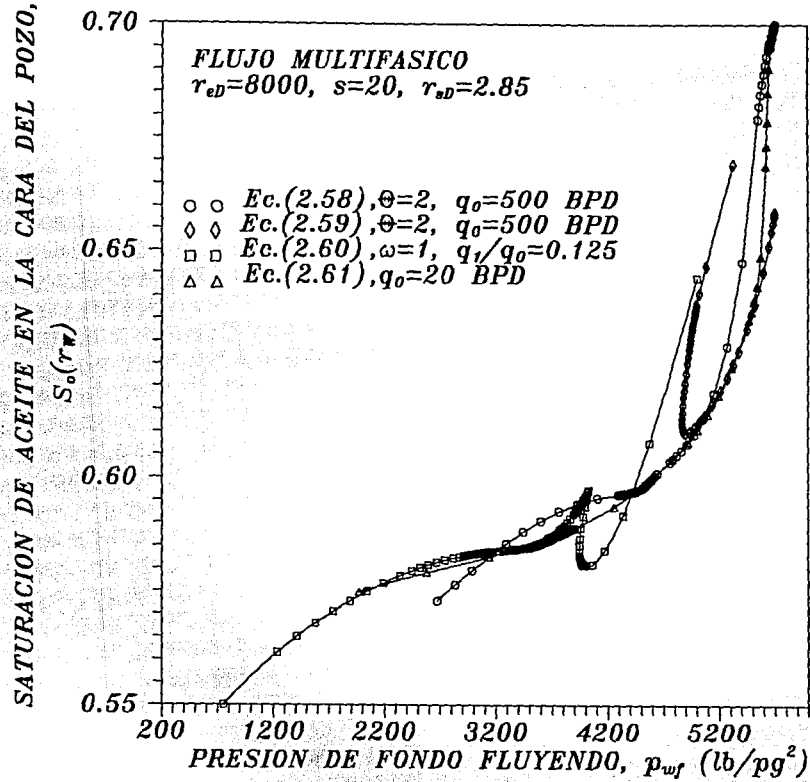


FIG. 3.8 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION PRESION-SATURACION PARA CUATRO FUNCIONES DE GASTO.

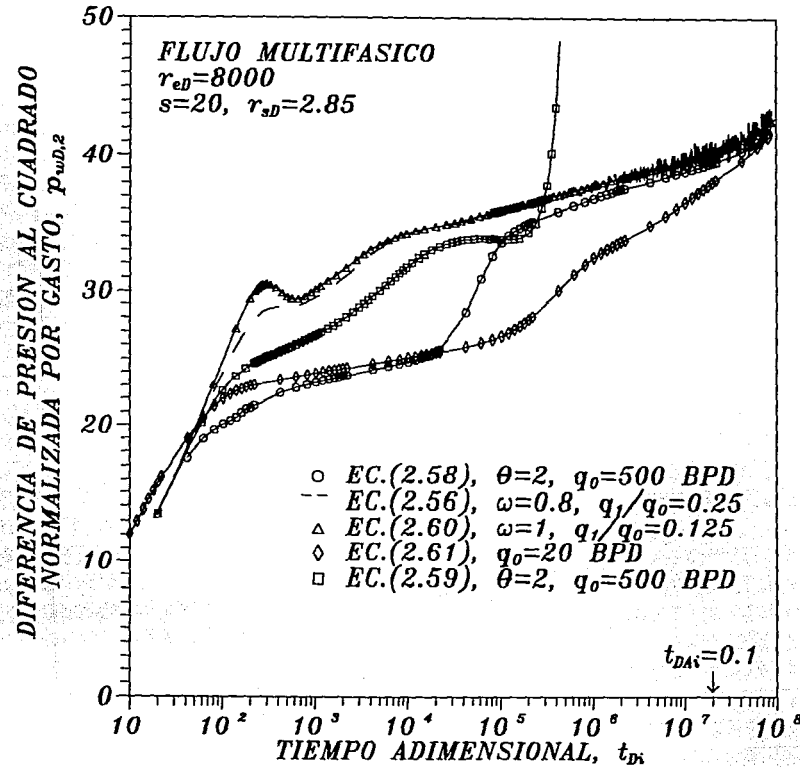


FIG. 3.9 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION AL CUADRADO ADIMENSIONAL NORMALIZADA POR EL GASTO

TABLA III.1 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO Y DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA MEDIANTE LA CAIDA DE PRESION AL CUADRADO NORMALIZADA POR EL GASTO.

NOTA: CASOS ILUSTRADOS EN LA FIG. 3.9: $s=20$, $kk_{ro}=7$ mD. y $r_{eD}=8000$.

| EC. DE GASTO | INTERVALO DE AJUSTE | LINEA RECTA SEMILOGARITMICA | | s | kkro | ERROR RELATIVO | |
|--------------|----------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------|------|----------------|----------|
| | | ORDENADA (lb/pg ² /BPD) | PENDIENTE (lb/pg ² /~) | | | s (%) | kkro (%) |
| (2.56) | 10^0-10^1 | 1230 | 21900 | 31.17 | 4.06 | 56 | 42 |
| (2.58) | 10^5-10^7 | 1110 | 22500 | 33.96 | 4.50 | 70 | 36 |
| (2.60) | 10^4-10^7 | 1150 | 22500 | 33.17 | 4.34 | 66 | 38 |
| (2.61) | $10^0-2 \times 10^7$ | 2970 | 17600 | 17.94 | 1.68 | 10 | 76 |
| (2.59) | $2 \times 10^3-10^4$ | 3430 | 23900 | 19.21 | 1.46 | 4 | 79 |

y:

$$s = 1.151 \left[\frac{\left((p_i^2 - p_{wf}^2) / q_{o,sf} \right)_{1hr}}{m_2} - \log \left(\frac{kk_{roi}}{\phi \mu_{oi} c_{ti} r_w^2} \right) + 3.23 \right], \quad (3.5)$$

donde m_2 , como se ha mencionado en el Capítulo anterior, es la pendiente que se obtiene al graficar $(p_i^2 - p_{wf}^2) / q_{o,sf}$ como función del logaritmo de tiempo.

En la tabla mencionada se observa que se emplearon diferentes intervalos de ajuste en cada caso, notándose en la mayoría de los ensayos errores importantes en el cálculo de kk_{roi} y s . Esto último resulta cierto incluso para la función senoidal amortiguada, Ec.(2.60), donde se observa una línea recta semilogarítmica bien definida. De esta forma, la presencia de dicha porción recta es una condición necesaria mas no suficiente para la correcta aplicación del método de presión al cuadrado.

Los valores de kk_{roi} obtenidos con la Ec.(3.4) solamente producen una estimación burda del valor verdadero, no obstante que los cálculos se basaron en la presión inicial, como se sugiere en la literatura⁵⁹.

En la misma tabla, algunas veces también se observa que el intervalo de tiempo, el cual produce estimaciones del factor de daño cercanas al valor real, resulta muy pequeño como en el caso de la función exponencial decreciente; en la práctica, esta situación dificulta la selección de la línea recta. De esta forma, aunque superior al método de Perrine–Martin (diferencia de presión normalizada por el gasto) debido a las hipótesis involucradas, el método de presión al cuadrado no puede ser utilizado indistintamente en todos los casos.

La Fig. 3.10 presenta los cálculos del factor de daño mecánico, para la función de gasto del tipo exponencial creciente a un gasto constante de 500 BPD, Ec.(2.58), empleando la caída de presión y la caída de presión al cuadrado, considerando tres valores de daño, el Conjunto 1 y un rango de valores del exponente θ entre uno y mil. Para cada procedimiento de normalización por el gasto, se seleccionaron dos períodos de línea recta (véase Fig. 3.2) y para cada uno de ellos se

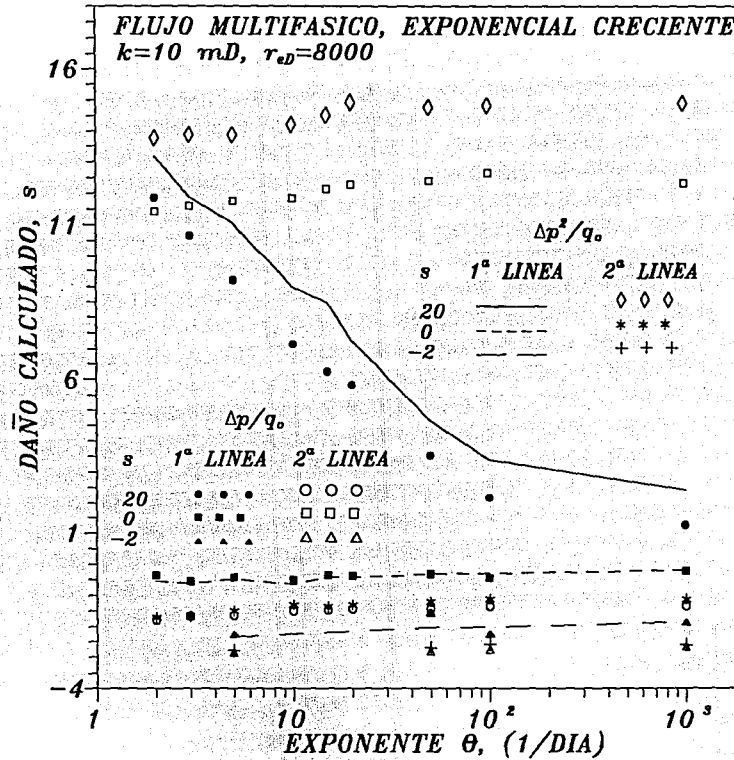


Fig. 3.10 CALCULO DEL DAÑO CON LOS PROCEDIMIENTOS DE NORMALIZACION POR EL GASTO PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO, EC.(2.58).

calculó el factor de daño utilizando el valor de permeabilidad verdadero ($k = 10$ mD.) junto con el resto de los parámetros. De esta figura se observa que la exactitud en la estimación del daño ya sea con $\Delta p/q_o$ o $\Delta p^2/q_o$ mejora conforme éste disminuye; ello puede ser explicado por la presencia de gradientes de presión y saturación más pequeños. Para el caso de $s = 20$, los valores de daño calculados, utilizando la primera porción de línea recta semilogarítmica se tornan cada vez más inexactos con el incremento del exponente θ . Este resultado se debe a la presencia cada vez más corta del primer período semilogarítmico conforme el exponente aumenta su valor.

Para valores de daños positivos se tiene una ligera mejora en la estimación del daño cuando se utiliza la normalización en términos de $\Delta p^2/q_o$ en comparación con $\Delta p/q_o$.

Si se utiliza el procedimiento de deconvolución⁶ con la misma información, se obtienen los siguientes pares de valores: ($k = 5.38$ mD, $s = 0.82$), ($k = 3.36$ mD, $s = 12.63$) y ($k = 6.62$ mD, $s = -0.29$), para los casos correspondientes a los valores de daño suministrados de 0, 20 y -2, respectivamente, y para todo el rango de valores de θ considerado en la Fig. 3.10.

Para el Conjunto de propiedades 2 ($S_{gc} \neq 0$) y un gasto del tipo exponencial creciente, Ec.(2.58), la Fig. 3.11 resume los valores de daño obtenidos con las dos opciones de normalización por el gasto para diferentes valores del exponente θ y tres factores de daño. En este caso, a diferencia de la Fig. 3.10, sólo se empleó el segundo intervalo de ajuste de línea recta detectado a tiempos largos en el período transitorio. En la citada figura se observa, que el método de normalización con $\Delta p^2/q_o$ también proporciona resultados más aproximados al valor real.

3.5 Análisis del Método de Deconvolución

Para el proceso de deconvolución⁶ y considerando una función de gasto exponencial creciente, Ec.(2.58), dicho procedimiento produjo mejores resultados cuando se aplicó al Conjunto 2. Esta situación es evidente en la Fig. 3.12, la cual presenta los cálculos del factor de daño para los dos grupos de propiedades y diferentes valores del exponente θ . En esta figura se detecta que el valor

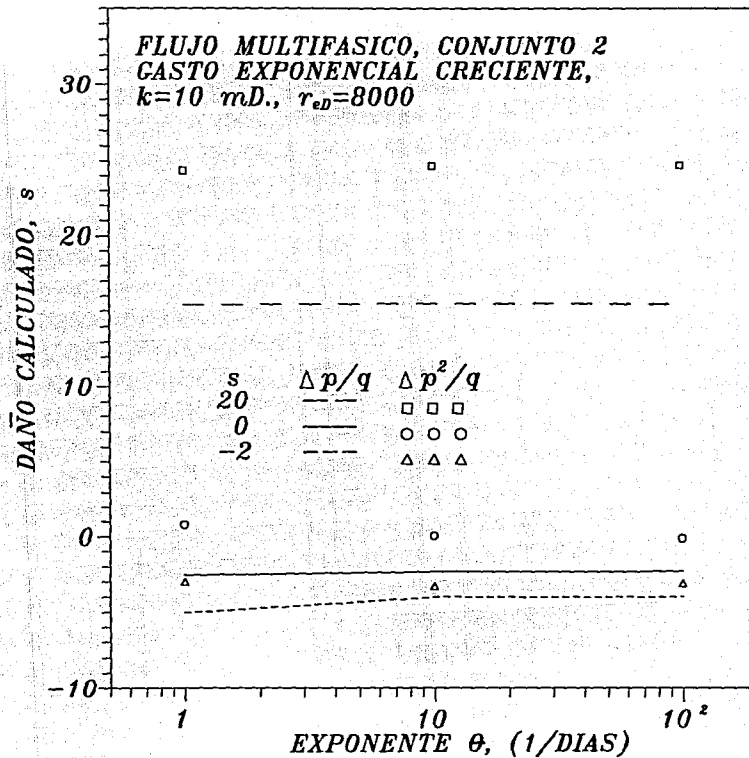


FIG. 3.11 CALCULO DEL DAÑO CON LOS PROCEDIMIENTOS DE NORMALIZACION POR EL GASTO PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO, EC.(2.58).

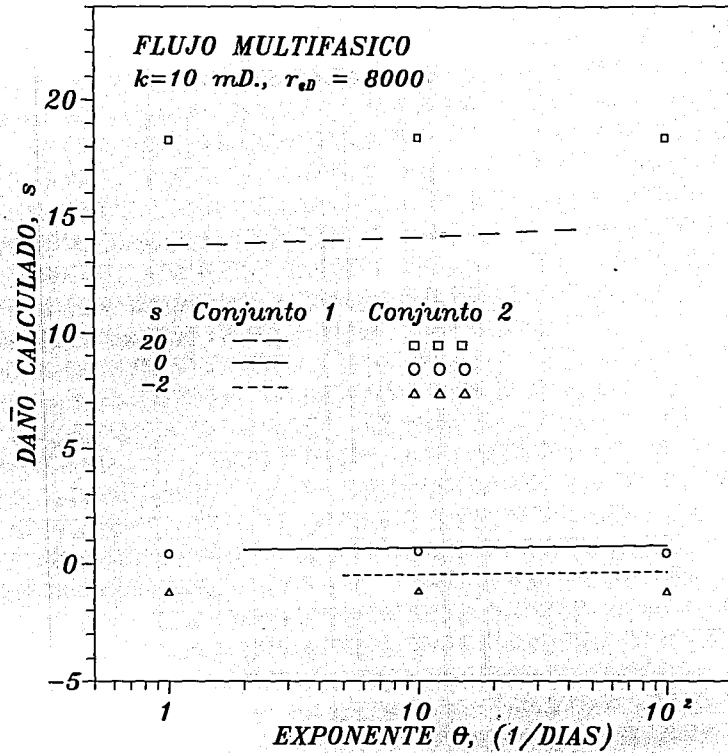


FIG. 3.12 CALCULO DEL DAÑO CON LA TECNICA DE DECONVOLUCION PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO, EC.(2.58).

de la saturación de gas crítica desempeña un papel preponderante ya que sólo en el caso en que $s = 0$ los valores de daño calculados resultan similares para ambos conjuntos.

La razón de lo anterior quizá también se pueda atribuir, para el Conjunto 2, a que los gradientes de saturación sean prácticamente despreciables y a la poca variación de las propiedades de los fluidos con respecto a la presión⁵⁶.

En el análisis de la función senoidal logarítmica, Ec.(2.57), empleando la técnica de deconvolución⁶, se observó que conforme la amplitud relativa de oscilación disminuye, el valor del factor de daño calculado es más cercano al verdadero. Sin embargo, cuando dicho procedimiento se aplica a situaciones de flujo multifásico las cuales presentan oscilaciones en el gasto de fondo, los resultados pueden aparentar modelos de interpretación erróneos (sistemas estratificados, presencia de discontinuidades geológicas impermeables, etc.). La Fig. 3.13 presenta un ejemplo generado con la Ec.(2.57) para $s = 20$, $w = 1$ y una amplitud relativa de 0.25. El factor de daño calculado es cercano al valor real, no obstante, el comportamiento de la diferencia de presión deconvolucionada bien puede asociarse a un sistema estratificado.

Como se mencionó en el Capítulo II, aun para el caso de una fase, la deconvolución de gasto convencional es en extremo dependiente de la exactitud de los gastos medidos. Pequeños errores en los datos de gasto pueden alterar la respuesta deconvolucionada. Recientemente, en base a resultados presentados en la literatura⁷², se concluyó que a pesar que la deconvolución es útil como herramienta de análisis sería *imprudente* identificar el modelo de yacimiento apropiado basándose solo en datos deconvolucionados. Esta situación se agrava cuando existe flujo multifásico en el yacimiento como se demostró en la figuras anteriores.

La Tabla III.2 resume las estimaciones del factor de daño para los métodos de normalización por el gasto ($\Delta p/q$ y $\Delta p^2/q$) y deconvolución⁶, utilizando el Conjunto 1 con la función de gasto senoidal logarítmica para diferentes valores de frecuencia angular y amplitud relativa. Los cálculos presentados se obtuvieron empleando el intervalo de ajuste de línea recta a tiempos largos del

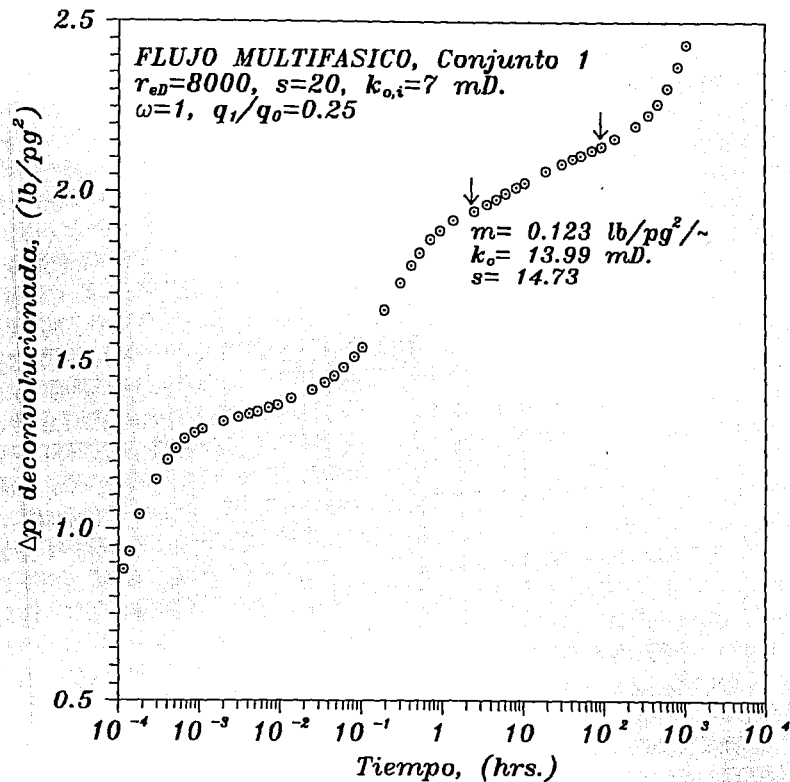


FIG. 3.13 COMPORTAMIENTO DE LA DIFERENCIA DE PRESION DECONVOLUCIONADA PARA LA FUNCION DE GASTO SENOIDAL LOGARITMICA.

TABLA III.2 ESTIMACIONES DEL FACTOR DE DAÑO MEDIANTE LA NORMALIZACION POR EL GASTO Y DECONVOLUCION, PARA UN GASTO SENOIDAL LOGARITMICO.

| s_{real} | ω | q_0 | q_1 | METODO: | | METODO: | | s | ko |
|------------|------------|-------|-------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------|-------|
| | | | | $\Delta p/q$ | $\Delta p^2/q$ | $\Delta p/q$ | $\Delta p^2/q$ | | |
| (adim.) | (CICLOS/D) | (BPD) | (BPD) | $s(p_i)$ (adim.) | $s(p_w)$ (adim.) | $s(p_i)$ (adim.) | $s(p_w)$ (adim.) | (adim.) | (mD.) |
| 20 | 3 | 200 | 10 | 18.23 | 18.25 | 18.60 | 18.25 | 22.99 | 20.67 |
| 20 | 1 | 200 | 50 | 10.46 | 10.49 | 12.34 | 12.42 | 14.73 | 13.99 |
| 20 | 1 | 200 | 100 | 5.71 | 5.75 | 10.38 | 10.47 | 10.41 | 10.45 |
| 20 | 1 | 200 | 10 | 13.80 | 13.83 | 14.59 | 14.65 | 16.77 | 15.80 |
| 20 | 10 | 200 | 50 | 12.00 | 12.03 | 13.98 | 14.03 | 15.96 | 15.17 |
| 20 | 10 | 200 | 100 | 10.19 | 10.22 | 10.56 | 10.61 | 19.51 | 17.54 |
| 20 | 10 | 200 | 10 | 14.78 | 14.80 | 15.43 | 15.50 | 17.94 | 16.77 |
| 20 | 3 | 50 | 1000 | - | - | 17.03 | 17.56 | 13.29 | 9.43 |
| 0 | 10 | 200 | 10 | -0.89 | -0.88 | -0.72 | -0.71 | 2.86 | 25.76 |

período transitorio. Para el caso de la normalización por el gasto el daño se evaluó para dos condiciones: a la presión inicial y a la última presión de fondo fluyendo del ajuste semilogarítmico, los resultados para ambos valores son similares.

Al igual que para la Ec.(2.58), con la función senoidal de gasto los cálculos de daño en general son más aproximados con la técnica de deconvolución⁶ seguida de la normalización por el gasto usando $\Delta p^2/q$ y finalmente el mismo procedimiento en términos de $\Delta p/q$. En la misma tabla se incluyen las estimaciones de k_o a partir de la deconvolución de presión y gasto. En general, la permeabilidad efectiva calculada se encuentra por encima del rango de los valores reales ($3 \leq k_o \leq 7$) durante el flujo transitorio. Asimismo se observa que conforme la frecuencia angular aumenta, la estimación de la permeabilidad efectiva resulta cada vez más alejada del valor real.

Si se intenta aplicar un procedimiento de ajuste por curvas tipo, ignorando la presencia de flujo multifásico en el yacimiento, las estimaciones de los parámetros del sistema pozo-yacimiento seguramente resultarán alejadas de los valores verdaderos. Así por ejemplo, en la Fig. 3.14 se presenta un ajuste con un modelo de líquido para una función de gasto de tipo exponencial creciente a un gasto constante, Ec. (2.58), con $\theta = 2/D$, $s = 20$, $k = 10$ mD y $r_e = 4000$ pies. Aunque el ajuste mostrado parece razonable, es notorio que los valores de daño, permeabilidad del yacimiento y el radio de drenaje están alejados de los valores correctos.

Las observaciones anteriores referentes al método de presión al cuadrado son paralelas a las reportadas para yacimientos de gas seco⁷³. De hecho, uno de los principales objetivos de esta investigación es demostrar que los procedimientos: normalización por el gasto $\Delta p/q_o$ y $\Delta p^2/q_o$ y deconvolución de la caída de presión, son limitados en su aplicabilidad y que la alternativa es, como en el caso de los sistemas de gas, el uso de la integral del yacimiento. Sin embargo, para el caso de flujo multifásico, el empleo directo de la citada función se encuentra restringido debido a la necesidad de contar con datos de permeabilidades relativas y perfiles de presión y saturación. En consecuencia, el presente estudio pretende demostrar que mediante el uso de la

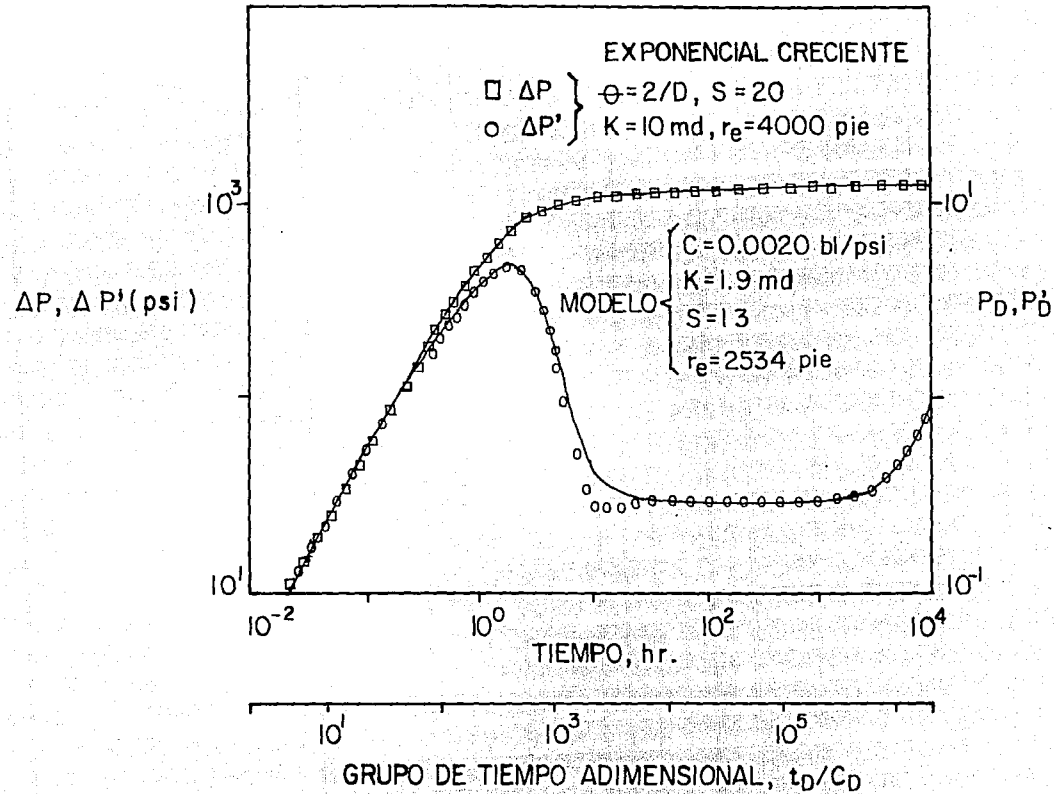


FIG. 3.14 AJUSTE POR CURVAS TIPO CON UN MODELO DE LIQUIDO.

integral del yacimiento, es posible obtener una expresión para el factor de daño mecánico, a partir de la información disponible normalmente en una prueba de gasto variable, es decir, la presión y el gasto registrados a condiciones de fondo.

3.6 Principio de Superposición

El propósito de esta sección es mostrar las suposiciones involucradas en la derivación de la integral de deconvolución para flujo multifásico.

La ecuación de la fase aceite para el modelo considerado en este estudio está dada por:

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \alpha \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\partial \beta}{\partial t}, \quad (3.6)$$

donde $\beta = S_o/B_o$. La derivada de β con respecto a tiempo puede expandirse en la siguiente forma:

$$\frac{\partial \beta}{\partial t} = \left(\frac{\partial \beta}{\partial S_o} \left(\frac{\partial S_o}{\partial p} \right)_r \right) + \left(\frac{\partial \beta}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.7)$$

en el desarrollo de esta expresión se supone implícitamente que la $\partial S_o/\partial p$ existe para una posición fija, lo cual puede no ser necesariamente cierto (ver Figs. 3.5 y 3.6).

Considerando la definición de la pseudopresión adimensional dada por la primera igualdad de la Ec.(2.55) para obtener $\partial \hat{p}_{pwD}/\partial t$ y la aproximación de la misma ecuación para conseguir $\partial \hat{p}_{pwD}/\partial r$, y sustituyendo ambas expresiones en la Ec.(3.6) se obtiene:

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \hat{p}_{pwD}}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \left(\frac{c}{\lambda} \right)^* \frac{\partial \hat{p}_{pwD}}{\partial t}, \quad (3.8)$$

donde $(c/\lambda)^*$ está dado por:

$$\left(\frac{c}{\lambda}\right)^* = \left[\frac{\partial \beta}{\partial S_o} \left(\frac{\partial S_o}{\partial p} \right)_r + \frac{\partial \beta}{\partial p} \right] \alpha^{-1}(p). \quad (3.9)$$

Nótese que esta ecuación implícitamente supone que la aproximación dada en la Ec.(2.55) se cumple, lo cual puede no ser cierto (ver Fig. 3.8).

Si se supone una tercera consideración idéntica a la empleada por Aanonsen²³, es decir:

$$(c/\lambda)^* \approx (c_t/\lambda_t); \quad (3.10)$$

entonces se tiene totalmente linealizada la ecuación diferencial parcial y su condición de frontera interna (gasto y presión variables). De esta manera, se llega a las siguientes expresiones para la ecuación diferencial parcial y la condición de frontera interna, respectivamente:

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \hat{p}_{pwD}}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{k} \left(\frac{c_t}{\lambda_t} \right)_i \frac{\partial \hat{p}_{pwD}}{\partial t} \quad (3.11)$$

y

$$- \left[r \frac{141.2q_o}{kh} \frac{\partial \hat{p}_{pwD}}{\partial r} \right]_{r=r_w} = \frac{141.2q_o s f(t)}{kh}. \quad (3.12)$$

La misma forma de la ecuación diferencial parcial se obtiene para la pseudopresión adimensional a gasto de aceite constante, \hat{p}_{pwDc} . La condición de frontera interna para este caso está dada por:

$$- \left[r \frac{141.2q_o}{kh} \frac{\partial \hat{p}_{pwDc}}{\partial r} \right]_{r=r_w} = \frac{141.2q_o}{kh}. \quad (3.13)$$

Utilizando la transformada de Laplace y comparando las ecuaciones diferenciales parciales y de frontera interna para \hat{p}_{pwD} y \hat{p}_{pwDc} se establece la siguiente relación:

$$\bar{\hat{p}}_{pwD} = \frac{u q_{o,sf}(u)}{q_o} \bar{\hat{p}}_{pwDc} \quad (3.14)$$

donde u es la variable de Laplace. Invertiendo esta ecuación se obtiene el principio de Duhamel para sistemas con empuje de gas en solución:

$$\hat{p}_{pwD}(r, t) = \int_0^t \frac{q_{o,sf}(\tau)}{q_o} \frac{d\hat{p}_{pwDc}(r, t - \tau)}{dt} d\tau. \quad (3.15)$$

Observando la ecuación anterior se concluye que es posible utilizar el principio de superposición con la pseudopresión definida en la Ec.(2.55) si y sólo si las tres hipótesis mencionadas antes son satisfechas.

3.7 Derivación de la Expresión para el Cálculo del Factor de Daño, a Partir de la Integral del Yacimiento

En esta sección se deriva una ecuación para calcular el factor de daño mecánico empleando la integral del yacimiento. El desarrollo presentado es paralelo al que se presenta en la Referencia 30 para el caso de presión de fondo constante. Como se mencionó antes, la igualdad presentada en la Ec.(3.3) es válida durante el período transitorio; diferenciando dicha ecuación con respecto a $\overline{\overline{t}}_D$ se llega a:

$$\frac{dp_{pwD}}{d \ln \overline{\overline{t}}_D} = \frac{1}{2} = \frac{\overline{\overline{t}}_D}{t} \frac{dp_{pwD}}{dt} \frac{dt}{d \overline{\overline{t}}_D} \quad (3.16)$$

Utilizando la definición de $\overline{\overline{t}}_D$, Ec.(2.49), en la ecuación anterior, se obtiene:

$$\frac{1}{2} = \frac{\bar{t}_D}{141.2} \frac{kh}{q_{o,sf}(t)} \left\{ \frac{-\alpha(r_w) dp_{wf}}{q_{o,sf}(t) dt} - \frac{1}{q_{o,sf}^2(t)} \frac{dq_{o,sf}(t)}{dt} \int_{r_w}^{\infty} \left[\alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r'} \right]_i dr' + \right. \\ \left. \frac{1}{q_{o,sf}(t)} \int_{r_w}^{\infty} \left[\frac{d}{dt} \left(\alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r'} \right) \right]_i dr' \right\} \left[\frac{0.0002637k \bar{\lambda}_i(t)}{\phi r_w^2 \bar{c}_i(t)} - \frac{\bar{t}_D}{q_{o,sf}(t)} \frac{dq_{o,sf}(t)}{dt} \right]^{-1} \quad (3.17)$$

Substituyendo la Ecs. (2.49), (2.50) y (3.3) en la Ec.(3.17) y considerando una vez más que durante flujo transitorio, $p \approx p_i$, entonces se obtiene a la siguiente expresión:

$$s = \frac{1}{2} \left\{ - \left(\frac{d \ln(q_{o,sf})}{d \ln t} \right)^{-1} - \frac{2k h}{141.2} \alpha(r_w) \frac{dp_{wf}}{dq_{o,sf}} + \right. \\ \left. \frac{2kh}{141.2} \left(\frac{dq_{o,sf}}{dt} \right)^{-1} \int_{r_w}^{\infty} \left[\frac{d}{dt} \left(\alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r'} \right) \right]_i dr' + 1 - \ln \frac{4t_{Di}}{e^\gamma} \right\} \quad (3.18)$$

Los cálculos realizados sugieren que para sistemas con empuje de gas en solución el término que involucra a la integral puede despreciarse para valores de tiempo mayores al tiempo de estabilización del flujo en la zona de daño y menores al tiempo en que las fronteras que delimitan el área de drenaje son evidentes. La Fig. 3.15 muestra el comportamiento del término de la integral, como se aprecia para $t_{Di} > 2 \times 10^5$ dicho cociente es cercano a cero. De esta manera, conforme $dq_{o,sf}/dt$ no sea cercana a cero y sea lo suficientemente grande para eliminar el término en cuestión, se tiene que:

$$s = \frac{1}{2} \left[\frac{-1}{d \ln(q_{o,sf}) / d \ln t} + 1 - \frac{2k h}{141.2} \alpha(r_w) \frac{dp_{wf}}{dq_{o,sf}} - \ln \frac{4t_{Di}}{e^\gamma} \right] \quad (3.19)$$

Si se utiliza la aproximación dada en la Ec.(3.3), la cual implica una normalización por el gasto de la pseudopresión en el pozo, entonces se obtiene la siguiente expresión:

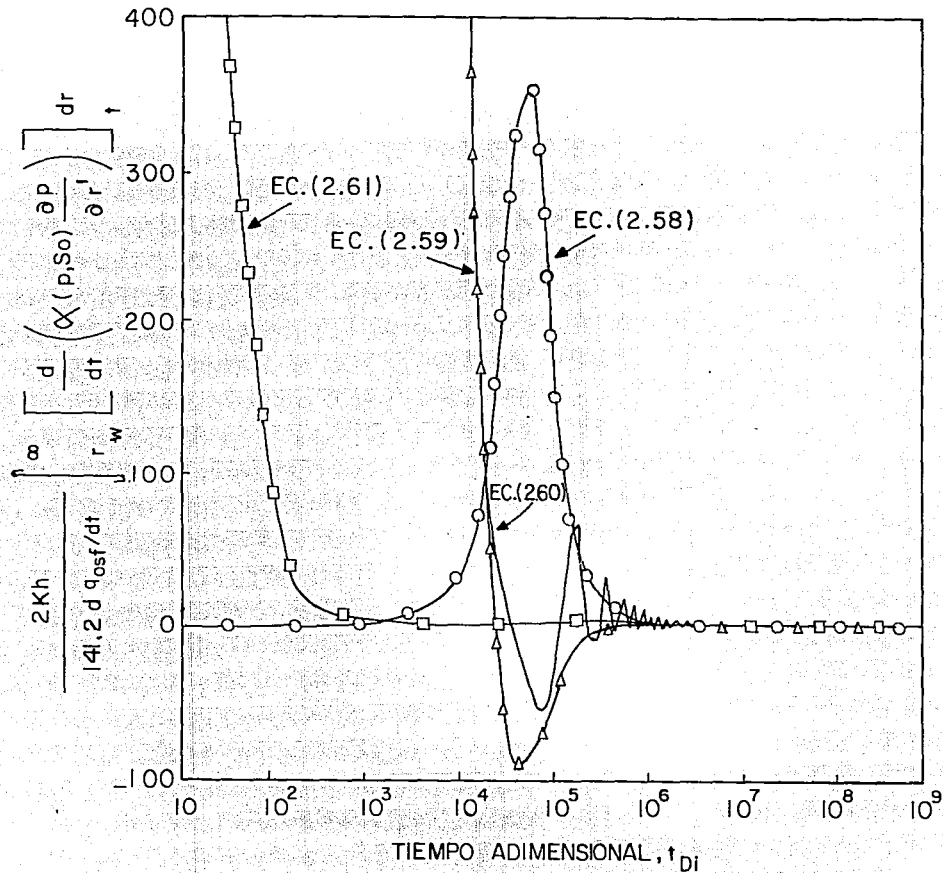


FIG. 3.15 COMPORTAMIENTO DE LA INTEGRAL CONTENIDA EN LA EC. (3.18).

$$s = \frac{1}{2} \left[\frac{-1}{d \ln (q_{o,sf}) / d \ln t} - \frac{2kh}{141.2} \alpha_w (r_w) \frac{dp_{wf}}{dq_{o,sf}} - \ln \frac{4tD_i}{e^{\gamma}} \right]. \quad (3.20)$$

Debido a la presencia de derivadas en el lado derecho de la Ecs. (3.19) y (3.20), éstas son sensibles a la presencia de ruido en los datos. Tomando en consideración la tecnología disponible en la actualidad sobre dispositivos de medición de flujo⁷⁴, es de esperarse que el ruido presente en las mediciones de gasto afectarán los cálculos de daño. De esta forma, es necesario efectuar un suavizamiento de los datos con el fin de eliminar o al menos atenuar el ruido, previo al empleo de las ecuaciones anteriores, o bien disponer de datos de buena calidad. Sin embargo, es bien sabido que la existencia de ruido también hace inestable la solución de deconvolución, a menos que la magnitud del error sea pequeña.

En la práctica, además del método de presión al cuadrado, la Ec.(3.20) representa la única alternativa disponible para calcular el valor del factor de daño mecánico en yacimientos con empuje de gas en solución produciendo a gasto y presión variables. Sin embargo, se requiere que la información de presión y gasto sea precisa.

Separando variables e integrando de t_{D11} a t_{D12} (donde: $100 \leq t_{D11} < t_{D12} \leq 0.1A/r_w^2$), se obtiene:

$$\frac{d \ln q_{o,2} / d \ln t}{d \ln q_{o,1} / d \ln t} = \exp(-2kh141.2I) \left[q_{o,2} + \frac{2kh}{141.2} \alpha_{w,2} \frac{dp_{wf,2}}{d \ln t} \right] \left[q_{o,1} + \frac{2kh}{141.2} \alpha_{w,1} \frac{dp_{wf,1}}{d \ln t} \right]^{-1} \quad (3.21)$$

donde los subíndices 1 y 2 corresponden a los t_{D11} y t_{D12} , respectivamente. Por su parte la variable I está dada como sigue:

$$I = \int_{t_1}^{t_2} \frac{\alpha_w}{q_{o,sf}} \frac{dp_{wf}}{d \ln t} \left[\left(\frac{d \ln q_o}{d \ln t} \right)^{-1} + \frac{2kh}{141.2} \alpha_w \frac{dp_{wf}}{dq_{o,sf}} \right]^{-1} d \ln t. \quad (3.22)$$

Las Ecs. (3.21) y (3.22) permiten verificar si los datos considerados para el análisis pertenecen al período transitorio, dado que la igualdad podría ser satisfecha en forma aproximada cuando la Ecs.(3.19) ó (3.20) se aplican.

Una desventaja obvia acerca del uso de las Ecs.(3.19) y (3.20) es la necesidad de contar con el valor de $\alpha(r_w)$ a través del tiempo, lo cual requiere a su vez datos PVT, curvas de permeabilidades relativas y un procedimiento que relacione la presión de fondo, p_{wf} , con la saturación de aceite en la cara del pozo, $S_o(r_w)$, lo cual se puede lograr mediante la relación gas-aceite. Dado que para el flujo de líquido no existe variación de α , el uso de las Ecs. (3.19) a (3.22) resulta muy simple. Posteriormente se presentan métodos para estimar las permeabilidades efectivas en función del tiempo, evitando de esta forma el problema antes mencionado.

Una de las principales ventajas de emplear la Ecs.(3.19) y (3.20) es que el conocimiento preciso de las condiciones iniciales de prueba no es de gran importancia de acuerdo al término donde se involucra. En cambio, el uso de la integral de Duhamel en sistemas lineales requiere conocer p_i al analizar una prueba de decremento. Sin embargo, el proceso de deconvolución ofrece la oportunidad, bajo ciertas circunstancias, de identificar el modelo de yacimiento, mientras las Ecs.(3.19) a (3.22) suponen flujo radial.

Quizá la principal ventaja de la Ec.(3.19) sea su aplicación general, en el sentido que puede utilizarse para cualquier condición de flujo; una sola fase (líquido o gas) o flujo multifásico.

La Fig. 3.16 muestra los comportamientos de presión y gasto de un yacimiento de dos capas con flujo en una fase de líquido sujeto a un gasto constante de producción de 900 BPD. Los valores del factor de daño considerados en la primera y segunda capa son 10 y -1, respectivamente. En esta figura se observa que aunque la variación del gasto es suave para ambos estratos, el comportamiento creciente de éste con el tiempo para la primera capa ocasiona que este caso no sea muy apropiado para aplicar una normalización por el gasto³⁻⁵. La Fig. 3.17 presenta los cálculos del daño utilizando la Ec.(3.19) para las dos capas; aquí se observa que existe una buena aproximación entre los valores

h/z

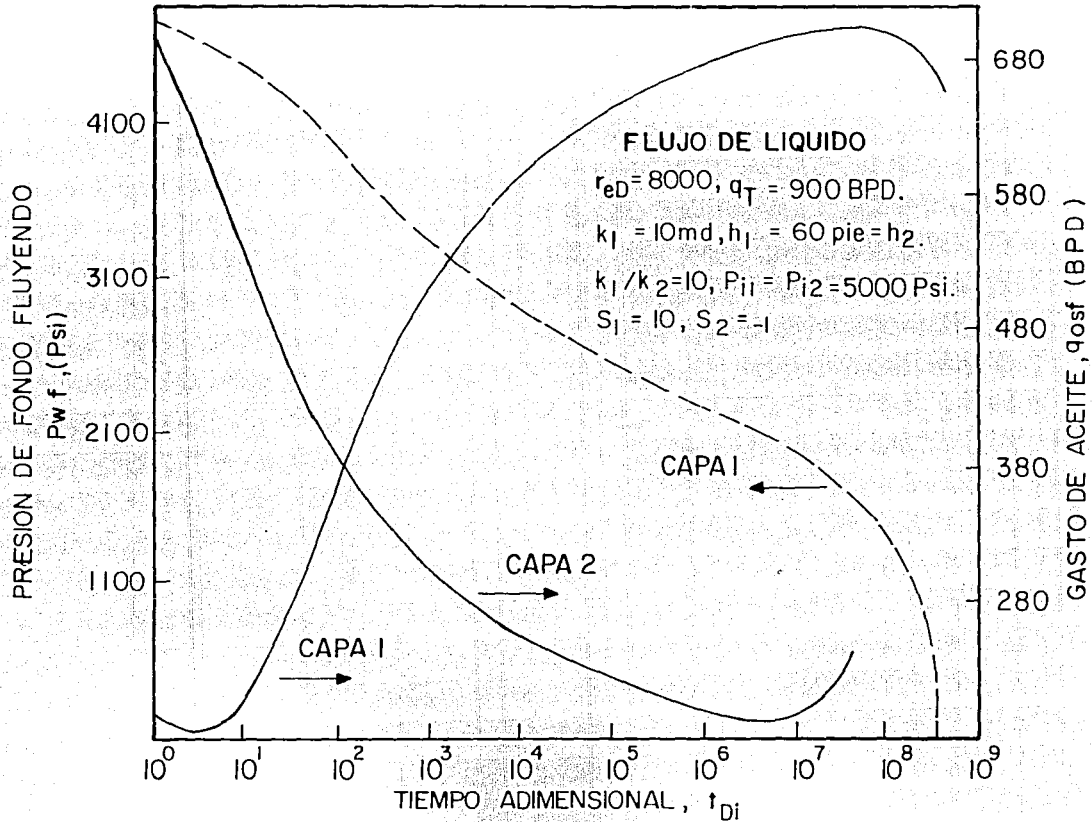


FIG. 3.16 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION Y EL GASTO DE FONDO PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO, PRODUCIENDO A GASTO TOTAL CONSTANTE.

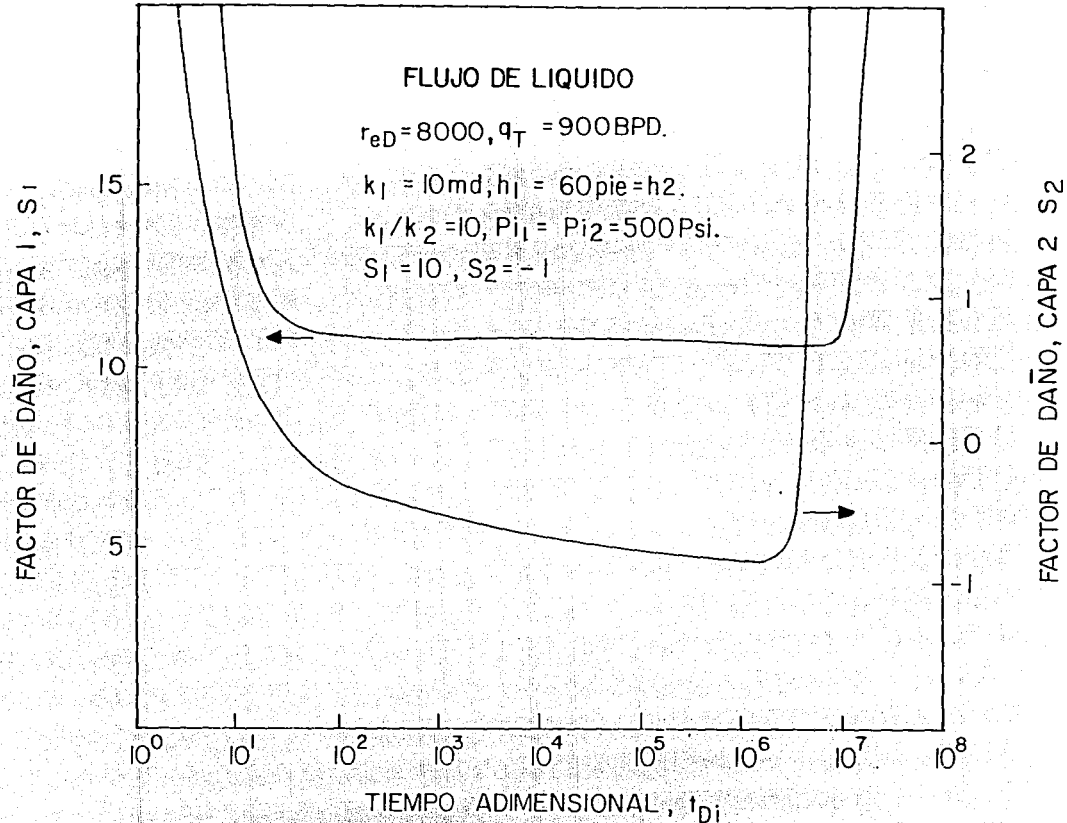


FIG. 3.17 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO (2 CAPAS) CON LA EC. (3.19)

reales y los calculados. La evaluación de ambos lados de la Ec.(3.21) para el primer estrato muestra que en el período donde el daño calculado es cercano al valor real, ambos lados de la expresión son similares. Para la primera capa se aplicó una normalización por el gasto, arrojando un valor de daño igual a 8.52, comparado con un valor de $s \approx 10.9$ calculado con (3.19). Aún para un caso simple como este, la Ec.(3.19) muestra una ligera mejora en el cálculo del factor de daño comparado con una normalización llana por el gasto. Nótese que si se intenta aplicar un proceso de deconvolución es necesario contar con el valor de presión inicial en cada capa.

En la figura anterior, resulta interesante observar que el factor de daño mecánico calculado, muestra un cambio abrupto al inicio del período dominado por frontera. Esta característica puede usarse para obtener un estimado del área de drenaje.

La Fig. 3.18 ilustra cuatro casos sintéticos para un yacimiento saturado ($p_i = p_{bi}$) producido a gasto variable de acuerdo a la Ecs.(2.56), con $s = 0$ y $r_{eD} = 8000$ y (2.58), (2.60) y (2.61) con $s = 20$, $r_{eD} = 8000$. Los círculos, cuadrados y triángulos representan los cálculos del daño para las Ecs.(2.58), (2.60) y (2.61), respectivamente. La línea continua representa el daño correspondiente al gasto dado por la Ec.(2.56). En las evaluaciones, se emplearon los valores verdaderos de todas las variables. Es evidente, que los valores calculados se estabilizan en un valor cercano al correcto.

El cálculo del factor de daño mediante la normalización por el gasto, utilizando $\Delta p^2/q_{o,sf}$ versus el logaritmo de tiempo, para los mismos casos presentados en la gráfica previa, fueron mostrados en la Tabla III.1. Se observa entonces que en general el método de presión al cuadrado debe usarse con cautela.

Por otra parte, la Fig. 3.19 ilustra las estimaciones de daño obtenidas con la Ec.(3.19) para una función de gasto de tipo exponencial creciente, $s = 0, -2$ y el Conjunto de Propiedades 2. Los símbolos representan los cálculos utilizando el valor de α exacto obtenido del simulador. Para el caso de una función exponencial decreciente y para tres valores de daño mecánico, la Fig. 3.20 ilustra los resultados alcanzados; de acuerdo al estudio realizado para dicho comportamiento de

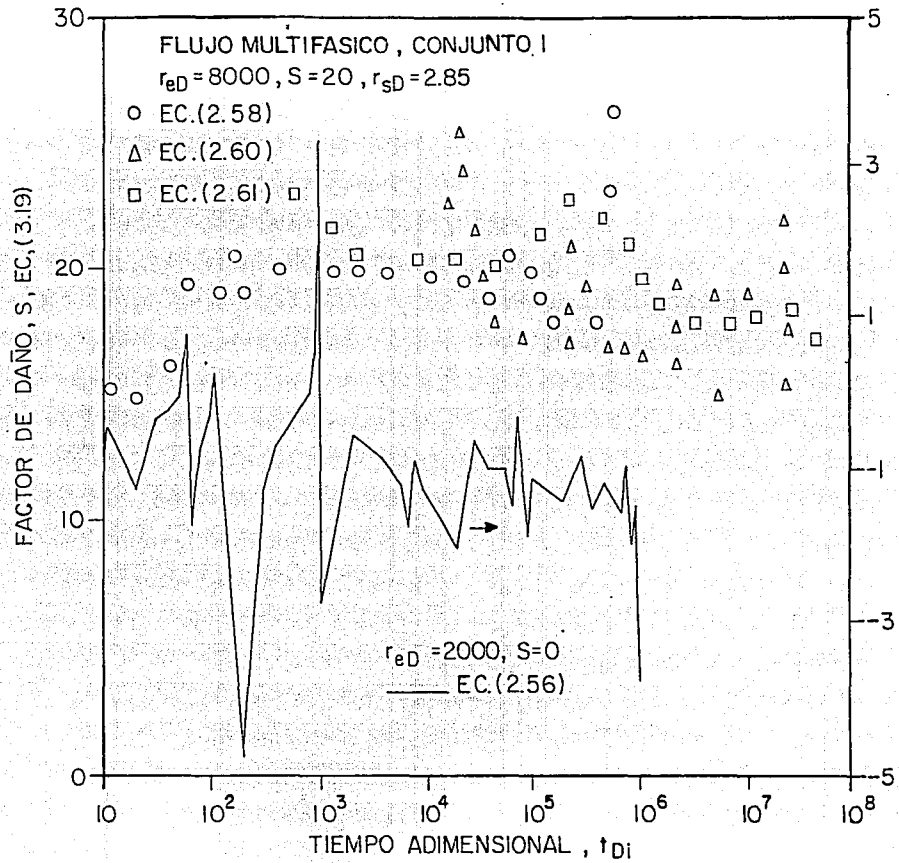


FIG. 3.18 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA PARA DIVERSAS FUNCIONES DE GASTO CON LA EC. (3.19)

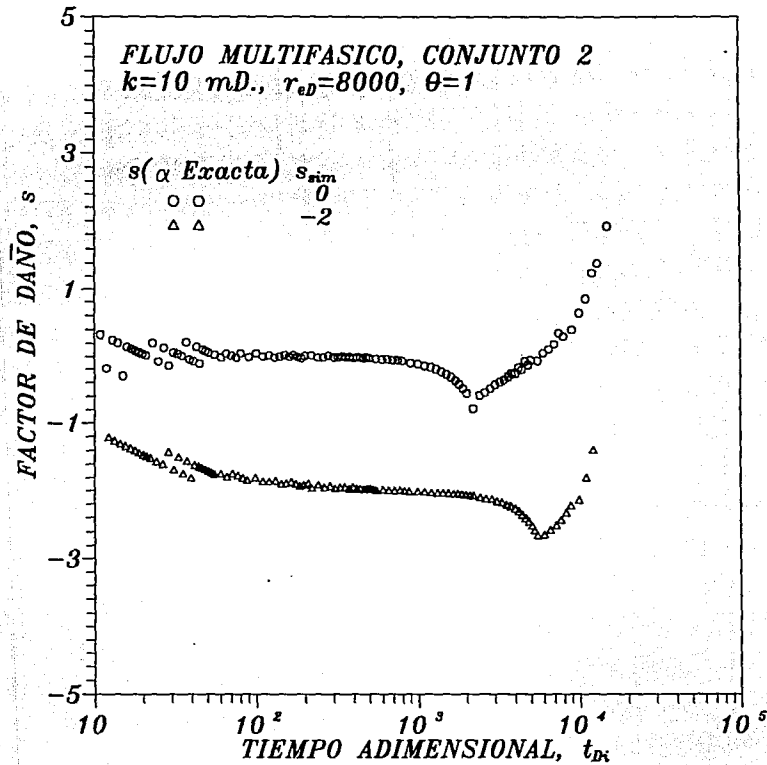


FIG. 3.19 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LA EC.(3.19) PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO.

79
ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

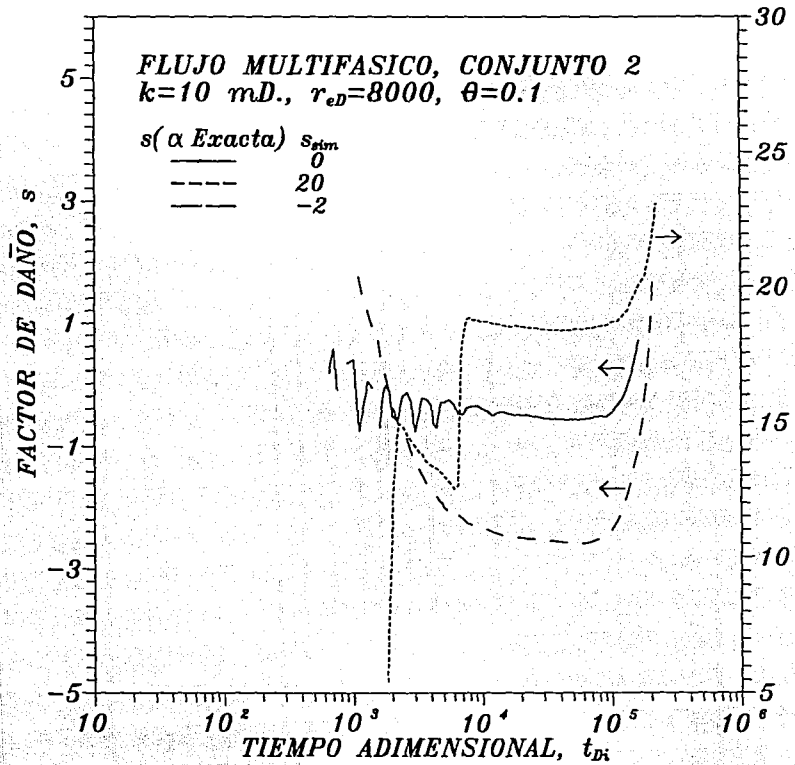


FIG. 3.20 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO CON EC.(3.19) PARA LA FUNCION DE GASTO EXPONENCIAL CRECIENTE.

gasto, se detectó que conforme el exponente θ se incrementa, el cálculo del daño con la Ec.(3.19) es menos exacto.

Aunque para los casos presentados en las Figs. 3.16 a 3.20 el empleo de la Ec.(3.19) produce buenas estimaciones del daño, esto no debe sobrevalorarse, ya que como se mencionó antes la presencia de derivadas ocasiona que su uso sea sensible al comportamiento de los datos de gasto.

Hasta donde se sabe, la Ec.(3.19) para el cálculo del daño mecánico y la Ec.(3.21), como un medio para identificar el período transitorio apropiado donde el valor del factor de daño puede ser obtenido, no habían sido presentadas antes de esta investigación. En consecuencia, tales ecuaciones resultan importantes ya que, como se mencionó en la Capítulo I, hasta ahora no existía alternativa a la propuesta de presión al cuadrado para estimar el factor de daño de una prueba de gasto variable bajo condiciones de flujo multifásico.

En la Referencia 25 se menciona que el período de transición entre el flujo transitorio y el dominado por frontera resulta más prolongado para el caso de flujo en dos fases que para flujo de líquido. Esta característica sugiere que el área de drene no puede determinarse de una gráfica de la presión normalizada por el gasto contra tiempo para sistemas con empuje de gas en solución. Generalmente no es muy factible identificar el inicio del agotamiento de una simple inspección de datos de presión y gasto en función del tiempo. El tiempo al cual las estimaciones de s cambian rápidamente puede usarse para obtener un estimado del área de drene, siempre que el gasto no sea constante a través del tiempo.

El desarrollo anterior puede extenderse en forma accesible a otros sistemas tales como pozos hidráulicamente fracturados y yacimientos naturalmente fracturados, previendo que la Ec.(2.55) se puede aplicar, es decir, que el flujo pseudoradial y el comportamiento de yacimiento homogéneo se hayan establecido, respectivamente. Para esos casos una modificación que se debe efectuar es referente al empleo de la definición de tiempo adimensional apropiada. Sin embargo, el requerimiento más importante es que el término que contiene la integral en la Ec.(3.18) pueda despreciarse.

3.8 Cálculo de la Permeabilidad Efectiva Considerando Presión al Cuadrado

Para producción a gasto constante, las Referencias 22 a 26, 28 y 29 han demostrado que la presión y la saturación son funciones de la variable de Boltzmann (lo cual resulta cierto sí y solo si los efectos inerciales son despreciables^{75,76}). Para el caso de presión constante en sistemas con flujo multifásico, Referencia 30, se menciona que la integral adimensional del yacimiento y la presión al cuadrado normalizada por el gasto, $p_{wD,2}$ (Ec.(2)), pueden correlacionarse como una función de t/τ^2 para $r > r_s$ y como una función de $t/\tau^{2k/k_s}$ para $r < r_s$, una vez que prevalecen condiciones estabilizadas en la zona de daño. Los resultados presentados en la Referencia 30 proveen una justificación teórica para la propuesta de Δp^2 sugerida en las Referencias 28, 37 y 38.

Aunque en la Referencia 30 se estableció una relación lineal entre $p_{pD}(r_D, t_{Di})$ y $\Delta p^2/q_{o,sf}(t)$, ésto no necesariamente implica que $k_{ro}/\mu_o B_o$ es una función lineal de presión. Como se discutió en las Referencias 26, 29 y 34, esta suposición solamente representa una condición suficiente mas no necesaria para aplicar el método de presión al cuadrado.

Empleando el resultado anterior, la Referencia 30 sugiere un procedimiento para obtener estimados de la permeabilidad efectiva en la cara del pozo para el caso de presión de fondo constante. Siguiendo la misma propuesta de la referencia citada, se obtuvo una expresión para evaluar la permeabilidad efectiva a nivel de pozo:

$$k k_{ro}(r_w) = \frac{141.2(\mu_o B_o)_{r_w} p_{wf}(t)}{h t \left(d \left[\left(p_i^2 - p_{wf}^2 \right) / q_{o,sf} \right] / dt \right)} \quad (3.23)$$

Esta expresión puede utilizarse para cualquier valor del factor de daño. Nótese que la pendiente de la gráfica semilogarítmica de la presión al cuadrado normalizada por el gasto podría usarse en el lado derecho de la ecuación, en lugar de utilizar el producto del tiempo por la derivada de la diferencia de presión al cuadrado entre el gasto con respecto al tiempo. De esta forma, se obtiene la Ec.(3.4) la cual previamente ha sido presentada por las Referencias 28 y 38 siguiendo diferentes

rutas. Esto es cierto si una pendiente semilogarítmica es evidente en la gráfica de $\Delta p^2/q_{o,sf}$, de otra manera (ver Fig. 3.2) es preferible emplear la Ec.(3.23).

En la Fig. 3.21 se ilustran los valores de permeabilidad efectiva obtenidos de la Ec.(3.23) contra tiempo. Los casos presentados corresponden a la función de gasto dada por la Ec.(2.60) para dos valores de daño, $s = 0$ y $s = 20$, los cuales han sido presentados en la Figs. 3.1 y 3.6, respectivamente. Las líneas continuas corresponden a los valores de permeabilidad efectiva, $k k_{ro}(r_w)$, del simulador y los símbolos a los resultados obtenidos con la Ec.(3.23). Una vez que se estabiliza el patrón de flujo en la zona de daño, la Ec.(3.23) produce estimaciones razonablemente correctas de $k k_{ro}(r_w)$ hasta el inicio del período dominado por frontera donde se presenta una gran caída en el valor de esta función, para ambos factores de daño. Nuevamente, esta característica puede emplearse para obtener un estimado del área de drenaje.

Es posible notar que en general las estimaciones de $k k_{ro}(r_w)$ obtenidas de la Ec.(3.23) serán aproximadas. La experiencia sugiere, para las funciones de gasto analizadas en este estudio, que los cálculos de la permeabilidad efectiva en la cara del pozo sufren el mismo problema que el método de presión al cuadrado; no se sabe a priori como funcionará el procedimiento. Sin embargo, de acuerdo a lo observado, si la saturación no cambia en una forma importante durante el flujo transitorio, entonces el valor de $k k_{ro}(r_w)$ calculado a partir de (3.23) produce un valor cercano al valor real el cual podría usarse en las expresiones para estimar el valor del factor de daño.

Para las funciones de gasto del tipo exponencial creciente y decreciente (Ecs. (2.58) y (2.59)), la expresión (3.23) funciona en forma razonable para $s = 0$ y -2 , pero con daños positivos, $s = 20$, no produce resultados aceptables. Para el caso dado por la Ec.(2.58) el cálculo de la permeabilidad efectiva mejora durante el período de gasto constante conforme el exponente θ se incrementa. La situación opuesta ocurre para los casos con una función de gasto dada por (2.59), ya que el gasto tiende a cero más rápidamente conforme θ aumenta. Esta situación se ilustra en la Fig. 3.22 donde se presentan tres predicciones de k_o con la Ec.(3.23). Las líneas corresponden a los resultados de

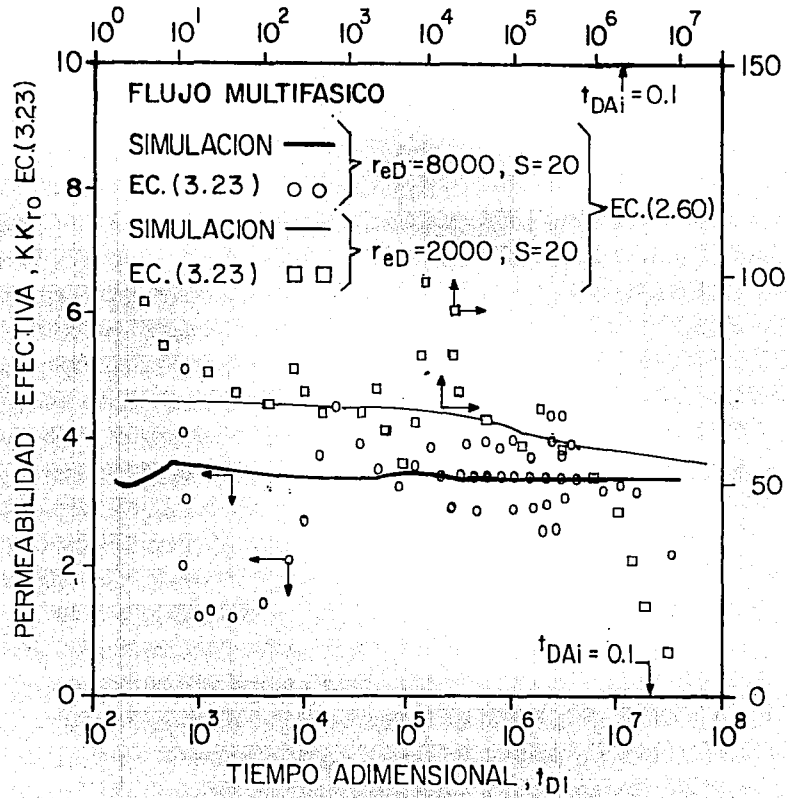


FIG. 3.21 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA CON LA EC. (3.23)

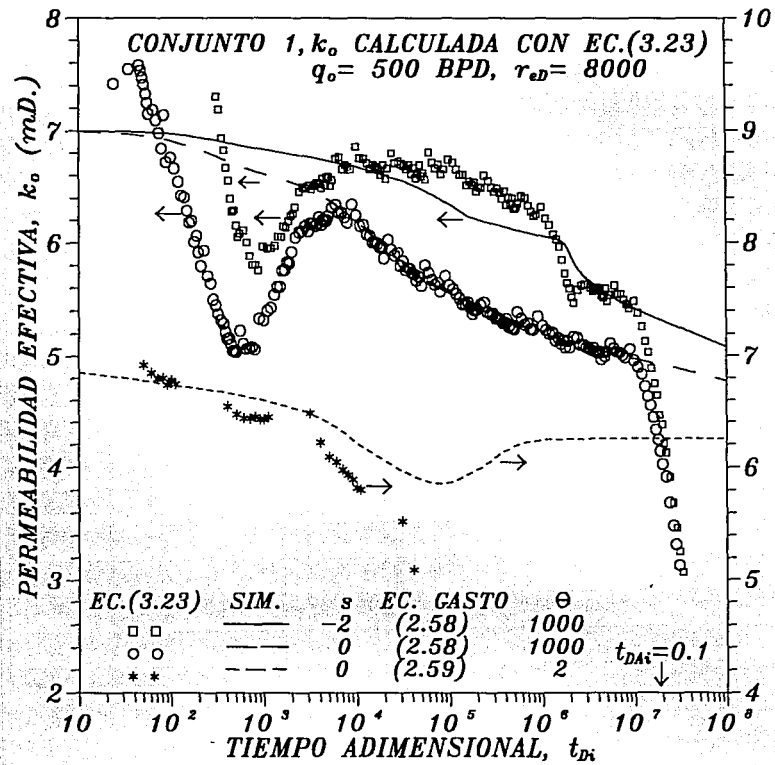


FIG. 3.22 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA CON LA EC.(3.23) PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO.

las simulaciones y los símbolos representan las predicciones con (3.23). Se consideraron dos valores de daño ($s = 0$ y $s = -2$) y dos ecuaciones ((2.58) y (2.59)).

El resultado descrito en los párrafos anteriores también resulta válido cuando $S_{gc} \neq 0$. Sin embargo, como en este caso $S_g \approx S_{gc}$, es decir, dado que la variación en saturación no es importante, el valor calculado de la permeabilidad efectiva produce mejores resultados incluso para factores de daño positivos. En la Fig. 3.23 se muestra esta situación para dos casos de almacenamiento descritos por la Ec.(2.58) cuando $s = 20$ y uno para $s = 0$ con la Ec.(2.59). Como se observa, el intervalo donde la Ec.(3.23) produce mejores resultados es evidentemente mayor para el caso en que $S_{gc} \neq 0$, en consecuencia, el valor de la saturación de gas crítica afecta en forma directa al cálculo de la permeabilidad efectiva mediante la expresión (3.23).

Como se mencionó antes, la permeabilidad efectiva calculada para el caso de la Ec.(2.58), muestra un cambio abrupto al inicio del período dominado por frontera el cual puede utilizarse para estimar r_e . Para el caso dado por la Ec.(2.59) el cambio mencionado ocurre cuando el gasto se aproxima a cero.

Con respecto al comportamiento modelado mediante la función senoidal (Ec.(2.57)), en general se observó que conforme la frecuencia angular disminuye el cálculo de la permeabilidad efectiva con la Ec.(3.23) mejora. Con respecto a la amplitud relativa de oscilación, a valores pequeños de ésta y con w fija, los valores de k_o son más exactos. Esta situación se ilustra para dos casos en la Fig. 3.24 cuando $s = 20$, con amplitudes de 0.5 y 0.05, respectivamente, y $w = 1$.

Por lo que respecta a la influencia del factor de daño, cuando se presentan valores bajos de éste y para las mismas condiciones de frecuencia y amplitud, la permeabilidad efectiva calculada es más cercana al valor real. La Fig. 3.25 presenta un ejemplo de lo anterior para el caso en que $s = 0$, se observa que a pesar del valor de la frecuencia ($w = 10$) los valores de la permeabilidad efectiva oscilan alrededor de los verdaderos. Esta situación también se observó en los ensayos realizados con el Conjunto 2.

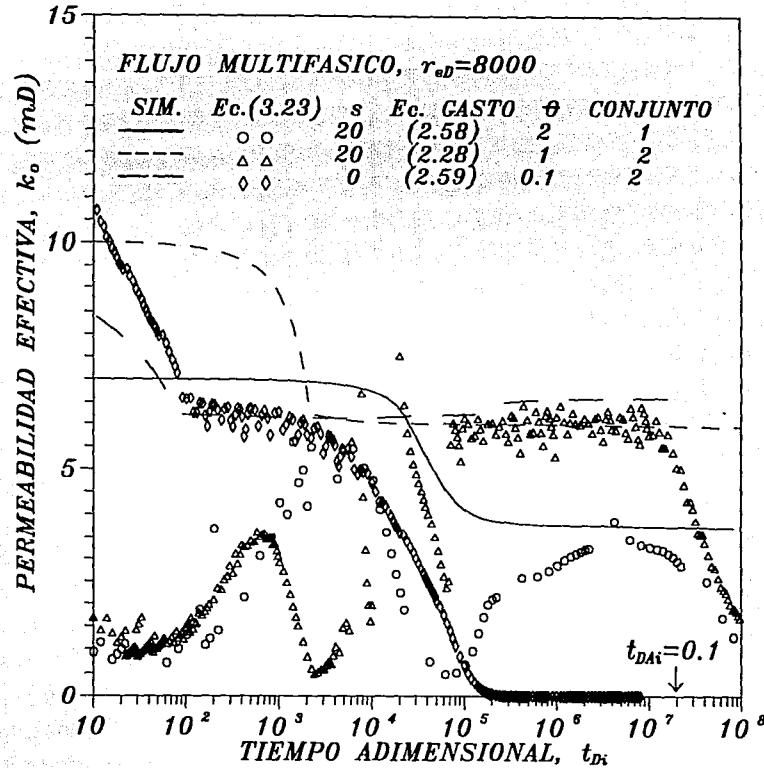


FIG. 3.23 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA MEDIANTE LA EC.(3.23) PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO.

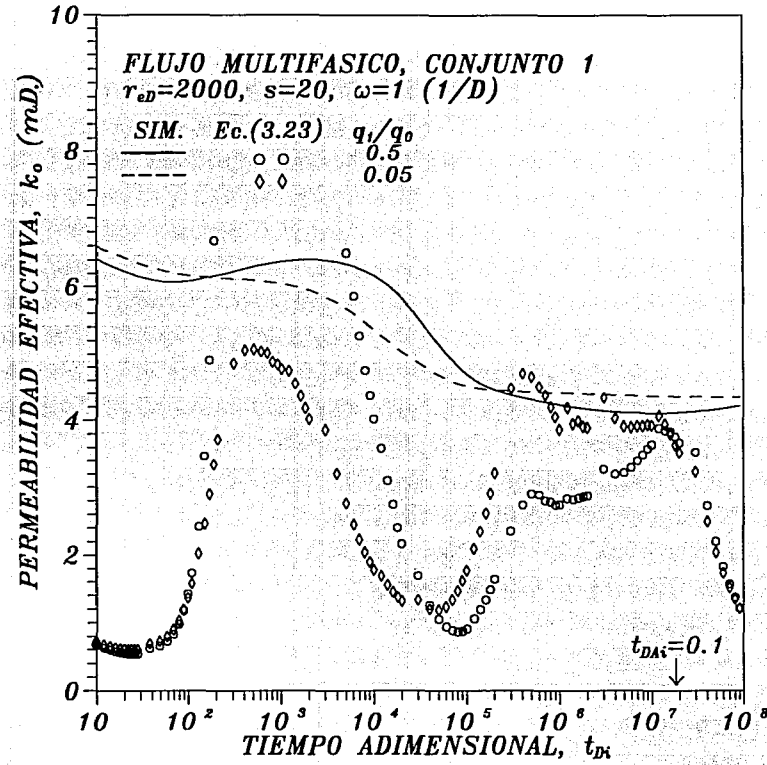


FIG. 3.24 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA PARA LA FUNCION DE GASTO SENOIDAL LOGARITMICA.

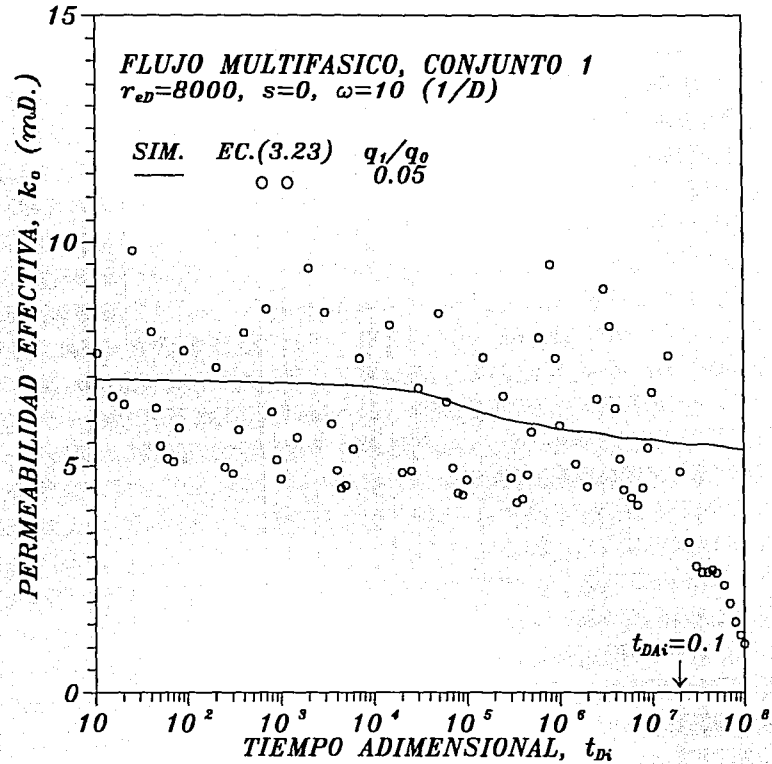


FIG. 3.25 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD EFECTIVA PARA LA FUNCION DE GASTO SENOIDAL LOGARITMICA.

3.9 Cálculo de Permeabilidad Efectiva y Factor de Daño a Partir del Principio de Duhamel e Integral del Yacimiento

En esta sección se derivan métodos para determinar la permeabilidad efectiva en la cara del pozo, los cuales no están basados en la propuesta de presión al cuadrado.

El principio de Duhamel para sistemas productores por empuje de gas en solución fue desarrollado en el apartado 3.6. Dicho principio, para el caso de un factor de daño diferente de cero, se expresa en la cara del pozo como:

$$\hat{p}_{pwD}(t) = \int_0^t \frac{q_{o,sf}(\tau)}{q_o} \frac{d\hat{p}_{pwD,c}(t-\tau)}{dt} d\tau + s \frac{q_{o,sf}}{q_o} \quad (3.24)$$

Basándose en los resultados de las Referencias 23, 30 y 31, se puede plantear la siguiente relación para el caso de gasto de aceite constante:

$$\hat{p}_{pwD,c} = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{1}{4tD_i} \right) \quad (3.25)$$

substituyendo la Ec.(3.25) en (3.24) se obtiene:

$$\hat{p}_{pwD} = \int_0^t \frac{q_{o,sf}(\tau)}{q_o} \frac{e^{-1/4(t-\tau)D}}{2(t-\tau)} d\tau \quad (3.26)$$

Obteniendo la derivada con respecto al tiempo de esta ecuación y considerando la primera igualdad de la Ec.(2.55) para definir \hat{p}_{pwD} se llega a:

$$kk_{ro}(r_w) = \frac{141.2(\mu_o B_o)_{r_w}}{h dp_{wf}/dt} \left\{ \frac{1}{2} \int_0^t \frac{q_{o,sf}(\tau) e^{-1/4(t-\tau)D}}{(t-\tau)^2} \left[\frac{1}{4(t-\tau)D} - 1 \right] d\tau + s \frac{dq_{o,sf}(t)}{dt} \right\} \quad (3.27)$$

Empleando un cambio de variables y el Teorema del Valor Medio para integrales, es posible establecer la siguiente relación:

$$\int_0^t \frac{q_{o,sf}(\tau)}{(t-\tau)^2} e^{-1/4(t-\tau)D} \left[\frac{1}{A(t-\tau)D} - 1 \right] d\tau = \frac{q_{o,sf}(\bar{x}t)}{t} e^{-1/4 tD}, \quad (3.28)$$

donde \bar{x} es un número real entre cero y uno. De la Ec.(3.28) se observa que conforme el tiempo transcurre, la influencia del término que contiene la integral se desvanece (principalmente para una función de gasto decreciente). Ahora, suponiendo que $\bar{x} \approx 1$, y resolviendo simultáneamente las Ecs. (3.19) y (3.27), se obtienen las siguientes expresiones para la permeabilidad efectiva y el factor de daño, respectivamente:

$$kk_{ro}(r_w) \approx \frac{141.2(\mu_o B_o)_{r_w}}{-4hd\rho_{wf}/dt} \left\{ \frac{-q_{o,sf}}{l} (1 - e^{-1/4 tD_i}) + \frac{dq_{o,sf}(t)}{dt} \left(1 - \ln \frac{4tD_i}{e\gamma} \right) \right\}. \quad (3.29)$$

y:

$$s \approx \frac{1}{4} \left[- \left(\frac{d \ln q_{o,sf}}{d \ln t} \right)^{-1} (1 + e^{-1/4 tD_i}) + 1 - \ln \frac{4tD_i}{e\gamma} \right], \quad (3.30)$$

La Ec.(3.30) tiene la ventaja sobre la Ec.(3.19) de no requerir datos de permeabilidad efectiva en la cara del pozo.

Hasta donde se sabe, las expresiones anteriores para evaluar el daño mecánico y la permeabilidad efectiva en la cara del pozo (Ecs.(3.29) y (3.30)) no habían sido publicadas hasta ahora. Dichas ecuaciones representan una alternativa atractiva siempre y cuando las suposiciones involucradas en su derivación sean satisfechas.

La Fig. 3.26 presenta los cálculos del factor de daño para dos diferentes funciones de gasto y dos valores de dicho factor. La líneas continuas representan los resultados usando la Ec.(3.19) con

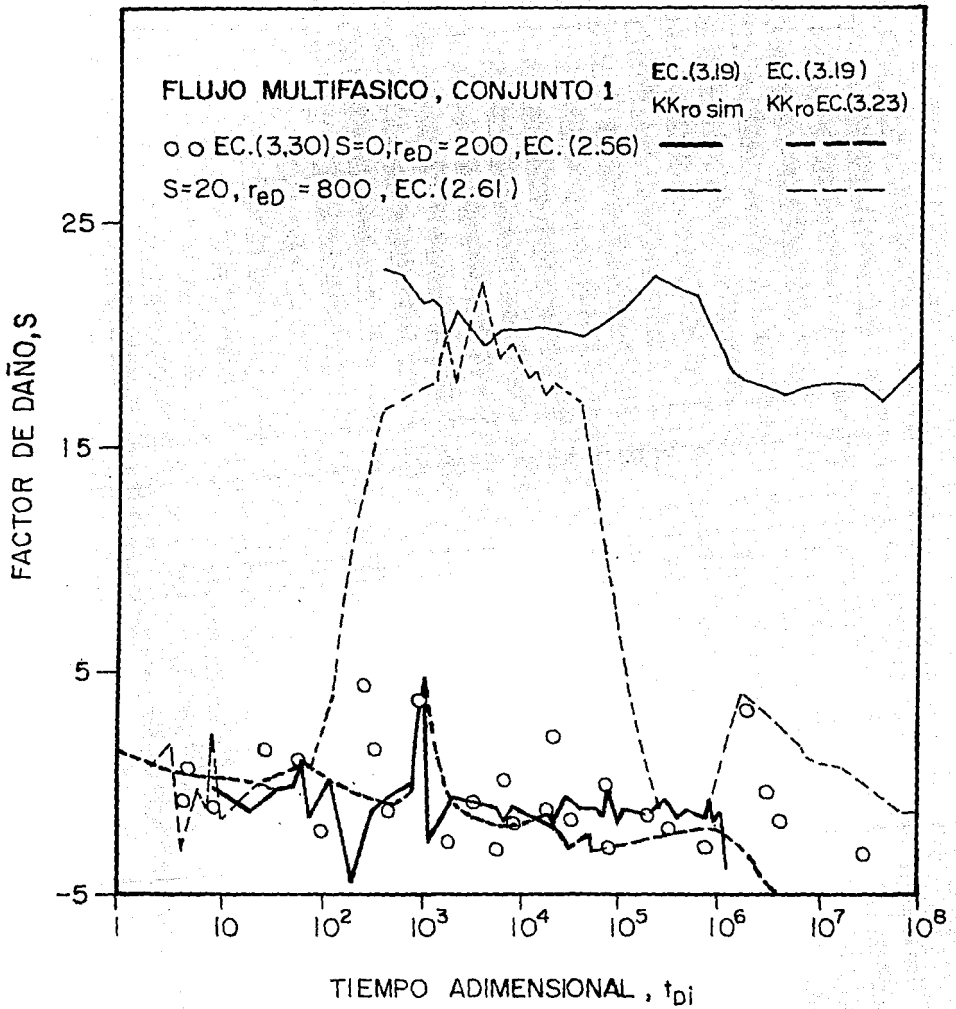


FIG. 3.26 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO PARA DOS FUNCIONES DE GASTO

datos de permeabilidades relativas obtenidos de la simulación numérica. Las líneas discontinuas representan también los resultados con la misma ecuación pero utilizando los valores de permeabilidad efectiva estimados con la Ec.(3.23). Los círculos corresponden a los cálculos con la Ec.(3.30) para el caso de $s = 0$ y un gasto dado por la Ec.(2.56).

En la figura anterior se detecta inmediatamente que el daño calculado con la Ec.(3.19) utilizando los valores reales de permeabilidades relativas es muy cercano al valor suministrado durante el período transitorio. Sin embargo, cuando se emplean las permeabilidades efectivas obtenidas de la Ec.(3.23) se observa que para el caso de $s = 20$ el método produce resultados razonables solamente en el intervalo: $1000 \leq t_{Di} \leq 3 \times 10^4$. Esto se debe al hecho que la expresión (3.23) no funciona adecuadamente fuera de tal intervalo. Desafortunadamente, para este caso la Ec.(3.30) no produce resultados confiables. Para el caso sin daño, el uso de la Ec.(3.19) con (3.23) y la Ec.(3.30) proporciona buenos resultados durante el flujo transitorio. La Ec.(3.29) produce mejores estimados de kk_{ro} que (3.23) para el caso de $s = 0$, aunque cuando $s = 20$ ocurre lo contrario.

Por otra parte, la Fig. 3.27 ilustra las estimaciones del factor de daño obtenidas con la Ec.(3.19) para una función de gasto de tipo exponencial creciente con $s = 0, -2$ y el Conjunto 2. Los círculos y triángulos representan los cálculos utilizando el valor de α exacto (obtenido del simulador), mientras los cuadrados y rombos señalan las estimaciones con α calculada de la Ec.(3.23). Asimismo, la línea continua indica los resultados alcanzados con la expresión (3.30) para el caso $s = -2$.

Considerando los resultados anteriores, para valores de daño positivos existe un problema en el cálculo del mismo. Ni el procedimiento de normalización por el gasto ni el método de deconvolución funcionan. Además, las Ecs.(3.19) (con la Ec.(3.23) para k_o) y (3.30) no trabajan apropiadamente para factores de daño positivos. Sin embargo, se ha observado que si el gasto es casi constante y no cambia muy rápidamente, como en problemas de almacenamiento (Ec.(2.58)), la Ec.(3.19) puede utilizarse con el valor de la permeabilidad efectiva evaluada a condiciones iniciales, k_{oi} substituida

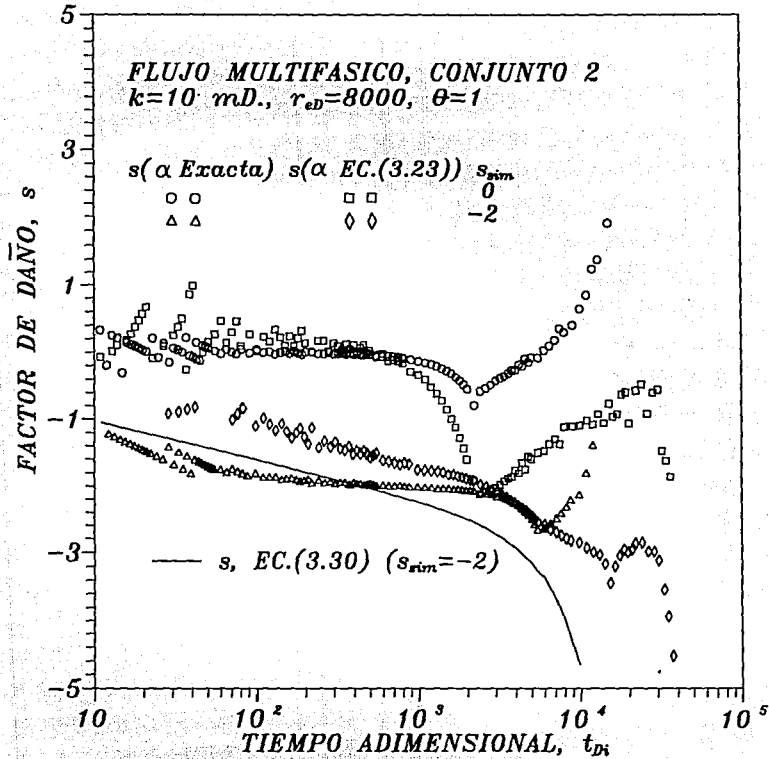


FIG. 3.27 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LAS ECS. (3.19) Y (3.30).

en la función α , es decir, $\alpha \approx k_{ro,i}/(\mu_o B_o)_{rw}$.

Para ilustrar este punto, en la Fig. 3.28 se muestran las predicciones con la Ec.(3.19) utilizando el valor de $k_{o,i}$, para tres casos. La línea continua y una de las discontinuas corresponden a los problemas de almacenamiento ($\theta = 2$) con $s = 20$ y $s = 0$, respectivamente. La otra línea discontinua representa un problema de almacenamiento durante un cierre de pozo con $\theta = 1$, $s = -2$. Los resultados para los casos correspondientes a la Ec.(2.58) con el procedimiento de normalización por el gasto son mostrados en la Fig. 3.10, para los casos cuando $s = 0$ y 20 , y como se mencionó en los comentarios de dicha gráfica, los resultados están alejados del valor correcto, en especial para $s = 20$, la misma situación ocurre con la deconvolución. De esta forma, los cálculos con la Ec.(3.19) usando $k_{o,i}$, ilustrados en la Fig. 3.28 representan una buena alternativa para evaluar el factor de daño.

Para el caso de $s = -2$, en la Fig. 3.28 se detecta que existe un pequeño intervalo donde los cálculos son correctos. Esta situación también se presenta cuando se emplea la normalización por el gasto, con la incertidumbre adicional de ignorar el intervalo de ajuste correcto.

Con respecto al Conjunto 2, la Fig. 3.29 presenta tres casos de almacenamiento para diferentes condiciones de daño: $s = 0$ (línea discontinua), $s = 20$ (línea continua) y $s = -2$ (línea punteada). Nuevamente, el empleo de $k_{o,i}$ en la función α , ofrece una alternativa atractiva para estimar el factor de daño mecánico con la Ec.(3.19). Para el caso cuando s es positivo, se observa que el intervalo donde los valores son correctos es corto, en estos casos la alternativa para determinar dicho intervalo puede ser el empleo de la derivada logarítmica del daño.

Por lo que concierne a problemas de almacenamiento durante el cierre del pozo, se detectó que el cálculo del daño empleando $k_{o,i}$, tampoco es muy eficiente (ver Fig. 3.28 para $s = -2$), ésto se atribuye a la gran variación en la saturación que se presenta en el medio poroso en este tipo de situaciones.

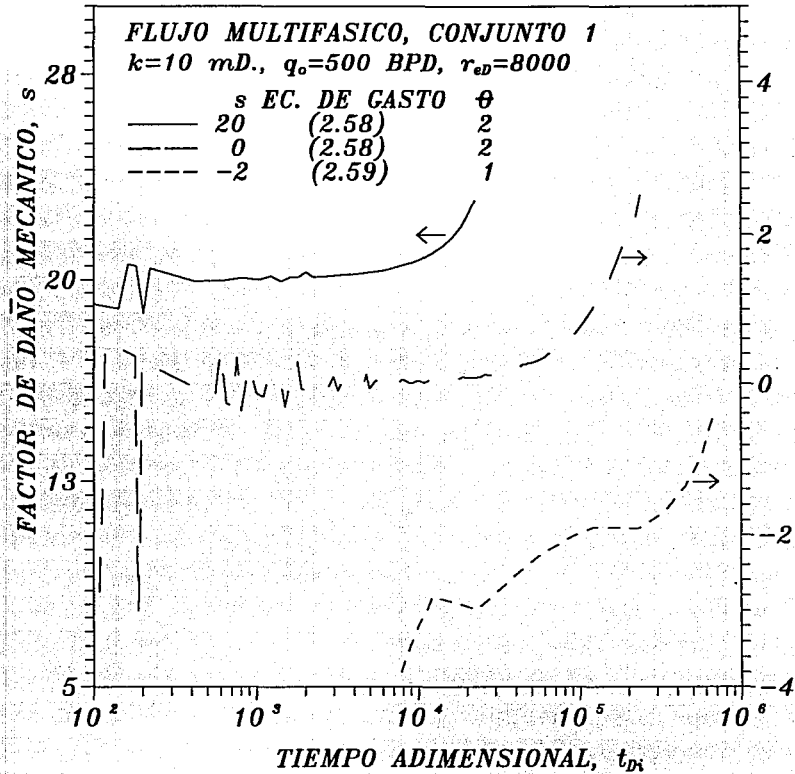


FIG. 3.28 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO CON LA EC.(3.19) Y k_{roi} PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO.

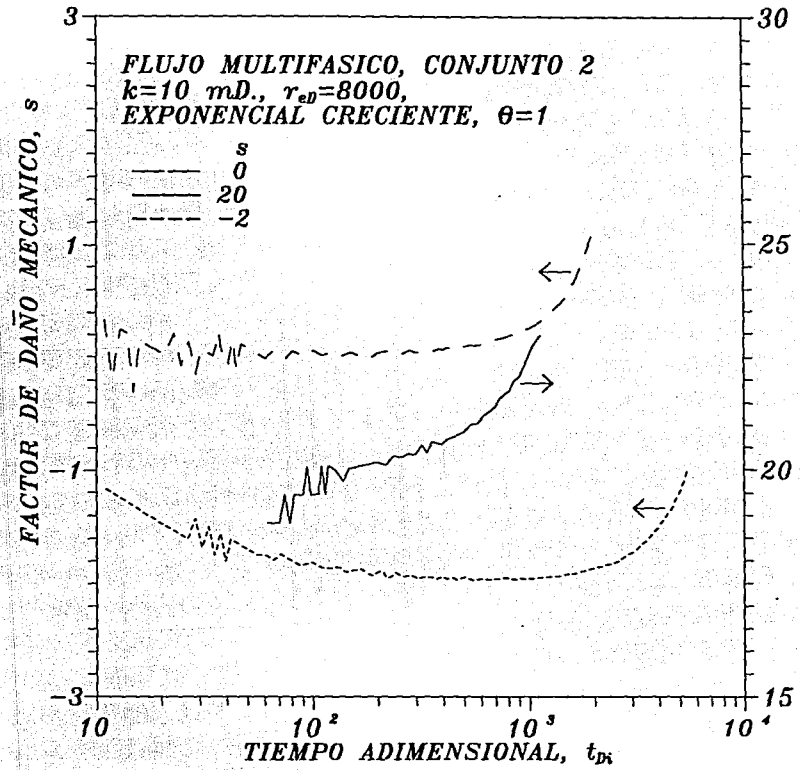


FIG. 3.29 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO EMPLEANDO LA EC.(3.19) Y k_{rvi} PARA PROBLEMAS DE ALMACENAMIENTO.

Por lo que respecta al empleo de la Ec.(3.19) utilizando $k_{o,i}$, cuando el gasto obedece a un comportamiento de tipo senoidal logarítmica, Ec.(2.57), se determinó que conforme la frecuencia angular disminuye, mientras la amplitud permanece fija, los valores del factor de daño resultan más exactos, mientras que para el caso inverso se logra una mejor definición del daño (en un intervalo de tiempo mayor) aunque menos precisa. Sin embargo, se detectó que no es suficiente que w aumente para alcanzar la citada definición, la amplitud relativa de oscilación también presenta un aspecto importante, ya que de acuerdo a lo observado, cuando ésta aumenta mientras la frecuencia permanece fija, los cálculos del factor de daño se estabilizan alrededor de un valor (cercano al real) por un período de tiempo mayor. Por tanto, para una misma frecuencia son preferibles los valores de amplitud mayores.

Analizando la influencia del factor de daño en los casos generados utilizando ambos conjuntos de propiedades, se dedujo que para valores pequeños del mismo, el intervalo donde éste se determina se define mejor.

La Fig. 3.30 ilustra los resultados del cálculo del daño con la Ec.(3.19) para la función senoidal de gasto y el Conjunto 1. En los casos mostrados, α se empleó ahora en función del valor de $k_{o,i}$ y a condiciones iniciales, es decir, $\alpha_i = k_{ro,i} / (\mu_{o,i} B_{o,i})$. El uso de α con $k_{o,i}$ (línea continua) para la función de gasto en cuestión, nuevamente resulta ser una alternativa atractiva pues las estimaciones del daño ($s \approx 22$) en un cierto intervalo son cercanas al valor real. Mientras tanto, si α se calcula de acuerdo a la segunda opción (círculos y cuadrados), también se define un período de tiempo donde los valores de daño ($s \approx 16$), si bien no son tan precisos como en la primera opción, se encuentran próximos al valor real. En consecuencia, esta segunda propuesta para evaluar α , cobra relevancia siempre que los cambios de presión y saturación en el yacimiento no presenten variaciones importantes.

En resumen, el procedimiento sugerido para un yacimiento saturado consiste de tres pasos: obtener la función $k k_{r\sigma}(r_w)$ de las Ecs.(3.23) y (3.29), emplear dichos valores o bien $k_{o,i}$ (si la

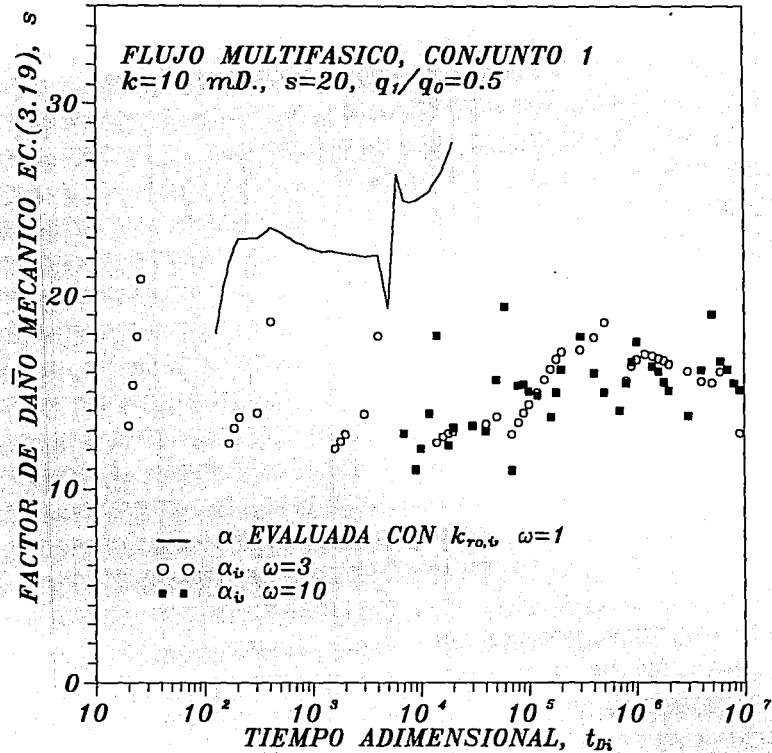


FIG. 3.30 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO MECANICO CON LA EC.(3.19), CON LA FUNCION α EVALUADA CON $k_{r_{o,i}}$ Y A CONDICIONES INICIALES

función de gasto no cambia rápidamente como en el caso del almacenamiento) para obtener el factor de daño con la Ec.(3.19) y comparar el valor de daño estabilizado con los valores obtenidos con la Ec.(3.30) para verificar la consistencia en los resultados. En este procedimiento, es necesario tomar en cuenta que las Ecs.(3.29) y (3.30) producen estimaciones razonables para los casos donde $s \approx 0$.

3.10 Comportamiento de la Relación Gas-Aceite

Como se mencionó en la Sección 3.7 la necesidad de contar, en algunos casos, con el valor de $\alpha(r_w)$ en función del tiempo y en consecuencia de un procedimiento que relacione la presión de fondo, p_{wf} , con la saturación de aceite en la cara del pozo, $S_o(r_w)$, en conjunción con los datos PVT y las curvas de permeabilidades relativas, resulta ser una desventaja desde el punto de vista práctico para calcular el daño con la Ec.(3.19).

En la literatura se presentan algunas alternativas^{21-23,59} para determinar la relación presión-saturación antes citada. Entre ellas se cuenta un procedimiento basado en la relación gas-aceite²¹, RGA, aplicado en pruebas a gasto constante, el cual podría extenderse al caso de presión y gasto variables. Para esta situación, resultaría necesario monitorear la RGA en forma simultánea con la presión y el gasto de fondo para con ella estimar el cociente k_{rg}/k_{ro} , y con éste y las curvas de permeabilidades relativas calcular la saturación respectiva.

La Fig. 3.31 muestra los perfiles de RGA en función del tiempo para los casos dados por las Ecs.(2.56) y (2.58) a (2.61), como se observa la respuesta del parámetro en cuestión es afectado por el comportamiento del gasto y el área de drené, llegándose a presentar en ocasiones un período de estabilización de la RGA durante el flujo transitorio. En el caso de la Ec.(3.19) los cambios notorios observados en la RGA no resultan trascendentales, sin embargo, en la evaluación de la función de pseudopresión, Ec.(2.55), la situación se revierte.

En consecuencia, quizá en los casos donde la RGA presenta un intervalo de estabilización

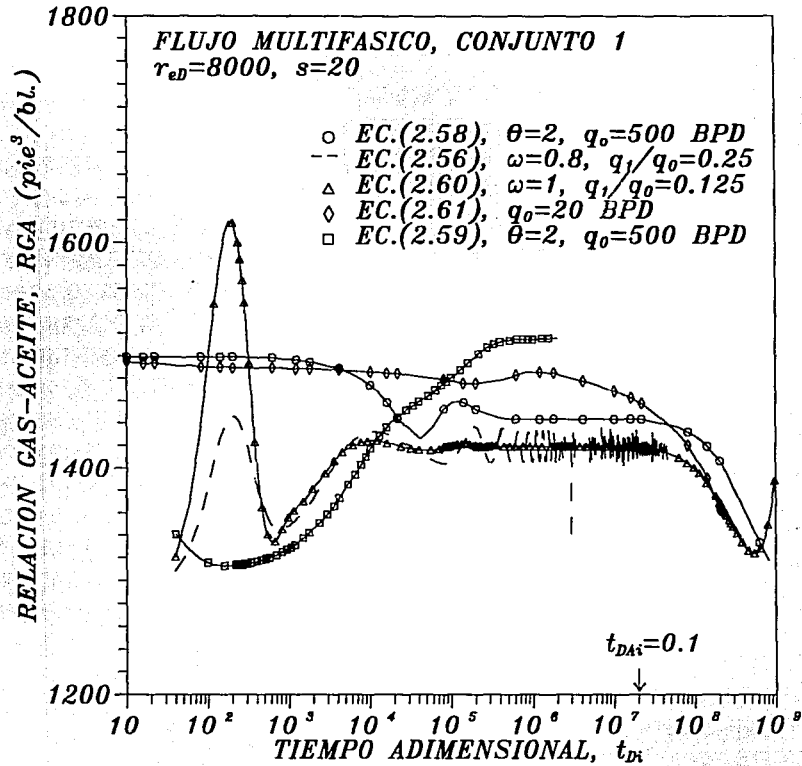


FIG. 3.31 COMPORTAMIENTO DE LA RELACION GAS-ACEITE DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO.

notable sea posible explorar la factibilidad de determinar la relación presión-saturación mencionada.

3.11 Análisis de Datos de Campo

Además de probar las Ecs. (3.19), (3.23), (3.29) y (3.30) utilizando datos sintéticos generados con el simulador numérico, también se efectuaron ensayos con datos de campo. El caso presentado⁷⁷ en esta sección corresponde a un pozo productor de un yacimiento localizado en la Sonda de Campeche perteneciente a la Región Marina. Las Figs. 3.32 y 3.33 ilustran los datos de presión y gasto correspondientes a un período de flujo y uno de cierre, respectivamente.

La información recopilada indicó que la presión del yacimiento, al momento de correr la prueba, era superior a la presión de saturación. Asimismo, la información geológica señaló que la formación productora se encuentra naturalmente fracturada con un espesor total de 246 pies. Además el pozo fue probado inmediatamente después de efectuarle una limpieza.

Del análisis tradicional, empleando una técnica de deconvolución⁶, se obtuvo: $s = 2$ con $kh = 6167mD - pie$, para el período de decremento y $s = -2.7$ con $kh = 6607mD - pie$ para el incremento; como se observa, existe una discrepancia en los valores del factor de daño calculados. Usando las Ecs.(3.19) y (3.30) se obtuvieron los resultados mostrados en la Fig. 3.34 para el decremento y la Fig. 3.35 para la prueba de incremento. Con la Ec.(3.19), tanto para el flujo como para el cierre, se observa que el resultado oscila en $s \approx -3$, mientras que con la Ec.(3.30) el factor de daño se encuentra entre -5 y -6 . Con ambas expresiones, la discrepancia en los valores del daño en los dos períodos desaparece.

Una explicación de los valores del factor de daño negativo estimados, de acuerdo a la experiencia, se atribuye a que el pozo intersecta pequeñas fracturas verticales lo cual en conjunción con la operación de limpieza del pozo contribuyen a mejorar en buena medida la productividad del pozo.

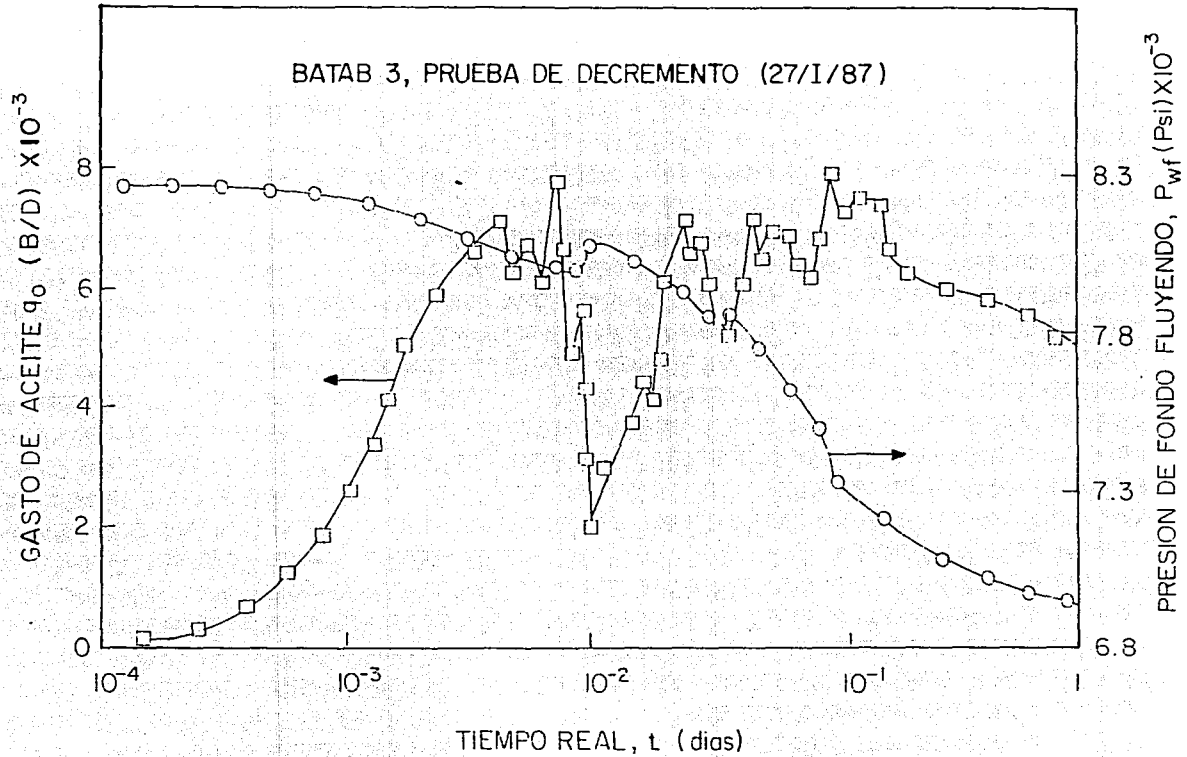


FIG. 3.32 RESPUESTA DE PRESION Y GASTO DE FONDO DURANTE EL PERIODO DE PRODUCCION

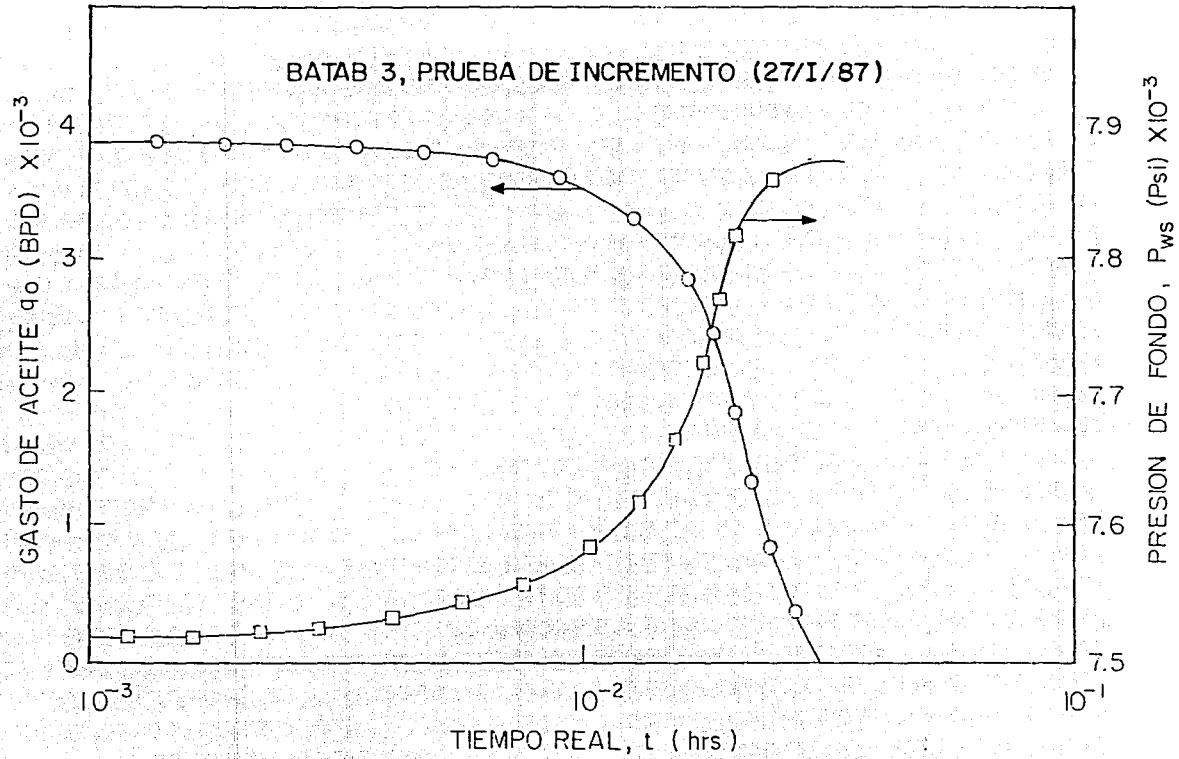


FIG. 3.33 RESPUESTA DE PRESION Y GASTO DE FONDO DURANTE EL PERIODO DE CIERRE

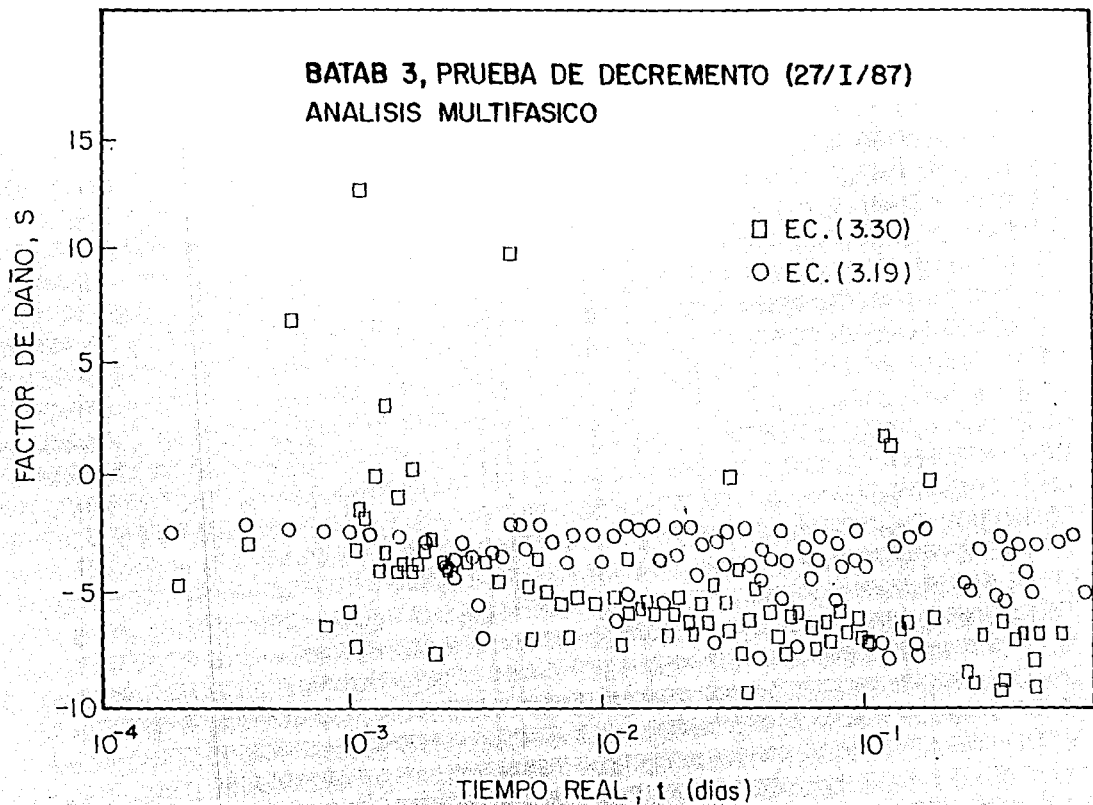


FIG. 3.34 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LAS ECS. (3.19) Y (3.30) PARA EL PERIODO DE PRODUCCION.

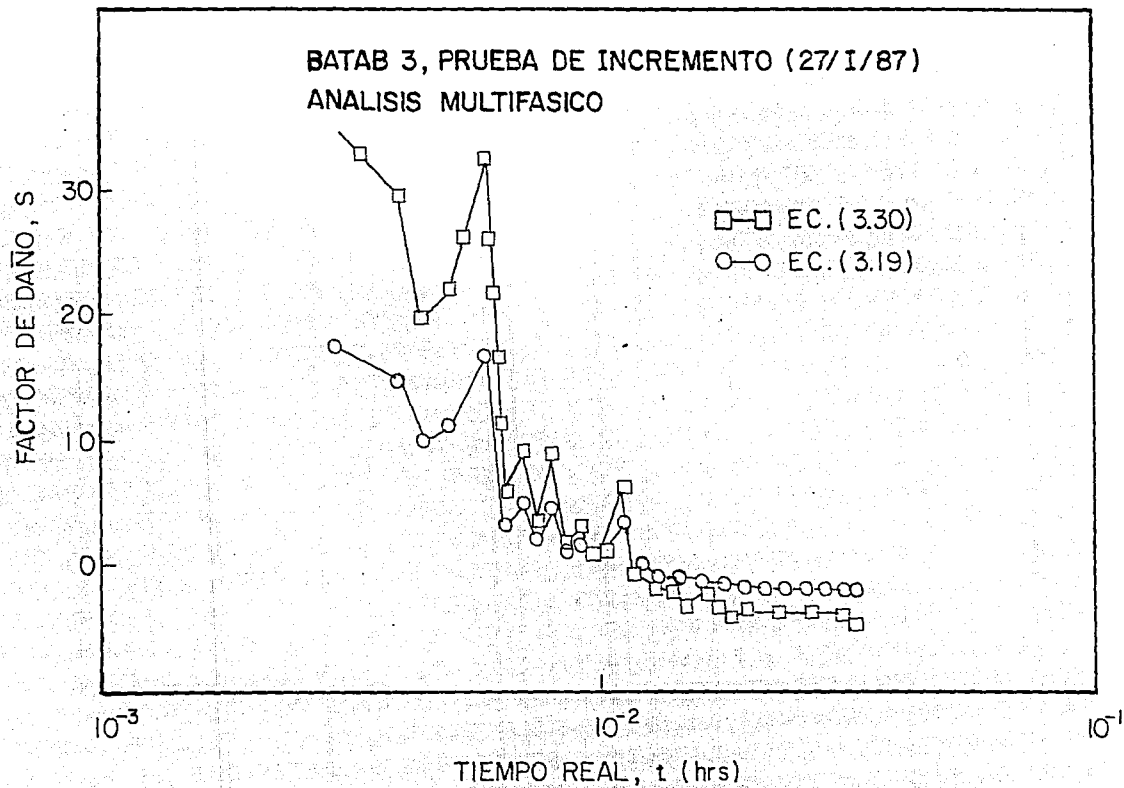


FIG. 3.35 CALCULO DEL FACTOR DE DAÑO CON LAS ESC. (3.19) Y (3.30) PARA EL PERIODO DE CIERRE

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta investigación se ha analizado el comportamiento de las pruebas de pozo conducidas a gasto y presión variables durante el período de flujo transitorio. Para ello se emplearon seis funciones de gasto, además de un caso de campo, con el fin de ejemplificar las técnicas desarrolladas.

Se ha probado que la derivada de los datos de presión y gasto resulta ser muy útil para los propósitos del presente estudio. Sin embargo, el empleo de la derivada de presión y gasto requiere que la calidad de los datos sea adecuada antes de utilizar las expresiones propuestas en este trabajo. No obstante, y en base a los beneficios que desde el punto de vista de interpretación ofrece el uso de la derivada de presión y gasto, en especial para sistemas productores por empuje de gas en solución, se considera imperativo disponer de información de buena calidad.

Se presentaron nuevas ecuaciones para evaluar el factor de daño mecánico y la permeabilidad efectiva en la cara del pozo. Estas expresiones representan la única alternativa viable al método de presión al cuadrado para la evaluación de dichos parámetros.

Quizás la principal hipótesis efectuada en el presente estudio sea suponer que las respuestas del pozo están relacionadas directamente con el yacimiento, es decir, el análisis presentado no toma en cuenta efectos asociados al pozo los cuales no guardan ninguna relación con el medio poroso.

En base a los resultados anteriores, a continuación se presentan las principales conclusiones y recomendaciones de esta investigación:

1. La integral del yacimiento normalizada por el gasto permite correlacionar las respuestas de pruebas de gasto variable bajo condiciones de flujo multifásico, con la solución de líquido a gasto constante.
2. Para las funciones de gasto analizadas en este trabajo, se concluye que la pseudopresión en el pozo normalizada por el gasto, no se correlaciona en general con la solución de líquido a gasto constante.

3. Aunque resulta superior al método de Perrine–Martin, debido a las hipótesis involucradas en el desarrollo del método de presión al cuadrado, éste último es limitado y no puede ser empleado indistintamente para todos los casos. Esta conclusión es tal vez una de las más importantes de esta investigación y resulta paralela a la alcanzada para yacimientos de gas seco⁷³.
4. Para valores de gasto de aceite “pequeños”, la pendiente semilogarítmica de la caída de presión normalizada por el gasto refleja una saturación promedio en un área de drenaje limitada por la posición donde se localiza la presión promedio. Esto concuerda con la Teoría de Perrine–Martin.
5. Se ha derivado una expresión para calcular el factor de daño mecánico en sistemas con empuje de gas disuelto liberado tomando como base la definición de la integral del yacimiento. Esta ecuación también puede ser usada en yacimientos con una fase fluyente. Para los casos con factores de daño positivo elevados el empleo de la Ec.(3.19), con el valor de k_{oi} , representa el único procedimiento apropiado para evaluar dicho factor. Esto resulta cierto si el gasto no es constante pero no cambia muy rápidamente, como en el caso del almacenamiento.
6. Cuando el gasto de fondo se comporta de acuerdo a una función de tipo exponencial creciente, la técnica de deconvolución⁶ ofrece mejores estimaciones del factor de daño seguida de la normalización por el gasto en términos de $\Delta p^2/q$ y de la misma técnica empleando $\Delta p/q$, respectivamente. Para problemas donde ocurre almacenamiento durante el cierre del pozo, esta conclusión también se aplica.
7. Se recomienda que para estudios futuros sobre el tema desarrollado en este trabajo, se tomen en consideración los efectos asociados al pozo, los cuales aunque no guardan ninguna relación con la respuesta del yacimiento se presentan a menudo durante el registro de una prueba de pozo.
8. Con los procedimientos de normalización por el gasto y la deconvolución, no es fácil identificar el inicio del período dominado por frontera para sistemas con empuje de gas en solución.

Utilizando la derivada de presión y gasto se obtiene una mejor estimación del tiempo de inicio de tal período, previendo que el gasto de fondo no tienda, con el tiempo, a cero.

9. Se ha desarrollado el principio de Duhamel para sistemas productores por empuje de gas disuelto, mostrándose las hipótesis inherentes en la extensión de este principio a sistemas con flujo multifásico.
10. Por medio de la correlación entre la integral del yacimiento y la caída de presión al cuadrado normalizada por el gasto, se obtuvo una expresión para calcular la permeabilidad efectiva en la cara del pozo. Los valores de k_o obtenidos con esta expresión, Ec.(3.23), son adecuados cuando $s \approx 0$.
11. En situaciones donde el comportamiento del gasto de fondo obedece a una función de tipo senoidal logarítmica, Ec.(2.57), conforme la frecuencia angular (w) disminuye el cálculo de k_o con la Ec.(3.23) mejora. Con respecto a la amplitud relativa de oscilación, a valores bajos de ésta con w fija, las predicciones de k_o con la misma expresión son más exactas.
12. Se derivaron otras ecuaciones para calcular el factor de daño y la permeabilidad efectiva usando la extensión del principio de Duhamel en conjunción con la ecuación para calcular el factor de daño mencionada en la Conclusión 5. Dichas expresiones adolecen del mismo problema que el método de presión al cuadrado, ya que sólo producen valores razonables para los casos donde el factor de daño mecánico es cercano a cero.
13. Se recomienda que las expresiones derivadas en este trabajo se prueben considerando diferentes propiedades y condiciones del sistema pozo-yacimiento, con el fin de determinar su rango de aplicabilidad.
14. Es recomendable continuar explorando la factibilidad para determinar la relación presión-saturación a partir de la RGA, principalmente en el intervalo donde el citado parámetro se estabiliza a través del tiempo.

V. NOMENCLATURA

A = Area de drene, (pie^2)

B_g = Factor de volumen del gas, ($\text{bl. @ c.y./ pie}^3 \text{ @ c.s.}$)

B_o = Factor de volumen del aceite, ($\text{bl. @ c.y./ bl. @ c.s.}$)

B_w = Factor de volumen del agua, ($\text{bl. @ c.y./ bl. @ c.s.}$)

c_g = Compresibilidad del gas, $((\text{lb}_f/\text{pg}^2)^{-1})$

c_o = Compresibilidad del aceite, $((\text{lb}_f/\text{pg}^2)^{-1})$

c_r = Compresibilidad de la formación, $((\text{lb}_f/\text{pg}^2)^{-1})$

c_t = Compresibilidad total del sistema, $((\text{lb}_f/\text{pg}^2)^{-1})$

c_w = Compresibilidad del agua, $((\text{lb}_f/\text{pg}^2)^{-1})$

f_g = Flujo fraccional de gas, (fracción)

f_w = Flujo fraccional de agua, (fracción)

h = Espesor de la formación, (pies)

k = Permeabilidad absoluta, (mD.)

k_g = Permeabilidad efectiva al gas, (mD.)

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite, (mD.)

k_w = Permeabilidad efectiva al agua, (mD.)

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas, (fracción)

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite, (fracción)

p = Presión, (lb_f/pg^2)

p_b = Presión de saturación, (lb_f/pg^2)

p_i = Presión inicial, (lb_f/pg^2)

$p_p(r, t)$ = Función de pseudopresión (Ec.(2.48)), ($\text{lb}_f/\text{pg}^2/\text{cp. bl. @ c.y./bl. @ c.s.}$)

$p_{pwD}(t)$ = Integral del yacimiento adimensional (Ec.(2.50))

$\hat{p}_p(t)$ = Pseudopresión en el pozo (Ec.(2.52)), ($\text{lb}_f/\text{pg}^2/\text{cp. bl. @ c.y./bl. @ c.s.}$)

$\hat{p}_{pwD}(t_{Di})$ = Pseudopresión en el pozo adimensional (Ec.(2.53))

p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, (lb_f/pg^2)

\bar{p} = Presión promedio del área de drenaje, (lb_f/pg^2)

q_o = Gasto de aceite constante, (BPD)

$q_{o,sf}$ = Gasto de aceite @ condiciones de fondo, (BPD)

r = Distancia radial, (pies)

r_e = Radio de drenaje, (pies)

r_s = Radio de la zona de daño, (pies)

r_w = Radio del pozo, (pies)

\bar{r} = Distancia radial donde $p(r) = \bar{p}$, (pies)

R_s = Relación de solubilidad gas-aceite, ($\text{pie}^3 @ \text{c.s.}/ \text{bl. @ c.s.}$)

R_{sw} = Relación de solubilidad gas-agua, ($\text{pie}^3 @ \text{c.s.}/ \text{bl. @ c.s.}$)

s = Factor de daño mecánico, (adimensional)

S_g = Saturación de gas, (fracción)

\bar{S}_g = Saturación promedio volumétrica de gas, (fracción)

S_o = Saturación de aceite, (fracción)

S_w = Saturación de agua, (fracción)

S_{wi} = Saturación de agua irreductible @ condiciones iniciales, (fracción)

t = Tiempo, (horas, días)

t_D = Tiempo adimensional

t_{DAi} = Tiempo adimensional basado en A y condiciones iniciales

t_{Di} = Tiempo adimensional basado a condiciones iniciales (Ec.(2.51))

\bar{t}_D = Tiempo adimensional (Ec.(2.49))

Letras Griegas

α = Función de presión y saturación (Ec.(2.50))

β = Función de presión y saturación (Ec.(3.6))

e = 2.71828...

γ = Constante de Euler, 0.57721...

λ_g = Movilidad del gas, (mD · cp.⁻¹)

λ_o = Movilidad del aceite, (mD · cp.⁻¹)

λ_t = Movilidad total, (mD · cp.⁻¹)

μ_g = Viscosidad del gas, (cp.)

μ_o = Viscosidad del aceite, (cp.)

ϕ = Porosidad de la formación, (fracción)

Subíndices

D = Adimensional

e = Externo

i = Condiciones iniciales

s = Propiedad de la región de daño

w = Pozo

VI. REFERENCIAS

1. Kamal, M. M.: "Expected Developments in Transient Testing," JPT (August 1991), 898-903, 995-7.
2. Gladfelter, R. E. et al.: "Selecting Wells Which Will Respond to Production-Stimulation Treatment," Drill. and Prod. Prac., API Dallas (1955), 117-29.
3. Winestock, A. G. and Colpitts, G. P.: "Advances in Estimating Gas Well Deliverability," J. Cdn. Pet. Tech. (July-Sept. 1965), 111-9.
4. Ramey, H. J. Jr.: "Verification of the Gladfelter-Tracy-Wilsey Concept for Wellbore Storage-Dominated Transient Pressures During Production," J. Cdn. Pet. Tech. (April-June 1976), 84-5.
5. Fetkovich, M. J. and Vienot, M. E.: "Rate Normalization of Buildup Pressure By Using Afterflow Data," JPT (April 1984), 2211-24.
6. Kuchuck, F. and Ayestarán, L.: "Analysis of Simultaneously Measured Pressure and Sandface Flow Rate in Transient Well Testing," JPT (Feb. 1985), 323-34.
7. Thompson, L. G. et al.: "Analysis of Pressure Buildup Data Influenced by Wellbore Phase Redistribution," SPEFE (Oct. 1986), 435-52.
8. Thompson, L. G. and Reynolds, A. C.: "Analysis of Variable-Rate Well Test Pressure Data using Duhamel's Principle," SPEFE (Oct. 1986), 453-69.
9. Kuchuck, F. J.: "Applications of Convolution and Deconvolution to Transient Well Tests," SPEFE (Dec. 1990), 375-84.
10. Meunier, D., Wittmann, M. and Stewart, G.: "Interpretation of Pressure Buildup Test Using In-Situ Measurement of Afterflow," JPT (Jan. 1985), 143-52.

11. Meunier, D. and Wittmann, M. J.: "A Simple Approach to Sandface Rate-Convolution and Its Application to Early-Time Well Test Analysis," Paper presented at the 1985 SWS Res. Eng. Coord. and Tech. Meeting, March.
12. Odeh, A. S. and Jones, L. G.: "Two-Rate Flow Test, Variable-Rate Case - Application to Gas-Lift and Pumping Wells," IPT (Jan. 1974), 93-9.
13. Kuchuck, F. J. et al.: "Deconvolution of Wellbore Pressure and Flow Rate," SPEFE (March 1990), 53-9.
14. Kuchuck, F. J.: "Deconvolution Gladfelter," SPEFE (Sep. 1990), 285-92.
15. Kuchuck, F. J.: "Generalized Transient Pressure Solutions With Wellbore Storage," Paper SPE 15671, SPE, Richardson, TX., 1987.
16. Kuchuck, F. J. et al.: "New Method for Estimating Parameters of Low Permeability Reservoirs," Paper SPE/DOE 16394 presented at the 1987 SPE/DOE Low Permeability Reservoir Symposium, Denver, CO., May 18-19.
17. Samaniego-V., F. and Cinco-L., H.: "Transient Pressure Analysis for Variable Rate Testing of Gas Wells," Paper SPE 21831, presented at the 1991 Rocky Mountain Regional Meeting and Low Permeability Reservoirs Symposium held in Denver, CO., April 15-17.
18. van Everdingen, A. F. and Hurst, W.: "Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," Trans. AIME (1949) 186, 305-24.
19. Earlougher, R. C. Jr.: "Advances in Well Test Analysis," Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1977) 5.
20. Horne, R. N.: "Modern Well Test Analysis A Computer-Aided Approach," Petroway, Inc., Palo Alto, CA (1990).
21. Raghavan, R.: "Well Test Analysis: Wells Producing by Solution Gas Drive," Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1976), 196-208.

22. Bøe, A., Skjæveland, S. M. and Whitson, C. H.: "Two-Phase Pressure Test Analysis," SPEFE (December 1989), 604-10.
23. Aanonsen, S.: Nonlinear Effects During Transient Fluid Flow in Reservoirs as Encountered in Well Tests Analysis, Dr. Scient. dissertation, U. of Bergen, Norway (1985).
24. Jones, J. and Raghavan, R.: "Interpretation of Flowing Well Responses in Gas Condensate Wells," SPEFE (March 1989), 93-104.
25. Camacho-V., R. G.: Well Performance under Solution Gas Drive, Ph. D. Dissertation, University of Tulsa, (1987).
26. Camacho-V., R. G. and Raghavan, R.: "Performance of Wells in Solution-Gas-Drive Reservoirs," SPEFE (December 1989), 611-20.
27. Serra, K., Peres, A. and Reynolds, A.: "Well Test Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs: Part I-Determination of Relative and Absolute Permeabilities," SPEFE (June 1990), 124-32.
28. Serra, K., Peres, A. and Reynolds, A.: "Well Test Analysis for Solution-Gas-Drive Reservoirs: Part III- A Unified Treatment of the Pressure-Squared Method," SPEFE (June 1990), 141-50.
29. Camacho-V., R. G. and Raghavan, R.: "Some Theoretical Results Useful in Analyzing Well Performance Under Solution Gas Drive," SPEFE (June 1991), 190-98.
30. Camacho-V., R. G.: "Constant Pressure Production in Solution Gas-Drive Reservoirs: Transient Flow," SPEFE (June 1991), 199-208.
31. Camacho-V., R. G. and Raghavan, R.: "Boundary-Dominated Flow in Solution Gas-Drive Reservoirs," SPERE (Nov. 1989), 503-12.
32. Thompson, L. G. and Vo, D. T.: "Drawdown Well Test Analysis for Multicomponent Hydrocarbon Systems," Paper 18126 presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct. 2-5.

33. Frain, M. L. and Wattenbarger, R. A.: "Decline Curve Analysis for Multiphase Flow," Paper 18274 presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct. 2-5.
34. Camacho-V., R. G. and Raghavan, R.: "Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Reservoirs," JPT (May 1989), 541-50.
35. Kelkar, B. G. and Cox, R.: "Unified Relationship to Predict Future IPR Curves for Solution Gas-Drive Reservoirs," Paper SPE 14239 presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Las Vegas, Nevada, Sept., 22-25.
36. Camacho-V., R. G., Vásquez-C., M. A. and Padilla-S., R.: "New Results on Decline Curves Considering Non-Darcy Flow Effects," Paper SPE 24058 presented at the 1992 SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, March 30-April 1, 1992.
37. Hatzignatiou, D. G. et al.: "Effect of Wellbore Storage on the Analysis of Multiphase Flow Pressure Data," SPEE (Sep. 1994), 219-27.
38. Al-Khalifah, A. A., Horne, R. N. and Aziz, K.: "Multiphase Well Test Analysis: Pressure and Pressure-Squared Methods," Paper SPE 18803 presented at the 1989 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, CA, April 5-7.
39. Perrine, R. L.: "Analysis of Pressure Buildup Curves," Drill. and Prod. Prac., API (1956), 482-509.
40. Martin, J. C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis," Trans. AIME (1959) 216, 309-11.
41. Odeh, A. S. and Jones, L. G.: "Pressure Drawdown Analysis Variable-Rate Case," JPT (Aug. 1965), 960-4.
42. van Everdingen, A. F. and Meyer, L. J.: "Analysis of Buildup Curves Obtained After Well Treatment," JPT (1971), 513-24.

43. Agarwal, R. G. et al.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment," SPEJ (1970), 279-90.
44. van Everdingen, A. F.: "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well," Trans. AIME (1953) 198, 513-24.
45. Hurst, W.: "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow Into a Wellbore," Pet. Eng. (Oct. 1953); B-6—B-16.
46. Slider, H. C.: "A Simplified Method of Pressure Buildup Analysis for A Stabilized Well," JPT (Sept. 1971), 1155-60.
47. Agarwal, R. G.: "A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves are Used to Analyze Buildup and Other Test Data," Paper SPE 9289 presented at the 55th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Dallas, TX., Sept., 21-24, 1980.
48. McEdwards, D. G.: "Multiwell Variable Rate Test Analysis," SPEJ (Aug. 1981), 444-6.
49. Coats, K. H. et al.: "Determination of Aquifer Influence of Functions from Field Data," JPT (Dec. 1964), 1417-24.
50. Hutchinson, T. S. and Sikora, V. J.: "A Generalized Water-Drive Analysis," Trans. AIME (1959) 216, 169.
51. Jargon, J. R. and van Poolen, H. K.: "Unit Response Function from Varying Rate Data," JPT (Aug. 1965), 965-9.
52. Bostic, J. N. et al.: "Combined Analysis of Postfracturing Performance and Pressure Buildup Data for Evaluating an MHF Gas Wells," JPT (Oct. 1981), 1711-9.
53. Pascal, H.: "Advances in Evaluating Gas Well Deliverability Using Variable Rate Test Under Non-Darcy Flow," Paper SPE/DOE 9841 presented at the 1981 SPE/DOE Low Permeability Symposium, Denver, CO., May 27-29.

54. Kuchuck, F. Carter, R. G. and Ayestarán, L.: "Numerical Deconvolution of Wellbore Pressure and Flow Rate," Paper SPE 13960, SPE, Richardson, TX., 1985.
55. Weller, W. T.: "Reservoir Performance During Two-Phase Flow," JPT (Feb. 1966), 240-6.
56. Chu, W. C. et al.: "Pressure Transient Analysis of Two Phase Flow Problems," SPEFE (April 1986), 151-64.
57. Ayan, C. and Lee, W. J.: "The Effects of Multiphase Flow on the Interpretation of Pressure Buildup Tests," Paper SPE 15537 presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in New Orleans, LA, October, 5-8, 1986.
58. Macías-C., L.: Multiphase Multicomponent Compressibility in Reservoir Engineering, Ph. D. Dissertation, Stanford University, (1985).
59. Al-Khalifah, A. A., Horne, R. N. and Aziz, K.: "In-Place Determination of Reservoir Relative Permeability Using Well Test Analysis," Paper SPE 16774 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX., Sept. 27-30.
60. Al-Khalifah, A. A., Aziz, K. and Horne, R. N.: "A New Approach to Multiphase Well Test Analysis," Paper SPE 16473 presented at the 1987 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Sept. 27-30.
61. Fetkovich, M. J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells," Paper SPE 4529 presented at the 1973 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 30-Oct. 3.
62. Handy, L. L.: "Effect of Local High Gas Saturations on Productivity Indices," Drill. and Prod. Prac. API Dallas (1957), 103-10.
63. Kutasov, I. M.: "Application of the Horner Method for a Well Produced at a Constant Bottomhole Pressure," SPEFE (March 1989), 90-2.
64. Raghavan, R.: "Well-Test Analysis for Multiphase Flow," SPEFE (Dec. 1989), 585-94.

65. Al-Hussainy, R. and Ramey, H. J. Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting," JPT (May 1966), 637-42.
66. Hawkins, M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect," Trans. AIME (1956) 207, 356-7.
67. Mattar, L. and Santo, M.: "How the Wellbore Dynamics Affect Pressure Transient Analysis," JCPPT (Feb. 1992), 32-40.
68. Streltsova, T. D.: Well Testing in Heterogeneous Formations, John Willey and Sons, New York (1988).
69. Rosa, A. J. and Horne, R. N.: "Reservoir Description by Well Test Analysis Using Cyclic Flow Rate Variation," Paper SPE 22698 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Oct. 6-9.
70. Hantush, M. S.: "Modification of the Theory of Leaky Aquifers," J. Geophys. Res. 65(11) (1960), 3713-25.
71. Saldaña-C., M. A.: Drillstem Test Data Analysis Considering Inertial and Frictional Wellbore Effects, Ph. D. Dissertation, Stanford University, (1984).
72. Fair, P. S. and Simmons, J. F.: "Novel Well Testing Applications of Laplace Transform Deconvolution," Paper 24716 presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, DC, October 4-7, 1992.
73. Wattenbarger, R. A. and Ramey, H. J. Jr.: "Gas Well Testing With Turbulence, Damage and Wellbore Storage," JPT (Aug. 1968), 877-87.
74. Haws, G. W. and Knight, B. L.: "State-of-the-Art Simultaneous Downhole Flow Rate and Pressure Measurement Equipment," Paper 20595 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 23-26.

75. Camacho-V., R. G. and Vásquez-C., M. A.: "Comment on "Analytical Solution Incorporating Nonlinear Radial Flow in Confined Aquifers," by Zekâi Sen (Paper 6W4755)," Water Resources Research 28 No. 12 (Dec. 1992), 3337-8.
76. Camacho-V., R. G., Vásquez-C., M. A., Roldán-C., J. L., Samaniego-V, F. and Macías-C., L.: "New Results on Transient Well Tests Analysis Considering Nonlaminar Flow in the Reservoir," Paper 26180 presented at the 1993 SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, June 28-30.
77. ———: "Información proporcionada por Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción," Cd. del Carmen Camp., Enero de 1987.