



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS,
EMPLEANDO LA TEORÍA DE SEÑALES Y MÉTODOS
CONVENCIONALES

T E S I S
que para obtener el grado de
DOCTOR EN INGENIERÍA

Presenta

NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

Director: Dr. Fernando Samaniego Verduzco



Cd. Universitaria, D. F. Mayo de 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS, EMPLEANDO LA TEORÍA DE SEÑALES Y MÉTODOS CONVENCIONALES

CONTENIDO

	Página
Resumen	i
Relación de Figuras y Tablas	iii
Capítulo I. INTRODUCCIÓN	
I.1 Antecedentes	1
I.2 Trabajos previos	5
I.3 Planteamiento específico del problema	9
I.4 Objetivo de la tesis	12
I.5 Organización del trabajo	13
Capítulo II. TEORÍA DEL ANÁLISIS DE PRESIONES PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS	
II.1 Introducción	16
II.2 Pruebas de interferencia y pulsos	19
II.3 Yacimiento homogéneo infinito, flujo radial	21
II.4 Yacimiento homogéneo infinito, flujo lineal	26
II.5 Yacimiento homogéneo infinito, flujo esférico	29
II.6 Ajuste con curvas tipo	31
II.7 Técnicas semilogarítmicas	34
Capítulo III. CONCEPTOS GENERALES DE LA TEORÍA DE SEÑALES	
III.1 Introducción	40
III.2 Conceptos fundamentales	41
III.3 Deconvolución RIMA	46
III.4 Correlación matemática	48
III.5 Consideraciones generales	52

Capítulo IV. ANÁLISIS AUTOMÁTICO POR MEDIO DE CURVAS TIPO

IV.1	Introducción	54
IV.2	Correlación CORINE	59
IV.3	Correlación NHÉS	63
IV.4	Discusión de los resultados teóricos obtenidos	76

Capítulo V. CURVAS TIPO PARA GASTO VARIABLE

V.1	Introducción	78
V.2	Flujo radial	82
V.3	Flujo lineal	86
V.4	Flujo esférico	88
V.5	Procedimiento de análisis	89
V.6	Discusión de los resultados teóricos obtenidos	92

Capítulo VI. DESUPERPOSICIÓN DE TENDENCIAS DE PRESIÓN

VI.1	Introducción	93
VI.2	Teoría básica	94
VI.3	Apertura y cierre con tendencia lineal	100
VI.3.1	Flujo radial	100
VI.3.2	Flujo lineal	104
VI.3.3	Flujo esférico	109
VI.4	Tendencias cuadráticas, flujo radial	112
VI.5	Discusión de los resultados teóricos obtenidos	120

Capítulo VII. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PULSOS EMPLEANDO EL MÉTODO DE LÍNEA RECTA

VII.1	Introducción	122
VII.2	Extensión de la técnica de El-Khatib para "N" pulsos	124
VII.3	Flujo lineal	125
VII.4	Flujo esférico	128
VII.5	Discusión de los resultados teóricos obtenidos	130

Capítulo VIII. DETECCIÓN Y POSICIONAMIENTO GEOMÉTRICO DE FALLAS IMPERMEABLES

VIII.1	Introducción	134
VIII.2	Antecedentes	134

VIII.3	Fallas impermeables	136
VIII.3.1	Análisis con curvas tipo	139
VIII.3.1.1	Falla lineal impermeable	139
VIII.3.1.2	Frontera lineal a presión constante	141
VIII.4	Estimación de la posición geométrica	142
VIII.5	Programa de cómputo	144

Capítulo IX. ANÁLISIS DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA

IX.1	Introducción	149
IX.2	Error de precisión o redondeo	150
IX.3	Ruido Gaussiano y de truncamiento	153
IX.4	Efectos de marea	157
IX.5	Efectos de tendencias de presión	173
IX.6	Efectos de frontera: Falla impermeable y a presión constante.	174
IX.7	Efectos de pozos vecinos.	176

Capítulo X. PROGRAMA DE CÓMPUTO Y APLICACIONES A DATOS DE CAMPO

X.1	Introducción	177
X.2	Diseño del programa de cómputo	179
X.3	Requerimientos de uso	181
X.4	Características principales del sistema	182
X.5	Aplicación a datos de campo y sintéticos	188
a)	Análisis automático por curvas tipo	189
b)	Desuperposición de tendencias de presión	197
c)	Análisis de pruebas de pulsos empleando el método de línea recta	209
d)	Detección y posicionamiento geométrico de fallas impermeables	222
e)	Análisis de la señal desuperpuesta	226

Capítulo XI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

NOMENCLATURA	234
REFERENCIAS	238

APÉNDICE A: Principio de reciprocidad en presencia de fallas impermeables	245
--	-----

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS, EMPLEANDO LA TEORÍA DE SEÑALES Y MÉTODOS CONVENCIONALES

Resumen

El objetivo de este trabajo está enfocado a mejorar las técnicas de caracterización dinámica de yacimientos petrolíferos, específicamente el análisis de pruebas de interferencia y pulsos, denominadas en la literatura técnica especializada como pruebas de pozos múltiples. Se presentan los resultados de una investigación teórica-práctica que permitieron desarrollar los siguientes aspectos:

- a) Generar una metodología general para el análisis automático de pruebas transitorias de presión, basada en el ajuste por Curvas Tipo, que permite resolver el problema inverso de estimación de parámetros pozo-yacimiento de una forma más rápida, con la ventaja respecto a las técnicas publicadas de no estar afectada por datos no representativos del sistema yacimiento-pozo. Aunque el procedimiento es general y se puede aplicar a todos los tipos de pruebas existentes, en el trabajo se enfatiza su aplicación a pruebas de interferencia y pulsos denominadas pruebas de pozos múltiples. Esta metodología se prevé se convertirá en el estándar en los programas de cómputo a nivel internacional, ya que supera con gran eficiencia a los métodos de regresión no-lineal actualmente en uso, tanto en tiempo de cómputo así como en la convergencia hacia soluciones congruentes con la realidad física existentes en el campo.

- b) Plantear una nueva técnica de análisis de pruebas de interferencia y pulsos para gasto variable que utiliza curvas tipo para flujo lineal, radial y esférico. Esta técnica permite el análisis de pruebas de campo que actualmente no tienen una interpretación posible con la técnica de curvas tipo.

- c) Desarrollar una nueva técnica que elimina los efectos de las tendencias de presión lineales en pruebas de un pulso (apertura-cierre) y tendencias cuadráticas debidas a los cambios de producción en el yacimiento, antes y durante la prueba de interferencia y/o pulsos.
- d) Generar una técnica de análisis para pruebas de pulsos que permite alinear todos los datos de presión en una línea recta de fácil interpretación. Con la pendiente y ordenada al origen es posible estimar valores de capacidad de flujo y almacenamiento de la formación productora. Se plantea una metodología de análisis que considera las geometrías de flujo radial, lineal y esférica en el yacimiento.
- e) Desarrollar una metodología y rutinas de cómputo, que apoyan al analista en la determinación de la detección y definición de la posición de barreras impermeables y fronteras lineales a presión constante.
- f) Proponer nuevas reglas de análisis, para identificar en la señal desuperpuesta del modelo básico las diferentes componentes, esto es, efectos debidos a condiciones de frontera, marea, ruido introducido por la sonda, etcétera.
- g) La conformación de un sistema de cómputo que permite la manipulación eficiente de los datos de campo, y el uso fácil de las técnicas desarrolladas durante la investigación.

Se concluye que las técnicas y procedimientos desarrollados, constituyen una opción de análisis que supera lo disponible hasta el momento. Su uso aumenta la confiabilidad en los resultados que se obtienen con los simuladores numéricos de yacimiento, permitiendo contar con bases más firmes para tomar las decisiones gerenciales para la selección de políticas de explotación, con los beneficios económicos consecuentes; adicionalmente, con su aplicación se consiguen ahorros en los costos de toma de información de los registros de presión de fondo, ya que el tiempo requerido para la medición puede reducirse sustancialmente.

RELACIÓN DE FIGURAS

	Página
2-1 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE UNA SECUENCIA DE IMPULSOS.	17
2-2 TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN LAS PRUEBAS DE PULSOS.	20
2-3 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA GEOMETRÍA DE FLUJO TIPO RADIAL.	22
2-4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN ADIMENSIONAL CONTRA EL TIEMPO Y RADIO ADIMENSIONAL PARA EL CASO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON COMPORTAMIENTO INFINITO Y FLUJO RADIAL.	25
2-5 COMPARACIÓN DE SOLUCIONES CONSIDERANDO POZO FINITO Y SOLUCIÓN DE LÍNEA FUENTE.	25
2-6 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA GEOMETRÍA DE FLUJO LINEAL.	27
2-7 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA GEOMETRÍA DE FLUJO ESFÉRICO.	29
2-8 CURVA TIPO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO PARA APERTURA Y CIERRE, FLUJO RADIAL.	32
2-9 CURVA TIPO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO PARA APERTURA Y CIERRE, FLUJO LINEAL.	32
2-10 CURVA TIPO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO PARA APERTURA Y CIERRE, FLUJO ESFÉRICO.	33
2-11 CARACTERÍSTICAS DE LA FUNCIÓN DERIVADA DE LA SOLUCIÓN DE LÍNEA FUENTE.	36
2-12 ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA PRESENTADA POR LESCOUBOURA.	37
3-1 INTERPRETACIÓN GRÁFICA DE LA TRANSFORMADA DE FOURIER.	44
3-2 INTERPRETACIÓN GRÁFICA DE LA CONVOLUCIÓN.	46
3-3 DECONVOLUCIÓN “ RIMA ” EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA.	47
3-4 CONCEPTUALIZACIÓN GRÁFICA DE LA CORRELACIÓN CRUZADA.	49
3-5 ESQUEMA DISCRETIZADO DE LA CORRELACIÓN MATEMÁTICA.	49
3-6 EJEMPLO NUMÉRICO DE LA CORRELACIÓN MATEMÁTICA ENTRE DOS FUNCIONES DISCRETAS.	51
4-1 PASOS SEGUIDOS POR LOS EXPERTOS PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.	55
4-2 DESPLAZAMIENTO DE LA CURVA REAL SOBRE LA CURVA TIPO.	60
4-3 ÁREAS DIFERENCIALES ENTRE UNA CURVA TIPO Y DATOS DE CAMPO, AL SER DESPLAZADOS ENTRE SÍ.	61
4-4 GRÁFICA DE AJUSTE GLOBAL PARA UNA CURVA TIPO CON DATOS REALES DE CAMPO.	62

4-5	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN Y EL GASTO EN LA PRUEBA DE LOS APUNTES "PRESSURE TRANSIENT TESTING".	64
4-6	CURVA TIPO DE GASTO VARIABLE PARA EL ANÁLISIS DEL CASO DE CAMPO EN LOS APUNTES DE "PRESSURE TRANSIENT TESTING".	65
4-7	AJUSTE DE LOS DATOS DE CAMPO CON LOS RESULTADOS REPORTADOS EN LA REFERENCIA 44.	66
4-8	AJUSTE DE LOS DATOS DE CAMPO CON LOS RESULTADOS ESTIMADOS POR REGRESIÓN NO LINEAL.	67
4-9	DATOS REALES Y CURVAS TIPO POR AJUSTAR EN PAPEL SEMILOGARITMICO.	68
4-10	DATOS REALES Y CURVAS TIPO EN PAPEL CARTESIANO.	69
4-11	MOVIMIENTO DE LA CURVA DE DATOS CUANDO SE MULTIPLICA POR EL PIVOTE, $t_D^1 = 0.217228$.	70
4-12	DEFORMACIÓN DE LOS DATOS AL MULTIPLICARSE POR EL PIVOTE EN ESCALAS CARTESIANAS.	70
4-13	DEFORMACIÓN DE LA CURVA DE DATOS AL MOVERSE HACIA LA CURVA TIPO, MEDIANTE UNA SUMA SIMPLE (TRASLACIÓN).	71
4-14	DEFORMACIÓN DE LA CURVA DE TIPO DE MEJOR AJUSTE EN ESCALAS CARTESIANAS.	72
4-15	VALORES ABSOLUTOS DE LAS DIFERENCIAS PUNTO A PUNTO CON CORINE , PIVOTE = 1.	73
4-16	VALORES ABSOLUTOS DE LAS DIFERENCIAS PUNTO A PUNTO CON CORINE , PIVOTE = 254.	74
4-17	MOVIMIENTO DE LA CURVA DE DATOS CUANDO SE MULTIPLICA POR EL PIVOTE, $t_D^1 = 0.3631$.	74
5-1	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA VARIACIÓN DEL GASTO DEL POZO ACTIVO EN UNA PRUEBA DE PULSOS.	83
5-2	CURVA TIPO DE GASTO VARIABLE PARA UNA HISTORIA DE PRODUCCIÓN ESPECÍFICA, YACIMIENTO HOMOGÉNEO Y FLUJO RADIAL.	91
6-1	APLICACIÓN DEL GRUPO N_R AL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PULSOS EN EL POZO ABKATÚN NO. 4.	100
6-2	CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENEO, ISOTRÓPICO CON FLUJO RADIAL, APERTURA Y CIERRE.	103
6-3	CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENEO, ISOTRÓPICO CON FLUJO LINEAL, APERTURA Y CIERRE.	108
6-4	CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENEO, ISOTRÓPICO CON FLUJO ESFÉRICO, APERTURA Y CIERRE.	112
6-5	CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENEO, ISOTRÓPICO CON FLUJO RADIAL Y TENDENCIA CUADRÁTICA.	119
7-1	DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PULSOS E INTERFERENCIA.	133

8-1	SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE UNA FALLA IMPERMEABLE EN UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA CON DOS POZOS (MODIFICADA DE REF. 8).	137
8-2	ENVOLVENTE DE LAS FALLAS IMPERMEABLES.	138
8-3	CURVA TIPO PARA LA DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE FALLAS IMPERMEABLES LINEALES.	140
8-4	CURVA TIPO PARA LA DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE UNA FRONTERA LINEAL A $p=CTTE$.	142
8-5	ESTIMACIÓN DE LA POSICIÓN DE LA FALLA IMPERMEABLE POR MEDIO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA CON SOLAMENTE DOS POZOS.	143
8-6	ESTIMACIÓN DE LA POSICIÓN DE UNA FALLA IMPERMEABLE POR MEDIO DEL ANÁLISIS DE DOS PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y UNA DE DECREMENTO DE PRESIÓN EN EL POZO ACTIVO.	145
8-7	NOMENCLATURA UTILIZADA EN EL DIAGRAMA DE BLOQUES.	146
8-8	DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO DESARROLLADO.	147
8-9	PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS.	148
9-1	COMPORTAMIENTO DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA PARA EL CASO PROPUESTO POR EL-KHATIB.	152
9-2	REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS MEDICIONES A DIFERENTES TEMPERATURAS (T_1, T_2 Y T_3) EN LA CALIBRACIÓN DE UN SENSOR DE PRESIÓN.	154
9-3	REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL RUIDO GAUSSIANO Y DE TRUNCAMIENTO. AMPLITUD 0.05 LB/PG^2 .	155
9-4	REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FENÓMENO DE MAREA.	158
9-5	NIVEL DEL MAR EN COSTAS DE INGLATERRA Y ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA PARA UN MISMO PERIODO DE TIEMPO	159
9-6	NIVEL DEL MAR EN FUNCIÓN DE LAS FASES DE LA LUNA, CD. DEL CARMEN, CAMPECHE.	160
9-7	FUNCIONES GENERADAS A PARTIR DE LA MANIPULACIÓN DE N DATOS DE LA FUNCIÓN (IX-3).	163
9-8	TRANSFORMADA DE FOURIER DE LAS FUNCIONES MOSTRADAS EN LA FIGURA 9-7.	164
9-9	VARIACIÓN DEL NIVEL DEL MAR EN CD. DEL CARMEN, CAMPECHE EN EL MES DE JULIO DE 2006.	166
9-10	COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN VERSUS TIEMPO PARA EL CASO SINTÉTICO SIN RUIDO.	167
9-11	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN PARA EL CASO SINTÉTICO CON EFECTO DE MAREA, $TE = 0.6$.	168
9-12	TRANSFORMADA DE FOURIER DE LOS DATOS EN LA FIGURA 9-11.	168
9-13	SEÑAL DESUPERPUESTA O VARIACIÓN NO EXPLICADA.	169
9-14	TRANSFORMADA DE FOURIER DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA, $TE = 0.6$.	170

9-15	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN PARA EL CASO SINTÉTICO CON EFECTO DE MAREA, $TE = 0.1$.	171
9-16	TRANSFORMADA DE FOURIER DE LOS DATOS EN LA FIGURA 9-15.	172
9-17	TRANSFORMADA DE FOURIER DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA, $TE = 0.1$.	172
9-18	SEÑAL DESUPERPUESTA PARA EL CASO DE UN POZO CERCANO A UNA FALLA IMPERMEABLE.	175
10-1	PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA INTERFERAN .	181
10-2	LECTURA DE INFORMACIÓN ALMACENADA EN ARCHIVO.	185
10-3	IMPORTANDO INFORMACIÓN DE UN REGISTRO DE TIEMPO CONTRA PRESIÓN.	185
10-4	INFORMACIÓN GENERAL DE LA PRUEBA Y DEL REGISTRO DE PRODUCCIÓN EN EL POZO ACTIVO.	186
10-5	INFORMACIÓN DE UN REGISTRO DE TIEMPO CONTRA PRESIÓN.	186
10-6	PANTALLA PARA LA SIMULACIÓN DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS.	187
10-7	PANTALLA DE INTERACCIÓN PARA EJECUTAR LA TÉCNICA DE REGRESIÓN NO-LINEAL.	187
10-8	INTERFASE DE ENTRADA Y SALIDA PARA LA ESTIMACIÓN DE DIRECCIONES PREFERENTES DE FLUJO.	188
10-9	EJEMPLO NO. 1, PRUEBA DE PULSOS PRESENTADA POR EL-KHATIB.	190
10-10	ANÁLISIS AUTOMÁTICO CON LA TÉCNICA DE CURVAS TIPO DE GASTO VARIABLE, EJEMPLO NO. 1.	191
10-11	COMPORTAMIENTO DEL ERROR DEL AJUSTE AUTOMÁTICO PARA EL EJEMPLO NO. 1.	192
10-12	ANÁLISIS AUTOMÁTICO PARA EL EJEMPLO PRESENTADO POR ECONOMIDES, CON LAS NUEVAS CURVAS TIPO PROPUESTAS.	193
10-13	COMPORTAMIENTO DEL ERROR DE AJUSTE PARA LA PRUEBA DE PULSOS DEL CAMPO EN PARIS BASIN, PUBLICADA POR ECONOMIDES.	194
10-14	ANÁLISIS DE LA PRUEBA DEL POZO ABKATÚN 4 POR LA TÉCNICA DE CURVAS TIPO DE GASTO VARIABLE.	197
10-15	COMPORTAMIENTO DEL ERROR DE AJUSTE PARA EL CASO DEL POZO ABKATÚN NO. 4.	199
10-16	HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.	199
10-17	INFORMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE TIEMPO VERSUS PRESIÓN, CASO 1, EJEMPLO NO.4.	200
10-18	AJUSTE AUTOMÁTICO PARA EL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.	201
10-19	AJUSTE AUTOMÁTICO SIN CONSIDERAR TENDENCIA DE PRESIÓN PARA EL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.	202
10-20	AJUSTE POR REGRESIÓN NO-LINEAL SIN CONSIDERAR TENDENCIA DE PRESIÓN PARA EL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.	203
10-21	HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4.	203

10-22	INFORMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE TIEMPO CONTRA PRESIÓN, CASO 2, EJEMPLO NO. 4.	CASO	204
10-23	AJUSTE AUTOMÁTICO PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4.		205
10-24	AJUSTE AUTOMÁTICO CON LOS DATOS DE TENDENCIA LINEAL DE DEPRESIONAMIENTO DESUPERPUESTOS PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4.		205
10-25	AJUSTE AUTOMÁTICO CON RNL CON LA TENDENCIA DE DEPRESIONAMIENTO LINEAL DESUPERPUESTA PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4		206
10-26	AJUSTE AUTOMÁTICO CON LA CURVA TIPO DEL GRUPO N CUADRÁTICA, CASO 2, EJEMPLO NO. 4.	EJEMPLO	207
10-27	AJUSTE AUTOMÁTICO POR REGRESIÓN NO LINEAL DEL PRIMER PULSO EN EL POZO ABKATÚN NO. 4.		209
10-28	AJUSTE AUTOMÁTICO CON LA CURVA TIPO DEL GRUPO N, PRIMER PULSO, ABKATÚN NO. 4.		210
10-29	PRIMER PULSO DEL PRIMER CICLO CON GASTO DE 50 BPD, EJEMPLO NO. 6.		211
10-30	CIERRE DEL POZO ACTIVO DURANTE EL PRIMER CICLO, EJEMPLO NO. 6.		211
10-31	PRIMER PULSO DEL SEGUNDO CICLO CON GASTO DE 40 BPD, EJEMPLO NO. 6.		212
10-32	SEGUNDO CICLO CON GASTO DE 10 BPD, EJEMPLO NO. 6.		212
10-33	ANÁLISIS INTEGRAL DE LA PRUEBA DE PULSOS, EJEMPLO NO. 6.		213
10-34	REGISTRO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN CONTRA EL TIEMPO, EJEMPLO NO. 7.		214
10-35	GRÁFICA DE ANÁLISIS PARA EL PERIODO DE APERTURA, EJEMPLO NO. 7.		215
10-36	GRÁFICA DE ANÁLISIS PARA EL PERIODO DE CIERRE, EJEMPLO NO. 7.		216
10-37	ANÁLISIS PARA EL PERÍODO DE GASTO DE 250 BPD, EJEMPLO NO. 7.		216
10-38	ANÁLISIS PARA EL PERÍODO DE CIERRE DEL POZO ACTIVO, EJEMPLO NO. 7.		217
10-39	ANÁLISIS INTEGRAL DE LOS DATOS DE CAMPO, EJEMPLO NO. 7, PERIODOS DE APERTURA Y CIERRE.	APERTURA	218
10-40	REGISTRO DE PRESIÓN Y GASTO DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA DEL POZO ABKATÚN NO. 12, EJEMPLO NO. 8.		219
10-41	ANÁLISIS DEL PRIMER PULSO EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.		220
10-42	ANÁLISIS DEL PRIMER CIERRE EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.		221
10-43	ANÁLISIS DEL SEGUNDO PULSO EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.		221
10-44	ANÁLISIS DEL SEGUNDO CIERRE EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.		222
10-45	ANÁLISIS GLOBAL DEL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.		222
10-46	POSICIÓN DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE DEL EJEMPLO NO. 9		223
10-47	ANÁLISIS POR CURVAS TIPO PARA EL POZO OBSERVADOR NO. 1, EJEMPLO NO. 9.		223
10-48	ANÁLISIS POR CURVAS TIPO PARA EL POZO OBSERVADOR NO. 2, EJEMPLO NO. 9.		224

10-49	ESTIMACIÓN DEL POSICIONAMIENTO GEOMÉTRICO DE LA FALLA, EJEMPLO NO. 9.	225
10-50	ANÁLISIS DE LA PRUEBA CON RNL SIN CONSIDERAR LA TENDENCIA DE PRESIÓN, EJEMPLO NO. 10.	227
10-51	ANÁLISIS DE LA PRUEBA CON LA CURVA TIPO DEL GRUPO "N" CUADRÁTICA, EJEMPLO NO. 10.	228
10-52	GRÁFICA DE DESUPERPOSICIÓN DE TENDENCIAS DE PRESIÓN, EJEMPLO NO. 10.	228
A1-1	POSICIÓN GEOMÉTRICA DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE, CASO BASE.	246
A1-2	POSICIÓN GEOMÉTRICA DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE, AL INTERCAMBIAR LOS POZOS.	247
A1-3	POZOS ACTIVO Y OBSERVADOR ALINEADOS A UNA RECTA PERPENDICULAR A LA DIRECCIÓN DE LA FALLA IMPERMEABLE.	249
A1-4	POSICIÓN DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE DEL EJEMPLO NO. 9, CAPÍTULO 10.	250
A1-5	COMPARACIÓN DE LAS RESPUESTAS DE PRESIÓN PARA LOS CASOS ANALIZADOS.	252

RELACIÓN DE TABLAS

2-1	ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA FLUJO RADIAL, LINEAL Y ESFÉRICO	34
2-2	ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN DE LA TÉCNICA DE LÍNEA RECTA PARA FLUJO RADIAL, LINEAL Y ESFÉRICO	39
4-1	DATOS DE PRESIÓN Y TIEMPO PARA EL CASO ANALIZADO.	65
5-1	DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA GENERACIÓN DE CURVAS TIPO DE GASTO VARIABLE Y EL ANÁLISIS DE LOS DATOS DE CAMPO.	90
6-1	ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA FLUJO LINEAL, ESFÉRICO Y RADIAL.	111
9-1	SUBROUTINA DE LA FFT EN VISUAL BASIC	165

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

I.1 Antecedentes

En la actualidad a nivel mundial, los hidrocarburos constituyen la principal fuente de energía, y la mayor parte de los expertos opinan que continuará en esta categoría por las próximas tres décadas.

Casi el 90 por ciento de la producción primaria de energía en nuestro país se sustenta en los hidrocarburos. *México* cuenta con un gran potencial de recursos de hidrocarburos aún por cuantificar y una base privilegiada de reservas. Los retos de *Pemex Exploración y Producción* son muy ambiciosos, y se resumen en generar un crecimiento que permita enfrentar la declinación de los yacimientos más importantes y reducir la tendencia a la baja de las reservas.

Para el año 2010, la meta es alcanzar una producción diaria de cinco millones quinientos mil barriles de aceite y de nueve mil millones de pies cúbicos de gas, así como incrementar en 50 por ciento la proporción de crudos ligeros en relación con la mezcla actual. En materia de reservas, la meta prevista considera alcanzar una reposición del 100 por ciento de la producción anual y, por otro lado, llevar a cabo las operaciones con gran eficiencia, lo cual conducirá a una reducción de los costos de producción en al menos un 25 por ciento.

Para cumplir con estos grandes retos, se contempla mantener el nivel de inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, entre 2001 y 2005 en un promedio de ocho mil 675 millones de dólares por año.

La materialización de esta visión lograría un ingreso incremental muy considerable en las contribuciones al gobierno federal. El valor presente neto de los flujos que podrían ser percibidos por el gobierno en los próximos nueve años se cuantifica en 42 mil millones de dólares.

Sin lugar a dudas en *PEMEX*, las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos son las que generan la mayor renta económica. Las tareas de explotación, entre las cuales se encuentran la caracterización de yacimientos, tópico fundamental de esta investigación doctoral, persiguen como premisa básica a la eficiencia, que sólo es posible lograr con capital humano altamente capacitado, el uso adecuado de la tecnología existente y un financiamiento apropiado.

La reserva probada y la capacidad productiva de los yacimientos son los principales parámetros que soportan la rentabilidad financiera de los proyectos petroleros; consecuentemente, su éxito financiero depende en gran medida de su cuantificación confiable.

El monto total de la reserva que finalmente se extrae de un yacimiento depende de las acciones realizadas durante su explotación; por lo tanto, el objetivo principal de la ingeniería petrolera consiste en optimizar la planeación, programación e implantación de métodos y procedimientos conducentes a maximizar la recuperación de las reservas de los yacimientos.

Las compañías petroleras de clase mundial reconocen que la explotación de las reservadas probadas exige las mejores estrategias para producirlas y por tanto, requiere de la búsqueda de tecnologías y procedimientos apropiados para asegurar su recuperación, acelerar su extracción y maximizar su volumen.

Cada yacimiento debe tener un plan dinámico de explotación, que considere aspectos técnicos y económicos, con el objetivo de lograr la mayor rentabilidad. Aunque generalmente los aspectos sociales y de economía de mercado mundial no se plantean explícitamente es claro que afectan el plan de explotación.

Los yacimientos de hidrocarburos presentan una gran complejidad en su naturaleza a nivel microscópico y macroscópico, que incide directamente en una variación de propiedades petrofísicas y de los fluidos respecto a la posición. Esta situación, varía entre yacimientos y depende de los eventos geológicos acontecidos durante y posteriores a su depositación.

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar los elementos constitutivos de la formación que afectan el comportamiento de flujo, entre los cuales tenemos la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y la mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuíferos, el fracturamiento y la compartimentalización.

Solamente después de haber obtenido una caracterización adecuada del yacimiento es posible, mediante el uso de herramientas sofisticadas de cómputo denominadas simuladores numéricos, predecir el comportamiento de producción de los fluidos bajo diferentes escenarios de explotación.

Los simuladores numéricos son modelos analíticos del sistema yacimiento – instalaciones de producción que requieren de gran cantidad de información de calidad, entre la cual se encuentra la referente a las características de la formación productora y su distribución de fluidos. Existen fundamentalmente tres procesos diferentes para estimar y medir directamente estos parámetros: los registros geofísicos de pozo, las pruebas de laboratorio y las pruebas presión-producción.

Es importante enfatizar que la predicción del comportamiento del yacimiento, debe considerar en forma integral al yacimiento y a las instalaciones de producción subsuperficiales y superficiales, esto es, el flujo a través de los pozos, estranguladores, baterías de separación, sistemas artificiales de producción, etcétera.

Generalmente existen varios esquemas de explotación aplicables a un yacimiento particular. Con base en la predicción del comportamiento de producción del yacimiento bajo las diferentes opciones, a los recursos técnicos y económicos disponibles y la previsión de la demanda de hidrocarburos, es posible seleccionar el escenario más apropiado.

Es indudable que una buena parte del plan de explotación se sustenta en la caracterización adecuada de los yacimientos, tema fundamental de la investigación de este trabajo de Doctorado.

Tal como se mencionó anteriormente, existen varias técnicas que permiten medir directa o indirectamente algunas de las características petrofísicas y de los fluidos que constituyen los yacimientos, pero sin lugar a dudas, una de las más confiables es la constituida por el análisis de la variación de los datos de presión de fondo y la producción respecto al tiempo. Las pruebas de variación de presión han demostrado su superioridad al permitir una caracterización denominada dinámica, representativa de volúmenes grandes de yacimiento comparados con los obtenidos con registros geofísicos de pozo y del análisis de muestras de roca en laboratorio.

El comportamiento de la variación de la presión de un pozo puede medirse fácilmente, y es muy útil para analizar y predecir el comportamiento del yacimiento y diagnosticar la condición del pozo probado. Este hecho explica la razón por la cual se han escrito cientos de artículos y algunas decenas de libros referentes al análisis de pruebas de variación de presión.

Una caracterización inadecuada debida a interpretaciones erróneas y/o información incompleta conlleva a una mala explotación del campo, lo cual puede ocasionar pérdidas económicas muy importantes.

I.2 Trabajos previos

A principios del siglo XX el objetivo de medir la presión de fondo de un pozo era la determinación de la llamada “presión estática” del yacimiento; posteriormente se observó que la rapidez de recuperación de la presión que presentaba un pozo al cerrarse, estaba íntimamente relacionada con las propiedades del yacimiento, de la geometría del pozo, así como del tipo de fluidos producidos. Se estableció como premisa, que a mayor capacidad de flujo de la formación se presentaba una mayor rapidez de recuperación de la presión. Con base en este postulado se desarrollaron técnicas, que basadas en soluciones matemáticas que representan el flujo de fluidos en medios porosos, permiten estimar algunas características del sistema yacimiento-pozo.

En una prueba de variación de presión se conoce la señal de entrada aplicada al yacimiento, por ejemplo el gasto, y se mide una señal de respuesta del sistema, la cual puede ser la presión. El propósito del análisis de las pruebas es identificar o caracterizar al sistema, utilizando la información de entrada y salida.

Las pruebas de presión permiten fundamentalmente las estimaciones siguientes: la permeabilidad y porosidad de la formación, la presión promedio y el volumen poroso del yacimiento, el estado de daño del pozo, la detección de fallas geológicas, las características de una fractura que intercepta el pozo, las características de doble porosidad de la formación, el coeficiente de alta velocidad en pozos de gas, las condiciones de entrada de agua, la presencia de un casquete de gas, la detección de heterogeneidades, la determinación del grado de comunicación entre zonas del yacimiento y entre varios yacimientos a través de un acuífero común y el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

Un tipo especial de pruebas transitorias de presión, son las pruebas de pozos múltiples, que incluyen a las pruebas de interferencia y pulsos. Las pruebas de pozos múltiples se llevan a cabo monitoreando la respuesta de presión en uno o varios pozos de observación, mientras que los impulsos son generados en uno o más pozos activos. En las pruebas de pulsos el pozo activo se cierra y abre bajo un programa cíclico, mientras que en una prueba de interferencia la señal de entrada se mantiene estable, esto es el pozo activo se mantiene abierto a gasto constante o cerrado según sea el caso.

El comportamiento de la variación de la presión respecto al tiempo, en este tipo de pruebas, depende de varios parámetros, tales como la permeabilidad, viscosidad, compresibilidad, porosidad, distancia entre pozos, producción en el pozo activo, heterogeneidades, tipos de empuje, etcétera.

El analista de pruebas de presión requiere conocimientos teóricos, experiencia práctica, conocimiento geológico y del comportamiento histórico de la producción en los pozos del área en estudio. Además es importante mencionar que la interpretación de los datos requiere de la manipulación de información en diversos tipos de gráficas y escalas, así como la ejecución de una gran cantidad de operaciones, lo cual limita grandemente el análisis manual de la información.

Durante las últimas décadas se han publicado cientos de artículos técnicos que enfocan sus objetivos en las pruebas de variación de presión en pozos de aceite y gas; esta situación se presenta por el hecho de que el comportamiento de la presión puede ser medido con cierta facilidad y precisión, además de que los resultados obtenidos caracterizan con gran certidumbre el comportamiento dinámico de los yacimientos.

Las pruebas de interferencia¹ han sido reportadas en la literatura desde 1935, mientras que las pruebas de pulsos² surgen en 1966, y presentan la ventaja de que no requieren para su análisis del conocimiento de las tendencias de presión presentes en el yacimiento. A este tipo de pruebas de pozos múltiples también se les denomina como pruebas horizontales o areales.

Existe otra clase de prueba clasificada por Kamal³ como de pozos múltiples, aunque ésta se efectúa en un pozo entre varios estratos (disparos), teniendo como objetivo determinar propiedades en la dirección vertical entre capas. A esta prueba especial de interferencia se le conoce como prueba de permeabilidad vertical.

Existen decenas de artículos referentes a pruebas de pozos múltiples, que presentan técnicas para el análisis de diferentes casos, clasificados en los siguientes rubros:

- Yacimientos homogéneos isotrópicos
- Yacimientos homogéneos anisotrópicos
- Pozo con fractura vertical en yacimientos homogéneos
- Yacimientos naturalmente fracturados
- Yacimientos heterogéneos
- Pruebas de permeabilidad vertical

Las pruebas de pozos múltiples han demostrado a través del tiempo, su utilidad para establecer algunas características de las formaciones. Algunos autores, plantearon que las pruebas de pulsos eran superiores a las de interferencia, debido a que el tiempo de registro requerido para caracterizar al yacimiento era menor y a que el método de tangentes usado en su análisis filtraba las tendencias de presión del yacimiento. Actualmente se ha demostrado que se requiere el mismo tiempo de registro para ambas pruebas cuando se usa el mismo tipo de manómetro, y por otro lado, con los desarrollos presentados por Martínez⁴ para eliminar automáticamente las tendencias lineales de presión presentes en el yacimiento, las pruebas de interferencia y pulsos se ubican en igual circunstancia de potencialidad.

Los análisis en general son laboriosos debido a la gran cantidad de información generada durante las pruebas, y la necesidad de manipular matemáticamente los efectos de apertura y cierre de los pozos activos y/o observadores. En algunos casos se requiere de un tratamiento previo que elimine tendencias de presión presentes en el yacimiento durante las pruebas, el cálculo de algunas de las propiedades de los fluidos

por correlaciones, así como la determinación precisa de la presión al inicio de la prueba en los pozos de observación. Aunado a lo anterior, se presenta la necesidad de analizar la prueba mediante diversas técnicas que permitan verificar la congruencia entre los resultados.

Con base en lo planteado en el párrafo anterior, se explican los numerosos esfuerzos^{5,6,7,8} de los especialistas en el área, para generar herramientas computacionales que permitan ahorrar tiempo y asegurar la calidad de los resultados; el número de trabajos presentados a la fecha rebasa con facilidad la cantidad de 200 artículos técnicos y varios capítulos de libros técnicos.

Varias compañías oferentes de servicios y operadoras, han desarrollado programas de cómputo basados en técnicas de línea recta, tales como las semilogarítmicas convencionales de Horner y MDH, y en procedimientos de regresión no-lineal que buscan reducir a un valor mínimo la suma de las diferencias entre los valores obtenidos en campo y los estimados, a partir de un modelo analítico teórico de flujo del yacimiento hacia el pozo. Los programas incluyen una variedad importante de modelos teóricos de yacimiento y de condiciones de frontera, así como diferentes modelos de optimización.

Hasta aquí se finalizan los comentarios en relación a las técnicas convencionales de análisis y a los adelantos computacionales alcanzados a la fecha, a continuación se revisan los antecedentes respecto a la Teoría de Señales y su aplicación a las pruebas transitorias de presión, objetivo principal de este trabajo de investigación aplicada.

La Teoría de Señales tiene como objetivo principal extraer y mejorar cualitativamente y cuantitativamente la información contenida en una señal. El problema básico en teoría de señales puede definirse como la búsqueda de procedimientos que separen la señal del ruido, de tal forma que el producto final se aproxime lo más cercanamente posible a la señal original.

Un registro de tiempo contra presión es una señal que puede analizarse para eliminar ruido y encontrar la señal teórica que mejor la ajuste. La Teoría de Señales ha sido desarrollada principalmente en las áreas de Telecomunicaciones y Geofísica, fundamentalmente en el procesado de la información. En el área de Ingeniería Petrolera las aplicaciones han sido muy escasas. En 1996, Huang⁹ presentó un artículo de aplicación práctica de la transformada de Fourier como herramienta para integrar los resultados de la caracterización estática y dinámica. Cabe mencionar que el autor de la presente tesis es uno de los pioneros, desde 1981¹⁰, en la aplicación exitosa de la teoría de señales para la interpretación del análisis de pruebas de presión.

I.3 Planteamiento específico del problema

Fundamentalmente el análisis de los datos de presión medidos en el fondo de los pozos se realiza en cuatro pasos fundamentales:

- a) Preprocesamiento de la información, incluyendo la validación.
- b) Identificación de un modelo teórico que represente el comportamiento de los datos de campo.
- c) Estimación de los parámetros de yacimiento y pozo que caracterizan el modelo.
- d) Validación del análisis.

El preprocesamiento de la información es un proceso laborioso, que incluye la lectura de los archivos generados en campo de la variación de la presión contra tiempo, su validación, selección, cambio de unidades y corrección por posición de la sonda y tiempo de inicio de la prueba. También requiere la recopilación y validación de los ritmos de producción de fluidos y demás parámetros empleados en el análisis, tales como el factor de volumen, radio del pozo, espesor productor, etcétera.

realizar programas de cómputo que emulen esta importante función de los seres humanos.

Debido al argumento básico planteado en el párrafo anterior, los resultados obtenidos con la técnica de ajuste por curvas tipo se consideran como una aproximación para los parámetros verdaderos. Las técnicas de regresión no-lineal y las que se basan en el trazo de rectas son preferidas por los analistas, pues conllevan a errores de menor magnitud.

Adicionalmente, las técnicas de curvas tipo se ven restringidas en la práctica al análisis de pruebas realizadas a gasto constante o máximo, con un cambio de gasto (apertura-cierre), y en las que intervengan menos de dos pozos activos.

Por otro lado, las técnicas de regresión requieren de expresiones analíticas para el cálculo de las presiones de fondo, y son altamente sensibles a los valores del vector inicial de incógnitas asignado. También se ven afectadas por el ruido presente en la señal y además, requieren de la ejecución de una gran cantidad de operaciones para llegar a una posible solución.

También, la interpretación convencional de pruebas de interferencia y pulsos, en general considera que los pozos de observación deberán estar estabilizados antes y durante la duración de la prueba.

Las restricciones planteadas en los párrafos anteriores respecto al análisis por Curva Tipo y de Regresión No-lineal (RNL), presentan la necesidad de automatizar con el uso de computadoras la comparación o correlación de los datos de presión del pozo con las familias de curvas tipo, con la finalidad de eliminar la subjetividad y permitir con la

generación de nuevas curvas tipo, el análisis adecuado de pruebas con gasto variable, aunque los pozos de observación no estén estabilizados antes del inicio de la prueba.

I.4 Objetivo de la investigación doctoral

La presente investigación está enfocada a coadyuvar en obtener una mejor caracterización dinámica de los yacimientos petrolíferos, que permita una confiabilidad mayor en la toma de decisiones referentes a la explotación del yacimiento, lo cual incide directamente en la maximización económica de los activos petroleros. En primera instancia, aportando nuevas técnicas de análisis para pruebas de interferencia y pulsos más robustas que las publicadas en la literatura, y en segundo término, proporcionando a los especialistas en el área herramientas computacionales de uso amigable para el análisis de la variación de los datos de presión contra tiempo.

Se analiza la aplicación de la Teoría de Señales en el ajuste automático de curvas tipo para pruebas de interferencia y pulsos, para generar un algoritmo eficiente que permita definir el modelo del yacimiento, estimar el ajuste óptimo y calcular los parámetros que caracterizan al sistema yacimiento-pozo. También se investigan y desarrollan reglas específicas para el análisis de la señal desuperpuesta del modelo de yacimiento, que permitirá estimar la presencia de efectos de marea, ruido introducido por la sonda, efectos de frontera, etcétera.

Se presentan diversas alternativas para generar curvas tipo para pruebas de pozos múltiples que consideran gasto variable, con las cuales es posible analizar adecuadamente algunas de las pruebas de campo de los principales yacimientos productores en México.

Con la finalidad de eliminar tendencias de presión que afectan el análisis de las pruebas, se presentan nuevos grupos de presión con el uso de la función integral que permiten eliminarlas en forma efectiva y automática.

Se plantea un procedimiento para analizar pruebas de interferencia y pulsos que permite representar los datos de campo en una línea recta, lo cual permite un análisis alternativo muy eficiente.

También se desarrolla un procedimiento gráfico automático para definir la posición de fallas impermeables en el yacimiento, basado en las ecuaciones de interpretación para detección de fallas a partir de pruebas de interferencia de presión y los parámetros geométricos de las elipses que representan la envolvente de las posibles posiciones geométricas.

El alcance del desarrollo computacional efectuado incluye los últimos avances en el ámbito internacional, así como técnicas de aplicación específica desarrollados para el análisis de pruebas en yacimientos de México, tales como la eliminación de tendencias lineales de presión del yacimiento, trazo de líneas rectas y el ajuste automático de curvas tipo; en resumen, este sistema es útil para el análisis, diseño y control en campo de pruebas de pozos múltiples.

I.5 Organización de la tesis

En el Capítulo II, "Teoría del análisis de presiones para pruebas de interferencia y pulsos", se muestran las ecuaciones básicas de interpretación publicadas en la literatura, incluyendo los modelos y técnicas más utilizadas en pruebas de campo. La teoría básica incluida en este capítulo, permite sustentar los desarrollos de los capítulos subsecuentes en lo referente a la interpretación de datos de presión y gasto.

El Capítulo III, denominado “Conceptos generales de la Teoría de Señales”, contiene la teoría básica para el entendimiento y manipulación de la información representada como una señal. Se incluyen algunas consideraciones prácticas, resultado de la experiencia del autor, que implican una utilidad comprobada en el análisis de datos de campo.

En el Capítulo IV, “Análisis automático por medio de curvas tipo”, se presentan los avances teórico-prácticos obtenidos por el autor en el análisis de pruebas de pozos múltiples. La investigación desarrollada concluye con la aportación de la correlación “**NHES**” que permite el ajuste automático de los datos de campo con los modelos matemáticos representados como curvas tipo; la eficiencia de la técnica la ubica en una posición superior respecto a los métodos de regresión no lineal usados normalmente en el análisis. *Es importante resaltar que la correlación desarrollada tiene aplicación para cualquier tipo de prueba de presión.*

En el Capítulo V, “Curvas tipo para gasto variable”, se demuestra la utilidad de una nueva metodología para el análisis de pruebas de pozos múltiples para yacimiento homogéneo y geometrías de flujo radial, lineal y esférico. La idea básica, desarrollada considerando un yacimiento con comportamiento homogéneo, es válida para cualquier modelo de yacimiento disponible en la literatura.

El Capítulo VI, “Desuperposición de tendencias de presión”, muestra la aplicación de nuevos grupos de presión, denominados “**N**”, que permiten analizar pruebas de interferencia de presión eliminando automáticamente la tendencia lineal y/o cuadrática de presión del yacimiento, debida a la producción y/o inyección de los pozos vecinos.

El Capítulo VII, “Análisis de pruebas de pulsos empleando el método de línea recta”, se presenta una técnica de análisis que permite agrupar los datos de campo en una línea recta. Los nuevos grupos de presión planteados para flujo radial, lineal y esférico representan una alternativa adicional de análisis, que presenta la posibilidad de incrementar la comparación de técnicas con fines de estudio de consistencia de los

resultados obtenidos. El análisis propuesto presenta una gran facilidad de aplicación práctica.

El Capítulo VIII, "Detección y posicionamiento geométrico de fallas", se exponen las técnicas actuales de análisis para la detección y posicionamiento geométrico de fallas impermeables y se presenta un procedimiento computacional de apoyo para el analista.

El Capítulo IX, "Análisis de la señal desuperpuesta", muestra algunas reglas de análisis, para detectar en la señal desuperpuesta del modelo básico los diferentes componentes presentes en la señal; esto es, efectos debidos a condiciones de frontera, marea y/o ruido introducido por la sonda.

El Capítulo X, "Programa de cómputo y aplicaciones a datos de campo", muestra la filosofía de diseño del sistema desarrollado y ejemplifica con datos de campo la utilidad práctica de la teoría y técnicas presentadas en los capítulos IV a IX. Se incluyen pruebas del campo Abkatún, Jujo-Tecominoacán y Cárdenas, así como ejemplos presentados en la literatura especializada que permiten mostrar la potencialidad de los desarrollos obtenidos.

En el Capítulo XI, "Conclusiones y recomendaciones", se listan los logros obtenidos y consideraciones de índole práctica para la aplicación de la teoría desarrollada, así como recomendaciones generales para efectuar análisis eficientes a los datos de campo.

Finalmente, se incluye un apéndice con un desarrollo matemático que demuestra el principio de reciprocidad en presencia de fallas geológicas impermeables y presenta una discusión de los efectos en la selección de los pozos respecto a su posición dentro del yacimiento, definiendo reglas prácticas de campo que permiten asegurar la calidad de la información y la minimización de los costos de medición.

TEORÍA DEL ANÁLISIS DE PRESIONES PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS

II.1 Introducción

El objetivo central de las pruebas transitorias de presión, es la caracterización del sistema yacimiento-pozo. Entre los parámetros estimados más comunes se tienen la permeabilidad y porosidad, la presión promedio en el área de drene, la detección de heterogeneidades, el grado de comunicación entre zonas del yacimiento, la determinación del estado de flujo del pozo, el volumen poroso del yacimiento, las características de una fractura que intersecta el pozo, las características de doble porosidad de una formación, la estimación de características (condiciones) de entrada de agua, la confirmación de la presencia de casquete de gas, el establecimiento del grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común, el cálculo del coeficiente de alta velocidad en pozos de gas, la estimación del avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección y la determinación de daño por penetración parcial, perforaciones, etcétera.

Las pruebas de pozos múltiples, un subconjunto de las pruebas transitorias de presión, consisten en la medición de una respuesta de presión en pozos denominados de observación, correspondiente a las perturbaciones causadas por la modificación del gasto en el pozo denominado activo.

La Figura 2-1 presenta en forma gráfica, la respuesta de presión del yacimiento, denominado el sistema, ante una secuencia de perturbaciones, indicadas como impulsos correspondientes a los cambios de gasto en el pozo activo.

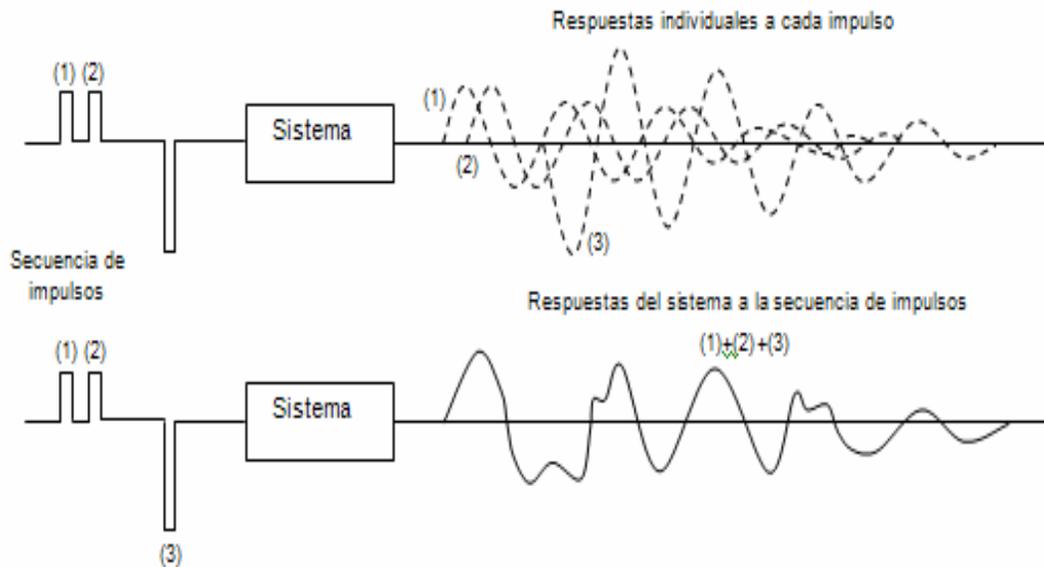


FIG. 2-1. REPRESENTACION ESQUEMÁTICA DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE UNA SECUENCIA DE IMPULSOS.

Puede observarse que la respuesta de presión, por tratarse de un sistema lineal corresponde a la suma o superposición de respuestas individuales; matemáticamente, la función respuesta es igual a la convolución de la función que caracteriza a la secuencia de impulsos y la función que representa al sistema.

Las pruebas de interferencia fueron descritas primeramente por Jacob³ para pozos productores de agua, proponiendo un método de análisis al que refirió como el “método gráfico”. Actualmente este método recibe el nombre de “ajuste con curvas tipo” y ha sido descrito exhaustivamente por Ramey¹² y Earlougher¹¹.

Tradicionalmente se ha utilizado el modelo de flujo radial para analizar las pruebas de interferencia y pulsos, suponiendo que el régimen de flujo que ocurre en el yacimiento presenta esta geometría; sin embargo, existen otras situaciones físicas de campo en las que es necesario considerar otras geometrías de flujo, tales como la lineal y esférica.

En las pruebas de pozos múltiples las variaciones de presión se registran por medio de un sensor (registrador) de alta sensibilidad colocado en el fondo del pozo de

observación; la teoría considera que las ondas de presión viajan a través de todo el yacimiento, utilizando solamente a los fluidos saturantes como un medio transmisor.

El desarrollo de los métodos de análisis de pruebas transitorias de presión se basa en los modelos matemáticos de flujo, que involucran varias simplificaciones válidas para las condiciones en que se efectúan las pruebas en el campo.

Las suposiciones tradicionales consideran el flujo transitorio en un yacimiento homogéneo, isotrópico, de porosidad y permeabilidad constante, que contiene un fluido ligeramente compresible de viscosidad constante; se supone que los efectos gravitacionales son despreciables, que los gradientes de presión en el yacimiento son pequeños y también que el flujo es isotérmico.

La derivación de las ecuaciones que describen el comportamiento de la presión como una función del tiempo y la distancia, para un fluido que fluye a través de un medio poroso, se basa en tres principios fundamentales: a) una ecuación de conservación de masa, b) una ecuación de transporte o velocidad y c) una ecuación de estado.

El principio de conservación de masa aplicado al sistema resulta en una ecuación de continuidad, que combinada con la ecuación de transporte (ecuación de Darcy) y una ecuación de estado (fluido ligeramente compresible), permiten obtener la expresión siguiente, denominada en la literatura como ecuación de difusividad:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (II.1)$$

La ecuación anterior puede expresarse para diferentes sistemas geométricos, tales como coordenadas rectangulares:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad ; \quad (II.2)$$

coordenadas cilíndricas:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} ; \quad (\text{II.3})$$

coordenadas esféricas:

$$\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left[r^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{1}{r^2 \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} \left[\sin \theta \frac{\partial p}{\partial \theta} \right] + \frac{1}{r^2 \sin^2 \theta} \frac{\partial^2 p}{\partial \phi^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} ; \quad (\text{II.4})$$

al término $k / \phi \mu c_t = \eta$, se le conoce como coeficiente de difusión hidráulica.

De acuerdo con la teoría para la solución de ecuaciones diferenciales, la estimación de una solución particular de la ecuación (II.1) en cualquier sistema de ejes coordenados, requiere de ecuaciones adicionales denominadas condiciones iniciales y de frontera. Para el caso planteado, se necesitan dos condiciones de frontera, la condición interna (pozo) y la externa (fronteras de flujo), así como una condición inicial. Generalmente, las condiciones de frontera interna que se emplean son de producción a gasto constante o a presión constante, y las de frontera externa son comportamiento infinito, cerrado o a presión constante.

II.2 Pruebas de interferencia y pulsos

En ciertos casos la respuesta que se obtiene en los pozos de observación para una prueba de interferencia no corresponde íntegramente al efecto causado por el cambio del gasto en el pozo activo; esto se debe principalmente a la existencia de tendencias de depresionamiento o represionamiento, presentes en el yacimiento por la producción histórica o cierre de los pozos; para evitar esta situación se sugirieron las pruebas de pulsos de presión.

Las pruebas de pulsos consisten en variar cíclicamente el gasto, abriendo y cerrando el pozo activo tantas veces como sea necesario y registrando la respuesta de presión en un pozo observador. Bajo estas condiciones se obtiene una respuesta de presión representada por pulsos de presión, tal como se observa en la Figura 2-2.

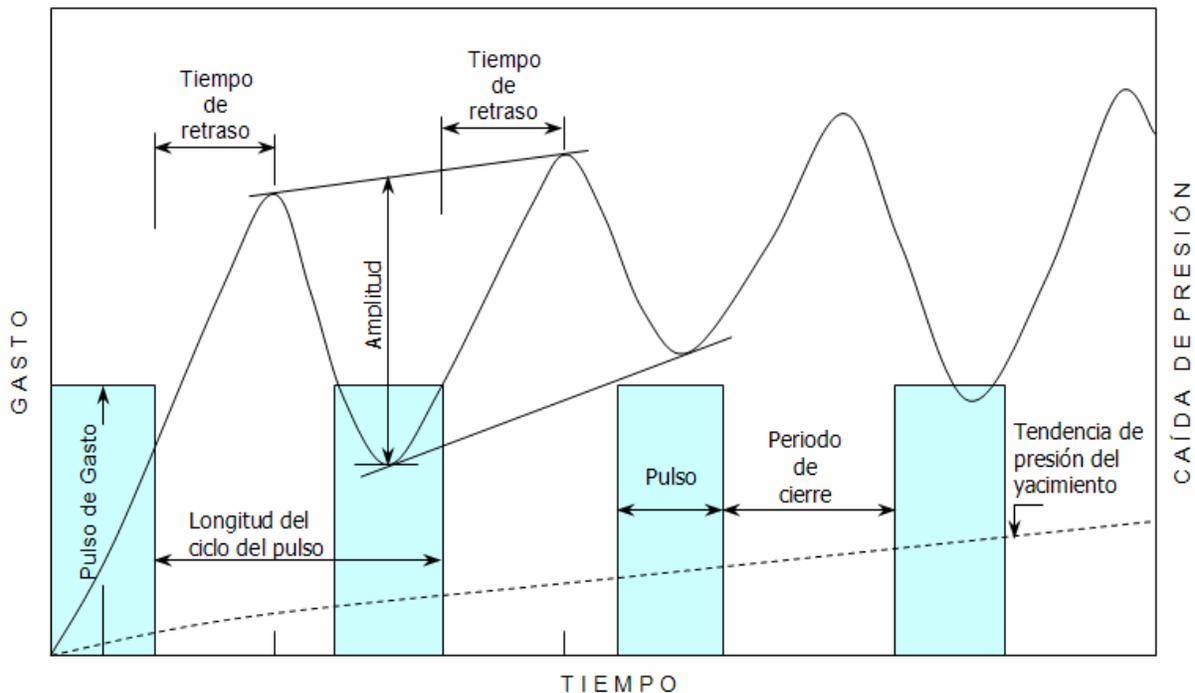


FIG. 2-2. TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN LAS PRUEBAS DE PULSOS^{13,14}.

Generalmente las pruebas de pozos múltiples se efectúan antes de alcanzar una condición de presión estabilizada en el yacimiento, lo que origina que la respuesta de presión observada sea producto del efecto superpuesto de la caída de presión causada por el gasto de producción en el pozo activo y la tendencia de caída de presión que resulta por el efecto de los gastos de producción previos en los pozos del yacimiento. Johnson² presentó un método llamado de tangentes, el cual puede ser utilizado como filtro para discriminar la tendencia de presión.

La Figura 2-2, presenta un caso típico de una prueba de pulsos. Las variables que caracterizan este tipo de pruebas son el tiempo de retraso y la amplitud del pulso. El tiempo de atraso se define como, el tiempo que le toma a la onda de presión viajar desde el pozo activo hasta el pozo de observación, y la amplitud del pulso es la caída

de presión causada en el pozo de observación, debida a la perturbación creada en el pozo activo.

A partir de la ecuación teórica que representa el comportamiento de la presión en el medio poroso, conocidos los gastos de producción y tiempos de apertura y cierre, así como el tiempo de retraso y la amplitud del pulso, es posible obtener parámetros tales como la permeabilidad y la porosidad del yacimiento.

Con relación a las pruebas de pulsos¹³⁻¹⁹, se han presentado decenas de artículos dedicados al análisis y presentación de casos de campo. Esto se explica debido a su gran utilidad práctica y a la necesidad de presentar soluciones para diferentes casos, tales como: pruebas con pulsos iguales y diferentes, tipos de yacimiento y presencia de heterogeneidades. Para el análisis de las pruebas se utilizan las tablas y gráficas planteadas en los diferentes artículos, dependiendo del caso específico y del pulso en estudio.

En algunos casos de campo se utiliza sólo un pulso y el análisis de datos se simplifica utilizando el método de ajuste de curvas tipo.

Una recomendación práctica es que el pozo de observación se mantenga cerrado durante la prueba, con la finalidad de facilitar y evitar errores en la interpretación. En algún caso de campo, en el cual se determine que el pozo de observación es lo suficientemente estable puede efectuarse la prueba con el pozo fluyendo, evitando así diferir la producción.

II.3 Yacimiento homogéneo infinito, flujo radial

El modelo de flujo radial, es el más utilizado para el análisis de pruebas de interferencia de presión y pulsos, y considera una geometría representada esquemáticamente en la Figura 2-3. En general un pozo con un radio r_w , que se termina cubriendo todo el

espesor de un yacimiento, crea líneas de flujo radial hacia el pozo, desde el inicio y durante todo el tiempo que se mantiene en producción.

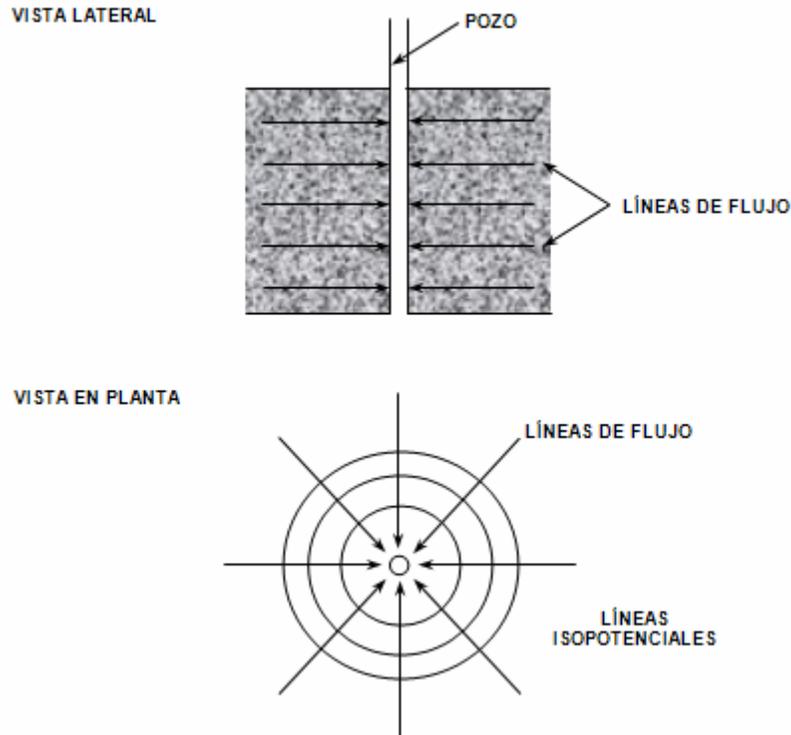


FIG. 2-3. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA GEOMETRÍA DE FLUJO TIPO RADIAL.

Considerando que la permeabilidad y la porosidad son independientes de la presión y que los gradientes de presión en el yacimiento son pequeños, el problema a resolverse se representa matemáticamente con la siguiente ecuación diferencial, la cual es una expresión simplificada de la ecuación (II.3):

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} ; \quad (\text{II.5})$$

con las condiciones inicial y de frontera siguientes:

$$\begin{aligned} p &= p_i & \text{en } t=0 & \forall r \\ \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} &= \frac{q\mu}{2\pi kh} & \forall t \geq 0 & \\ p &= p_i & \text{si } r \rightarrow \infty & \forall t. \end{aligned} \quad (\text{II.6})$$

Históricamente, este tipo de ecuaciones fue estudiado en los problemas de conducción de calor y se presentan también en los estudios de distribución de potencial eléctrico. En la literatura se han presentado varias técnicas de solución; Polubarinova-Kochina¹¹, propone para desarrollar la solución reemplazar la segunda condición de frontera por:

$$\lim_{r \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{q\mu}{2\pi kh}, \quad \forall t \geq 0. \quad (\text{II.7})$$

Esta condición se denomina como la aproximación de línea fuente a la condición original y supone que el radio del pozo es despreciable. Utilizando la transformada de Boltzmann, $y = \frac{\phi\mu c_t r^2}{4kt}$, la ecuación diferencial parcial original, se convierte en una ecuación diferencial ordinaria, cuya solución puede estimarse más fácilmente. El lector interesado puede revisar el Apéndice A de la referencia 20.

$$p(r,t) = p_i - \frac{\alpha q B \mu}{kh} \left[-\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{\phi\mu c_t r^2}{4\beta kt} \right) \right]. \quad (\text{II.8})$$

Esta ecuación representa la solución de la ecuación diferencial planteada y es conocida en la literatura como la solución de línea fuente. La expresión está planteada en unidades generales de campo.

La caída de presión estimada por la ecuación anterior no considera el incremento a que esta sujeto el medio poroso, que se presenta como resultado del incremento del esfuerzo efectivo que se ejerce sobre la matriz rocosa, causado por la disminución de la presión de los fluidos saturantes, lo cual ocasiona que la permeabilidad y porosidad sean función de la presión; esta observación es válida para todos los modelos presentados en el capítulo.

Para estimar la caída de presión es necesario conocer las propiedades del yacimiento consideradas en la ecuación (II.8), así como la presión inicial. Para propósitos reales

sería poco práctico graficar la presión en cualquier punto del yacimiento en función de todas las variables del yacimiento; sin embargo para resolver este problema se ha propuesto el uso de variables adimensionales que permiten reagrupar los diferentes parámetros y de esta forma se obtienen soluciones simplificadas en función de un número reducido de grupos de variables adimensionales.

Utilizando las definiciones para las variables adimensionales siguientes:

$$t_D = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad ; \quad p_D = \frac{kh\Delta p}{\alpha qB\mu} \quad ; \quad r_D = \frac{r}{r_w}, \quad (II.9)$$

la ecuación (II.8) se expresa como:

$$p_D(t_D, r_D) = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right). \quad (II.10)$$

En la Figura 2-4, se presenta el comportamiento de la presión adimensional contra el grupo $\frac{t_D}{r_D^2}$, estimada a partir de la ecuación (II.10). La gráfica se conoce como la curva tipo “Solución de Línea Fuente”, y es aplicable al análisis de pruebas de interferencia en yacimientos homogéneos infinitos en que se presentan condiciones de flujo radial.

Aunque la solución presentada es una aproximación al caso real de un yacimiento infinito con un pozo finito, proporciona resultados casi idénticos a los obtenidos empleando la solución exacta cuando se evalúa para valores prácticos de radio y tiempo²¹. En la Figura 2-5 se presenta el comportamiento de la presión adimensional a varias distancias adimensionales para un pozo finito en un sistema infinito. Es posible observar que para valores de r_D mayores que 20, para cualquier tiempo, la solución se traslapa con la integral exponencial; esto es, con la solución de línea fuente. Asimismo, para valores de $t_D / r_D^2 > 5$ se presentan diferencias del 2% de error para cualquier valor

de r_D . Es importante mencionar que para la mayoría de los casos de campo se cumplen cualquiera de las dos condiciones anteriores.

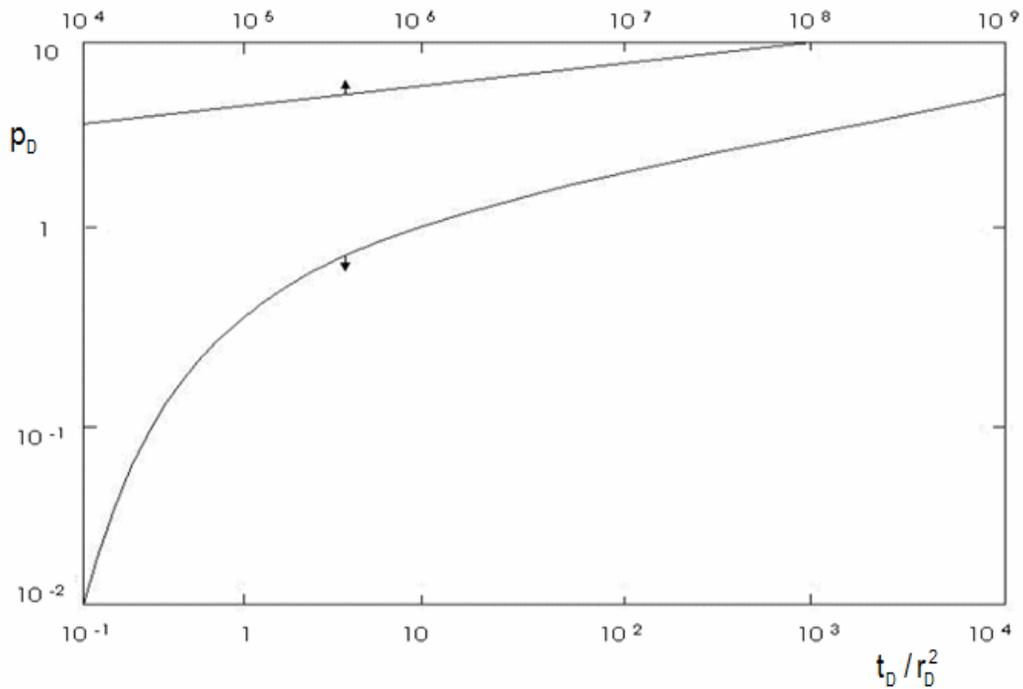


FIG. 2-4. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN ADIMENSIONAL CONTRA EL TIEMPO Y RADIO ADIMENSIONAL, PARA EL CASO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO CON COMPORTAMIENTO INFINITO Y FLUJO RADIAL²⁰.

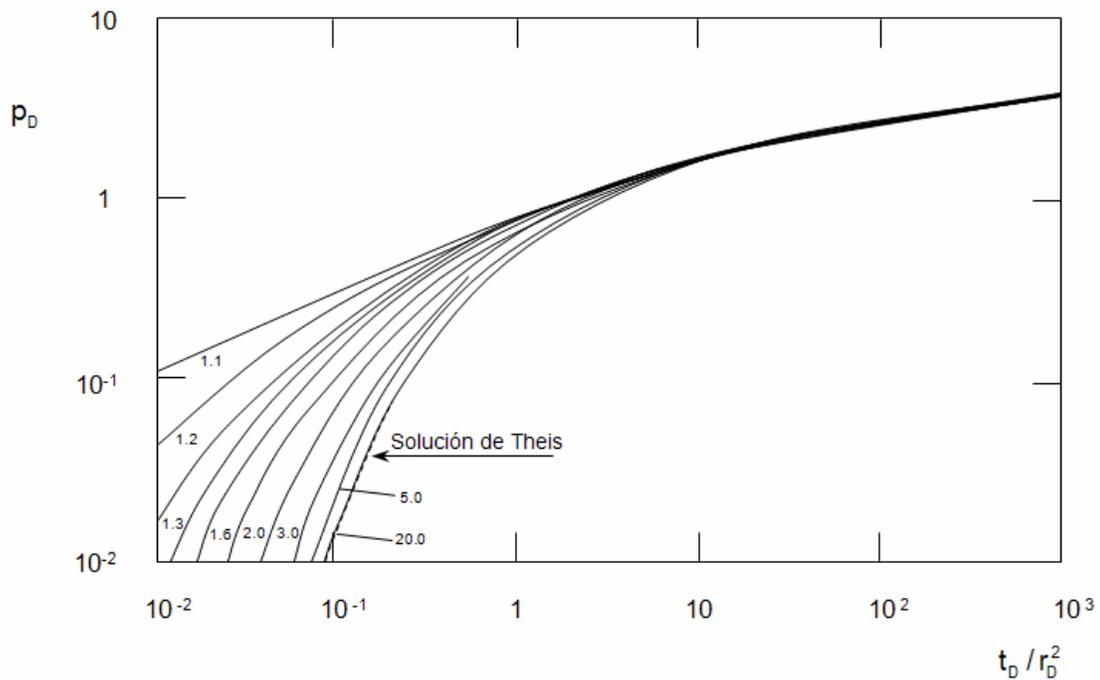


FIG. 2-5. COMPARACIÓN DE SOLUCIONES CONSIDERANDO POZO FINITO Y LA SOLUCIÓN DE LÍNEA FUENTE²¹.

Con la expresión (II.8), si se conocen los parámetros involucrados se puede estimar el comportamiento de la presión a cualquier radio y tiempo.

Si el argumento de la integral exponencial es suficientemente pequeño, se puede usar la aproximación siguiente:

$$\text{Para } x \leq 0.0025, \quad -E_i(-x) = -\ln(\gamma x) = \ln\left(\frac{1}{x}\right) - 0.5772, \quad (\text{II.11})$$

donde γ es la constante de Euler, igual a 1.78. Por tanto, la ecuación (II.8) puede expresarse como:

$$p(r, t) = p_i - \frac{\alpha q B \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln\left(\frac{\beta kt}{\phi \mu c_t r^2}\right) + 0.80907 \right]$$

$$\text{para } \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 \beta kt} \leq 0.0025 \quad \text{ó} \quad \frac{\beta kt}{\phi \mu c_t r^2} \geq 100. \quad (\text{II.12})$$

II.4 Yacimiento homogéneo infinito, flujo lineal

El flujo lineal en yacimientos se presenta en formaciones con estructura lineal, tales como los depósitos en canales de ríos, brechas tectónicas, lagos alargados, etcétera. En la Figura 2-6, se muestra esquemáticamente el modelo físico en estudio; el pozo activo se localiza en el centro de un paralelepípedo rectangular de longitud infinita, que se aproxima por una superficie planar de altura h y ancho b . Miller²² en 1960, presentó las ecuaciones para calcular la distribución de presión en acuíferos con flujo lineal, considerando la solución de cuatro casos, gasto constante y presión constante para yacimientos infinitos y finitos. En este trabajo se considera sólo la solución de yacimiento infinito y gasto constante.

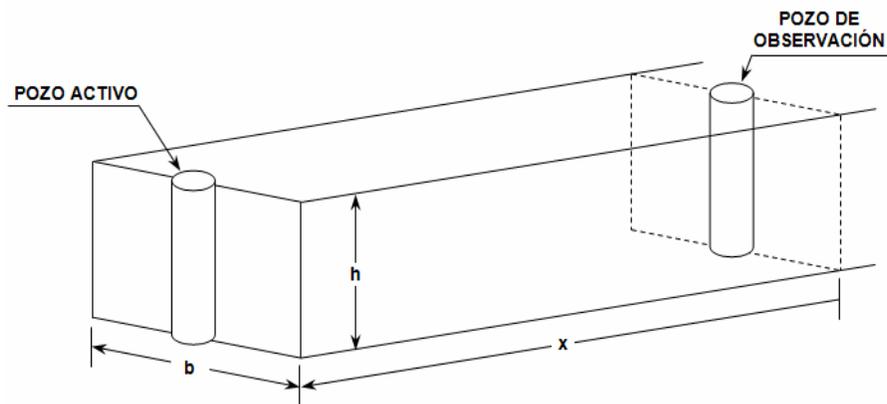


FIG. 2-6. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA GEOMETRÍA DE FLUJO LINEAL.

Es importante mencionar que la solución de Miller puede utilizarse para pruebas de interferencia de presión, suponiendo que la mitad del fluido producido en el pozo activo proviene de la dirección del pozo de observación.

El problema de flujo lineal, para el caso de gasto constante y yacimiento infinito puede establecerse matemáticamente por medio de las siguientes expresiones:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (II.13)$$

$$t = 0 \quad p = p_i \quad \forall \quad x \geq 0$$

$$t \geq 0 \quad \frac{\partial p}{\partial x} = \frac{q\mu}{kbh} \quad x = 0$$

$$t \geq 0 \quad \lim_{x \rightarrow \infty} p(x,t) = p_i \quad (II.14)$$

La primera ecuación describe el flujo en cualquier punto en el yacimiento, y las tres expresiones siguientes representan la condición inicial del sistema y las condiciones de frontera interna y externa, respectivamente. La ecuación diferencial y condiciones de frontera de este tipo, fueron estudiadas primeramente en el área de conducción de calor y la solución se obtuvo por el método de Transformada de Laplace; la aplicación para el área de yacimientos de petróleo, considera solamente un cambio apropiado de variables

para estimar la ecuación que representa el comportamiento de la presión a cualquier posición y tiempo dentro del yacimiento.

La solución considera que al tiempo cero, esto es, antes que se inicien las operaciones de producción, el yacimiento contiene aceite bajosaturado y agua intersticial inmóvil, bajo condiciones de presión uniforme y a una temperatura constante. Se supone que el flujo laminar ocurre en planos horizontales, el espesor es constante y el yacimiento es homogéneo e isotrópico. La caída de presión en función de variables reales se expresa como:

$$\Delta p = 2\pi\alpha \frac{qB\mu}{kbh} \left[\frac{1}{\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{\pi}}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} - x \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{x^2}}} \right) \right]. \quad (\text{II.15})$$

Al tiempo $t = 0$ se inicia la producción en el yacimiento en la cara de la arena en $x=0$ a un gasto constante, ver Figura 2-6.

En términos de variables adimensionales, la ecuación (II.15) se transforma en:

$$\frac{p_{DL}}{2x_D} = \pi \left[\frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{t_{DL}}{x_D^2}} e^{-\left(\frac{x_D^2}{4t_{DL}}\right)} - \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{t_{DL}}{x_D^2}}} \right) \right]; \quad (\text{II.16})$$

las variables adimensionales involucradas son, la presión, el tiempo y la distancia, que para este caso se definen como:

$$t_{DL} = \frac{\beta kt}{\phi \mu c_i L^2}; \quad p_{DL} = \frac{k b h \Delta p}{\alpha q B \mu L}; \quad x_D = \frac{x}{L}. \quad (\text{II.17})$$

II.5 Yacimiento homogéneo infinito, flujo esférico

Chatas²³ en 1966, describió las aplicaciones de campo para este tipo de flujo y desarrolla las soluciones analíticas para los casos de gasto y presión constante en yacimientos con comportamiento infinito y limitado.

El flujo esférico, ver Figura 2-7, se presenta en yacimientos de gran espesor con pozos parcialmente penetrantes, o en los casos de pozos que atraviesan totalmente la formación productora pero solamente se disparan en un intervalo. También, tiene presencia en yacimientos con empuje hidráulico de fondo, donde la zona productora se invade de agua con un levantamiento gradual y uniforme.

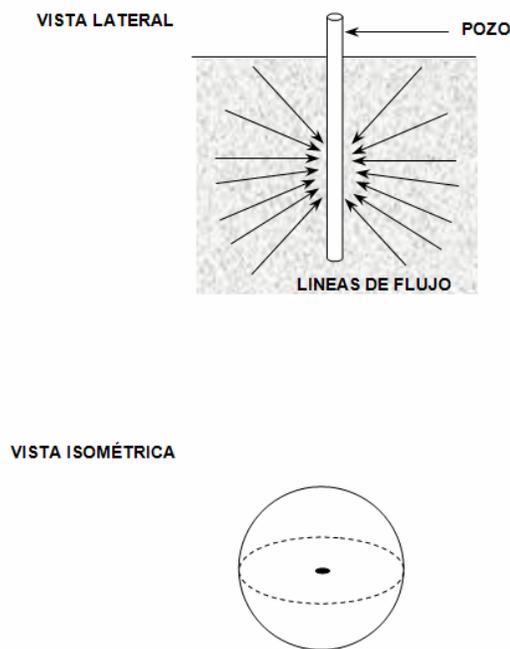


FIG. 2-7. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LA GEOMETRÍA DE FLUJO ESFÉRICO.

La ecuación diferencial que representa el comportamiento de un fluido en un medio poroso con flujo esférico es:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad , \quad (\text{II.18})$$

donde la porosidad, compresibilidad y permeabilidad se interpretan como valores promedios del yacimiento.

Las evidencias de campo indican que la permeabilidad en el medio poroso es generalmente anisotrópica y que la permeabilidad vertical es normalmente menor que la horizontal, y en algunas ocasiones presenta una diferencia bastante grande. Chatas²³, demostró que la permeabilidad estimada, durante este tipo de flujo, puede relacionarse con la permeabilidad horizontal y vertical en la forma siguiente:

$$k = \frac{3k_H k_V}{k_H + 2k_V} . \quad (\text{II.19})$$

Las definiciones de las variables adimensionales usadas tradicionalmente para este tipo de flujo son las siguientes:

$$t_D = \frac{\beta kt}{\phi \mu c_t r_w^2} ; \quad p_D = \frac{2k r_w \Delta p}{\alpha q B \mu} ; \quad r_D = \frac{r}{r_w} . \quad (\text{II.20})$$

El uso de variables adimensionales permite generalizar la solución, ya que reduce significativamente el número de variables independientes. Utilizando las definiciones anteriores, la ecuación II.18, se transforma en:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{2}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} ; \quad (\text{II.21})$$

definiendo la variable $b' = r_D p_D$, la ecuación anterior se simplifica como:

$$\frac{\partial^2 b'}{\partial r_D^2} = \frac{\partial b'}{\partial t_D} . \quad (\text{II.22})$$

Esta ecuación diferencial fue resuelta por Chatas²³ utilizando la transformada de Laplace. Posteriormente con el uso de las condiciones iniciales y de frontera para diferentes casos, presentó ecuaciones particulares de análisis. Para el caso de gasto constante, consideró las condiciones iniciales y de frontera siguientes:

$$\begin{aligned}
t_D = 0 \quad p_D = 0 & \quad \forall r_D \geq 1 \\
t_D \geq 0 \quad -\left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D}\right) = 1 & \quad r_D = 1 \\
t_D \geq 0 \quad \lim_{r_D \rightarrow \infty} p_D(r_D, t_D) = 0 & . \quad (II.23)
\end{aligned}$$

Para el caso de un yacimiento homogéneo y flujo de un fluido ligeramente compresible, la expresión resultante que permite estimar la caída de presión en función del tiempo y la posición, en variables adimensionales es:

$$p_D = \frac{1}{r_D} \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{t_D}{r_D^2}}} \right), \quad (II.24)$$

la cual es conocida en la literatura como la solución de punto fuente. En términos de variables reales, la ecuación II.24 se expresa como:

$$\Delta p = \frac{\alpha q B \mu}{2kr} \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{\beta kt}{\phi \mu c_t r^2}}} \right). \quad (II.25)$$

II.6 Ajuste con curvas tipo²⁴

A continuación se presentan curvas tipo para yacimientos homogéneos e isotrópicos, con flujo radial, lineal y esférico que consideran un sólo pulso, esto es, la apertura y cierre del pozo activo²⁴. Estas curvas se estimaron aplicando las ecuaciones (II.10), (II.16) y (II.24) y el principio de superposición en tiempo usando un programa de computo desarrollado en el lenguaje Visual Basic[®] de la compañía Microsoft[®].

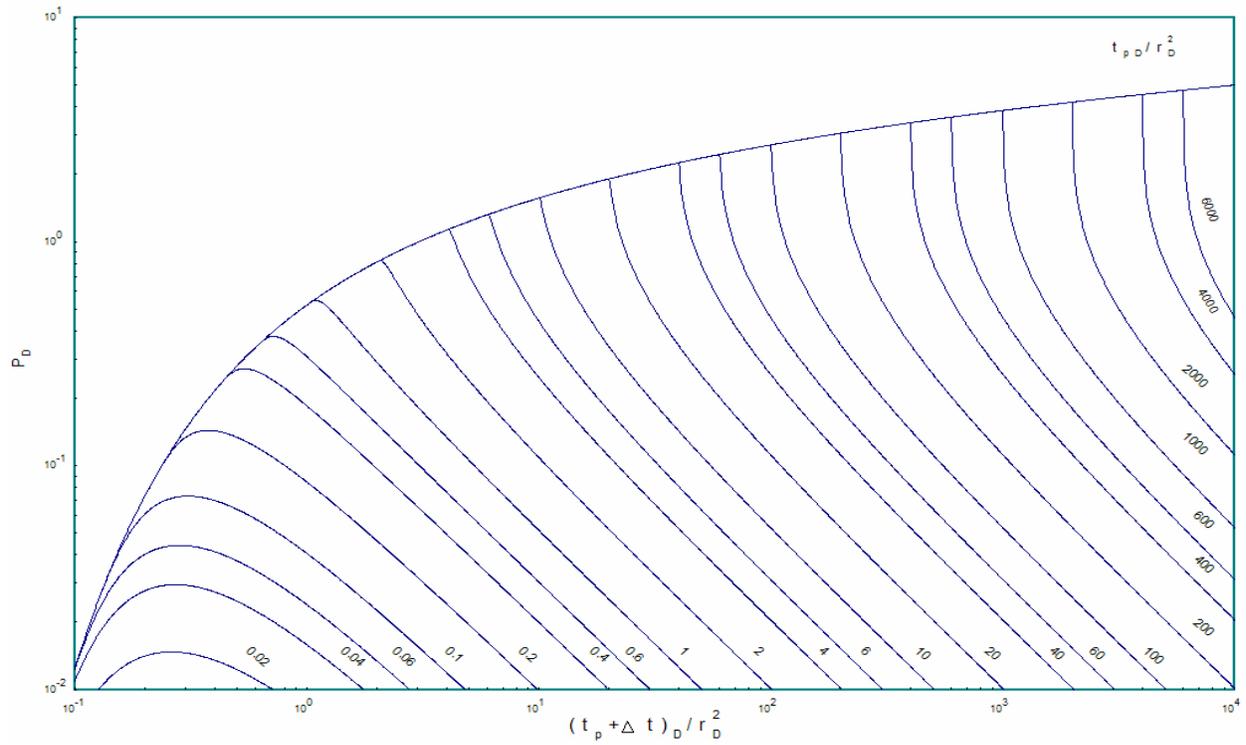


FIG. 2-8. CURVA TIPO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO PARA APERTURA Y CIERRE, FLUJO RADIAL²⁴.

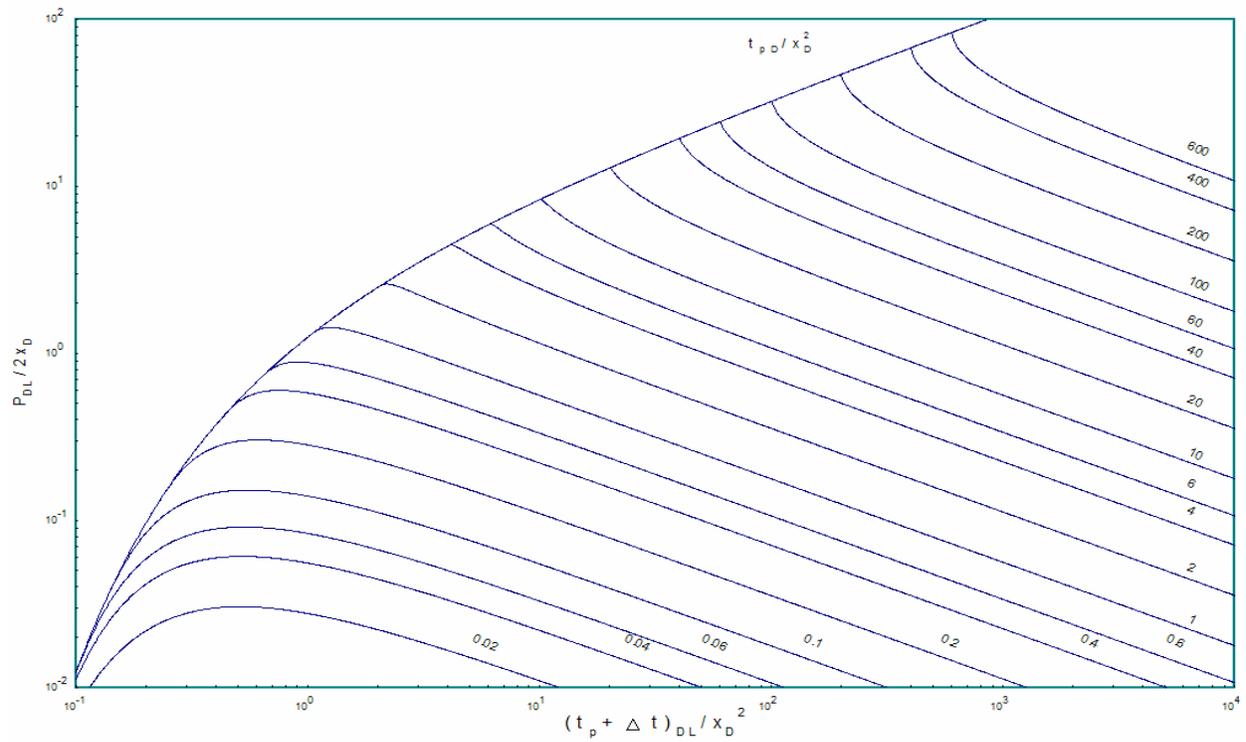


FIG. 2-9. CURVA TIPO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO PARA APERTURA CIERRE, FLUJO LINEAL²⁴.

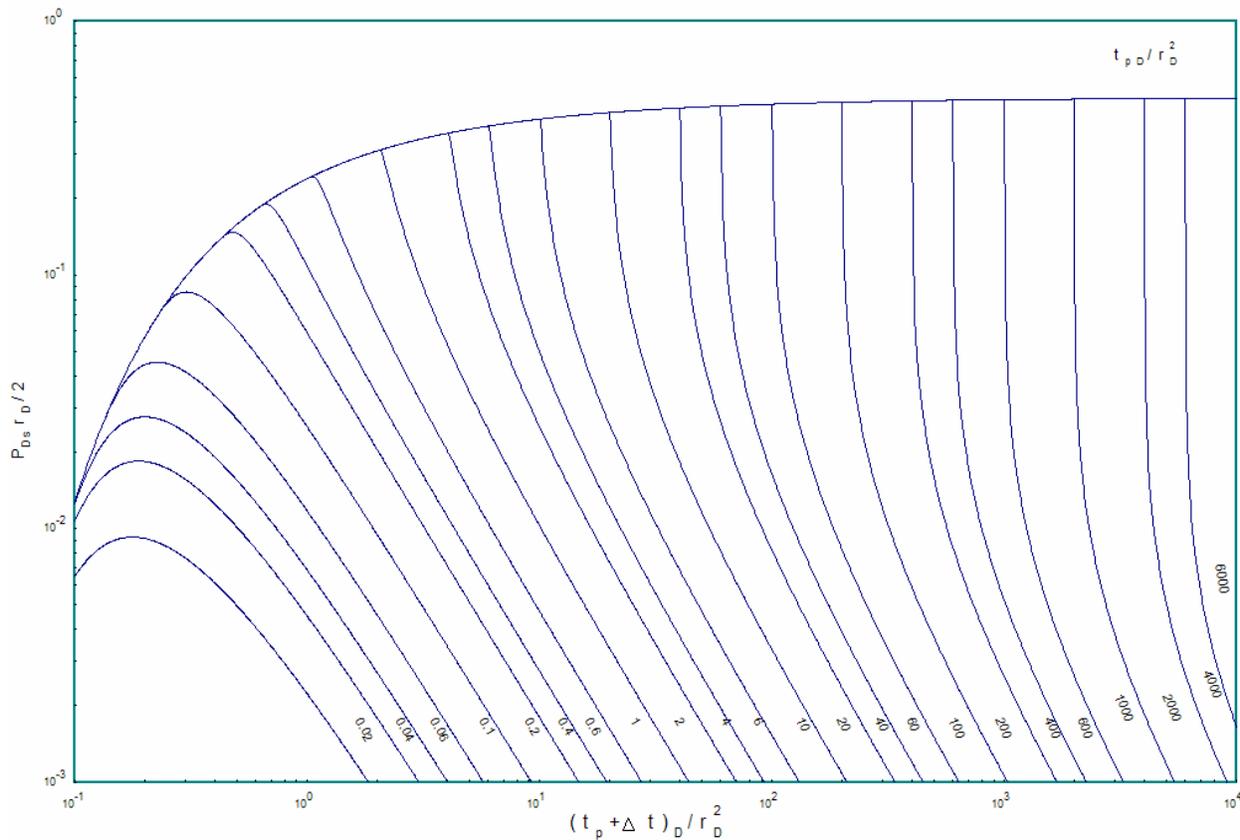


FIG. 2-10. CURVA TIPO DE YACIMIENTO HOMOGÉNEO PARA APERTURA Y CIERRE, FLUJO ESFÉRICO²⁴.

La aplicación del método de ajuste por medio de curvas tipo hace uso de la propiedad de los logaritmos, que indica que el logaritmo de un producto es igual a la suma de los logaritmos de los factores. La base del método de ajuste con curvas tipo puede entenderse fácilmente, cuando se toman logaritmos de las ecuaciones que definen las variables adimensionales; por ejemplo considerando flujo radial, se tiene:

$$\log(p_D) = \log\left(\frac{kh}{\alpha q B \mu}\right) + \log(p_i - p(r, t)) \quad (II.26)$$

$$\log(t_D) = \log\left(\frac{\beta k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + \log(t).$$

Si los datos de interferencia de campo se grafican como el logaritmo de la diferencia entre la presión al inicio de la prueba y las mediciones de presión de fondo, contra el logaritmo del tiempo de registro, se obtiene una curva similar a la curva doble logarítmica que representa la solución del problema. La diferencia entre las dos gráficas es una traslación lineal de ambas coordenadas, representadas por los primeros términos de las ecuaciones (II.26). Si se logra un buen ajuste entonces se puede determinar kh/μ a partir del desplazamiento vertical y $k/\phi\mu c_t$ por medio del desplazamiento horizontal. Es importante resaltar que aunque la discusión anterior se ha presentado para el caso de flujo radial y yacimiento homogéneo infinito, es válida para cualquier tipo de flujo.

En la Tabla 2-1, se presentan las ecuaciones de interpretación de la técnica de curvas tipo, para los tres tipos de flujo tratados; la segunda y tercer columna definen las funciones p_D y t_D , mientras la cuarta y quinta, las ecuaciones de interpretación para el cálculo de los parámetros del yacimiento.

Tabla. 2-1. ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA LA TÉCNICA DE CURVAS TIPO PARA FLUJO RADIAL, LINEAL Y ESFÉRICO.

Radial	$p_D = \frac{kh\Delta p}{\alpha qB\mu}$	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$	$kh = \alpha qB\mu \frac{p_{Dm}}{\Delta p_m}$	$\phi hc_t = \frac{\beta kh t_m}{\mu R^2 t_{Dm}}$
Lineal	$p_D = \frac{kbh\Delta p}{2\alpha qB\mu x}$	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_t x^2}$	$kbh = 2\alpha qB\mu L \frac{p_{Dm}}{\Delta p_m}$	$\phi bhc_t = \frac{\beta kbh t_m}{\mu L^2 t_{Dm}}$
Esférico	$p_D = \frac{2kr_w\Delta p}{\alpha qB\mu}$	$t_D = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$	$k = \frac{\alpha qB\mu p_{Dm}}{R \Delta p_m}$	$\phi c_t = \frac{\beta k t_m}{\mu R^2 t_{Dm}}$

II.7 Técnicas semilogarítmicas¹¹

Adicionalmente al ajuste por curvas tipo, es posible utilizar otras técnicas para analizar pruebas de interferencia con flujo radial. La integral exponencial, presente en la ecuación (II.10), tiene una aproximación logarítmica para valores de $t_D / r_D^2 \geq 100$, lo cual presenta poca utilidad en pruebas de interferencia, debido a que es impráctico

llevar a cabo una prueba suficientemente larga para que los datos en el pozo observador presenten una línea recta semilogarítmica. Sin embargo, si esto se llegara a presentar en la práctica, para tiempos largos al graficar en papel semilogarítmico el tiempo contra Δp , se tendría una línea recta, a partir de la cual se puede estimar la transmisividad o capacidad de flujo, T y el coeficiente de almacenamiento de la formación, S , con las expresiones siguientes:

$$T = kh = \frac{162.6qB\mu}{m}; \quad S = \phi c_t h = \frac{kh}{\mu R^2} 10^{\left(\frac{\Delta p_{1hr}}{m} - 3.2275\right)}. \quad (II.27)$$

Otra técnica de interpretación²⁵, consiste en graficar el tiempo contra la caída de presión en papel cartesiano; así la pendiente máxima, $m_{máx}$, y el tiempo de intersección, t_x , pueden usarse para calcular valores aproximados de T y S , usando las ecuaciones siguientes:

$$T = kh = \frac{10.5qB\mu}{m_{máx} t_x}; \quad S = \phi c_t h = 0.000262 \frac{kh t_x}{\mu R^2}. \quad (II.28)$$

En la Figura 2-11, se presenta el comportamiento de la función derivada, $p'_D r_D^2$, correspondiente a la solución de línea fuente. Nótese que el valor máximo que alcanza es de 0.73576, correspondiente al punto de inflexión, con un valor de $t_D / r_D^2 = 0.25$.

Para aplicar este método deben cumplirse las condiciones siguientes:

- a) La prueba de interferencia deberá alcanzar el punto de inflexión.
- b) No existen efectos de almacenamiento y daño.
- c) El gasto en el pozo activo se mantiene constante.
- d) No se presentan efectos de frontera antes del punto de inflexión.
- e) No existen tendencias de presión en el yacimiento.

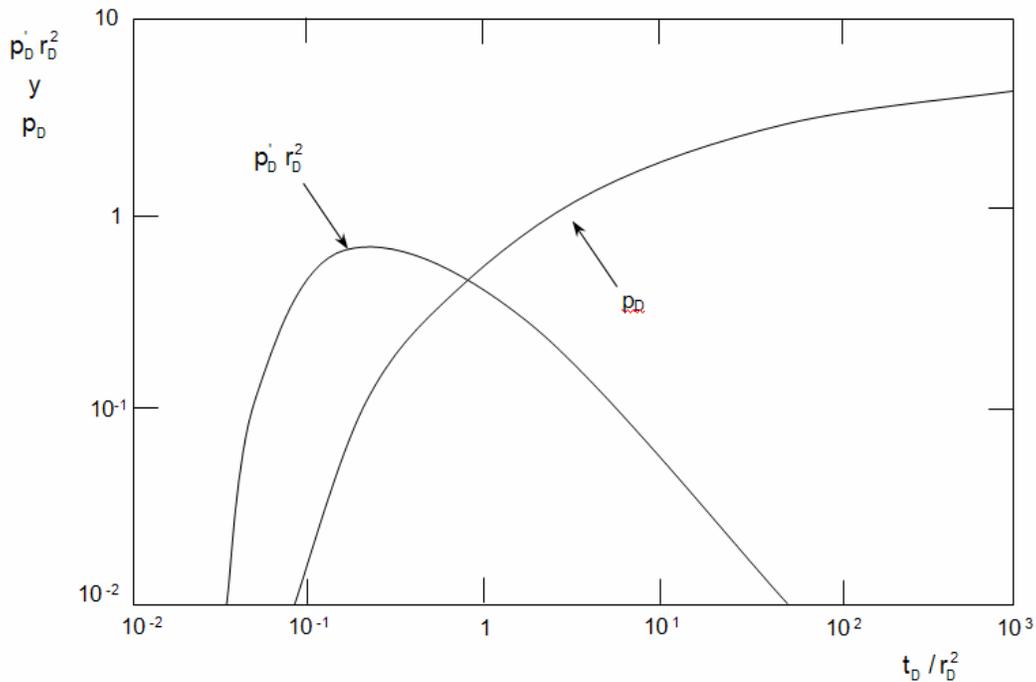


FIG. 2-11. CARACTERÍSTICAS DE LA FUNCIÓN DERIVADA DE LA SOLUCIÓN DE LÍNEA FUENTE²⁶.

En la Figura 2-12, se presenta un ejemplo de aplicación²⁵ a una prueba de campo; se observa que los resultados obtenidos dependen en cierto grado de la habilidad del analista para el trazo de la recta; en caso de utilizar un programa de cómputo para la estimación, debe tenerse cuidado especial en relación con ruidos aleatorios presentes en la señal de presión, puesto que pueden distorsionar los valores reales de la pendiente y ordenada al origen.

Tiab y Kumar²⁶, proponen usar la derivada de presión respecto al tiempo, para la interpretación de pruebas de interferencia en yacimientos homogéneos bajo condiciones de comportamiento infinito. Los parámetros de análisis son $t_{m\acute{a}x}$ y $p_{m\acute{a}x}$ que corresponden a los valores máximos del perfil de campo, así T y S se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$T = kh = 948 \frac{\phi \mu c_t h r^2}{t_{m\acute{a}x}}; \quad S = \phi c_i h = 0.0274 \frac{qB}{p_{m\acute{a}x} r^2}. \quad (\text{II.29})$$

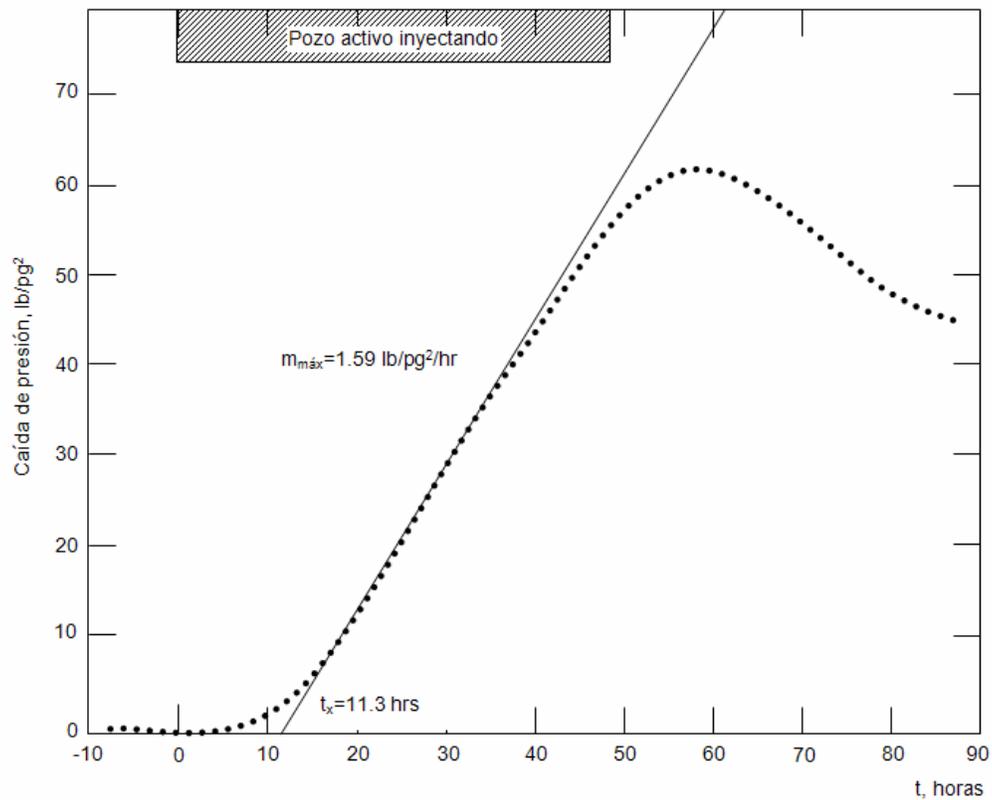


FIG. 2-12. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA PRESENTADA POR LESCOUBOURA²⁵.

En años recientes el uso de la derivada de presión ha llegado a ser muy popular para la interpretación de datos presión-tiempo. Se ha mostrado en la literatura, que el ajuste convencional mediante curvas tipo puede ser ampliamente mejorado mediante un ajuste doble simultáneo. La desventaja principal, en el uso de la derivada, es que ésta se calcula mediante la diferenciación numérica de los datos de presión, por lo cual, cuando existe dispersión en los datos de presión, los resultados son “ruidosos” y en ocasiones difíciles de interpretar.

El-Khatib²⁷, deriva la solución de línea fuente manipulando algebraicamente el resultado, de tal forma que obtiene una relación lineal entre las variables. De los resultados obtenidos concluye que una gráfica de $\log \left(t \frac{\partial p}{\partial t} \right)$ contra $1/t$ conduce a una recta, cuya pendiente m y ordenada A , se utilizan para calcular T y S , de acuerdo con las expresiones siguientes:

$$T = Kh = \frac{\alpha / 2qB}{A}; \quad S = \phi \mu c_t = \frac{Tm}{948r^2} \quad (II.30)$$

Martínez-Romero²⁸ en 2000, presenta un desarrollo basado en la misma lógica utilizada en el desarrollo de técnica de El-Khatib, para flujo lineal y esférico.

Para flujo lineal se puede demostrar²⁸ que la expresión siguiente es válida:

$$\text{Ln} \left| \sqrt{t} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \right| = \text{Ln} \left(2\pi\alpha \frac{qB\mu}{kbh} \sqrt{\frac{\beta\eta}{\pi}} \right) - \frac{x^2}{4\beta\eta t} \quad (II.31)$$

De la expresión (II.31), se observa que al graficar $\text{Ln} \left| \sqrt{t} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \right|$ contra $1/t$, se obtiene una recta cuya pendiente y ordenada al origen pueden usarse para calcular la permeabilidad y porosidad de la formación productora, empleando las expresiones siguientes:

$$k = \frac{\phi \mu c_t x^2}{4\beta \text{Ln}(10)m}, \quad (II.32)$$

$$\phi = \frac{4\alpha\beta qB}{xbhc_t 10^b} \sqrt{\pi \text{Ln}(10)m}. \quad (II.33)$$

Para flujo esférico la ecuación de interpretación es²⁸:

$$\text{Ln} \left| \sqrt{t^3} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \right| = \text{Ln} \left(\frac{\alpha qB\mu}{2\sqrt{\pi}k} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{4\beta k}} \right) - \frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta kt} \quad (II.34)$$

A partir del análisis de ésta expresión, se deduce que al graficar el $\text{Ln} \left| \sqrt{t^3} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \right|$ contra $1/t$, para una prueba con flujo esférico, se obtiene una línea recta con pendiente “m”,

igual a $\frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta k}$ y ordenada al origen "b", igual al primer término del lado derecho de la expresión (II.34), esto es, se tienen dos ecuaciones con dos incógnitas.

En este caso, la permeabilidad y porosidad pueden estimarse con el uso de las expresiones siguientes:

$$k = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta \text{Ln}(10)m}, \quad (\text{II.35})$$

$$\phi = \frac{2\alpha\beta qB}{c_t 10^b} \sqrt{\frac{(\text{Ln}(10) m)^3}{\pi R^6}}. \quad (\text{II.36})$$

La Tabla 2-2, presenta un resumen del tipo de gráficas de análisis y las ecuaciones de interpretación. Es importante enfatizar que la calidad de las rectas resultantes en los análisis de los datos de campo es función del ruido presente en la señal; para algunos casos especiales es necesario aplicar técnicas de suavizamiento antes de aplicar la técnica.

Tabla. 2-2. ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN DE LA TÉCNICA DE LÍNEA RECTA PARA FLUJO RADIAL, LINEAL Y ESFÉRICO.

	Tipo de gráfica	Permeabilidad (md)	Porosidad (fracción)
Radial	$\text{Ln}\left(t \frac{\partial p}{\partial t}\right)$ vs $1/t$	$k = \frac{\alpha / 2qB}{Ah}$	$\phi = \frac{khm}{948\mu c_t R^2}$
Lineal	$\text{Ln}\left \sqrt{t} \frac{\partial \Delta p}{\partial t}\right $ vs $1/t$	$k = \frac{\phi \mu c_t L^2}{4\beta \text{Ln}(10)m}$	$\phi = \frac{4\alpha\beta qB}{Lbhc_t 10^b} \sqrt{\pi \text{Ln}(10)m}$
Esférico	$\text{Ln}\left \sqrt{t^3} \frac{\partial \Delta p}{\partial t}\right $ vs $1/t$	$k = \frac{\phi \mu c_t R^2}{4\beta \text{Ln}(10)m}$	$\phi = \frac{2\alpha\beta qB}{c_t 10^b} \sqrt{\frac{(\text{Ln}(10) m)^3}{\pi R^6}}$

CAPÍTULO III

CONCEPTOS GENERALES DE LA TEORÍA DE SEÑALES

III.1 Introducción

La transferencia mediante adaptaciones ingeniosas de conceptos y métodos de análisis de algunas áreas particulares de la ciencia a otras, ha generado resultados extraordinarios. La Ingeniería Petrolera no es la excepción, por ejemplo, el flujo transitorio multifásico de hidrocarburos en tuberías se benefició enormemente por los avances realizados en la Ingeniería de Reactores Nucleares, y algunas técnicas desarrolladas en el área de la Geohidrología se han adaptado exitosamente a la Ingeniería de Yacimientos, principalmente en el análisis de pruebas de presión.

La Teoría de Señales se desarrolló en las áreas de las Telecomunicaciones, Electrónica y Control, y en la Geofísica. Los autores más representativos en el área de Ingeniería de Telecomunicaciones son, Wiener²⁹, en 1933 y Papoulis³⁰ en 1978, para Control y Electrónica, Bracewell³¹, en 1965, y en la Geofísica, Robinson y Treitel³², en 1980.

La Teoría de Señales representa un campo vasto para sustentar nuevas ideas en la solución de problemas inherentes al análisis de pruebas de presión. Así, por ejemplo, la aplicación de la teoría de señales permitió concebir en 1981 la correlación **CORINE** (**CO**rrelación **RI**coy-**NE**stor)¹⁰ para el ajuste automatizado de pruebas de presión con curvas tipo.

La Teoría de Señales está enfocada al análisis de todo tipo de información que se representa como funciones, secuencias y superficies que incluyen desde señales de telecomunicaciones e imágenes de satélite hasta información econométrica, o bien

simples gráficas representativas de la variación de algún parámetro físico en el tiempo o espacio. Su objetivo fundamental es la separación de las diferentes componentes que están incluidas en la información, para el mejoramiento cualitativo y cuantitativo de la misma.

Una prueba de presión puede considerarse como el registro de una señal, en la cual se combinan diferentes componentes que modifican o distorsionan la señal objeto, que es la presión en el yacimiento. Parte de la distorsión se introduce por efecto de la misma electrónica de la sonda mediante ruido aleatorio, y otros componentes que originan la distorsión, provienen de fenómenos tales como efectos de pozo, efectos de frontera, efectos de marea, interferencia entre pozos, etcétera.

III.2 Conceptos fundamentales

Este capítulo no intenta presentar de forma exhaustiva todos los conceptos desarrollados en Teoría de Señales, sino solo aquellos que han sido utilizados para su aplicación al análisis de pruebas de presión.

Los conceptos que se refieren a continuación, son de importancia para visualizar la solución de problemas en el análisis de las pruebas transitorias de presión presentados en ésta tesis.

Señal.- Es una función de una o más variables independientes que contienen información acerca de la naturaleza o comportamiento de un fenómeno. Los sistemas responden a señales particulares produciendo otras señales. Un sistema se puede visualizar como cualquier proceso que produce una transformación de señales; tiene una señal de entrada y una de salida, la cual está relacionada con la entrada a través de la transformación del sistema.

Las señales pueden describir una variedad muy amplia de fenómenos físicos. Aunque se pueden representar de muchas maneras, en todos los casos la información dentro de una señal esta contenida en un patrón de variaciones de alguna forma específica.

Hay dos tipos básicos de señales, de tiempo continuo y de tiempo discreto. En el caso de las señales de tiempo continuo la variable independiente es continua, es decir la señal esta definida para todo t ; en el caso de las señales de tiempo discreto, la variable independiente no es continua, es decir la señal esta definida solo para ciertos puntos en el tiempo.

En una prueba de variación de presión se conoce la señal de entrada aplicada al yacimiento, por ejemplo el gasto, y se mide una señal de respuesta del sistema, la cual puede ser la presión. El propósito del análisis de las pruebas es identificar o caracterizar al sistema yacimiento pozo, utilizando la información de entrada y de salida del sistema.

Función Digital.- Es una secuencia ordenada de números que puede generarse al muestrear una función continua en puntos discretos, separados por un intervalo constante de tiempo o espacio. En el caso de las pruebas de presión el intervalo es el tiempo, el cual puede variar a medida que transcurre la prueba; intervalos pequeños al principio y más grandes a tiempos largos.

Transformada de Fourier.- En el siglo XIX, el matemático francés Fourier, demostró que cualquier función periódica puede ser representada por una suma infinita de funciones exponenciales complejas. Esta propiedad, fue demostrada posteriormente para funciones no periódicas. La transformada permite transferir una función en el dominio del tiempo o espacio, al de la frecuencia, es decir, representa el contenido de frecuencias de la función o señal. La expresión matemática que define la transformada de Fourier es:

$$Y(f) = \int_{-\infty}^{\infty} X(t) e^{-2i\pi ft} dt. \quad (\text{III.1})$$

El tratamiento matemático transforma $X(t)$ del dominio del tiempo a $Y(f)$ dentro del dominio de la frecuencia. Como puede observarse, en la ecuación III.1 se usa una frecuencia “ f ”, sin embargo la integración se realiza sobre el dominio de tiempo completo. Esto significa que la transformada implícitamente supone la presencia de una frecuencia dominante. En otras palabras, la transformada de Fourier trabaja mejor sobre funciones periódicas que no cambian en el tiempo, llamadas funciones estacionarias. En conclusión, la transformada de Fourier no es conveniente si la señal tiene variaciones de frecuencias en el tiempo.

La antitransformada de Fourier se expresa matemáticamente como:

$$X(t) = \int_{-\infty}^{\infty} Y(f) e^{2i\pi ft} df, \quad (\text{III.2})$$

donde puede observarse que a partir de $Y(f)$ nuevamente se obtiene la función $X(t)$.

Otra forma alterna de representar la transformada de Fourier, que se obtiene al separar la parte real e imaginaria, es la siguiente:

$$Y(f) = \int_{-\infty}^{\infty} X(t) \cos(2\pi ft) dt - i \int_{-\infty}^{\infty} X(t) \sen(2\pi ft) dt. \quad (\text{III.3})$$

En la Figura 3-1, puede observarse la interpretación gráfica de la transformada de Fourier, donde la función $f(t)$ definida desde $-\infty$ hasta ∞ , se descompone en dos funciones sinusoidales, cuya suma es igual a la función $f(t)$ original. Es fácil entender que en la medida que la señal original sea más compleja, se requerirá un mayor número de funciones sinusoidales para representarla correctamente.

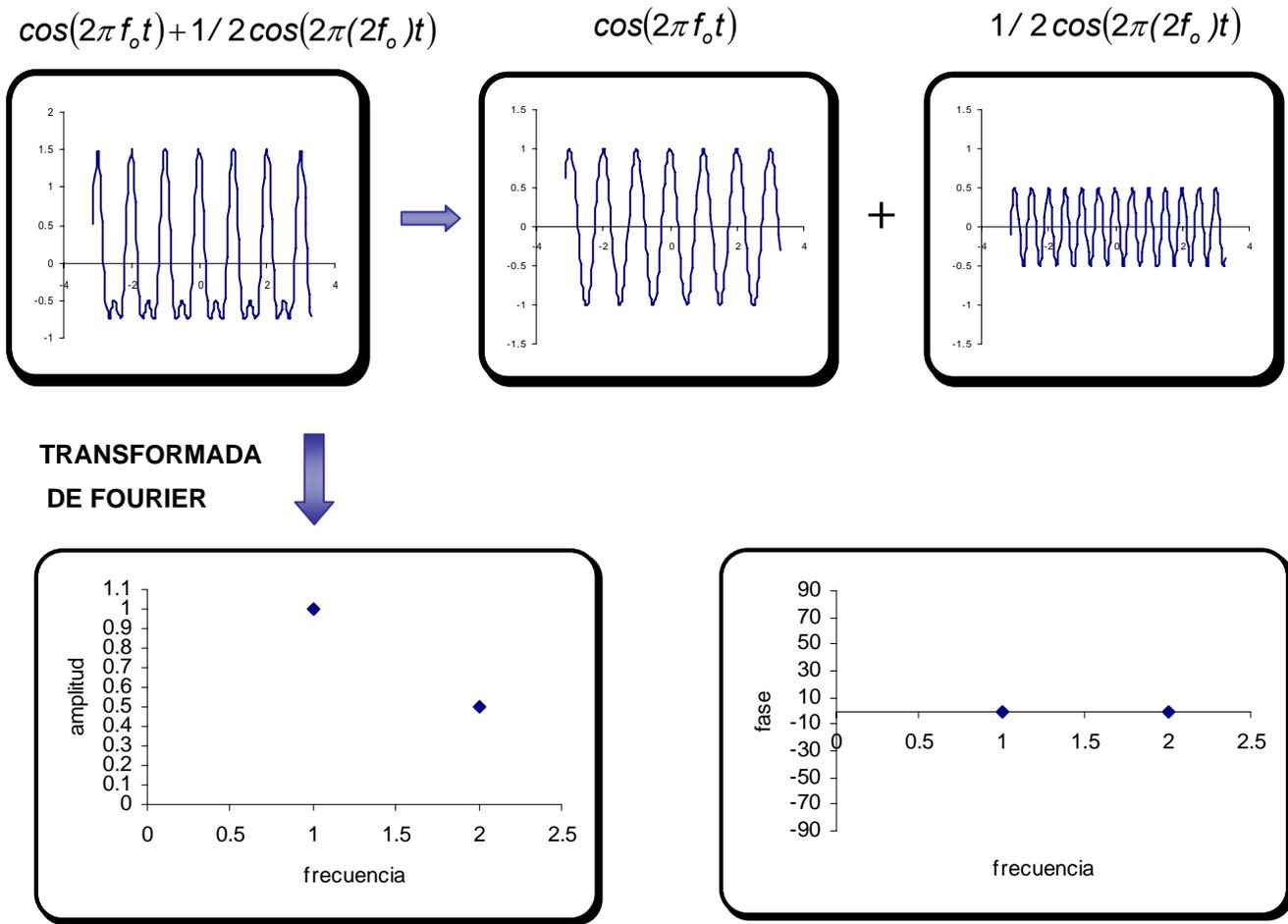


FIG. 3-1.- INTERPRETACIÓN GRÁFICA DE LA TRANSFORMADA DE FOURIER.

En la parte superior de la Figura 3-1, tenemos la representación en el plano real con su descomposición en dos funciones y en la parte inferior la señal en el plano de Fourier. La señal en el plano de Fourier se representa con dos puntos en la gráfica de frecuencia versus amplitud, con valores $(1,1)$ y $(2,0.5)$ y en la de frecuencia versus fase con los valores $(1,0)$ y $(2,0)$. Es importante mencionar que mientras en el plano real se tiene una función continua desde $-\infty$ hasta ∞ , en Fourier solo tenemos 2 puntos por gráfica.

En la literatura se han presentado muchas transformaciones matemáticas que pueden aplicarse a las señales siendo la transformada de Fourier la más utilizada.

Filtro o sistema lineal.- Es la representación analítica del comportamiento de algún sistema natural, o parte del mismo, que al recibir una señal $X(t)$ de entrada, altera o modifica a la señal de acuerdo a la función $f(t)$ característica del sistema, bajo un comportamiento lineal, y genera una señal $Y(t)$ de salida, lo cual es representado por la integral de Convolución:

ENTRADA		FILTRO		SALIDA
$X(t)$	→	$f(t)$	→	$Y(t)$
CONVOLUCIÓN ANALÍTICA		DIGITAL		
$Y(t) = \int_{-\infty}^{\infty} f(\tau)X(t - \tau)d\tau$		$Y_i = \sum_{j=-\infty}^{\infty} f_j \cdot X_{i-j} = f_i * X_i,$		

(*) indica en forma abreviada la operación convolución entre dos funciones y Los símbolos " τ " y " j " son variables mudas.

Para el caso de pruebas de presión el filtro o sistema corresponde al yacimiento y la señal de entrada puede ser el cambio de gasto o presión en el pozo y la salida corresponde al cambio en la presión o gasto, respectivamente.

Deconvolución.- Es la operación inversa a la convolución, es decir la convolución de la salida del sistema $Y(t)$ con una función incógnita $if(t)$, debe generar la función de entrada del sistema $X(t)$, la cual debe cumplir la siguiente condición:

$$\text{si } X(t) * f(t) = Y(t), \text{ y } Y(t) * if(t) = X(t), \text{ entonces } f(t) * if(t) = (1, 0, 0, 0, \dots),$$

lo cual significa que la función incógnita $if(t)$ es una función inversa de $f(t)$ que al ser convolucionadas, deben generar una función u operador unitario.

Teorema de Convolución.- Si las transformadas de Fourier de las funciones x_t , h_t , y y_t son respectivamente X_f , H_f , y Y_f entonces la transformada de la convolución $x_t * h_t$ es igual a la multiplicación de sus transformadas $X_f \bullet H_f$. En la Figura 3-2 se ilustra el concepto de convolución en tiempo versus multiplicación en frecuencia.

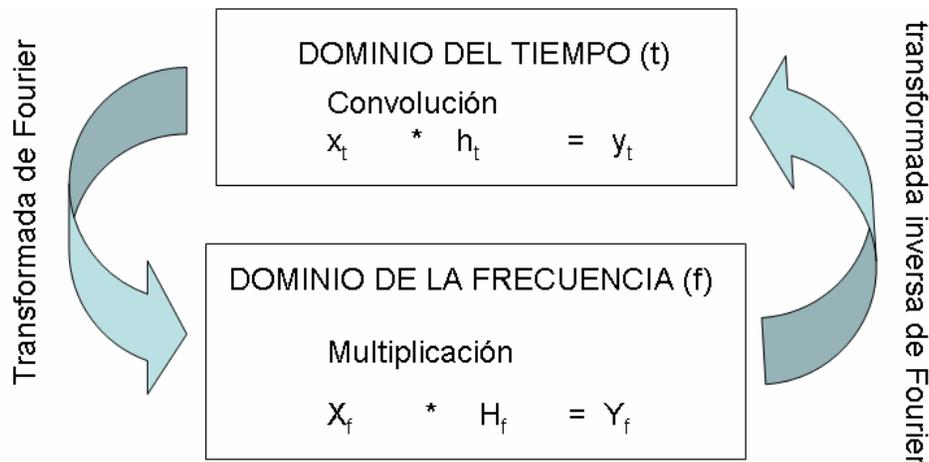


FIG. 3-2. INTERPRETACIÓN GRÁFICA DE LA CONVOLUCIÓN.

III.3 Deconvolución RIMA

La Deconvolución **RIMA** es un desarrollo aplicado al análisis de pruebas de presión presentado por Ricoy y Martínez en 1989³³ sustentado en los conceptos Convolución, Deconvolución, Transformada de Fourier y su Inversa, y Teorema de Convolución.

El análisis de pruebas de presión a gasto variable, respecto a las de gasto constante, representa una dificultad muy grande. La estrategia de análisis consiste en encontrar la respuesta de presión a un gasto constante unitario, manipulando el registro de presión y gasto y proceder a aplicar las técnicas publicadas en la literatura que consideran gasto constante.

El desarrollo de **RIMA** en las modalidades del dominio del tiempo y de frecuencia se ilustran ampliamente en la referencia 33. Con el objeto de enfatizar la aplicabilidad de

los conceptos anteriores, en la Figura 3-3, se ilustra el procedimiento fundamental para efectuar la deconvolución **RIMA** en el dominio de la frecuencia.

Como se puede apreciar, la deconvolución **RIMA** es una deducción directa del teorema de convolución presentado previamente, es decir los datos de presión y gasto (p_t y q_t) se transfieren al dominio de la frecuencia mediante la Transformada de Fourier (TF), donde la P_{uf} se despeja de la ecuación $Q_f \bullet P_{uf} = P_f$, y después es transferida al dominio del tiempo mediante la Transformada Inversa de Fourier (TIF), resultando la función incógnita P_{ut} . Esta función representa el registro de presión para un estímulo de gasto unitario y constante el cual puede ser fácilmente analizado con las técnicas de gasto constante publicadas en la literatura.

En Ingeniería Petrolera, las técnicas de corrección de los datos de presión con los correspondientes datos de variación de gasto, son referidas como procedimientos de desuperposición o normalización. En la teoría de señales o sistemas lineales, el concepto analítico que sustenta y es equivalente a la desuperposición se refiere como deconvolución; por razones prácticas y académicas resulta conveniente enfatizar que ambos conceptos son equivalentes, y analíticamente son representados mediante su operación inversa, la integral de convolución, o de superposición, o de Duhamell.

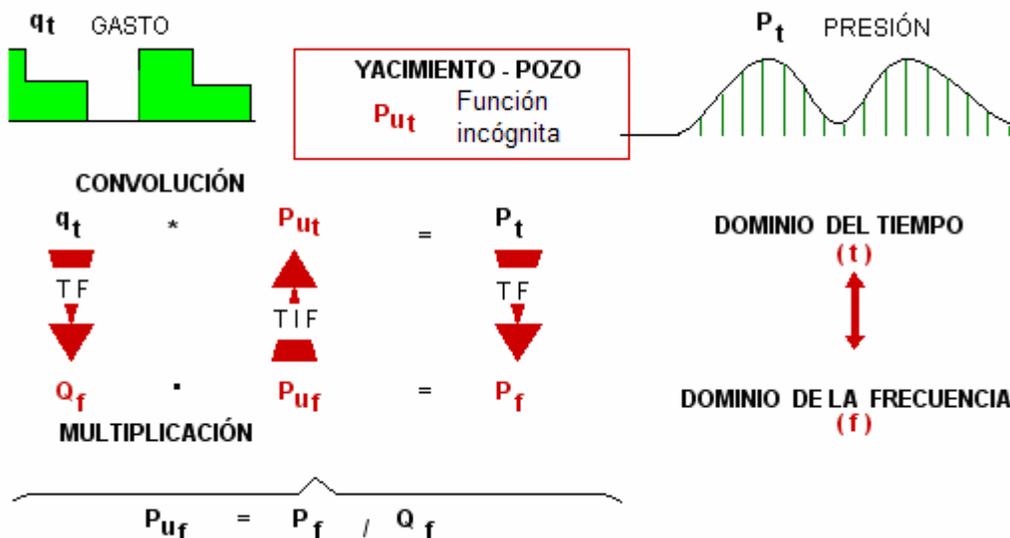


FIG. 3-3. DECONVOLUCIÓN “RIMA” EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA³³.

III.4 Correlación matemática

La correlación de dos funciones implica establecer su grado de semejanza, con relación a diferentes desplazamientos entre ellas. Por ejemplo, este proceso está implícito al correlacionar registros geofísicos de pozos, o bien en el análisis de pruebas de presión, al hacer el ajuste “a ojo” de las curvas tipo y la información proveniente de las sondas de presión. Desafortunadamente el proceso de correlación o ajuste a “ojo” de curvas, tiene un carácter cualitativo y está sujeto a los errores de apreciación del analista, y por consiguiente puede resultar impreciso.

Existe una relación matemática que determina cuantitativamente el grado de semejanza entre dos funciones respecto a diferentes desplazamientos entre ellas; esta relación es conocida como “correlación cruzada”, la cual se expresa con la siguiente ecuación:

$$C_{xy}(u) = \int_{-\infty}^{\infty} X(t) Y(t+u) dt = \int_{-\infty}^{\infty} X(t-u) Y(t) dt . \quad (\text{III.4})$$

$C_{XY}(u)$ es la función de correlación entre las funciones o señales $X(t)$ y $Y(t)$, con relación a un retraso o desplazamiento (u) en el eje o dominio (t), de una de las funciones respecto a la otra, ver Figura 3-4.

La representación numérica o digital de la correlación cruzada $C_{xy}(u)$ de dos funciones digitales $X(n)$ y $Y(n)$ se expresa como:

$$C_{XY}(u) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} X_n Y_{n+u} = \sum_{n=-\infty}^{\infty} X_{n-u} Y_n . \quad (\text{III.5})$$

Esta relación puede ser visualizada como el desplazamiento de la función X_n sobre el dominio de intervalos discretos “ n ”, y para cada desplazamiento (u), se multiplican entre si los valores de las dos funciones X_n y Y_{n+u} que corresponden a cada uno de los intervalos n , y se suman los productos, ver Figura 3-5.

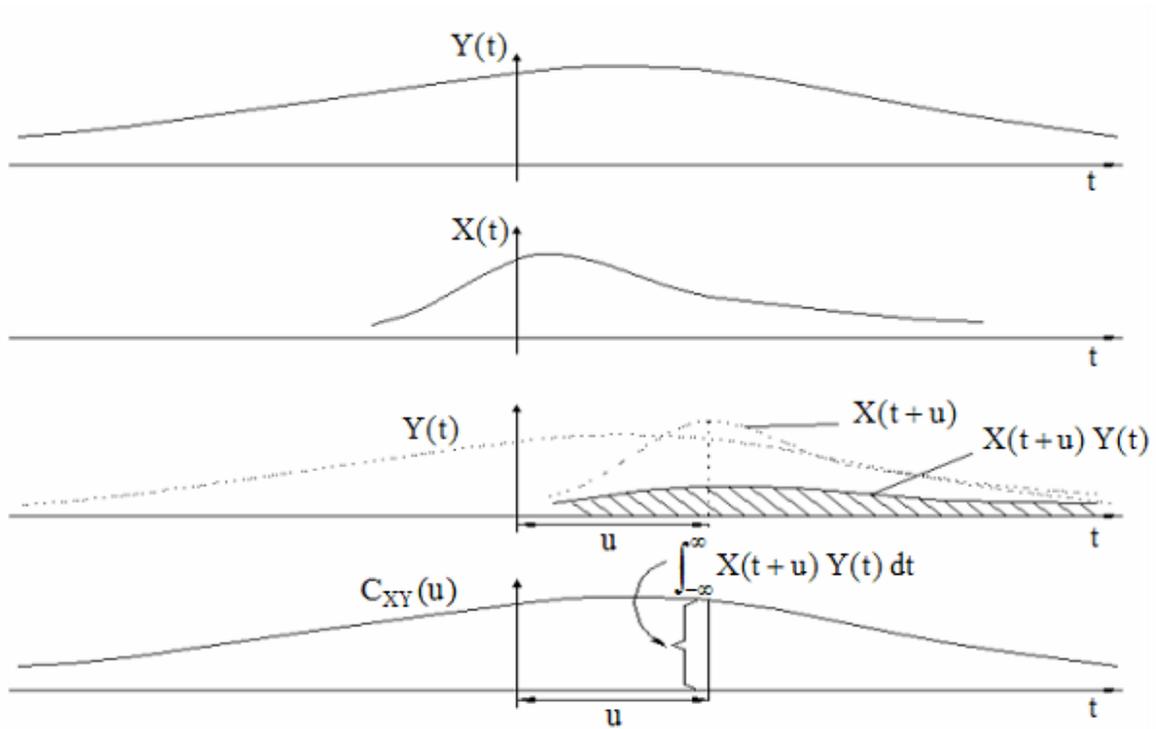


FIG. 3-4. CONCEPTUALIZACIÓN GRÁFICA DE LA CORRELACIÓN CRUZADA (MODIFICADA DE BRACEWELL³¹).

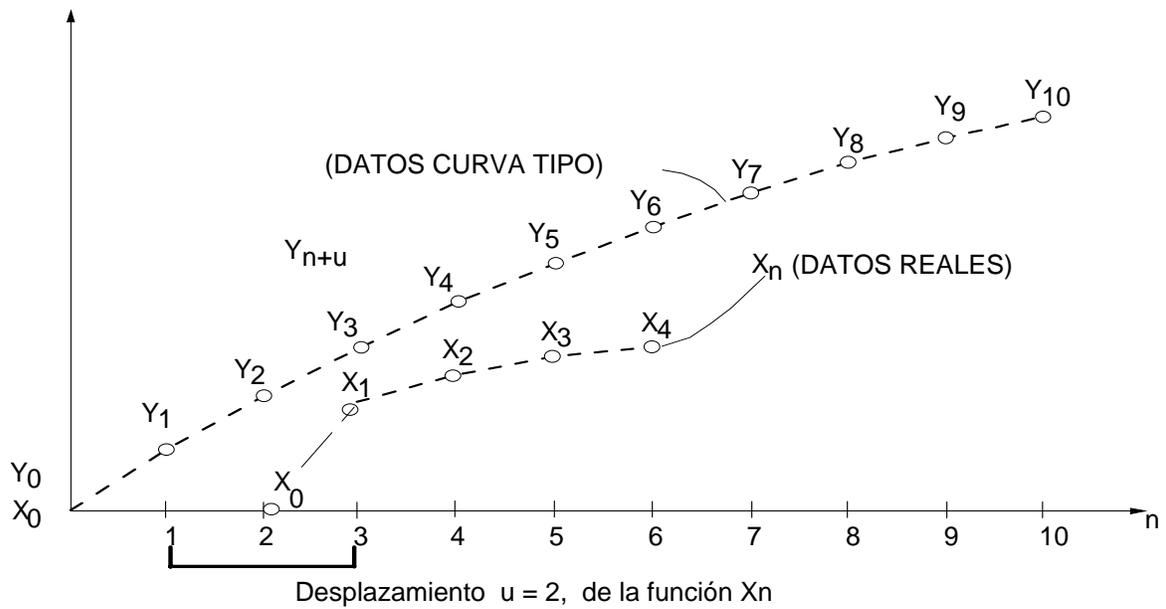


FIG. 3-5. ESQUEMA DISCRETIZADO DE LA CORRELACIÓN MATEMÁTICA.

Considerando la correlación digital o discreta:

$$C_{XY}(U) = \sum_{n=0}^{n+m} X_n Y_{n+u} = \sum_{n=0}^{n+m} X_{n-u} Y_n \quad (\text{III.6})$$

Siendo: $X_n = 0, \dots, X_0, X_1, X_2, X_3, X_4, 0, \dots; n = 4$
 $Y_m = 0, \dots, Y_0, Y_1, Y_2, Y_3, Y_4, Y_5, Y_6, Y_7, Y_8, Y_9, Y_{10}, 0, \dots; m = 10.$

Entonces se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Para: } u = 1 \quad C_{XY}(1) &= \dots + 0 + X_1 Y_2 + X_2 Y_3 + X_3 Y_4 + X_4 Y_5 + 0 + \dots \\ u = 2 \quad C_{XY}(2) &= \dots + 0 + X_1 Y_3 + X_2 Y_4 + X_3 Y_5 + X_4 Y_6 + 0 + \dots \\ u = 10 \quad C_{XY}(10) &= 0 \end{aligned}$$

Con el objeto de visualizar adecuadamente el concepto de la correlación cruzada a continuación se presenta un ejemplo numérico de aplicación.

Al lado izquierdo de la Figura 3-6 se presenta la tabulación de datos de las funciones arbitrarias $Y(t)$ y $X(t)$ a las cuales se les estima su correlación cruzada.

Observe la representación gráfica al lado derecho de la tabulación de las funciones y su función de correlación cruzada. Note que la función $X(t)$ corresponde a la parte central de la función $Y(t)$. La tabulación inferior izquierda presenta los cálculos de la correlación cruzada para diferentes desplazamientos " u ".

De la gráfica de la función correlación, abajo a la derecha de la Figura 3-6, se deduce que el máximo valor, esto es, el mejor ajuste, se obtiene cuando la función $X(t)$ tiene un desplazamiento $u = 0$ que corresponde precisamente a la posición actual de las curvas $Y(t)$ y $X(t)$ presentadas en la figura.

Las formas de los registros geofísicos de pozo, tales como los perfiles del potencial espontáneo, la señal sónica de tiempo de tránsito y del neutrón así como todas las curvas de resistividad eléctrica se caracterizan por tener deflexiones muy parecidas a la funciones presentadas como ejemplo, esto es, picos y valles a lo largo de la

profundidad. El concepto de correlación cruzada tiene una aplicación³⁴ inmediata en la correlación automática de registros geofísicos de pozos con resultados exitosos.

t	$Y(t)$	$X(t)$
-10	80	
-9	90	
-8	120	
-7	180	
-6	200	
-5	220	
-4	240	240
-3	280	280
-2	300	300
-1	350	350
0	380	380
1	350	350
2	300	300
3	280	280
4	240	240
5	220	
6	200	
7	180	
8	120	
9	90	
10	80	

u	C_{xy}
-6	518800
-5	598800
-4	684600
-3	756000
-2	800100
-1	831200
0	841400
1	831200
2	800100
3	756000
4	684600
5	598800
6	518800

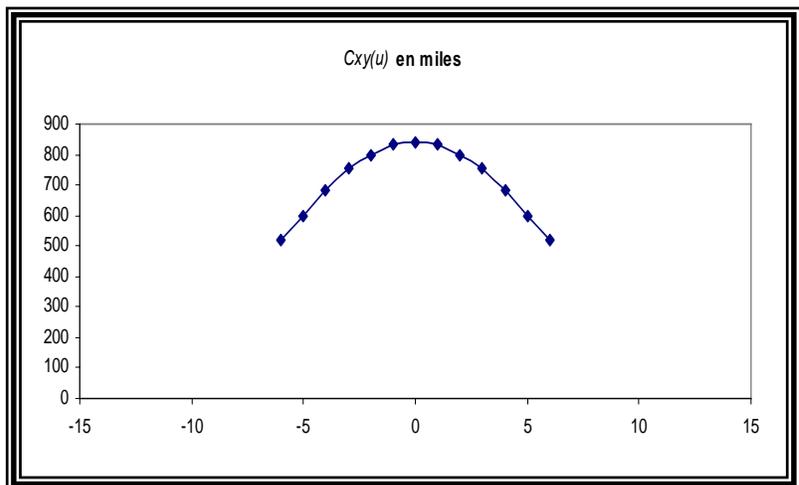
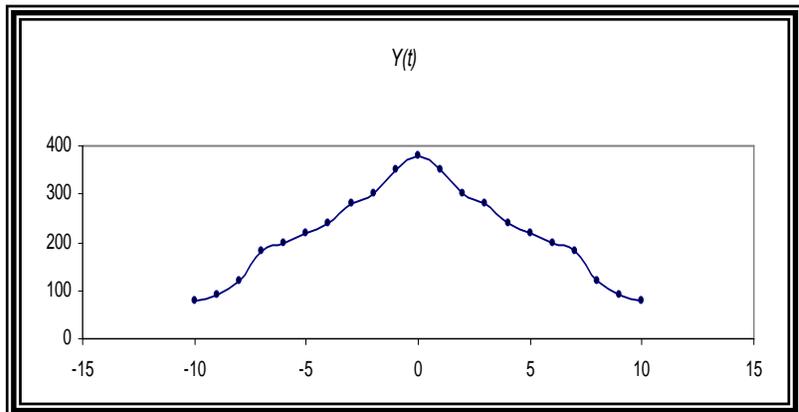
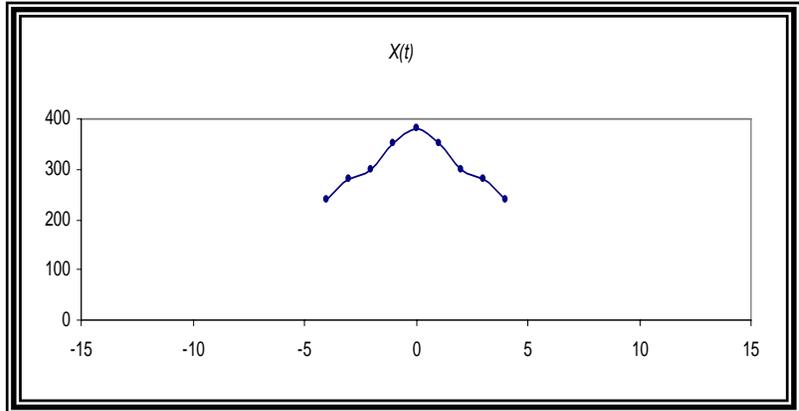


FIG. 3-6. EJEMPLO NUMÉRICO DE LA CORRELACIÓN MATEMÁTICA ENTRE DOS FUNCIONES DISCRETAS.

En el caso del análisis de pruebas de presión, la situación normal es tener curvas que incrementan su valor respecto al tiempo, sin los picos y valles de los registros geofísicos de pozo, razón por la cual la correlación cruzada no reporta resultados satisfactorios¹⁰.

III.5 Consideraciones generales

Como se ha mencionado anteriormente, una señal puede contener una gran cantidad de información y a partir de un tratamiento matemático, conocido como transformación puede revelarse información escondida o enmascarada. La transformada de una señal, representada como un vector, es una nueva representación que se conoce como la señal procesada.

En pruebas de presión la señal original es función del tiempo y la información puede estar oculta, al aplicar la transformada se obtiene el espectro de frecuencias que es una representación del contenido de componentes de frecuencias de la señal original.

Es muy probable que la señal producida en una prueba de presión tenga una frecuencia variable en el tiempo, ya que a medida que la prueba avanza “encuentra” varios efectos debidos al pozo y a la formación. En general una prueba de presión es una señal no estacionaria³⁷ y la transformada de Fourier no es adecuada para el análisis de los componentes de frecuencia.

Se han desarrollado técnicas para generalizar el uso de la transformada de Fourier a señales no estacionarias, una de ellas es la transformada de Fourier de tiempos cortos, la cual se caracteriza por analizar ventanas pequeñas de información en tiempo, determinadas por el analista, con el inconveniente de que la precisión del análisis puede afectarse sensiblemente debido a una selección inadecuada del tamaño.

Otras transformadas que han sido aplicadas exitosamente al área de Ingeniería Petrolera^{35,36,37} son las “Wavelets” que eliminan la limitación de la transformada de Fourier respecto al tamaño de la ventana de análisis. Las Wavelets, son aplicables a señales no estacionarias y el tamaño de la ventana puede variarse durante el análisis para determinar exactamente la ocurrencia de eventos tanto en el dominio del tiempo o la frecuencia. Cuando se requiere conocer más precisamente la información de baja frecuencia se utiliza una ventana grande, y una chica cuando se busca información de alta frecuencia.

Durante las últimas décadas, en la literatura petrolera se han publicado, varias aplicaciones de Wavelets y familias de Wavelets y seguramente se desarrollarán técnicas más efectivas para apoyar en el análisis de pruebas de presión. Las aplicaciones publicadas están relacionadas con la desuperposición de los datos de campo del ruido debido a cambios en temperatura en la sonda de medición, la electrónica misma y a efectos debidos a la calibración. También se tienen logros en la detección de cambios que revelan eventos que se sucedieron durante la toma de la prueba que son imperceptibles en la señal en el dominio del tiempo tales como la determinación precisa del cierre de los pozos, presencia de fronteras impermeables, etcétera.

ANÁLISIS AUTOMÁTICO POR MEDIO DE CURVAS TIPO

IV.1 Introducción

Durante varias décadas, en el análisis de pruebas de presión de un solo pozo, los analistas convencionalmente utilizaron los métodos de Miller-Dyes y Hutchinson³⁸ y el de Theis-Horner³⁹, en que se grafica los datos de variación de presión del pozo respecto al logaritmo del tiempo. En la gráfica resultante se determina la porción recta representativa de los datos que no están afectados por efectos de almacenamiento y de frontera, cuya pendiente y ordenada al origen es la base para determinar ciertas características físicas del yacimiento y del daño al pozo. En muchas ocasiones la determinación de tal porción recta resulta bastante ambigua.

La tendencia actual del análisis de curvas de presión, incluye el estudio de los datos para tiempos cortos afectados por el almacenamiento del pozo, así como los datos para tiempos largos afectados por las condiciones de frontera del yacimiento. El análisis de datos para tiempos cortos y largos, está sustentado en modelos matemáticos que establecen el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento bajo ciertas restricciones o características físicas.

Esta perspectiva fue iniciada en 1970 por Agarwal⁴⁰ y colaboradores, y por Wattenbarger y Ramey⁴¹, quienes mostraron soluciones para el análisis de pruebas de presión a tiempos cortos, suponiendo flujo radial de fluidos en un yacimiento con comportamiento homogéneo, considerando efectos de almacenamiento del pozo y factor del daño a la formación. A partir de estos años varias universidades y empresas de Estados Unidos, iniciaron el uso de las computadoras como herramientas de ayuda

en el análisis de las pruebas de presión de pozos petrolíferos⁴², buscando como objetivo final la automatización; objetivo no alcanzado a la fecha.

El procedimiento de análisis de pruebas de presión, generalmente adoptado por los expertos, Figura 4-1, consiste primeramente en definir el modelo teórico o de interpretación. Esto se logra con el apoyo en la información geológica, geofísica del campo y de la terminación de los pozos, en diversas gráficas de diagnóstico y/o el uso de sistemas expertos de análisis. Posteriormente se procede a la estimación de los parámetros del modelo mediante procedimientos de regresión no-lineal y/o ajuste visual por curvas tipo, y finalmente se efectúa un proceso de validación del análisis a través de la congruencia de diversas técnicas, con base en el análisis de la función de error de ajuste de los datos de campo y el simulador analítico, que representa el modelo de interpretación y la congruencia con el modelo geológico y geofísico del campo.



FIG. 4-1. PASOS SEGUIDOS POR LOS EXPERTOS PARA EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

La identificación del modelo teórico se basa en el conocimiento del analista en el área en que se realizó la prueba y en su experiencia en la interpretación de rasgos característicos, que se presentan en el perfil de la variación de la presión y de la función derivada contra tiempo.

En este punto, es importante hacer notar que la identificación del modelo así como la estimación de parámetros por la técnica de Curvas Tipo, son procesos fundamentalmente visuales, de vital importancia para lograr un análisis correcto de las mediciones de campo.

El procedimiento de análisis de datos para tiempos cortos y largos, consiste en ajustar los datos reales de pozo por medio de familias de curvas que representan soluciones analíticas para el comportamiento del pozo bajo diferentes restricciones reales; la curva que permita el mejor ajuste constituye el modelo teórico más representativo para los datos reales. Este procedimiento de ajuste o correlación de datos reales con curvas tipo, es aplicable a toda clase de pruebas de presión donde existen soluciones analíticas representadas por familias de curvas tipo o modelos: Incremento, Decremento, Inyección, Decaimiento de presión ("Fall-off") e Interferencia.

En pruebas de un solo pozo el ajuste o correlación de datos reales con curvas tipo, representa una herramienta indispensable para analizar las pruebas de presión cuando se tienen datos insuficientes para ser analizados por los métodos semilogarítmicos; además, es una herramienta auxiliar en la determinación de la porción recta "semilogarítmica" cuando existen datos suficientes.

Para pruebas de pozos múltiples, objetivo del presente trabajo, el uso de curvas tipo es fundamental en el análisis, ya que solo en casos muy especiales se presenta la recta "semilogarítmica" necesaria; esta situación se debe a que se requiere que la prueba sea de muy larga duración, y que la geometría de flujo de los fluidos en el yacimiento sea radial. En flujo de fluidos de tipo lineal y esférico no se presenta una recta semilogarítmica.

El ajuste manual con curvas tipo implica subjetividad y posibilidad de error, debido a la gran semejanza entre las diversas curvas tipo, por ser un proceso eminentemente visual. Actualmente, aunque se han alcanzado avances importantes, el proceso de percepción visual no ha sido completamente entendido; sin éste entendimiento no es posible desarrollar con precisión programas de cómputo que emulen esta importante función de los seres humanos.

Como se revisó en el capítulo III, la teoría de señales desarrollada extensivamente en las áreas de ingeniería de telecomunicaciones, electrónica y control, presenta varias herramientas, entre ellas el teorema de correlación o correlación matemática para establecer el grado de semejanza entre señales. El lector recordará que las señales para el caso del análisis de pruebas de presión en pozos, están constituidas por el registro de campo de tiempo contra presión de fondo y la curva tipo teórica representativa del modelo matemático del yacimiento.

Debido a la forma general de las curvas tipo, las técnicas de ajuste utilizadas en teoría de señales no son aplicables, ya que el mejor ajuste, esto es el valor máximo de la correlación cruzada, se obtiene siempre en el mayor desplazamiento a la derecha de la curva de datos sobre la curva tipo.

Este capítulo tiene por objetivo presentar un procedimiento eficiente de correlación o ajuste de dos funciones, aplicable al análisis de pruebas de presión por medio de curvas tipo, que determina el modelo representativo de los datos reales y realiza la estimación de los parámetros que caracterizan el comportamiento del yacimiento y el pozo. Observe que el proceso planteado en esta tesis cubre completamente el segundo paso y parte del primero al sustituir eficientemente el uso de los sistemas expertos.

A la correlación de ajuste propuesta, derivada de la teoría de señales y basada en reglas simples de correlación, movimiento horizontal, multiplicación y suma, se le denominó **NHÉS (Néstor-HÉber-Samaniego)**.

La correlación **NHÉS** representa una nueva metodología, basada en la Teoría de Señales, para la estimación automática de parámetros de las pruebas transitorias de presión usando la técnica de ajuste por Curvas Tipo. El procedimiento automatizado permite eliminar la subjetividad del analista, que se presenta al comparar visualmente los datos reales con las curvas tipo, correlacionar eficientemente los datos reales a un gran número de familias de curvas tipo y realizar rápidamente el análisis de un gran número de datos de presión. Además con el uso de una base de datos de curvas tipo es posible seleccionar automáticamente el mejor modelo teórico de ajuste a los datos de campo, eliminando así la necesidad de una selección a priori por parte del analista.

Los procedimientos de regresión no-lineal⁶ buscan, a través de diversos modelos de optimización, reducir a un valor mínimo la suma de las diferencias entre los valores de presión medidos en campo y los estimados con un modelo matemático, que representa el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso y que el analista elige en función de su experiencia y de información geofísica, geológica y de pruebas de presión analizadas en el yacimiento.

La técnica de regresión no-lineal (RNL) involucra la solución de sistemas grandes de ecuaciones no-lineales, que requieren un esfuerzo importante de cómputo por ser esencialmente iterativos; adicionalmente, el proceso está afectado por el ruido presente en la señal y tienen problemas de convergencia cuando el vector inicial de parámetros por estimar no se elige adecuadamente por el analista.

El procedimiento de ajuste **NHÉS**, al igual que los métodos de regresión no-lineal de uso actual generalizado, resuelve el problema inverso de la estimación de parámetros, pero de una forma más rápida y con la ventaja, de que los resultados no están afectados por datos no representativos del sistema.

La técnica **NHÉS** ha sido probada a través del análisis de cientos de casos sintéticos y de campo, además de que es útil para todos los tipos de pruebas existentes. En la presente tesis se ejemplifica su aplicación a pruebas de pulsos.

IV.2 Correlación CORINE¹⁰

A principios de los años 80's, al inicio de la investigación¹⁰ del autor de la presente tesis relacionada con la teoría de señales, se trató de evitar la subjetividad del ajuste visual en el ajuste de los datos de presión de campo con las curvas tipo, aplicando directamente el concepto de correlación matemática, presentado en el capítulo III. Es importante resaltar que este procedimiento ya había demostrado su utilidad en la correlación de registros geofísicos de pozo³⁴.

La correlación matemática se utilizó para ajustar o correlacionar datos reales de presión de pozos en México con familias de curvas tipo publicadas en la literatura, lo cual se esquematiza en la Figura 3-5, donde se puede apreciar que conforme la función X_n se desplaza hacia el extremo derecho del eje "n", el valor de la función de correlación incrementa continuamente, debido a los valores monótonamente crecientes de las curvas tipo y reales. Esta situación daba lugar a que la función de correlación siempre tenía un máximo cuando los datos de presión del pozo se desplazaban al extremo derecho de la curva tipo y no como teóricamente se esperaba, en la posición de mejor ajuste

Al tratar de resolver esta deficiencia de la correlación matemática para el análisis de pruebas de presión, así como de otras relacionadas con formas normalizadas de la correlación cruzada que originaban grandes tiempos de cómputo, se visualizó una concepción original para efectuar el ajuste de las curvas, a la cual se le denominó **CORINE**¹⁰(**CO**rrelación **RI**coy-**NE**stor).

En la Figura 4-2, se puede apreciar que al desplazar la función $X(t)$ sobre la función $Y(t)$ en forma paralela y con un punto en común, el área diferencial entre estas dos funciones, tiende a disminuir o aumentar, dependiendo del grado de semejanza entre ellas.

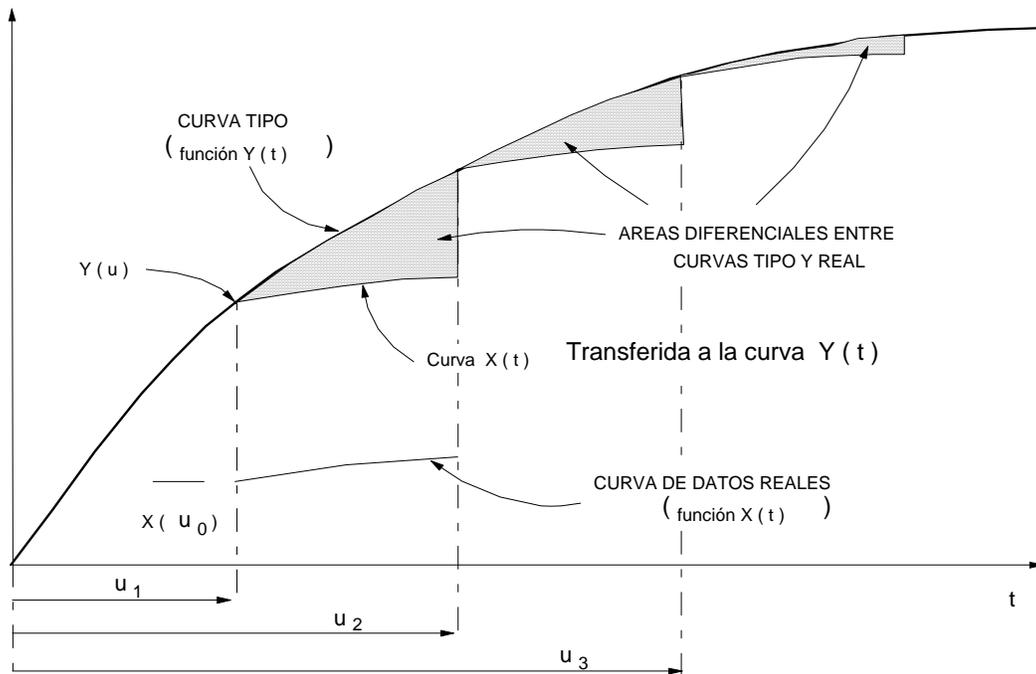


FIG. 4-2. DESPLAZAMIENTO DE LA CURVA REAL SOBRE LA CURVA TIPO.

La variación de esta área diferencial, respecto al desplazamiento entre las curvas, fue deducida y expresada en términos analíticos y digitales, como se muestra a continuación⁴³:

$$C(u) = \int_{-\infty}^{\infty} \left[Y(t) - \frac{Y(u)}{X(u_0)} X(t-u) \right] dt = \int_{-\infty}^{\infty} \left[\frac{X(u)}{Y(u_0)} Y(t+u) - X(t) \right] dt. \quad (IV.1)$$

La relación $Y(u)/X(u_0)$ es un factor que permite desplazar paralelamente a la función $X(t)$ sobre la función $Y(t)$, manteniendo a la ordenada $X(u_0)$ como punto común con la función $Y(t)$.

Esta integral, en forma discreta o digital puede expresarse como:

$$C_u = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} \left[Y_n - \frac{Y_u}{X_{u_0}} X_{n-u} \right] = \sum_{n=-\infty}^{+\infty} \left[\frac{X_u}{Y_{u_0}} Y_{n+u} - X_n \right]. \quad (IV.2)$$

Se puede inferir de la misma Figura 4-2, que el valor del área diferencial $C(u)$, entre la curva tipo y la real puede ser positivo o negativo para cada valor específico de u , dependiendo de los valores relativos de las dos funciones. El área diferencial es positiva cuando la función $Y(t)$, esta en la mayor parte de la señal o totalmente por arriba de $X(t)$, siendo negativa en la condición contraria.

En la Figura 4-3 se presenta un caso típico de ajuste con datos reales de campo. El eje de las abscisas corresponde al desplazamiento, u , de la curva de datos sobre la curva tipo; este caso considera 1840 desplazamientos. En el recuadro de esta Figura 4-3, parte superior central, puede observarse el comportamiento total del ajuste en todo el rango analizado, siendo la gráfica mayor un acercamiento.

El valor del área diferencial $C(u)$ estimado por medio de la ecuación (IV.2), se representó por $DIFREL$, su valor absoluto por $Abs(DIFREL)$, y el área diferencial considerando los valores absolutos de la sumatoria como $DIFABS$. La diferencia entre los valores $DIFABS$ y $DIFREL$ se denominó $DIFAR$ y la diferencia entre $DIFAR$ y $Abs(DIFREL)$ como $DFAAR$.

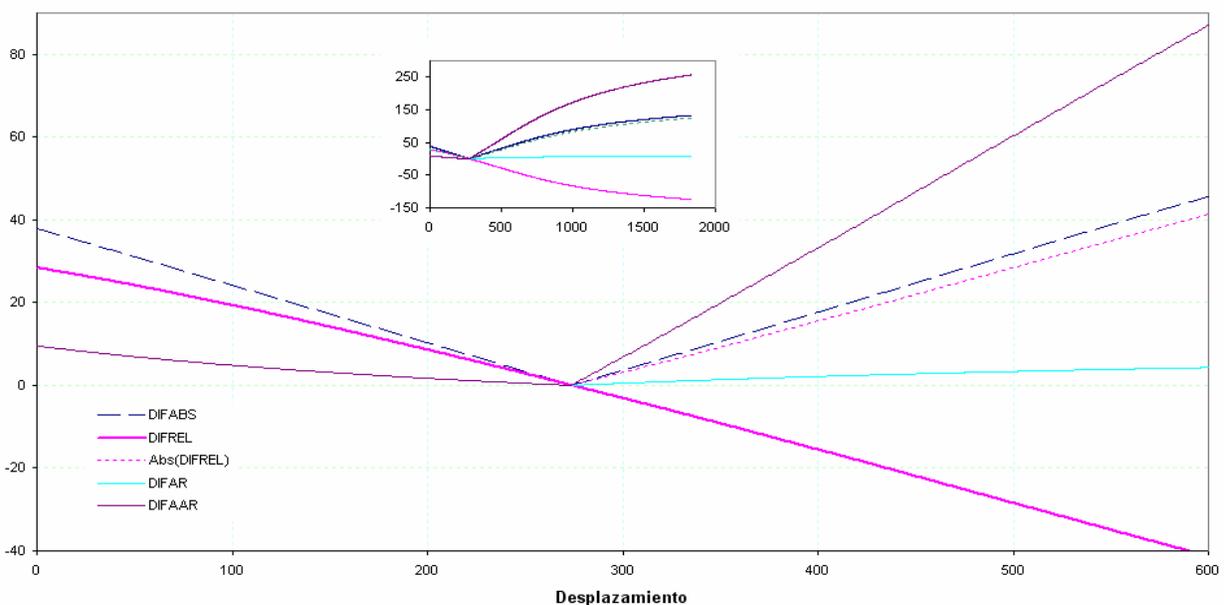


FIG. 4-3. ÁREAS DIFERENCIALES ENTRE UNA CURVA TIPO Y DATOS DE CAMPO, AL SER DESPLAZADOS ENTRE SÍ.

Observe que los parámetros $Abs(DIFREL)$ y $DIFABS$ tienen un mínimo, casi cero, en un valor de desplazamiento igual a 274, el cual corresponde al movimiento en el que la curva tipo y la de campo tienen el mayor ajuste; este comportamiento también es válido para $DFAAR$.

En general, este comportamiento se presenta en todos los cientos de casos, sintéticos y de campo, estudiados; es importante mencionar que los casos están constituidos por pruebas de un solo pozo y múltiples. Los datos de campo considerados para construir la Figura 4-3, contienen poco ruido pero a medida que los datos presentan mayor ruido, la estabilidad de la correlación se mantiene definiendo adecuadamente el mejor ajuste, aunque los parámetros graficados ya no se presentan tan suaves como los mostrados en la Figura 4-3.

Fácilmente puede deducirse que el procedimiento de ajuste automático para una curva tipo específica, constituida por una familia de curvas, consiste en estimar el valor de $DIFABS$ mínimo para cada curva, comparando todos los valores obtenidos para determinar la mejor curva de ajuste y su desplazamiento específico. La Figura 4-4, presenta un caso típico para una prueba de interferencia de presión.

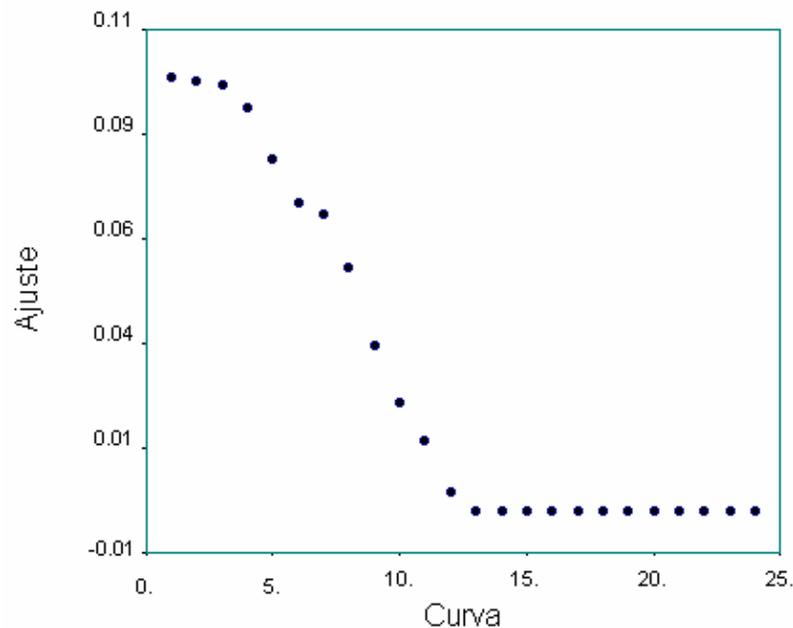


FIG. 4-4. GRÁFICA DE AJUSTE GLOBAL PARA UNA CURVA TIPO CON DATOS REALES DE CAMPO.

En la Figura 4-4, se muestra el ajuste global para una Curva Tipo constituida por 24 curvas individuales representativas de diferentes condiciones del yacimiento y/o condiciones de producción. En el eje de las ordenadas se grafica el mejor ajuste, *DIFABS*, obtenido para cada una de las curvas. En este caso la mejor curva de ajuste es la 24, ya que presenta el valor de ajuste más cercano a cero.

Para realizar el análisis automático en una forma eficiente, se diseñaron y desarrollaron en esta tesis varias rutinas de cómputo que permiten efectuar el procedimiento en solo algunos segundos.

Antes de ejecutar las rutinas es necesario resolver los modelos analíticos, que están representados en las curvas tipo, con la finalidad de tener valores tabulados o discretos. Con estos valores se construyen bases de datos a intervalos de tiempo adimensionales constantes, que después serán comparados con los datos de campo convenientemente interpolados para que correspondan a los mismos intervalos.

La exactitud de los resultados del análisis depende de la cantidad de curvas consideradas en la Curva Tipo, así como en la selección de los intervalos de tiempo adimensionales seleccionados; la precisión es mayor, si el número de curvas aumenta y/o el intervalo de muestreo entre tiempos disminuye.

La calidad de la correlación **CORINE** se validó con el análisis de un gran número de pruebas reales, donde se comprobó su alta eficiencia, precisión y flexibilidad de uso con cualquier familia de curvas tipo.

IV.3 Correlación NHÉS.

Efectivamente la correlación **CORINE** reporta buenos resultados con la mayoría de las Curvas Tipo publicadas en la literatura, pero tiene fallas al aplicarla en algunas con características especiales lo cual se detallará dentro de este subcapítulo. Los problemas de ajuste identificados en el análisis de datos de campo, fueron la motivación principal para el desarrollo de la Correlación **NHÉS**, la cual tiene un uso generalizado para cualquier Curva Tipo disponible.

Al tratar de analizar automáticamente con la correlación **CORINE**, una prueba real de pulsos presentada en el capítulo 10 de los apuntes de posgrado, “*Pressure Transient Testing*”⁴⁴, de la Universidad de Texas A&M, se presentaron problemas de ajuste.

Se efectuó una prueba de pulsos entre dos pozos separados a 492 pies en un yacimiento homogéneo e isotrópico con comportamiento infinito. El pozo activo se abrió a producción por 72 minutos y se cerró por 72 minutos durante varios ciclos, con un gasto de 300 br/día. La Figura 4-5 presenta el comportamiento del gasto en el pozo activo y la presión en el pozo observador. Otros datos de interés para el análisis son $\mu_o = 1$ cp, $B_o = 1.009$, $c_t = 3 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$ y $h = 20$ pies. La tabla 4-1 presenta los datos tabulados de tiempo contra presión.

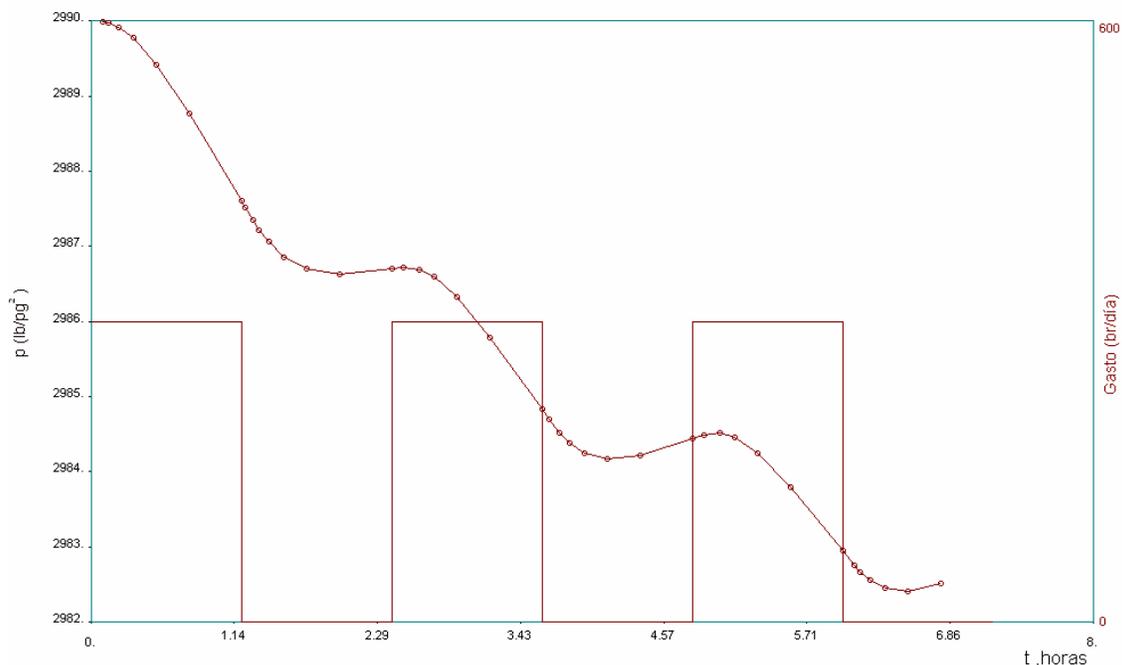


FIG. 4-5. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN Y EL GASTO EN LA PRUEBA DE LOS APUNTES⁴⁴ “PRESSURE TRANSIENT TESTING”.

El ajuste se realizó utilizando una curva tipo de gasto variable desarrollada específicamente para el caso estudiado. En el capítulo V de esta tesis se explica detalladamente la técnica análisis. La curva tipo de gasto variable para éste caso se presenta en la Figura 4-6.

TABLA 4-1 DATOS DE PRESIÓN Y TIEMPO PARA EL CASO ANALIZADO⁴⁴.

t (min.)	p_{wf} (lb/pg ²)						
5.5	2989.99	92.5	2986.86	224.6	2984.52	335.2	2983.79
8.6	2989.98	103.2	2986.7	229.4	2984.38	360	2982.95
13.4	2989.92	119.2	2986.63	236.4	2984.25	365.5	2982.76
20.5	2989.77	144	2986.7	247.2	2984.17	368.6	2982.67
31.2	2989.42	149.5	2986.72	263.2	2984.21	373.4	2982.56
47.2	2988.76	157.4	2986.69	288	2984.44	380.5	2982.45
72	2987.6	164.5	2986.59	293.5	2984.49	391.2	2982.41
74	2987.51	175.2	2986.32	296.6	2984.51	407.2	2982.51
77.5	2987.35	191.2	2985.79	301.4	2984.51	432	2982.83
80.6	2987.22	216	2984.84	308.5	2984.45		
85.4	2987.07	219.4	2984.7	319.2	2984.24		

Los resultados reportados en la referencia 44, a partir de la técnica¹⁴ basada en los tiempos de atraso y amplitudes máximas para el pulso 4, son $k = 427.4$ md y $\phi = 0.41$.

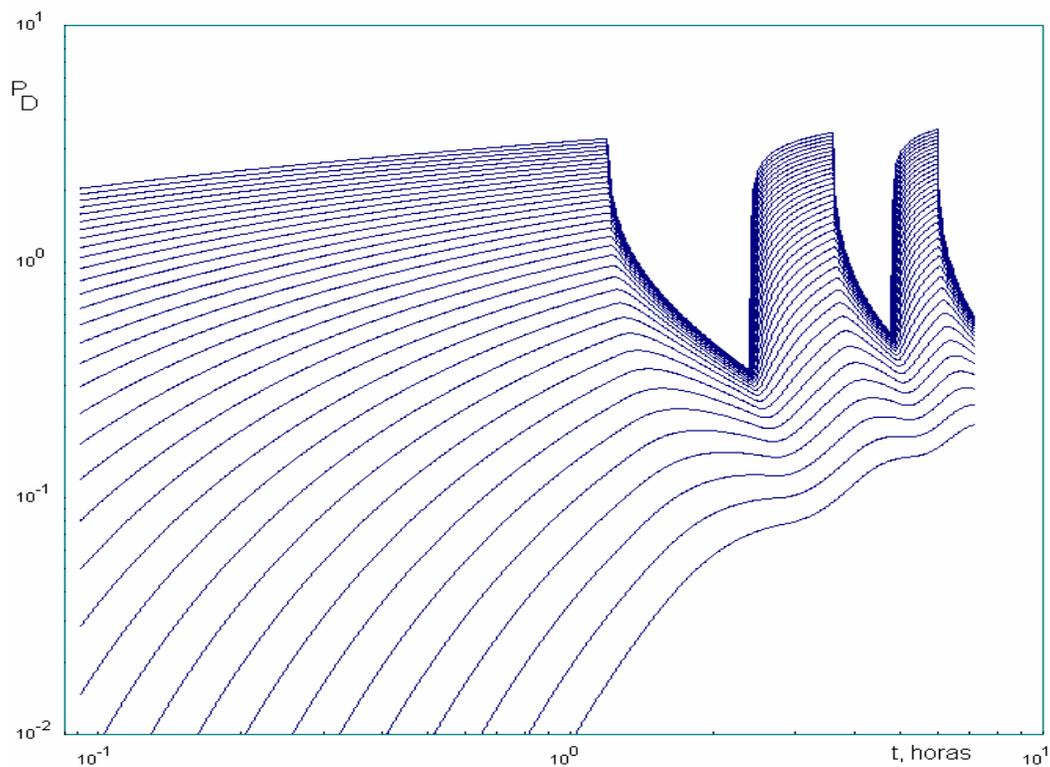


FIG. 4-6. CURVA TIPO DE GASTO VARIABLE PARA EL ANÁLISIS DEL CASO DE CAMPO PRESENTADO EN LOS APUNTES "PRESSURE TRANSIENT TESTING"⁴⁴.

Del análisis de los datos efectuado en el trabajo presente, se concluyó que los resultados reportados en los apuntes son erróneos, ya que el ajuste total logrado es muy malo como se aprecia en la Figura 4-7; la línea continua representa el resultado de un simulador analítico que se comenta en el Capítulo X, y los círculos a los datos de campo.

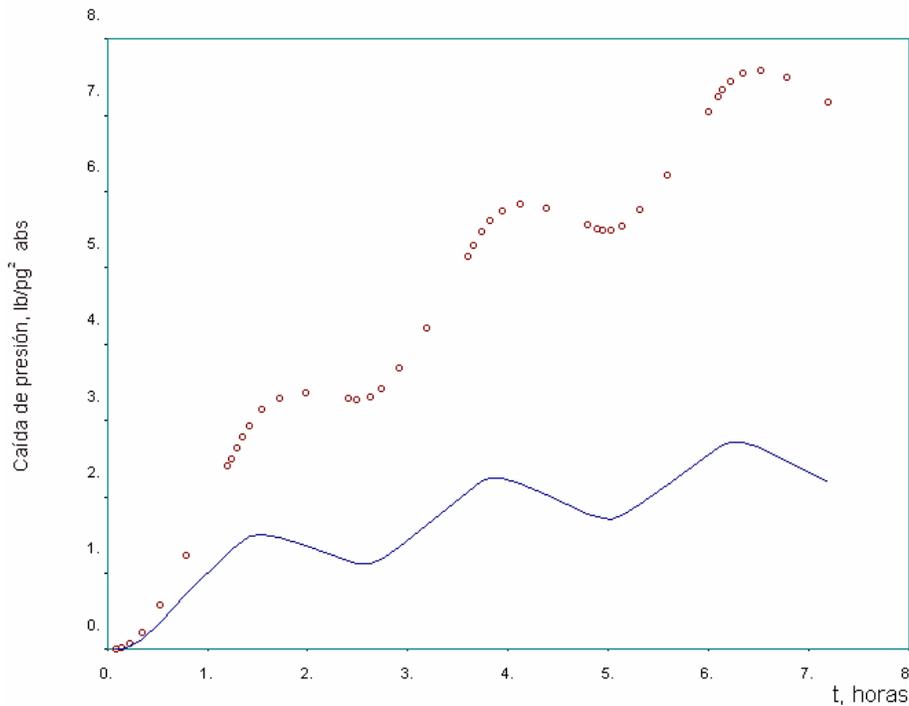


FIG. 4-7. AJUSTE DE LOS DATOS DE CAMPO CON LOS RESULTADOS REPORTADOS EN LA REFERENCIA 44.

A partir de un análisis de regresión efectuado con el sistema de cómputo que se presenta en el Capítulo X, se concluyó que los valores más adecuados son $k = 107.28$ md y $\phi = 0.18$, obteniéndose un ajuste bastante mejor, ver Figura 4-8. El ajuste no es perfecto, ya que los datos de campo en este caso contienen efectos de ruido aleatorio no contemplados en el modelo de yacimiento considerado.

Los resultados del ajuste automático usando **CORINE** reportaron resultados muy alejados de los estimados con la RNL, razón por la cual se procedió a investigar que ocasionaba la falla. Antes de iniciar la discusión se introducirá el concepto de pivote usado en el ajuste automático, aún no definido en este capítulo.

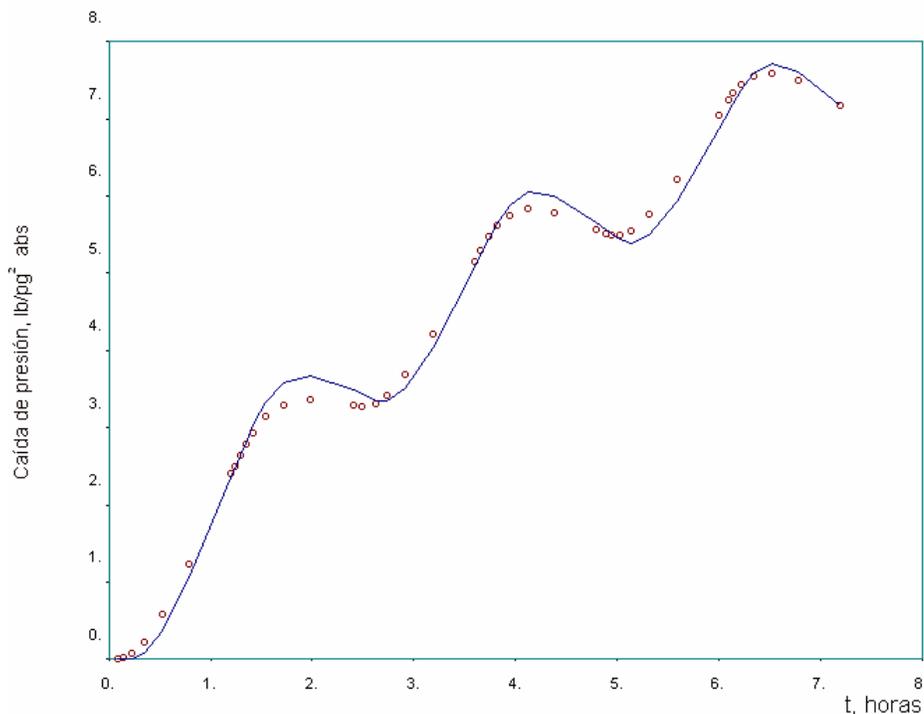


FIG. 4-8. AJUSTE DE LOS DATOS DE CAMPO CON LOS RESULTADOS ESTIMADOS POR REGRESIÓN NO LINEAL.

Observando la Figura 4-2 se concluye que es posible definir a la ordenada $X(u_0)$ en forma arbitraria a criterio del analista. Debido a que los datos de campo pueden tener una cantidad de ruido excesivo o estar algunos de ellos mal medidos implica que si el pivote u ordenada fija $X(u_0)$ se selecciona en forma inadecuada, el análisis será erróneo. Para reducir al mínimo esta incertidumbre, las rutinas de cómputo generadas seleccionan automáticamente un mínimo de cinco pivotes y efectúan el procedimiento para cada uno de ellos, comparando finalmente el error estimado en cada ajuste. Esta lógica de selección puede efectuarse con los datos de campo o con los interpolados a intervalos constantes.

La primera hipótesis para explicar la falla de la correlación **CORINE**, fue suponer que la definición de la correlación debería considerar las diferencias de los logaritmos y no la de los valores reales, ya que los ajustes manuales se realizan empleando gráficas doblelogarítmicas. La segunda hipótesis planteada fue que los pivotes, estaban mal seleccionados en el procedimiento programado.

En la Figura 4-9, se presentan los datos de caída de presión interpolados, curva superior, y las dos curvas tipo que se utilizaron para la investigación. En este caso particular de ajuste con curvas tipo de gasto variable, el número de los datos reales y los de las curvas tipo son iguales en magnitud, aunque esto generalmente no sucede con las curvas presentadas actualmente en la literatura. Debido a la característica comentada, el ajuste se efectúa solo en sentido vertical.

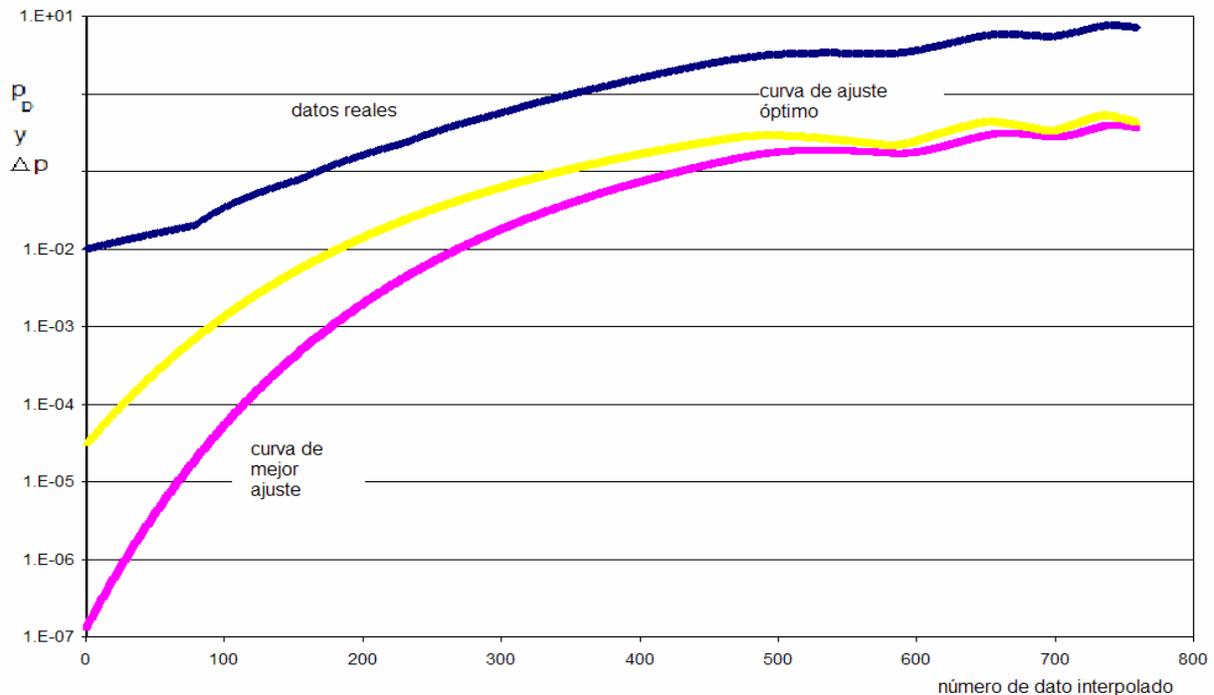


FIG. 4-9. DATOS REALES Y CURVAS TIPO POR AJUSTAR EN PAPEL SEMILOGARITMICO.

En la Figura 4-9, cada curva tipo corresponde a diferentes características del yacimiento definidas por t_D^1 como se explicará en el capítulo V, la de arriba es para $t_D^1 = 0.217228$, y es la de mejor ajuste real, tal como puede deducirse a simple vista. La correlación **CORINE** indica, en forma errónea, que la curva de abajo con parámetro $t_D^1 = 0.3631$ es la que presenta el mejor ajuste.

Los valores estimados de k y ϕ son totalmente diferentes a los del mejor ajuste real: $k = 166.17$ mD y $\phi = 0.162$ con la correlación **CORINE** y $k = 107.26$ md y $\phi = 0.1793$ con la curva de mejor ajuste real. Es importante resaltar que los resultados estimados

con la curva de mejor ajuste coinciden con los obtenidos por medio de la RNL comentados anteriormente.

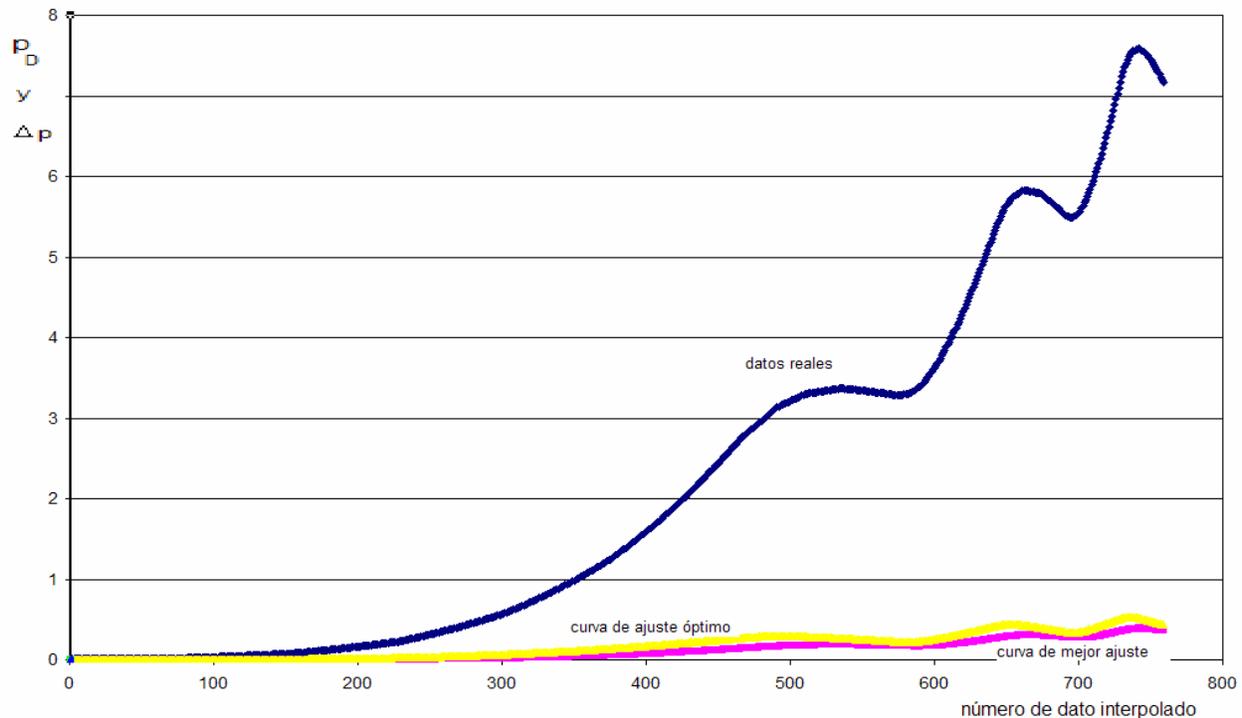


FIG. 4-10. DATOS REALES Y CURVAS TIPO EN PAPEL CARTESIANO.

Observe en las Figuras 4-9 y 4-10, que la forma de los datos cuando se grafican en papel cartesiano no se asemeja a las curvas tipo, tan explícitamente como cuando se usa una escala logarítmica. Para definir si el problema de la definición de ajuste automático era la sumatoria de las diferencias normales y no logarítmicas, se procedió a programar la siguiente definición de correlación.

$$C(u) = \int_{-\infty}^{\infty} \ln \left[Y(t) - \frac{Y(u)}{X(u_0)} X(t-u) \right] dt = \int_{-\infty}^{\infty} \ln \left[\frac{X(u)}{Y(u_0)} Y(t+u) - X(t) \right] dt. \quad (IV.3)$$

Nuevamente, aún con la modificación en la definición de correlación, se reportaron incongruencias. Otra posibilidad para la solución, fue pensar en mover la curva de datos por medio de un método basado en una suma algebraica que la acercara con la curva tipo, coincidiendo en el pivote seleccionado y no con una multiplicación como lo plantea la correlación.

La Figura 4-11 presenta en escala semilogarítmica el efecto de la multiplicación de los datos de campo por el pivote, para este caso el primer dato. La curva tipo corresponde a $t_D^1 = 0.217228$. En escala normal, la curva de datos se deforma tal como se muestra en la Figura 4-12.

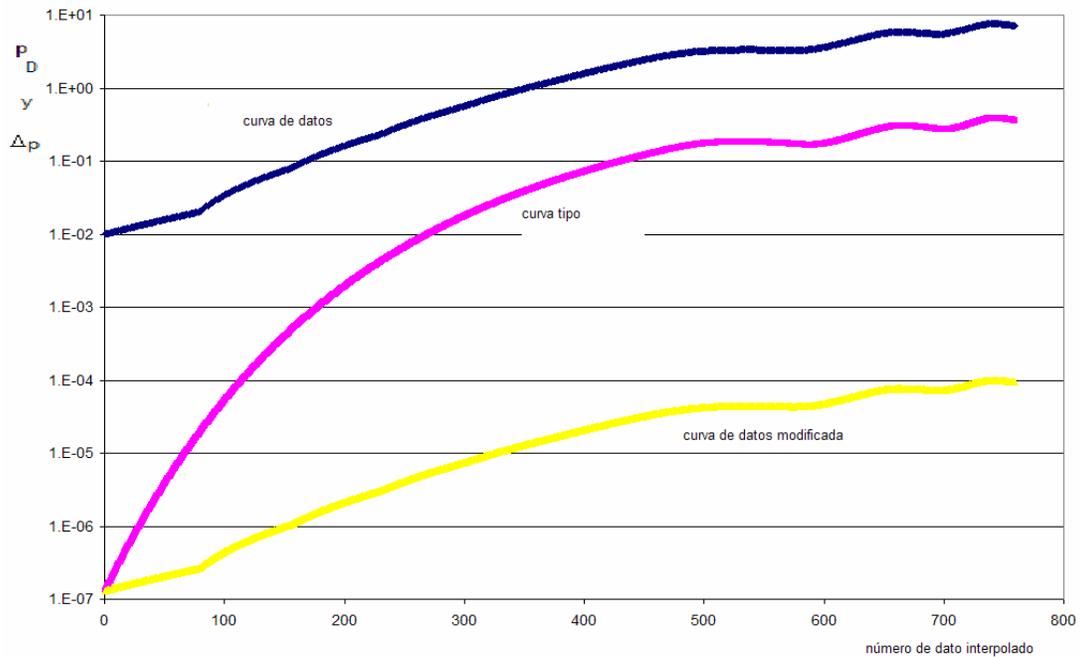


FIG. 4-11. MOVIMIENTO DE LA CURVA DE DATOS CUANDO SE MULTIPLICA POR EL PIVOTE, $t_D^1 = 0.217228$.

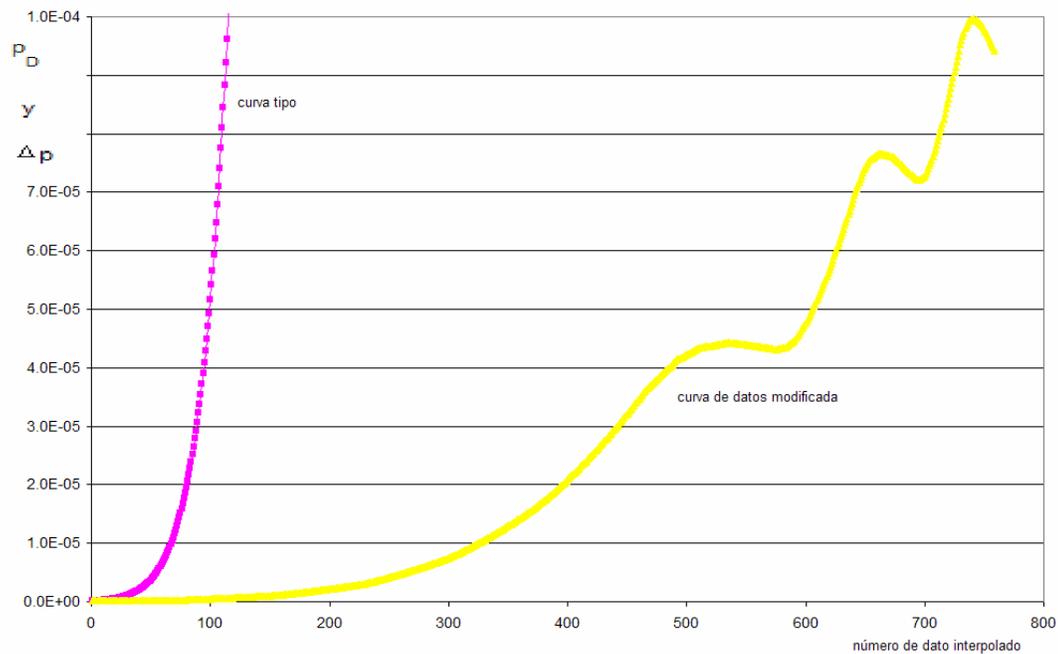


FIG. 4-12. DEFORMACIÓN DE LOS DATOS AL MULTIPLICARSE POR EL PIVOTE EN ESCALAS CARTESIANAS.

Se observa que la deformación es función del escalar multiplicador. La función no se deformaría si se le sumara o restara un escalar, lo cual se explica en forma lógica porque se traslada la función en forma paralela, sin modificar su forma.

Las Figuras 4-13 y 4-14 presentan el movimiento de la curva de datos hacia la curva tipo al sumar un escalar. La curva superior corresponde a la curva de datos. La curva intermedia es la de datos modificados y la inferior es la curva tipo; se utilizó como pivote el primer punto. Es importante notar que el movimiento en escala logarítmica, Figura 4-13, se encuentra deformado y no así en escalas cartesianas, Figura 4-14.

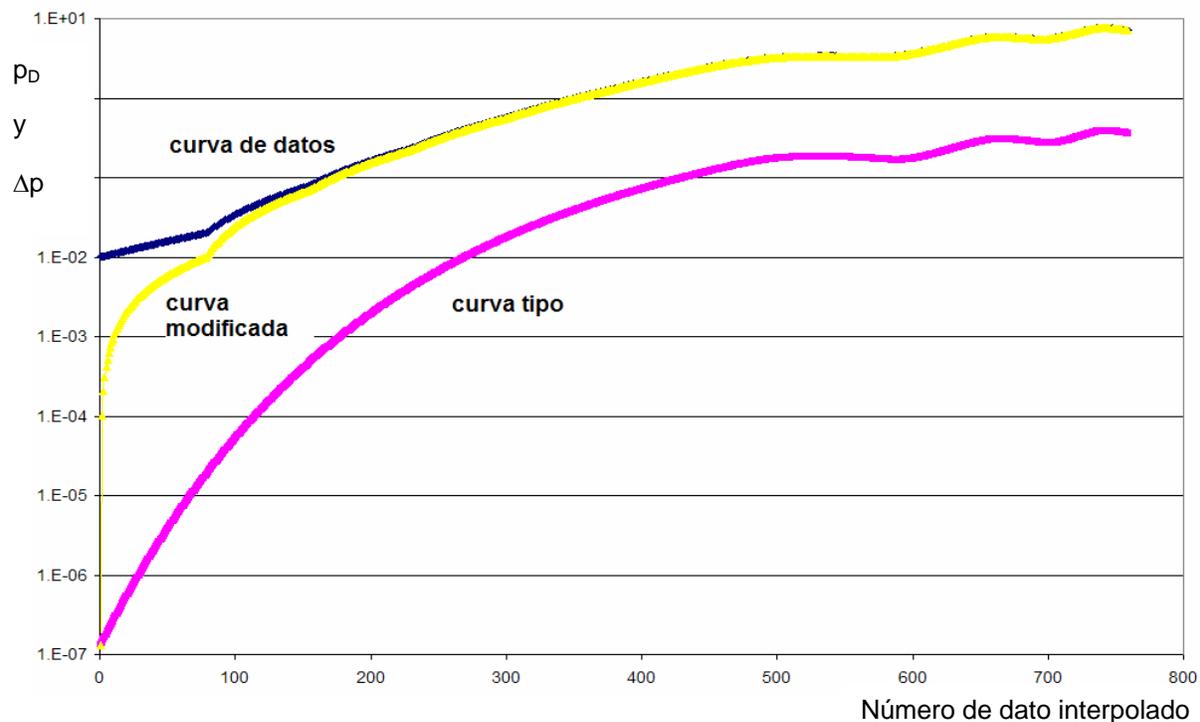


FIG. 4-13. DEFORMACIÓN DE LA CURVA DE DATOS AL MOVERSE HACIA LA CURVA TIPO, MEDIANTE UNA SUMA SIMPLE (TRASLACIÓN)

Recordando que la función logaritmo tiene la siguiente propiedad:

$$\log(ab) = \log(a) + \log(b), \quad (\text{IV.4})$$

se puede explicar el comportamiento mostrado; esto es, el multiplicar la función de datos por un escalar y después graficarla en papel logarítmico es equivalente a una traslación en ejes logarítmicos.

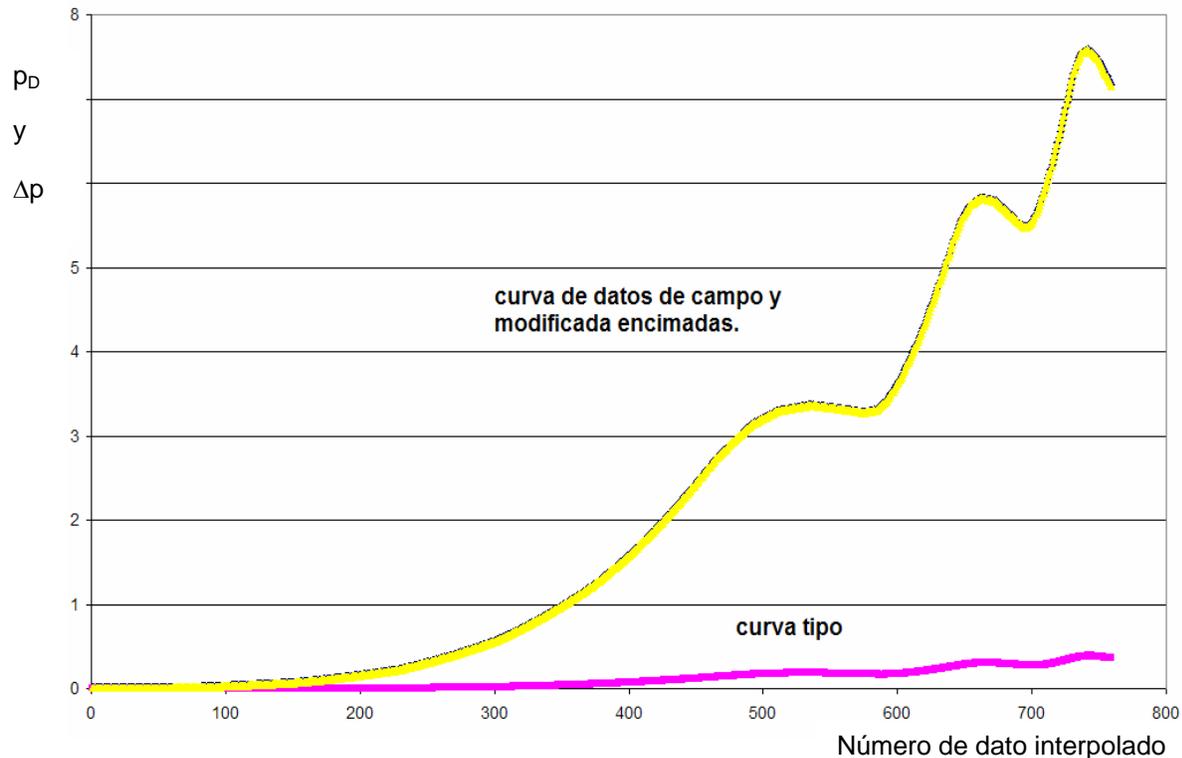


FIG. 4-14. DEFORMACIÓN DE LA CURVA DE TIPO DE MEJOR AJUSTE EN ESCALAS CARTESIANAS.

Debido a que la técnica de curvas tipo considera el ajuste en gráficas logarítmicas, se concluye que para el análisis automático la multiplicación por el pivote es lo correcto, y no así la traslación de datos mediante una suma.

La discusión anterior permitió concluir que la primera hipótesis para identificar el problema de que las diferencias de los logaritmos deberían emplearse y no las de los valores reales era falsa. Se procedió a investigar el efecto de la selección de los pivotes en el comportamiento de la correlación. En la Figura 4-15, se presenta la estimación de la correlación **CORINE**, punto por punto cuando el pivote es el primer dato; en el eje de las ordenadas se tiene la diferencia entre p_D y Δp y en las abscisas el número de dato interpolado.

La curva inferior corresponde a $t_D^1 = 0.3631$ y la superior a $t_D^1 = 0.21728$; puede observarse que el primer dato es el único valor que tiene un valor cero en error de ajuste. El ajuste total es igual a la suma individual de los puntos, por lo cual se concluye erróneamente que la mejor curva de ajuste es la inferior con $t_D^1 = 0.3631$.

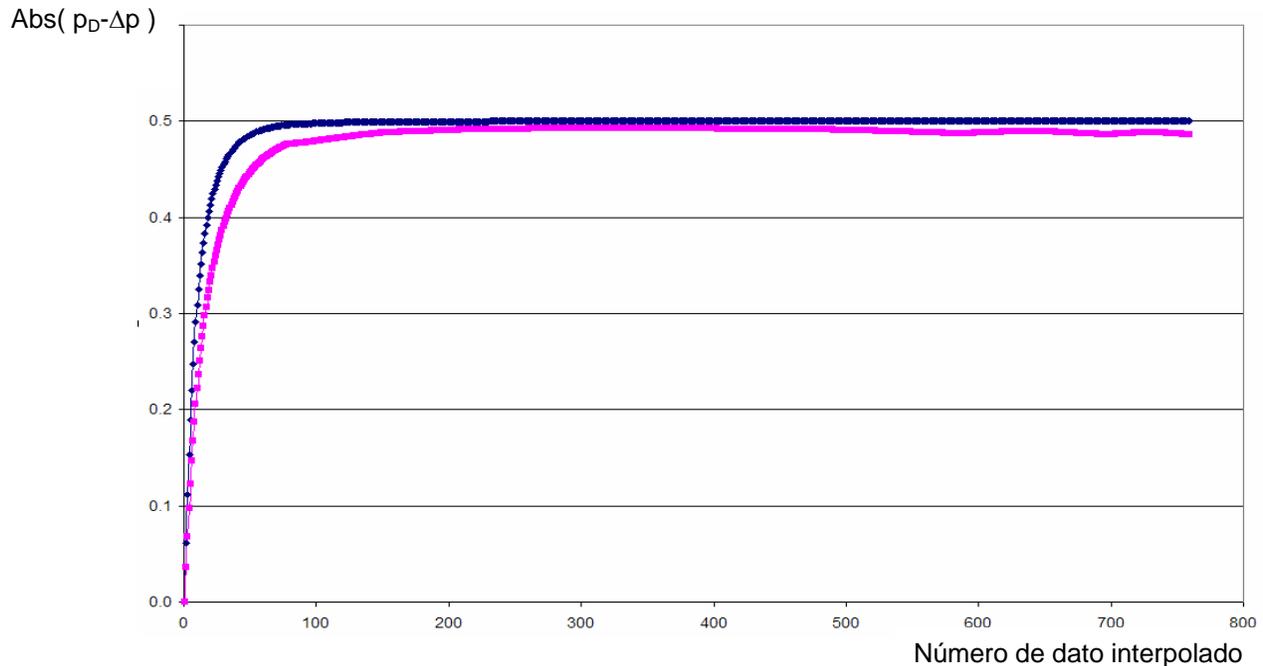


FIG. 4-15.- VALORES ABSOLUTOS DE LAS DIFERENCIAS PUNTO A PUNTO CON CORINE, PIVOTE = 1.

La Figura 4-16, muestra la estimación de error de ajuste punto a punto cuando el pivote es igual a 254. La curva inferior corresponde a $t_D^1 = 0.3631$ y la curva superior al ajuste idóneo. Siguiendo un razonamiento semejante ya discutido para el pivote = 1, se concluye que con ambos pivotes el resultado se mantiene erróneo, definiendo a la curva de $t_D^1 = 0.3631$ como la mejor.

Se realizaron experimentos con numerosos pivotes concluyendo que el problema no es la selección de los mismos, sino más bien la definición de la correlación, razón por la cual la segunda hipótesis de que los pivotes estaban mal seleccionados también fue desechada.

En la Figura 4-11, se muestra el movimiento de los datos de campo, curva superior en la gráfica, al multiplicarse por el pivote, considerado como el primer punto de la curva tipo de mejor ajuste $t_D^1 = 0.217228$. En la Figura 4-17 se tiene una gráfica similar pero ahora considerando la curva de $t_D^1 = 0.3631$. La curva de datos se sitúa en la parte baja de la gráfica, coincidiendo con la curva tipo en el primer punto. Es importante mencionar que en escala logarítmica el movimiento es paralelo.

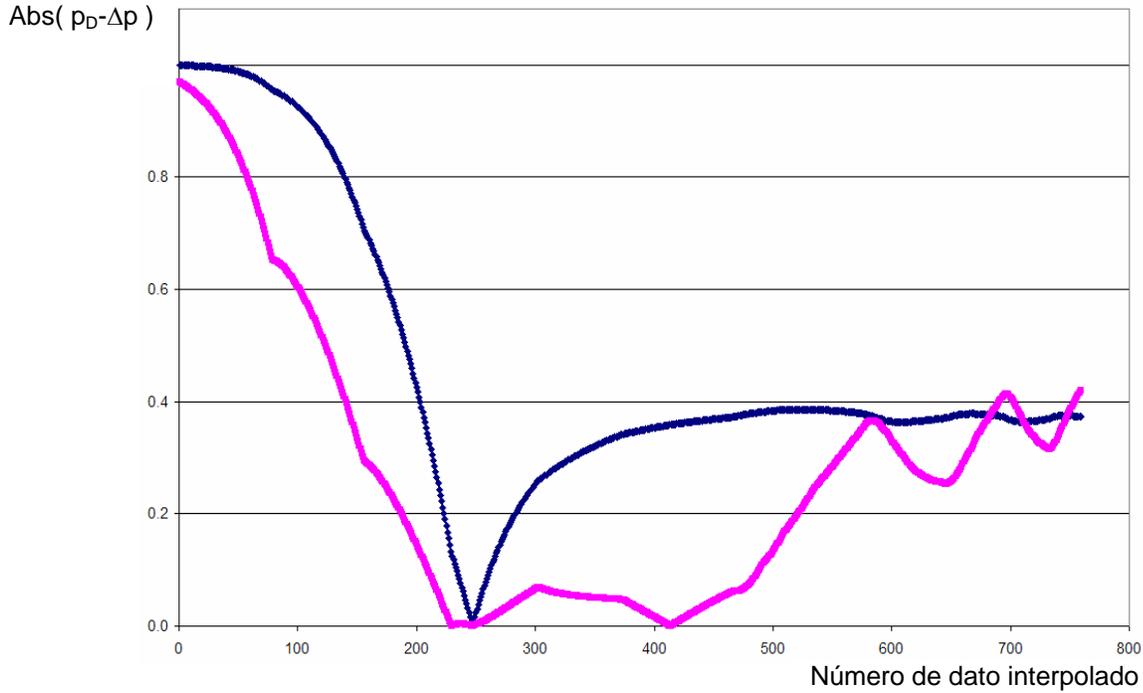


FIG. 4-16. VALORES ABSOLUTOS DE LAS DIFERENCIAS PUNTO A PUNTO CON CORINE, PIVOTE = 254.

Observe que el área bajo las curvas puede compararse visualmente y concluir, acertadamente, que la curva de $t_D^1 = 0.217228$ es la de mejor ajuste.

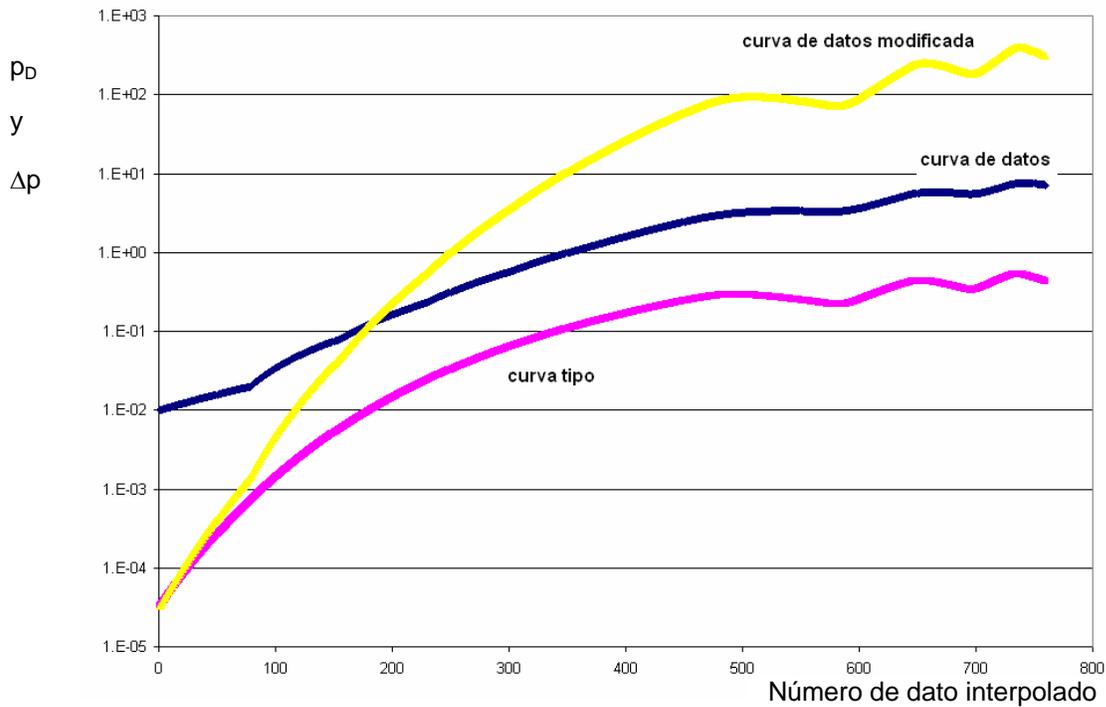


FIG. 4-17. MOVIMIENTO DE LA CURVA DE DATOS CUANDO SE MULTIPLICA POR EL PIVOTE, $t_D^1 = 0.3631$.

Sin embargo la correlación falla porque ésta no estima áreas bajo la curva, como lo hace en forma intuitiva el analista al realizar un ajuste manual con curvas tipo; la correlación aproxima el área como una sumatoria de diferencias y es obvio que si los valores a restarse se encuentran en una parte baja de la escala de las ordenadas, aunque el área real sea mayor comparada con otra curva tipo, reportará un mejor ajuste si la curva tipo de mejor ajuste real se encuentra arriba en la escala de las ordenadas.

Del análisis anterior, puede definirse en forma lógica que la correlación de ajuste que debe utilizarse para el análisis con curvas tipo es la del uso de un pivote que mueve las curvas en forma paralela en una escala doblelogarítmica, y adicionalmente debe modificarse de tal forma que el movimiento, en lugar de ser de la curva de datos a la curva tipo, sea al revés, de la curva tipo a la curva de datos, ya que de esa forma las diferencias estimadas son del mismo orden para todos los ajustes.

En caso contrario, como se comentó, las diferencias son menores cuando la curva tipo se encuentra por debajo en la escala de las ordenadas, aunque el ajuste no sea el mejor. Este problema no se había detectado con anterioridad, puesto que las curvas tipo que se habían estado utilizando tenían la característica de iniciar todas en el mismo punto del eje de las ordenadas.

En el caso de las curvas tipo de gasto variable, estas pueden iniciar en valores muy distantes, en algunas ocasiones a varios ciclos logarítmicos de separación, como el caso discutido previamente y que causó la falla de la correlación **CORINE**.

Por otro lado se encontró que al ejecutar la correlación con la señal discretizada en intervalos constantes, los datos fuera de la tendencia, ya sea por ruido o falla del equipo y que están aislados, esto es con intervalos grandes sin información contigua, afectaban negativamente el resultado final, resultando en algunos casos con ajustes erróneos.

Para evitar este problema en la sumatoria, se decidió solamente considerar los datos discretizados que representan la señal de entrada; esta nueva señal es muy semejante a la real, con algunas modificaciones de los datos reales a sus valores más cercanos, correspondientes al intervalo estimado en tiempo en la señal homogéneamente espaciada.

Finalmente, se concluye que la nueva correlación, denominada **NHÉS**, que a continuación se plantea evita eficientemente los errores de ajuste:

$$C(u) = \int_{-\infty}^{\infty} \left[\frac{X(u)}{Y(u_0)} Y(t-u) - X(t) \right] dt, \quad (IV.5)$$

que en forma discreta se expresa como:

$$C_u = \sum_{n=0}^p \left[\frac{x_u}{y_{u_0}} y_{n+u} - x_n \right]. \quad (IV.6)$$

IV.4 Discusión de los resultados teóricos obtenidos

La correlación **NHÉS** requiere de una base de datos que contenga el comportamiento de la presión adimensional contra el tiempo adimensional, con un número de curvas suficientes para lograr ajustes satisfactorios con los datos de campo.

En el caso de Yacimientos Fracturados, el análisis considera el cálculo de cinco parámetros (kh , s , C_D , ω , λ) que imposibilita la construcción de una base de datos eficiente, debido a la gran cantidad de combinaciones posibles. No obstante, **NHÉS** puede utilizarse en este caso, realizando un análisis simplificado del problema (yacimiento homogéneo), y utilizar los resultados obtenidos como vector solución o estimación inicial en una técnica de regresión no-lineal.

Se hace notar que en la mayoría de los análisis con curvas tipo, se requieren resolver sólo tres incógnitas, como es el caso de “yacimiento homogéneo con almacenamiento

y daño”, donde **NHÉS** es aplicable con grandes ventajas sobre las técnicas de regresión no-lineal.

La correlación **NHÉS** no requiere de un gran esfuerzo de cómputo, no presenta divergencias en los cálculos, y los resultados no se modifican apreciablemente por datos erráticos. Por lo tanto, la correlación tiene características superiores a las técnicas de regresión no-lineal, y puede ser aplicada en cualquier modelo de yacimiento-pozo.

En este punto es trascendente referir al lector a la referencia 43, de la **SPE of AIME**, en cuyo artículo presentado por el autor de esta tesis, se demuestra la superioridad de la correlación **CORINE** sobre las técnicas de regresión no-lineal. Por tanto, se concluye que **NHÉS** es también superior a este tipo de técnicas incluyendo, como se ha mencionado, a **CORINE**.

Entre los aspectos principales que se hacen más eficientes mediante la correlación, esta la rapidez y alto grado de exactitud en la comparación o ajuste de un gran número de datos con todas las curvas tipo existentes. La correlación también puede utilizarse en pruebas de presión cuyos datos están influenciados por efectos de frontera y/o interferencia.

NHÉS es aplicable para cualquier tipo de prueba de presión, es decir no solamente a las de pozos múltiples, y para cualquier tipo de condiciones de frontera interna o externa y tipo de modelo de yacimiento.

CURVAS TIPO PARA GASTO VARIABLE

V.1 Introducción

En este capítulo se presenta una técnica nueva de fácil aplicación para la interpretación de pruebas de interferencia y pulsos, a través del uso de curvas tipo que consideran gasto variable. Las curvas se construyen para cada caso particular de análisis y son función de grupos adimensionales que consideran el cambio de gasto en el pozo activo; a partir del ajuste final es posible estimar con muy buena aproximación valores de capacidad de flujo, kh , y almacenamiento, $\phi c_t h$, de la formación productora. En el desarrollo teórico planteado se considera el caso de yacimiento homogéneo y geometrías de flujo radial, lineal y esférico.

En la literatura sólo existen antecedentes de curvas tipo de gasto variable, para pruebas de interferencia con una apertura y un cierre, las cuales requieren un ajuste vertical y horizontal de los datos de campo. Las curvas tipo que se presentan en esta tesis superan ampliamente la utilidad de las publicadas, permitiendo el análisis de pruebas de interferencia y pulsos, sin estar restringidas a un número específico de cambios en el gasto, con la ventaja adicional que sólo requieren un movimiento vertical para el ajuste; es importante mencionar que también se pueden aplicar a pruebas de interferencia con una apertura como caso particular.

En general, las pruebas de campo de interferencia y pulsos consideran varios cambios de gasto, por lo cual la técnica propuesta permite su análisis global, esto es, considera toda la información registrada de presión de fondo contra tiempo en un sólo ajuste.

La metodología de análisis desarrollada se ha aplicado en el análisis de datos sintéticos y de campo, con resultados satisfactorios. Con la finalidad de mostrar la versatilidad y potencialidad de los desarrollos logrados, en el Capítulo X, se presentan ejemplos de su uso.

La técnica propuesta permite el análisis de datos de presión históricos y de registros nuevos en los pozos, y es de gran utilidad para estimar las características del sistema poroso, información de gran utilidad para la administración correcta de los yacimientos petroleros.

Tradicionalmente se ha utilizado el modelo de flujo radial para analizar las pruebas de interferencia y de pulsos, suponiendo que el régimen de flujo que ocurre generalmente en el yacimiento presenta esta geometría.

El desarrollo de los métodos de análisis de pruebas transitorias de presión se basa en modelos matemáticos que representan el flujo de los hidrocarburos en el medio poroso, e involucran varias simplificaciones válidas bajo las condiciones en que se efectúan las pruebas en el campo.

A partir de las ecuaciones teóricas que representan el comportamiento de la presión en el medio poroso, y conocidos los gastos de producción y tiempos de apertura y cierre, es posible obtener parámetros tales como la permeabilidad y la porosidad del yacimiento.

Generalmente, el análisis de los datos se realiza por las técnicas de “Curvas Tipo” y “Regresión no-lineal”; como ya se mencionó, sólo en casos muy especiales, cuando la prueba es suficientemente larga en tiempo, es posible aplicar las “técnicas semilogarítmicas”, y esto sólo es aplicable para cuando el flujo es de tipo radial. El ajuste por curvas tipo, tiene la desventaja de depender de la subjetividad del analista;

los métodos de regresión no-lineal ajustan mejor la información a los modelos pero están afectados por los posibles comportamientos erráticos o aleatorios de los datos.

En los programas comerciales la estimación de parámetros del yacimiento y pozo, se logra comúnmente usando algoritmos de regresión no-lineal, que requieren la selección de un modelo teórico representativo de la situación física del área en estudio y una estimación inicial aproximada del vector de parámetros a calcular. Si la estimación inicial se elige erróneamente se presentan problemas graves de convergencia, razón por la cual primeramente se hace uso de técnicas convencionales basadas en la identificación y cuantificación de rectas en los datos de presión, para la selección adecuada del vector de incógnitas inicial.

La validación del análisis se logra con la comparación de resultados obtenidos a partir de técnicas de análisis independientes, de la congruencia con el modelo geológico, así como de la información de la historia de producción del pozo y sus vecinos en el yacimiento.

El ajuste manual con curvas tipo implica subjetividad y posibilidad de error debido a la gran semejanza entre las diversas curvas tipo, y a que es un proceso eminentemente visual. Actualmente el proceso de percepción visual no ha sido completamente entendido, aunque se han alcanzado avances importantes; sin este entendimiento no es posible realizar programas de cómputo que emulen esta importante función de los seres humanos.

Debido al argumento básico planteado en el párrafo anterior, los resultados obtenidos con la técnica de ajuste por curvas tipo se han considerado tradicionalmente como una aproximación a los parámetros verdaderos, y es la razón por la que los analistas prefieren las técnicas de regresión no-lineal.

A partir de principios basados en la teoría de señales, como se planteó en el Capítulo IV, se desarrolló un procedimiento^{10,43} automatizado que realiza eficientemente el ajuste de los datos de campo, empleando un tiempo de cómputo bastante reducido comparado con las técnicas convencionales de regresión no-lineal. Es obvio que el procedimiento automático elimina la subjetividad del analista, además de que permite eliminar la influencia de los datos erráticos en los resultados y tiene la característica adicional de alcanzar una exactitud, comparable y en muchos casos mejor, que la obtenida por la regresión no-lineal.

Es importante enfatizar en este punto, que las restricciones planteadas al análisis por curvas tipo durante varias décadas han desaparecido, y que esta opción de cálculo se sitúa a la par de cualquier otra publicada en la literatura.

Un aspecto importante por resaltar es que la interpretación convencional de pruebas de interferencia y pulsos, en general considera que los pozos de observación deberán estar estabilizados antes y durante la duración de la prueba. En la práctica no siempre es posible tener esta situación, por lo cual se requieren generar curvas tipo que consideren gasto variable antes y durante la prueba de interferencia⁴⁵.

El modelo que representa las condiciones de presión para una historia de gasto variable se obtiene utilizando el principio de superposición en tiempo. Este principio establece que una combinación lineal de soluciones de una ecuación diferencial lineal, también es una solución. El flujo transitorio de fluidos ligeramente compresibles se describe por medio de la ecuación de difusión, y debido a que esta expresión es lineal, se puede aplicar el principio de superposición para obtener soluciones a problemas de flujo complicados. El comportamiento de la presión bajo una historia de producción se modela como una suma de soluciones de presión a gasto constante.

V.2 Flujo radial

Se supone que el pozo activo inició la producción al tiempo cero, con un gasto q_1 , y posteriormente al tiempo t_1 cambia su gasto a q_2 . Entonces, para $t \leq t_1$, la ecuación de interpretación, dada por la ecuación (V.1), expresada en función de parámetros adimensionales es:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \right]. \quad (V.1)$$

Para $t \geq t_1$, la ecuación para la respuesta de presión puede obtenerse por medio de la suma algebraica de las caídas de presión de “dos pozos” situados en la misma posición geométrica, uno produciendo a un gasto q_1 desde $t = 0$ y otro produciendo con un gasto $(q_2 - q_1)$ a partir del tiempo t_1 :

$$p_D = \frac{1}{2} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(t_1 + \Delta t)_D} \right) + (q_2 - q_1) E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\Delta t_D} \right) \right], \quad (V.2)$$

donde Δt_D es el tiempo adimensional transcurrido a partir del tiempo t_1 . En la Figura 5-1, se observa el comportamiento esquemático de la variación del gasto con el tiempo y la nomenclatura utilizada para el manejo de la historia de producción.

Para “ n ” cambios de gasto, aplicando el principio de superposición, se puede demostrar que la ecuación resultante para la respuesta de presión adimensional es:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\begin{aligned} & E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(t_1 + \Delta t)_D} \right) + (q_2 - q_1) E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(t_2 + \Delta t)_D} \right) + (q_3 - q_2) E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(t_3 + \Delta t)_D} \right) + \dots \\ & (q_{n-1} - q_{n-2}) E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(t_{n-1} + \Delta t)_D} \right) + (q_n - q_{n-1}) E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\Delta t_D} \right) \end{aligned} \right]. \quad (V.3)$$

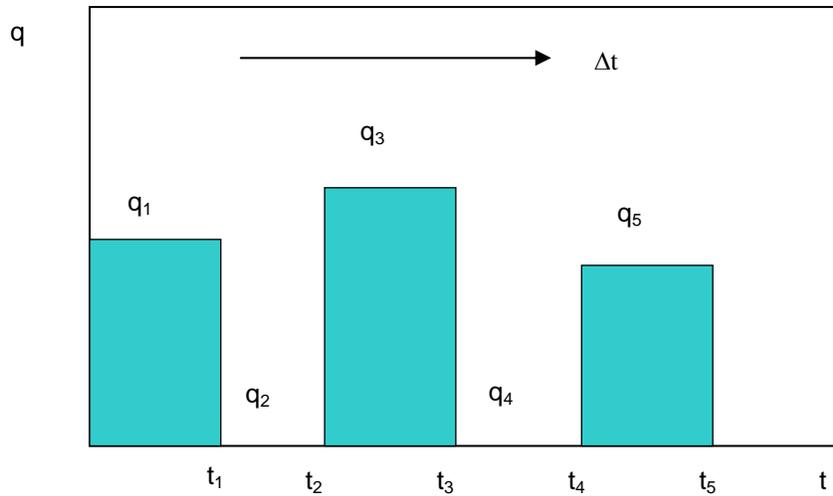


FIG. 5-1. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA VARIACIÓN DEL GASTO DEL POZO ACTIVO EN UNA PRUEBA DE PULSOS.

Considerando que:

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t R^2}; \quad (\text{V.4})$$

entonces para $t = 1$ hora, la ecuación (V.4) se expresa en la forma siguiente:

$$\left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_{1hr} = t_D^1 = \frac{\beta k}{\phi \mu c_t R^2}. \quad (\text{V.5})$$

Con base en la definición anterior, se tiene:

$$\frac{r_D^2}{(t_i + \Delta t)_D} = \frac{1}{(t_i + \Delta t)t_D^1} \quad \forall i = 1, n-1. \quad (\text{V.6})$$

Tomando en cuenta la igualdad anterior, la ecuación (V.3) para gasto variable se puede expresar como:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[E_1 \left(\frac{0.25}{(t_1 + \Delta t)t_D^1} \right) + (q_2 - q_1) E_1 \left(\frac{0.25}{(t_2 + \Delta t)t_D^1} \right) + \dots \right. \\ \left. + (q_{n-1} - q_{n-2}) E_1 \left(\frac{0.25}{(t_{n-1} + \Delta t)t_D^1} \right) + (q_n - q_{n-1}) E_1 \left(\frac{0.25}{\Delta t t_D^1} \right) \right]. \quad (\text{V.7})$$

Puede notarse fácilmente a través del análisis de la ecuación (V.7), el hecho de que se puede obtener una curva tipo, graficando el tiempo de prueba, Δt , versus presión adimensional, p_D , para un t_D^1 específico. Así seleccionando, varios valores de t_D^1 que consideren un rango adecuado de propiedades de la formación, tendremos una nueva curva tipo para gasto variable, que además tiene la ventaja sobre las curvas convencionales de sólo requerir un ajuste vertical.

De un análisis cuidadoso de la ecuación (V.7) también puede deducirse la necesidad de construir una nueva curva tipo para cada prueba específica de campo que se requiera analizar, ya que la ecuación depende de la historia de producción. Sin embargo, aunque el lector piense que esto puede ser una desventaja de la técnica propuesta respecto a las publicadas en la literatura, no lo es, ya que se puede generar en forma automática en una computadora personal moderna, con suficientes curvas, en un tiempo de cómputo menor a un minuto.

Para realizar el análisis es necesario graficar los datos de campo en la forma convencional, esto es, en el eje de las ordenadas la caída de presión y en el de las abscisas el tiempo transcurrido de prueba.

La metodología de análisis, con el uso de esta nueva curva, es igual a la planteada en la literatura para curvas de gasto constante, con la salvedad de que solamente se requiere un movimiento vertical para lograr el ajuste; esto es debido a que la gráfica de campo así como la curva tipo grafican en el eje de las abscisas el tiempo real, lo cual implica que los valores de ambas coinciden.

Otra característica adicional de la curva de gasto variable propuesta es que no requiere que el tiempo se grafique en un eje logarítmico, ya que no hay un movimiento de ajuste en tal eje. Al graficar en un eje logarítmico los datos de presión a tiempos largos, estos se “encogen” respecto a los de tiempo cortos, lo cual puede significar que el analista

pondere con mayor peso a los tiempos al inicio de la prueba; sin embargo debido a que la metodología propuesta en este trabajo utiliza un ajuste de curvas automático, la ponderación es constante para todos los datos de presión en el rango completo de la prueba, sin importar el formato de graficación.

Seguramente que para una mejor visualización de la calidad del ajuste, la graficación del tiempo en el eje de las abscisas sería mejor, pero considerando que las curvas tipo publicadas en la literatura se grafican en papel doble logarítmico, en este trabajo se mantuvo el formato convencional.

Del ajuste vertical se puede obtener la transmisibilidad, $T=kh/\mu$ usando la expresión siguiente:

$$\frac{kh}{\mu} = \alpha qB \frac{p_D}{\Delta p}, \quad (V.8)$$

y de la curva de mejor ajuste el coeficiente de almacenamiento de la formación $S= \phi c_t h$:

$$\phi c_t h = \frac{\beta kh}{\mu r^2 t_D^1}. \quad (V.9)$$

V.3 Flujo lineal

Igual que para el caso de flujo radial, suponga que el pozo activo inició la producción al tiempo cero, con un gasto q_1 , y posteriormente al tiempo t_1 cambia su gasto a q_2 . Entonces, para $t \leq t_1$, la ecuación de interpretación está dada por la ecuación (II.16), expresada en función de parámetros adimensionales.

Para $t \geq t_1$, la ecuación para la respuesta de presión puede obtenerse por medio de la suma algebraica de las caídas de presión de “dos pozos” situados en la misma posición geométrica, uno produciendo a un gasto q_1 desde $t = 0$ y otro produciendo con un gasto $(q_2 - q_1)$ a partir del tiempo t_1 :

$$\frac{p_{DL}}{2x_D} = \pi \left[\frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{(t_1 + \Delta t)_{DL}}{x_D^2}} e^{-\left(\frac{1}{4(t_1 + \Delta t)_{DL}}\right)} - \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{(t_1 + \Delta t)_{DL}}{x_D^2}}}\right) + \right. \\ \left. (q_2 - q_1) \left\{ \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{\Delta t_{DL}}{x_D^2}} e^{-\left(\frac{1}{4\frac{\Delta t_{DL}}{x_D^2}}\right)} - \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{\Delta t_{DL}}{x_D^2}}}\right) \right\} \right], \quad (\text{V.10})$$

donde Δt_{DL} es el tiempo adimensional transcurrido a partir del tiempo t_1 .

Convenientemente y con el objetivo de simplificar la ecuación (V.10), se decidió la definición siguiente de t_{DL}^1 :

$$\left(\frac{t_{DL}}{x_D^2}\right)_{1hr} = t_{DL}^1 = \frac{\beta k}{\phi \mu c_t L^2}. \quad (\text{V.11})$$

Considerando la ecuación (V.11) y “n” cambios de gasto en el pozo activo, esto es, aplicando el principio de superposición en tiempo, la ecuación general de interpretación resultante es:

$$\frac{p_{DL}}{2x_D} = \pi \left[\frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{(t_1 + \Delta t)t_{DL}^1} e^{-\left(\frac{1}{4(t_1 + \Delta t)t_{DL}^1}\right)} - \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2\sqrt{(t_1 + \Delta t)t_{DL}^1}}\right) + \dots + \right. \\ \left. (q_{n-1} - q_{n-2}) \left\{ \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{(t_{n-1} + \Delta t)t_{DL}^1} e^{-\left(\frac{1}{4(t_{n-1} + \Delta t)t_{DL}^1}\right)} - \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{2\sqrt{(t_{n-1} + \Delta t)t_{DL}^1}}\right) \right\} \right]. \quad (\text{V.12})$$

La ecuación (V.12) permite obtener una curva tipo, graficando el tiempo de prueba, Δt , versus presión adimensional, $p_{DL}/2x_D$, para un t_{DL}^1 específico. Es necesario construir una nueva curva tipo para cada prueba de campo que se requiera analizar, ya que como puede observarse de un análisis detallado, la ecuación depende de la historia de producción.

Del ajuste vertical se puede obtener la transmisibilidad, $T=kh/\mu$ usando la expresión siguiente:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2\alpha qBx}{b} \frac{p_{DL}}{\Delta p}, \quad (V.13)$$

y de la curva de mejor ajuste el coeficiente de almacenamiento de la formación $S = \phi c_i h$:

$$\phi c_i h = \frac{\beta kh}{\mu L^2 t_{DL}^1}. \quad (V.14)$$

V.4 Flujo esférico

Al igual que en los casos de flujo radial y lineal, se supone que el pozo activo inició la producción al tiempo cero, con un gasto q_1 , y posteriormente al tiempo t_1 cambia su gasto a q_2 . Para $t \leq t_1$, la ecuación de interpretación esta dada por la ecuación (II.24), expresada en función de parámetros adimensionales.

Para $t \geq t_1$, la ecuación para la respuesta de presión puede obtenerse por medio de la suma algebraica de las caídas de presión de “dos pozos” situados en la misma posición

geométrica, uno produciendo a un gasto q_1 desde $t = 0$ y otro produciendo con un gasto $(q_2 - q_1)$ a partir del tiempo t_1 :

$$p_{DS} r_D = \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{(t_1 + \Delta t)_{DS}}{r_D^2}}} \right) + (q_2 - q_1) \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{\frac{\Delta t_{DS}}{r_D^2}}} \right). \quad (\text{V.15})$$

Considerando la definición apropiada de t_{DS}^1 planteada en la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{t_{DS}}{r_D^2} \right)_{1hr} = t_{DS}^1 = \frac{\beta k}{\phi \mu c_t R^2}, \quad (\text{V.16})$$

es posible obtener la generalización de la ecuación de interpretación para “ n ” cambios de gasto:

$$p_{DS} r_D = \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{(t_1 + \Delta t) t_{DS}^1}} \right) + \dots + (q_{n-1} - q_{n-2}) \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2\sqrt{\Delta t t_{DS}^1}} \right). \quad (\text{V.17})$$

A partir de la ecuación (V.17) es posible obtener una curva tipo, graficando el tiempo de prueba, Δt , contra $p_{DS} r_D$, para un t_{DS}^1 específico. Como en los casos anteriores de flujo radial y lineal es necesario construir una curva tipo especial para cada prueba de campo que se requiera analizar, ya que la ecuación depende de la historia de producción del pozo activo.

Del ajuste vertical se puede obtener la movilidad, k/μ usando la expresión siguiente:

$$\frac{k}{\mu} = \frac{\alpha q B p_{DS}}{2r_w \Delta p}, \quad (\text{V.18})$$

y de la curva de mejor ajuste el producto de la porosidad por la compresibilidad total de la formación:

$$\phi c_t = \frac{\beta k}{\mu R^2 t_{DS}^1}. \quad (\text{V.19})$$

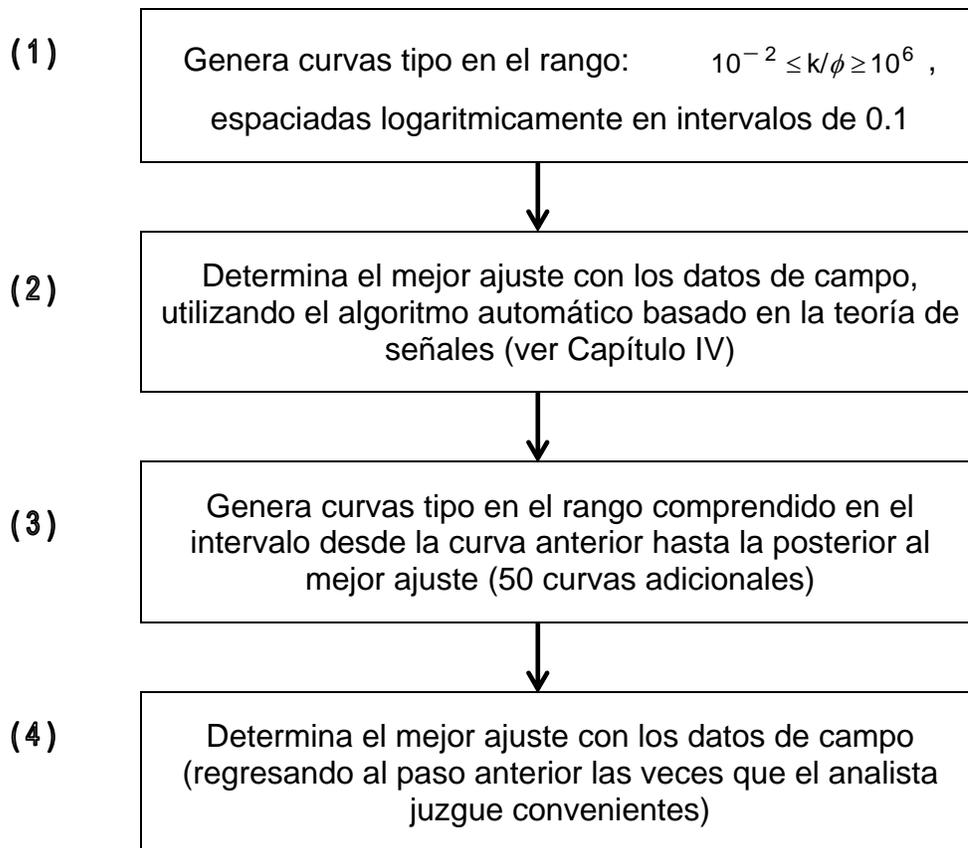
V.5 Procedimiento de análisis.

Después de probar decenas de alternativas posibles para la construcción automática de la curva tipo y del análisis de los datos de campo, se concluyó que el diagrama de flujo más eficiente es el que se presenta en la Tabla 5-1.

El procedimiento inicia con la selección de varios valores de parámetros t_D^1 , ecuación (V.6), que permitan ajustar los datos de campo. Al analizar la ecuación (V.6) se observa que los parámetros k y ϕ se desconocen, por lo cual hay que emplear varias combinaciones de estas incógnitas para generar curvas suficientes, de forma que los valores reales de campo estén comprendidos en el rango supuesto.

Para resolver la problemática se consideró usar al parámetro (k/ϕ) como incógnita, variándolo desde un valor de 0.01 hasta un millón, bloque (1) de la Tabla 5-1, en pasos logarítmicos de 0.1; este conjunto de curvas, garantiza que los datos de campo puedan ser analizados correctamente. Este proceso de cálculo y graficación en la computadora requiere un tiempo menor a un minuto.

TABLA 5-1. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA GENERACIÓN DE CURVAS TIPO DE GASTO VARIABLE Y EL ANÁLISIS DE LOS DATOS DE CAMPO.



El siguiente paso, bloque (2) de la Tabla V.1, considera la determinación de la curva que mejor se ajuste a los datos de campo, mediante el procedimiento descrito en el Capítulo IV. El proceso requiere menos de 30 segundos para efectuarse.

Debido a que no necesariamente se generó en esta primera etapa la curva con el valor de t_D^1 que ajuste exactamente con los datos de campo, el analista puede decidir efectuar un proceso de “ajuste fino”, iniciando con la generación de curvas intermedias teniendo como límites a las aledañas al mejor ajuste, bloque (3) de la Tabla 5-1. Esta lógica de análisis, tiene sustento en el comportamiento histórico del error de ajuste observado en cientos de pruebas, ver Capítulo IV.

Finalmente se repite el ajuste con el procedimiento automático, bloque (4) de la Tabla 5-1, regresando al paso anterior tantas veces como el analista juzgue pertinente. A medida que se itera se observa que el ajuste se estabiliza a un valor determinado, que ya no cambiará en función de las iteraciones posteriores.

La Figura 5-2 presenta la curva tipo para una historia de producción específica, que considera cinco cambios de gasto en el pozo activo con intervalos de producción desiguales. Puede observarse que la forma de las curvas es dependiente fuertemente del parámetro k/ϕ ; a medida que las curvas se alejan entre sí se vuelven más diferentes. Las curvas más pegadas al eje de las abscisas corresponden a valores más pequeños del parámetro k/ϕ .

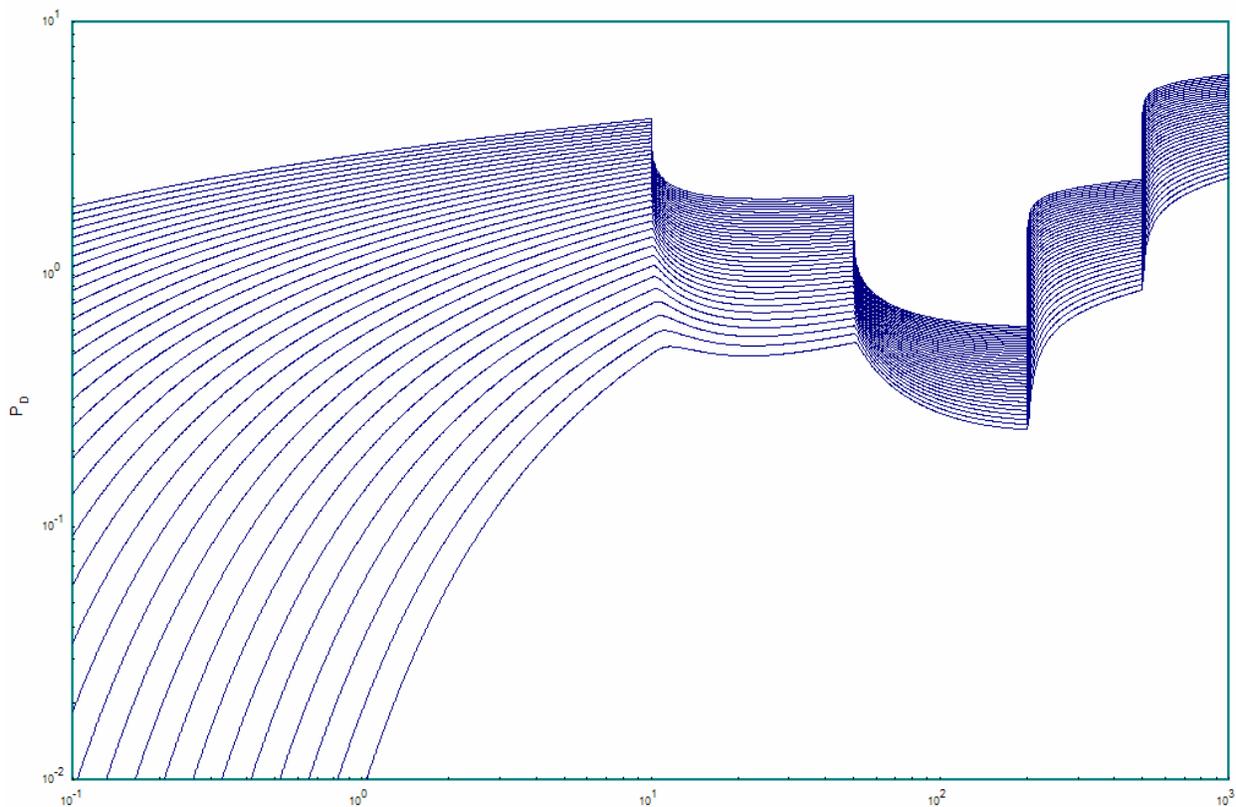


FIG. 5-2. CURVA TIPO DE GASTO VARIABLE PARA UNA HISTORIA DE PRODUCCIÓN ESPECÍFICA, YACIMIENTO HOMOGÉNEO Y FLUJO RADIAL.

V.6 Discusión de los resultados teóricos obtenidos

Es importante mencionar que las ecuaciones planteadas para los flujos radial, lineal y esférico fueron probadas satisfactoriamente, mediante el análisis de numerosos casos sintéticos generados numéricamente y con datos reales reportados en la literatura técnica, así como con datos de campo de yacimientos en México. La idea básica planteada para la generación de curvas tipo de gasto variable, es válida también para pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados y para pruebas de un sólo pozo.

La experiencia del analista desempeña un papel muy importante en la ejecución adecuada de la metodología, ya que si teóricamente se puede predecir que los resultados deberían ser muy confiables, los datos de campo contienen ruido aleatorio y de truncamiento, que en la práctica pueden complicar el análisis.

La metodología de análisis a través de curvas tipo de gasto variable, representa una aportación que mejora la calidad de los resultados obtenidos al permitir el estudio global de los datos de campo en pruebas que consideran “n” pulsos; es importante mencionar que como caso particular, también es posible aplicarla a pruebas de interferencia con un sólo gasto.

Al realizar un análisis comparativo de la metodología propuesta contra las técnicas de regresión no-lineal, comúnmente en uso, se deducen las siguientes ventajas:

1. No es necesario plantear un vector de incógnitas al inicio del proceso.
2. El número de operaciones matemáticas que se requieren para el análisis son mucho menores, y
3. No existe la posibilidad de problemas de convergencia.

DESUPERPOSICIÓN DE TENDENCIAS DE PRESIÓN

VI.1 Introducción

En ciertos casos la respuesta de presión que se obtiene en los pozos de observación durante una prueba de interferencia no corresponde solamente al efecto causado por el cambio de gasto en el pozo activo; esto se debe principalmente a la existencia de tendencias de depresionamiento o represionamiento presentes en el yacimiento debidas a la producción histórica o cierre reciente de los pozos. Para manejar adecuadamente esta situación en el análisis se sugirieron las pruebas de pulsos².

Una de las claves para analizar exitosamente una prueba de interferencia es la predicción de la tendencia de presión en los pozos observadores durante la prueba⁴. La tendencia de presión significa el cambio de presión que ocurriría en los pozos si el gasto del pozo activo no fuera cambiado. Esta tendencia de presión debe ser sustraída de las mediciones de presión para obtener la respuesta de interferencia debida al pozo activo. Teóricamente, la tendencia de presión es la suma, en el pozo de observación, de todos los efectos transitorios de presión generados por los pozos activos durante toda la vida productiva del yacimiento. Matemáticamente esta tendencia es muy difícil de estimar, debido a la falta de información confiable de la variación de los gastos en todos los pozos, pero puede medirse antes de empezar la prueba y extrapolarla.

Kamal y Brigham⁴⁶, determinaron cualitativamente los errores que se cometen en el análisis de una prueba cuando no se consideran los efectos de tendencia lineal de presión, reportando los siguientes resultados con diferentes valores de pendientes de

la tendencia, tales que producirían cambios de presión en $t_D/r_D^2 = 3$ en el rango del 10 al 30%.

Cambio en presión a $t_D/r_D^2 = 3$	10%	20%	30%
Error en kh	-3%	-9%	-16%
Error en $\phi c_t h$	-7.6%	-16.8%	-23.6%

El valor de tres, lo seleccionaron debido a que corresponde al tiempo en horas, requerido para realizar satisfactoriamente una prueba en un yacimiento con propiedades promedio. Como puede observarse, los errores son de consideración y señalan que no es posible despreciar los efectos de la tendencia de presión.

Las nuevas funciones de presión presentadas en este capítulo, consideran la diferencia entre la respuesta de presión medida en campo y la integral de la presión respecto al tiempo, y permiten eliminar los efectos de tendencias de presión que se presentan en el yacimiento y que complican el análisis; por tanto, se ahorran recursos económicos por la disminución del tiempo de registro en el fondo de los pozos y se mejora la interpretación.

VI.2 Teoría básica

El comportamiento de la caída de presión en un pozo de observación en un yacimiento afectado por la influencia de una tendencia lineal de presión puede expresarse como:

$$\Delta p_D(t_D) = p_D(t_D) + \eta_1 \frac{t_D}{r_D^2}, \quad (\text{VI.1})$$

donde $\Delta p_D(t_D)$ es la respuesta total de presión que representa la suma de $p_D(t_D)$, que es la caída de presión que el pozo tendría a un tiempo t_D sin el efecto de la tendencia de presión, más la tendencia lineal de presión expresada por el segundo término del lado

derecho. La ecuación (VI.1), es válida para cualquier clase de prueba transitoria de presión, y para cualquier geometría de flujo; η_1 puede ser positiva o negativa dependiendo de que la tendencia sea ascendente o descendente, respectivamente.

La integral de presión adimensional respecto a t_D , para la ecuación (VI.1) se expresa como:

$$\int_0^{t_D} \Delta p_D(\tau) d\tau = \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau + \frac{\eta_1}{r_D^2} \int_0^{t_D} \tau d\tau = \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau + \frac{\eta_1 t_D^2}{r_D^2} \frac{1}{2}. \quad (VI.2)$$

Dividiendo⁴ ambos miembros de la expresión anterior entre t_D , se estima un valor de caída de presión promedio ponderada:

$$\frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} \Delta p_D(\tau) d\tau = \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau + \frac{\eta_1 t_D}{r_D^2} \frac{1}{2}. \quad (VI.3)$$

Del análisis de las ecuaciones (VI.1) y (VI.3) se observa que ambas contienen el término de la tendencia lineal de presión en forma semejante, de aquí que al manipular algebraicamente ambas expresiones puede eliminarse este efecto:

$$N = \Delta p_D(t_D) - \frac{2}{t_D} \int_0^{t_D} \Delta p_D(\tau) d\tau = p_D(t_D) + \eta_1 \frac{t_D}{r_D^2} - \frac{2}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau - \frac{\eta_1}{r_D^2} t_D; \quad (VI.4)$$

simplificando:

$$N = p_D(t_D) - \frac{2}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau \quad (VI.5)$$

Es importante recalcar que el grupo N definido⁴ por la expresión (VI.5) es válido para cualquier tipo de prueba transitoria de presión, de yacimiento y condiciones de flujo presentes en el medio poroso, considerando por supuesto las definiciones adecuadas de p_D . En este trabajo se presenta la aplicación solamente a las pruebas de

interferencia de presión en un yacimiento homogéneo infinito considerando tres posibles casos de flujo: radial, lineal y esférico.

A partir del grupo N pueden construirse curvas tipo para análisis de datos de campo, y también usarse ventajosamente, en los procedimientos de regresión no lineal ya que elimina automáticamente una variable a estimar, con la consecuente mejora en la estabilidad de la solución y el tiempo de cómputo.

Para flujo radial, en términos de variables adimensionales, la expresión que permite calcular la caída de presión, para el caso de flujo radial monofásico, isotérmico en un yacimiento homogéneo, isotrópico con comportamiento infinito y efectos de tendencia de presión lineal es:

$$p_{DR} = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) + \eta_1 \frac{t_{DR}}{r_D^2}. \quad (VI.6)$$

El grupo N para este caso es:

$$N_R = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) - \frac{1}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) d\tau. \quad (VI.7)$$

Al resolver la integral, se observa que no se tiene la diferencial completa para iniciar el proceso de integración analítica, luego entonces se procede a un cambio de variable, definiendo:

$$z = \frac{r_D^2}{4\tau}; \text{ se tiene que: } dz = -\frac{r_D^2}{4} \frac{d\tau}{\tau^2}, \quad \frac{dz}{z} = -\frac{d\tau}{\tau} \quad \text{y} \quad d\tau = -\frac{r_D^2}{4z} \frac{dz}{z}. \quad (VI.8)$$

Analizando los límites de la integral definida si τ tiende a cero entonces z tiende a infinito y si τ tiende a t_{DR} entonces z tiende a $\chi = -\frac{r_D^2}{4t_{DR}}$. Por tanto, el problema se

transforma en:

$$\int_0^{t_{DR}} E_1\left(\frac{r_D^2}{4\tau}\right) d\tau = \frac{r_D^2}{4} \int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z^2}. \quad (VI.9)$$

Integrando por partes, $\int u dv = uv - \int v du$, considerando:

$$u = E_1(z) = \int_z^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt, \quad du = -\frac{e^{-z}}{z} dz \quad \forall z > 0, \quad dv = \frac{dz}{z^2}, \quad v = -\frac{1}{z}; \quad (VI.10)$$

$$\int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z^2} = \frac{1}{\chi} E_1(\chi) - \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z^2} dz. \quad (VI.11)$$

Integrando una vez más por partes:

$$u = e^{-z}, \quad du = -e^{-z} dz, \quad dv = \frac{dz}{z^2}, \quad v = -\frac{1}{z}; \quad (VI.12)$$

$$\int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z^2} dz = \left[-\frac{e^{-z}}{z} \right]_{\chi}^{\infty} - \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z} dz = \frac{e^{-\chi}}{\chi} - E_1(\chi). \quad (VI.13)$$

Sustituyendo (VI.13) en (VI.11), se obtiene:

$$\int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z^2} = \frac{1}{\chi} [E_1(\chi)(1 + \chi) - e^{-\chi}]. \quad (VI.14)$$

Finalmente sustituyendo en la ecuación (VI.9):

$$\int_0^{t_D} E_1\left(\frac{r_D^2}{4\tau}\right) d\tau = t_{DR} [E_1(\chi)(1 + \chi) - e^{-\chi}]. \quad (VI.15)$$

Considerando la expresión anterior en la ecuación (VI.7), se obtiene la definición del grupo **N** para flujo radial (R):

$$N_R = \frac{1}{2} E_1\left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}}\right) - \frac{1}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} E_1\left(\frac{r_D^2}{4\tau}\right) d\tau = e^{-\chi} - E_1(\chi) \left\{ \frac{1}{2} + \chi \right\}. \quad (\text{VI.16})$$

De un análisis cuidadoso de la ecuación (VI.16), se concluye que para valores pequeños de tiempo los valores del grupo N_R son positivos, pero a medida que este crece se convierten en negativos; con la finalidad de construir la curva tipo, N_R versus t_{DR}/r_D^2 , todos los valores se consideran en valor absoluto, lo cual explica la joroba que se presenta al inicio de las curvas tipo, ver Figura 6-1. Es importante enfatizar que este comentario es válido para los diferentes tipos de flujo estudiados.

Este grupo puede usarse para construir una curva tipo que tiene la ventaja de permitir automáticamente desuperponer el efecto de tendencia lineal de presión. Los datos de campo deben graficarse en una escala doble logarítmica, con el tiempo en el eje de las abscisas y el grupo $(\Delta p - 2 I_c)$ en el de las ordenadas, donde:

$$I_c = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \Delta p d\tau. \quad (\text{VI.17})$$

Con relación al cálculo de la integral de los datos de campo, para los tres casos desarrollados, esto es flujo esférico, lineal y radial, se probaron varias cuadraturas para la evaluación de la integral definida en la ecuación (VI.17), tales como la del Rectángulo, Spline, Simpson, etcétera, concluyéndose que la cuadratura del Trapecio ofrece buenos resultados para el análisis.

Siguiendo un procedimiento similar al aplicado para flujo radial, es posible obtener las definiciones de los grupos N para flujo lineal y esférico²⁸. Para flujo lineal (L):

$$N_L = \pi \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) \left[\frac{4\chi_L + 1}{3} \right] - \frac{1}{3} \sqrt{\pi} e^{-\chi_L} \left[\sqrt{\frac{1}{\chi_L}} + \sqrt{\chi_L} \right], \quad (\text{VI.18})$$

donde $\chi_L = \frac{x_D^2}{4t_{DL}}$.

Los datos de campo deben graficarse en una escala doble logarítmica, con el tiempo en el eje de las abscisas y el grupo $(\Delta p - 2 l_c)$ en el de las ordenadas; ver la definición general del grupo N en la ecuación (VI.5).

Para flujo esférico (S):

$$N_s = p_{DS} r_D / 2 - \frac{r_D}{t_{DS}} \int_0^{t_{DS}} p_D(\tau) d\tau = -\frac{1}{2} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_s}) (1 + 4\chi_s) + \sqrt{\frac{4\chi_s}{\pi}} e^{-\chi_s}, \quad (\text{VI.19})$$

donde $\chi_s = \frac{r_D^2}{4t_{DS}}$.

Al igual que en los casos de flujo radial y lineal, los datos de campo deben graficarse en una escala doble logarítmica, con el tiempo en el eje de las abscisas y el grupo $(\Delta p - 2l_c)$ en el de las ordenadas.

Las definiciones anteriores optimizan notablemente el manejo de la información y los recursos económicos usados en la toma del registro de campo, eliminando adicionalmente errores en el manejo de los datos y en la estimación de las tendencias de presión.

En años recientes el uso de la derivada de presión ha llegado a ser muy popular para la interpretación de pruebas transitorias de presión. Pero es importante tener presente que la desventaja principal de esta herramienta es la necesidad de estimar los datos de la derivada mediante la diferenciación numérica de los datos de presión; los resultados de esta técnica son “ruidosos” y en algunas ocasiones difíciles de interpretar. El promedio ponderado de presión involucrado en las funciones presentadas en esta tesis tiene ventajas en la práctica, debido a que siempre es mucho más suave que la derivada de presión.

En la Figura 6-1, se presenta un ejemplo de campo de la aplicación de la función N , para flujo radial, mediante el ajuste de las nuevas curvas tipo con los datos de presión medidos en el fondo del pozo Abkatún No. 4.

Se ha mencionado consistentemente por varios autores, que la ventaja de las pruebas de pulsos sobre las de interferencia es la eliminación automática de las tendencias lineales de presión debido al método de análisis. Se considera necesario enfatizar que con el uso de los nuevos grupos de presión, esta ventaja desaparece, dejando en igualdad de circunstancias a ambos tipos de pruebas.

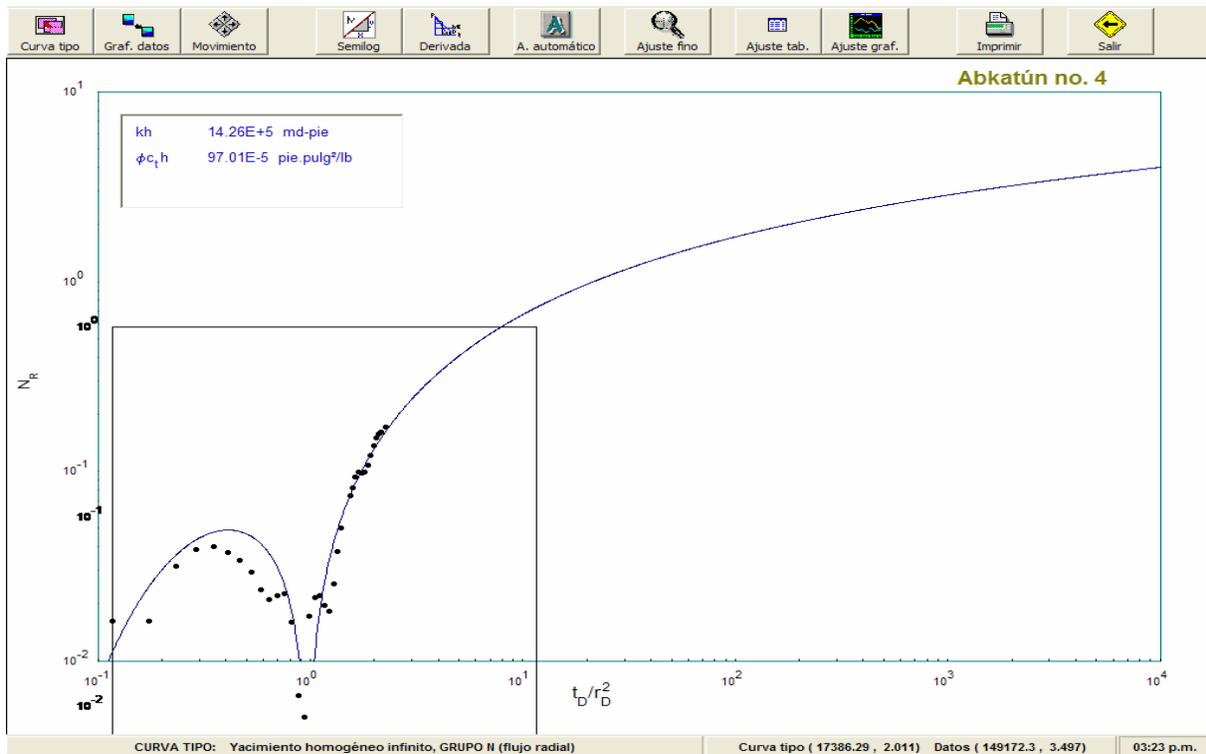


FIGURA 6-1. APLICACIÓN DEL GRUPO N_R AL ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PULSOS EN EL POZO ABKATÚN NO. 4.

En este trabajo se proponen nuevas funciones de presión, para flujo esférico, lineal y radial, que eliminan la tendencia de presión cuadrática en forma automática y se desarrollan curvas tipo para tendencia lineal de presión para el caso de apertura y cierre.

VI.3 Apertura y cierre con tendencia lineal

A continuación se presenta el desarrollo de las ecuaciones de interpretación que permiten el análisis de pruebas con pozos múltiples, en yacimientos homogéneos e isotrópicos, para el caso de apertura y cierre del pozo activo.

VI.3.1 Flujo radial

En términos de variables adimensionales, la expresión que permite calcular la caída de presión a cualquier tiempo y posición espacial, para el caso de flujo radial monofásico, isotérmico, en un yacimiento homogéneo e isotrópico, con comportamiento infinito y efectos de tendencia de presión lineal, para el caso de apertura-cierre, es:

$$p_{DR} = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) - \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(t_{DR} - t_{pDR})} \right) + \eta_1 \frac{t_{DR}}{r_D^2}. \quad (\text{VI.20})$$

Con la finalidad de eliminar la tendencia de presión, a continuación se estima la integral de la presión adimensional respecto a t_{DR}

$$\int_0^{t_{DR}} p_{DR}(\tau) d\tau = \frac{1}{2} \int_0^{t_{DR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) d\tau - \frac{1}{2} \int_0^{t_{DR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})} \right) d\tau + \frac{\eta_1}{r_D^2} \int_0^{t_{DR}} \tau d\tau. \quad (\text{VI.21})$$

La primera integral fue resuelta anteriormente, ver expresión (VI.15). La segunda se puede expresar como:

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \int_0^{t_{DR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})} \right) d\tau &= \frac{1}{2} \int_0^{t_{pDR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})} \right) d\tau + \frac{1}{2} \int_{t_{pDR}}^{t_{DR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})} \right) d\tau \\ &= 0 + \frac{1}{2} \int_{t_{pDR}}^{t_{DR}} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})} \right) d\tau. \end{aligned} \quad (\text{VI.22})$$

La primera integral del lado derecho es cero debido a que el segundo término de la ecuación (VI.20) es válido sólo cuando $t_{DR} \geq t_{pDR}$. Nuevamente se observa que no se tiene la diferencial completa para iniciar el proceso de integración analítica; entonces se procede a un cambio de variable, definiendo:

$$z = \frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})}; \text{ se tiene: } dz = -\frac{r_D^2}{4} \frac{d\tau}{(\tau - t_{pDR})^2}, \quad \frac{dz}{z} = -\frac{d\tau}{(\tau - t_{pDR})}, \quad d\tau = -\frac{r_D^2}{4z} \frac{dz}{z}. \quad (\text{VI.23})$$

Analizando los límites de la integral definida, si τ tiende a t_{pDR} , entonces z tiende a infinito y si τ tiende a t_{DR} entonces z tiende a $\chi^p = \frac{r_D^2}{4(t_{DR} - t_{pDR})}$. Por lo tanto, el

problema se transforma en:

$$\frac{1}{2} \int_0^{t_D} E_1\left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})}\right) d\tau = -\frac{r_D^2}{8} \int_\infty^{\chi^p} E_1(z) \frac{dz}{z^2} = \frac{r_D^2}{8} \int_{\chi^p}^\infty E_1(z) \frac{dz}{z^2}. \quad (VI.24)$$

Considerando la ecuación (VI.14) se tiene:

$$\frac{1}{2} \int_0^{t_D} E_1\left(\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDR})}\right) d\tau = \frac{r_D^2}{8} \left[E_1(\chi^p) \left(1 + \frac{1}{\chi^p}\right) - \frac{1}{\chi^p} e^{-\chi^p} \right]. \quad (VI.25)$$

Finalmente, la expresión (VI.21) queda como:

$$\int_0^{t_{DR}} p_{DR}(\tau) d\tau = \frac{r_D^2}{8} \left[\left(1 + \frac{1}{\chi}\right) E_1(\chi) - \frac{e^{-\chi}}{\chi} - \left(1 + \frac{1}{\chi^p}\right) E_1(\chi^p) + \frac{e^{-\chi^p}}{\chi^p} \right] + \frac{\eta_1}{2} \left(\frac{t_{DR}^2}{r_D^2} \right); \quad (VI.26)$$

dividiendo ambos miembros de la ecuación (VI.26) entre t_{DR} , para estimar un valor de caída de presión adimensional promedio ponderada:

$$\frac{1}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} p_{DR}(\tau) d\tau = \frac{r_D^2}{8t_{DR}} \left[\left(1 + \frac{1}{\chi}\right) E_1(\chi) - \frac{e^{-\chi}}{\chi} - \left(1 + \frac{1}{\chi^p}\right) E_1(\chi^p) + \frac{e^{-\chi^p}}{\chi^p} \right] + \frac{\eta_1}{2} \left(\frac{t_{DR}}{r_D^2} \right). \quad (VI.27)$$

Multiplicando por dos y simplificando:

$$\frac{2}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} p_{DR}(\tau) d\tau = \left[(1 + \chi) E_1(\chi) - e^{-\chi} - \left(\chi + \frac{\chi}{\chi^p} \right) E_1(\chi^p) + \frac{\chi e^{-\chi^p}}{\chi^p} \right] + \frac{\eta_1}{2} \left(\frac{t_{DR}}{r_D^2} \right). \quad (VI.28)$$

Considerando que:

$$\frac{\chi}{\chi^p} = \frac{r_D^2}{4t_{DR}} \left(\frac{4(t_{DR} - t_{pDR})}{r_D^2} \right) = 1 - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}}, \quad (VI.29)$$

tenemos:

$$\frac{2}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} p_{DR}(\tau) d\tau = \left[(1 + \chi) E_1(\chi) - e^{-\chi} - \left(\chi + 1 - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}} \right) E_1(\chi^p) + \left(1 - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}} \right) e^{-\chi^p} \right] + \frac{\eta_1}{2} \left(\frac{t_{DR}}{r_D^2} \right). \quad (\text{VI.30})$$

El grupo N_R , definido por la expresión (VI.5), para yacimiento homogéneo con flujo radial para apertura y cierre es:

$$\begin{aligned} N_R &= \frac{1}{2} \{ E_1(\chi) - E_1(\chi^p) \} - \left[(1 + \chi) E_1(\chi) - e^{-\chi} - \left(\chi + 1 - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}} \right) E_1(\chi^p) + \left(1 - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}} \right) e^{-\chi^p} \right] \\ &= E_1(\chi) \left(\chi + \frac{1}{2} \right) + E_1(\chi^p) \left(\chi + \frac{1}{2} - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}} \right) + e^{-\chi} - \left(1 - \frac{t_{pDR}}{t_{DR}} \right) e^{-\chi^p}. \end{aligned} \quad (\text{VI.31})$$

La curva tipo que se desprende de la ecuación anterior se presenta a continuación, en la Figura 6-2. Para el análisis, los datos de campo deben graficarse en una escala doble logarítmica, con el tiempo en el eje de las abscisas y el grupo $(\Delta p - 2 I_c)$ en el de las ordenadas.

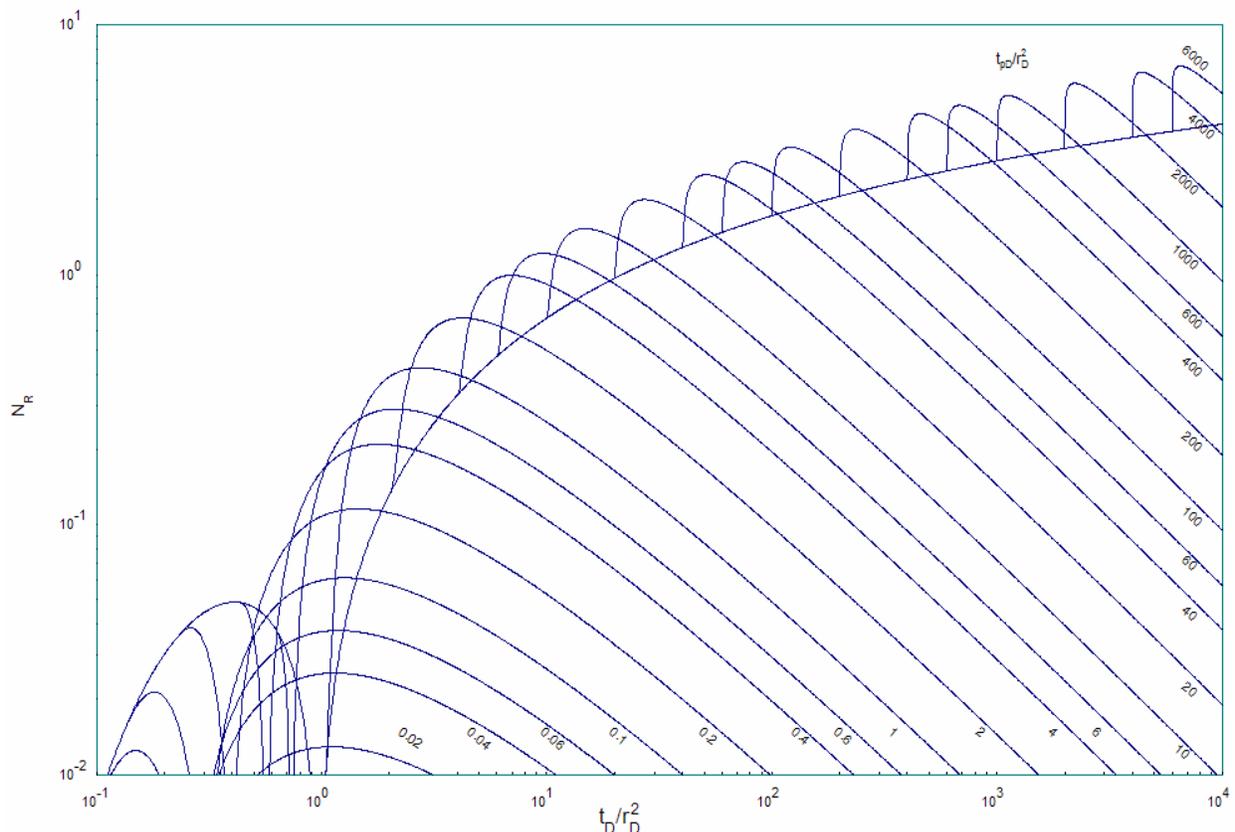


FIGURA 6-2. CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENO, ISOTRÓPICO CON FLUJO RADIAL, APERTURA Y CIERRE.

VI.3.2 Flujo lineal

La ecuación que permite estimar la caída de presión en términos de variables adimensionales, para flujo lineal monofásico, isotérmico en un yacimiento homogéneo, isotrópico con comportamiento infinito y efectos de depresionamiento o represionamiento lineal, con apertura-cierre del pozo activo es:

$$p_{DL} = 2x_D \pi \left[\frac{1}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{1}{\chi}} e^{-\chi_L} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{1}{\chi_L^p}} e^{-\chi_L^p} + \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \right] + \eta_1 \frac{t_{DL}}{x_D^2}, \quad (\text{VI.32})$$

donde $\chi_L^p = x_D^2 / 4(t_{DL} - t_{pDL})$.

Estimando la integral de la presión adimensional con respecto a t_{DL} :

$$\begin{aligned} \int_0^{t_{DL}} p_{DL}(\tau) d\tau &= 4\sqrt{\pi} \int_0^{t_{DL}} \sqrt{\tau} e^{\left(-\frac{x_D^2}{4\tau}\right)} d\tau - 2\pi x_D \int_0^{t_{DL}} \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{\sqrt{4\tau/x_D^2}}\right) d\tau \\ &- 4\sqrt{\pi} \int_0^{t_{DL}} \sqrt{\tau - t_{pDL}} e^{\left(-\frac{x_D^2}{4(\tau - t_{pDL})}\right)} d\tau + 2\pi x_D \int_0^{t_{DL}} \operatorname{erfc}\left(\frac{1}{\sqrt{4(\tau - t_{pDL})/x_D^2}}\right) d\tau + \frac{\eta_1}{2x_D^2} t_{DL}^2 \\ &= I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + \frac{\eta_1}{2x_D^2} t_{DL}^2. \end{aligned} \quad (\text{VI.33})$$

Desarrollando la última integral del lado derecho, I_4 , razonando que los límites de integración de 0 a t_{DL} pueden estimarse como la suma de 0 a t_{pDL} , cuya integral es cero, y de t_{pDL} a t_{DL} , considerando además la definición de $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$, se tiene:

$$I_4 = 2\pi x_D \left\{ \int_{t_{pDL}}^{t_{DL}} d\tau - \int_{t_{pDL}}^{t_{DL}} \operatorname{erf}\left(\sqrt{\frac{x_D^2}{4(\tau - t_{pDL})}}\right) d\tau \right\} = 2\pi x_D \left\{ t_{DL} - t_{pDL} - \int_{t_{pDL}}^{t_{DL}} \operatorname{erf}\left(\sqrt{\frac{x_D^2}{4(\tau - t_{pDL})}}\right) d\tau \right\}; \quad (\text{VI.34})$$

considerando un cambio de variable para tener la diferencial completa:

$$z = \frac{x_D}{2\sqrt{\tau - t_{pDL}}}; \text{ se tiene que: } dz = \frac{-x_D d\tau}{4\sqrt{(\tau - t_{pDL})^3}}; \frac{dz}{z} = \frac{-d\tau}{2(\tau - t_{pDL})}; d\tau = \frac{-x_D^2 dz}{2z^2}; \quad (\text{VI.35})$$

$$\int_{t_{pD}}^{t_{DL}} \operatorname{erf}\left(\sqrt{\frac{x_D^2}{4(\tau - t_{pDL})}}\right) d\tau = -\frac{x_D^2}{2} \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3}. \quad (\text{VI.36})$$

Integrando por partes, seleccionando:

$$u = \frac{1}{z^3}, \quad du = -\frac{3}{z^4} dz, \quad dv = \operatorname{erf}(z) dz, \quad v = z \operatorname{erf}(z) + \frac{e^{-z^2}}{\sqrt{\pi}}; \quad (\text{VI.37})$$

$$\int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} = \left\{ \frac{\operatorname{erf}(\sqrt{\chi_L^p})}{\chi_L^p} + \frac{e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\chi_L^p}^3 \sqrt{\pi}} + 3 \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} + \frac{3}{\sqrt{\pi}} \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \frac{e^{-z^2}}{z^4} dz \right\}; \quad (\text{VI.38})$$

Simplificando:

$$\int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} = -\frac{1}{2} \left\{ \frac{\operatorname{erf}(\sqrt{\chi_L^p})}{\chi_L^p} + \frac{e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\chi_L^p}^3 \sqrt{\pi}} + \frac{3}{\sqrt{\pi}} \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \frac{e^{-z^2}}{z^4} dz \right\}; \quad (\text{VI.39})$$

Integrando por partes:

$$u = e^{-z^2}, \quad du = -2ze^{-z^2} dz, \quad dv = \frac{dz}{z^4}, \quad v = -\frac{1}{3z^3}; \quad (\text{VI.40})$$

$$\int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \frac{e^{-z^2}}{z^4} dz = -\frac{e^{-\chi_L^p}}{3\sqrt{\chi_L^p}^3} - \frac{2}{3} \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \frac{e^{-z^2}}{z^2} dz; \quad (\text{VI.41})$$

nuevamente integrando por partes:

$$u = e^{-z^2}, \quad du = -2ze^{-z^2} dz, \quad dv = \frac{dz}{z^2}, \quad v = -\frac{1}{z}; \quad (\text{VI.42})$$

$$\int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \frac{e^{-z^2}}{z^4} dz = \frac{-e^{-\chi_L^p}}{3\sqrt{\chi_L^p}^3} - \frac{2}{3} \left[\frac{-e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\chi_L^p}} + 2 \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} e^{-z^2} dz \right] = \frac{-e^{-\chi_L^p}}{3\sqrt{\chi_L^p}^3} - \frac{2}{3} \left[\frac{-e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\chi_L^p}} + \sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \right]; \quad (\text{VI.43})$$

Sustituyendo (VI.43) en (VI.39):

$$\int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} = -\frac{1}{2} \left\{ \frac{\operatorname{erf}(\sqrt{\chi_L^p})}{\chi_L^p} + \frac{e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\chi_L^p}^3 \sqrt{\pi}} + \frac{3}{\sqrt{\pi}} \left[\frac{e^{-\chi_L^p}}{3\sqrt{\chi_L^p}^3} - \frac{2}{3} \left[-\frac{e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\chi_L^p}} + \sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \right] \right] \right\}; \quad (\text{VI.44})$$

Simplificando:

$$\int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L^p}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} = -\frac{1}{2} \left\{ \frac{2e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\pi\chi_L^p}} + \frac{1}{\chi_L^p} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi_L^p} \right) \right\}. \quad (\text{VI.45})$$

Sustituyendo (VI.45) en (VI.36) y posteriormente en la ecuación (VI.34):

$$I_4 = 2\pi x_D \left\{ t_{DL} - t_{pDL} - \frac{x_D^2}{4} \left\{ \frac{2e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\pi\chi_L^p}} + \frac{1}{\chi_L^p} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi_L^p} \right) \right\} \right\}; \quad (\text{VI.46})$$

Continuando con la solución de la ecuación (VI.33), considerando a la penúltima integral del lado derecho, I_3 , se puede observar que tampoco tiene la diferencial completa, por tanto es necesario un cambio de variable de la misma forma expresada en la ecuación (VI.35):

$$I_3 = \int_0^{t_{DL}} \sqrt{\tau - t_{pDL}} e^{\left(\frac{-x_D^2}{4(\tau - t_{pDL})} \right)} d\tau = x_D^3 \sqrt{\pi} \int_{\infty}^{\chi_L^p} \frac{e^{-z^2}}{z^4} dz, \quad (\text{VI.47})$$

considerando la ecuación (VI.43), se tiene:

$$I_3 = -\frac{\sqrt{\pi}}{3} x_D^3 \left[e^{-(\chi_L^p)^2} \left(\frac{1}{(\chi_L^p)^3} - \frac{2}{\chi_L^p} \right) + 2\sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \right]. \quad (\text{VI.48})$$

Continuando con el cálculo de I_2 , definida en la ecuación (VI.33):

$$I_2 = -2\pi x_D \int_0^{t_{DL}} \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{\sqrt{4\tau / x_D^2}} \right) d\tau = -2\pi x_D \left\{ t_{DL} - \int_0^{t_{DL}} \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{4\tau / x_D^2}} \right) d\tau \right\}, \quad (\text{VI.49})$$

Considerando un cambio de variable para tener la diferencial completa:

$$z = \frac{x_D}{2\sqrt{\tau}}; \text{ se tiene que: } dz = \frac{-x_D d\tau}{4\sqrt{(\tau)^3}}; \frac{dz}{z} = \frac{-d\tau}{2\tau}; d\tau = \frac{-x_D^2 dz}{2z^2}; \quad (\text{VI.50})$$

$$I_2 = -2\pi x_D \left\{ t_{DL} - \int_0^{t_{DL}} \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{4\tau/x_D^2}} \right) d\tau \right\} = -2\pi x_D \left\{ t_{DL} - \int_{\infty}^{\sqrt{\chi_L}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} \right\}, \quad (\text{VI.51})$$

aprovechando la ecuación (VI.38):

$$I_2 = -2\pi x_D \left\{ t_{DL} - \frac{x_D^2}{4} \left[\frac{1}{\chi_L} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) \left(2 + \frac{1}{\chi_L} \right) + \frac{2e^{-\chi_L}}{\sqrt{\pi\chi_L}} \right] \right\}, \quad (\text{VI.52})$$

Finalmente resolviendo I_1 , definida en la ecuación (VI.33):

$$I_1 = 4\sqrt{\pi} \int_0^{t_{DL}} \sqrt{\tau} e^{\left(\frac{x_D^2}{4\tau}\right)} d\tau = x_D^3 \sqrt{\pi} \int_{\infty}^{\chi_L} e^{-z^2} \frac{dz}{z^4} \quad (\text{VI.53})$$

Aprovechando los resultados presentados en la expresión (VI.43):

$$I_1 = x_D^3 \frac{\sqrt{\pi}}{3} \left[e^{-\frac{1}{\chi_L}} \left(\frac{1}{(\sqrt{\chi_L})^3} - \frac{2}{\sqrt{\chi_L}} \right) + 2\sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) \right] \quad (\text{VI.54})$$

Sustituyendo las ecuaciones (VI.46), (VI.48), (VI.52) y (VI.54) en (VI.33):

$$\begin{aligned} \int_0^{t_{DL}} p_{DL}(\tau) d\tau &= x_D^3 \frac{\sqrt{\pi}}{3} \left[e^{-\frac{1}{\chi_L}} \left(\frac{1}{(\sqrt{\chi_L})^3} - \frac{2}{\sqrt{\chi_L}} \right) + 2\sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) \right] \\ &\quad - 2\pi x_D \left\{ t_{DL} - \frac{x_D^2}{4} \left[\frac{1}{\chi_L} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) \left(2 + \frac{1}{\chi_L} \right) + \frac{2e^{-\chi_L}}{\sqrt{\pi\chi_L}} \right] \right\} \\ &\quad - x_D^3 \frac{\sqrt{\pi}}{3} \left[e^{-(\chi_L^p)^2} \left(\frac{1}{(\chi_L^p)^3} - \frac{2}{\chi_L^p} \right) + 2\sqrt{\pi} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \right] \\ &\quad + 2\pi x_D \left\{ t_{DL} - t_{pDL} - \frac{x_D^2}{4} \left[\frac{2e^{-\chi_L^p}}{\sqrt{\pi}\sqrt{\chi_L^p}} + \frac{1}{\chi_L^p} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi_L^p} \right) \right] \right\} + \frac{\eta_1 t_{DL}^2}{x_D^2}, \quad (\text{VI.55}) \end{aligned}$$

reagrupando y dividiendo ambos miembros entre $t_{DL}x_D$, para estimar un valor de caída de presión adimensional promedio ponderada:

$$\begin{aligned} \frac{1}{t_{DL} x_D} \int_0^{t_{DL}} p_{DL}(\tau) d\tau = & \frac{4\sqrt{\pi}}{3} \left[e^{-\frac{1}{\chi_L}} \left(\frac{1}{\sqrt{\chi_L}} - \sqrt{\chi_L} (2 + \sqrt{2\pi}) \right) + 2 \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L}) (\chi_L (\sqrt{\pi} - 2\pi) + \pi) \right] \\ & - \frac{4\sqrt{\pi}}{3} e^{-(\chi_L^p)^2} \left(\frac{\chi_L}{(\chi_L^p)^3} - \frac{2\chi_L}{\chi_L^p} \right) + \pi \chi_L \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi_L^p}) \left(\frac{4}{3} + \frac{2}{\chi_L^p} \right) - \frac{4\sqrt{\pi} \chi_L}{\sqrt{\chi_L^p}} e^{-\chi_L^p} + \frac{\eta_1 t_{DL}^2}{2x_D^3 x_D^3} \end{aligned} \quad (\text{VI.56})$$

La definición del grupo N para flujo lineal, considerando apertura y cierre, se define como:

$$N_L = \frac{p_{DL}}{2x_D} - \frac{1}{t_{DL} x_D} \int_0^{t_{DL}} p_{DL}(\tau) d\tau. \quad (\text{VI.57})$$

A partir de las expresiones (VI.32) y (VI.56) sustituidas en (VI.57) es posible estimar la curva tipo para flujo lineal considerando apertura y cierre en un yacimiento homogéneo, isotrópico con comportamiento infinito la cual se presenta en la Figura 6-3.

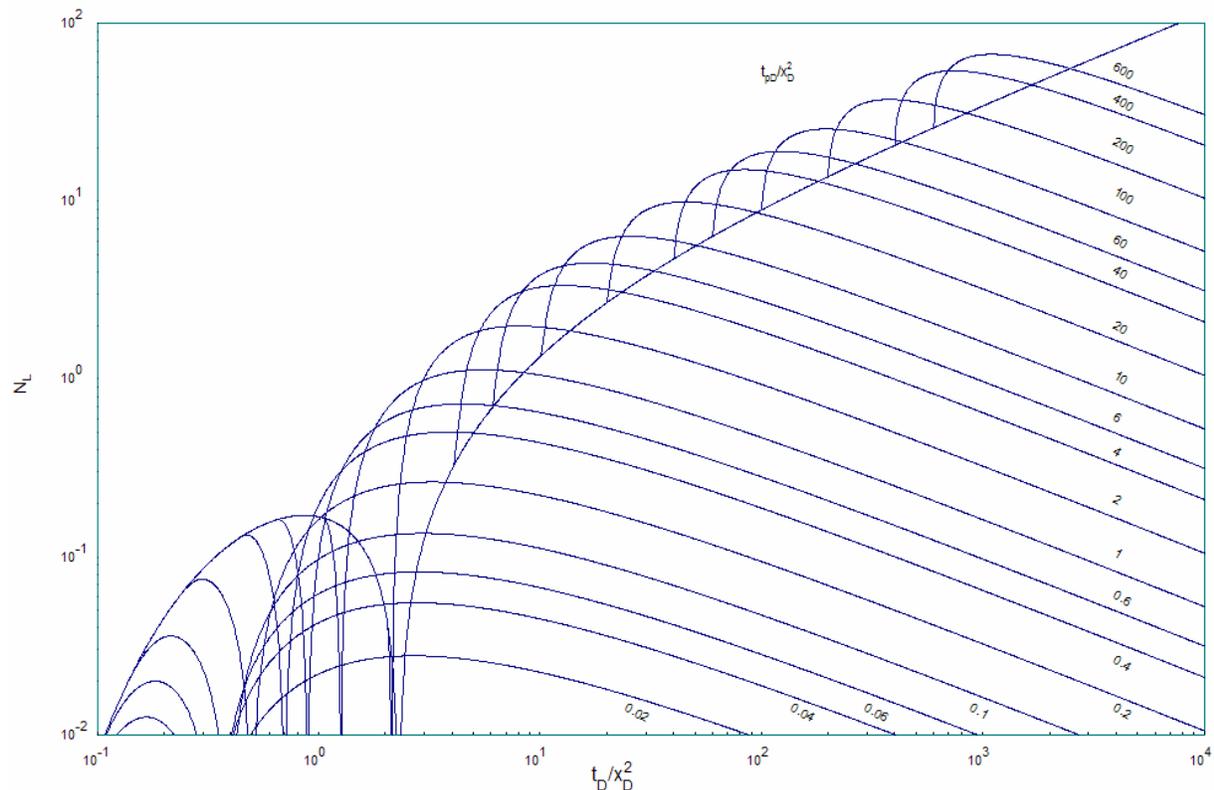


FIGURA 6-3. CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENEO, ISOTRÓPICO CON FLUJO LINEAL, APERTURA Y CIERRE.

VI.3.3 Flujo esférico

La ecuación que permite estimar la caída de presión en términos de variables adimensionales, para flujo esférico monofásico, isotérmico en un yacimiento homogéneo, isotrópico con comportamiento infinito y efectos de depresionamiento o represionamiento lineal, con apertura-cierre del pozo activo es:

$$p_{DS} = \frac{1}{r_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi}) - \frac{1}{r_D} \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi^p}) + \eta_1 \frac{t_{DS}}{r_D^2}. \quad (\text{VI.58})$$

Integrando la expresión anterior, se tiene:

$$\int_0^{t_{DS}} p_{DS}(\tau) d\tau = \frac{1}{r_D} \left\{ \int_0^{t_{DS}} \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4\tau}} \right) d\tau - \int_0^{t_{DS}} \operatorname{erfc} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDS})}} \right) d\tau \right\} + \frac{\eta_1}{r_D^2} \int_0^{t_{DS}} \tau d\tau, \quad (\text{VI.59})$$

considerando que $\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x)$, se tiene:

$$I = \frac{1}{r_D} \left\{ \int_0^{t_{DS}} d\tau - \int_0^{t_{DS}} \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4\tau}} \right) d\tau - \int_{t_{pD}}^{t_{DS}} d\tau + \int_0^{t_{DS}} \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDS})}} \right) d\tau \right\} + \frac{\eta_1}{r_D^2} \int_0^{t_{DS}} \tau d\tau, \quad (\text{VI.60})$$

simplificando:

$$\int_0^{t_{DS}} p_{DS}(\tau) d\tau = \frac{1}{r_D} \left\{ t_{pDS} - \int_0^{t_{DS}} \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4\tau}} \right) d\tau + \int_0^{t_{DS}} \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDS})}} \right) d\tau \right\} + \frac{\eta_1 t_{DS}^2}{r_D^2 2}, \quad (\text{VI.61})$$

considerando la segunda integral del lado derecho en la ecuación (VI.61), puede observarse que no tiene la diferencial completa, por lo que se procede a un cambio de variable en la forma siguiente:

$$z = \frac{r_D}{2\sqrt{\tau - t_{pDS}}}; \text{ por tanto: } dz = \frac{-r_D d\tau}{4\sqrt{(\tau - t_{pDS})^3}}; \frac{dz}{z} = -\frac{d\tau}{2(\tau - t_{pDS})}; d\tau = -\frac{r_D^2}{2z^2} \frac{dz}{z}; \quad (\text{VI.62})$$

sustituyendo:

$$\int_0^{t_{DS}} \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4(\tau - t_{pDS})}} \right) d\tau = -\frac{r_D^2}{2} \int_{\infty}^{\frac{r_D}{2\sqrt{t_{DS} - t_{pDS}}}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} = \frac{r_D^2}{4} \left\{ \frac{2e^{-\chi^p}}{\sqrt{\pi\chi^p}} + \frac{1}{\chi^p} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi^p} \right) \right\}. \quad (\text{VI.63})$$

Resolviendo la primera integral del lado derecho de la ecuación (VI.61) considerando la siguiente definición de z , para completar la diferencial:

$$z = \frac{r_D}{2\sqrt{\tau}}; \text{ por tanto: } dz = \frac{-r_D d\tau}{4\sqrt{(\tau)^3}}; \frac{dz}{z} = -\frac{d\tau}{2\tau}; d\tau = -\frac{r_D^2}{2z^2} \frac{dz}{z}; \quad (\text{VI.64})$$

$$\int_0^{t_{DS}} \operatorname{erf} \left(\sqrt{\frac{r_D^2}{4\tau}} \right) d\tau = -\frac{r_D^2}{2} \int_{\infty}^{\frac{r_D}{2\sqrt{t_{DS}}}} \operatorname{erf}(z) \frac{dz}{z^3} = \frac{r_D^2}{4} \left\{ \frac{2e^{-\chi}}{\sqrt{\pi\chi}} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi}) \left(2 + \frac{1}{\chi^2} \right) \right\} \quad (\text{VI.65})$$

Sustituyendo la ecuación (VI.63) y la (VI.65) en la ecuación (VI.61):

$$\int_0^{t_{DS}} p_{DS}(\tau) d\tau = \frac{r_D}{4} \left\{ \begin{array}{l} - \left\{ \frac{2e^{-\chi^2}}{\sqrt{\pi\chi}} - \operatorname{erfc}(\chi) \left(2 + \frac{1}{\chi^2} \right) \right\} \\ + \left\{ \frac{2e^{-\chi^p}}{\sqrt{\pi\chi^p}} + \frac{1}{\chi^p} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi^p} \right) \right\} \end{array} \right\} - t_{DS} + t_{pDS} + \frac{\eta_1}{r_D^2} \frac{t_{DS}^2}{2}, \quad (\text{VI.66})$$

dividiendo entre t_{DS} y multiplicando por r_D :

$$\frac{r_D}{t_{DS}} \int_0^{t_{DS}} p_{DS}(\tau) d\tau = \frac{r_D^2}{4t_{DS}} \left\{ \begin{array}{l} - \left\{ \frac{2e^{-\chi^2}}{\sqrt{\pi\chi}} - \operatorname{erfc}(\chi) \left(2 + \frac{1}{\chi^2} \right) \right\} \\ + \left\{ \frac{2e^{-\chi^p}}{\sqrt{\pi\chi^p}} + \frac{1}{\chi^p} - \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi^p} \right) \right\} \end{array} \right\} - \frac{t_{DS} - t_{pDS}}{t_{DS}} + \frac{\eta_1}{r_D^2} \frac{t_{DS}^2}{2}, \quad (\text{VI.67})$$

Finalmente la expresión final de integración ponderada para flujo esférico es:

$$\begin{aligned} \frac{r_D}{t_{DS}} \int_0^{t_{DS}} p_{DS}(\tau) d\tau = & -\frac{2\chi e^{-\chi^2}}{\sqrt{\pi}} + \chi^2 \operatorname{erfc}(\chi) \left(2 + \frac{1}{\chi^2}\right) \\ & + \frac{2\chi e^{-\chi^p}}{\sqrt{\pi\chi^p}} + \frac{\chi^2}{\chi^p} - \chi \operatorname{erfc}(\sqrt{\chi^p}) \left(2 + \frac{1}{\chi^p}\right) - \frac{(t_{DS} - t_{pDS})}{t_{DS}} + \frac{\eta_1 t_{DS}}{r_D 2}. \end{aligned} \quad (\text{VI.68})$$

La definición del grupo N para flujo esférico es:

$$N_s = \frac{p_{DS} r_D}{2} - \frac{r_D}{t_{DS}} \int_0^{t_{DS}} p_{DS}(\tau) d\tau. \quad (\text{VI.69})$$

A partir de esta expresión y usando las ecuaciones (VI.58) y (VI.68) puede construirse la curva tipo de la Figura 6.4 la cual puede emplearse para el análisis de pruebas de interferencia con apertura cierre en un yacimiento homogéneo, isotrópico, con comportamiento infinito y flujo esférico.

Es importante enfatizar que los datos de campo, en todos los casos, deben graficarse en una escala doble logarítmica con el tiempo en el eje de las abscisas y el grupo $(\Delta p - 2 I_c)$ en el de las ordenadas. En la Tabla 6-1 se presentan las ecuaciones de interpretación para los tres modelos de flujo presentados en los desarrollos anteriores, esto es, flujo lineal, flujo esférico y flujo radial.

Tabla. 6-1. ECUACIONES DE INTERPRETACIÓN PARA FLUJO LINEAL, ESFÉRICO Y RADIAL.

Lineal	$p_{DL} = \frac{kbh\Delta p}{2\alpha qB\mu x}$	$t_{DL} = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_i x^2}$	$kbh = 2\alpha qB\mu L \frac{p_{DLm}}{\Delta p_m}$	$\phi bhc_t = \frac{\beta kbh t_m}{\mu L^2 t_{DL}}$
Esférico	$p_{DS} = \frac{kr\Delta p}{\alpha qB\mu}$	$t_{DS} = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_i r^2}$	$k = \frac{\alpha qB\mu p_{DSm}}{R \Delta p_m}$	$\phi c_i = \frac{\beta k t_m}{\mu R^2 t_{DS}}$
Radial	$p_{DR} = \frac{kh\Delta p}{\alpha qB\mu}$	$t_{DR} = \frac{\beta kt}{\phi\mu c_i r^2}$	$kh = \alpha qB\mu \frac{p_{DRm}}{\Delta p_m}$	$\phi hc_t = \frac{\beta k t_m}{\mu R^2 t_{DR}}$

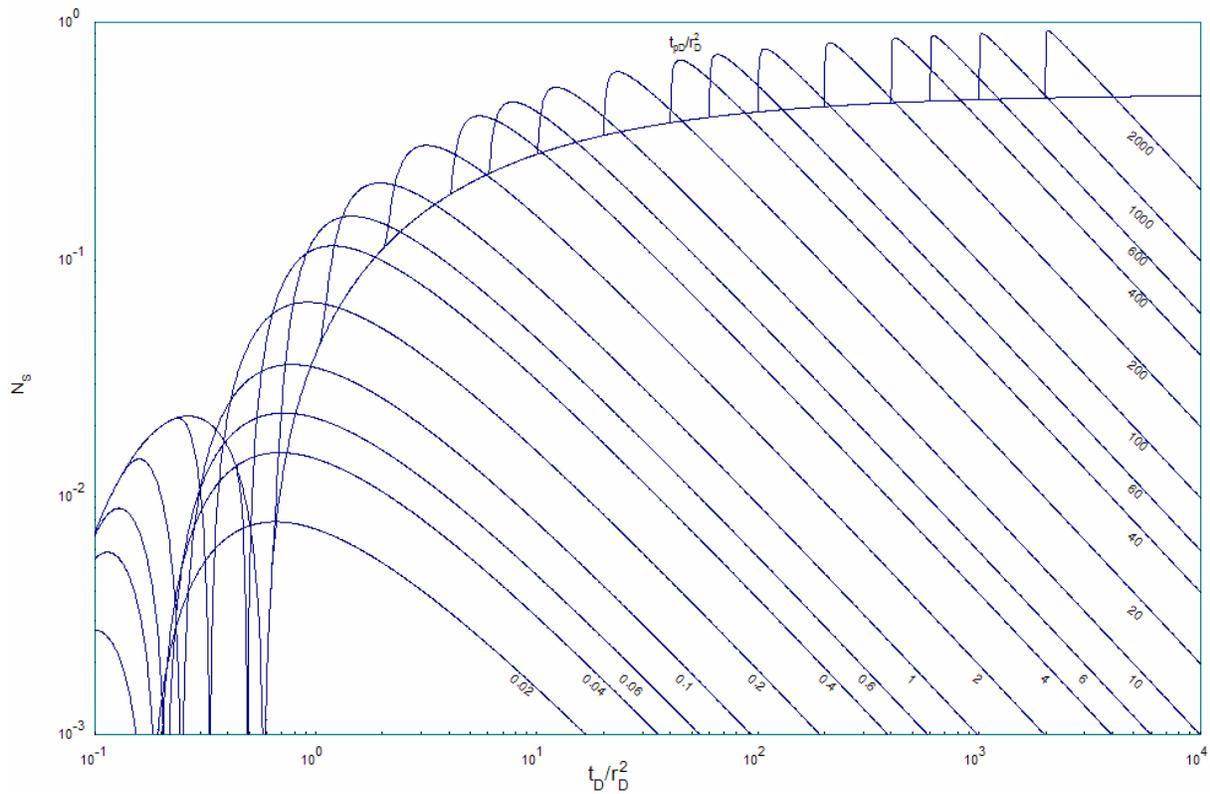


FIGURA 6-4. CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENO, ISOTRÓPICO CON FLUJO ESFÉRICO, APERTURA Y CIERRE.

VI.4 Tendencias cuadráticas, flujo radial.

El comportamiento de la caída de presión en un pozo de observación afectado por la influencia de una tendencia cuadrática de presión puede expresarse como:

$$\Delta p_D(t_D) = p_D(t_D) + \eta_1 \frac{t_D}{r_D^2} + \eta_2 \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)^2, \quad (\text{VI.70})$$

donde $\Delta p_D(t_D)$ es la respuesta total de presión que representa la suma de $p_D(t_D)$, que es la caída de presión que el pozo tendría a un tiempo t_D sin el efecto de la tendencia de presión, más la tendencia de presión expresada por el segundo y tercer términos del lado derecho.

La tendencia de presión, puede ser positiva o negativa dependiendo de que el área de drene del pozo se este depresionando o represionando, respectivamente.

La integral de presión adimensional respecto a t_D , para la ecuación (VI.70) se expresa como:

$$\int_0^{t_D} \Delta p_D(\tau) d\tau = \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau + \frac{\eta_1}{r_D^2} \frac{t_D^2}{2} + \frac{\eta_2}{3r_D^2} \left(\frac{t_D^3}{r_D^2} \right). \quad (\text{VI.71})$$

Dividiendo ambos miembros de la expresión anterior entre t_D , se estima un valor de caída de presión promedio ponderada:

$$\frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} \Delta p_D(\tau) d\tau = \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau + \frac{\eta_1}{r_D^2} \frac{t_D}{2} + \frac{\eta_2}{3} \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)^2. \quad (\text{VI.72})$$

Del análisis de las ecuaciones (VI.70) y (VI.72) se observa que ambas contienen el término de la tendencia cuadrática de presión en forma semejante, de aquí que al manipular algebraicamente ambas expresiones puede eliminarse este efecto:

$$M = \Delta p_D(t_D) - \frac{3}{t_D} \int_0^{t_D} \Delta p_D(\tau) d\tau = p_D(t_D) - \frac{\eta_1}{2} \frac{t_D}{r_D^2} - \frac{3}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau. \quad (\text{VI.73})$$

Continuando con la misma lógica para eliminar la tendencia de primer grado, se tiene:

$$\frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} M(\tau) d\tau = \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau - \frac{\eta_1 t_D}{4 r_D^2} - \frac{3}{t_D} \int_0^{t_D} \frac{1}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau. \quad (\text{VI.74})$$

De igual forma que en el proceso anterior puede observarse que las ecuaciones (VI.74) y (VI.73) contienen al término de tendencia lineal en forma semejante, de aquí que al restar dos veces la ecuación (VI.74) de la (VI.73) se obtiene⁴⁷:

$$N = M - \frac{2}{t_D} \int_0^{t_D} M(\tau) d\tau = p_D(t_D) - \frac{5}{t_D} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau + \frac{6}{t_D} \int_0^{t_D} \left\{ \frac{1}{\tau} \int_0^{t_D} p_D(\tau) d\tau \right\} d\tau, \quad (\text{VI.75})$$

Fácilmente se puede observar que la nueva definición no contiene los términos de tendencia de presión lineal y cuadrática, lo cual define una nueva técnica de interpretación para pruebas de interferencia y pulsos. Es importante enfatizar que la expresión anterior es válida para cualquier geometría de flujo y tipo de yacimiento.

A continuación se presenta la función de presión para yacimiento homogéneo, isotrópico de comportamiento infinito con flujo radial. Para estas condiciones, la expresión (VI.75) se transforma en:

$$N_R = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) - \frac{5}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) d\tau + \frac{6}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} \left[\frac{1}{\tau} \int_0^{t_{DR}} \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) d\tau \right] d\tau. \quad (\text{VI.76})$$

Desarrollando la expresión, considerando la ecuación (VI.15):

$$N_R = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) - \frac{5}{2} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) \left[1 + \frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right] - e^{-\frac{r_D^2}{4t_{DR}}} \right] + \frac{3}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) \left[1 + \frac{r_D^2}{4\tau} \right] - e^{-\frac{r_D^2}{4\tau}} \right] d\tau. \quad (\text{VI.77})$$

Simplificando:

$$N_R = -\frac{5}{2} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right) \left[\frac{4}{5} + \frac{r_D^2}{4t_{DR}} \right] - e^{-r_D^2/4t_{DR}} \right] + \frac{3}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) \left[1 + \frac{r_D^2}{4\tau} \right] - e^{-r_D^2/4\tau} \right] d\tau. \quad (VI.78)$$

desarrollando la integral del lado derecho:

$$I = \frac{1}{t_{DR}} \int_0^{t_{DR}} \left[E_1 \left(\frac{r_D^2}{4\tau} \right) \left[1 + \frac{r_D^2}{4\tau} \right] - e^{-r_D^2/4\tau} \right] d\tau, \quad (VI.79)$$

$$\text{si } z = \frac{r_D^2}{4\tau}, \text{ se tiene que: } dz = -\frac{r_D^2}{4} \frac{d\tau}{\tau^2}, \quad \frac{dz}{z} = -\frac{d\tau}{\tau}; \quad d\tau = -\frac{r_D^2}{4z} \frac{dz}{z} \quad (VI.80)$$

Analizando los límites de la integral definida, si τ tiende a cero entonces z tiende a infinito y cuando τ tiende a t_{DR} , z tiende a $r_D^2/4t_{DR}$. Por tanto, se tiene:

$$I = \frac{r_D^2}{4t_{DR}} \int_{\frac{r_D^2}{4t_{DR}}}^{\infty} \left[E_1(z) \left[1 + \frac{1}{z} \right] - e^{-z} \right] \frac{dz}{z^2} = \chi \left[\int_{\chi}^{\infty} \frac{E_1(z)}{z^2} dz + \int_{\chi}^{\infty} \frac{E_1(z)}{z} dz - \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z^2} dz \right]. \quad (VI.81)$$

Considerando las expresiones (VI.13) y (VI.14):

$$I = E_1(\chi)(1 + \chi) - e^{-\chi} + \chi \int_{\chi}^{\infty} \frac{E_1(z)}{z} dz - e^{-\chi} + \chi E_1(\chi) = E_1(\chi)(1 + 2\chi) - 2e^{-\chi} + \chi \int_{\chi}^{\infty} \frac{E_1(z)}{z} dz. \quad (VI.82)$$

La integral restante en la ecuación anterior se intentó resolver analíticamente por partes sin un resultado exitoso, por lo que se utilizó una aproximación⁴⁸ polinomial y racional a la integral exponencial, con el uso de dos expresiones para los rangos de 0 a 1 y de 1 a infinito respectivamente.

$$E_1(z) = a_0 + a_1 z + a_2 z^2 + a_3 z^3 + a_4 z^4 + a_5 z^5 - \ln(z) + |\varepsilon(z)|, \quad 0 \leq z \leq 1$$

con $|\varepsilon(z)| < 2 \times 10^{-7}$, donde:

$$\begin{aligned} a_0 &= -.57721566, & a_1 &= .99999193, & a_2 &= -.24991055, \\ a_3 &= .05519968, & a_4 &= -.00976004, & a_5 &= .00107857; \end{aligned} \quad (VI.83)$$

$$E_1(z) = \frac{z^4 + b_1 z^3 + b_2 z^2 + b_3 z + b_4}{z^4 + c_1 z^3 + c_2 z^2 + c_3 z + c_4} \frac{e^{-z}}{z} + |\varepsilon(z)|, \quad 1 \leq z \leq \infty$$

con $|\varepsilon(z)| < 2 \times 10^{-8}$, donde :

$$\begin{aligned} b_1 &= 8.5733287401, & b_2 &= 18.059016973, & b_3 &= 8.6347608925, & b_4 &= .2677737343, \\ c_1 &= 9.5733223454, & c_2 &= 25.6329561486, & c_3 &= 21.0996530827, & c_4 &= 3.9584969228. \end{aligned} \quad (\text{VI.84})$$

Entonces se tiene:

$$\begin{aligned} \int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z} &= \int_{\chi}^1 [a_0 / z + a_1 + a_2 z + a_3 z^2 + a_4 z^3 + a_5 z^4 - \ln(z) / z] dz + \\ &\int_1^{\infty} \frac{z^4 + b_1 z^3 + b_2 z^2 + b_3 z + b_4}{z^6 + c_1 z^5 + c_2 z^4 + c_3 z^3 + c_4 z^2} e^{-z} dz, \quad \forall \quad 0 < \chi < 1 \end{aligned} \quad (\text{VI.85})$$

y

$$\int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z} = \int_{\chi}^{\infty} \frac{z^4 + b_1 z^3 + b_2 z^2 + b_3 z + b_4}{z^6 + c_1 z^5 + c_2 z^4 + c_3 z^3 + c_4 z^2} e^{-z} dz, \quad \forall \quad \chi > 1. \quad (\text{VI.86})$$

Resolviendo la expresión (VI.85),

$$\begin{aligned} \int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z} &= -a_0 \ln(\chi) + a_1(1-\chi) + \frac{a_2}{2}(1-\chi^2) + \frac{a_3}{3}(1-\chi^3) + \frac{a_4}{4}(1-\chi^4) + \frac{a_5}{5}(1-\chi^5) \\ &+ \frac{[\ln(\chi)]^2}{2} + \int_1^{\infty} \frac{z^4 + b_1 z^3 + b_2 z^2 + b_3 z + b_4}{z^6 + c_1 z^5 + c_2 z^4 + c_3 z^3 + c_4 z^2} e^{-z} dz; \end{aligned} \quad (\text{VI.87})$$

desarrollando la integral expresada por la ecuación (VI.86) por la técnica de fracciones parciales, se tiene:

$$\begin{aligned} \int_{\chi}^{\infty} \frac{z^4 + b_1 z^3 + b_2 z^2 + b_3 z + b_4}{z^6 + c_1 z^5 + c_2 z^4 + c_3 z^3 + c_4 z^2} e^{-z} dz &= \\ \int_{\chi}^{\infty} \frac{z^4 + b_1 z^3 + b_2 z^2 + b_3 z + b_4}{z^2(z + 5.7101)(z + 2.584)(z + 1.01483236)(z + .264367596)} e^{-z} dz &= \\ \int_{\chi}^{\infty} \left(\frac{A}{z^2} + \frac{B}{z} + \frac{C}{(z + 5.7101)} + \frac{D}{(z + 2.584)} + \frac{E}{(z + 1.014832)} + \frac{F}{(z + .264367596)} \right) e^{-z} dz. \end{aligned} \quad (\text{VI.88})$$

Las constantes, A , B , C , D , E y F se obtienen por igualación a partir de la ecuación siguiente:

$$\begin{aligned} & A(z+5.7101)(z+2.584)(z+1.01483236)(z+.264367596) + \\ & Bz(z+5.7101)(z+2.584)(z+1.01483236)(z+.264367596) + \\ & Cz^2(z+2.584)(z+1.01483236)(z+.264367596) + \\ & Dz^2(z+5.7101)(z+1.01483236)(z+.264367596) + \\ & Ez^2(z+5.7101)(z+2.584)(z+.264367596) + \\ & Fz^2(z+5.7101)(z+2.584)(z+1.01483236) = z^4 + b_1z^3 + b_2z^2 + b_3z + b_4; \quad (\text{VI.89}) \end{aligned}$$

si $z = 0$, tenemos: $A(5.7101)(2.584)(1.01483236)(.264367596) = b_4 \quad \therefore A = 0.6739$.
Haciendo $z = -5.7101$, $z = -2.584$, $z = -1.01483236$, $z = -0.264367596$, se obtiene: $C = -.002575$, $D = -.0631862$, $E = -.38684$ y $F = -1.3694$; finalmente, despejando de la expresión (VI.73), se obtiene $B = 1.8221$.

Continuando con la resolución de la integral (VI.88), se obtiene:

$$\begin{aligned} & \int_{\chi}^{\infty} \left(\frac{A}{z^2} + \frac{B}{z} + \frac{C}{(z+5.7101)} + \frac{D}{(z+2.584)} + \frac{E}{(z+1.01483236)} + \frac{F}{(z+.264367596)} \right) e^{-z} dz \\ & = A \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z^2} dz + B \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z} dz + C \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z+5.7101} dz + D \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z+2.584} dz + \\ & E \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z+1.01483236} dz + F \int_{\chi}^{\infty} \frac{e^{-z}}{z+.264367596} dz; \quad (\text{VI.90}) \end{aligned}$$

entonces para $\chi > 1$ considerando (VI.13), se obtiene:

$$\begin{aligned} \int_{\chi}^{\infty} \frac{E_1(z)}{z} dz & = A \left(\frac{e^{-\chi}}{\chi} - E_1(\chi) \right) + BE_1(\chi) + Ce^{5.7101} E_1(\chi+5.7101) + \\ & De^{2.584} E_1(\chi+2.584) + Ee^{1.0148} E_1(\chi+1.0148) + Fe^{.2644} E_1(\chi+.2644). \quad (\text{VI.91}) \end{aligned}$$

Como caso particular si $\chi=1$, se tiene que $\int_1^{\infty} E_1(z)/z dz = 0.09784$; entonces para el

intervalo $0 < \chi < 1$, aplicando la expresión (VI.84), se obtiene:

$$\int_{\chi}^{\infty} E_1(z) \frac{dz}{z} = -a_0 \text{Ln}(\chi) + a_1(1-\chi) + \frac{a_2}{2}(1-\chi^2) + \frac{a_3}{3}(1-\chi^3) + \frac{a_4}{4}(1-\chi^4) + \frac{a_5}{5}(1-\chi^5) + \frac{[\text{Ln}(\chi)]^2}{2} + 0.09784; \quad (\text{VI.92})$$

sustituyendo en (VI.82):

$$I = E_1(\chi)(1+2\chi) - 2e^{-\chi} - a_0\chi \text{Ln}(\chi) + a_1\chi(1-\chi) + \frac{a_2\chi}{2}(1-\chi^2) + \frac{a_3\chi}{3}(1-\chi^3) + \frac{a_4\chi}{4}(1-\chi^4) + \frac{a_5\chi}{5}(1-\chi^5) + \frac{\chi[\text{Ln}(\chi)]^2}{2} + 0.101312824\chi, \quad \forall 0 < \chi < 1 \quad (\text{VI.93})$$

y

$$I = E_1(\chi)(1+2\chi) - 2e^{-\chi} + \left[\begin{array}{l} A(e^{-\chi} / \chi - E_1(\chi)) + B E_1(\chi) + C e^{5.7101} E_1(\chi + 5.7101) + \\ \chi D e^{2.584} E_1(\chi + 2.584) + E e^{1.0148} E_1(\chi + 1.0148) + \\ F e^{.2644} E_1(\chi + .2644) \end{array} \right], \quad \forall \chi > 1. \quad (\text{VI.94})$$

Finalmente sustituyendo en la expresión (VI.78), tenemos la definición del grupo N_R para flujo radial, yacimiento homogéneo e isotrópico y tendencia de presión de tipo cuadrática:

$$N_R = -\frac{5}{2} \left[E_1(\chi) \left[\frac{4}{5} + \chi \right] - e^{-\chi} \right] + 3 \left[\begin{array}{l} E_1(\chi)(1+2\chi) - 2e^{-\chi} - a_0\chi \text{Ln}(\chi) + a_1\chi(1-\chi) + \frac{a_2\chi}{2}(1-\chi^2) + \\ \frac{a_3\chi}{3}(1-\chi^3) + \frac{a_4\chi}{4}(1-\chi^4) + \frac{a_5\chi}{5}(1-\chi^5) + \frac{\chi[\text{Ln}(\chi)]^2}{2} + \\ 0.101312824\chi \end{array} \right], \quad \forall 0 < \chi < 1, \quad (\text{VI.95})$$

y

$$N_R = -\frac{5}{2} \left[E_1(\chi) \left[\frac{4}{5} + \chi \right] - e^{-\chi} \right] + 3E_1(\chi)(1+2\chi) - 6e^{-\chi} + 3\chi \left[\begin{array}{l} A(e^{-\chi} / \chi - E_1(\chi)) + B E_1(\chi) + C e^{5.7101} E_1(\chi + 5.7101) + \\ D e^{2.584} E_1(\chi + 2.584) + E e^{1.0148} E_1(\chi + 1.0148) + \\ F e^{.2644} E_1(\chi + .2644) \end{array} \right], \quad \forall \chi > 1. \quad (\text{VI.96})$$

La curva tipo resultante de la solución de las ecuaciones (VI.95) y (VI.96) se presenta en la Figura 6-5. *Los datos se grafican en todos los casos en valor absoluto.*

Para hacer uso de la curva tipo, deben graficarse los datos de campo en una escala doble logarítmica con el tiempo en el eje de las abscisas y el grupo $(\Delta p - 5 I_c + 6 II_c)$ en el de las ordenadas. I_c se define en la ecuación (VI.17) y II_c en la expresión (VI.97). En la Tabla 6-1 se presentan las ecuaciones de interpretación.

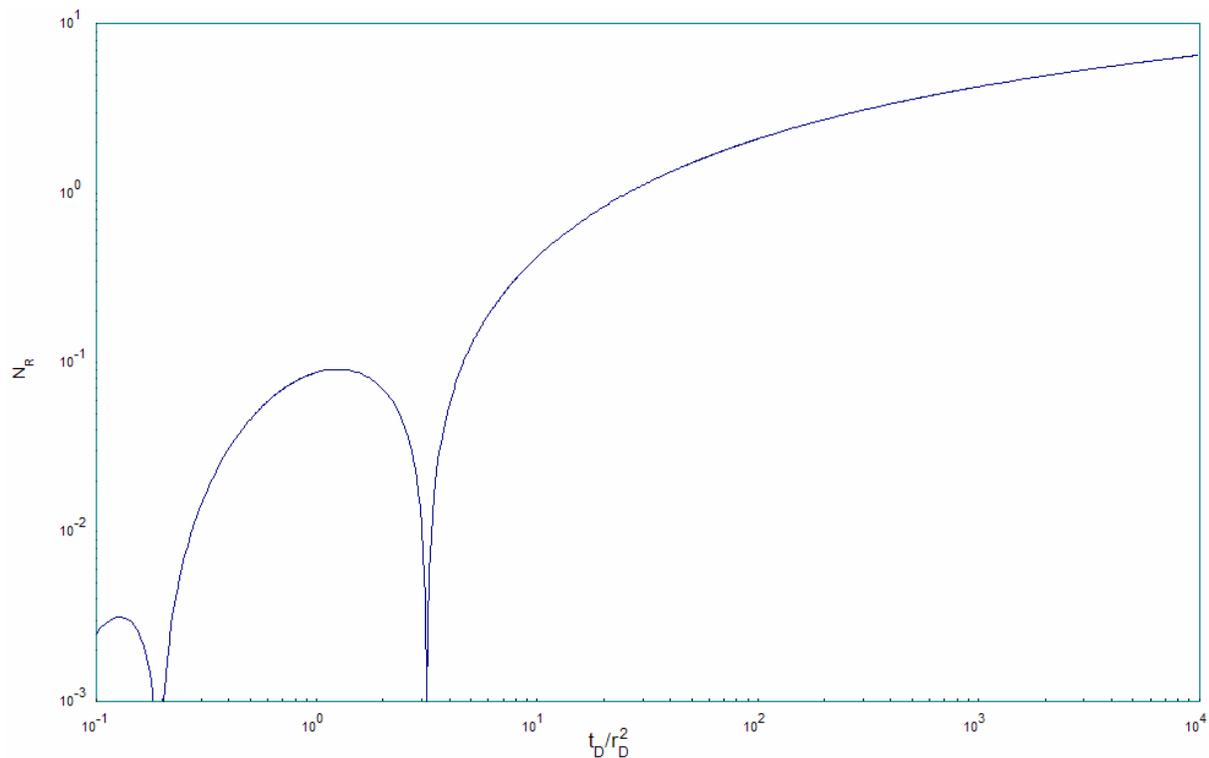


FIGURA 6-5. CURVA TIPO PARA YACIMIENTO HOMÓGENO, ISOTRÓPICO CON FLUJO RADIAL Y TENDENCIA CUADRÁTICA.

$$II_c = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \Delta p \, d\tau \, d\tau. \quad (\text{VI.97})$$

De un análisis numérico de las ecuaciones (VI.95) y (VI.96), se concluye que para valores pequeños de tiempo, los valores del grupo N_R son positivos, pero a medida que este crece se convierten en negativos y posteriormente nuevamente a positivos; con la finalidad de construir la curva tipo, todos los valores se consideran en valor absoluto, lo cual explica las dos jorobas que se presentan al inicio de la curva tipo.

Como la tendencia cuadrática incluye un término lineal se puede deducir fácilmente que la curva tipo en la Figura 6-5, es útil también para los casos en los que se presente solamente una tendencia de presión lineal en el yacimiento, esto sería un caso especial de la ecuación (VI.70) con $\eta_2 = 0$.

VI.5 Discusión de los resultados teóricos obtenidos.

Del análisis de varias decenas de casos sintéticos, se detectó que a medida que el registrador de presión presenta una menor resolución, la definición de las jorobas al inicio de la prueba se va perdiendo; esta situación se explica por dos efectos, el primero es que a medida que la resolución es menor, se tiene incapacidad de obtener los primeros datos de la prueba y el segundo está ligado al proceso numérico para estimar las integrales ponderadas de presión cuyo error es dependiente de la calidad y cantidad de los datos considerados.

Sin embargo, la situación anterior de la definición de las jorobas, no afecta el análisis ya que si el ajuste se efectúa considerando con mayor ponderación la parte final del registro correspondiente a la zona de la curva después de las dos jorobas, se obtienen buenos resultados; esto debe considerarse como una regla práctica de campo para efectuar los ajustes con los datos de presión de fondo.

Al igual que en el caso de la tendencia lineal de presión presentado al principio del capítulo, se determinó que la regla del Trapecio ofrece resultados excelentes en el cálculo de las integrales con datos de campo que contienen ruido aleatorio.

Las pruebas de validez del nuevo procedimiento de análisis se efectuaron considerando como límite de resolución 0.1 lb/pg^2 ; no obstante los resultados encontrados fueron bastante cercanos en un rango de menos del 1% entre valores reales y calculados. A medida que la resolución se incrementó, los resultados fueron casi idénticos a los usados en el simulador de pruebas de pozos múltiples, usado para modelar las pruebas sintéticas de campo.

Es importante mencionar que en la actualidad generalmente se usan sensores de presión con resoluciones de al menos 0.01 lb/pg^2 , lo cual permite concluir que la técnica propuesta reportará excelentes resultados en la mayoría de los casos.

A partir del grupo **N** pueden construirse curvas tipo para análisis de datos de campo, y también usarse ventajosamente en los procedimientos de regresión no lineal, ya que elimina automáticamente dos variables a estimar, con la consecuente mejora en la estabilidad de la solución y el tiempo de cómputo.

La función de presión **N**, representada por las ecuaciones (VI.5) y (VI.75), permite analizar pruebas de interferencia de presión eliminando automáticamente las tendencias lineal y cuadrática de presión del yacimiento, lo cual mejora la calidad de los resultados, obteniéndose ahorros económicos importantes, ya que evita la necesidad de registrar la tendencia de presión en los pozos observadores durante varias horas antes del inicio de la prueba.

Es importante enfatizar que la función **N** puede usarse para todos los tipos de pruebas transitorias de presión existentes y para los diferentes modelos de yacimientos incluyendo a los homogéneos y los naturalmente fracturados, para lo cual es necesario considerar las definiciones adecuadas de p_D .

En este trabajo se aplicó exitosamente a las pruebas de interferencia de presión en un yacimiento homogéneo infinito, con flujo esférico, lineal y radial.

Finalmente se enfatiza que un resultado relevante de la investigación doctoral es que el procedimiento planteado en este capítulo ubica en el mismo rango de aplicabilidad a las pruebas de interferencia con las de pulsos. Lo anterior es debido a que la superioridad de las pruebas de pulsos sobre las de interferencia marcada por Johnson, Greenkorn y Woods², debida a la eliminación automática de las tendencias lineales de presión desaparece.

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PULSOS EMPLEANDO EL MÉTODO DE LÍNEA RECTA

VII.1 Introducción

En este capítulo se propone una metodología de aplicación fácil para la interpretación de pruebas de interferencia y pulsos a través del uso de gráficas semilogarítmicas, en función de nuevos grupos de presión que permiten presentar los datos de campo en líneas rectas; con la pendiente y ordenada al origen es posible estimar valores de capacidad de flujo y almacenamiento de la formación productora. También, se plantea un procedimiento de análisis que considera las geometrías de flujo radial, lineal y esférico en un yacimiento con comportamiento homogéneo.

Generalmente, como ya se ha mencionado previamente, el análisis de los datos se realiza por las técnicas de “Curvas Tipo” y “Regresión no-lineal”, sólo en casos muy especiales, cuando la prueba es suficientemente larga en tiempo, es posible aplicar las “técnicas semilogarítmicas” que hacen uso del trazo de líneas rectas a través de los datos de campo y esto sólo para el flujo radial.

El-Khatib²⁷, desarrolló una técnica de análisis para pruebas de interferencia con flujo radial, que con el uso de una gráfica semilogarítmica permite el análisis de una prueba de interferencia para los datos a tiempos cortos y grandes. El-Khatib, obtiene para flujo radial, ecuación (VII.1), la derivada de la presión con respecto al tiempo a una distancia r del pozo activo y la expresa en unidades de campo como:

$$\frac{\partial \Delta p_r}{\partial t} = \Delta p'_r = - \frac{\alpha / 2qB\mu}{kh} \frac{e^{-948\phi\mu c_i r^2 / kt}}{t}; \quad (\text{VII.1})$$

multiplicando la expresión anterior por $-t$ y tomando logaritmos, se tiene:

$$\text{Ln}(-t \Delta p'_r) = \text{Ln}\left(\frac{\alpha q B \mu}{2kh}\right) - \frac{948 \phi \mu c_t r^2}{kt} = \text{Ln}(A) - b/t. \quad (\text{VII.2})$$

A partir del análisis de la ecuación (VII.2), se concluye que una gráfica de $|t \Delta p'_r|$ contra $1/t$ en papel semilogaritmico presenta una recta, cuya pendiente ($b = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta k}$) y ordenada al origen ($A = \frac{\alpha q B \mu}{2kh}$) pueden usarse para estimar la transmisibilidad, T , y la capacidad de almacenamiento del yacimiento, S .

$$T = \frac{kh}{\mu} = \frac{\alpha q B}{2A}; \quad S = h \phi c_t = \frac{Tb}{948r^2}. \quad (\text{VII.3})$$

Adicionalmente, El-Khatib²⁷ presentó la teoría para analizar pruebas de interferencia con dos gastos; sí el gasto en el pozo activo cambia de q_1 a q_2 en el tiempo t_1 , se puede demostrar, aplicando el principio de superposición en tiempo, que:

$$\Delta p_r = A E_1\left(\frac{b}{t_1 + \Delta t}\right) + A \frac{(q_2 - q_1)}{q_1} E_1\left(\frac{b}{\Delta t}\right). \quad (\text{VII.4})$$

Derivando la expresión anterior respecto a Δt , se tiene:

$$\frac{\partial \Delta p_r}{\partial \Delta t} = \Delta p'_r = -\frac{A}{t_1 + \Delta t} e^{-\frac{b}{t_1 + \Delta t}} - \frac{A}{\Delta t} \frac{(q_2 - q_1)}{q_1} e^{-\frac{b}{\Delta t}}, \quad (\text{VII.5})$$

la cual puede reagruparse como:

$$\left[\Delta p'_r + \frac{A}{t_1 + \Delta t} e^{-\frac{b}{t_1 + \Delta t}} \right] \frac{q_1}{(q_1 - q_2)} \Delta t = A e^{-\frac{b}{\Delta t}}, \quad (\text{VII.6})$$

tomando logaritmo natural a ambos miembros de la ecuación (VII.6) y simplificando:

$$\ln \left| \Delta t (\Delta p'_r + C) \frac{q_1}{(q_1 - q_2)} \right| = \ln A - \frac{b}{\Delta t}, \quad \text{donde, } C = \frac{A}{(t_1 + \Delta t)} e^{-b/(t_1 + \Delta t)}. \quad (\text{VII.7})$$

La expresión anterior permite deducir que al graficar $\ln \left| \Delta t (\Delta p'_r + C) \frac{q_1}{(q_1 - q_2)} \right|$ contra $1/\Delta t$, se obtiene una recta cuya pendiente y ordenada al origen permiten estimar la transmisibilidad y el coeficiente de almacenamiento del yacimiento, como en el caso de un sólo gasto. Debido a que C es función de la permeabilidad y la porosidad que se desconocen, se aplica un procedimiento⁴⁹ iterativo iniciando con $C=0$, a partir del cual, mediante técnicas de regresión o gráficamente, se obtiene una aproximación para A y b . Posteriormente estos valores se utilizan para estimar un valor de C , iterando sucesivamente, hasta llegar a una tolerancia establecida.

VII.2 Extensión de la técnica de El-Khatib para “N” pulsos

Con base en el trabajo de El-Khatib, el autor del presente trabajo, estudió el comportamiento del grupo de flujo radial, para “N” pulsos de presión, mediante la superposición en tiempo, obteniendo una expresión general de análisis para el gasto o pulso “i”.

$$\ln \left| \Delta t (\Delta p'_r + C_i) \frac{q_1}{(q_{i-1} - q_i)} \right| = \ln A - \frac{b}{\Delta t}, \quad (\text{VII.8})$$

donde,

$$C_i = A \left\{ \frac{e^{-b/(t_i + \Delta t)}}{(t_i + \Delta t)} + \sum_{k=1}^{i-1} \frac{e^{-b/(t_i + \Delta t - t_k)}}{(t_i + \Delta t - t_k)} \left(\frac{q_{k+1} - q_k}{q_1} \right) \right\}. \quad (\text{VII.9})$$

Las expresiones (VII.8) y (VII.9) constituyen la base para analizar pruebas de pulsos con geometría de flujo radial y permiten el análisis aislado por pulsos, o el análisis integral considerando todos los datos de la prueba.

El esquema de la Figura 5-1, presenta la nomenclatura utilizada para los subíndices de gasto y tiempo, válido para las tres geometrías de flujo consideradas en el capítulo.

Es importante resaltar que todos los pulsos al graficarse en el formato planteado por la ecuación (VII.8) presentan la misma pendiente y ordenada al origen, esto es, si graficamos todos los pulsos sobre una misma gráfica obtenemos una sola línea recta semilogarítmica para toda la prueba independientemente del número de pulsos efectuados. Esta característica importante por su gran utilidad, permanece válida para los flujos de tipo esférico y lineal.

VII.3 Flujo lineal

Siguiendo un procedimiento similar al planteado por El-Khatib para flujo radial, se inicia estimando la derivada de la presión respecto al tiempo de la ecuación (II.15), que representa el comportamiento del flujo de los hidrocarburos en un medio poroso bajo una geometría de flujo lineal. La derivada se expresa como:

$$\frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} = 2\pi\alpha \frac{qB\mu}{kbh} \frac{\partial}{\partial t} \left[\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{\pi}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} - x \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{x^2}}} \right) \right]. \quad (\text{VII.10})$$

Si consideramos a $Q^* = 2\pi\alpha \frac{qB\mu}{kbh}$, entonces:

$$\frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} = Q^* \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{\pi}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} \right) - x \frac{\partial}{\partial t} \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{x^2}}} \right) \right]. \quad (\text{VII.11})$$

Aplicando la regla de Leibnitz, para derivar bajo el signo de integral, se obtiene:

$$\frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} = Q^* \left[-\sqrt{\frac{4\beta\eta t}{\pi}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} \frac{x^2}{4\beta\eta t^2} + \sqrt{\frac{\beta\eta}{\pi t}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} + x \sqrt{\frac{x^2}{4\pi\beta\eta t^3}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} \right], \quad (\text{VII.12})$$

simplificando:

$$\frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} = Q^* e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} \left[-x \sqrt{\frac{x^2}{4\pi\beta\eta t^3}} + \sqrt{\frac{\beta\eta}{\pi t}} + x \sqrt{\frac{x^2}{4\pi\beta\eta t^3}} \right] = Q^* e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)} \left[\sqrt{\frac{\beta\eta}{\pi t}} \right], \quad (\text{VII.13})$$

multiplicando ambos miembros de la ecuación anterior por \sqrt{t} , se tiene:

$$\sqrt{t} \frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} = 2\pi\alpha \frac{qB\mu}{kbh} \sqrt{\frac{\beta\eta}{\pi}} e^{-\left(\frac{x^2}{4\beta\eta t}\right)}. \quad (\text{VII.14})$$

Tomando logaritmos a ambos miembros de la ecuación anterior, resulta en:

$$\operatorname{Ln} \left| \sqrt{t} \frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} \right| = \operatorname{Ln} \left(2\pi\alpha \frac{qB\mu}{kbh} \sqrt{\frac{\beta\eta}{\pi}} \right) - \frac{x^2}{4\beta\eta t}. \quad (\text{VII.15})$$

De la expresión (VII.15), se observa que al graficar $\operatorname{Ln} \left| \sqrt{t} \frac{\partial \Delta p_L}{\partial t} \right|$ contra $1/t$, se obtiene una recta cuya pendiente y ordenada al origen pueden emplearse para calcular la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

En este caso tenemos:

$$m = \frac{\phi \mu c_t x^2}{4 \text{Ln}(10) \beta k}; \quad (\text{VII.16})$$

$$10^b = \left(\frac{\alpha q B \mu}{k b h} \sqrt{\frac{4 \pi \beta k}{\phi \mu c_t}} \right); \quad (\text{VII.17})$$

despejando la permeabilidad de la ecuación (VII.16) y sustituyendo en (VII.17):

$$10^b = \frac{\alpha q B \mu}{b h} \sqrt{\frac{4 \pi \beta}{\left(\frac{\phi \mu c_t \phi \mu c_t x^2}{4 \beta \text{Ln}(10) m} \right)}} = \frac{\alpha q B \mu}{b h} \sqrt{\frac{\pi \text{Ln}(10) m}{\left(\frac{\phi \mu c_t x}{4 \beta} \right)^2}} = \frac{4 \beta \alpha q B \mu}{\phi \mu c_t x b h} \sqrt{\pi \text{Ln}(10) m}, \quad (\text{VII.18})$$

despejando el término $\phi \mu c_t$:

$$\phi \mu c_t = \frac{4 \alpha \beta q B \mu}{x b h 10^b} \sqrt{\pi \text{Ln}(10) m}, \quad (\text{VII.19})$$

finalmente despejando la permeabilidad de (VII.16):

$$k = \frac{\phi \mu c_t x^2}{4 \beta \text{Ln}(10) m}. \quad (\text{VII.20})$$

Las dos últimas ecuaciones representan las expresiones fundamentales de análisis del modelo de interpretación propuesto para flujo lineal.

Generalizando para pruebas de “N” pulsos, siguiendo la misma lógica utilizada para el flujo radial, a continuación se presentan las ecuaciones de interpretación generales para el pulso “i”:

$$\ln \left| \sqrt{\Delta t} (\Delta p_L + C_i) \frac{q_1}{(q_{i-1} - q_i)} \right| = \ln A - \frac{b}{\Delta t}, \quad (\text{VII.21})$$

donde,

$$C_i = A \left\{ \frac{e^{-b/(t_i + \Delta t)}}{\sqrt{(t_i + \Delta t)}} + \sum_{k=1}^{i-1} \frac{e^{-b/(t_i + \Delta t - t_k)}}{\sqrt{(t_i + \Delta t - t_k)}} \left(\frac{q_{k+1} - q_k}{q_1} \right) \right\}. \quad (\text{VII.22})$$

VII.4 Flujo esférico

La derivada de la caída de presión respecto al tiempo considerando la solución de punto fuente, expresión (II.25), se expresa como:

$$\frac{\partial \Delta p}{\partial t} = \frac{\alpha q B \mu}{2kr} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \operatorname{erfc} \left(\frac{1}{2 \sqrt{\frac{\beta kt}{\phi \mu c_t r^2}}} \right) \right\} = \frac{\alpha q B \mu}{2kr} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_{\sqrt{\frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta kt}}}^{\infty} e^{-u^2} du \right\}; \quad (\text{VII.23})$$

a continuación se aplica la regla de Leibnitz, para derivar bajo el signo de integral, obteniendo:

$$\frac{\partial \Delta p}{\partial t} = -\frac{\alpha q B \mu}{2\sqrt{\pi}kr} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta kt^3}} e^{-\left(\frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta kt}\right)}. \quad (\text{VII.24})$$

Con la finalidad de obtener una línea recta al graficar el grupo derivada contra el recíproco del tiempo, multiplicamos ambos miembros de la ecuación anterior por $\sqrt{t^3}$:

$$\sqrt{t^3} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} = -\frac{\alpha q B \mu}{2\sqrt{\pi}kr} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta k}} e^{-\left(\frac{\phi \mu c_t r^2}{4\beta kt}\right)}. \quad (\text{VII.25})$$

Multiplicando ambos miembros por -1 y tomando logaritmos se obtiene:

$$\ln \left| \sqrt{t^3} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \right| = \ln \left(\frac{\alpha q B \mu}{2 \sqrt{\pi k}} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{4 \beta k}} \right) - \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 \beta k t} \quad (VII.26)$$

A partir del análisis de ésta expresión, se deduce que al graficar el $\ln \left| \sqrt{t^3} \frac{\partial \Delta p}{\partial t} \right|$ contra $1/t$, para una prueba con flujo esférico, se obtiene una línea recta con pendiente "m", igual a $\frac{\phi \mu c_t r^2}{4 \beta k}$ y ordenada al origen "b", igual al primer término del lado derecho de la expresión (VII.26), esto es, se tienen dos ecuaciones con dos incógnitas. Considerando la graficación en papel semilogaritmico base 10:

$$m = \frac{\phi \mu c_t R^2}{4 \ln(10) \beta k} ; \quad (VII.27)$$

$$10^b = \left(\frac{\alpha q B \mu}{2 \sqrt{\pi k}} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{4 \beta k}} \right) ; \quad (VII.28)$$

despejando la permeabilidad de la ecuación (VII.27) y sustituyendo en (VII.28), se obtiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} 10^b &= \frac{\alpha q B \mu}{2} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{4 \pi \beta \left(\frac{\phi \mu c_t R^2}{4 \beta \ln(10) m} \right)^3}} = \\ &= \frac{\alpha q B \mu}{2} \sqrt{\frac{1}{\pi \left(\frac{\phi \mu c_t}{4 \beta} \right)^2 \left(\frac{R^2}{\ln(10) m} \right)^3}} = \\ &= \frac{2 \beta \alpha q B \mu}{\phi \mu c_t} \sqrt{\frac{1}{\pi \left(\frac{R^2}{\ln(10) m} \right)^3}} ; \quad (VII.29) \end{aligned}$$

despejando el término $\phi \mu c_t$:

$$\phi \mu c_t = \frac{2\alpha\beta qB\mu}{10^b} \sqrt{\frac{(\text{Ln}(10) m)^3}{\pi R^6}}. \quad (\text{VII.30})$$

Finalmente despejando a la permeabilidad de la ecuación (VII.27):

$$k = \frac{\phi \mu c_t R^2}{4\beta \text{Ln}(10)m}. \quad (\text{VII.31})$$

Generalizando para “N” pulsos, se presentan a continuación las ecuaciones de interpretación desarrolladas para el pulso “i”:

$$\ln \left| \sqrt{\Delta t^3} (\Delta p'_{sf} + C_i) \frac{q_1}{(q_{i-1} - q_i)} \right| = \ln A - \frac{b}{\Delta t}, \quad (\text{VII.32})$$

donde,

$$C_i = A \left\{ \frac{e^{-b/(t_i + \Delta t)}}{\sqrt{(t_i + \Delta t)^3}} + \sum_{k=1}^{i-1} \frac{e^{-b/(t_i + \Delta t - t_k)}}{\sqrt{(t_i + \Delta t - t_k)^3}} \left(\frac{q_{k+1} - q_k}{q_1} \right) \right\}. \quad (\text{VII.33})$$

VII.5 Discusión de los resultados teóricos obtenidos

Es importante mencionar que las ecuaciones generales desarrolladas para flujo radial, esférico y lineal fueron probadas satisfactoriamente mediante el análisis de numerosos casos sintéticos generados numéricamente durante la investigación y con datos reportados en la literatura técnica, así como con datos de campo de yacimientos en México.

A partir del análisis anterior se observó que a medida que el pulso es de mayor duración y por tanto se cuenta con un mayor número de datos de presión, se tiene una mejor definición de la derivada; esto es la estimación de los parámetros presenta menores errores, lo que conlleva a resultados más apegados a la realidad.

Con la finalidad de mejorar el comportamiento de la derivada de presión de datos de campo ruidosos se aconseja antes de iniciar el análisis utilizar alguna técnica de suavizamiento de los datos de presión.

Con la técnica propuesta, el estudio de una prueba de campo tiene varias opciones⁴⁹:

- Análisis aislado de cada pulso: Esto resulta en “ N ” valores de transmisibilidad y capacidad de almacenamiento de la formación. Este análisis requiere la ejecución de “ $N-1$ ” procesos iterativos para estimar los valores de “ C ” representativos de cada pulso, debido a que el primer pulso no requiere del cálculo de las C 's.
- Análisis del primer pulso y ajuste de todos los demás: Con los valores de A y b estimados del primer pulso se calculan los valores de “ C ” representativos de cada pulso en forma directa. Si los datos de los pulsos se presentan como líneas rectas se concluye que el análisis es confiable.
- Análisis del pulso “ i ” y ajuste de todos los demás: Igual que el caso anterior, pero con los valores de A y b estimados del pulso “ i ”, seleccionado con base en el criterio y experiencia del analista. En la práctica siempre es posible definir un pulso en el que el efecto de ruido sea mínimo, esto es, que los efectos de la sonda de presión y/o apertura o cierre de pozos vecinos este presente en su mínima expresión.

- Análisis integral de toda la prueba: Se ejecutan “ $N-1$ ” procesos iterativos, que estiman valores de “ C ” para transformar todos los datos de los diferentes pulsos en rectas, y se analizan en conjunto en una sólo gráfica.

La experiencia del analista desempeña un papel muy importante en la selección adecuada de la metodología, ya que si teóricamente se puede predecir que los resultados deberían ser muy semejantes, los datos de campo contienen ruido aleatorio y de truncamiento, que en la práctica pueden complicar el análisis debido a que la derivada de la presión con respecto al tiempo magnifica estos errores. La desventaja principal en el uso de la derivada, es que ésta se calcula mediante la diferenciación numérica de los datos de presión, por lo cual cuando existe dispersión en los datos de presión los resultados son “ruidosos”, y en ocasiones difíciles de interpretar.

Con el objeto de que la metodología pueda aplicarse eficientemente por los ingenieros de interpretación, se desarrollaron varias subrutinas de cómputo que permiten el análisis de los datos de campo en una forma eficiente⁵⁰.

En la Figura 7-1 se tiene el diagrama de flujo del programa diseñado para el análisis. Se utilizó el lenguaje Visual Basic® 6, que contiene un entorno de programación por objetos en ambiente Windows®, lo cual redundo en entradas y salidas amigables, así como procedimientos de ayuda y revisión eficiente de la información proporcionada por el usuario. En el capítulo X, se presenta un ejemplo de aplicación.

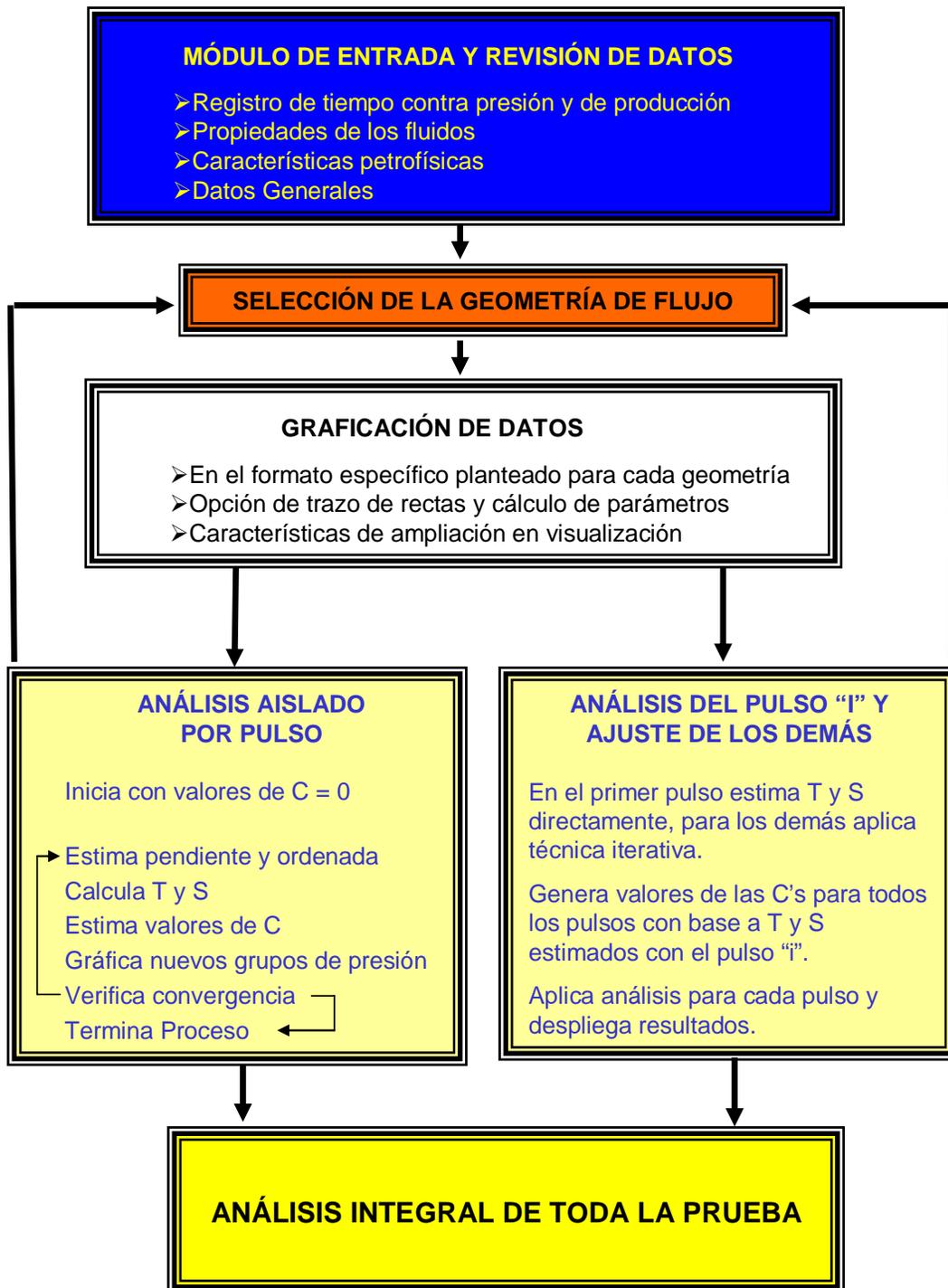


FIG. 7-1. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO PARA ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PULSOS E INTERFERENCIA.

CAPÍTULO VIII

DETECCIÓN Y POSICIONAMIENTO GEOMÉTRICO DE FALLAS

VIII.1 Introducción

Las fallas geológicas son la heterogeneidad más común en los yacimientos petroleros. A partir del análisis de las pruebas de pozos múltiples, es posible determinar la posición y las características de las fallas geológicas permeables e impermeables presentes en el yacimiento. Esta información es de gran utilidad para desarrollar en forma adecuada el plan de explotación del yacimiento.

Existen antecedentes de proyectos de recuperación secundaria y mejorada que han fracasado por no haber considerado la presencia de fallas en el yacimiento. En el caso de fallas impermeables puede suceder que el frente de inyección no pueda avanzar en el sentido en que se previó en el proyecto, con las pérdidas en reservas consecuentes. Asimismo, en el caso de fallas permeables estas pueden ser el conducto de invasión de los fluidos de inyección a los pozos vecinos ocasionando un barrido pobre.

Este capítulo expone las técnicas actuales de análisis para la detección y posicionamiento geométrico de fallas impermeables; además, presenta un procedimiento computacional semi-automático para apoyar al analista en esta labor importante.

VIII.2 Antecedentes

En las pruebas de decremento e incremento de presión, la detección de una barrera impermeable cercana al pozo se logra utilizando técnicas semilogarítmicas^{11,20,39}, que fundamentan su análisis en cambios de pendiente en los datos de tiempo contra presión. La presencia de una falla impermeable en una gráfica semilogarítmica de

tiempo contra presión, se refleja por la presencia de dos rectas con una relación de pendientes²⁰ igual a dos, $m_2/m_1 = 2$.

Gray⁵¹ en 1965 presentó un método gráfico especialmente útil, cuando no se define apropiadamente la segunda recta por falta de datos, lo cual es frecuente en la práctica; la técnica consiste en calcular las diferencias de presión entre los datos medidos y la extrapolación de la primera recta semilogarítmica. Para resolver la problemática de la falta de definición en los cambios de pendiente, Martínez Romero y Cinco Ley⁵² en 1983 presentan curvas tipo para detectar barreras impermeables. Tiab y Chichlow⁵³ en 1979 publican curvas tipo que utilizan la derivada de presión para definir una o más barreras impermeables. Duong⁵⁴ en 1990, haciendo uso de grupos de graficación que alinean los datos de campo en rectas, presenta un método para determinar la distancia a las fallas impermeables.

Es importante mencionar que las técnicas para detectar, posicionar y caracterizar fallas impermeables y permeables, para pruebas de pozos múltiples, se basan en el análisis por curvas tipo, y no en cambios de pendientes semilogarítmicas como el caso de las pruebas de un solo pozo comentadas anteriormente.

Abbaszadeh y Cinco-Ley⁵⁵ en 1992, estudian el comportamiento de presión en un yacimiento con una falla de conductividad finita y presentan curvas tipo para el análisis de pruebas de decremento e incremento de presión. En 1993, estos mismos autores, Abbaszadeh y Cinco-Ley⁵⁶ presentan la aplicación de caracterización y detección de fallas permeables a través de pruebas de interferencia de presión con el uso de curvas tipo. La estrategia de solución planteada consistió en dividir el problema de flujo en dos partes, el flujo en el yacimiento y el flujo en la falla o fractura conductiva visualizada como un medio poroso con flujo en dos dimensiones. Los problemas de flujo se resuelven separadamente y posteriormente se acoplan en el plano de la falla, igualando la presión y el gasto de los dos dominios. Con este modelo, a partir de un ajuste de curvas tipo, es posible estimar las propiedades del yacimiento, así como la conductividad, el factor de daño y la distancia a la falla.

VIII.3 Fallas impermeables

Vela⁵⁷ en 1977, define el concepto de área de influencia para el caso de una barrera lineal impermeable y demuestra analíticamente que cuando están involucrados dos pozos es elíptica. Las suposiciones hechas por Vela para su demostración, incluyen que el yacimiento es homogéneo e isotrópico, de espesor, viscosidad y temperatura de flujo constante, y que esta limitado solamente por una barrera lineal impermeable.

En la Figura 8-1 se presenta la nomenclatura utilizada por Vela, el pozo pulsante o activo se denomina con la letra A y el pozo observador con la letra O y están localizados en las coordenadas $(-a/2,0)$ y $(a/2,0)$ respectivamente. Matemáticamente la presencia de la falla lineal impermeable se simula con un pozo imagen localizado perpendicular a la dirección de la falla impermeable, separado por una distancia $2L$ del pozo activo. La distancia perpendicular del pozo activo a la falla es L .

Aplicando el principio de superposición en espacio, se puede demostrar que la caída de presión en el pozo observador, debida a los efectos de producción y cierre del pozo activo y la falla impermeable, esto es el pozo imagen, es:

$$p_{DO}(t_D) = p_{DA}(t_D, r_{DA}) + p_{DI}(t_D, r_{DI}). \quad (\text{VIII.1})$$

De esta expresión se observa que la falla impermeable puede tener diferentes posiciones dentro del yacimiento, dando como resultado el mismo efecto de respuesta de presión en el pozo observador. Vela demostró que la envolvente de todas estas posibles localizaciones está definida por una elipse, como la que se presenta en la Figura 8-1.

Considerando las suposiciones planteadas por Vela⁵⁷, se puede demostrar que todos los pozos imagen localizados equidistantemente al pozo observador, tienen el mismo efecto sobre la respuesta de presión en este pozo, ya que ésta solo es función de las propiedades de la roca, de los fluidos y la distancia al pozo imagen, pero no de su localización.

$$X_M^2 + Y_M^2 = (a/2 + L)^2, \quad (\text{VIII.3})$$

donde, X_M y Y_M , representan las coordenadas del punto medio.

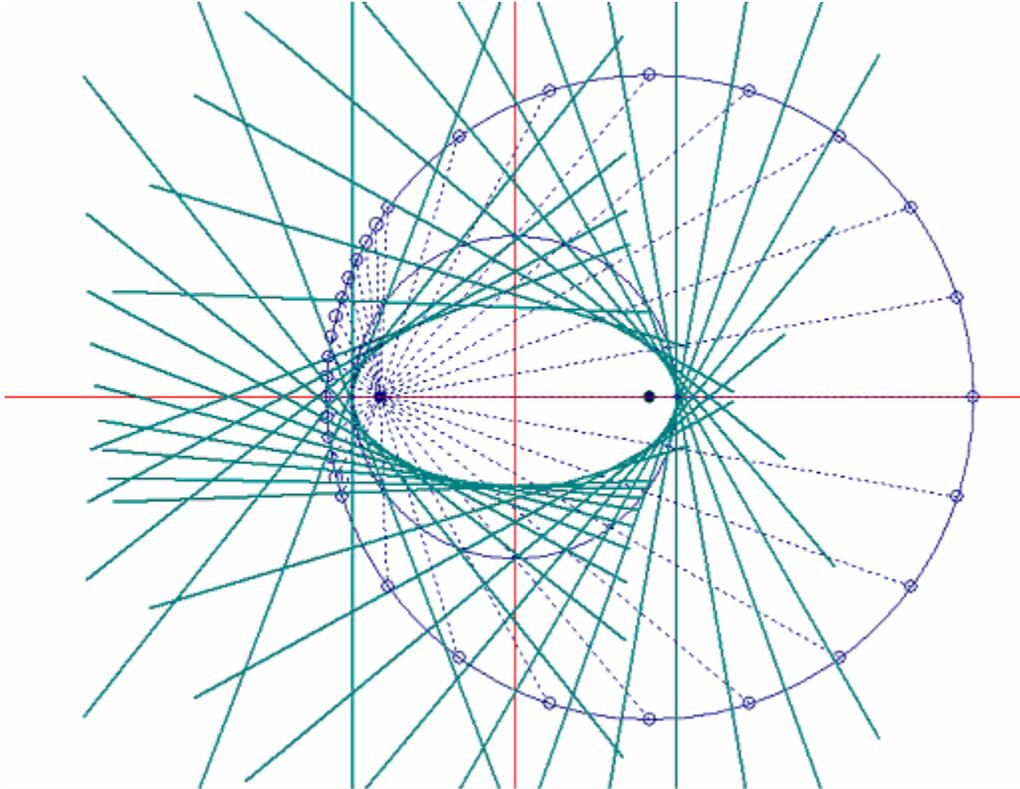


FIG. 8-2. ENVOLVENTE DE LAS FALLAS IMPERMEABLES.

La Figura 8-2, presenta el resultado gráfico de un programa de cómputo, desarrollado durante la investigación doctoral, que estima analíticamente todos los trazos posibles para las diferentes posiciones geométricas del pozo imagen, y la localización de la falla impermeable correspondiente. En todos los casos se une con una línea punteada al pozo activo con el pozo imagen y se traza perpendicularmente la falla impermeable a la mitad de la distancia que los separa. Puede demostrarse que la envolvente de las fallas impermeables es una elipse, cuya ecuación deducida por Vela⁵⁷, está dada por:

$$\frac{X^2}{(a/2 + L)^2} + \frac{Y^2}{aL + L^2} = 1. \quad (\text{VIII.4})$$

Del planteamiento anterior se concluye que la posible localización de la falla impermeable es tangente a la elipse representada por la ecuación (VIII.4), la cual es función de la separación de los pozos activo y observador y de la distancia del pozo activo a la falla impermeable.

Con dos pozos no es posible determinar la posición de la falla; para definir geoméricamente la posición se requiere información adicional, la cual puede obtenerse por medio de evidencia geológica, o por el análisis de más pruebas en el campo. En el segundo caso se puede utilizar la detección de la falla en una prueba de incremento, decremento, inyektividad o decaimiento en el pozo activo, lo cual proporcionaría una distancia al pozo representada por un círculo y una o más pruebas de interferencia en pozos no alineados, que definen nuevas envolventes en forma de elipses; la falla impermeable se estima trazando una recta que cumpla simultáneamente la restricción de ser tangente a las elipses y al círculo del pozo activo. Se requieren al menos tres pruebas para obtener unicidad en la definición de la posición geométrica de la falla.

VIII.3.1 Análisis con curvas tipo

En esta sección se abordan los casos de falla lineal impermeable y frontera lineal a presión constante. La situación real en campo, para el caso de frontera a presión constante, puede presentarse en presencia de un acuífero grande o en proyectos de inyección de agua.

VIII.3.1.1 Falla lineal impermeable

Los resultados mostrados son útiles para cualquier tipo de geometría de flujo presente en el yacimiento. Para el caso de flujo radial, la expresión VIII.1 se transforma en:

$$p_{Do}(t_D) = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_D} \right) + \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_{Di}^2}{4t_D} \right), \quad (\text{VIII.5})$$

donde, $r_{Di} = r_i / r_w$ y $r_D = r / r_w$.

El primer término considera al pozo activo, a una distancia r del pozo observador, y el segundo al pozo imagen separado una distancia r_i del pozo observador. Con la finalidad de generar una curva tipo para la detección y evaluación de la distancia a la falla impermeable, la ecuación VIII.5 puede rearrreglarse como:

$$p_{D0}(t_D) = \frac{1}{2} E_1\left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right) + \frac{1}{2} E_1\left(\frac{r_D^2}{4t_D} \left(\frac{r_i}{r}\right)^2\right). \quad (\text{VIII.6})$$

Al analizar la ecuación VIII.6 se visualiza que es posible generar una gráfica doble logarítmica de p_D versus t_D / r_D^2 para varios valores fijos de $r_{Di} / r_D = r_i / r$. En la Figura 8-3 se presenta la curva tipo correspondiente, generada con un programa de cómputo diseñado por el autor del presente trabajo.

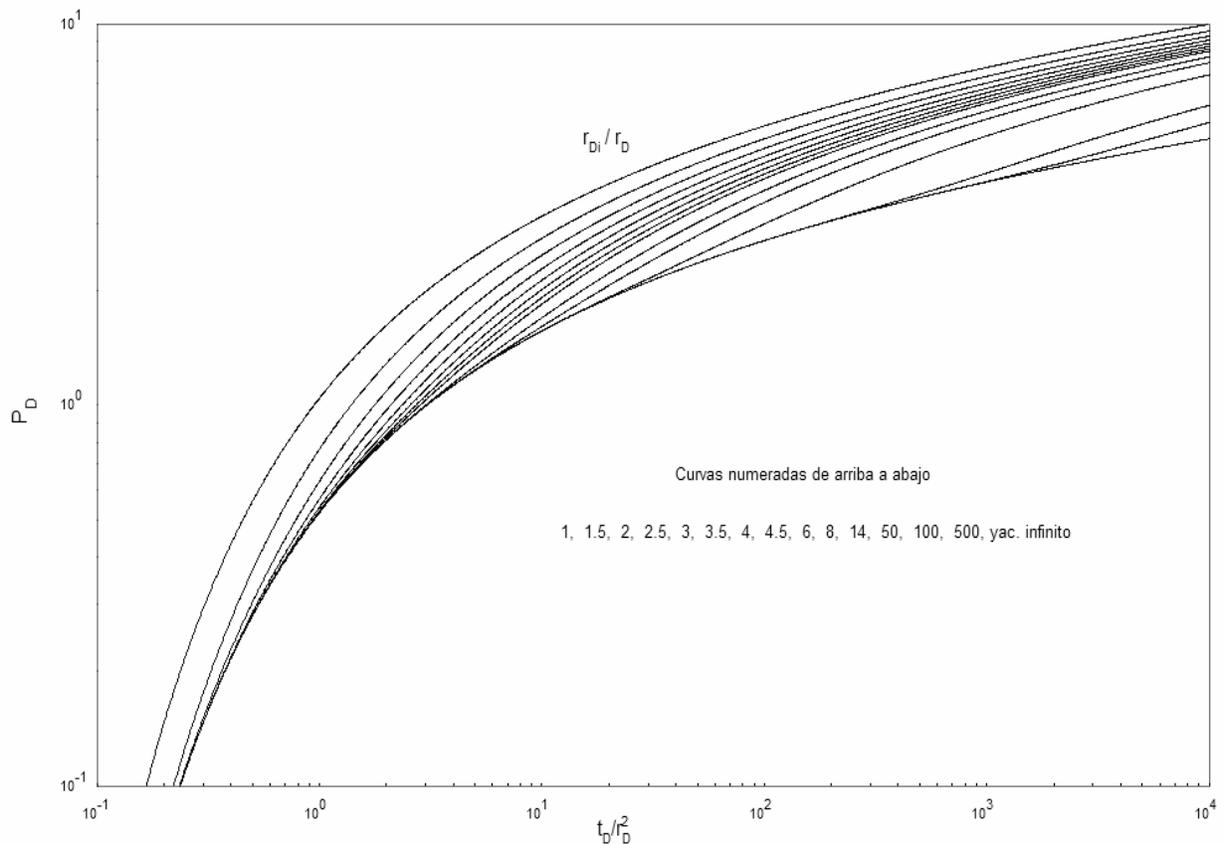


FIG. 8-3. CURVA TIPO PARA LA DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE FALLAS IMPERMEABLES LINEALES.

El análisis empleando esta curva tipo para la estimación de la transmisibilidad y el coeficiente de almacenamiento de la roca, se realiza en la forma común usada en una prueba de interferencia con comportamiento de yacimiento infinito. Del ajuste con las diferentes curvas se obtiene $r_i = r(r_{DI} / r_D)_m$.

VIII.3.1.2 Frontera lineal a presión constante

Para generar la solución con flujo radial para este caso se hace uso del método de imágenes, con la diferencia respecto al caso de falla lineal impermeable, que el pozo imagen inyecta en lugar de producir, con un gasto igual a la producción del pozo activo; esto es, la ecuación de interpretación se plantea como:

$$p_{Do}(t_D) = \frac{1}{2} E_1\left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right) - \frac{1}{2} E_1\left(\frac{r_{DI}^2}{4t_D}\right), \quad (\text{VIII.7})$$

Siguiendo un procedimiento similar al caso de la falla impermeable, es posible construir la curva tipo mostrada en la Figura 8-4, la cual fue generada con un programa de cómputo diseñado durante el desarrollo del presente trabajo.

El análisis de la prueba de interferencia se realiza de la misma forma que el caso de la falla lineal impermeable, explicado anteriormente.

Algunos autores, tales como Abbaszadeh y Cinco-Ley⁵⁵ consideran conveniente graficar la derivada sobre las curvas tipo para mejorar la confiabilidad en el ajuste. Debido a que en esta tesis se desarrolla y aplica un procedimiento de ajuste independiente de la subjetividad del analista, no se considera esta modalidad de apoyo para el analista.

VIII.4 Estimación de la posición geométrica

Para estimar la posición geométrica se requieren al menos tres pruebas: a) dos de interferencia y una de pozo (decremento, incremento, inyektividad, fall-off), b) tres de interferencia, c) dos de pozo y una de interferencia, etcétera.

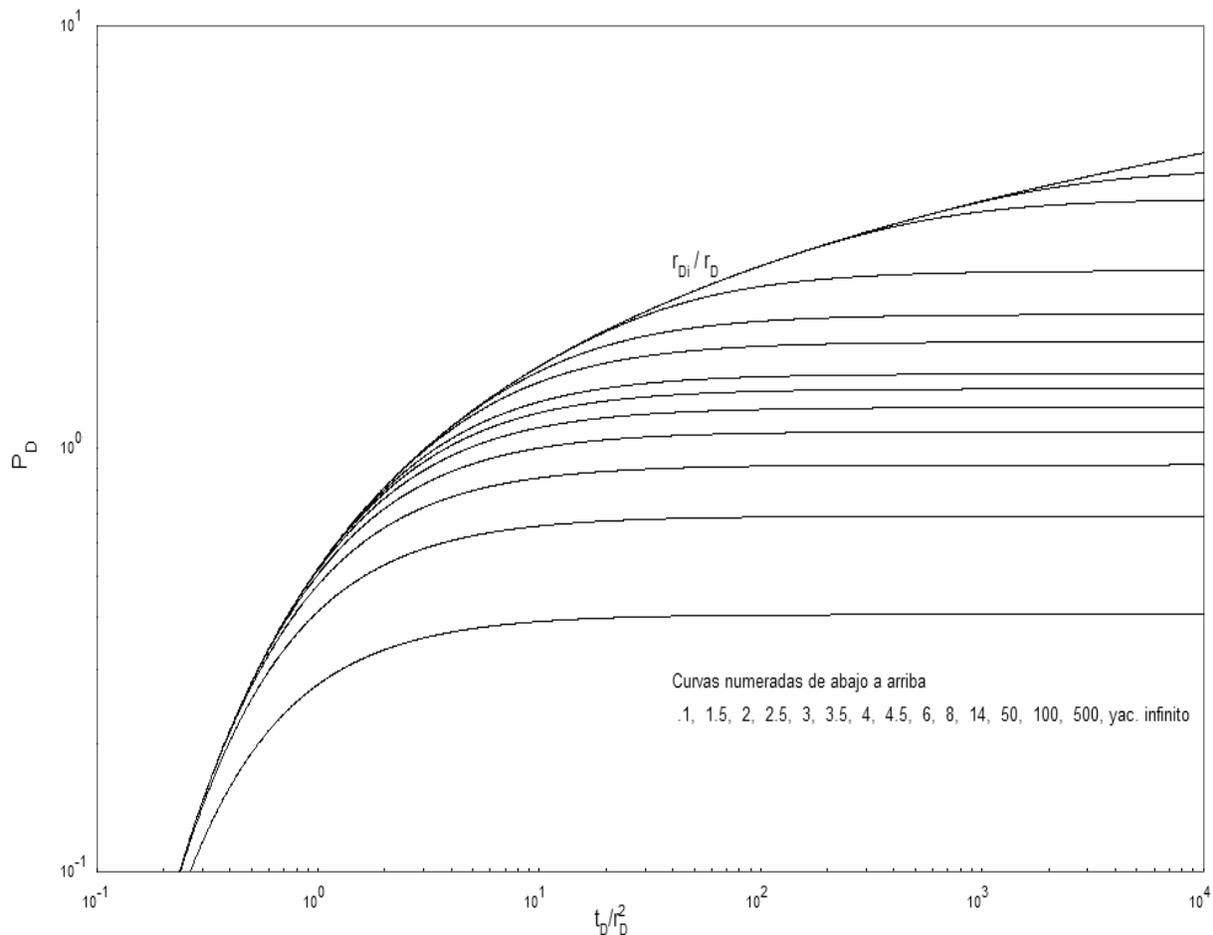


FIG. 8-4. CURVA TIPO PARA LA DETECCIÓN Y EVALUACIÓN DE UNA FRONTERA LINEAL A $p=CTTE$.

La Figura 8-5, presenta las ecuaciones para estimar el eje mayor y menor de la elipse envolvente de la posible falla impermeable. Para deducirlas de la expresión (VIII.4), se ha considerado que $a = r$ y que $L = (r_i - r) / 2$, ver Figura 8-1. Es importante recordar que la falla puede tener cualquier posición tangente a la elipse mostrada.

Si existe evidencia geológica de la falla es posible definir su posición en forma aproximada usando los resultados de la prueba de interferencia. Es importante

mencionar que debido a que las interpretaciones geofísicas y geológicas se basan en herramientas que no permiten una alta precisión, la definición de fallas por este medio y su posicionamiento geométrico en el yacimiento es impreciso. Actualmente, por dos causas principales, la sensibilidad de los geófonos utilizados en la prospección sísmica no permite identificar claramente la posición geométrica de las fallas: debido al pequeño volumen de la falla respecto al total del yacimiento y a que la resolución de los cambios de densidad de la roca a grandes profundidades es mayor de +/-30 metros. Adicionalmente, la geología de explotación define claramente las fallas en función de la interpretación y correlación de los registros geofísicos entre pozos, pero no puede estimar su posición geométrica dentro del yacimiento con exactitud.

Por las razones comentadas anteriormente, debe quedar claro al lector que la caracterización dinámica a través de pruebas de pozos múltiples es de gran utilidad. Sin embargo, es importante precisar que en la medida que utilicemos toda la información disponible, esto es pruebas de presión y las interpretaciones geológica y geofísica, la caracterización será más apegada a la realidad.

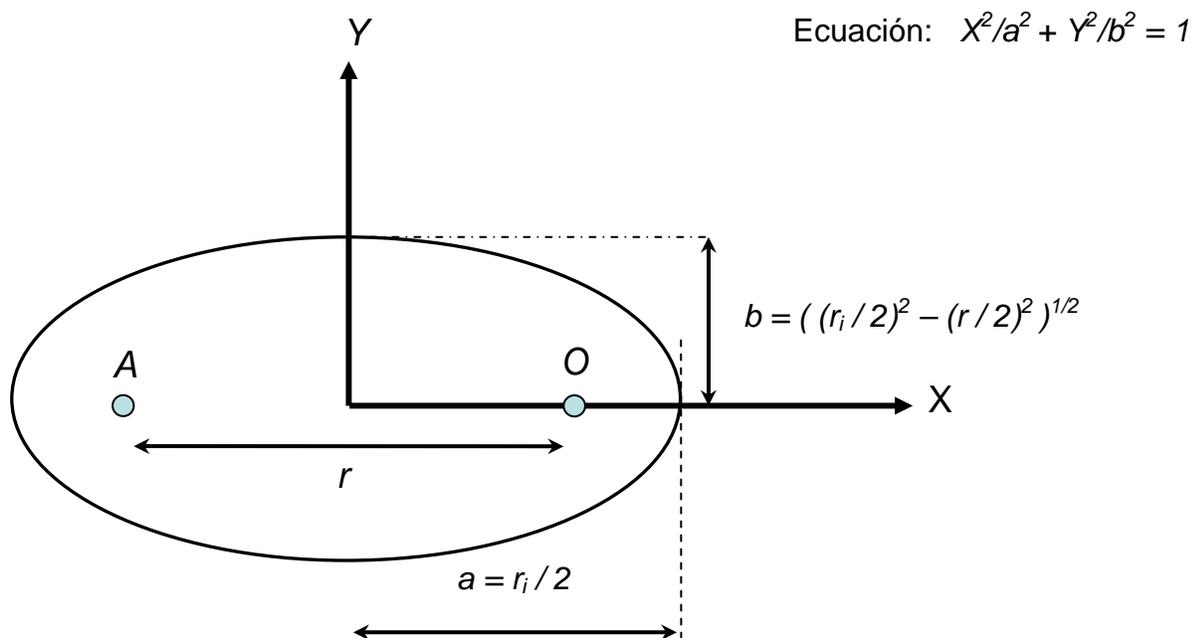


FIG. 8-5. ESTIMACIÓN DE LA POSICIÓN DE LA FALLA IMPERMEABLE POR MEDIO DE UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA CON SOLAMENTE DOS POZOS.

La Figura 8-6, presenta la definición de una falla impermeable de un caso de campo, apoyada en el análisis de varias pruebas de presión, dos de interferencia y una de decremento de presión en el pozo activo. El pozo activo se encuentra al centro de la Figura. En este caso, se estimó la localización de una falla impermeable a 103 pies de distancia; se puede observar el círculo alrededor del pozo con $r = 103$. Las elipses envolventes de la falla para los pozos observadores derecho e izquierdo se muestran achuradas; a partir de la prueba de interferencia se estimaron valores de r_i / r de 1.5 y 1.2 para el pozo izquierdo y derecho, respectivamente. En esta figura se muestra el trazo de cuatro rectas tangentes al círculo, dos por cada elipse y dos rectas adicionales tangentes a cada una de las elipses. Todos estos trazos pueden representar la posición geométrica de la falla. Debido a que las rectas de arriba son tangentes a las dos elipses y también al círculo, estas corresponden a la posición verdadera de la falla impermeable en el campo.

Es importante notar que lo planteado es válido solamente cuando el pozo activo y el observador se encuentran del mismo lado de la falla impermeable; en caso contrario el pozo observador no detectaría la interferencia de presión del pozo activo y los resultados solo serían de tipo cualitativo.

Como puede notarse a partir de la discusión anterior, el papel del analista es fundamental para el proceso, ya que si bien la herramienta computacional es un apoyo eficiente, la estimación de la posición de la falla requiere de un proceso mental difícilmente programable; esta es la razón por la cual se califica al proceso desarrollado como semi-automático.

VIII.5 Programa de cómputo⁵⁸

Con la finalidad de apoyar al analista en situaciones reales de campo, en este trabajo se desarrolló un programa de cómputo que a partir de la información de los resultados de pruebas de pozos múltiples, y pruebas de decremento, incremento, inyectividad y decaimiento (“fall-off”) en el pozo activo, es capaz de apoyar al analista para encontrar

la posición geométrica de la falla. La Figura 8-6 discutida previamente, se tomó directamente de la salida del programa de cómputo⁵⁸. El programa tiene capacidades gráficas de alta definición para desplegar la información en forma apropiada, permitiendo al usuario la manipulación eficiente de los datos y su visualización.

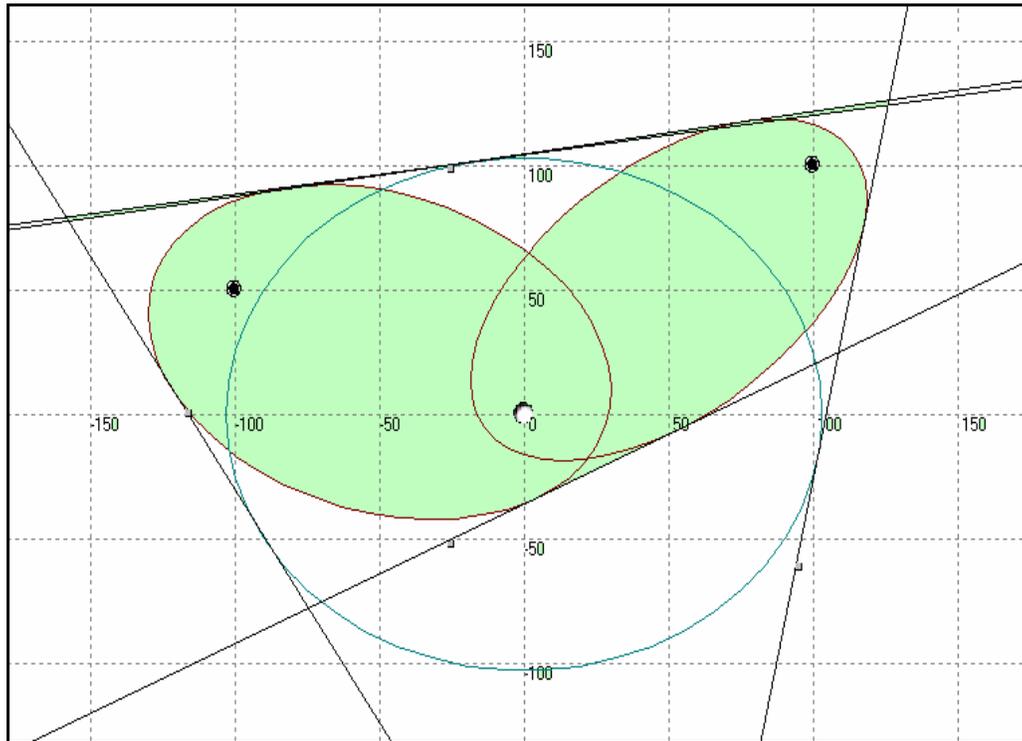


FIG. 8-6.- ESTIMACIÓN DE LA POSICIÓN DE UNA FALLA IMPERMEABLE POR MEDIO DEL ANÁLISIS DE DOS PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y UNA DE DECREMENTO DE PRESIÓN EN EL POZO ACTIVO.

La motivación para el desarrollo de esta herramienta surgió por la dificultad y falta de precisión que se le presenta al analista para realizar el trabajo en forma manual. Se requiere elaborar un plano de los pozos en una escala apropiada, y trazar en forma aproximada las elipses y el círculo en el pozo activo. Posteriormente, y quizá la tarea más delicada, es trazar tangentes a estas figuras geométricas en función de su percepción visual, que satisfagan la condición de coincidir por parejas. Aunque el trazo de círculos no es problema con el uso de un compás, el trazo de las elipses se vuelve más complejo. Asimismo, el trazo de tangentes puede ejecutarse manualmente en forma aproximada, pero no con la precisión lograda en un programa de cómputo que hace uso de las ecuaciones analíticas de las elipses y el círculo.

El programa de cómputo desarrollado estima el eje mayor y menor de las elipses a partir de los resultados encontrados con la técnica de curvas tipo, y traza analíticamente sólo las rectas que satisfagan la condición de ser tangentes a dos ó más elipses o círculos.

Una premisa utilizada en los desarrollos computacionales, es que a una elipse y a un círculo se le pueden trazar dos tangentes y solamente dos a una dirección dada. Los puntos de contacto de estas tangentes son simétricos con relación al centro de la elipse y/o del círculo.

La Figura 8-7 presenta una elipse inclinada con la nomenclatura utilizada en el diagrama de bloques presentado en la Figura 8-8. Los focos de la elipse son los pozos activo y observador. Observe que θ es el ángulo que forma el eje principal de la elipse y la horizontal, y (c_1, c_2) son las coordenadas del centro de simetría de la elipse.

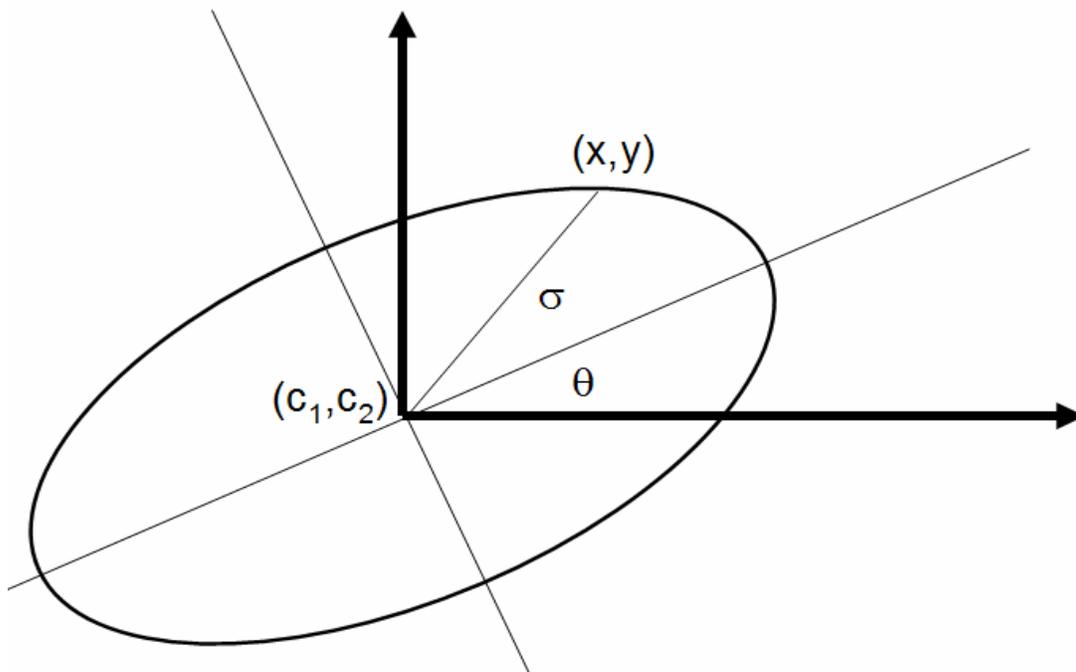


FIG. 8-7.- NOMENCLATURA UTILIZADA EN EL DIAGRAMA DE BLOQUES.

La Figura 8-8 presenta el diagrama de bloques del programa desarrollado; para facilitar la explicación, a las elipses y al círculo del pozo activo se les da el nombre genérico de objetos.

Estimación de los parámetros de las elipses, ver Figura 8-5:
 $a(i)$, $b(i)$, para $i = 1$ hasta el número de pozos observadores.



Se grafican tantas elipses como pozos observadores se tengan,
 variando σ , desde 0 hasta 2π :

$$x = c_1 + a(i) \cos(\theta) \cos(\sigma) - b(i) \sin(\theta) \sin(\sigma)$$

$$y = c_2 + a(i) \cos(\theta) \sin(\sigma) + b(i) \sin(\theta) \cos(\sigma)$$

c_1 , c_2 , θ y σ se definen en la Figura 8-7.

Si existe información de la distancia de la falla al pozo activo,
 se grafica un círculo representativo de la posible posición.



Para cada pareja de objetos, se estiman los dos puntos de cada
 objeto que tienen la misma pendiente α de la recta tangente.

Variando α desde 0 hasta 2π se determina el ángulo σ :

$$\sigma = \frac{-b(i)(\tan(\theta)) + \tan\left(\alpha - \frac{\pi}{2}\right)}{a(i)\left(1 - \tan(\theta)\tan\left(\alpha - \frac{\pi}{2}\right)\right)}$$

y se estiman los dos puntos x , y , uno para σ y otro para $(\sigma - \pi)$.

Denominando a estos puntos P_1 , P_2 para el primer objeto y P_3 , P_4 para el segundo,
 se estiman los ángulos que forman las rectas que unen a P_1 con P_3 y P_4 , así como
 P_2 con P_3 y P_4 y se verifica que se aproximen al valor de α con una tolerancia
 fijada por el usuario.

Todas las rectas que unan los puntos que cumplen con la condición anterior son de
 posiciones posibles para las fallas que satisfacen ambos objetos.

El proceso anterior se realiza tantas veces como sea necesario, de acuerdo al ángulo
 de búsqueda fijado por el usuario, que controla la variación de α .

FIG. 8-8.- DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO DESARROLLADO.

El usuario debe proporcionar al programa el dato de la tolerancia para la estimación de ángulos y el incremento de ángulo en el proceso iterativo. El programa estima la distancia entre pozos, R , con base en la posición geométrica de los pozos.

Para facilitar al analista la definición de la posición geométrica más probable de la falla, el programa de cómputo a través del manejo del “mouse”, permite realizar acercamientos o alejamientos del dibujo, así como el movimiento de las fallas y la revisión de sus características de pendiente y ordenada al origen. También es posible cambiar y/o agregar, como se observa en la Figura 8-9, la información de los pozos en la misma pantalla y observar simultáneamente los cambios en el trazo de las posibles fallas.

La información usada en este análisis relacionado con la detección de una falla puede almacenarse en un archivo de datos, y también se tiene la opción para solicitar ayuda acerca del funcionamiento del programa.

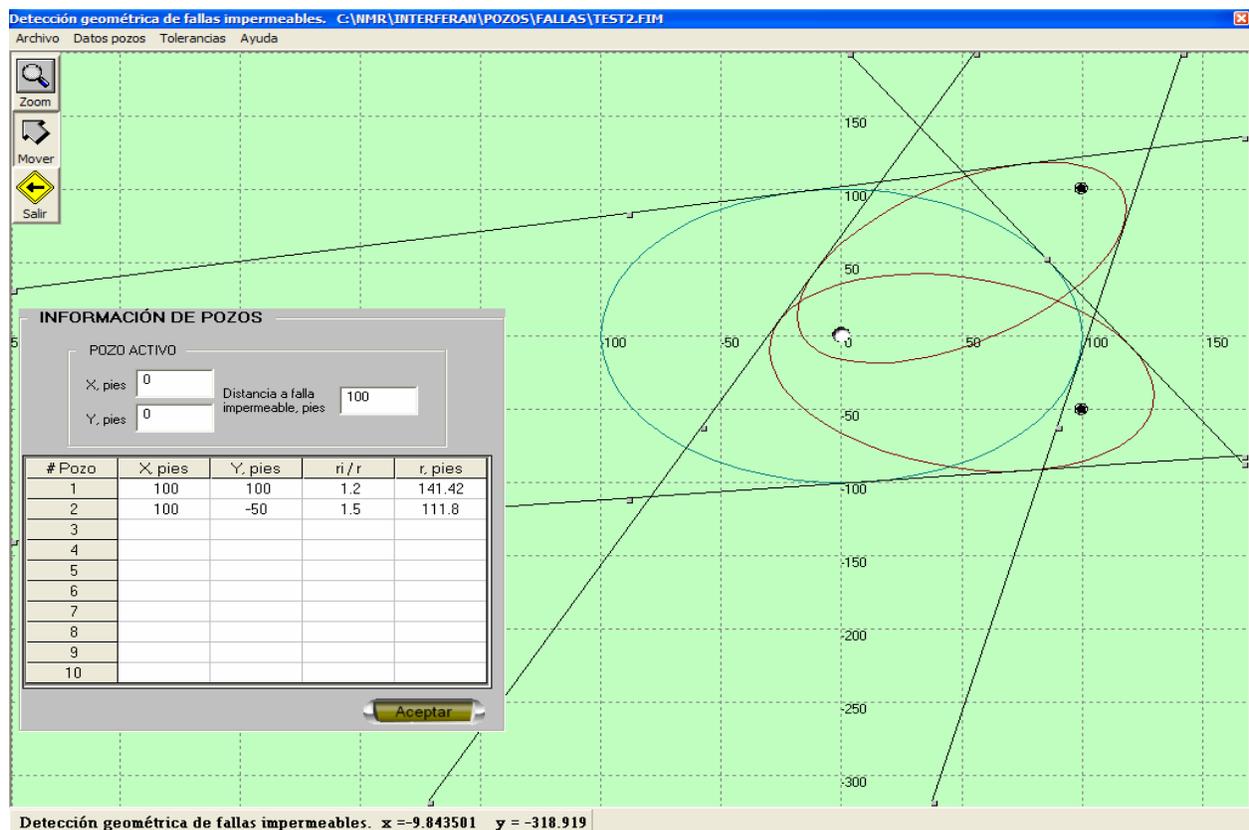


FIG. 8-9.- PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS.

ANÁLISIS DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA

IX.1 Introducción

El objetivo de este capítulo es presentar algunas reglas prácticas para el análisis de la *señal desuperpuesta* del modelo de yacimiento, también conocida como la *variación no explicada* por el modelo analítico.

El registro en campo está constituido por mediciones de presión que reflejan el comportamiento de la caída de presión debida al flujo de fluidos en el medio poroso, más otros efectos adicionales ocasionados por diversos factores.

La señal desuperpuesta o error, representa los efectos adicionales ajenos al yacimiento que están presentes en las mediciones, y se estima mediante la manipulación matemática de los datos originales medidos en campo restados del modelo del yacimiento ajustado en el análisis.

El análisis bajo las reglas planteadas permite estimar el ruido aleatorio introducido por la sonda⁶⁰, la presencia de efectos de marea⁵⁹, el depresionamiento o represionamiento del yacimiento, la presencia de fallas impermeables y a presión constante y los efectos de frontera y de pozos vecinos.

Es trascendente enfatizar que por medio del análisis propuesto es también posible identificar si el ajuste del modelo de yacimiento a los datos de campo fue el adecuado; esto es, se asegura un análisis correcto a la información.

Este capítulo no pretende definir reglas exhaustivas e infalibles para todos los casos de campo y se establece que el criterio del analista será siempre de importancia valiosa

para alcanzar resultados correctos; las reglas presentadas permitirán un apoyo adicional al ingeniero de campo en el análisis de las pruebas de pozos múltiples.

IX.2 Error de precisión o redondeo

Todos los dispositivos electrónicos de adquisición y manejo de datos representan los números reales con alguna imprecisión; esto es, no pueden almacenarlos y manipularlos exactamente. El error ocasionado por esta imperfección de las computadoras, se denomina en la literatura técnica como error de precisión o redondeo⁶³.

El análisis de la señal desuperpuesta, a través del uso de la computadora, contiene errores de precisión que afectan la interpretación. Afortunadamente estos errores son muy pequeños en magnitud, con valores menores a 10^{-12} en valor absoluto; sin embargo es importante conocer su presencia para evitar interpretaciones erróneas.

Para analizar en detalle el error por precisión o redondeo, es necesario comprender cómo se representan en las computadoras los números. En casi todos los casos, los números se almacenan como cantidades de punto flotante, que se parecen mucho a la notación científica. Por ejemplo, el número de punto fijo 13.524, es igual que el número de punto flotante $.13524 \times 10^2$, que suele representarse como .13524E2.

Las diversas computadoras manejan técnicas ligeramente diferentes, pero el procedimiento general es semejante. En las computadoras, los números de punto flotante tienen tres partes: el signo (que requiere un bit); la parte fraccionaria algunas veces denominada mantisa, pero mejor caracterizada como significando o parte significativa; y la parte exponencial a menudo llamada característica. Las tres partes consideradas poseen una longitud total fija, que a menudo es igual a 32 o 64 bits (y algunas veces mayor). La mayor parte de estos bits, sirve para representar la parte fraccionaria, que va desde 23 hasta 52 bits, correspondiendo a la parte exponencial de 8 hasta 11 bits.

Las computadoras representan sus números de punto flotante, en la forma general:

$$\pm .d_1d_2\dots d_p \times B^e. \quad (\text{IX.1})$$

Las “ d_i ”, son dígitos o bits con valores enteros entre cero y $(B-1)$; “ B ” se denomina base y usualmente es, 2, 8 ó 16; “ p ”, es el número de bits (dígitos) significativos; es decir, la precisión y “ e ”, es el exponente entero que varía entre $E_{\text{mín}}$ y $E_{\text{máx}}$.

En calculadoras la base B suele ser 10 y en las computadoras a menudo es 2, aunque algunas veces se usa 16. Casi todas las computadoras permiten dos e incluso tres tipos de números: de *precisión simple*, que equivale hasta 6 ó 7 dígitos decimales significativos; de *doble precisión* equivalente hasta 13 ó 14 dígitos decimales significativos; y de *precisión extendida* que puede ser equivalente a 19 ó 20 dígitos decimales, lo cual se logra usando un número mayor de bits en la representación interna del valor real.

Debido a que la cantidad de bits, que intervienen en la representación de un valor, es fija, hay un número finito de valores distintos que pueden representarse exactamente en el sistema numérico de la computadora, lo cual contrasta con el sistema de números reales que es infinito. Por esta razón, en el sistema numérico de la computadora hay huecos o discontinuidades; cuando el usuario quiere representar un número que se encuentra en uno de estos huecos, la computadora le asigna el más cercano, incurriendo en un error de redondeo o precisión.

El programa de cómputo presentado en el capítulo X, incluye varias subrutinas que permiten estimar automáticamente la señal desuperpuesta; para ejecutar la opción descrita es necesario haber hecho el análisis correspondiente de la prueba.

En la Figura 9-1, se presenta la señal desuperpuesta de un caso sintético propuesto por El-Khatib⁶ que considera una prueba de pulsos de gastos múltiples; puede observarse que los valores estimados están en un rango menor a $1.E-12$ lb/pg²; este

comportamiento es típico de los errores de precisión que se presentan en la manipulación numérica con el uso de las computadoras. En el eje vertical se grafica el Error (lb/pg^2), estimado como la diferencia entre la respuesta de la presión medida y el cálculo de la presión con el modelo analítico que representa al yacimiento.

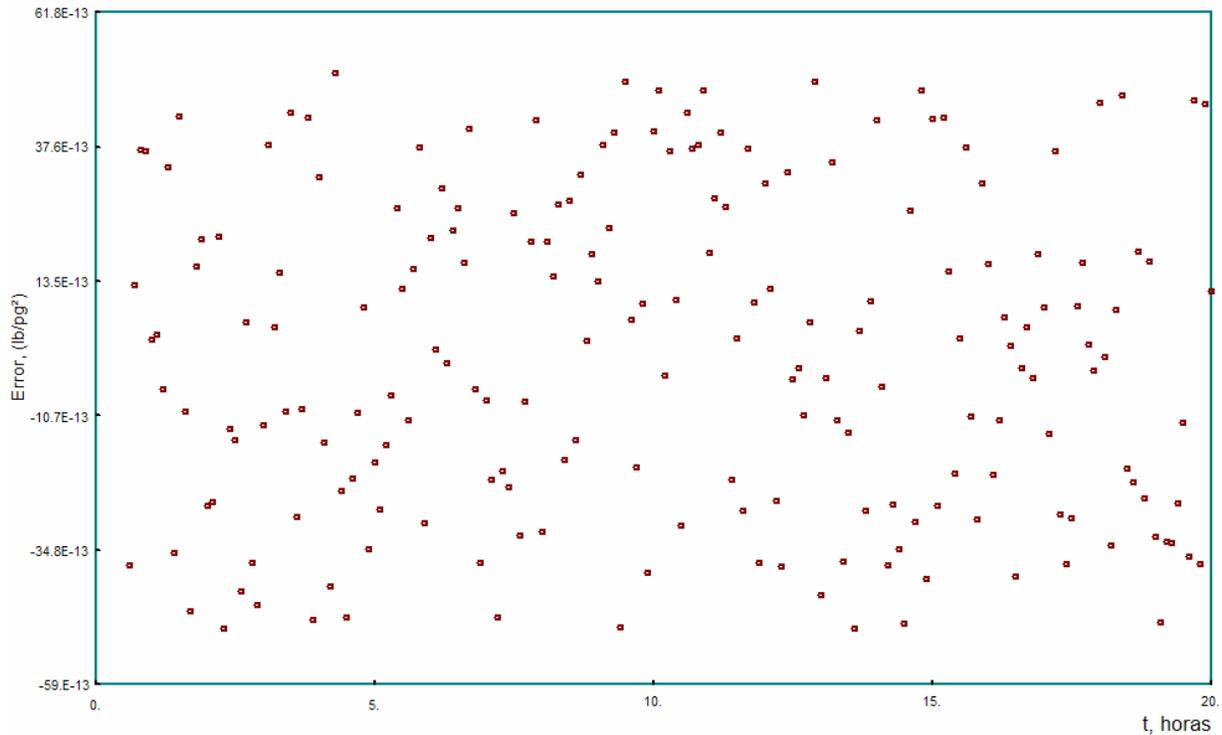


FIG. 9-1.- COMPORTAMIENTO DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA PARA EL CASO PROPUESTO POR EL-KHATIB⁶.

Aunque teóricamente la diferencia debería ser cero, ya que la prueba fue generada usando el modelo analítico, esto no sucede así debido a los errores de precisión o redondeo, que siempre se generan al hacer uso de las computadoras.

La regla práctica de interpretación de la gráfica de “Error” o “Señal desuperpuesta”, para este caso es:

Cuando se presenten valores menores a $1.E-10 \text{ lb/pg}^2$ en la gráfica de análisis, intérpretese como errores de precisión o redondeo y califíquese por válida la interpretación de la prueba de campo.

IX.3 Ruido Gaussiano y de truncamiento.

En la operación de toma de registros de pruebas de variación de presión, intervienen factores múltiples que inducen ruidos en la información; por ejemplo, existen equipos de generación de energía eléctrica “ruidosos”, malacates con colectores eléctricos, conexiones expuestas a fluidos altamente conductivos, a altas presiones, a altas temperaturas y a condiciones severas de corrosión.

Para medir la presión, en las herramientas de tipo “Bourdon” se usa un elemento mecánico diseñado y construido para deformarse cuando se aplica presión. El dispositivo convierte la presión en un movimiento mecánico, el cual es transformado a una señal de tipo eléctrica que se envía a la superficie. A través de los años se han desarrollado diversos tipos de sondas de medición que incluyen las mencionadas, hasta las modernas de cristal de cuarzo.

El cuarzo posee una propiedad llamada piezoeléctrica que consiste en producir electricidad cuando se les aplica presión. Los materiales piezoeléctricos manifiestan fenómenos eléctricos y mecánicos reversibles, es decir, si se aplica una carga mecánica a las caras del cristal, aparecen cargas eléctricas en ellas; por el contrario si se aplican cargas eléctricas, entonces se produce una deformación de las caras del cristal, en forma idéntica a como hubiera sido necesario hacerlo para inducir cargas de forma mecánica. Existen cerámicas especiales, polarizadas artificialmente para que posean la propiedad de la piezoelectricidad, siendo éstas, más sensibles que los cristales naturales.

La señal de salida de los sensores piezoeléctricos tiene alta impedancia, por lo que se requiere un acondicionamiento especial mediante amplificadores de carga y el uso de cable coaxial con tratamiento para ruido. Es importante recordar, que los sensores piezoeléctricos, dan una señal de salida sólo cuando existe un cambio en la entrada; esto significa, que son ideales para medir variaciones de presión.

Para obtener una medición de la presión a partir de la señal eléctrica de salida, las sondas deben calibrarse, es decir, se debe obtener una relación de la presión aplicada y la corriente generada. Para lograrlo se realizan pruebas de laboratorio, en las cuales se aplica una presión conocida y se mide la corriente generada por el cristal para diferentes temperaturas; con estas mediciones, se genera un conjunto de datos, ver Figura 9-2, a los cuales se les ajusta una función que generalmente es del tipo:

$$P_c = G + Hs + Is^2 + Js^3 . \quad (\text{IX.2})$$

Los coeficientes G , H , I y J , se obtienen durante la calibración, en función de la temperatura; “s” es la señal de salida de la sonda en voltz o Hertz. Se hace notar al lector que bajo esta circunstancia se presenta un error de aproximación funcional durante el proceso, debido a que el polinomio ajusta a los datos con cierta cercanía, pero no pasa a través de todos ellos.

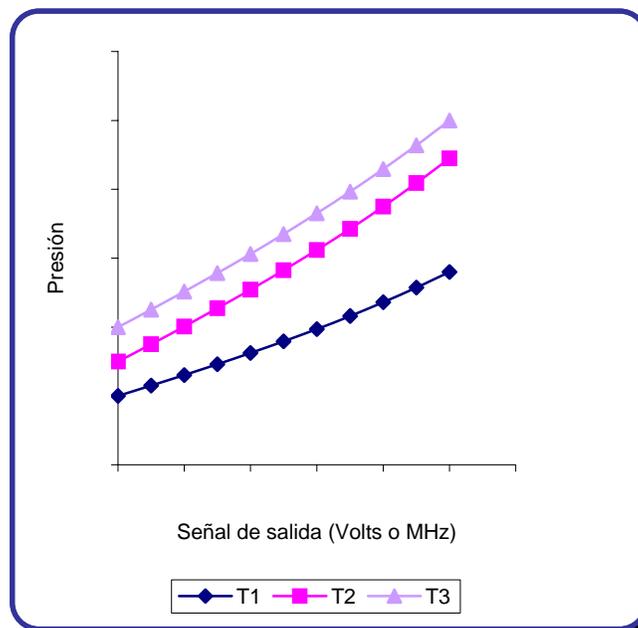


FIG. 9-2.- REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS MEDICIONES A DIFERENTES TEMPERATURAS (T1, T2 Y T3) EN LA CALIBRACIÓN DE UN SENSOR DE PRESIÓN.

El funcionamiento y el procedimiento de calibración de las sondas, aunados a la sensibilidad del cuarzo para percibir los cambios de presión y temperatura, generan errores de truncamiento en la medición; estos errores están directamente relacionados a la resolución y la presión a la que esta sometida la sonda.

Para generar el ruido Gaussiano y de cuantización, en este trabajo se generan una serie de números aleatorios con amplitudes diferentes, usando la función random (rnd) del lenguaje de programación Visual Basic®. En la Figura 9-3, se muestra la representación gráfica de este tipo de ruido.

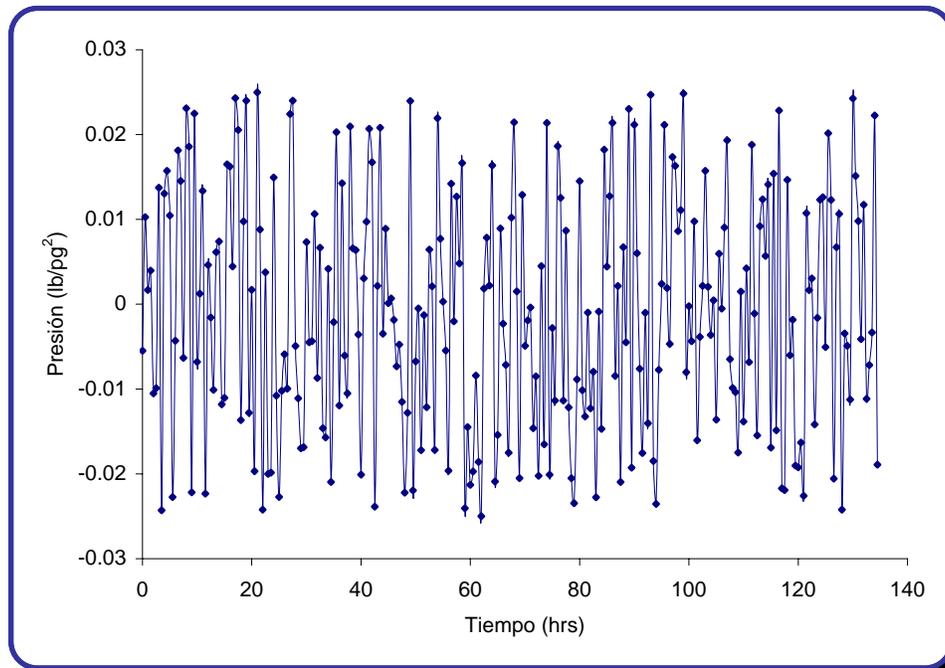


FIG. 9-3.- REPRESENTACIÓN GRÁFICA DEL RUIDO GAUSSIANO. AMPLITUD 0.05 LB/PG².

Algunos autores han denominado a este tipo de efecto “ruido blanco”, porque a similitud a la luz blanca que está compuesta por todos los colores, sus frecuencias constitutivas aparecen en todo el espacio de Fourier; esto es, no existe un rango de frecuencias que lo caractericen adecuadamente, y por tanto es imposible filtrarlo en el plano de Fourier.

Es indudable que a medida que la sonda es de mayor precisión, la amplitud del ruido tiende a disminuir drásticamente. En las pruebas de campo⁶⁰, los ruidos mayores a una milésima del cambio total de presión, modifican la forma de la curva de la derivada de presión, por lo que resulta difícil interpretar los parámetros y características del yacimiento.

Los ruidos en los datos de las pruebas de presión, se pueden clasificar en dos tipos, aleatorios y sistemáticos. Los ruidos aleatorios se presentan en todos los sistemas de medición y generalmente siguen una distribución estadística de tipo Gaussiana. Los ruidos sistemáticos se generan debido a una operación inadecuada en el manejo de los equipos electrónicos y electromecánicos que se utilizan en la toma de datos, o en operaciones de cambio de gasto no identificadas en pozos cercanos, o en el mismo pozo.

Existen diferentes tipos de ruido; por ejemplo, los asociados a la resolución de la herramienta de medición o sonda, conocidos como de truncamiento o de cuantización. Estos son evidentes en registros densamente muestreados y de manera gráfica dan la apariencia de escalones.

A pesar de que se han realizado grandes avances para mejorar la sensibilidad de los sensores para la medición de las variaciones en la presión, estos aún introducen ruidos. Los errores son más evidentes cuando los cambios en la presión del yacimiento son pequeños, y en las pruebas de pozos múltiples esta es generalmente la situación imperante.

Aunque el ruido es inherente a las pruebas de presión, éste se puede reducir realizando la prueba de manera adecuada. El ingeniero de yacimientos debe poner atención especial en la elección de la sonda; esto es, que la resolución sea apropiada al rango de presiones que se medirá en el yacimiento y a la temperatura a la que será sometida. Asimismo, es importante asegurar que la herramienta esté fija y alejada de la

zona de disparos y que antes de iniciar la medición estén estabilizadas las condiciones de temperatura y gasto del pozo.

La regla práctica de interpretación de la gráfica de “Error” o “Señal desuperpuesta”, para este caso es:

Cuando la gráfica de análisis presente variaciones con el comportamiento de la Figura 9-1, interprétense como errores de “Ruido Gaussiano”, y califíquese por válida la interpretación de la prueba de campo. Si la amplitud es mayor a 0.1 lb/pg^2 es muy probable que los efectos de marea queden enmascarados dentro del ruido. Los errores de truncamiento o de cuantización se presentan de manera gráfica con la apariencia de escalones.

IX.4 Efectos de marea

En algunos datos de presión de fondo registrados en campo con sensores de alta resolución por períodos de tiempo de varios días, es posible observar variaciones pequeñas de presión con un comportamiento periódico bien definido. Estas fluctuaciones generalmente ocurren en una escala semi-diurna; esto es, repitiéndose cada medio día, y otras en una escala diurna, repitiéndose diariamente. El origen de la variación de tal sinuosidad es coincidente con el cambio en el potencial gravitacional impuesto en la Tierra por la Luna y el Sol. Los efectos gravitacionales en la Tierra impuestos por el Sol son pequeños comparados con los de la Luna, debido fundamentalmente a la diferencia en las distancias que los separan.

El origen de las fuerzas de marea se debe a que la Tierra es un cuerpo suficientemente grande, en el cual el campo gravitatorio producido por la Luna o por el Sol no es homogéneo en todos sus puntos; es decir, se tienen puntos que están más cercanos y otros más alejados de dichos cuerpos celestes; aunado a esto, se encuentran los movimientos de traslación de la Tierra alrededor del Sol, y de la Luna en torno de la

Tierra, ambos según la primera ley de Kepler siguiendo orbitas elípticas, lo que ocasiona que la distancia entre estos cuerpos varíe a lo largo del año.

La marea oceánica es familiar, ya que es fácilmente observable en las playas; en general las fluctuaciones en muchos lugares son periódicas, repitiéndose cada medio día. Los tipos principales de mareas incluyen las de período largo, 16 días; las diurnas, 1 día; las semi-diurnas, 1/2 día y las ter-diurnas, 1/3 día.

La primera explicación matemática de las mareas fue presentada en 1687 por Isaac Newton en su libro "Philosophiae Naturalis Principia Mathematica". Para entender mejor el fenómeno, se supone que la Tierra está completamente cubierta por agua. La Luna tiene una atracción gravitacional que varía en la medida que esta orbita la Tierra en un lapso de 29.53 días y también a que la Tierra gira sobre su propio eje en 24.8 horas. Esta atracción genera una prominencia del agua hacia la Luna y como la Tierra gira se presenta un abultamiento de agua en el lado opuesto de la Tierra, tal como se observa en Figura 9-4; La amplitud teórica de la marea⁶⁶ debido a este fenómeno sería de 54 centímetros en el punto más alto, si no existiera rotación de la Tierra ni masa de tierra firme sobresaliendo. Las amplitudes reales difieren por la topografía, los efectos de rotación y la atracción del Sol.

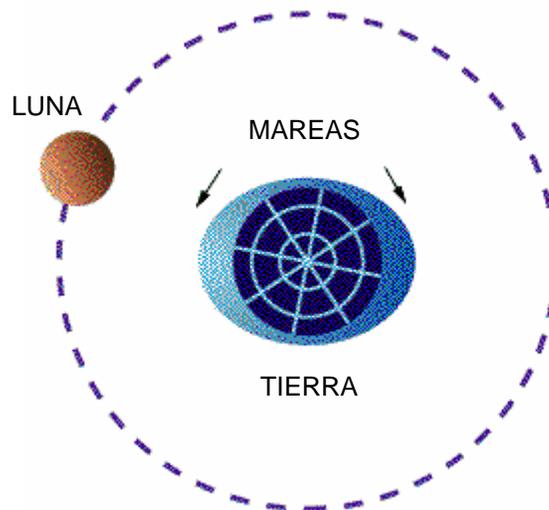


FIG. 9-4.- REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL FENÓMENO DE MAREA.

Debido a que la Tierra y la Luna rotan alrededor del Sol, hay un factor modificador adicional que tomar en cuenta; cuando el Sol y la Luna están alineados, hay fuerzas gravitacionales que causan las mareas más altas.

Las mareas varían día a día debido a que las órbitas de la Tierra, la Luna y el Sol están cambiando, lo cual genera efectos gravitacionales diferentes sobre la Tierra. Las mareas también cambian de lugar en lugar y la posición geográfica determina el nivel de la marea. La Figura 9-5, permite observar que las diferencias pueden ser muy significativas en dos puntos geográficos diferentes.

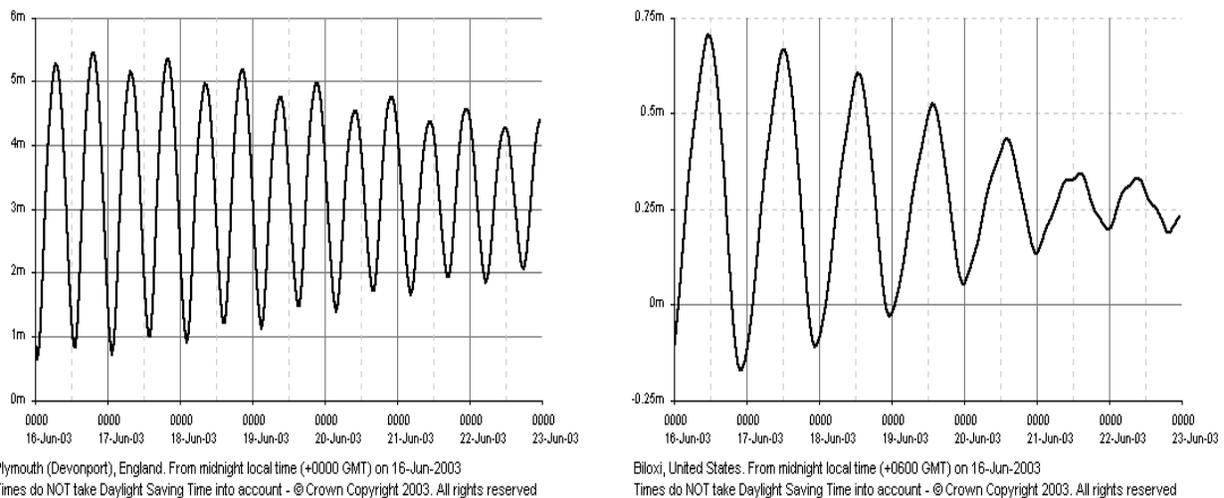


FIG. 9-5.- NIVEL DEL MAR EN COSTAS DE INGLATERRA Y ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA PARA UN MISMO PERIODO DE TIEMPO⁶⁷.

En la Figura 9-6, se muestra la variación del nivel del mar en Cd. del Carmen, Campeche, respecto a las fases lunares para los dos primeros meses del año 2004; las mediciones fueron hechas en la estación mareográfica⁶⁵ de la Secretaria de Marina.

La marea de tierra es similar a la marea del océano, pero no puede observarse directamente ya que la tierra es rígida comparada con el agua; el valor máximo de deformación en el globo terráqueo es alrededor de 55 centímetros⁶⁶ en la zona del Ecuador (15 centímetros debido al Sol), y se alcanza cuando la Luna y el Sol están alineados.

Los efectos de marea se pueden observar fácilmente⁵⁹ en agujeros abiertos y también en sistemas de yacimientos cerrados. La magnitud del efecto de marea depende fundamentalmente de la porosidad, la compresibilidad de la matriz y del fluido saturante, así como de la permeabilidad.

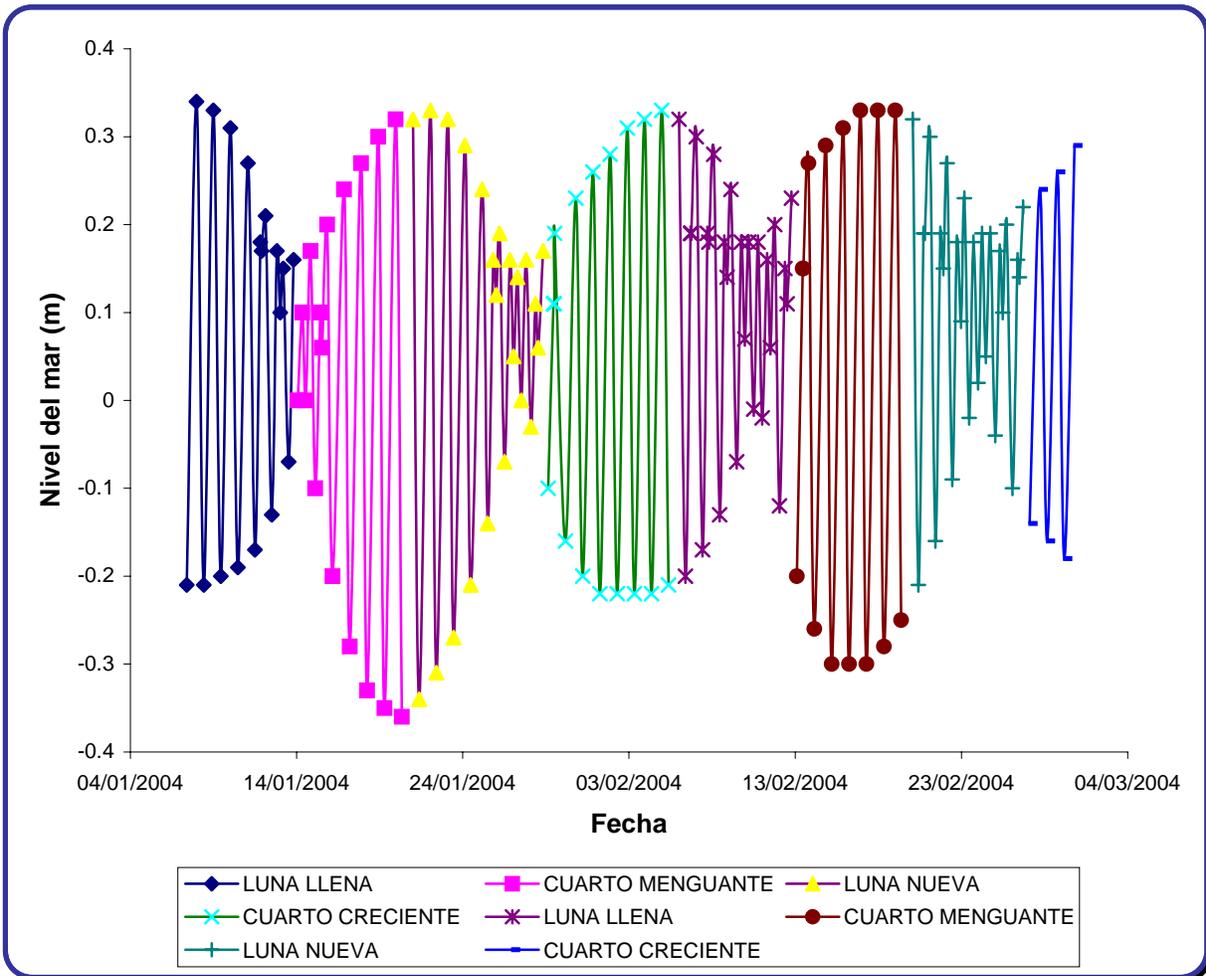


FIG. 9-6.- NIVEL DEL MAR EN FUNCIÓN DE LAS FASES DE LA LUNA, CD. DEL CARMEN, CAMPECHE.

Varios investigadores han desarrollado^{59,61,62} expresiones que permiten estimar la presión inducida en el yacimiento por las variaciones en los efectos gravitatorios, usadas apropiadamente permiten estimar la compresibilidad total y la permeabilidad vertical del yacimiento. El fundamento de cálculo consiste en comparar las variaciones de presión en el yacimiento debidas a la marea y las fluctuaciones en la superficie del lugar en el que se ubica el yacimiento.

Se han observado efectos de marea en muchos pozos⁵⁹, en amplitudes que varían en un rango de 0.002 a 0.5 lb/pg² por ciclo. Aún cuando las amplitudes son pequeñas se ha advertido⁵⁹ que si no se consideran pueden influir de forma importante en la interpretación correcta de los datos de presión. El efecto de marea se magnifica cuando el fluido saturante es gas y la formación tiene alta permeabilidad, y decrece a medida que la compresibilidad de la matriz se incrementa.

Las oscilaciones periódicas en la presión del yacimiento se deben fundamentalmente a tres mecanismos⁶⁸: la marea de tierra, el efecto de marea en el océano y las variaciones en la presión barométrica. En yacimientos en tierra pueden observarse tales efectos, pero en los costa afuera la variación de presión se debe fundamentalmente a los cambios en el nivel del mar los cuales modifican la presión de sobrecarga. Los efectos de la marea de tierra y el barométrico son despreciables en comparación con la marea del océano.

Los cambios barométricos y el clima pueden también cambiar significativamente la presión de sobrecarga, por lo cual se recomienda que durante las pruebas se mida la presión en el fondo del océano para considerar todos los efectos: marea, clima y presión barométrica. Se ha estimado⁶⁸ que existe un tiempo de retraso entre las mediciones en el fondo del océano y las caídas de presión en el yacimiento, que varía entre 15 y 30 minutos.

Existen modelos complejos que incluyen la porosidad, las compresibilidades, la permeabilidad y la relación de Poisson, pero una relación básica entre el cambio de la sobrecarga y el cambio de presión en el yacimiento se define como eficiencia de marea, y se expresa por medio de la ecuación^{62,68} siguiente en función de las compresibilidades :

$$TE = \frac{\Delta p_{sobrecarga}}{\Delta p_{yacimiento}} = \frac{c_f}{a(c_f + c_{fl})}, \quad (IX.3)$$

donde "a" es una constante que varía con el tipo de roca; igual a la unidad para arenas no cementadas; los subíndices son "f", para la roca y "fl" para el fluido.

Para identificar la amplitud de la variación de presión debida a los efectos de marea se requieren mediciones de muy alta resolución. En forma práctica se ha definido⁶¹ que el yacimiento debe tener una alta transmisibilidad y debe estar localizado cerca del Ecuador para que las variaciones de potencial gravitatorio sean significantes, además no debe estar ni muy depresionado ni muy somero. Seguramente que lo anterior constituye una de las razones por las cuales esta área del análisis de pruebas transitorias de presión no se ha explotado extensivamente. En lo mejor del conocimiento del autor, las técnicas desarrolladas^{59,61,62} se han aplicado en forma muy limitada en yacimientos de México y su aplicación internacional ha sido muy reducida.

Aunque las variaciones de presión debidas a efectos de marea son visibles claramente en algunos registros de fondo de pozo, no siempre es posible identificarlas fehacientemente. Arditty⁵⁹ utilizó la transformada rápida de Fourier⁶³ (*FFT*, “Fast Fourier Transform”) como una herramienta para identificar en la señal de presión los efectos de marea. La *FFT* permite realizar un análisis espectral del registro de presión, lo cual permite identificar las diferentes frecuencias que lo componen; es una costumbre generalizada en el área de Telecomunicaciones, Electrónica y Geofísica, analizar los datos en el dominio de la frecuencia cuando se estudian señales que tienen un comportamiento periódico.

El cálculo de la Transformada de Fourier de “*N*” datos discretos, puede complicarse en cuanto más grande sea el valor de “*N*”, debido al gran número de operaciones que deben realizarse; sin embargo, ésta no es una limitante, ya que el uso de las computadoras actuales nos permite utilizar esta técnica matemática con facilidad.

La Transformada de Fourier de funciones pares, las cuales cumplen con $f(t) = f(-t)$, es una función real, es decir, la parte imaginaria de ésta es cero; esta propiedad de la Transformada se puede usar para simplificar el análisis de los datos en las pruebas de presión en el dominio de la frecuencia. Para generar una función par de la información de campo, se hará un espejo de los datos con la finalidad de evitar trabajar con la parte compleja. A continuación se presenta la investigación realizada, para definir la mejor práctica en el tratamiento de los datos de las pruebas de presión.

Considérese la función exponencial mostrada en la ecuación (IX-4), de la cual se han obtenido N datos, que han sido duplicados de diferentes maneras, formando las funciones mostradas en la Figura 9-7, todas simétricas respecto al eje “ y ” o al dato N ; la parte real e imaginaria de su Transformada de Fourier, se muestra en la Figura 9-8.

$$g(t) = e^{-t} \quad 0 \leq t \leq 8 \quad (\text{IX.4})$$

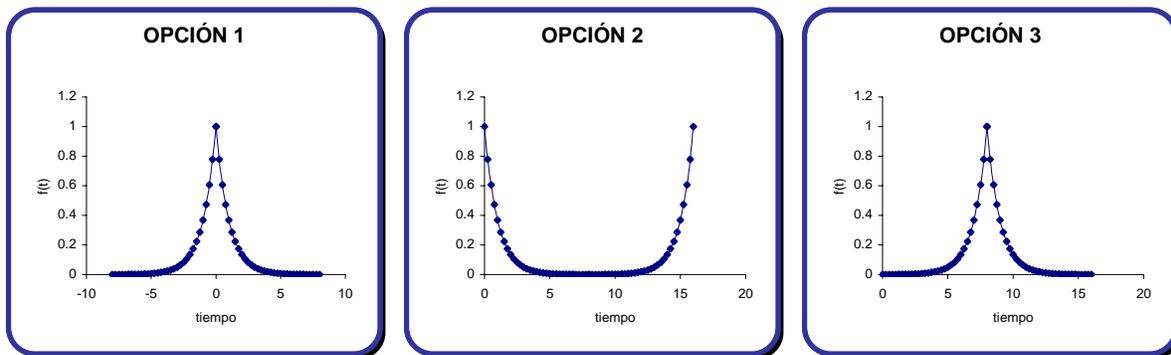


FIG. 9-7.- FUNCIONES GENERADAS A PARTIR DE LA MANIPULACIÓN DE N DATOS DE LA FUNCIÓN (IX-3).

La Opción 1 de la Figura 9-7 es una función par, ya que $f(t) = f(-t)$; En la Figura 9-8, se comprueba que la parte imaginaria de su Transformada de Fourier, es cero; y la parte real de la misma es el doble de la parte real de la transformada de la función sin duplicar; es decir, dos veces la parte real de la Transformada de Fourier analítica $G(f)$ de $g(t)$:

$$G(f) = \frac{1}{1 + (2\pi f)^2} - j \frac{2\pi f}{1 + (2\pi f)^2}. \quad (\text{IX.5})$$

Esto se debe al hecho, de que la parte real de la transformada de Fourier, es una integral definida, desde “ $-a$ ” hasta “ a ” de una función par y es igual al doble de la integral definida desde 0 hasta “ a ” de la misma función.

La **FFT** es una sumatoria, donde el valor del k -ésimo de tiempo es $t = kT$, donde T , es el intervalo de muestreo de la función; en el caso de las opciones 2 y 3, la parte imaginaria de su Transformada de Fourier, es diferente de cero, debido a que se tienen sólo valores de tiempo positivos, y por lo tanto también valores de k positivos; al

realizarse la sumatoria, se obtiene un valor igual al doble de la parte imaginaria de la función sin duplicar.

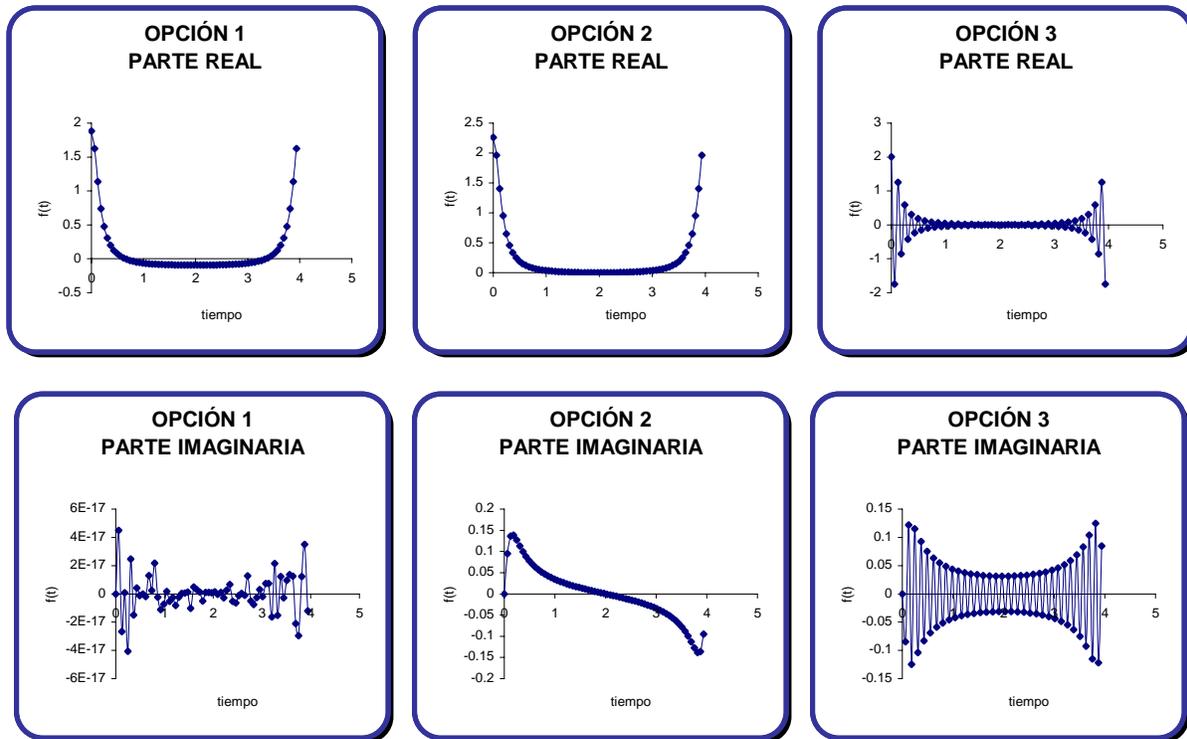


FIG. 9-8.- TRANSFORMADA DE FOURIER DE LAS FUNCIONES MOSTRADAS EN LA FIGURA 9-7.

Con base en los resultados obtenidos, se concluye que para el análisis de los datos de las pruebas de presión, los datos de entrada se duplicarán como se muestra en la opción 1 de la Figura 9-7.

El algoritmo de la **FFT**, mostrado en la Tabla 9-1 fue elaborado a partir de la subrutina en lenguaje Fortran presentada en la referencia 32. Esta rutina requiere que el número de datos " N ", cumpla con la relación $N = 2^\gamma$, donde γ es un número entero.

Por tal razón, es necesario manipular la información de campo de tal forma que los datos estén uniformemente espaciados, simétricos y con la restricción planteada en el párrafo anterior. También es trascendente considerar que la discretización debe realizarse de tal forma que asegure que no se pierdan rasgos importantes de la señal original de campo.

TABLA 9-1.- SUBROUTINA DE LA *FFT* EN VISUAL BASIC™.

```

Static Sub nlg(n, X1#(), Xi#(), SIGNO)
'   SIGNO:   1 Transformada , -1 Anti-transformada

Dim Lx, Nblock, Iblock, Lblock, Lbhalf, L%, K, FK, FLX, V, WK, WKI, IStart
Dim i, J, JH, Q, QI, II, Hold, HoldI
ReDim m(n)

Lx = 2 ^ n
ReDim Preserve X1#(1 To Lx), Xi#(1 To Lx)

For i = 1 To n: m(i) = 2 ^ (n - i): Next i

For L = 1 To n
  Nblock = 2 ^ (L - 1): Lblock = Lx / Nblock: Lbhalf = Lblock / 2: K = 0

  For Iblock = 1 To Nblock
    FK = K: FLX = Lx: V = SIGNO * 6.2831853 * FK / FLX
    WK = Cos(V): WKI = Sin(V): IStart = Lblock * (Iblock - 1)

    For i = 1 To Lbhalf
      J = IStart + i: JH = J + Lbhalf
      Q = X1#(JH) * WK - Xi#(JH) * WKI
      QI = X1#(JH) * WKI + Xi#(JH) * WK
      X1#(JH) = X1#(J) - Q: Xi#(JH) = Xi#(J) - QI
      X1#(J) = X1#(J) + Q: Xi#(J) = Xi#(J) + QI
    Next i

    For i = 2 To n
      II = i
      If K < m(i) Then GoTo NL8
      K = K - m(i)
    Next i
  NL8: K = K + m(II)
  Next Iblock
Next L

K = 0
For J = 1 To Lx
  If K < J Then GoTo NL9
  Hold = X1#(J): HoldI = Xi#(J): X1#(J) = X1#(K + 1): Xi#(J) = Xi#(K + 1)
  X1#(K + 1) = Hold: Xi#(K + 1) = HoldI

NL9: For i = 1 To n: II = i
      If K < m(i) Then GoTo NL10
      K = K - m(i):
    Next i

NL10: K = K + m(II)
Next J

If SIGNO < 0 Then Exit Sub

For i = 1 To Lx: X1#(i) = X1#(i) / FLX: Xi#(i) = Xi#(i) / FLX: Next i

End Sub

```

Es importante mencionar que para los objetivos del presente trabajo, los efectos de marea representan un ruido que debemos identificar adecuadamente para realizar un análisis apropiado de las pruebas de pozos múltiples. Con el fin de investigar los errores en el análisis de los datos de presión en presencia de efectos de marea y validar el uso de la **FFT**, se diseñaron varias pruebas de pulsos sintéticas que consideraron efectos de marea de diferentes magnitudes.

El programa “**INTERFERAN**” presentado en el capítulo X, incluye rutinas para el pre-procesamiento de los datos de campo, la estimación de la transformada rápida de Fourier, y la generación de salidas gráficas adecuadas. Con **INTERFERAN** es posible estimar la **FFT** de los datos de caída de presión de campo y/o de la *señal desuperpuesta*, o *variación no explicada* por el modelo de yacimiento seleccionado.

Con el objeto de agregar a la caída de presión del yacimiento el efecto de marea, se utilizó la información presentada en la Figura 9-9, que corresponde a las variaciones de marea⁶⁵ en el mes de julio de 2006 en Cd. del Carmen Campeche.

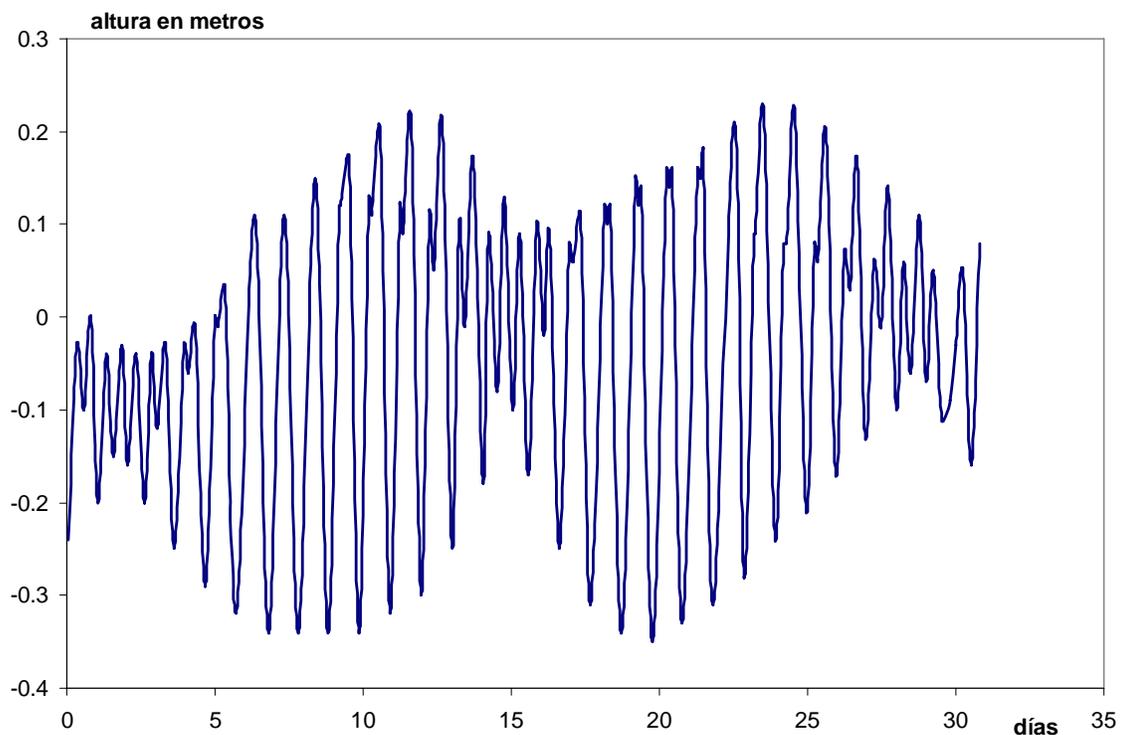


FIG. 9-9.- VARIACIÓN⁶⁵ DEL NIVEL DEL MAR EN CD. DEL CARMEN, CAMPECHE EN EL MES DE JULIO DE 2006.

Considerando diversos valores de eficiencia de marea y usando una prueba sintética de pulsos en un yacimiento de alta permeabilidad, se investigaron los errores en el análisis por no considerar el efecto de marea y la potencialidad en la visualización del efecto de marea en el plano de Fourier.

Para generar la prueba se utilizó **INTERFERAN** y se consideraron dos pozos apartados 500 metros en un yacimiento con espesor de 100 metros, compresibilidad total c_t igual a $1 \cdot 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, viscosidad de 1.2 cp, permeabilidad de 2500 md y porosidad de 18.0%. El pozo activo se fluyó con un gasto de 12,000 brl/día durante nueve días y después se cambió el gasto a 5,000 brl/día durante 22 días para completar un mes.

En la Figura 9-10, se presenta la prueba sin ruido y en la Figura 9-11 con los efectos de marea superpuestos, considerando una eficiencia de marea $TE=0.6$. La Figura 9-12 presenta los datos en el plano de Fourier de la Figura 9-11, pudiendo observarse los picos para las frecuencias 0.04 y 0.08, correspondientes a ciclos de 24 y 12 horas.

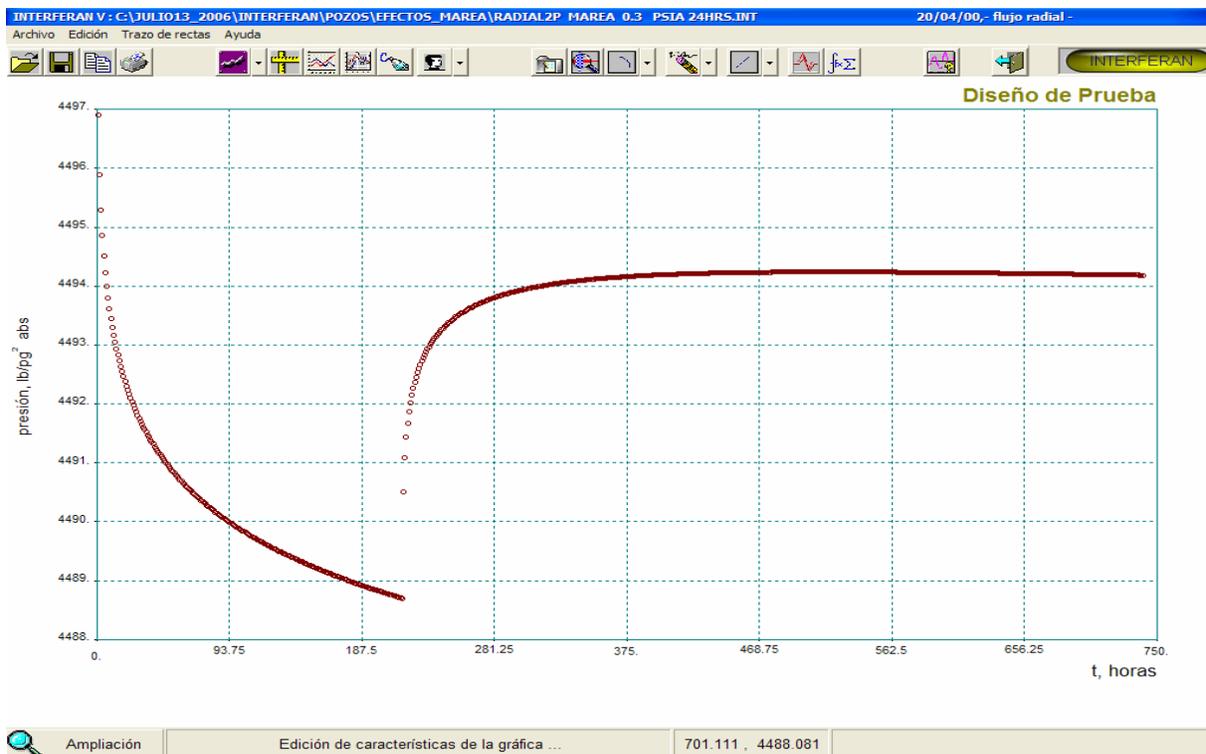


FIG. 9-10. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN VERSUS TIEMPO PARA EL CASO SINTÉTICO SIN RUIDO.

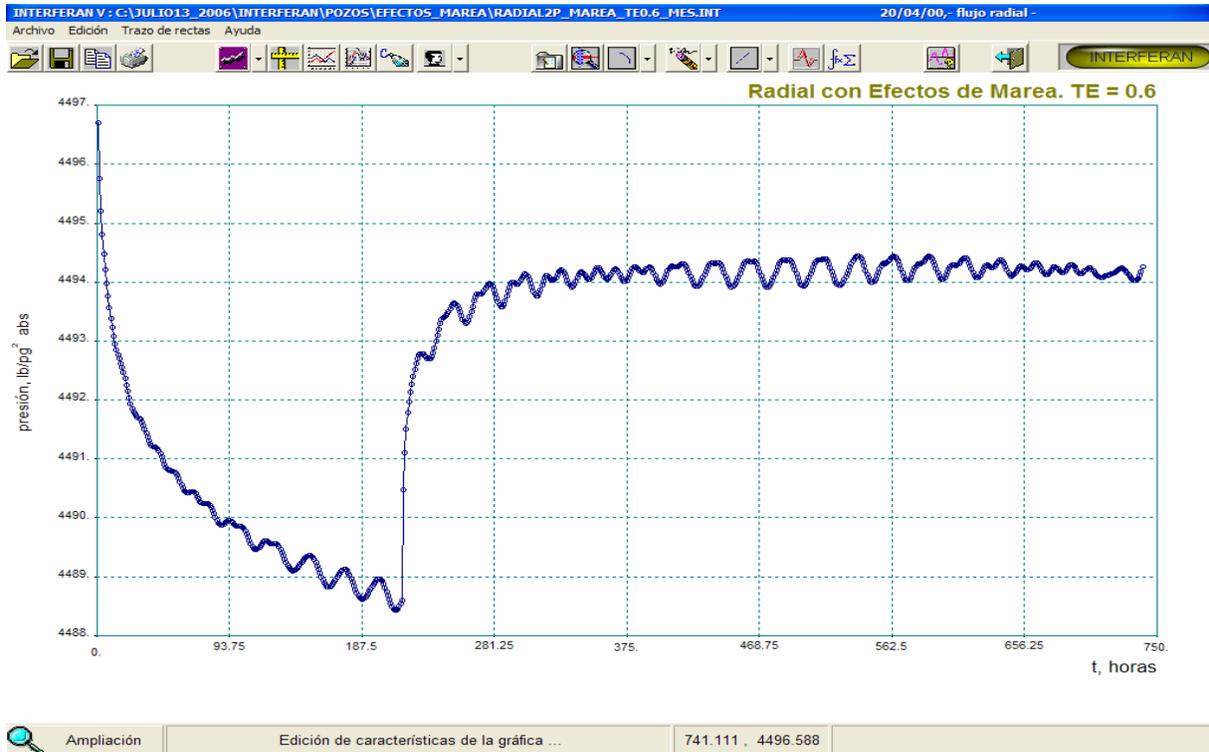


FIG. 9-11. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN PARA EL CASO SINTÉTICO CON EFECTO DE MAREA, TE = 0.6.

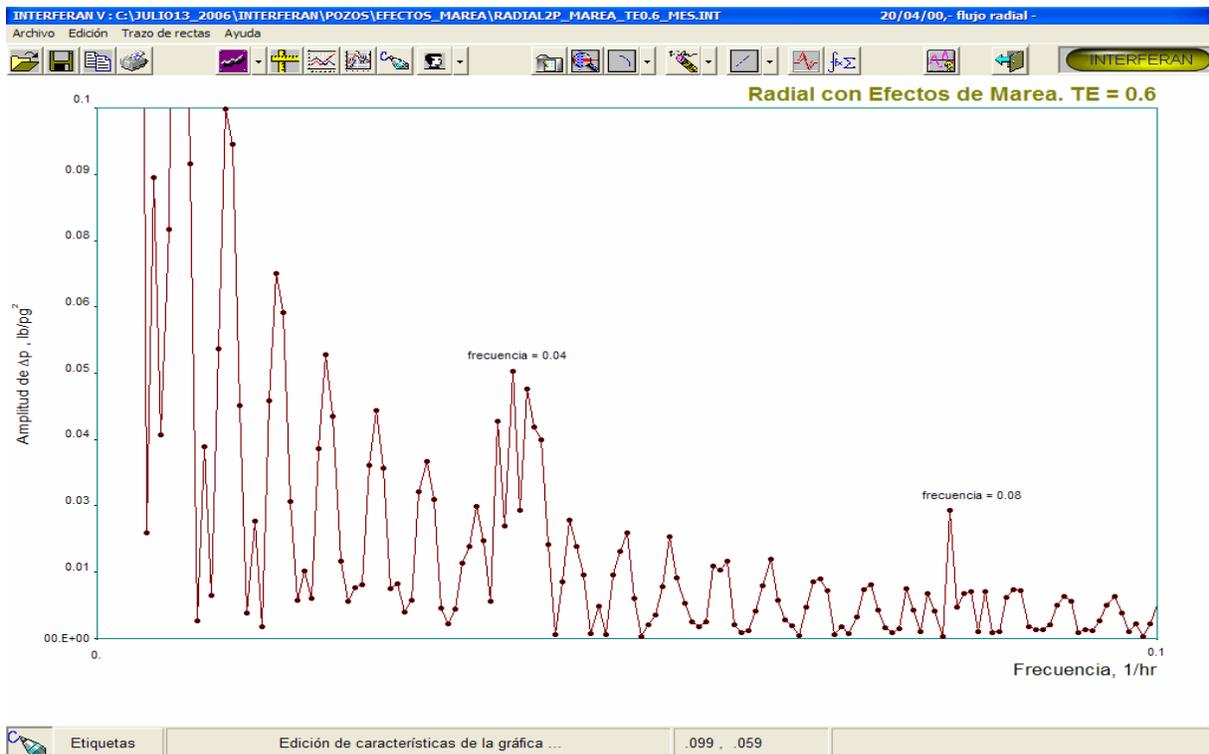


FIG. 9-12. TRANSFORMADA DE FOURIER DE LOS DATOS EN LA FIGURA 9-11.

Se puede observar que el disturbio de presión en la prueba debido a los efectos de marea en algunos tramos se acerca a 0.3 lb/pg^2 , lo cual se considera alto de acuerdo a la literatura.

Se procedió a realizar el análisis de los datos sin considerar el efecto de marea, obteniendo los resultados siguientes con errores de más del 10% en la estimación para la porosidad.

	Datos en el simulador	Curvas Tipo	Error (%)	Regresión no-lineal	Error (%)
Permeabilidad (md)	2500.0	2547.36	1.89	2539.46	1.58
Porosidad (fracción)	0.18	0.158	12.22	0.1585	11.94

La Figura 9-13 presenta la señal desuperpuesta y la Figura 9-14 la misma señal en el plano de Fourier. El lector debe recordar que para estimar esta señal es necesario realizar primeramente el análisis de los datos. Puede observarse la similitud entre las Figuras 9-13 y la 9-9, así como entre las 9-12 y 9-14 donde nuevamente se detecta el efecto cíclico de la marea.

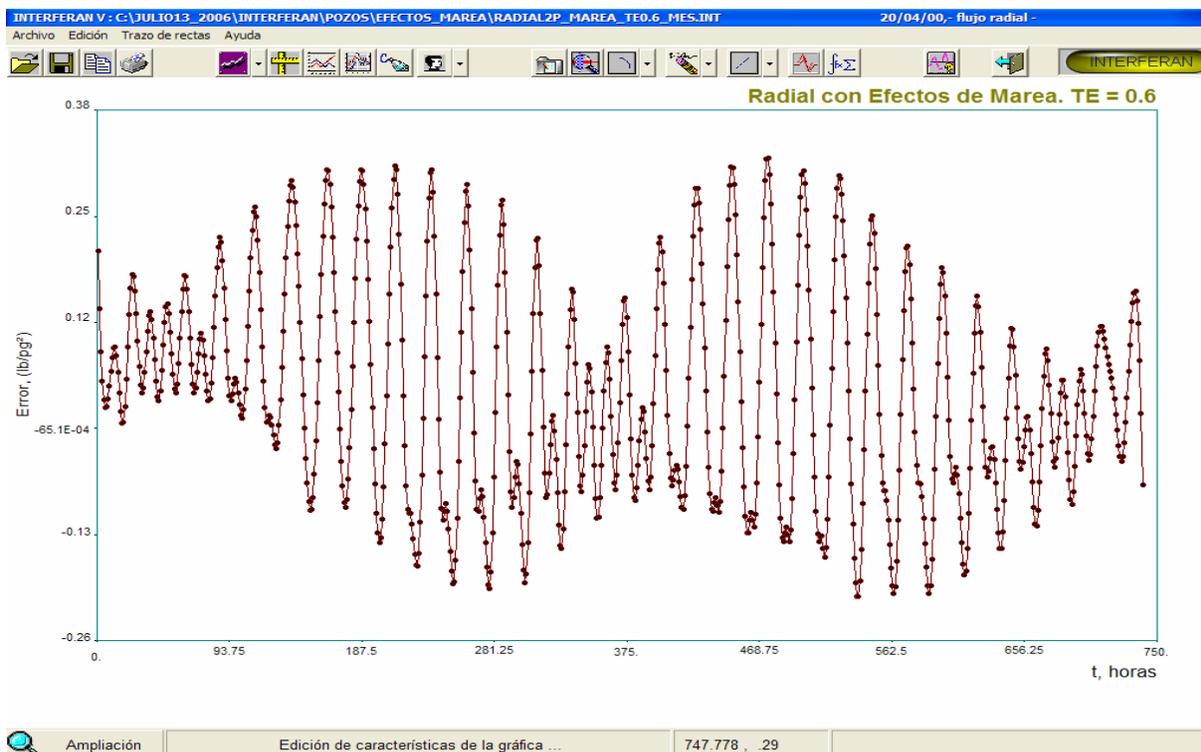


FIG. 9-13. SEÑAL DESUPERPUESTA O VARIACIÓN NO EXPLICADA.

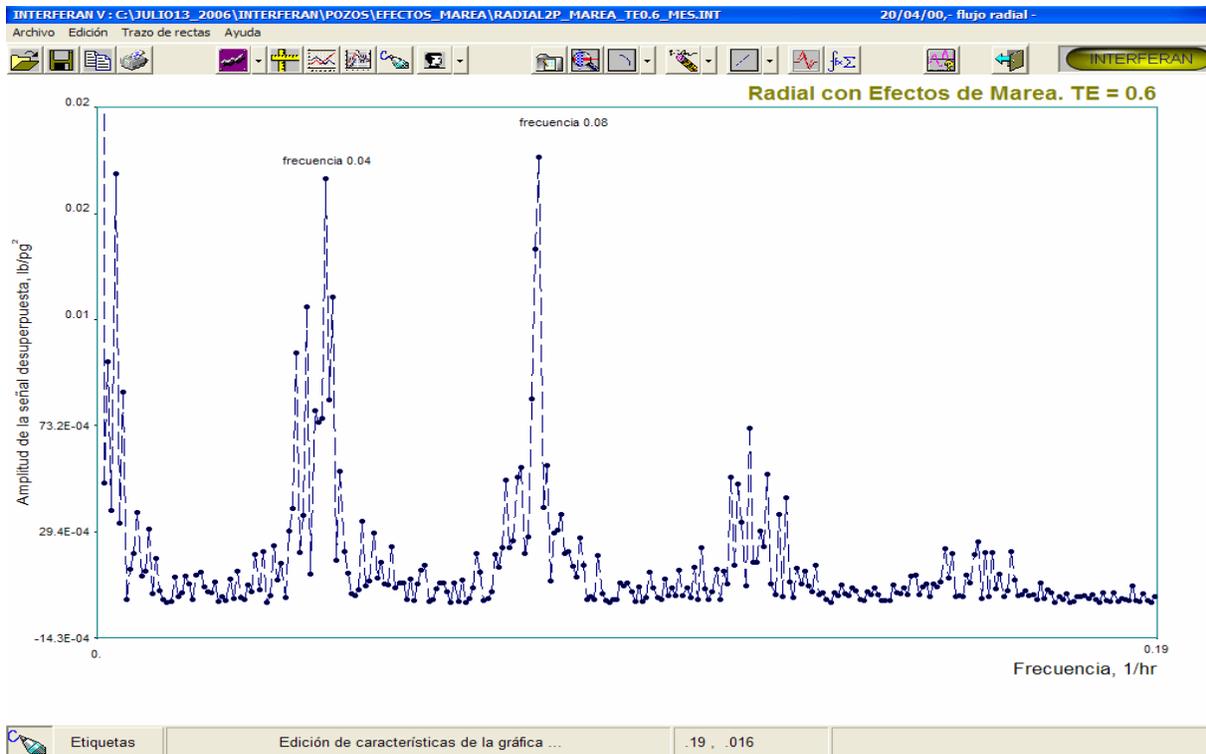


FIG. 9-14. TRANSFORMADA DE FOURIER DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA, TE = 0.6.

De este caso, puede concluirse que es importante considerar los efectos de marea ya que influyen significativamente en la caracterización del yacimiento; también se avala la utilidad de la **FFT** en la identificación de los efectos de marea, aunque para el caso estudiado era fácil visualizarlos a simple vista. Es importante recalcar que tanto en la señal desuperpuesta como en los datos originales se identifican fehacientemente los efectos de la marea semi-diurna y diurna.

Ahora se considerará el mismo caso, pero con una eficiencia de marea de 0.1, que significa un disturbio mucho menor, con la finalidad de estudiar la capacidad de detección del efecto de marea en el plano de Fourier y las consecuencias de error en el análisis de la prueba de interferencia.

La Figura 9-15 presenta los datos por analizar; pudiendo observarse que ahora no es tan claro el efecto de marea en la prueba, aunque si se detectan oscilaciones que podrían adjudicarse por analistas inexpertos como errores de medición.

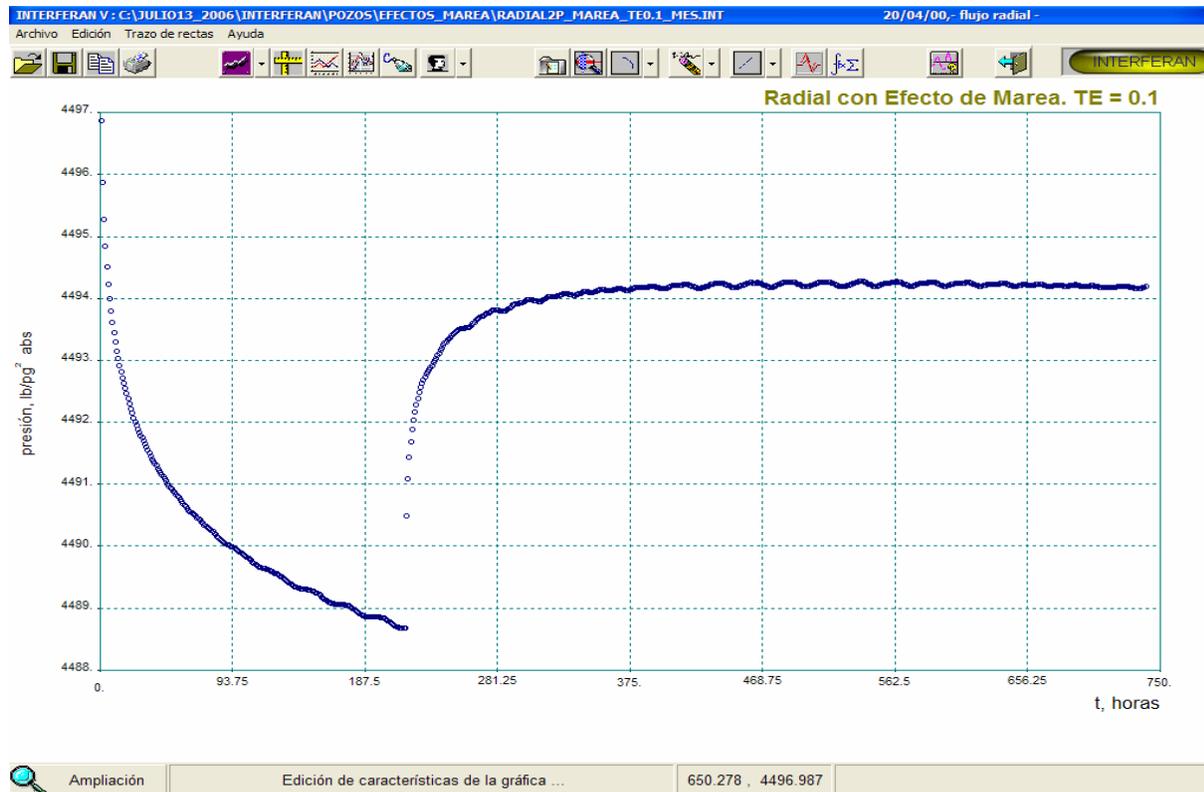


FIG. 9-15. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN PARA EL CASO SINTÉTICO CON EFECTO DE MAREA, TE =0.1.

A continuación se presentan los resultados obtenidos con el programa **INTERFERAN**:

	Datos en el simulador	Curvas Tipo	Error (%)	Regresión no-lineal	Error (%)
Permeabilidad (md)	2500.0	2487.45	0.5	2504.33	0.56
Porosidad (fracción)	0.18	0.179	0.17	0.1766	1.89

Se concluye que las estimaciones aunque están afectadas por el efecto de marea, no contienen errores apreciables. En la Figura 9-16 se tiene la representación de la caída de presión en el plano de Fourier; esta gráfica, como se recordará, es útil para detectar cambios de presión cíclicos. De un análisis cuidadoso de esta gráfica, se establece que no es posible con base en ella detectar el efecto de marea. Sin embargo, en la gráfica que se tiene en la Figura 9-17 que corresponde a la representación de la señal desuperpuesta en el plano de Fourier, si se identifican correctamente las señales periódicas, diurna y semi-diurna, que contiene la señal de presión del pozo mostrada en la Figura 9-15.

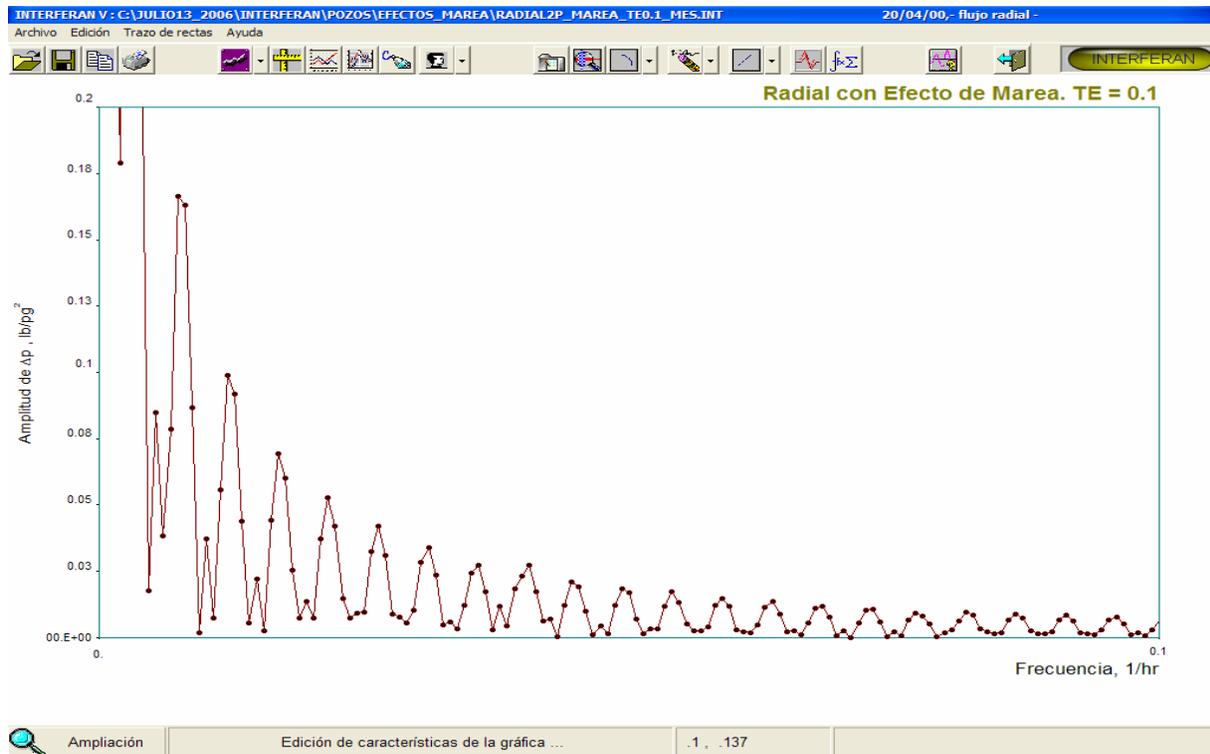


FIG. 9-16. TRANSFORMADA DE FOURIER DE LOS DATOS EN LA FIGURA 9-15.

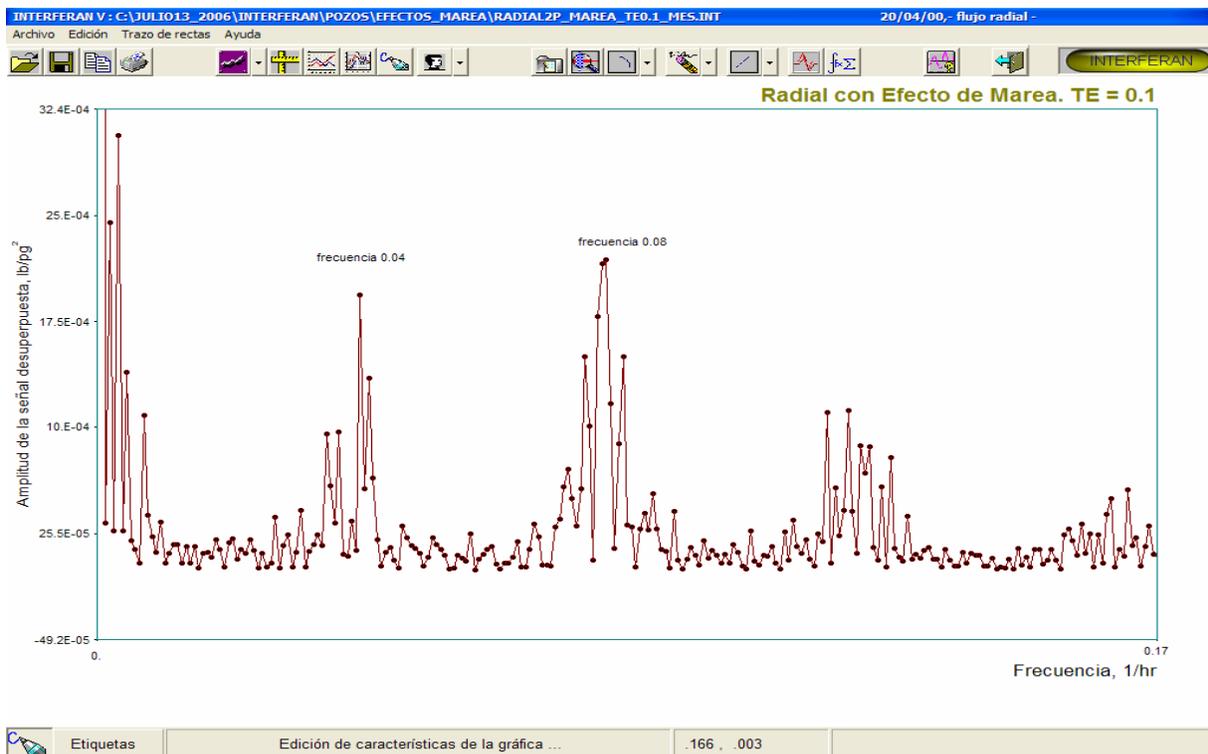


FIG. 9-17. TRANSFORMADA DE FOURIER DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA, $TE=0.1$.

Del análisis de los casos presentados y de una decena adicional estudiados durante la investigación, se concluyen las reglas prácticas de interpretación siguientes para la gráfica de “Error” o “Señal desuperpuesta”:

A medida que crecen los disturbios de presión debido a los efectos de marea, los errores en los resultados se incrementan. Por esta razón, es necesario removerlos⁶⁸ antes de la interpretación.

*Por otro lado, se encontró que la **FFT** es más efectiva al analizar la señal desuperpuesta que la caída de presión registrada en el yacimiento; esta aseveración es de gran utilidad principalmente cuando el efecto de la marea es pequeño.*

IX.5 Efectos de tendencias de presión

En el capítulo VI, se mostró la teoría de análisis que permite desuperponer automáticamente el efecto de tendencias de presión en el yacimiento presentes durante la prueba.

Se recomienda usar la función **N** para el análisis de las pruebas de pozos múltiples, aún cuando no sea muy clara la presencia de tendencias de presión en la prueba, ya que de esta forma se asegura la calidad del análisis.

Sin embargo, después de terminar el análisis es importante revisar la gráfica de la señal desuperpuesta, para comprobar la existencia de una tendencia de presión lineal o cuadrática.

En el capítulo X, se muestra un ejemplo de análisis para la señal desuperpuesta que considera efectos de tendencia de presión en el yacimiento.

Las reglas prácticas de interpretación siguientes para la gráfica de “Error” o “Señal desuperpuesta” son útiles para este tema:

Utilizar siempre en el análisis de la prueba de pozos múltiples el grupo N; primero considere una tendencia lineal y posteriormente una cuadrática. Es importante revisar, para los dos casos, la señal desuperpuesta para verificar la calidad del análisis.

IX.6 Efectos de frontera: Falla impermeable y a presión constante.

Con base en la teoría y procedimiento de análisis para la detección y posicionamiento de fallas impermeables presentada en el capítulo VIII, es fácil concluir que la gráfica de la señal desuperpuesta debe tener la forma típica de la integral exponencial.

Del análisis de las ecuaciones VIII.6 y VIII.7, se observa que tanto la falla lineal impermeable como la frontera lineal a presión constante, adicionan o restan a la caída de presión del yacimiento, una función exponencial que depende de la distancia al pozo observador y de las características petrofísicas y de los fluidos.

En la Figura 9-18 se presenta la señal desuperpuesta para una prueba que permitió detectar una falla impermeable a 2500 pies de distancia del pozo observador. A tiempos cortos se identifica un aplanamiento debido a que para ese período no se perciben los efectos de la falla en las mediciones del pozo observador; esto es, existe un tiempo de atraso hasta que las ondas de presión alcanzan la frontera; posteriormente se tiene el comportamiento típico de la integral exponencial.

Para el caso de falla lineal impermeable se tienen valores positivos de la señal desuperpuesta, ya que la frontera causa una caída extra de presión en el pozo; correspondientemente se obtendrán valores negativos en el caso de una frontera lineal a presión constante.

Es importante destacar que la señal desuperpuesta para fallas lineales impermeables y de presión constante siempre manifiesta una tendencia de crecimiento invariable, en valor absoluto, a diferencia de los otros casos estudiados en este capítulo.

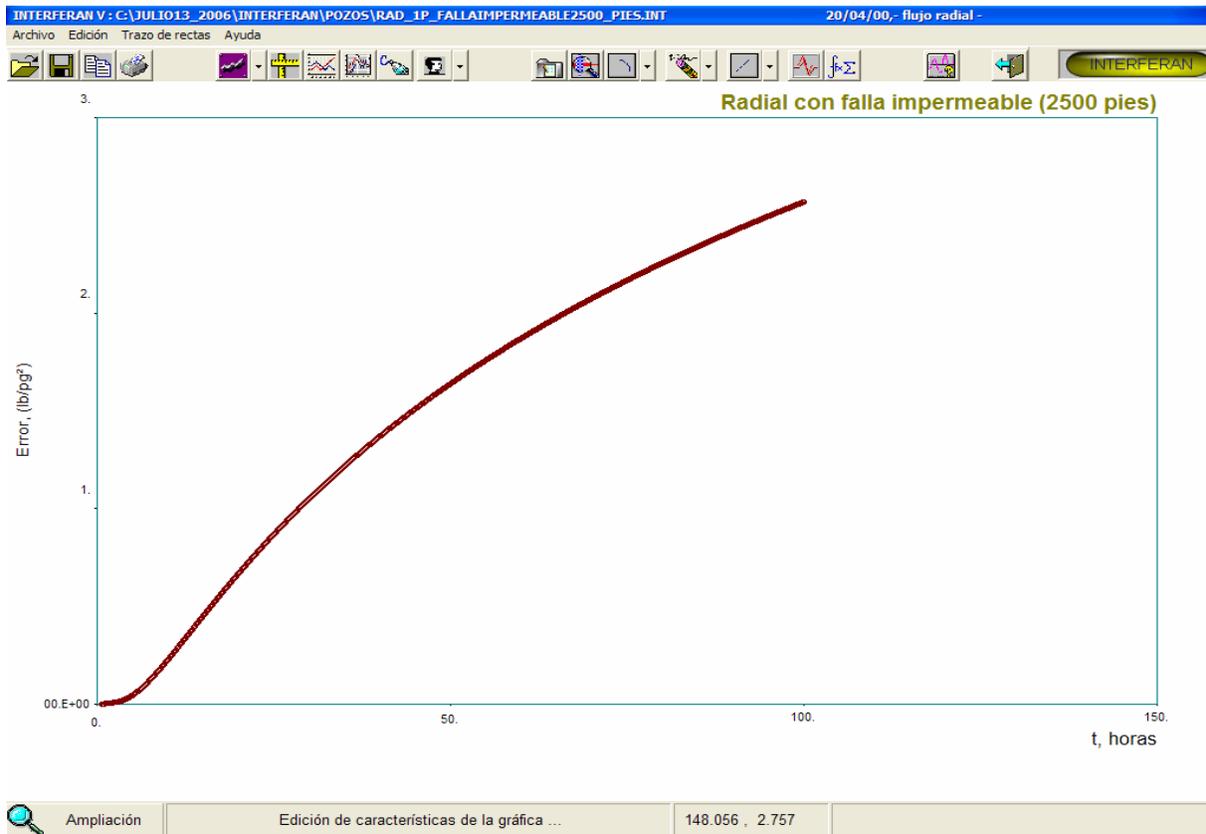


FIG. 9-18. SEÑAL DESUPERPUESTA PARA EL CASO DE UN POZO CERCANO A UNA FALLA IMPERMEABLE.

En el análisis de pruebas de presión es importante considerar la información geológica y geofísica disponible para identificar “a priori”, fallas impermeables o acuíferos activos que puedan afectar la caracterización del yacimiento. En estos casos se deben usar los modelos adecuados, y siempre al final revisar la “variación no explicada” o señal desuperpuesta.

La regla práctica de interpretación, que se deriva para este tipo de fronteras, es: Para asegurar la calidad del análisis es necesario *verificar que la gráfica de la señal desuperpuesta presente dos rasgos distintivos, que son un aplanamiento a tiempos cortos y un comportamiento de crecimiento continuo respecto al tiempo con una forma del tipo función exponencial.*

IX.7 Efectos de pozos vecinos.

El diseño de la prueba de pozos múltiples debe considerar un tiempo suficiente previo al inicio del registro de presión, para la estabilización del gasto en los pozos vecinos al observador. La práctica común es iniciar el registro de presión en el fondo del pozo observador, con varias horas de anticipación a la generación del pulso en el pozo activo, con la finalidad de comprobar que no existan transitorios de presión presentes en el área de drene.

Asimismo, es importante tener un control operativo de los pozos e instalaciones de producción en el campo para evitar aperturas, cierres o cambios de gasto, así como represionamientos o depresionamientos en las líneas de descarga durante el período de medición.

El efecto de la producción histórica de los pozos vecinos generalmente se presenta como una tendencia de presión en el yacimiento, la cual podemos manejar sin problemas con la teoría considerada en el capítulo VI.

En casos excepcionales, cuando no se tiene el control adecuado en la operación de los pozos durante la prueba, pueden presentarse transitorios de presión debidos a la apertura, el cierre o el cambio de gasto de algún pozo vecino. En esta situación lo más adecuado es incluir en el análisis el modelo de yacimiento que considere el tiempo de apertura, cierre o cambio de gasto, así como la historia de producción de los pozos vecinos durante la prueba.

CAPÍTULO X

PROGRAMA DE CÓMPUTO Y APLICACIÓN A DATOS DE CAMPO

X.1 Introducción

En el pasado y actualmente, muchas pruebas transitorias de presión se interpretan en forma incorrecta, debido a la dificultad y el tiempo requerido para ejecutar un análisis sistemático que utilice todas las técnicas que constituyen el estado del arte, para las condiciones físicas existentes en la formación vecina a un pozo. Los programas de cómputo para análisis tienen como objetivo prevenir estas malas interpretaciones, guiando al usuario “promedio” a través de un camino lógico y completo, empleando todas las técnicas disponibles con chequeos que conducen a una interpretación exacta, con un esfuerzo mínimo y en un tiempo reducido.

Es indudable que el desarrollo de las computadoras personales ha tenido una gran influencia en la evolución del análisis de pruebas de presión. Existen varios artículos^{5,69-76} que describen paquetes de cómputo para análisis de pruebas de presión, basados en técnicas convencionales y/o métodos de ajuste automático. La evolución de este tipo de sistemas se ha dado por más de tres décadas y actualmente existen paquetes comerciales eficientes, tales como, el Pansystem®, Saphir® y Kappa de las compañías Schlumberger, Halliburton y Edinburg Petroleum System, respectivamente, los cuales se utilizan en el análisis de pruebas de presión por los ingenieros que laboran en las principales compañías petroleras de clase mundial, incluyendo a PEMEX.

Es importante mencionar que a la fecha no existe un programa comercial dedicado al análisis de pruebas de interferencia y pulsos, debido seguramente a que este tipo de

pruebas representan un porcentaje menor del total de pruebas de presión registradas en los campos petroleros a nivel nacional e internacional; sin embargo, como se ha mencionado durante el desarrollo de la tesis presente, el tipo de información que puede obtenerse es de gran importancia para la administración adecuada del yacimiento, por lo que se pronostica que cada vez serán más numerosas.

La motivación para el desarrollo del sistema “**INTERFERAN**” (Interferencia Análisis), surgió de la necesidad de proporcionar al ingeniero analista una herramienta eficiente para el diseño, control y análisis de pruebas de interferencia y pulsos. Asimismo, es un medio excelente para contribuir a la difusión y aplicación de las nuevas técnicas de análisis, que los ingenieros de campo difícilmente pueden estudiar e integrar en el trabajo cotidiano.

El sistema de cómputo es el resultado de varios años de trabajo, que representan miles de horas de trabajo, en el diseño y programación del código, así como en la creación de técnicas de análisis. A diferencia de los programas comerciales, que son el resultado de grupos de trabajo constituidos por expertos en el análisis de pruebas de presión, analistas programadores, matemáticos y especialistas en diseño de interfases, el sistema **INTERFERAN** ha sido desarrollado solamente por el autor de la presente tesis; sin embargo es importante mencionar que los comentarios⁴² vertidos por especialistas en el análisis de pruebas de presión, han sido fundamentales para lograr la calidad del producto final.

El objetivo del programa de cómputo desarrollado durante la investigación doctoral, no considera reemplazar al ingeniero en la ejecución del análisis, sino más bien ayudarlo para que pueda realizarla en la forma más rápida, exacta y fácil posible.

El usuario requiere de conocimientos básicos de interpretación, pero puede obtener resultados con un grado de exactitud como los que obtendría un experto; esto es, el programa mejora sustantivamente las habilidades interpretativas del usuario.

X.2 Diseño del programa de cómputo

La filosofía de diseño incorporó la idea de tener un sistema modular que permitiera en una forma fácil la incorporación de nuevas técnicas de análisis, así como nuevas funcionalidades para la manipulación de información, todo esto en relación directa con las necesidades de los usuarios.

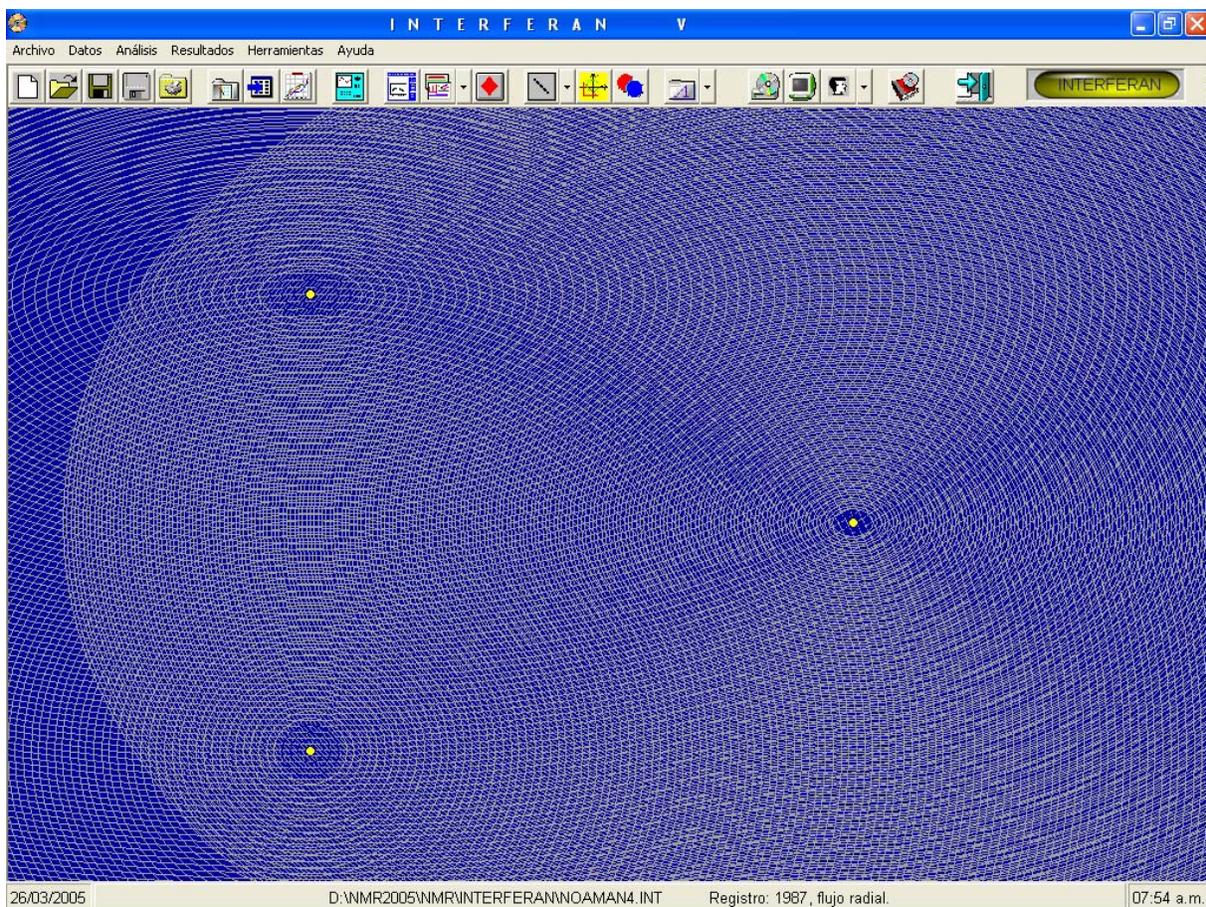
El diseño óptimo de un sistema de cómputo para análisis de pruebas de presión debe cumplir con varios requisitos o criterios para asegurar su funcionalidad, como ha sido planteado por Martínez-Romero⁷⁷. El programa de cómputo desarrollado durante el trabajo de investigación cumple satisfactoriamente con todos los requisitos, los cuales se enlistan en orden de importancia a continuación:

- a) El programa es de uso fácil. Los usuarios podrán emplearlo con un estudio mínimo del manual de uso. Además, se incluyen menús y mensajes de ayuda que permiten un uso fácil e intuitivo.
- b) La entrada de datos y su edición es sencilla. El programa es capaz de leer información de tiempo, presión y gasto en tiempo real y/o a partir de archivos de datos generados en campo, y validando que sean correctos de acuerdo con una lógica de rangos definidos por el usuario.
- c) Estimación de parámetros por correlaciones. Contiene un módulo básico de gran utilidad para la estimación de algunas características petrofísicas y PVT de los fluidos, por medio de correlaciones empíricas que han sido publicadas en la literatura técnica.
- d) El programa está estructurado lógicamente para que el usuario pueda analizar las pruebas de una forma sistemática, a semejanza de como lo acostumbra hacer en forma manual.

- e) El programa contiene una colección importante de técnicas de análisis incluyendo la de Curvas Tipo en las opciones manual y automática. El análisis de los datos deberá reportar resultados semejantes a los obtenidos por medio del uso de técnicas alternas. El usuario tiene la capacidad de “salto” (pasar) de una técnica a otra, hasta que pueda obtener una interpretación compatible. El programa permite tener una visión de varias técnicas en una sola pantalla al mismo tiempo.
- f) El programa dispone de varios simuladores analíticos de yacimiento, con un algoritmo robusto de ajuste automático para el análisis de la prueba. Asimismo, es posible utilizar estos simuladores para el diseño de pruebas.
- g) El programa proporciona chequeos y guías para efectuar los diferentes análisis.
- h) El programa emplea gráficas interactivas en las técnicas convencionales y en las de ajuste con curvas tipo. El usuario ejecuta todos los análisis gráficos usando el “mouse” o el teclado. El programa realiza todos los cálculos automáticamente y los muestra instantáneamente en la pantalla.
- i) El programa genera reportes de resultados tabulares y gráficos, que pueden imprimirse en la mayoría de graficadores e impresoras disponibles para computadoras personales.

El programa de cómputo se desarrolló usando el lenguaje de programación Visual Basic® 6.0, versión profesional, comercializado por la compañía Microsoft, razón por la cual sus interfases de entrada y salida en ambiente Windows® son bastante amigables, y emplea la lógica de uso común acostumbrada por los usuarios de computadoras personales.

La Figura 10-1 presenta la pantalla principal del sistema en su versión número V la cual está dividida, como se acostumbra en los programas de Microsoft, en cinco partes fundamentales: una barra de identificación en la parte superior, seguida por una barra de menús y una barra de herramientas, el área de trabajo en la parte central y la barra de estado al fondo de la pantalla.

FIG. 10-1. PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA **INTERFERAN**.

X.3 Requerimientos de uso

INTERFERAN V está diseñado para usarse en computadoras personales compatibles con IBM®, y requiere para su funcionamiento óptimo de al menos un coprocesador tipo Pentium, disco duro con capacidad disponible mínima de 15 mB, como mínimo un monitor de color VGA, memoria mínima en RAM de 64 mB y un "mouse"; con relación al software se necesita la instalación del sistema Windows 95 o posterior. En forma opcional, pero de gran utilidad para conformar los reportes de análisis, se requiere una impresora tipo láser. Antes de usar el sistema, con la finalidad optimizar la velocidad de proceso, es importante instalar **INTERFERAN** en alguno de los discos duros de la computadora personal.

Una restricción de **INTERFERAN**, heredada del ambiente de programación WINDOWS, es la imposibilidad de manipular vectores de tiempo y presión en un ambiente tipo “GRID”, semejante al manejo en EXCEL® de más de 34,000 registros; sin embargo, el sistema contiene un procedimiento eficiente de selección de información cuando se tienen archivos de un tamaño mayor, que permite un análisis adecuado sin pérdidas de exactitud en los resultados.

X.4 Características principales del sistema

La estructura básica de **INTERFERAN** está constituida por el programa “**SAINT**”, desarrollado por el autor durante su investigación para su tesis de maestría²⁸; el lector interesado debe revisar las paginas 118 a 156 de esta referencia, para conocer a detalle la lógica de funcionamiento y las técnicas básicas de interpretación incluidas.

INTERFERAN incluye nuevas pantallas de captura para la edición y presentación de datos y resultados, más funcionales y depuradas en la lógica de programación, así como módulos de aplicación de las nuevas técnicas propuestas:

- a) El ajuste automático por curvas tipo para todos los modelos disponibles en **SAINT**, así como los de nueva integración durante el trabajo de investigación.
- b) La técnica de curvas tipo de gasto variable.
- c) La desuperposición de tendencias de presión.
- d) El análisis de pruebas de pulsos empleando el método de línea recta.
- e) La detección y posicionamiento geométrico de fallas impermeables.
- f) El análisis de la señal desuperpuesta.

INTERFERAN contiene la programación de la técnica de regresión no lineal de Gauss Marquard⁷¹, con la posibilidad de agregar restricciones en la sección de búsqueda para los diferentes parámetros incógnita por parte del usuario. Estas restricciones incluyen la selección de variables a estimar, así como los rangos de variación permitidos durante el proceso iterativo de solución. La presión inicial de la prueba, en algunas ocasiones difícil de definir por las variaciones erráticas de las sondas de medida, es un parámetro que se puede estimar en forma automática durante el proceso de ajuste.

INTERFERAN también incluye un módulo para el análisis de pruebas de interferencia en yacimientos idealmente anisotrópicos, que permite con base en al menos cuatro pozos interactuando simultáneamente, la estimación de direcciones preferentes de permeabilidad, con la ventaja respecto a la técnica propuesta por Ramey⁷⁸ de poder incluir más de tres pozos de observación en el análisis, lo cual mejora la calidad del análisis, ya que se considera al mismo tiempo toda la información disponible.

Los datos de entrada, características PVT y petrofísicas de la formación así como el registro tiempo contra presión, son resguardados y se mantienen sin modificaciones en el archivo de almacenamiento. Los cambios a los datos debidos a las unidades de medida y a la modificación del registro de tiempo contra presión, relacionado con suavizamiento, corrección de datos y selección de intervalos de análisis se efectúa en una copia, lo que permite al usuario recuperar la información original en el momento que lo desee.

Cuando se inicia **INTERFERAN**, se lee automáticamente el último archivo que se había accedido y se ejecuta un procedimiento de aprobación de la información, que incluye la certificación del archivo de datos, la validación de la información con base en filtros de rango definidos por el usuario y la lógica en la secuencia del registro tiempo contra presión; las rutinas de validación también se activan cuando el usuario cambia la información durante la ejecución del programa. En caso de detectarse alguna inconsistencia, se le informa al usuario mediante una pantalla de dialogo, para que decida la acción pertinente.

Los siete simuladores analíticos actualmente disponibles son:

- Yacimiento homogéneo con comportamiento infinito con las opciones de: flujo radial, lineal y esférico.
- Yacimiento homogéneo con comportamiento infinito con efectos de almacenamiento y daño en el pozo activo y/o en el observador para flujo radial.
- Yacimiento homogéneo con falla lineal impermeable.
- Yacimiento homogéneo con frontera lineal a presión constante.
- Yacimiento naturalmente fracturado con comportamiento infinito, flujo radial con flujo transitorio entre la matriz y la fractura.

La descripción general de los módulos principales del sistema se efectuará durante la exposición de “Aplicación de datos de campo”, la cual no intenta ser un manual de usuario exhaustivo, sino más bien un testimonio de la potencialidad del programa.

A continuación se presentan algunas pantallas de **INTERFERAN**, que permiten obtener una idea de las funcionalidades generales que no se comentan en la sección de aplicación a datos de campo. La Figura 10-2 corresponde a la lectura de datos a través de un archivo generado por el usuario en un análisis previo, mientras que la Figura 10-3 a la lectura de datos de un archivo con el formato de la compañía Schlumberger; el analista tiene la posibilidad de importar y exportar archivos de datos con cierta facilidad, inclusive directamente del programa Excel® de la compañía Microsoft.

Las Figuras 10-4 y 10-5 presentan la visualización de los datos generales de la prueba, conjuntamente con la historia de producción y el registro de datos tiempo contra presión, respectivamente. El manejo de la información en estas pantallas, es el acostumbrado en Excel®, con todas sus características de manipulación de los datos.

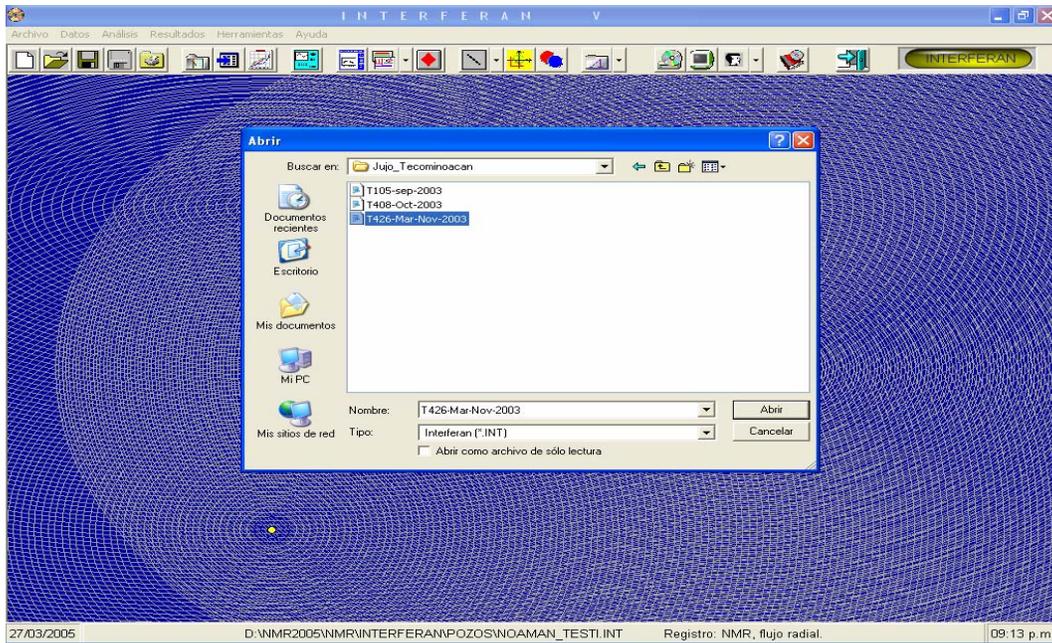


FIG. 10-2. LECTURA DE INFORMACIÓN ALMACENADA EN ARCHIVO.

Al estar utilizando el programa **INTERFERAN** es fácil modificar la información de entrada, con la finalidad de considerar diferentes tipos de unidades de medida, la posición de la sonda dentro del pozo, la desuperposición manual de tendencias de presión, la selección de intervalos de análisis y la eliminación de datos erróneos.

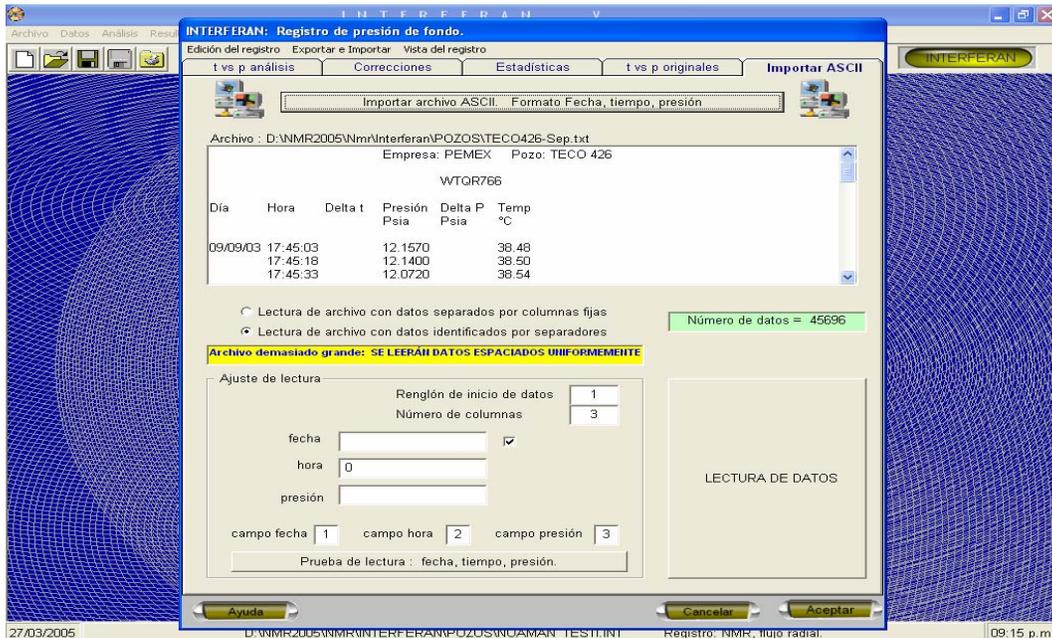


FIG. 10-3. IMPORTANDO INFORMACIÓN DE UN REGISTRO DE TIEMPO CONTRA PRESIÓN.

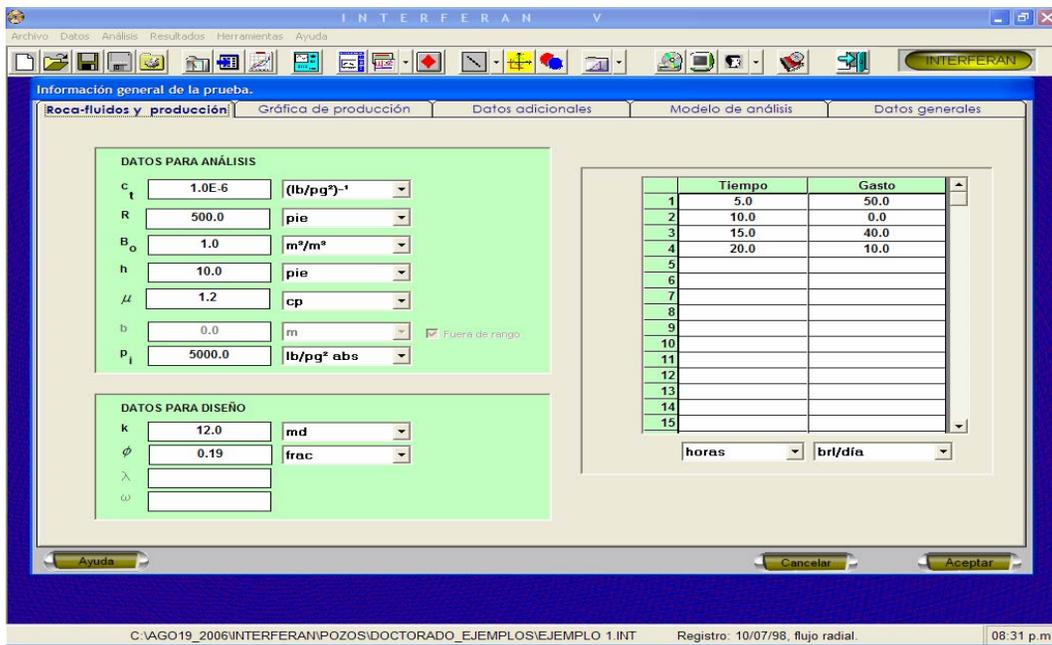


FIG. 10-4. INFORMACIÓN GENERAL DE LA PRUEBA Y DEL REGISTRO DE PRODUCCIÓN EN EL POZO ACTIVO.

Las Figuras 10-6, 10-7 y 10-8 presentan las interfases de entrada y salida para el diseño de pruebas, el análisis por regresión no-lineal y el análisis de anisotropía del yacimiento, respectivamente. Existen sub-ventanas que permiten la selección de diversas opciones de utilidad para el usuario, lo cual facilita un análisis expedito.

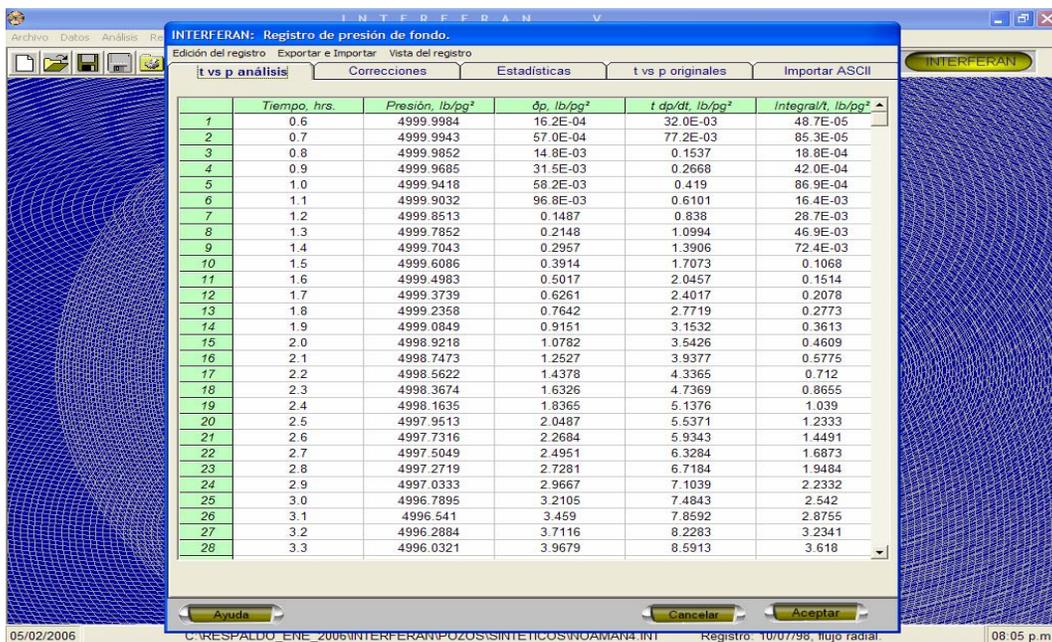


FIG. 10-5. INFORMACIÓN DE UN REGISTRO DE TIEMPO CONTRA PRESIÓN.

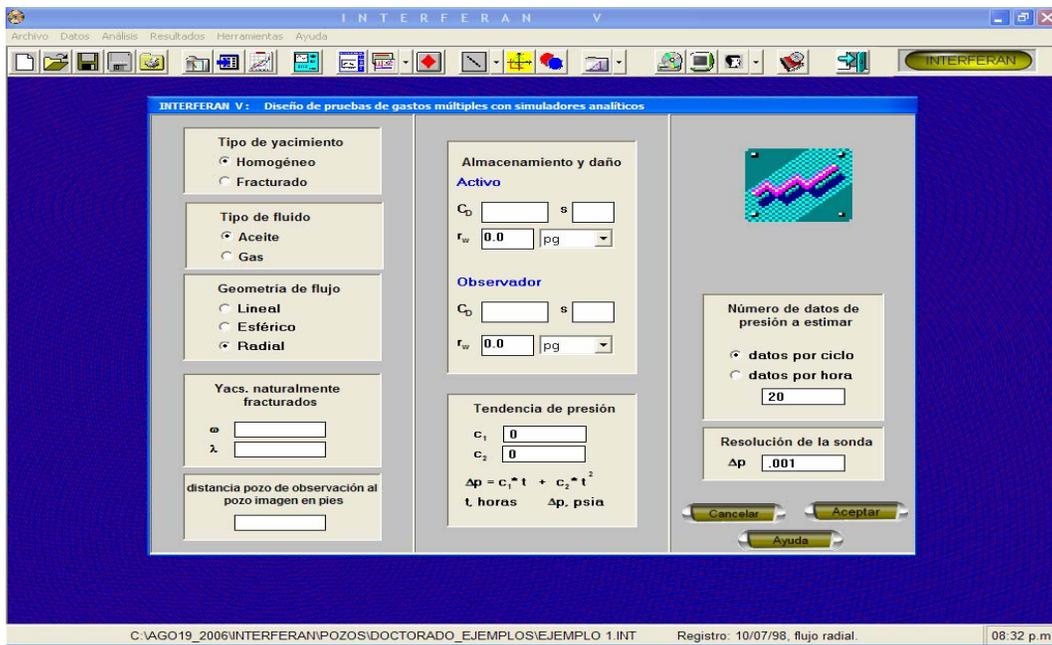


FIG. 10-6. PANTALLA PARA LA SIMULACIÓN DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y PULSOS.

La simulación de pruebas y la regresión no-lineal pueden efectuarse con los siete modelos de yacimiento planteados anteriormente en el presente capítulo, con la ventaja adicional de que es posible considerar tendencias de presión de tipo lineal o cuadrática en el área de influencia del pozo observador.

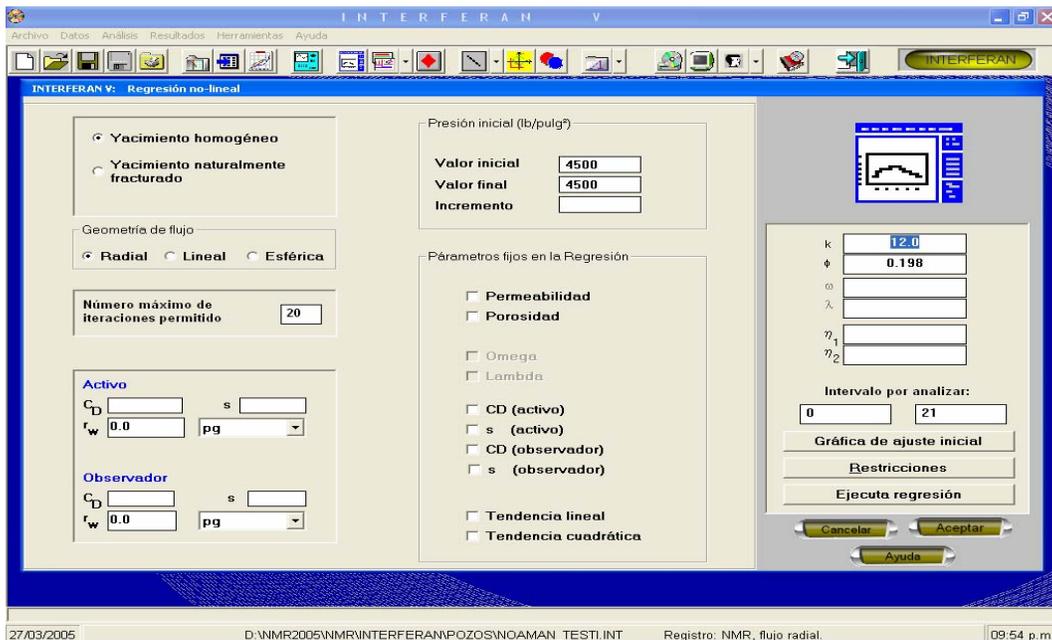


FIG. 10-7. PANTALLA DE INTERACCIÓN PARA EJECUTAR LA TÉCNICA DE REGRESIÓN NO-LINEAL.

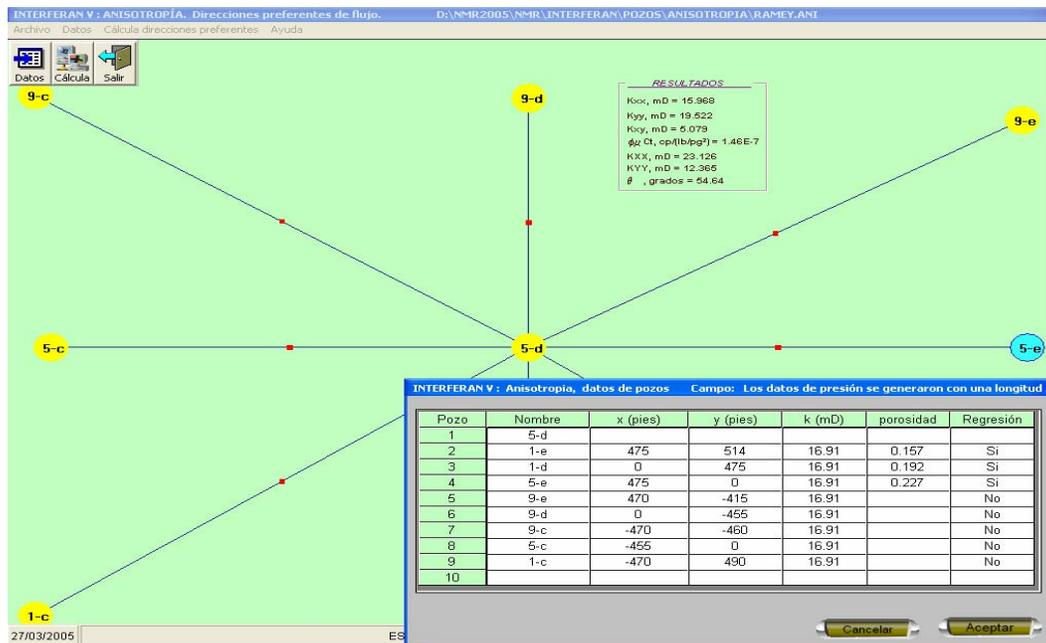


FIG. 10-8. INTERFASE DE ENTRADA Y SALIDA PARA LA ESTIMACIÓN DE DIRECCIONES PREFERENTES DE FLUJO.

Es importante enfatizar, como el lector lo ha comprobado a partir de la observación de las Figuras anteriores, que **INTERFERAN** tiene características versátiles que le permiten al usuario realizar la tarea de interpretación en una forma fácil y confiable, aplicando la lógica de uso de menús y botones que se usan en los paquetes desarrollados por Microsoft®.

X.5 Aplicación a datos de campo y sintéticos

En esta sección se presentan diez ejemplos de análisis que abarcan totalmente la aplicación de las nuevas técnicas desarrolladas; se incluyen datos sintéticos así como de campo publicados en la literatura y de registros de pozos en México que permiten verificar la calidad del análisis.

Los ejemplos se organizan en el siguiente orden: a) Análisis automático por curvas tipo y de la técnica de curvas tipo de gasto variable; b) Desuperposición de tendencias de

presión; c) Análisis de pruebas de pulsos empleando el método de línea recta; d) Detección y posicionamiento geométrico de fallas impermeables; y e) Análisis de la señal desuperpuesta.

a) ANÁLISIS AUTOMÁTICO POR CURVAS TIPO.

Para ejemplificar la técnica de ajuste automático se presentan tres casos: a) una prueba sintética de pulsos con gastos múltiples presentada por El-Khatib⁷; b) una prueba de campo efectuada en un yacimiento en Paris Basin, France, presentada por Economides⁷⁹; y c) una prueba de pulsos efectuada en el yacimiento Abkatún de la Región Marina Suroeste de PEMEX Exploración y Producción⁸⁰.

(1) Prueba de pulsos con Gastos Múltiples (El-Khatib⁷).

Este primer ejemplo, permite observar la exactitud de la técnica propuesta de curvas tipo de gasto variable, en ausencia de ruido, ya que se trata de una prueba sintética de pulsos presentada por El-Khatib, con dos pozos apartados 500 pies en un yacimiento con espesor de 10 pies, compresibilidad total c_t igual a $1 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, permeabilidad de 12 md y porosidad de 19.8%; la viscosidad de los hidrocarburos es de 1.2 cp. Este ejemplo se seleccionó por ser el más complicado de los cuatro que presenta El-Khatib en su artículo, y corresponde a una prueba de pulsos con gastos múltiples.

Los datos de presión se generaron con una longitud de ciclo de 10 horas, con períodos de pulso de 5 horas en cada uno de los dos ciclos considerados. En el primer ciclo, el gasto durante el flujo fue de 50 brl/día, con un cierre total; durante el segundo período el gasto cambió a 40 brl/día durante el pulso, y se mantuvo en 10 brl/día durante el tiempo restante. El-Khatib⁶ enfatiza que este tipo de pruebas no puede ser analizado con el método de tangentes⁸ debido a su complejidad, y propone usar técnicas de regresión no-lineal como única técnica posible. La Figura 10-9, presenta el comportamiento de la presión para la prueba conjuntamente con el perfil de producción.

Una revisión de la literatura técnica actualmente disponible, permite concluir que el análisis integral de todos los datos de presión por curvas tipo no ha sido aún investigado; en el presente trabajo se demuestra la utilidad y exactitud de la curva tipo de gasto variable desarrollada, que permite el empleo de este tipo de análisis, así como la facilidad de su aplicación.

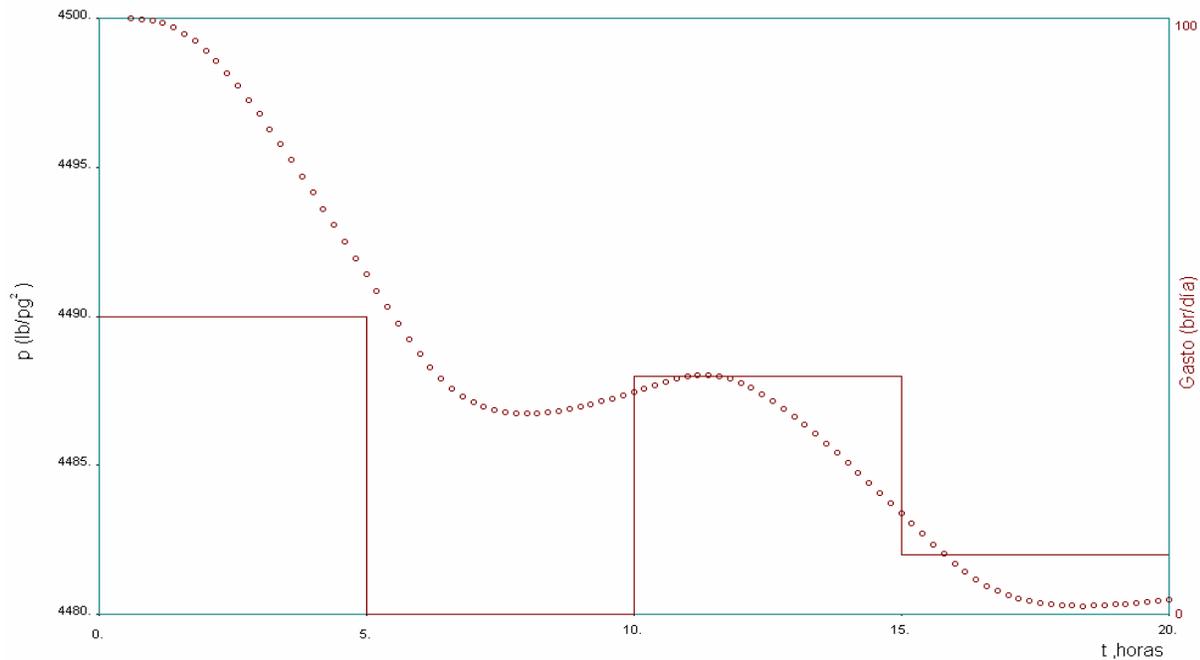


FIG. 10-9. EJEMPLO NO. 1, PRUEBA DE PULSOS PRESENTADA POR EL-KHATIB⁷.

El proceso de generación de las curvas tipo de gasto variable, considerando la historia de producción específica del pozo activo, el ajuste automático de los datos de campo y la curva tipo generada, así como la estimación de los parámetros de la formación; consume menos de un minuto de tiempo real en una computadora personal con 1600 MHz de velocidad del procesador.

La Figura 10-10, tomada directamente del sistema **INTERFERAN**, presenta el ajuste integral final logrado con las curvas tipo de gasto variable generadas para la prueba de pulsos propuesta por El-Khatib.

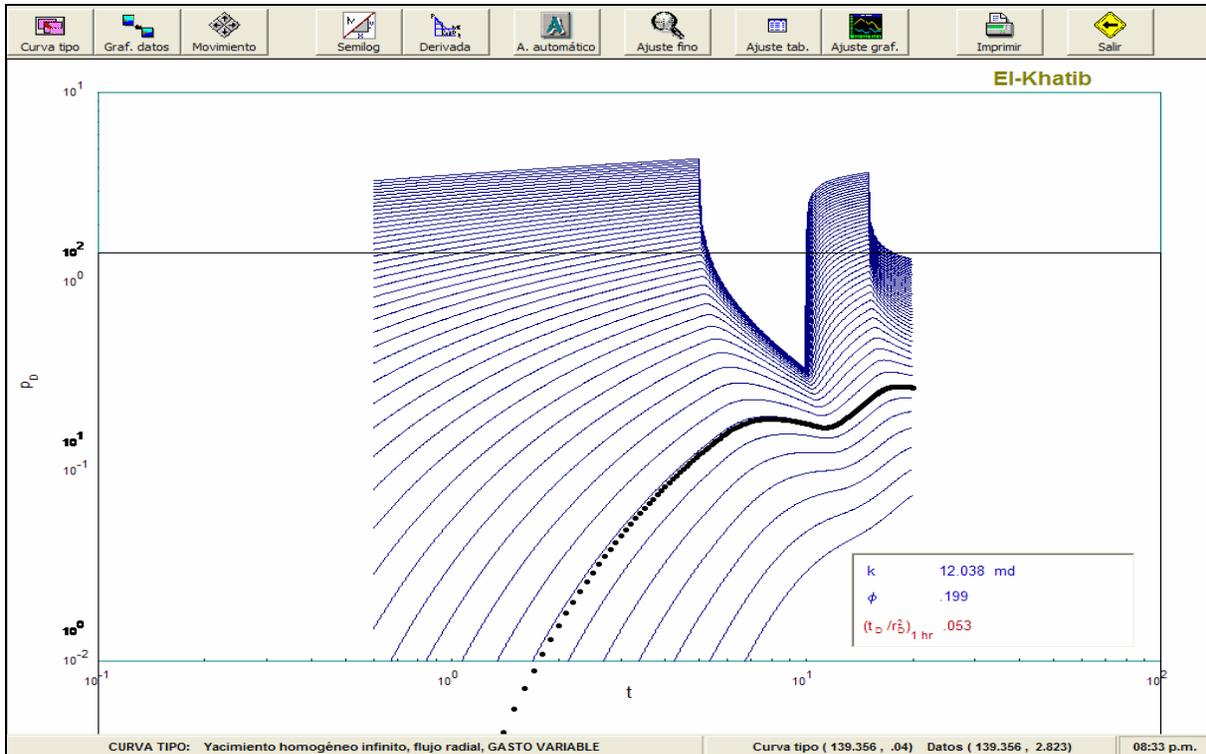


FIG. 10-10- ANÁLISIS AUTOMÁTICO CON LA TÉCNICA DE CURVAS TIPO DE GASTO VARIABLE, EJEMPLO NO. 1.

Es importante mencionar que la técnica de análisis reporta resultados con un margen de error despreciable, comparado con los datos alimentados al simulador que generó el registro de presión versus tiempo, $k = 12$ md y $\phi = 0.198$. Los valores alcanzados en el ajuste automático inicial fueron de $k = 12.472$ md y $\phi = 0.198$; posteriormente con el ajuste fino, en dos iteraciones, se logró el ajuste mostrado en la Figura 10-10, obteniéndose $k = 12.038$ md y $\phi = 0.198$. Por estética las curvas tipo intermedias no se grafican, situación que puede hacer concluir falsamente al lector que el ajuste a tiempos cortos no es bueno, cuando realmente lo es con la curva intermedia calculada.

En la Figura 10-11 puede analizarse el comportamiento del error de ajuste con las curvas tipo de gasto variable. La gráfica de la izquierda corresponde al proceso inicial con la curva tipo completa. El primer punto a la izquierda representa el ajuste de los datos con la curva inferior de la Figura 10-10; el segundo a la curva inmediata superior y así sucesivamente; observe que el mejor ajuste corresponde a la comparación de los

datos con la novena curva y tiene un valor aproximado de 0.033. A partir de la curva de mejor ajuste, el error nuevamente empieza a incrementarse.

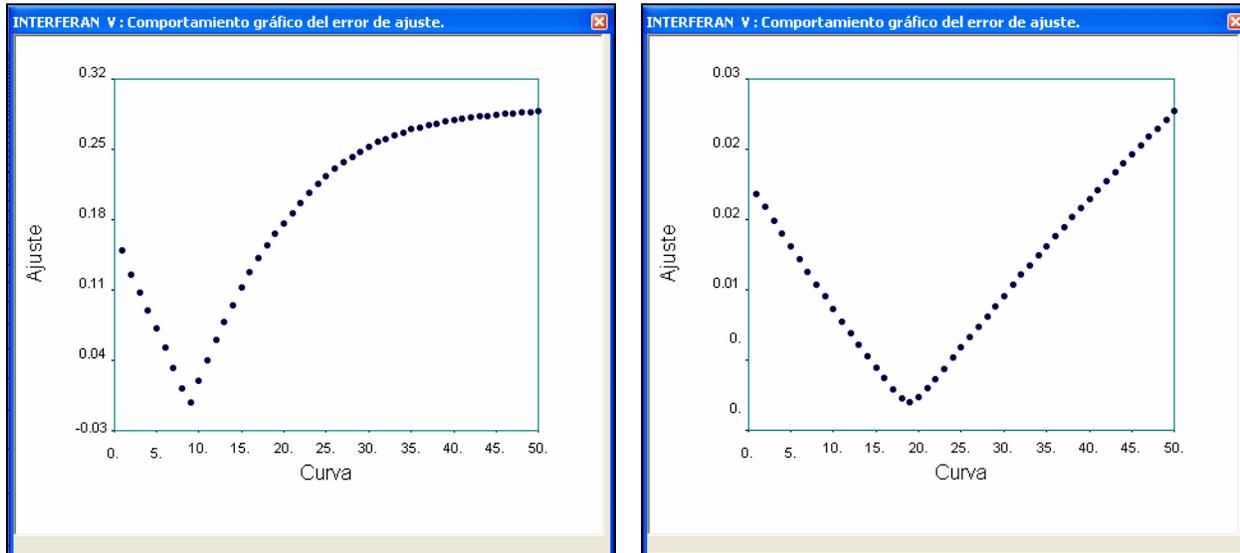


FIG. 10-11. COMPORTAMIENTO DEL ERROR DEL AJUSTE AUTOMÁTICO PARA EL EJEMPLO NO. 1.

La gráfica derecha de la Fig. 10-11, presenta el comportamiento de “ajuste fino” con los datos de El-Khatib, el cual consiste en la generación automática en las inmediaciones de la curva de mejor ajuste inicial de 50 curvas tipo intermedias. Observe que el ajuste logrado es mucho menor al inicial de 0.033, con un valor aproximado a 9.75×10^{-4} .

(2) Prueba de campo en un yacimiento del Paris Basin, France (Economides⁷⁹)

El segundo ejemplo fue tomado de los datos publicados por Economides⁷⁹ de un caso real de dos pozos que fueron perforados en un yacimiento en Paris Basin, Francia. El pozo activo se produjo con un gasto de 121 brl/día por 48 horas y se registró la presión de fondo del pozo observador a 247 pies de distancia. El espesor considerado fue de 47 pies, la viscosidad de 11.2 cp y la compresibilidad total de $8.7 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$. La Fig. 10-12 presenta el ajuste final con la curva tipo de gasto

variable; es importante notar que a diferencia del primer caso estudiado (sintético), los datos contienen ruido inherente a las mediciones, y aún así el análisis es satisfactorio.

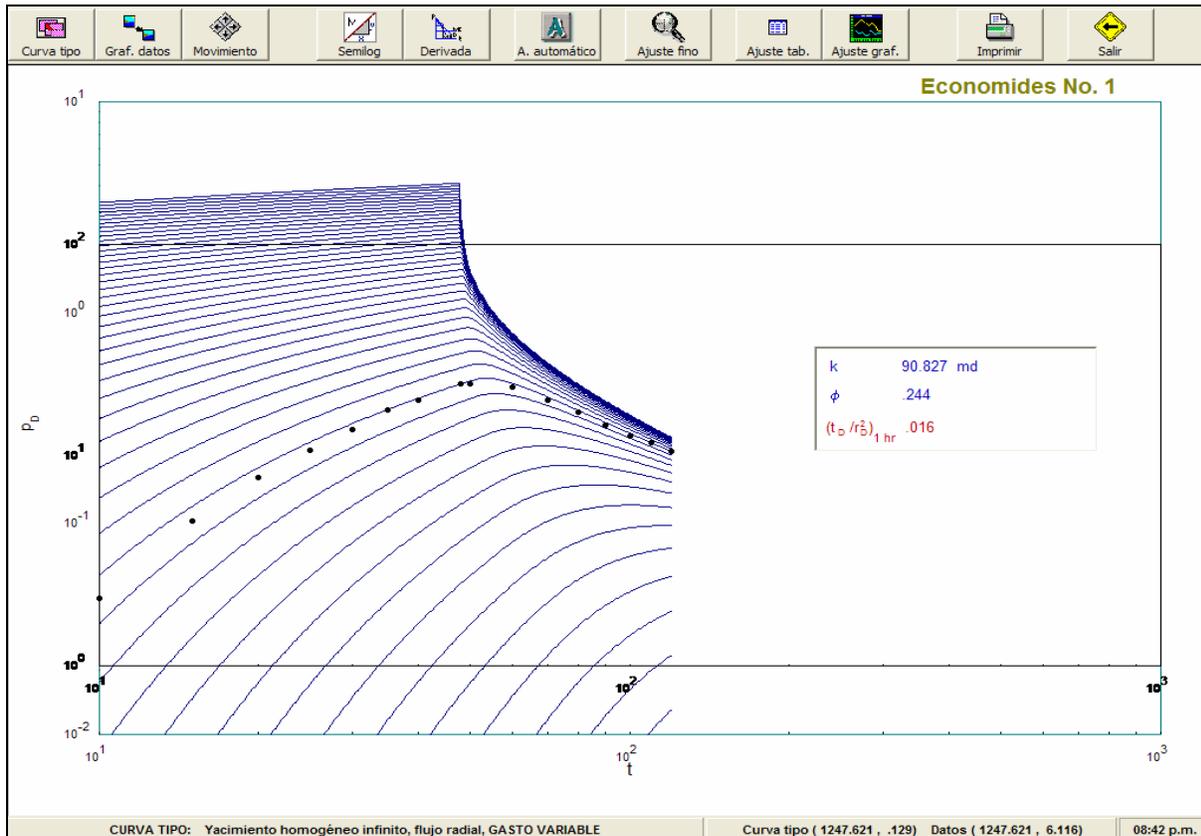


FIG. 10-12. ANÁLISIS AUTOMÁTICO PARA EL EJEMPLO PRESENTADO POR ECONOMIDES⁷⁹, CON LAS NUEVAS CURVAS TIPO PROPUESTAS.

El análisis reportado por Economides⁷⁹, con el ajuste manual por curvas tipo de apertura cierre para flujo radial es: $k = 82$ md y $\phi = 0.235$. El procedimiento automático de ajuste inicial proporciona como puede observarse en la gráfica de la Figura 10-12, valores de $k = 94.128$ md y $\phi = 0.236$; después del ajuste fino, se obtiene $k = 90.827$ md y $\phi = 0.248$. Es importante mencionar que el error promedio de ajuste obtenido al emplear la técnica propuesta de gasto variable, $E = 0.3194$ lb/pg², es menor que el calculado para los resultados de Economides, $E = 0.3797$ lb/pg².

El tiempo de proceso fue menor de 60 segundos y las gráficas de comportamiento del error de ajuste se presentan en la Figura 10-13.

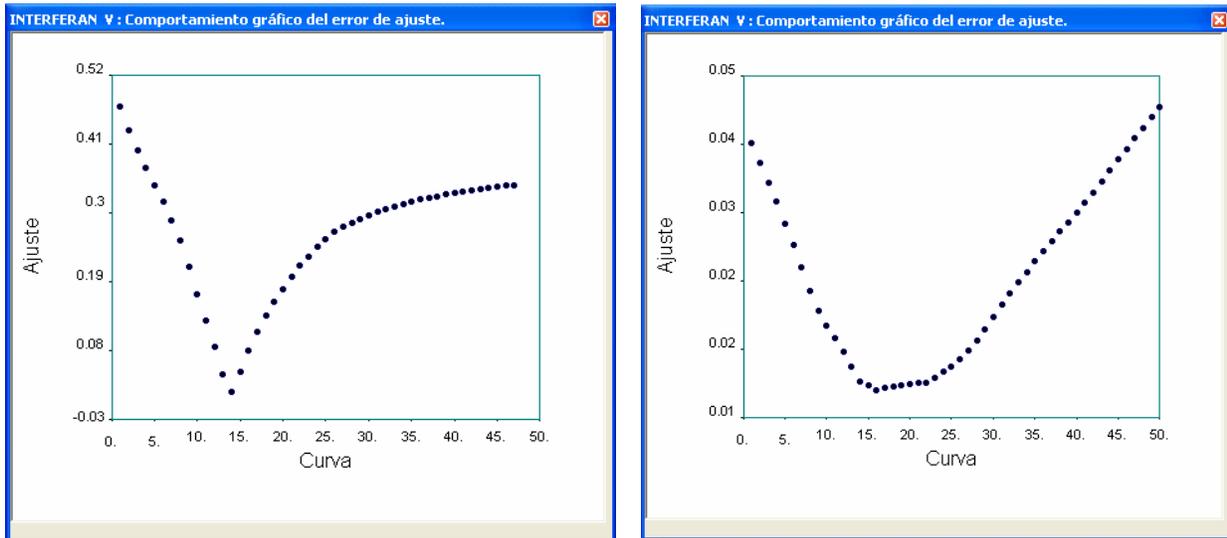


FIG. 10-13. COMPORTAMIENTO DEL ERROR DE AJUSTE PARA LA PRUEBA DE PULSOS DEL CAMPO EN PARIS BASIN, PUBLICADA POR ECONOMIDES⁷⁹.

Puede observarse que el comportamiento reportado en la Figura 10-13 es muy similar al del primer ejemplo presentado en la tesis, aún cuando los datos, medidos en campo del presente caso contienen ruido apreciable. Al igual que en el ejemplo 1, la curva de la izquierda representa el ajuste inicial y la de la derecha el ajuste fino, obtenido por medio de las curvas tipo intermedias generadas automáticamente en las inmediaciones de la curva de mejor ajuste inicial. Aún cuando la curva de ajuste fino no tiene el comportamiento típico de curva con un mínimo en pico, se puede apreciar un mínimo único; esta última observación se presenta en todos los cientos de casos estudiados, no importando la longitud del registro, el intervalo de medición y el ruido presente en la señal.

(3) Prueba de pulsos⁸⁰ en el pozo Abkatún no. 4.

El tercer ejemplo es de una prueba de pulsos realizada en el yacimiento Abkatún, del 15 al 28 de agosto de 1984. En esta prueba, el pozo 20 fue el “activo” y el 4

“observador” a una distancia de 887 metros. El pozo 4 es improductivo, terminado en agujero descubierto a 3704 m, desviado en la Brecha del Paleoceno.

Durante el período de registro de las pruebas, se observó un represionamiento general en el yacimiento, causado por una reducción de la producción del campo de 433,167 brl/día el día 12 a 272,552 brl/día para el 18 agosto. La tendencia de represionamiento se estimó para el pozo 4 con un valor de $-0.052 \text{ lb/pg}^2/\text{hr}$, y se desuperpuso a los datos de campo para poder aplicar la metodología propuesta en este trabajo. El pozo 20 se abrió a producción con un gasto de 23583 bpd, cerrándose en varias ocasiones; los datos adicionales, para realizar el análisis son, $\mu_o = .532 \text{ cp}$ y $B_o = 1.5 \text{ vol. @ c.y./ vol. @ c.s.}$.

Aunque la información contiene mucho ruido, debidos a errores de medición del sensor de presión, cambios de producción en los pozos vecinos y/o a fenómenos físicos no considerados en los modelos teóricos de flujo publicados en la literatura, *no fue necesario aplicar técnicas de suavizamiento para eliminar o minimizar estos efectos, debido a que la metodología propuesta no se afecta por esta situación.*

La Figura 10-14 muestra el ajuste de los datos de campo con la curva de gasto variable. Los resultados obtenidos más fácilmente con la nueva técnica de análisis, concuerdan con los publicados^{80,81} en la literatura, $kh = 2.94 \times 10^{-6} \text{ md-pie}$ y $\phi c_t h = 20 \times 10^{-4} \text{ cp}/(\text{lb/pg}^2)$, lo cual corrobora la potencialidad, al igual que en los casos anteriores, de la metodología propuesta.

Es importante mencionar que solamente cuando ambas técnicas, la de ajuste automático y la de curvas tipo de gasto variable se utilizan simultáneamente, es posible concluir que el análisis es competitivo, y en algunas ocasiones superior, al procedimiento de regresión no-lineal (RNL) utilizado generalmente por los programas comerciales. El ajuste manual con las curvas tipo de gasto variable, aunque sólo requiere movimiento vertical, es sumamente subjetivo por el gran parecido de las

curvas. Además se enfatiza, como se observa en este último ejemplo, que el ruido presente en la señal no afecta los resultados del análisis y que su ejecución se realiza con un número de operaciones mucho menor que las técnicas de RN; el tiempo de cómputo usado para la generación de las curvas tipo y el ajuste automático fue inferior a un minuto.

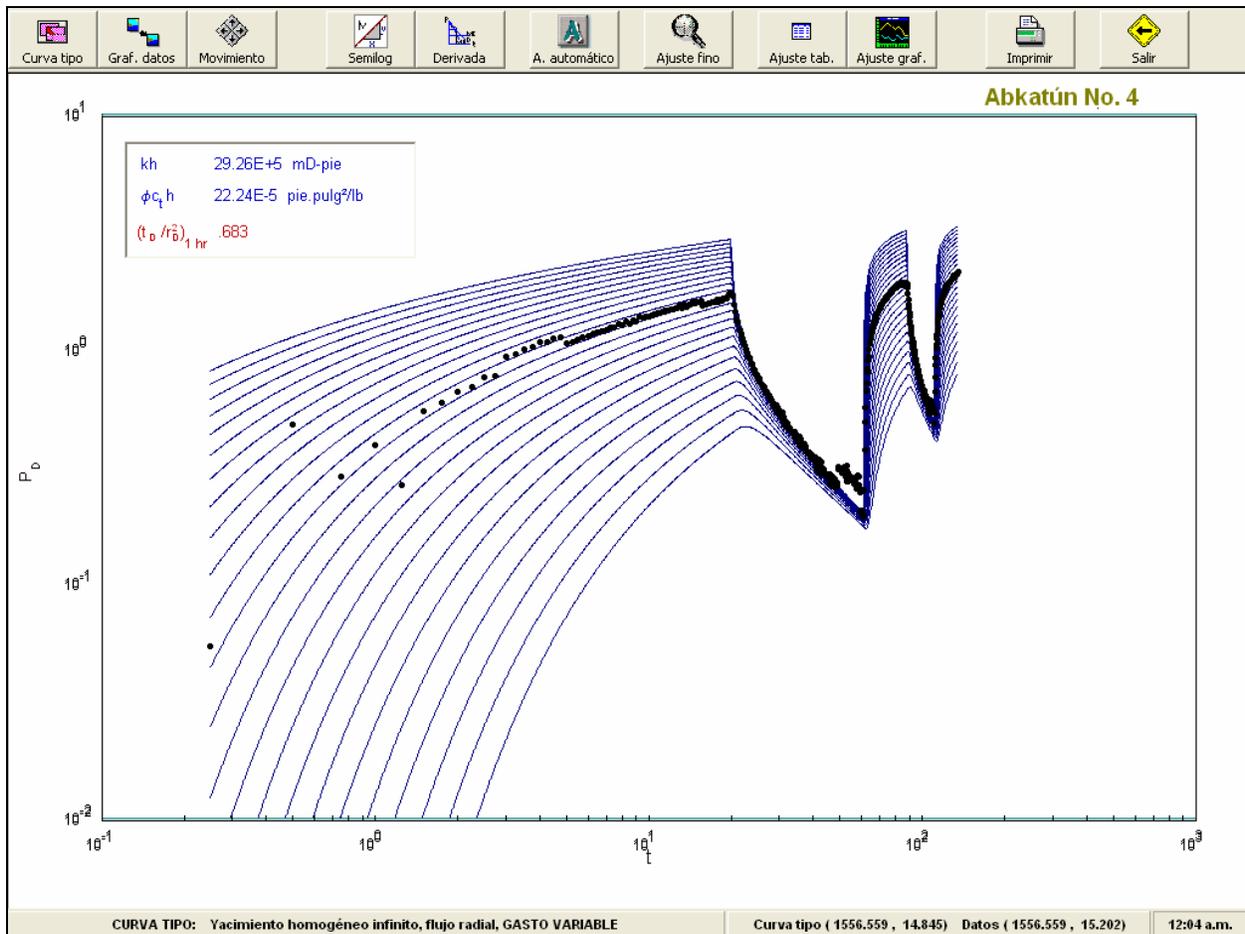


FIG. 10-14. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DEL POZO ABKATÚN 4 POR LA TÉCNICA DE CURVAS TIPO DE GASTO VARIABLE.

En la figura 10-15 se puede apreciar el comportamiento del error de ajuste con las diversas curvas de la Figura 10-14; puede notarse que no obstante el importante ruido contenido en la señal del pozo el comportamiento es bastante parecido al de los casos anteriores. El ajuste inicial resultó en $kh = 2.858 \times 10^6$ md-pie y $\phi c_t h = 23.5 \times 10^{-4}$ cp/(lb/pg²) con la curva de $(t_D / r_D^2)_{1hr} = 0.631$, con el ajuste fino se tiene $kh = 2.926 \times 10^6$ md-pie y $\phi c_t h = 22.24 \times 10^{-4}$ pie/(lb/pg²) con la curva de $(t_D / r_D^2)_{1hr} = 0.683$.

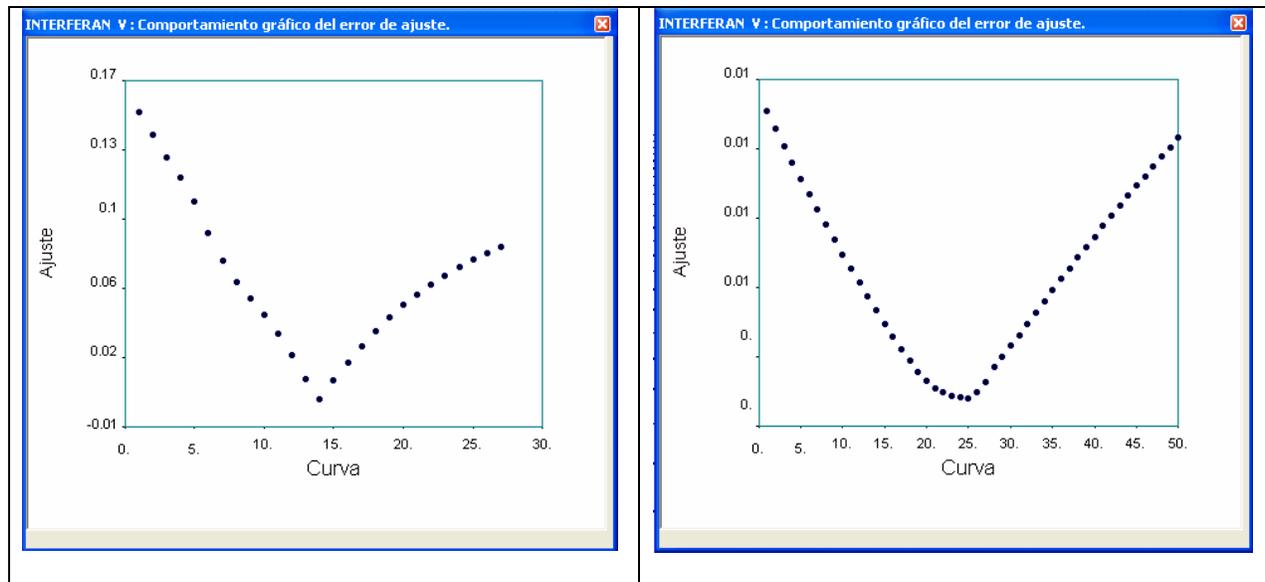


FIG. 10-15. COMPORTAMIENTO DEL ERROR DE AJUSTE PARA EL CASO DEL POZO ÁBKATÚN NO. 4.

Con base en la discusión del análisis de estos tres casos, se concluye que la técnica propuesta funciona adecuadamente, y representa una mejora en el proceso de estudio normal de este tipo de pruebas al reducir los errores involucrados en el proceso convencional de interpretación.

b) DESUPERPOSICIÓN DE TENDENCIAS DE PRESIÓN.

Para ejemplificar el módulo de desuperposición automático de tendencias de presión se presenta un caso sintético, diseñado por el autor del trabajo presente, y el caso de la prueba de interferencia del campo Abkatún revisada en el ejemplo anterior.

(4) Prueba de pulsos con varios pozos activos.

Generalmente cuando se efectúa una prueba de interferencia o pulsos de presión en campo, se desconoce la historia de producción exacta de los pozos vecinos, la cual afecta el comportamiento de la presión en el pozo observador. Es una práctica común estacionar la sonda de presión en el pozo por varias horas antes de la prueba e iniciar la medición, para definir la tendencia de depresionamiento o represionamiento del yacimiento ocasionada por la producción de los pozos en el campo; con esta

información es posible desuperponer manualmente el efecto y evitar errores²⁸ importantes en la interpretación de la prueba logrando un análisis correcto.

El ejemplo considera cinco pozos en un yacimiento, separados equidistantemente a 200 metros del pozo observador, que se encuentra en el centro. El yacimiento es homogéneo e isotrópico, con la historia de producción y presión mostrada en la Figura 10-16. Las propiedades PVT y petrofísicas consideradas para la simulación fueron $B_o = 1.15 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $\mu = 1.23 \text{ cp}$, $h = 50 \text{ m}$, $c_t = 1.e-06 \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, $k = 150 \text{ md}$ y $\phi = 0.178$.

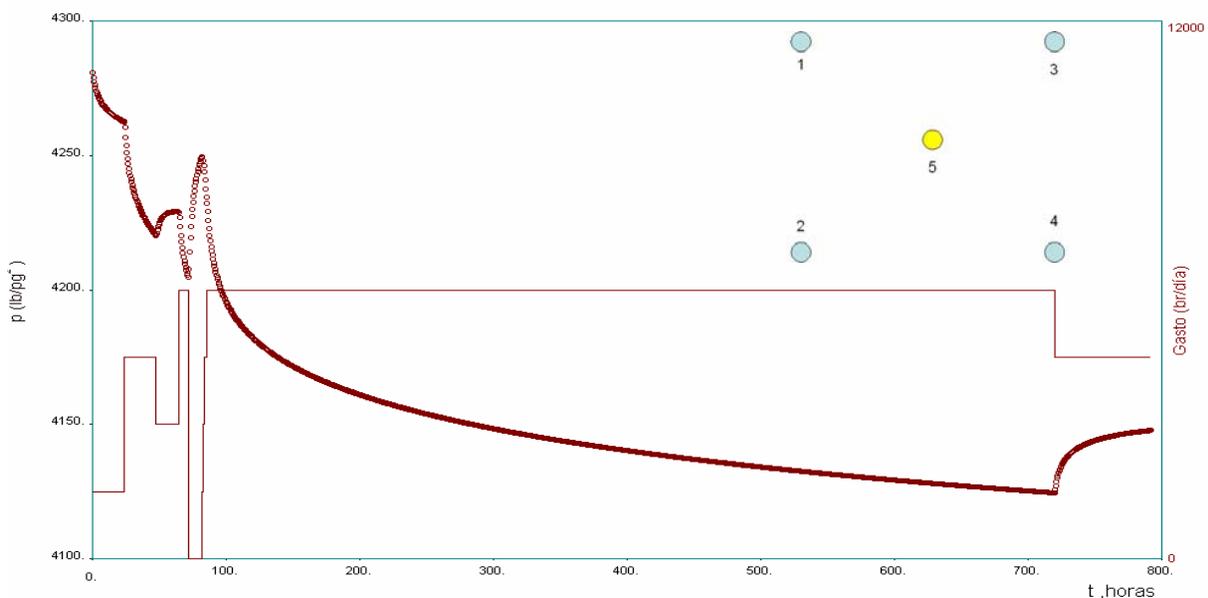


FIG. 10-16. HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.

El pozo no. 5 es el observador y los pozos 1 a 4 están en su periferia, tal como se observa en el recuadro superior derecho de la Figura 10-16. La producción del campo inicia con la apertura del pozo número 1 con $q_1 = 1500 \text{ br/día}$; un día después se abren los pozos número 2 y 3 con $q_2 = 1500 \text{ br/día}$ y $q_3 = 1500 \text{ br/día}$ respectivamente; a las 65 horas se cierra el pozo número 3 por problemas operativos, y se reabre al tercer día junto con el pozo número 4 con $q_4 = 1500 \text{ br/día}$. Diez horas después por motivos operativos se cierran todos los pozos por una hora y se reinicia su apertura paulatinamente, empezando con el pozo número 3 una hora después, el pozo número 1 con dos horas y los pozos 2 y 4 con cuatro horas de retraso. La producción total del

campo de $Q = 6000$ br/día se mantiene constante por 26 días y a los 30 días de iniciarse la explotación, comienza una prueba de interferencia con el cierre del pozo número 2, la cual constituye el primer caso de análisis del presente ejemplo.

Observe que la presión en el campo se estabilizó, de tal forma que la tendencia de depresionamiento es lineal y fácilmente estimable en campo. Para ejemplificar la técnica desarrollada, el análisis se efectuará considerando que no se conoce la historia de producción del campo y que sólo se cuenta con la información de presión representada en la Figura 10-17. Este análisis corresponde al caso 1 de los dos considerados para este ejemplo.

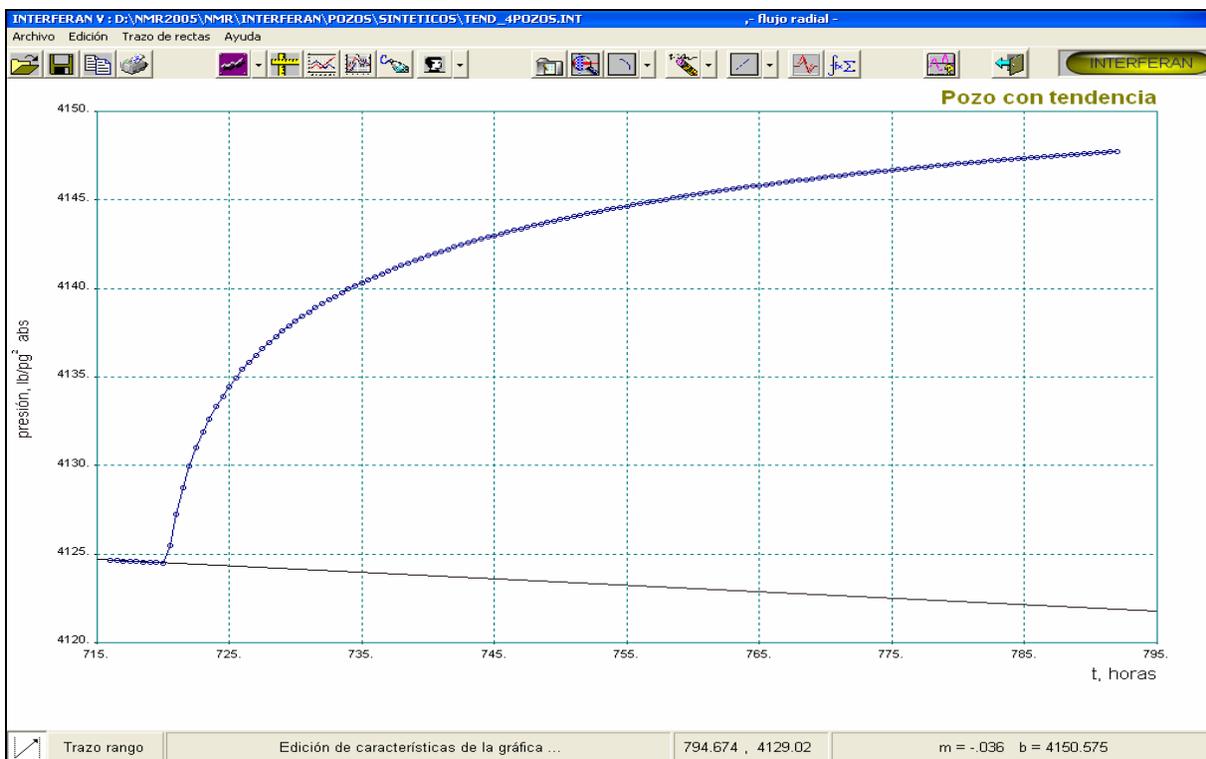


FIG. 10-17. INFORMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE TIEMPO VERSUS PRESIÓN, CASO 1, EJEMPLO NO.4.

De la Figura 10-17 se observa que la presión se midió por 4 horas antes del cierre del pozo 2, lo cual permitió estimar una tendencia de depresionamiento de -0.036 lb/pg²/hr, indicada en el recuadro inferior derecho. En la Figura 10-18 se muestra el análisis con la curva tipo del grupo **N** para flujo radial, que desuperpone automáticamente las tendencias de presión lineales. Observe que los resultados, $k = 150.97$ y $\phi = 0.177$ corresponden satisfactoriamente a los alimentados al simulador.

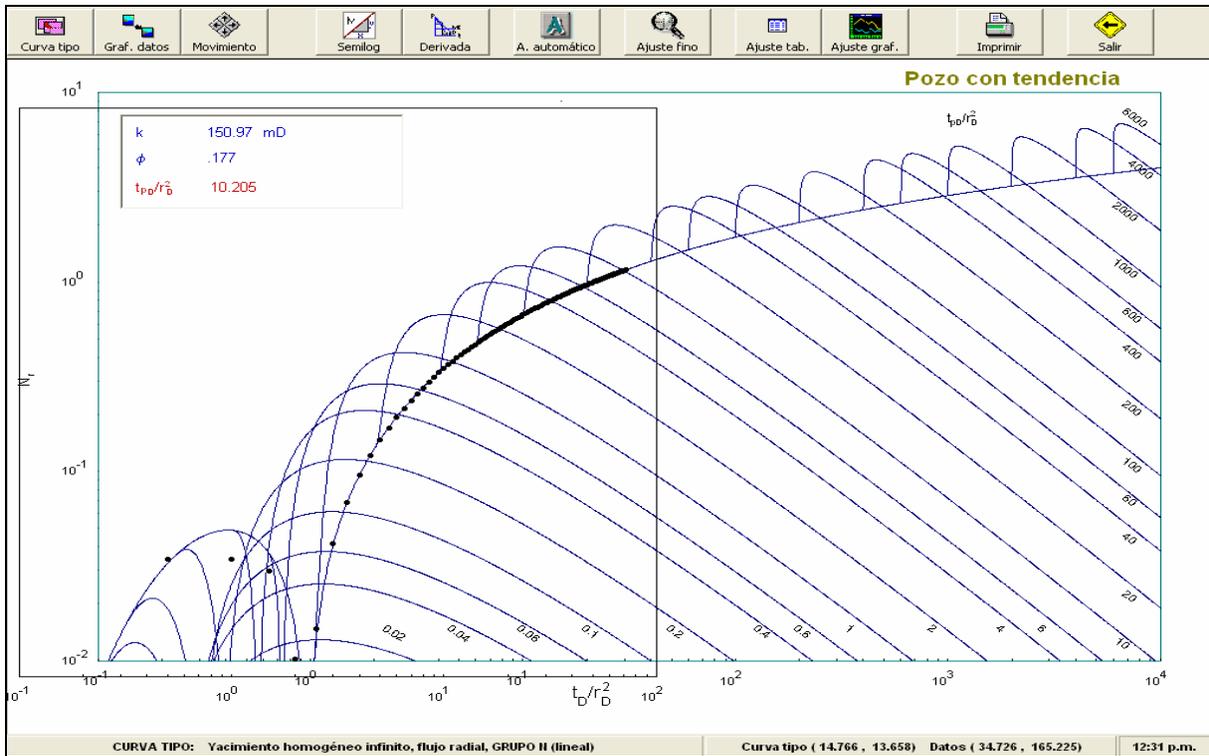


FIG. 10-18. AJUSTE AUTOMÁTICO PARA EL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.

La Figura 10-19 contiene el análisis por medio de curvas tipo sin considerar la tendencia de depresionamiento y la Figura 10-20 el ajuste por regresión no-lineal. Observe que los resultados difieren apreciablemente con respecto a los valores reales alimentados al simulador aunque son muy parecidos para las dos técnicas, además de que el ajuste logrado es bastante satisfactorio, lo cual podría llevar al analista a concluir que el análisis es adecuado.

Técnica	k, md	ϕ , fracción
Curvas Tipo	178.336	0.139
RNL	175.64	0.1498

Se concluye que la técnica propuesta de desuperposición automática es superior a las otras dos técnicas empleadas en el análisis comparativo de este ejemplo No. 4. Para obtener resultados adecuados, los métodos convencionales incurren en costos adicionales asociados a la medición en el fondo del pozo por suficiente tiempo para

determinar las tendencias de presión, además de que requieren de trabajo adicional en la manipulación de la información.

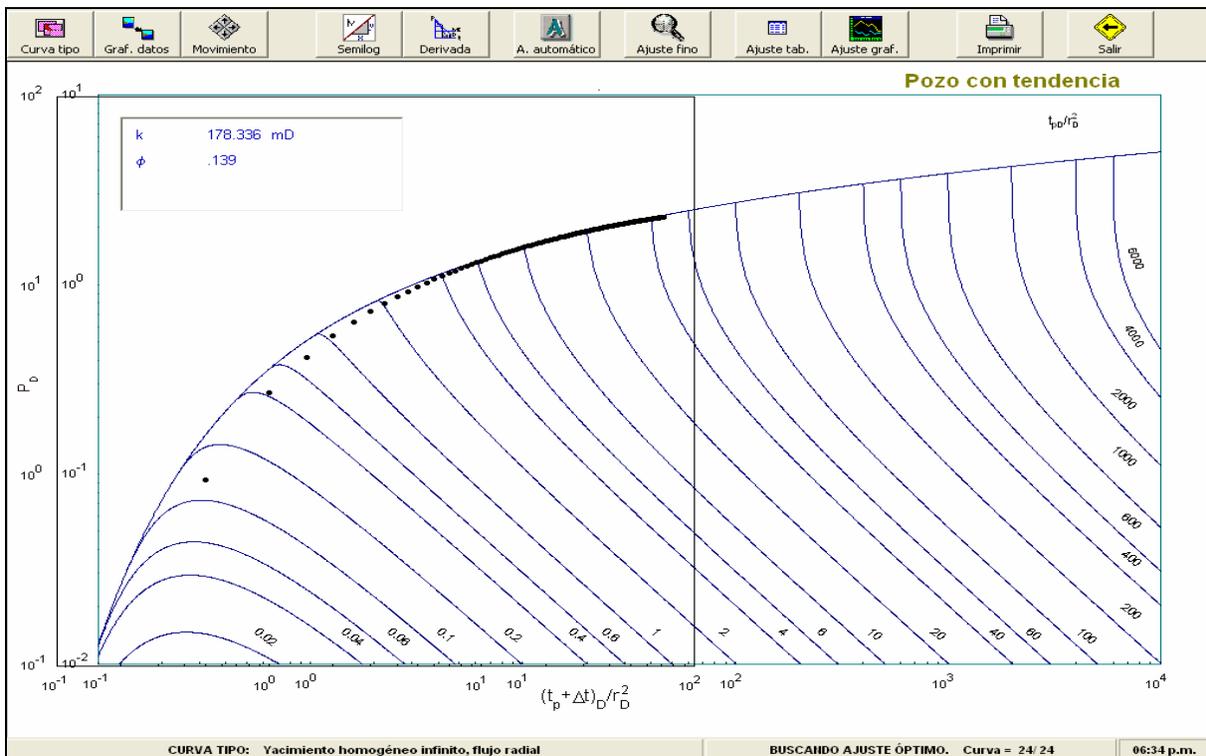


FIG. 10-19. AJUSTE AUTOMÁTICO SIN CONSIDERAR TENDENCIA DE PRESIÓN PARA EL CASO 1, EJEMPLO NO. 4.

El caso 2, del presente ejemplo, emplea la misma historia de producción para los cinco primeros días, pero considera que la prueba se inicia solamente tres días después de la estabilización del gasto del campo en 6000 brl/día. La Figura 10-21 presenta la historia de producción del campo con su presión asociada en el pozo observador.

Nuevamente, como en el caso anterior, se supone que no se conoce la historia de producción. La información de tiempo contra presión en el pozo observador se presenta en la Figura 10-22. Como es costumbre en campo, la presión se inició a medir en el pozo observador casi 10 horas antes de iniciar la prueba; del comportamiento observado podría deducirse que se tiene una tendencia lineal de depresionamiento, igual a 0.262 lb/pg²/hr; sin embargo, este razonamiento como se demostrará adelante es erróneo.

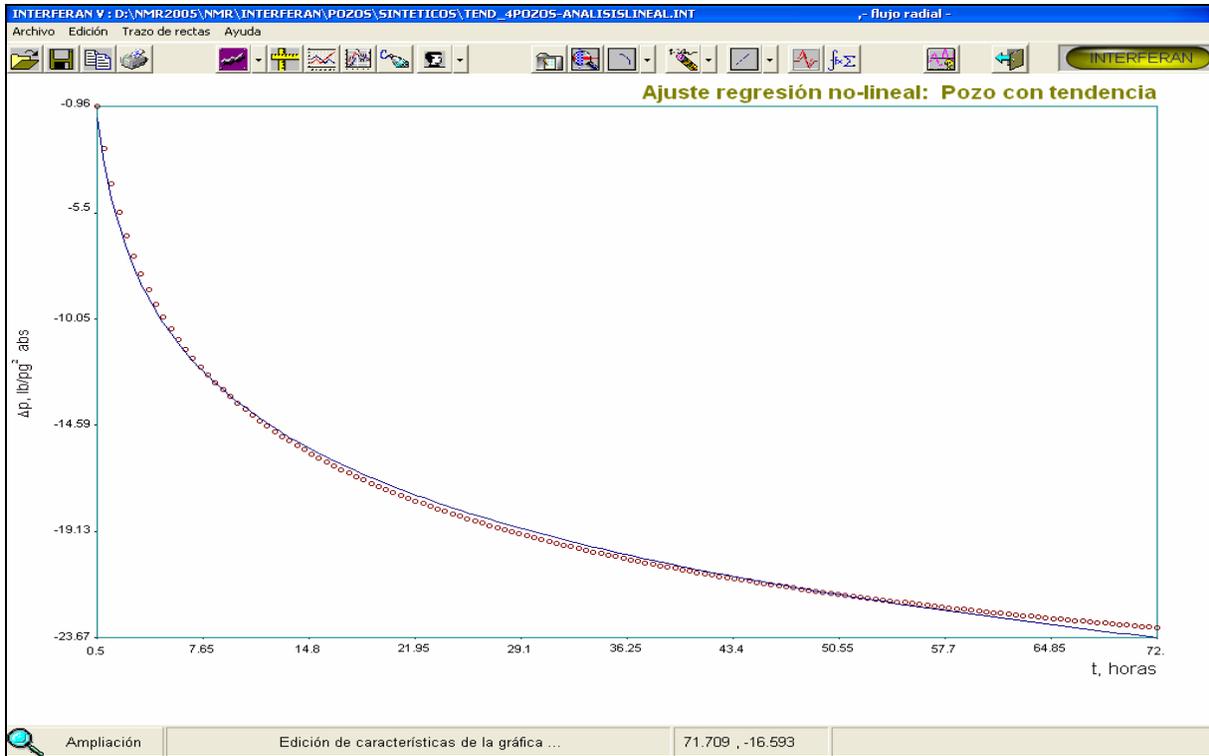


FIG. 10-20. AJUSTE POR REGRESIÓN NO-LINEAL SIN CONSIDERAR TENDENCIA DE PRESIÓN PARA EL CASO 1 DEL EJEMPLO NO. 4.

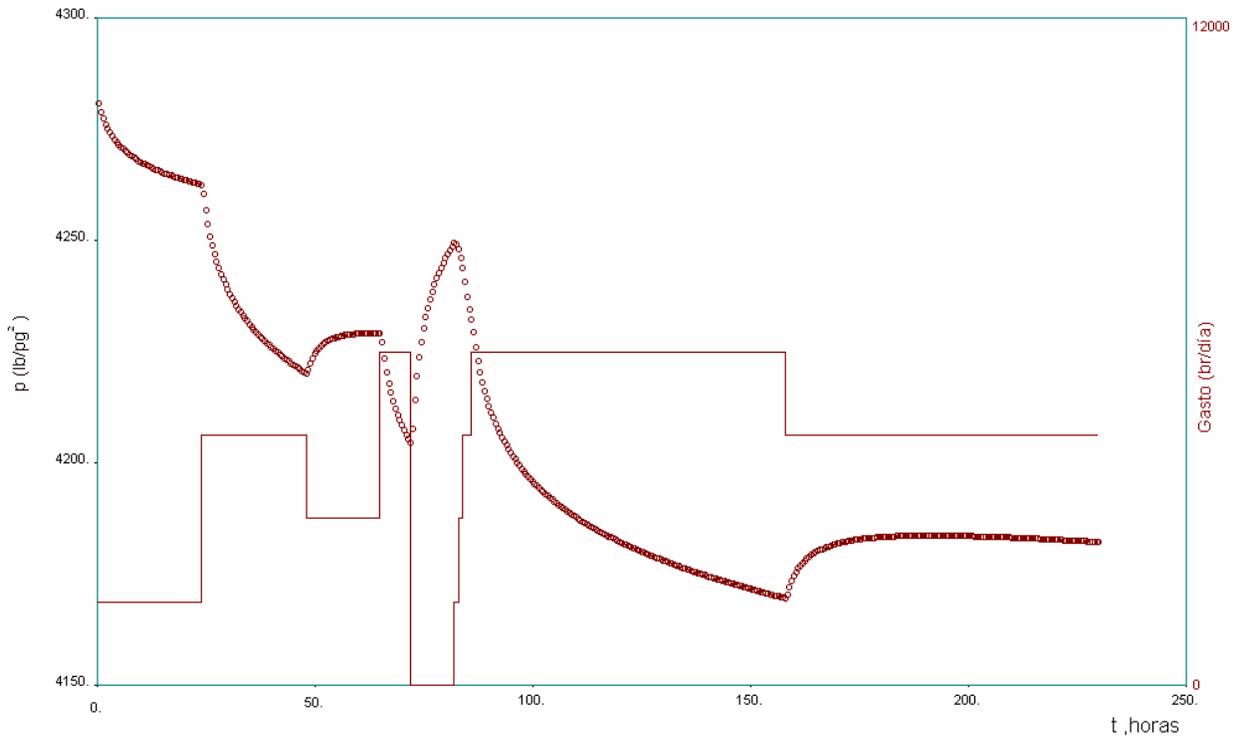


FIG. 10-21. HISTORIA DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN PARA EL CASO 2 DEL EJEMPLO NO. 4.

El análisis de la interferencia de presión siguiendo un procedimiento igual al del caso 1, con las curvas tipo de desuperposición automática de tendencias de presión, reporta resultados de $k = 176.226$ md y $\phi = 0.168$, ver Figura 10-23. Aunque el ajuste gráfico puede calificarse como satisfactorio, los resultados no concuerdan con los reales.

En esta parte de la discusión el lector podrá haber deducido que el caso 1 y el 2 requieren de un análisis diferente, ya que es dudoso que la tendencia de presión en el yacimiento sea lineal para el caso 2, y por tanto el análisis puede calificarse como incorrecto.

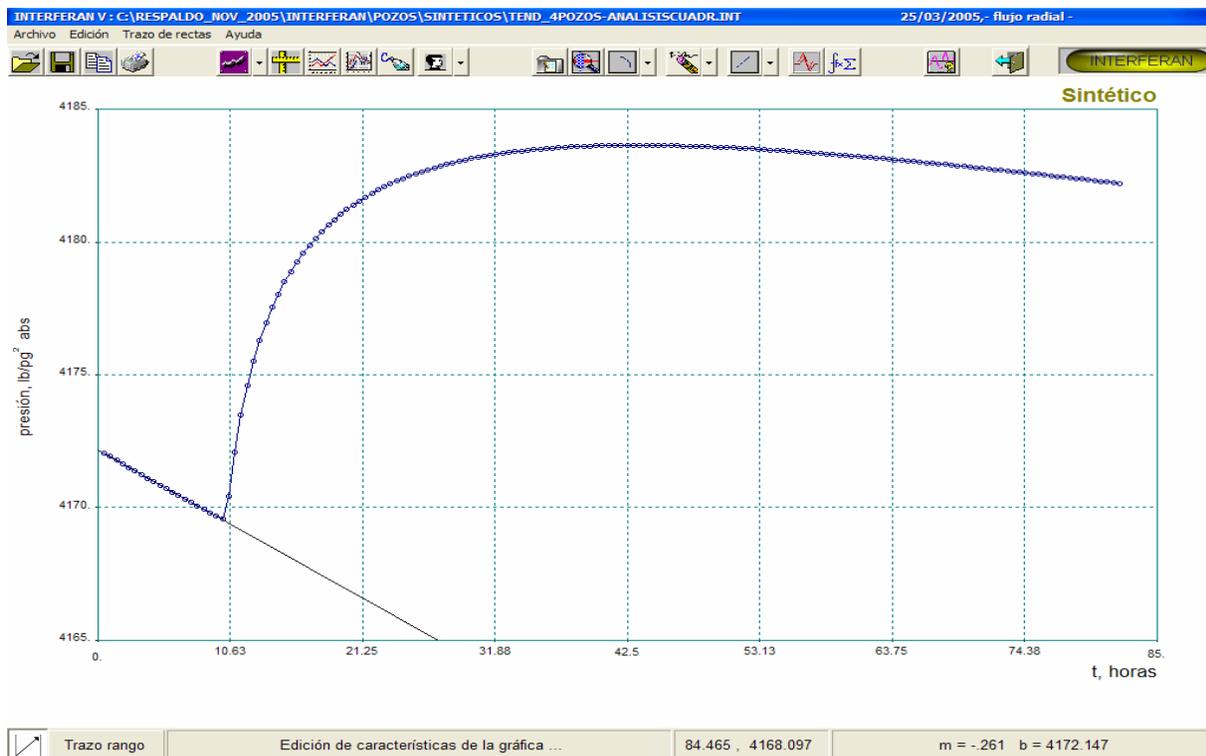


FIG. 10-22. INFORMACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE TIEMPO CONTRA PRESIÓN, CASO 2, EJEMPLO NO. 4.

Por otro lado, siguiendo el procedimiento normal, esto es, desuperponer la tendencia medida a los datos de presión y realizar el análisis convencional con curvas tipo y RNL, resulta en valores coincidentes para las dos técnicas de $k = 105.648$ md y $\phi = 0.273$.

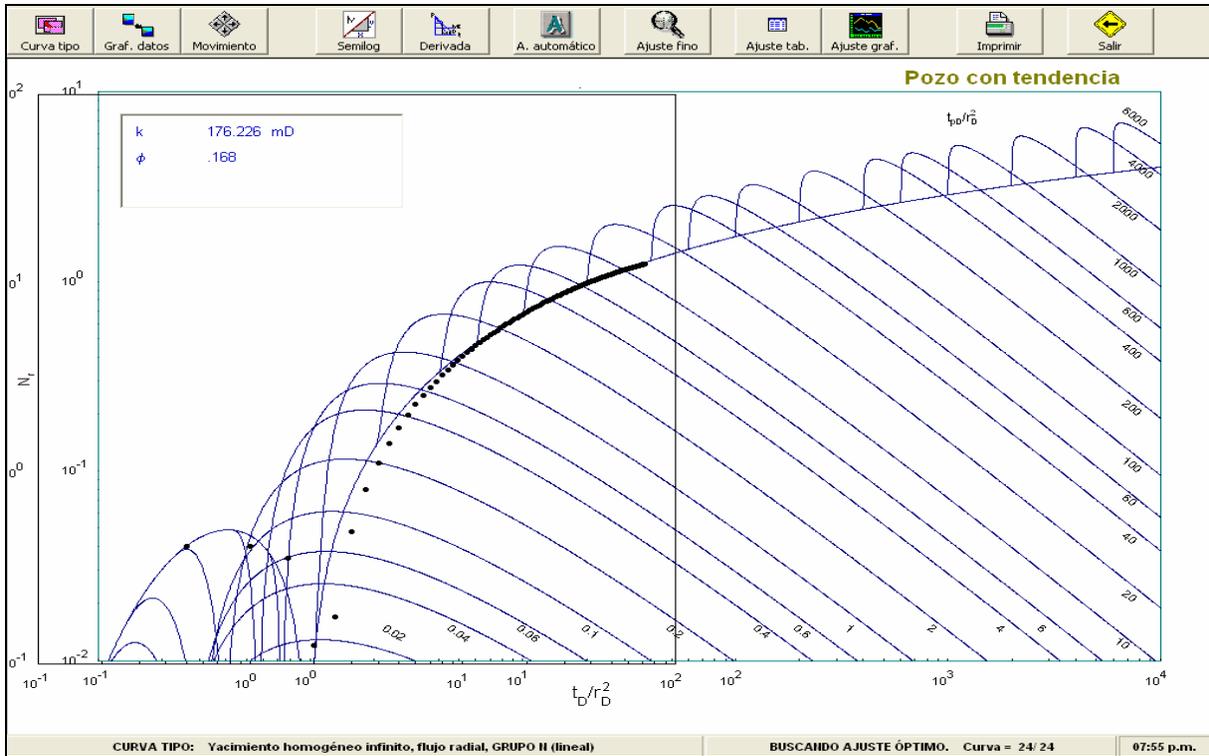


FIG. 10-23. AJUSTE AUTOMÁTICO PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4.

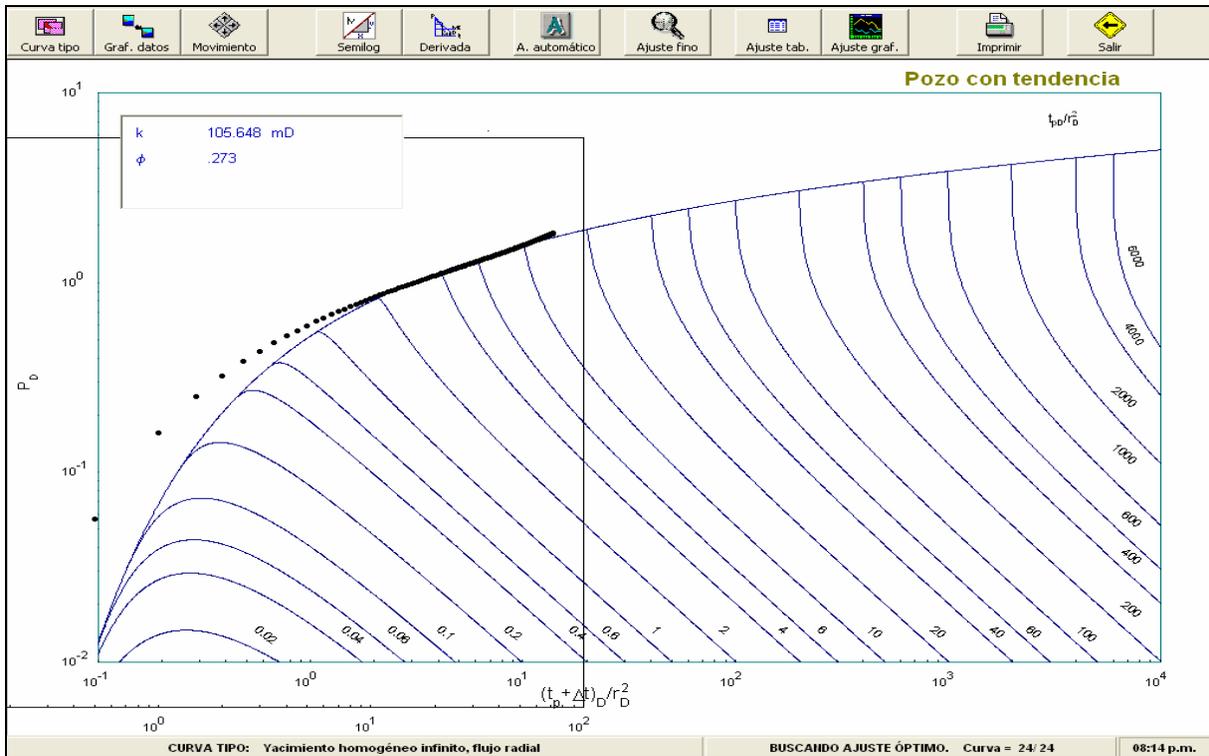


FIG. 10-24. AJUSTE AUTOMÁTICO CON LOS DATOS DE TENDENCIA LINEAL DE DEPRESIONAMIENTO DESUPERPUESTOS PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4.

La Figura 10-24 muestra el ajuste por medio de curvas tipo del registro de presión desuperpuesto de la tendencia de presión, y la Figura 10-25 presenta el ajuste logrado con la técnica de RNL.

El analista podría llegar a la conclusión incorrecta de que el análisis logrado es correcto y que las pequeñas desviaciones en los ajustes se deben a ruido presente en el registro. Es importante notar que los valores estimados difieren en casi 30% para la permeabilidad y en más de 50% para la porosidad, por lo que definitivamente la conclusión anterior está muy alejada de la realidad.

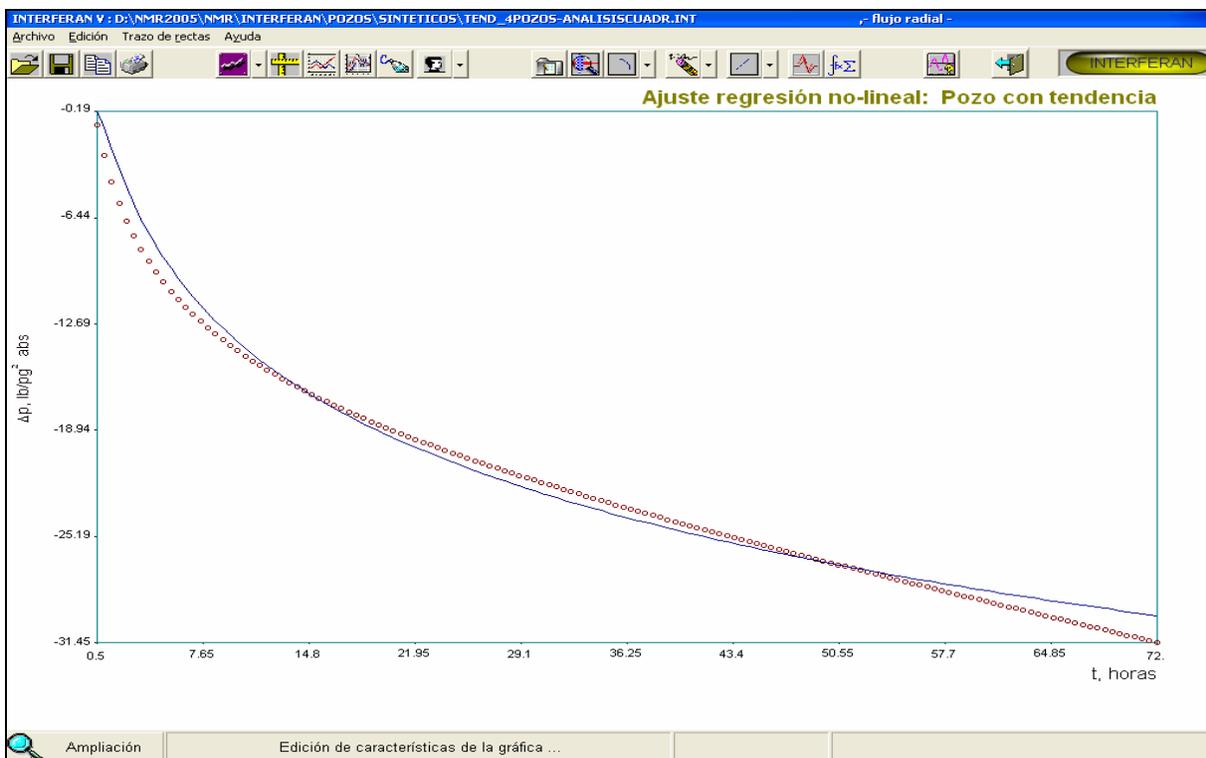


FIG. 10-25. AJUSTE AUTOMÁTICO CON RNL CON LA TENDENCIA DE DEPRESIONAMIENTO LINEAL DESUPERPUESTA PARA EL CASO 2, EJEMPLO NO. 4.

Aunque el análisis con la técnica del grupo **N** resultó con errores menores que las técnicas convencionales, tampoco satisface las necesidades de exactitud requeridas en campo. Es relevante comentar que aunque la tendencia de presión del yacimiento parece ser lineal, en muchos casos de campo se requiere una técnica de aseguramiento adecuada para evitar errores catastróficos en el análisis.

En la Figura 10-26 se presenta el análisis de los datos de presión considerando la curva tipo del grupo **N** con tendencia cuadrática, que para este caso, tiende a aproximar de una mejor forma la tendencia de depresionamiento existente en este yacimiento durante el tiempo en que se realizó esta prueba. Los resultados estimados con esta técnica son $k = 150.97$ md y $\phi = 0.179$, los cuales se comparan satisfactoriamente con los datos alimentados al simulador.

Es importante comentar que para el caso analizado, la estabilización se efectuó por 72 horas, esto es por 3 días, y que a medida que este tiempo disminuye la calidad del análisis con la técnica propuesta también decrece.

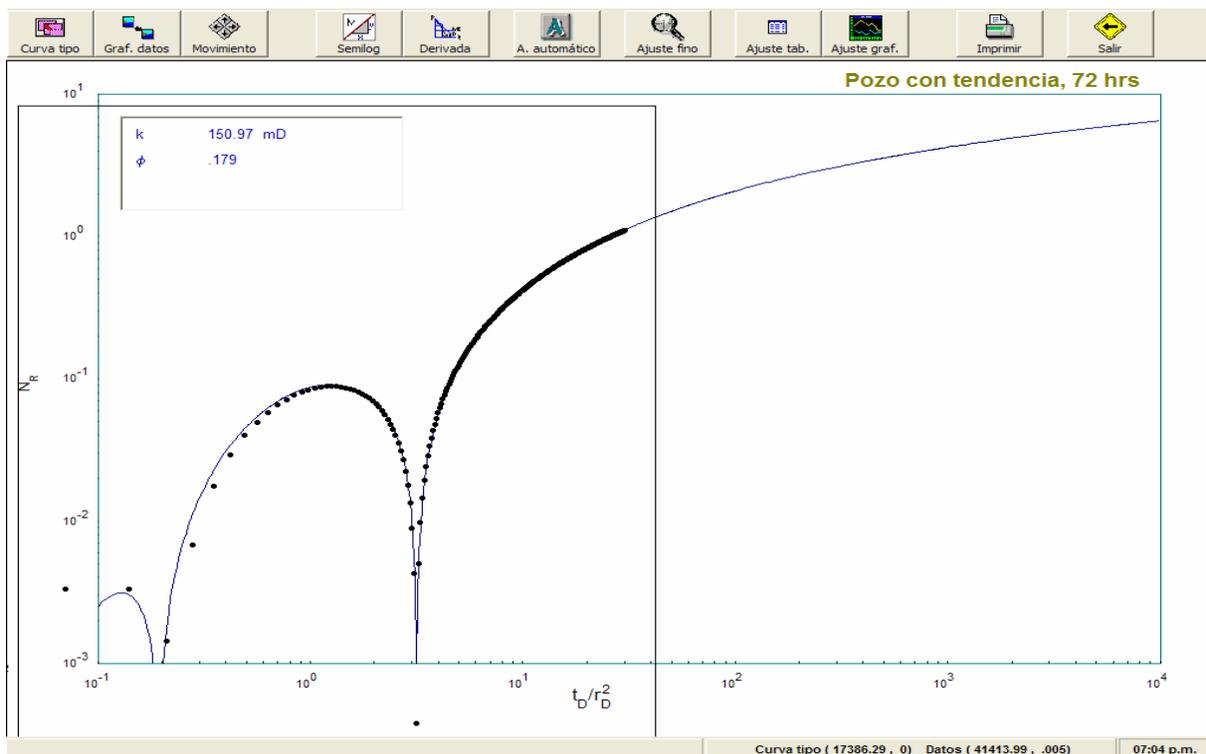


FIG. 10-26. AJUSTE AUTOMÁTICO CON LA CURVA TIPO DEL GRUPO N CUADRÁTICA, CASO 2, EJEMPLO NO. 4.

Durante la investigación de la robustez de la técnica, se realizaron análisis con datos sintéticos con valores de tiempo de estabilización de 60, 48, 36, 24, 12, 6 y 3 horas obteniendo buenos resultados solamente hasta el caso de un tiempo mínimo de estabilización para la producción del campo, Q , de 12 horas.

Es indudable que para todos los casos, la forma de análisis óptima es aquella en la que la historia de producción de los pozos vecinos es conocida y puede aplicarse adecuadamente el principio de superposición en espacio y tiempo.

(5) Análisis del primer pulso en el pozo Abkatún no. 4.

Este ejemplo considera el análisis del primer pulso de presión en el pozo Abkatún 4, en la prueba reportada en el ejemplo 3 del presente trabajo. La tendencia de presión estimada en campo, como se mencionó anteriormente fue del tipo lineal, igual $0.052 \text{ lb/pg}^2/\text{hr}$.

Este ejemplo se incluye para demostrar que aunque el registro de tiempo contra presión contenga alto contenido de ruido aleatorio, la técnica propuesta del grupo N reporta resultados satisfactorios.

En la Figura 10-27 se presenta el ajuste excelente logrado con RNL sin considerar los efectos de represionamiento; los resultados estimados concuerdan satisfactoriamente con los del ajuste automático convencional de curvas tipo, como se muestra a continuación:

Técnica	kh , md-pie	$\phi c_i h$, fracción
Curvas Tipo	99.09×10^4	89.71×10^{-5}
RNL	101.0×10^4	88.9×10^{-5}

Aunque al parecer existe congruencia, como se ha mencionado reiteradamente, el análisis no puede calificarse como concluyente, por lo que se requiere estimar la tendencia de represionamiento lineal del yacimiento y desuperponerla de los datos de campo.

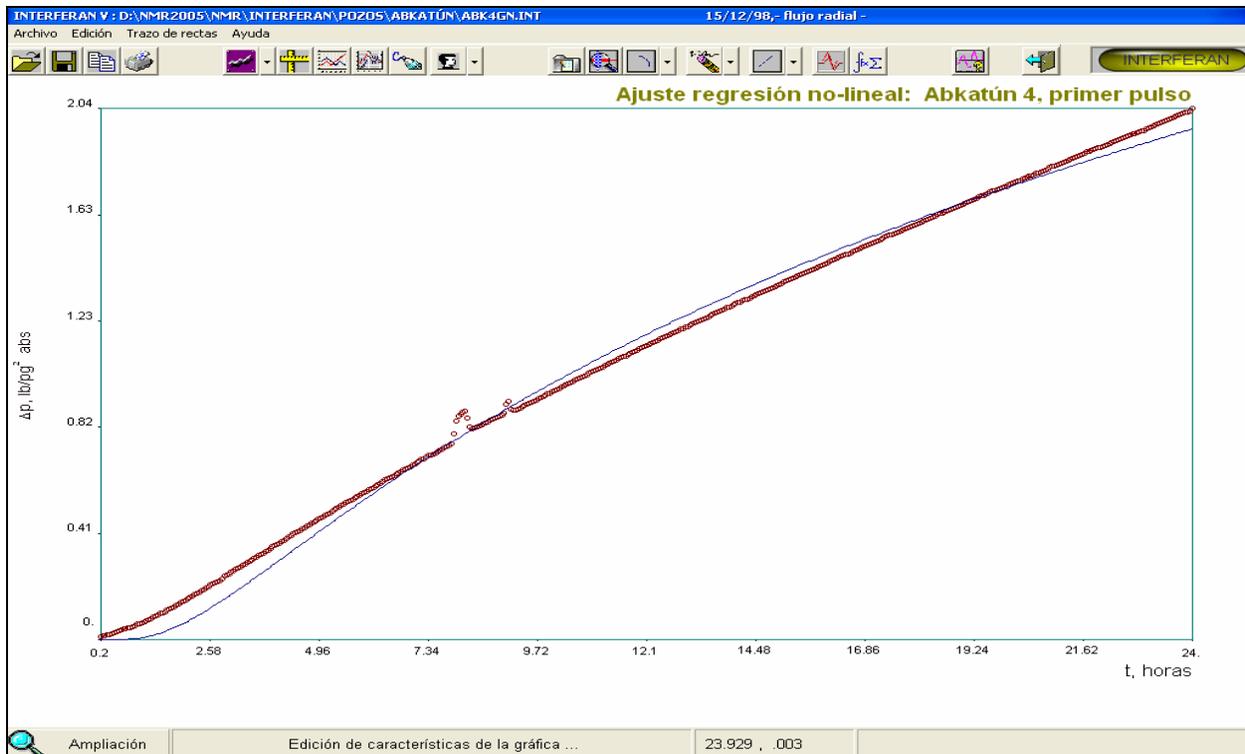


FIG. 10-27. AJUSTE AUTOMÁTICO POR REGRESIÓN NO LINEAL DEL PRIMER PULSO EN EL POZO ABKATÚN NO. 4.

Desafortunadamente esta situación no siempre es posible de efectuar por el alto ruido presente en la señal, por lo cual la tendencia contiene un rango de incertidumbre, que depende del registrador de presión empleado en la prueba y de la capacidad técnica (experiencia) del analista.

La Figura 10-28 presenta el ajuste automático de los datos y la curva tipo que desuperpone automáticamente la tendencia de presión. Se resalta que los resultados concuerdan satisfactoriamente con los reportados en la literatura. El recuadro superior derecho presenta la aplicación de la técnica de derivada comentada en el capítulo VII; los datos no se ajustan a la recta estimada con los datos de la curva tipo ya que la técnica requiere, anterior a su aplicación, la desuperposición de las tendencias de presión; sin embargo, puede notarse que los primeros datos se ajustan mejor debido a que a tiempos cortos la tendencia afecta en menor grado.

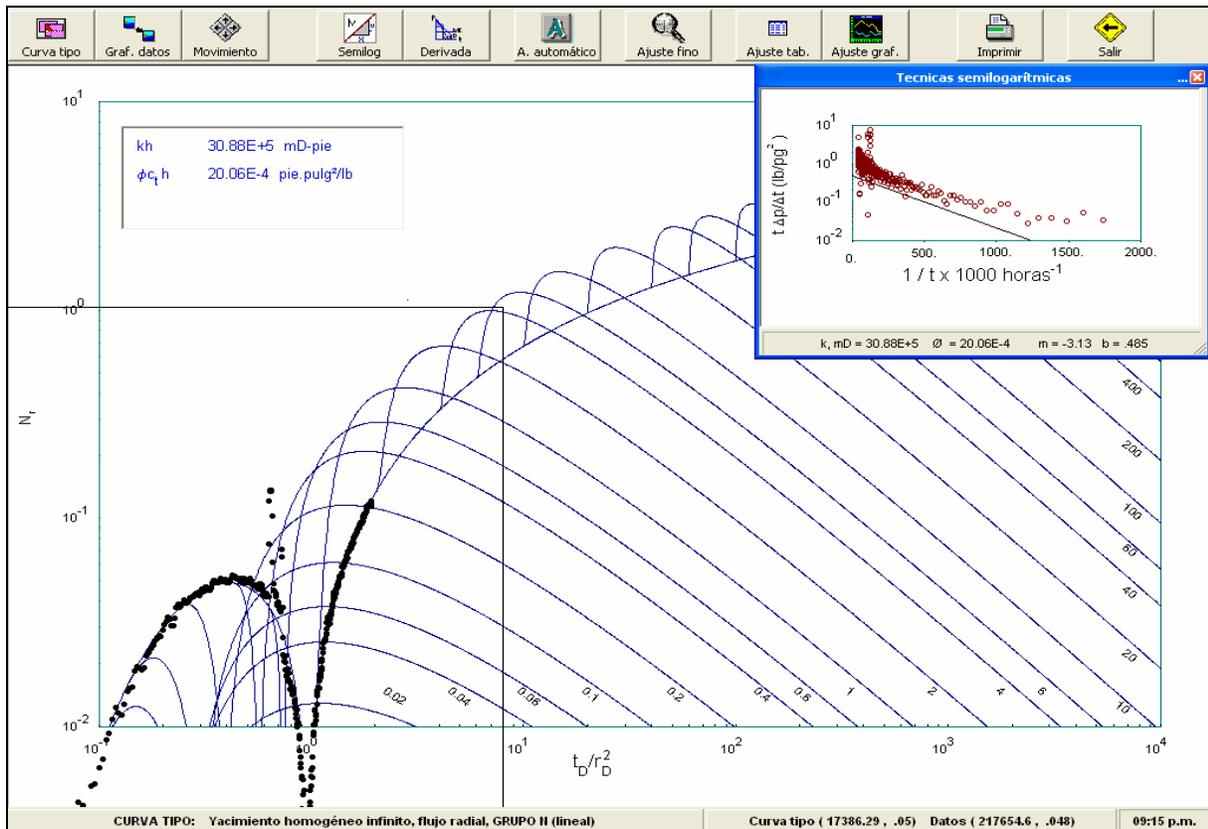


FIG. 10-28. AJUSTE AUTOMÁTICO CON LA CURVA TIPO DEL GRUPO N, PRIMER PULSO, ABKATÚN NO. 4.

c) ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PULSOS EMPLEANDO EL MÉTODO DE LÍNEA RECTA.

Para ejemplificar el módulo de análisis de pruebas de pulsos empleando el método de línea recta, se consideran tres casos de análisis. El primero considera la prueba sintética de pulsos con gastos múltiples discutida en el primer ejemplo del presente capítulo; el segundo una prueba de interferencia de campo con geometría de flujo lineal y el tercero, la prueba de pulsos, discutida anteriormente, efectuada en el yacimiento Abkatún de la Región Marina Suroeste de PEMEX Exploración y Producción. En los ejemplos se demostrará que la técnica desarrollada permite ciclos de longitud variable así como pulsos y períodos de cierre variables.

(6) Prueba de pulsos con Gastos Múltiples (El-Khatib⁷).

La Figura 10-9 presenta conjuntamente el comportamiento de la presión para la prueba con el perfil de producción. Las Figuras 10-29 a 10-32, en el formato de análisis propuesto en el capítulo VII, contienen el comportamiento del grupo de presión contra el recíproco del tiempo, en escala semilogarítmica para los 4 pulsos.

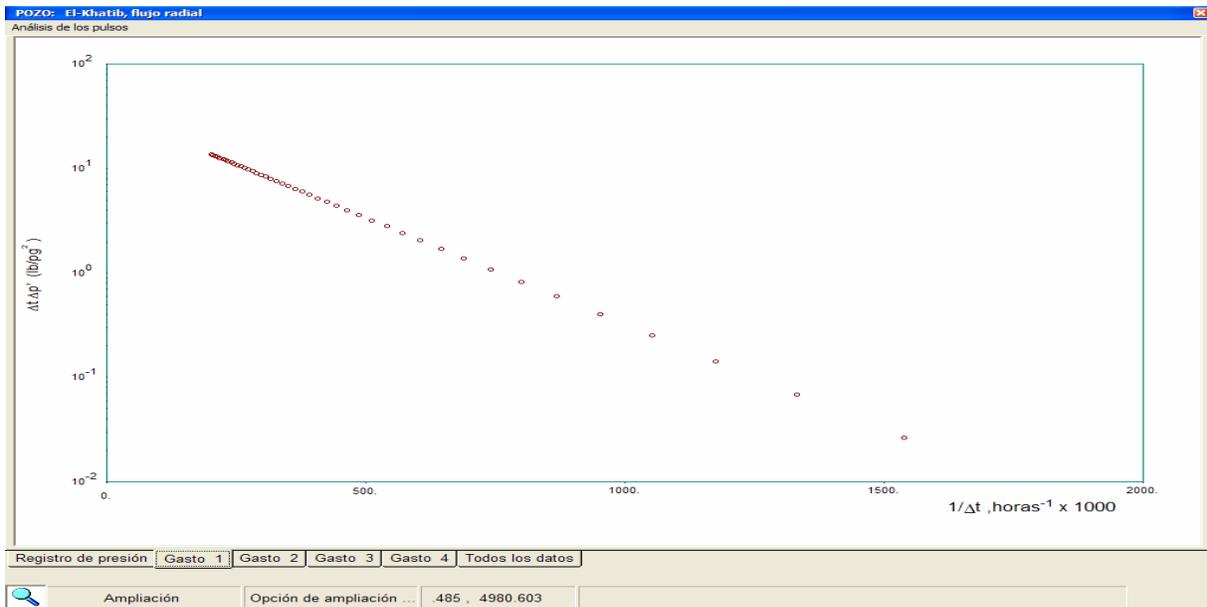


FIG 10-29. PRIMER PULSO DEL PRIMER CICLO CON GASTO DE 50 BRL/DÍA, EJEMPLO NO. 6.

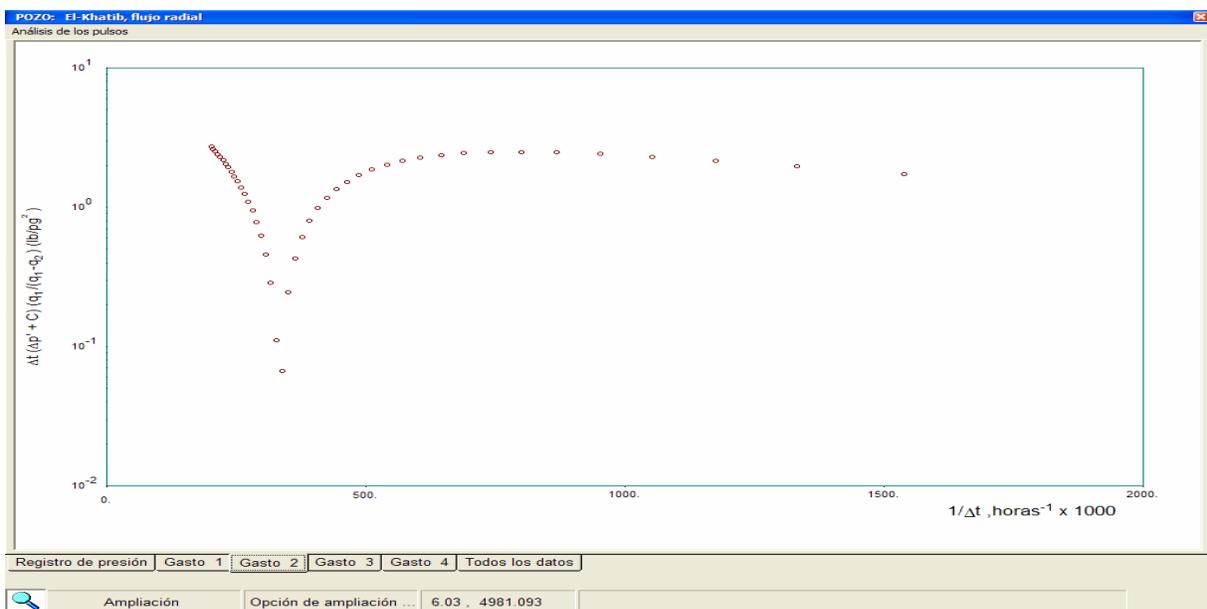


FIG. 10-30. CIERRE DEL POZO ACTIVO DURANTE EL PRIMER CICLO, EJEMPLO NO. 6.

Puede observarse que sólo en el primer pulso se tiene una alineación de los datos debido a que no se requiere la estimación de las C's (revise el capítulo VII para una explicación detallada).

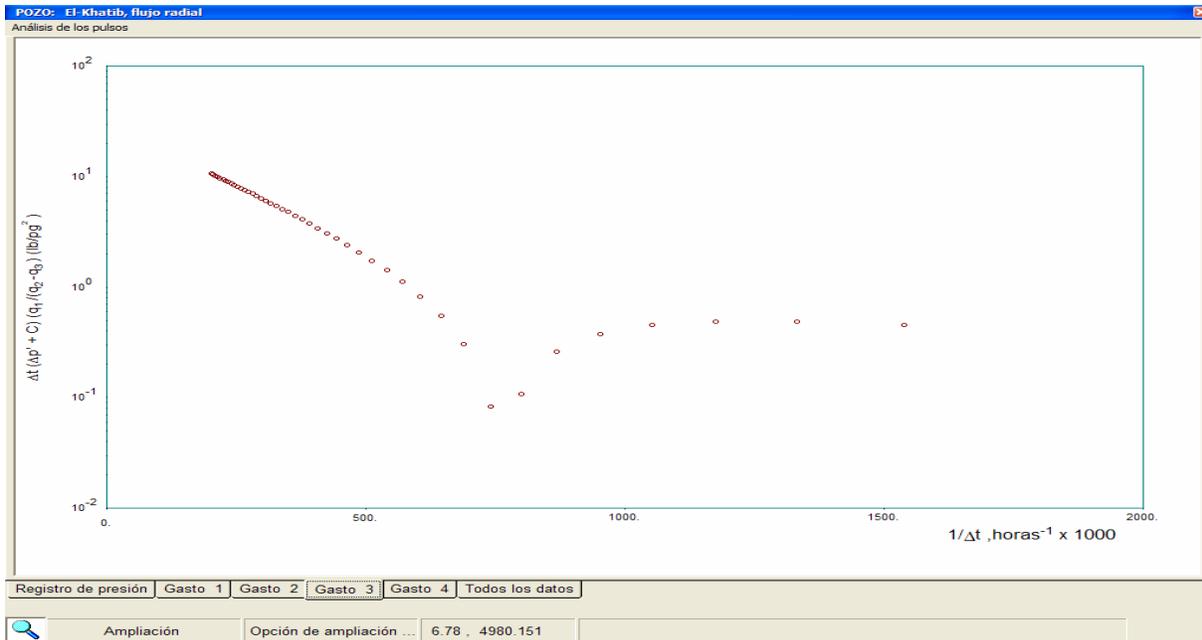


FIG. 10-31. PRIMER PULSO DEL SEGUNDO CICLO CON GASTO DE 40 BRL/DÍA, EJEMPLO 6.

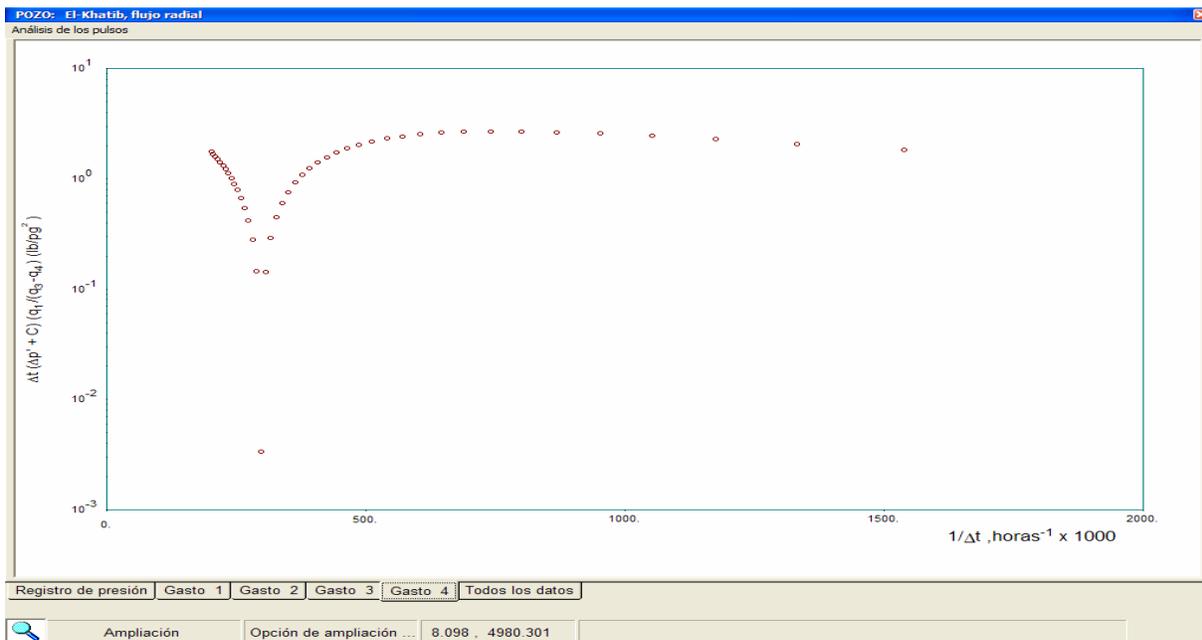


FIG. 10-32. SEGUNDO CICLO CON GASTO DE 10 BRL/DÍA, EJEMPLO NO. 6.

El programa de cómputo **INTERFERAN**, se diseñó para usar cualquier opción de análisis de las enlistadas en el capítulo VII, en la “Discusión de los resultados teóricos obtenidos”.

El análisis aislado de cada pulso mediante el proceso iterativo que estima los valores de C 's proporciona resultados cercanos a los reales (aceptables), pero el análisis incluyendo a todos los puntos de la prueba, considerando los resultados del primer pulso como inicio de iteración, esto es, el análisis global o integral mostrado en la Figura 10-33, reporta resultados con un margen de error despreciable.

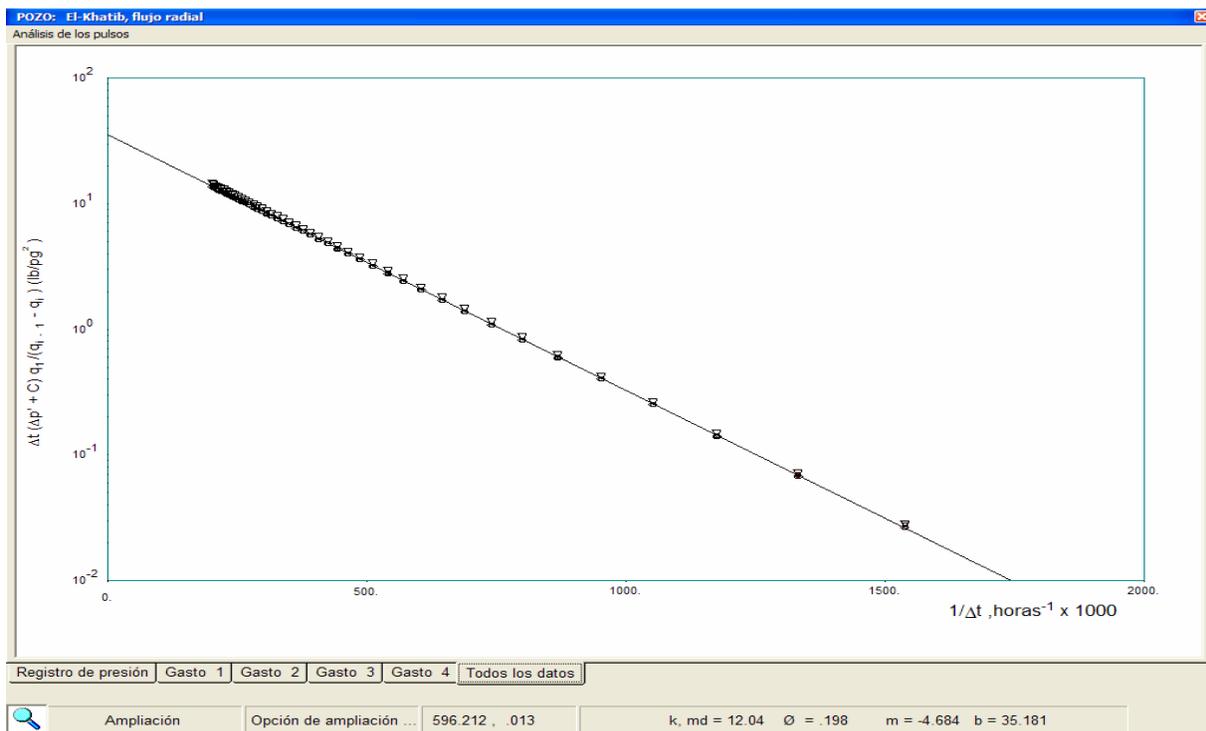


FIG. 10-33. ANÁLISIS INTEGRAL DE LA PRUEBA DE PULSOS, EJEMPLO NO. 6.

En particular, para este caso los resultados obtenidos tienen un error en la segunda cifra decimal comparados con los datos alimentados al simulador que generó el registro de presión contra tiempo, $k = 12$ md y $\phi = 0.198$.

Por lo tanto, se concluye que la técnica propuesta en ésta tesis para el análisis integral, funciona adecuadamente y representa una mejora en el proceso de estudio normal de este tipo de pruebas al reducir los errores de interpretación.

(7) Prueba de pulsos con flujo lineal (Economides⁷⁹)

El ejemplo fue tomado de los datos publicados por Economides⁷⁹ de un caso real, de dos pozos perforados en un paleocanal de 400 pies de anchura. El pozo activo se produjo a 250 brl/día por 30 horas y se registró la presión de fondo del pozo observador a 1800 pies de distancia. El espesor considerado fue de 25 pies, $\mu = 0.95$ cp y $c_t = 8 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$. La Figura 10-34 muestra el comportamiento de la presión en el pozo observador y la historia de producción en el pozo activo.

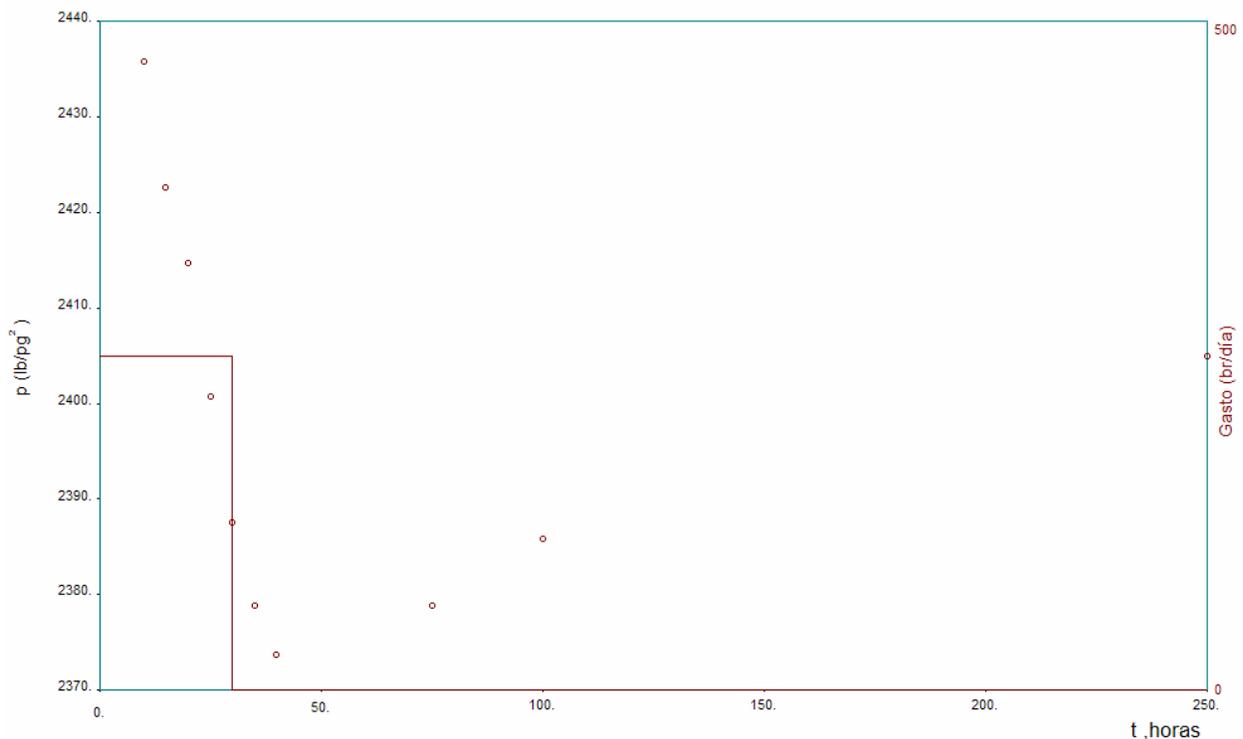


FIG. 10-34. REGISTRO DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN CONTRA EL TIEMPO, EJEMPLO NO. 7.

Debido a las características del yacimiento la geometría de flujo que se presenta es la lineal, por lo cual el realizar el análisis con la suposición de flujo radial reportaría errores de gran importancia, que fueron investigados durante la investigación doctoral, con valores de permeabilidad menores hasta en 10 veces a su valor real.

Los resultados del análisis reportados por Economides⁷⁹, con curvas tipo para flujo lineal son $k = 171$ md y $\phi = 0.092$. En la Figuras 10-35 y 10-36 se presentan las gráficas semilogarítmicas con los grupos de presión propuestos en este trabajo para flujo lineal, para los períodos de apertura y cierre del pozo activo respectivamente.

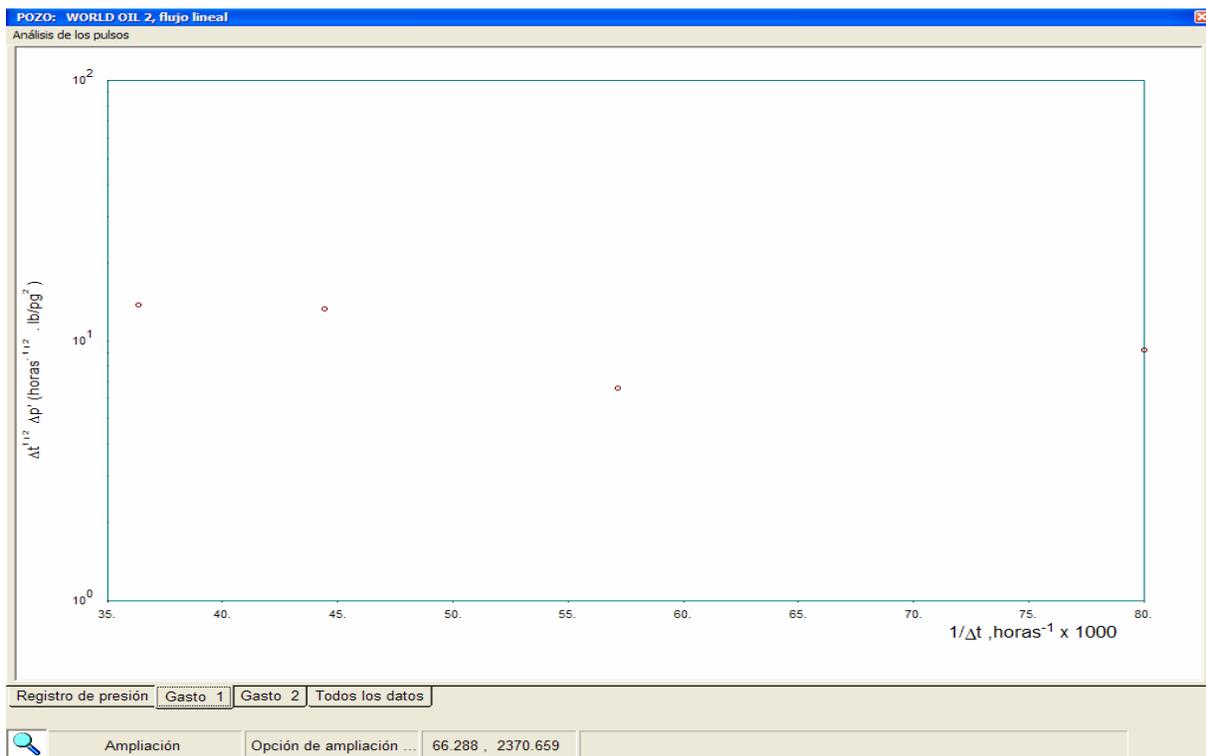


FIG. 10-35. GRÁFICA DE ANÁLISIS PARA EL PERIODO DE APERTURA, EJEMPLO NO. 7.

Puede observarse nuevamente como en el ejemplo anterior, que sólo en el primer pulso se tiene una cierta alineación de los datos debido a que para construir la gráfica no se requiere de la estimación de C .

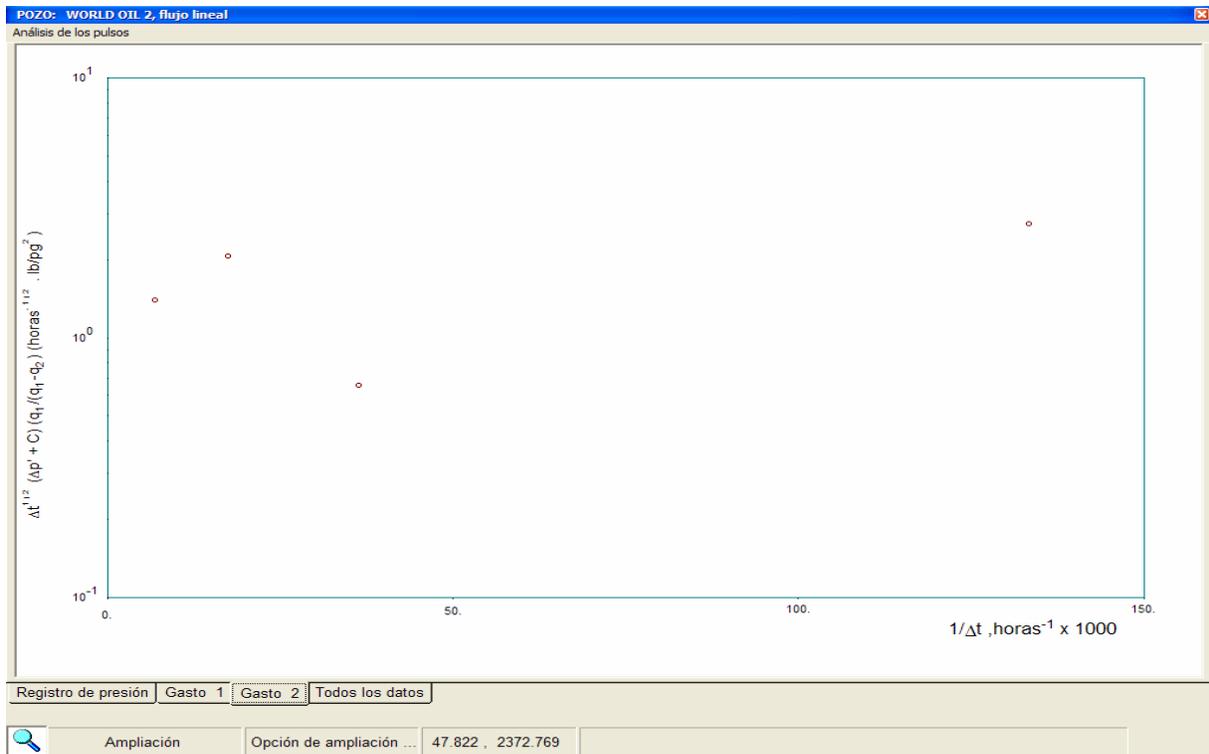


FIG. 10-36. GRÁFICA DE ANÁLISIS PARA EL PERIODO DE CIERRE, EJEMPLO NO. 7.

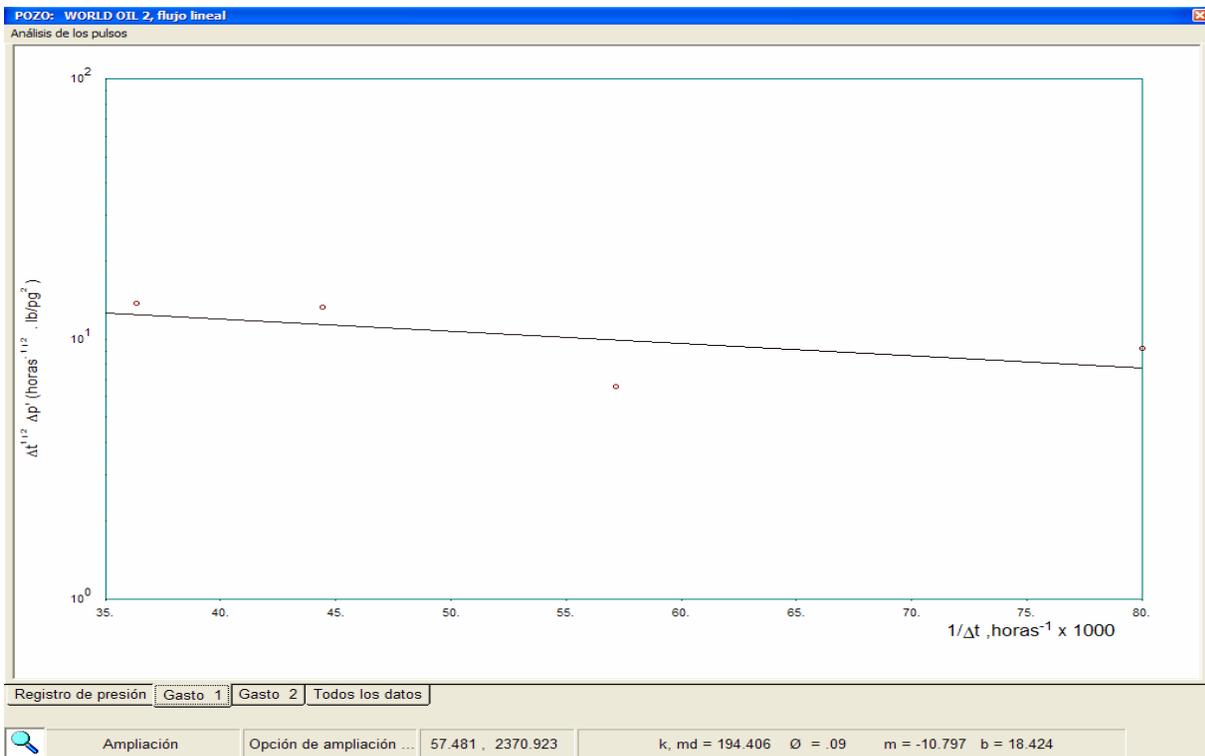


FIGURA 10-37. ANÁLISIS PARA EL PERÍODO DE GASTO DE 250 BRL/DÍA, EJEMPLO NO. 7.

Las Figuras 10-37 y 10-38 presentan el análisis aislado por pulsos; puede observarse que los resultados se presentan en la parte baja de la gráfica y corresponden a $k = 194.406$ md y $\phi = 0.09$ para el primer periodo de gasto, y $k = 173.066$ md y $\phi = 0.101$ para el periodo de cierre.

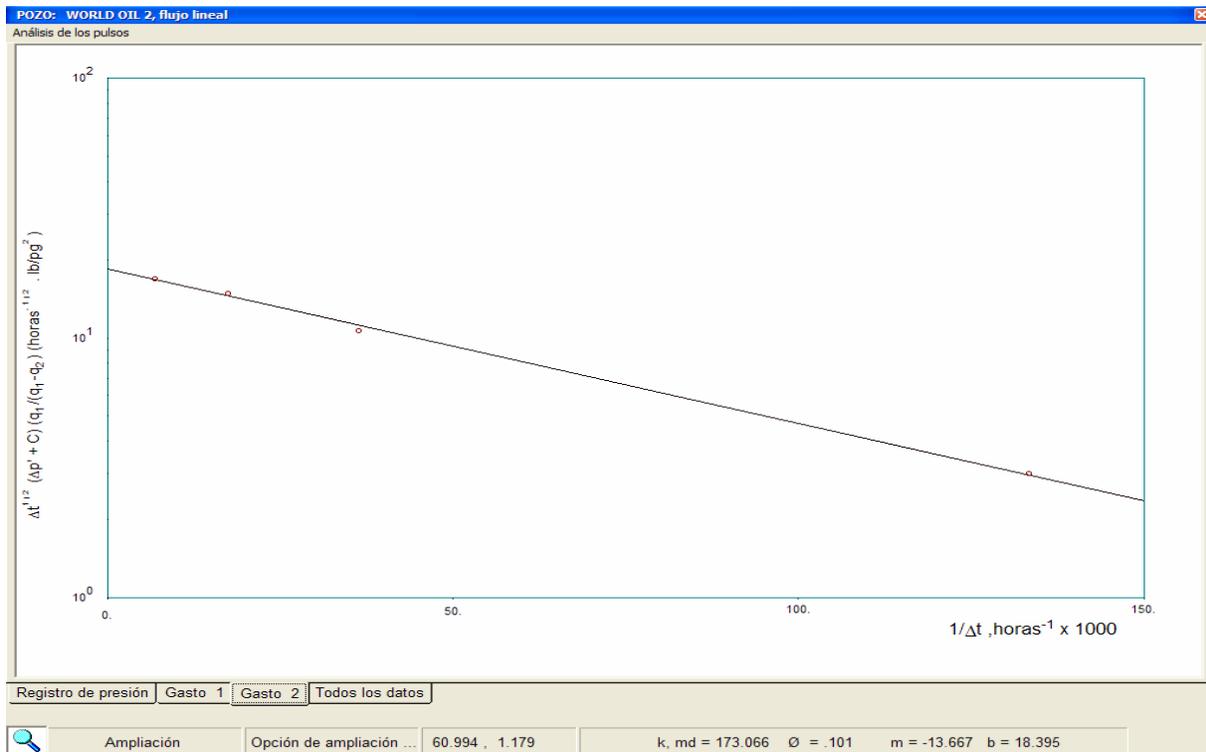


FIG. 10-38. ANÁLISIS PARA EL PERÍODO DE CIERRE DEL POZO ACTIVO, EJEMPLO NO. 7.

En la Figura 10-39 se muestra el análisis integral de todos los datos de la prueba, reportando resultados de $k = 166.2$ md y $\phi = 0.094$. El análisis de la información usando la técnica de regresión no-lineal incorporada en **INTERFERAN**, resulta en $k = 172.83$ md y $\phi = 0.0899$ lo cual concuerda con los resultados obtenidos por Economides. El error del método de línea recta propuesto, es de 4% para la permeabilidad y de 1% para la porosidad, explicándose por el gran ruido presente en la señal de presión durante la etapa de apertura. El analista experimentado fácilmente puede concluir que durante el segundo periodo se tiene un ajuste excelente, por lo tanto los resultados son más confiables.

La discusión anterior permite concluir que el ruido presente en la señal afecta los resultados y que la experiencia del analista es de gran importancia para estimar resultados congruentes con la realidad. Una vez que se suaviza la información o que se desecha, el análisis puede efectuarse en forma confiable.

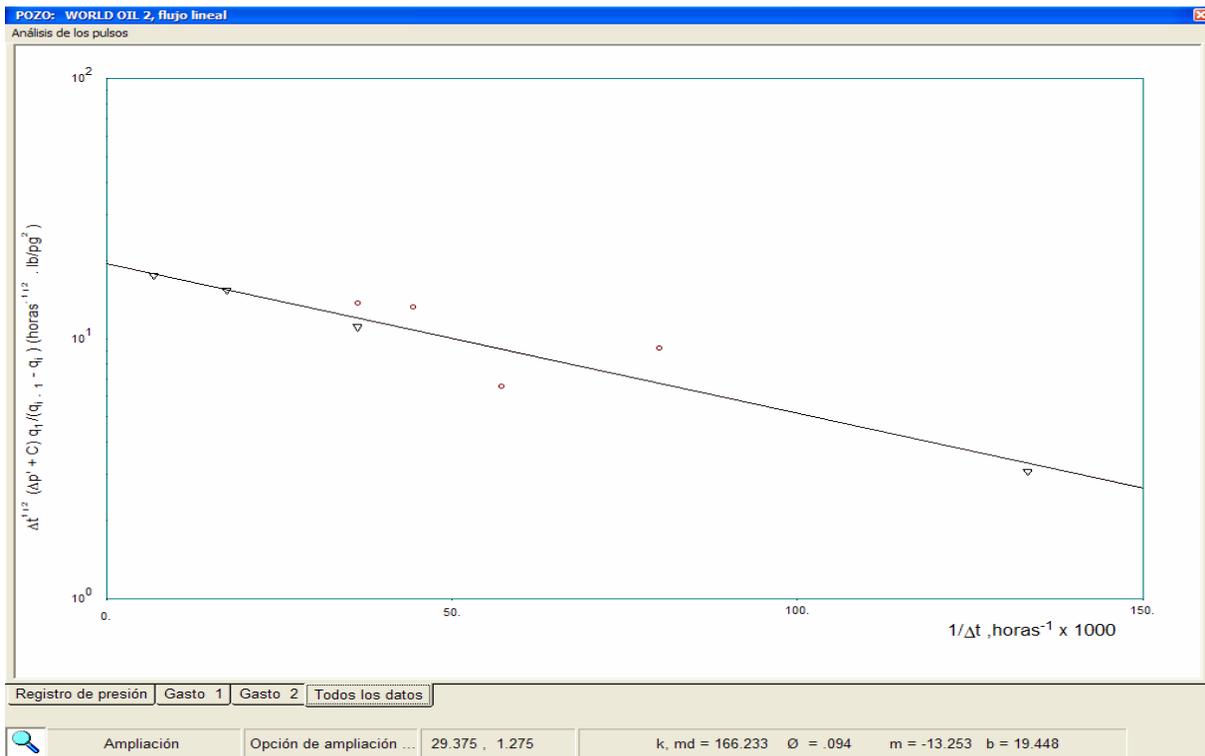


FIG. 10-39. ANÁLISIS INTEGRAL DE LOS DATOS DE CAMPO, EJEMPLO NO. 7, PERIODOS DE APERTURA Y CIERRE

(8) Prueba de pulsos en el pozo Abkatún No. 12

El tercer caso, de este inciso, es de una prueba de pulsos efectuada en el yacimiento Abkatún citada en el ejemplo No. 3 de este capítulo. La tendencia de represionamiento se estimó, en el pozo 12, con un valor de -0.0671 psi/hr y se desuperpuso a los datos de campo para poder aplicar la metodología propuesta en este trabajo.

En la Figura 10-40, se presenta el comportamiento de la presión en el pozo 12 y la historia de producción del pozo 20 con un gasto, durante los períodos de apertura, de

23,583 brl/día; los datos adicionales, para realizar el análisis son, $B_0 = 1.5 \text{ vol. @ c.y./ vol. @ c.s.}$ y $\mu_0 = .532 \text{ cp.}$

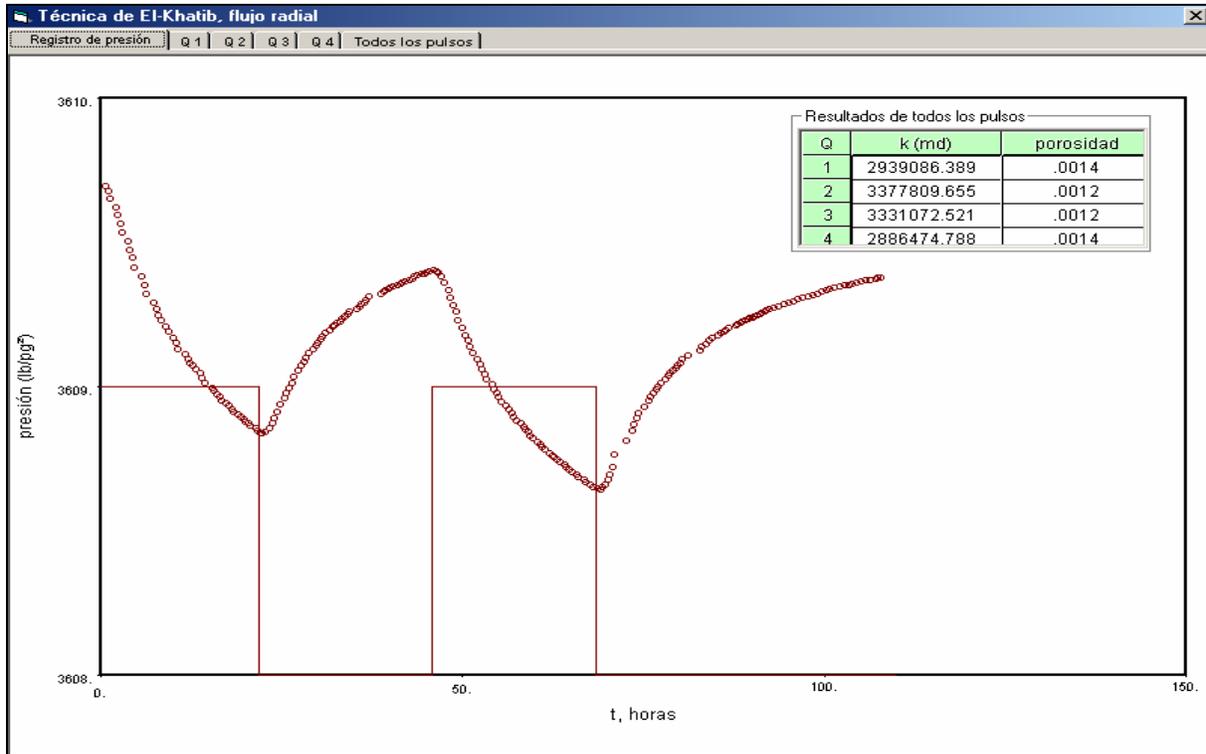


FIG. 10-40. REGISTRO DE PRESIÓN Y GASTO DE LA PRUEBA DE INTERFERENCIA DEL POZO ABKATÚN NO. 12, EJEMPLO NO. 8.

Aunque se tenían disponibles varias pruebas de interferencia de la Región Marina de PEMEX, se seleccionó esta en particular debido a la dificultad en la aplicación de la técnica semilogarítmica con los grupos de derivada de presión. Observando detalladamente la Fig. 10-40, se determina que los errores^{36,60} de truncamiento y aleatorios son de importancia durante la prueba, y debido a que la derivada de presión contra el tiempo magnifica estos efectos, la técnica propuesta no es aplicable directamente. En estos casos especiales de difícil interpretación, es necesario aplicar técnicas de suavizamiento que permitan eliminar o minimizar estos efectos debidos a errores de medición del sensor de presión, y a fenómenos físicos no considerados en los modelos teóricos de flujo publicados en la literatura.

No obstante la existencia de métodos robustos para suavizamiento^{36,60}, en este caso se consideró una forma muy sencilla que considera un promedio aritmético que modifica la información sobre la base de los datos aledaños; esto es, una ponderación de tipo rectangular con $n=1$, con lo cual se pudo efectuar un estudio aceptable.

Las Figuras 10-41 a 44 presentan el análisis de la prueba aisladamente por pulsos y en la Figura 10-45 se muestra el ajuste global con todos los pulsos de la prueba. Los resultados, *más fácilmente obtenidos*, con la nueva técnica de análisis desarrollada en este trabajo concuerdan con los publicados^{80,81} en la literatura técnica, $kh = 2.94 \times 10^6$ md-pie y $\phi c_i h = 20 \times 10^{-4}$ cp/(lb/pg²), lo cual corrobora la potencialidad, al igual que en los casos anteriores, de la técnica propuesta.

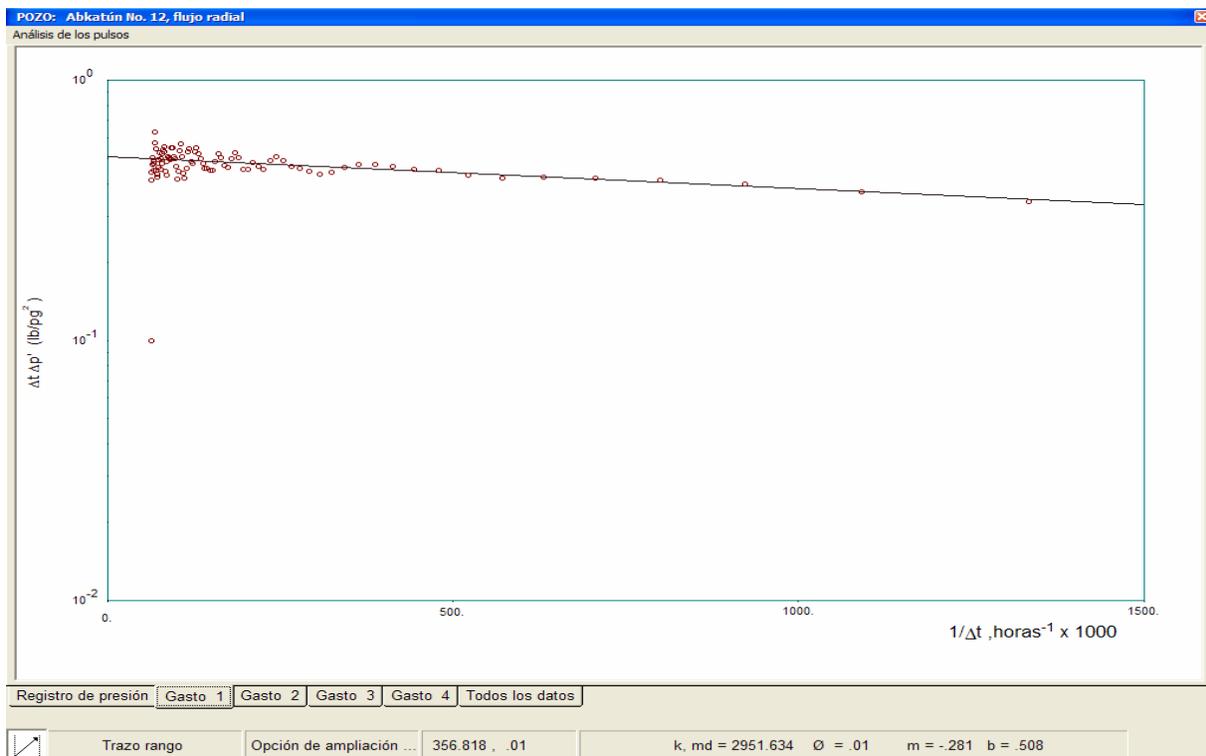


FIG. 10-41. ANÁLISIS DEL PRIMER PULSO EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.

Es importante mencionar que en este caso la opción aplicada fue utilizar el primer pulso y ajustar todos los demás, ya que la alternativa de realizar el ajuste en forma independiente reportó resultados que se alejaban más del 10% de los valores reales; esta situación se debe a que la derivada de presión magnifica el ruido.

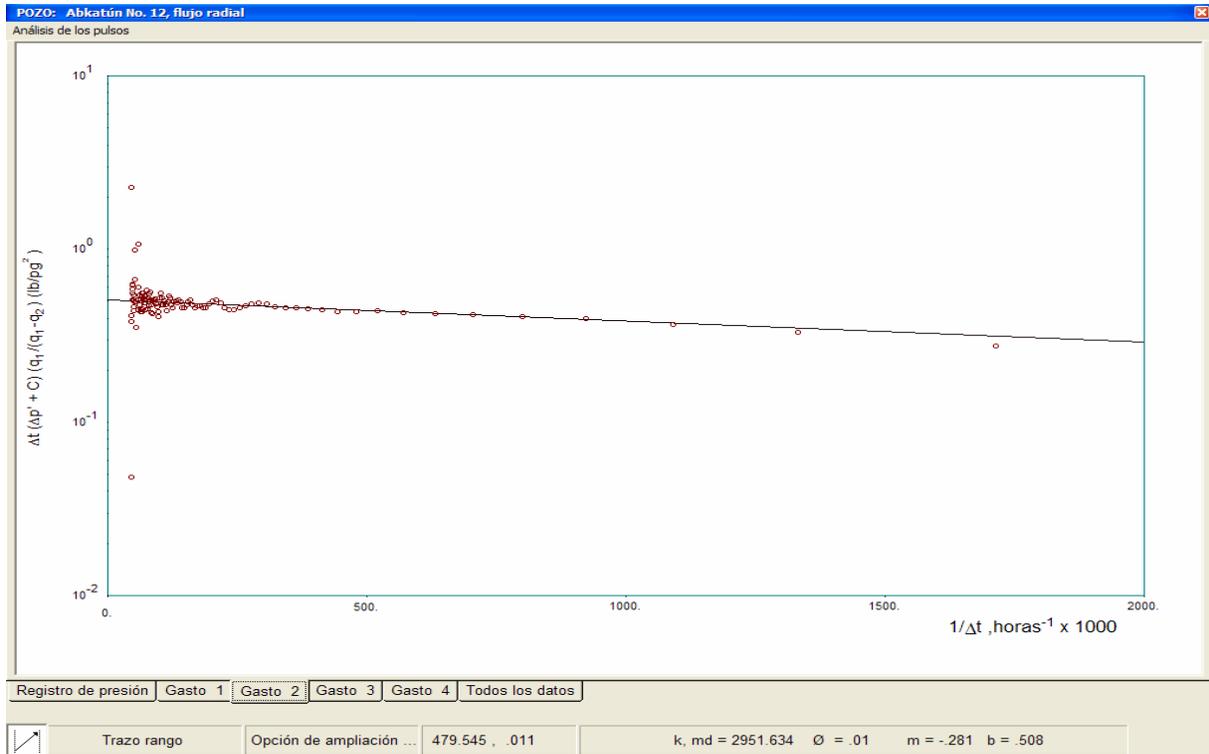


FIGURA 10-42. ANÁLISIS DEL PRIMER CIERRE EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.

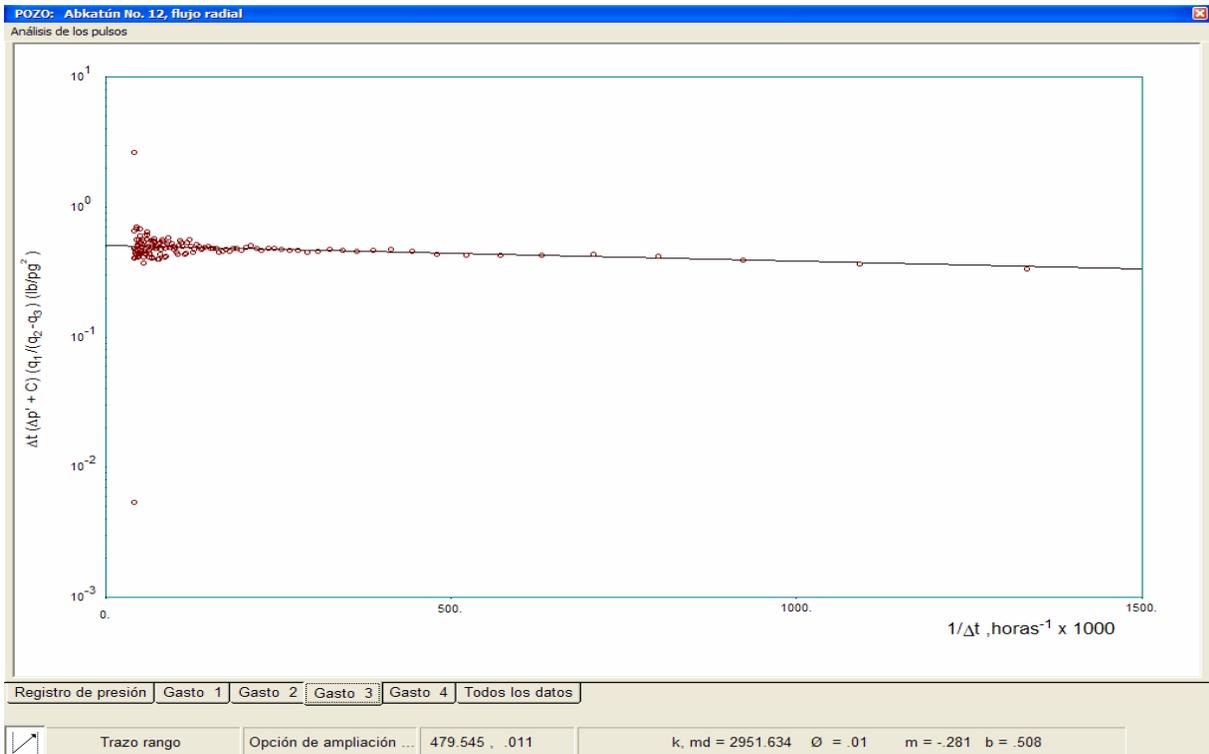


FIGURA 10-43. ANÁLISIS DEL SEGUNDO PULSO EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.

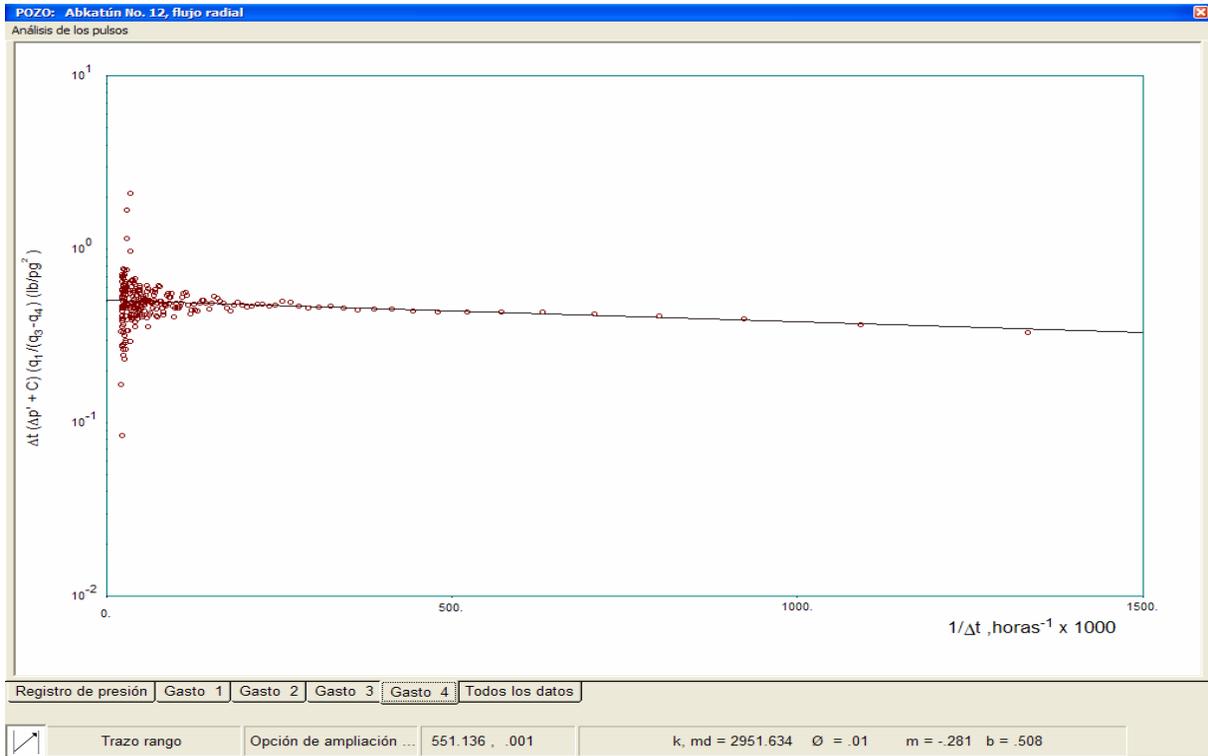


FIG. 10-44. ANÁLISIS DEL SEGUNDO CIERRE EN EL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.

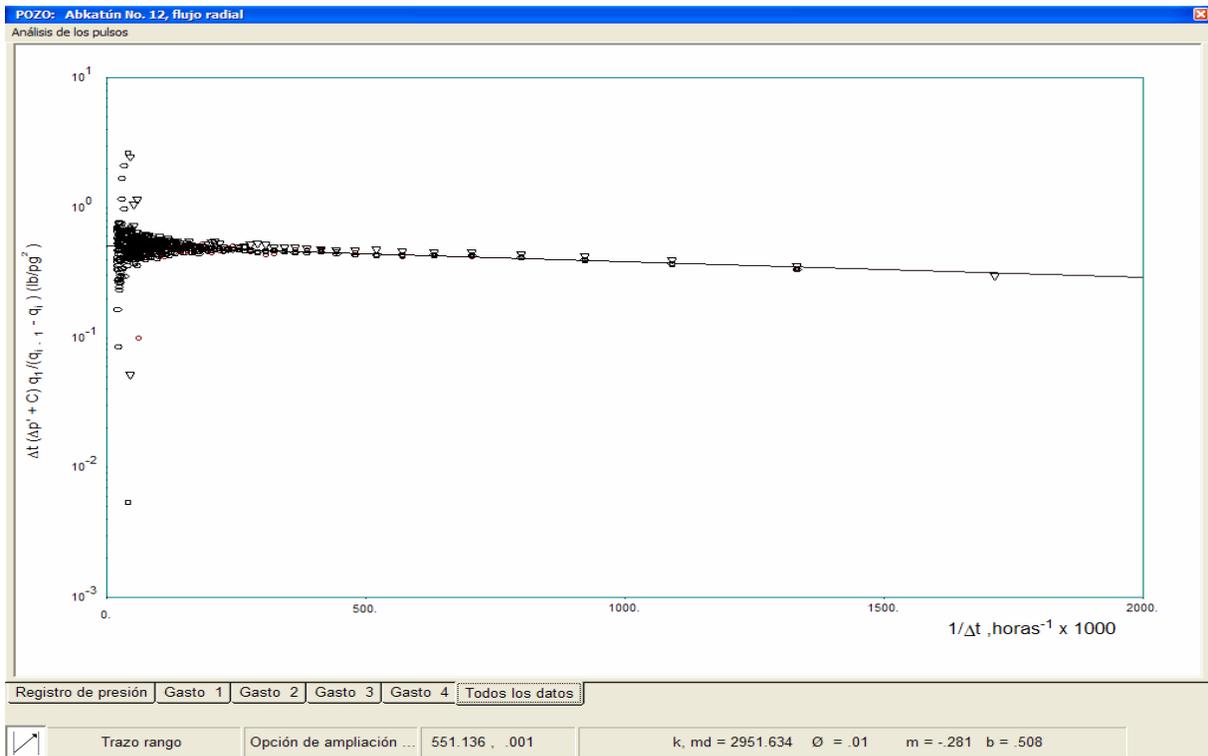


FIG. 10-45. ANÁLISIS GLOBAL DEL POZO ABKATÚN NO. 12 , EJEMPLO NO. 8.

El ejemplo del pozo Abkatún No. 12, con ruido aleatorio importante, permite enfatizar que el papel del analista es vital para suavizar correctamente la señal antes de efectuar el análisis con el método de línea recta; sin el suavizamiento adecuado los resultados encontrados están alejados por más del 50% de los valores reales para este caso específico.

d) DETECCIÓN Y POSICIONAMIENTO GEOMÉTRICO DE FALLAS IMPERMEABLES.

(9) Prueba de interferencia en dos pozos observadores cercanos a una falla impermeable

Como se comentó en el capítulo VIII, para definir la posición geométrica de una falla impermeable, es necesario tener al menos el análisis de tres pruebas de presión en las que se hayan determinado las posiciones viables de localización.

Para mostrar el uso del módulo de **INTERFERAN** que permite la detección y posicionamiento de una falla lineal impermeable y que fue explicado detalladamente en el capítulo VIII, se supone un caso sintético con dos pruebas de interferencia y una prueba de decremento de presión en el pozo activo. Los datos de las propiedades petrofísicas y de los fluidos utilizados para el campo son: espesor de 50 metros, compresibilidad total c_t igual a $1.45 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, permeabilidad de 375 md, porosidad de 12%, factor de volumen de $1.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y viscosidad del aceite de 1.56 cp.

En la Figura 10-46 se presenta la localización de la falla y de los pozos involucrados en la prueba. Observe que el pozo activo está debidamente identificado al centro y que todos los pozos tienen sus coordenadas de posicionamiento; el pozo observador 1, está en la parte izquierda a una distancia de 400 metros del pozo activo y el observador 2, a la derecha y arriba, a una distancia de 565.7 metros.

Usando **INTERFERAN** se generaron las pruebas sintéticas para los pozos observadores 1 y 2, suponiendo que el pozo activo produjo con un gasto de 500 brl/día por 100 horas.

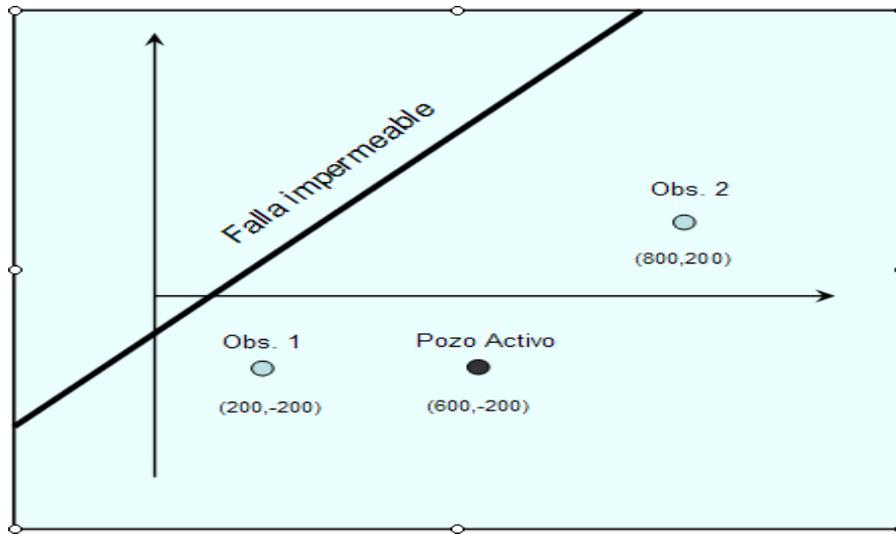


FIG. 10-46. POSICIÓN DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE DEL EJEMPLO NO.9.

Las Figuras 10-47 y 10-48 muestran el análisis por curvas tipo de los pozos observadores. Los valores de permeabilidad y porosidad estimados corresponden adecuadamente a los alimentados al simulador para generar los datos, lo cual puede leerse en los recuadros superiores izquierdos de las graficas correspondientes.

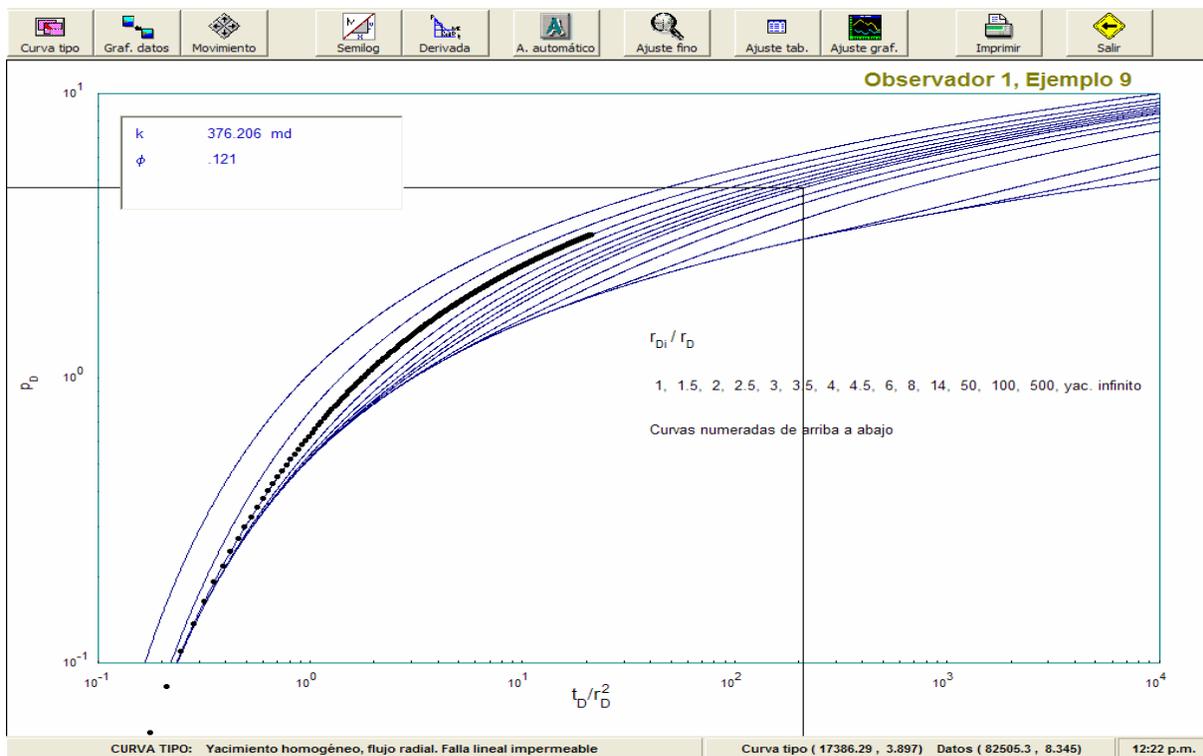


FIG. 10-47. ANÁLISIS POR CURVAS TIPO PARA EL POZO OBSERVADOR NO. 1, EJEMPLO NO. 9.

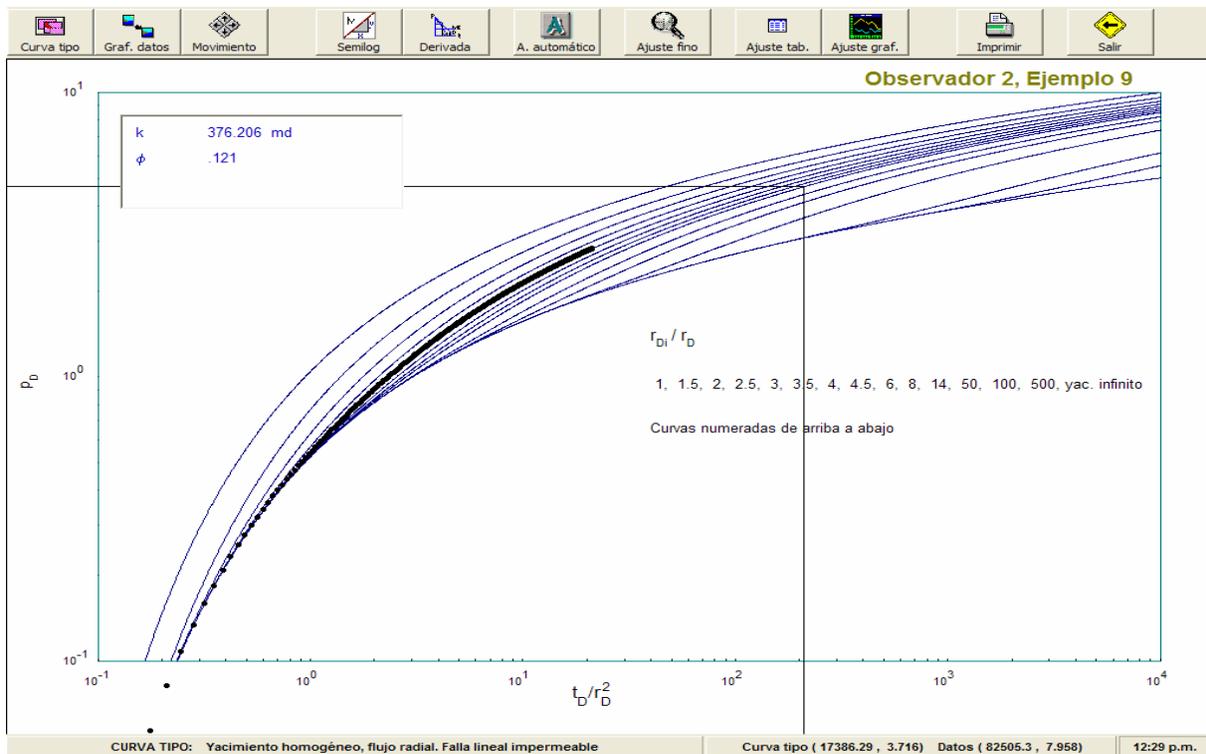


FIG. 10-48. ANÁLISIS POR CURVAS TIPO PARA EL POZO OBSERVADOR NO. 2, EJEMPLO NO. 9.

Asimismo es posible visualizar que para el pozo observador no. 1, Figura 10-48, se obtiene un valor de $r_{Di}/r_D = 2$ y para el observador no. 2, Figura 10-48, un valor de $r_{Di}/r_D = 3$.

Con la información anterior y suponiendo que existe una prueba de decremento en el pozo activo que detecta la falla impermeable a una distancia de 1935.15 pies, se alimentó el módulo de **INTERFERAN** de posicionamiento geométrico de fallas impermeables, obteniendo como resultado la pantalla de salida que se presenta en la Figura 10-49; en el recuadro de la derecha se puede leer la información de la localización de los pozos en pies, la distancia detectada a la falla en la prueba de decremento, así como los resultados del análisis de las pruebas de interferencia.

El círculo en azul, el cual aparece con forma de elipse por la distorsión de las escalas de dibujo, representa las posiciones posibles de la falla estimadas por medio de la interpretación de la prueba de decremento, mientras las elipses las posiciones viables

definidas a través de los resultados de las pruebas de interferencia. La posición de la falla estimada en forma automática por **INTERFERAN** se presenta dibujada en la parte izquierda de esta Figura 10-49 haciendo coincidir la recta tangente con las dos elipses y el círculo al mismo tiempo; asimismo, es posible observar en el recuadro inferior izquierdo las características de la recta, su pendiente igual a 3.7, la ordenada al origen de -524.96 pies y el ángulo de inclinación con la horizontal de 74.87 grados.

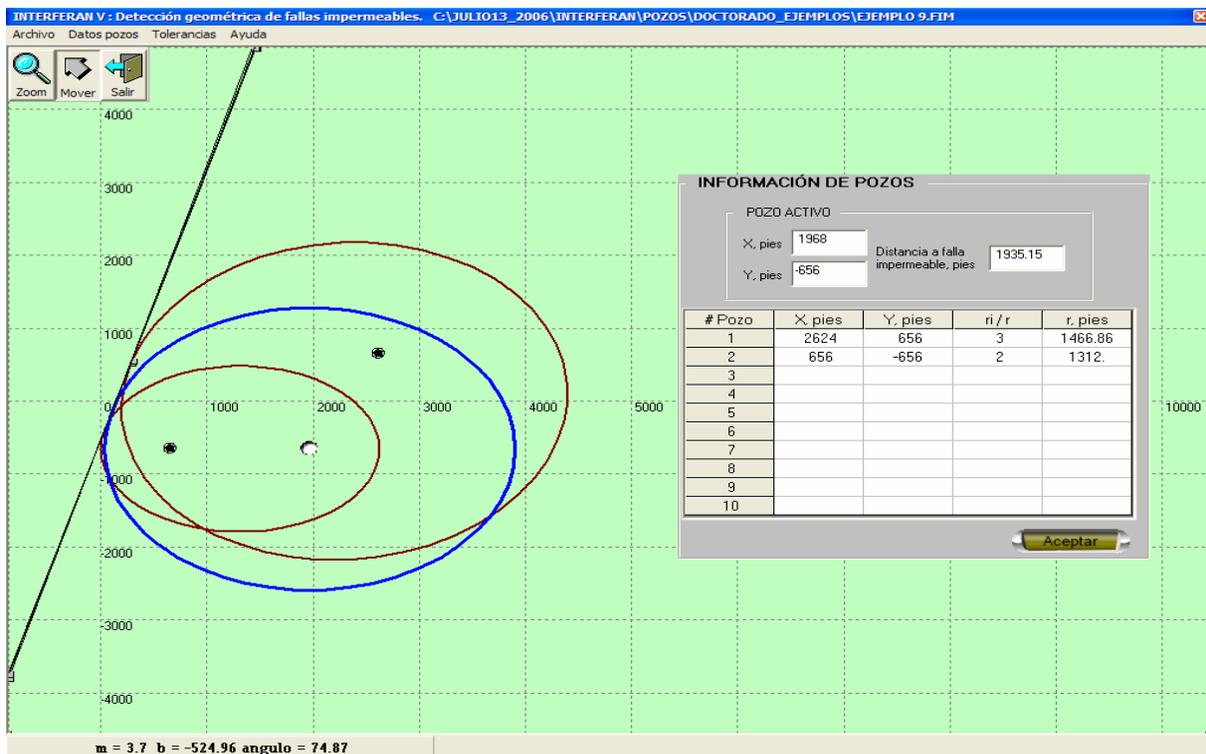


FIG. 10-49. ESTIMACIÓN DEL POSICIONAMIENTO GEOMÉTRICO DE LA FALLA, EJEMPLO NO. 9.

A medida que se van capturando los datos en el recuadro, “Información de pozos”, se inicia la estimación de la posición en forma gráfica, esto es, al finalizar la introducción de la información se presenta la salida en pantalla presentada en la Figura 10-49; en este caso el tiempo de análisis llevó menos de dos minutos.

Se concluye que los resultados alcanzados en la interpretación de las pruebas de interferencia, en los pozos observadores 1 y 2, así como en el posicionamiento de la falla impermeable concuerdan satisfactoriamente con los utilizados para generar los

datos de presión; lo anterior corrobora satisfactoriamente el funcionamiento adecuado de las ecuaciones de interpretación y las rutinas del programa de cómputo así como la versatilidad de **INTERFERAN**.

e) ANÁLISIS DE LA SEÑAL DESUPERPUESTA.

(10) Prueba de interferencia con efectos de una tendencia de presión.

El último ejemplo del capítulo, considera una prueba de interferencia sintética en un yacimiento con efectos de depresionamiento presentes durante la medición, debidos a la producción histórica del campo.

Los datos de las propiedades petrofísicas y de los fluidos utilizados son: espesor de 90 metros, compresibilidad total c_t igual a $1.0 \times 10^{-6} \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$, permeabilidad de 150 md, porosidad de 20%, factor de volumen de $1.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y viscosidad del aceite de 1.2 cp.

Se utilizó un valor de tendencia de depresionamiento de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\Delta p_{tendencia} = 0.052 t + 0.0001 t^2, \quad (X.1)$$

donde el tiempo “ t ” esta expresado en horas y Δp en lb/pg^2 .

La distancia entre el pozo activo y el de observación se definió de 400 metros y la producción del pozo activo se mantuvo en 1000 brl/día por 300 hrs.

Durante el análisis se consideró como primera instancia, el ajuste por regresión no-lineal sin considerar una tendencia de presión obteniéndose valores de $k = 17.77 \text{ md}$ y $\phi = 0.35$, los cuales están muy alejados de los valores reales. La Figura 10-50 muestra el ajuste logrado para los datos del pozo, pudiendo observarse visualmente que el ajuste es deficiente entre los datos calculados por el simulador, en color azul, y los alimentados a **INTERFERAN**, en color negro y con círculos.

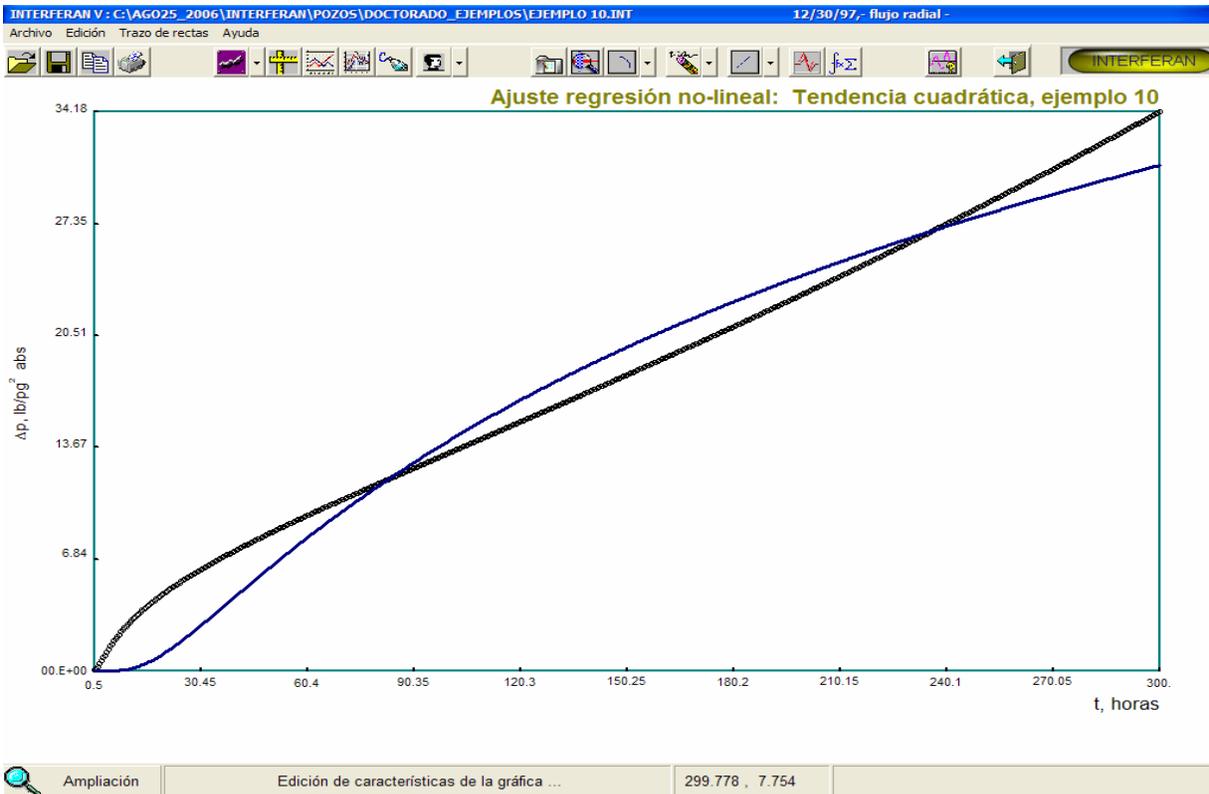


FIG. 10-50. ANÁLISIS DE LA PRUEBA CON RNL SIN CONSIDERAR LA TENDENCIA DE PRESIÓN, EJEMPLO NO. 10.

Como segundo intento se procedió a efectuar el análisis considerando la tendencia de presión de tipo cuadrática usando la curva tipo con el grupo “*N*” correspondiente. En la Figura 10-51 puede observarse el ajuste automático y los valores de permeabilidad y porosidad que concuerdan satisfactoriamente con los utilizados para generar la prueba de interferencia.

Finalmente, para verificar la presencia de una tendencia de depresionamiento no-lineal en los datos se ejecutó en **INTERFERAN** la opción correspondiente, resultando en la salida gráfica que se muestra en la Figura 10-52. Puede corroborarse en la línea de color verde el tipo de tendencia incluida en los datos así como su ecuación estimada independientemente al análisis de la prueba en la parte superior izquierda; nuevamente puede comprobarse que los valores corresponden adecuadamente con los supuestos en la ecuación (X.1), asegurando la calidad del análisis.

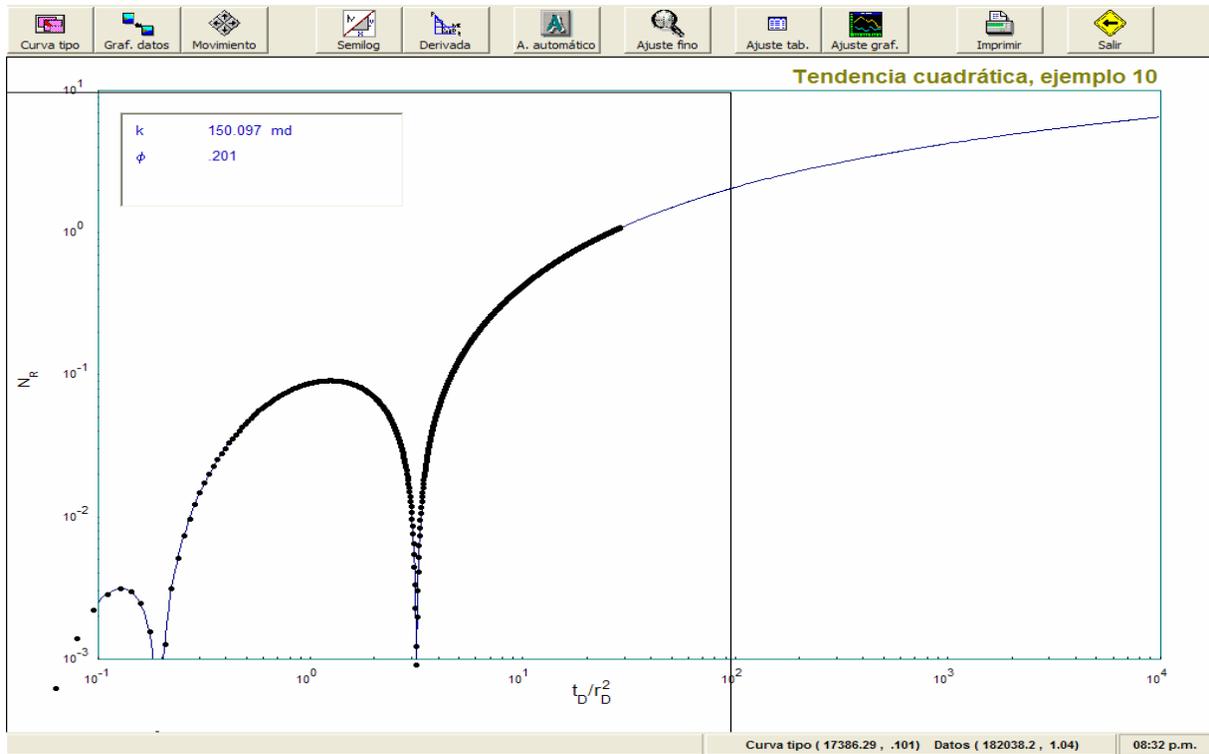


FIG. 10-51. ANÁLISIS DE LA PRUEBA CON LA CURVA TIPO DEL GRUPO “N” CUADRÁTICA, EJEMPLO NO. 10.

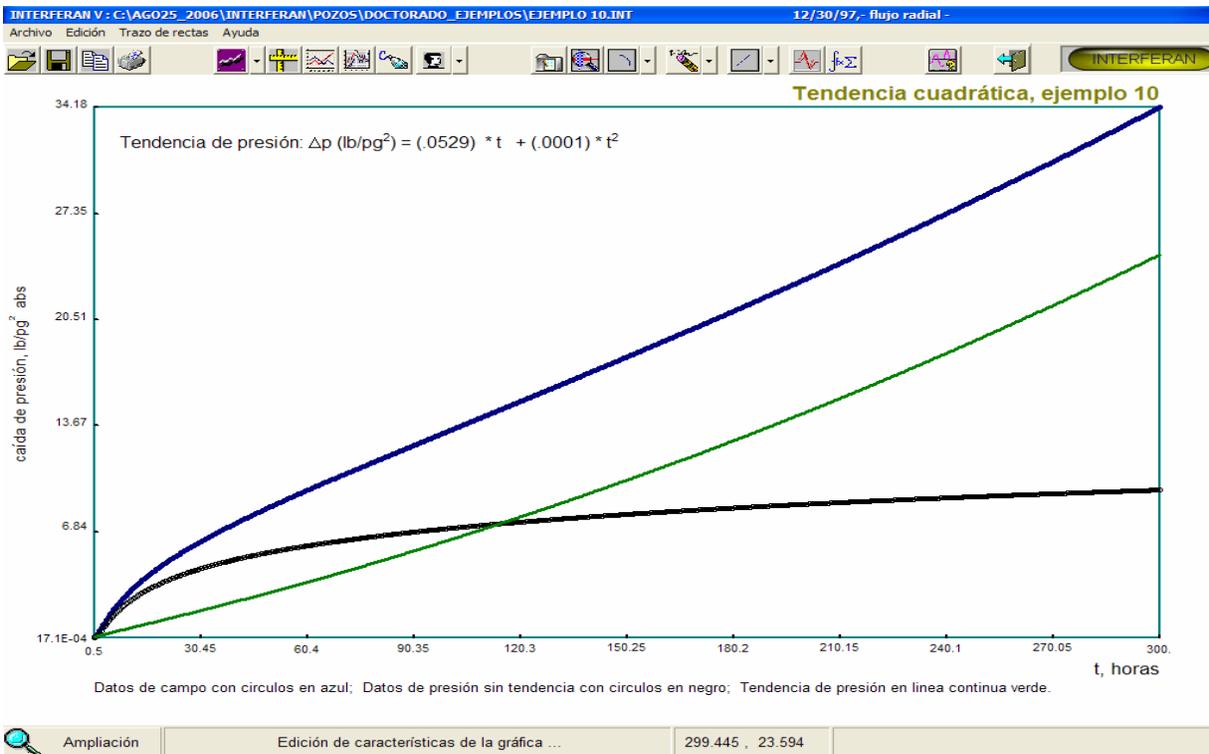


FIG. 10-52. GRÁFICA DE DESUPERPOSICIÓN DE TENDENCIAS DE PRESIÓN, EJEMPLO NO. 10.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El propósito principal de esta tesis ha sido el coadyuvar para obtener una mejor caracterización dinámica de los yacimientos petrolíferos a partir de pruebas de pozos múltiples. En primera instancia, aportando nuevas técnicas de análisis para pruebas de interferencia y pulsos, más robustas a las publicadas en la literatura, y en segundo término proporcionando a los especialistas en el área, con herramientas computacionales de uso amigable para el análisis de la variación de los datos de presión contra tiempo.

A través de la lectura del trabajo se constata la importancia de las pruebas de pozos múltiples en la caracterización dinámica de los yacimientos, que finalmente tiene su impacto consecuente en los procesos de eficiencia y productividad en la explotación de los hidrocarburos.

Es indudable que el reto de las circunstancias externas e internas del país acrecientan la necesidad de redoblar esfuerzos en todos los ámbitos, en especial en el terreno del desarrollo tecnológico y la aplicación de la ingeniería, motores del desarrollo de México; sirva el presente trabajo como una pequeña muestra de esta clase de esfuerzos y también como motivador de las nuevas generaciones de ingenieros petroleros.

Con base en los resultados encontrados durante la investigación se pueden establecer las conclusiones siguientes:

- 1) Se estableció una metodología general para el análisis automático de pruebas transitorias de presión, basada en el ajuste por Curvas Tipo, que permite resolver el problema inverso de estimación de parámetros pozo-yacimiento de una forma más rápida, con la ventaja respecto a las técnicas publicadas, de no estar afectada por datos no representativos del sistema yacimiento-pozo.
- 2) El procedimiento es general y puede aplicarse a todos los tipos de pruebas de presión existentes. Esta metodología se prevé se convertirá en el estándar en los programas de cómputo a nivel internacional, ya que supera con gran eficiencia a los métodos de regresión no-lineal actualmente en uso, en tiempo de cómputo así como en la convergencia hacia soluciones congruentes con la realidad física en campo.
- 3) La correlación automatizada "**NHÉS**" permite:
 - a) Realizar una comparación o ajuste en forma rápida y eficiente de los datos reales de presión con todas las familias de curvas tipo existentes (Yacimientos Homogéneos, Fracturados, etcétera.)
 - b) Eliminar la ambigüedad o imprecisión al comparar visualmente datos reales con las curvas tipo, debido a la gran semejanza gráfica de las curvas tipo en cada familia.
 - c) Considerar curvas intermedias a las presentadas comúnmente en la literatura, con lo cual el análisis automatizado se mejora notablemente.
 - d) Analizar satisfactoriamente pruebas de presión afectadas por efectos de frontera y/o ruidos aleatorios.
 - e) Utilizarse en las diferentes actividades donde se requiere ajustar o correlacionar datos de laboratorio o campo con patrones o familias de curvas tipo.
- 4) Se desarrolló una nueva metodología de análisis de pruebas de interferencia con flujo lineal, radial y esférico para gasto variable que utiliza Curvas Tipo. Esta metodología permite el análisis de pruebas de campo que actualmente no tienen una interpretación posible con la técnica de curvas tipo. La aportación:

- a) Mejora la calidad de los resultados obtenidos al permitir el estudio global de los datos de campo en pruebas que consideran “n” pulsos; es importante mencionar que como caso particular, también es posible aplicarla a pruebas de interferencia con un sólo gasto.
 - b) Supera las técnicas de regresión no-lineal comúnmente usadas hoy en día, en las que es necesario plantear un vector de incógnitas al inicio del proceso, que tienen problemas de convergencia y que requieren realizar una gran cantidad de operaciones matemáticas.
- 5) Se presentó una técnica que elimina los efectos de tendencias de presión lineales y cuadráticas debidas a la producción de los pozos del yacimiento, antes y después de la prueba de interferencia.

Las nuevas funciones de presión “N”, permiten analizar las pruebas de pozos múltiples eliminando automáticamente la tendencia de presión en el yacimiento, lo cual mejora la calidad de los resultados obtenidos, con repercusiones económicas importantes, ya que evita la necesidad de registrar la presión en los pozos observadores durante varias horas antes del inicio de la prueba, para definir adecuadamente la tendencia de presión.

Se determinó que a medida que las mediciones de presión son más continuas desde tiempos cortos, la definición de la interpretación mejora notablemente; esta conclusión se explica por la necesidad del cálculo numérico de la integral ponderada de los datos de campo.

- 6) Se desarrolló una técnica de análisis para pruebas de pulsos que permite colocar todos los datos de presión en una línea recta de fácil interpretación. Con la pendiente y ordenada al origen es posible estimar valores de capacidad de flujo y almacenamiento de la formación productora. Se planteó una metodología de análisis que considera las geometrías de flujo radial, lineal y esférica en el yacimiento.

La técnica tiene la potencialidad de mejorar la calidad de los resultados al permitir el estudio global de los datos de campo en pruebas que consideran “n” pulsos.

Permite un análisis exhaustivo de la información de campo. Las ecuaciones generales de interpretación desarrolladas para las geometrías de flujo lineal y esférico, representan una opción nueva de estudio para los casos bajo estas geometrías de flujo.

Puede usarse confiablemente, ya que la teoría de análisis fue probada satisfactoriamente para su aplicación eficiente e inmediata.

- 7) Se diseñaron y construyeron rutinas de cómputo para la determinación automática de la detección y definición de la posición geométrica de barreras impermeables.

La detección y posicionamiento geométrico de fallas impermeables en los yacimientos petrolíferos, es vital para desarrollar en forma adecuada el plan de explotación, y las pruebas transitorias de presión constituyen una herramienta poderosa para determinar las fallas geológicas y posicionarlas.

- 8) Se definieron nuevas reglas de análisis, para detectar en la señal desuperpuesta del modelo básico los diferentes componentes, esto es, efectos debidos a condiciones de frontera, marea, ruido introducido por la sonda, etcétera.
- 9) Se diseñó, desarrolló y validó un programa de cómputo versátil denominado **INTERFERAN**, que permite la manipulación eficiente de los datos de campo, y la aplicación eficiente y fácil de las técnicas desarrolladas durante la investigación doctoral, incluyendo también las más comunes publicadas en la literatura técnica.

Como *conclusión general* se resume que los nuevos procedimientos de análisis, enriquecen los mecanismos tradicionales de estudio para las pruebas de interferencia y pulsos, lo que coadyuva a una mejor caracterización dinámica de los yacimientos. Asimismo, se posiciona a **INTERFERAN** como una herramienta de gran utilidad, validada con cientos de pruebas generadas sintéticamente, publicadas en la literatura técnica y de campo de yacimientos en México, para el diseño y análisis de pruebas de pozos múltiples.

Como *recomendación general* se plantea efectuar un diseño riguroso de la prueba para determinar a priori las características de los sensores de presión, los resultados en las mediciones por la producción de los pozos vecinos al área de prueba, los efectos de las fronteras y las consecuencias de la marea. Durante el análisis es importante considerar información de la geología, geofísica así como de pruebas anteriores y la aplicación de todas las técnicas disponibles, para validar el análisis incluyendo el estudio de la señal desuperpuesta o variación no explicada.

Aunque las aportaciones técnicas han sido expuestas, es importante hacer notar que los beneficios económicos pueden ser muy significativos y clasificados en dos rubros: ahorros del orden de miles de dólares al reducir el tiempo de análisis y el incremento en la confiabilidad de los resultados obtenidos, que se usan en los simuladores de yacimientos para definir las alternativas de explotación de los yacimientos, lo cual puede representar ganancias adicionales del orden de millones de dólares.

REFERENCIAS

1. Theis, C.V.: "The Relation Between the Lowering of The Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge of Well Using Groundwater Storage", *Trans., Amer. Geophys. Union* (1935) 16,519.
2. Johnson, C. R., Greenkorn, R. A., Woods, E. G.: "Pulse-Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Wells", artículo SPE 1519, *JPT* (Diciembre 1966) 1599-1604; *Trans. AIME*, 237.
3. Kamal, M. M.: "Interference and Pulse Testing - A Review", artículo SPE 10042, *JPT* (Diciembre 1983) 2257-2270.
4. Martínez Romero, Néstor: "Nuevos Procedimientos para la Caracterización Dinámica de Yacimientos Petroleros, a Partir del Análisis de Pruebas de Interferencia", presentado en el XXXVI Congreso de la AIPM, Mérida 1999.
5. Padmanabhan, L., "Welltest – A Program for Computer-Aided Analysis of Pressure Transients Data from Well Tests", artículo SPE 8391, 54th Annual Fall Meeting, Las Vegas, Septiembre 23-26,1979.
6. Martínez-Romero, Néstor: "Desarrollo de una Técnica de Regresión, para el Análisis Automático de Pruebas de Presión: Aplicación al Campo Abkatún", XXIV Congreso Anual de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, 1986.
7. El-Khatib, N. A. F.: "Pulse Test Analysis By Nonlinear Regression", artículo SPE 17129, enviado para evaluación ("unsolicited"), Julio 23, 1987.
8. Roland N. Horne: "*Modern Well Test Analysis. A Computer-aided Approach*". PETROWAY, INC., Palo Alto, Ca. (1990).
9. Xuri Huang, Mohan Kelkar: "Integration of Dynamic Data for Reservoir Characterization in the Frecuency Domain", artículo SPE 36513, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition en Denver, Colorado, 6-9 de Octubre de 1996.
10. Martínez-Romero, Néstor y Ricoy-Saldaña, Ulises: "Método de Correlación Automatizado en el Análisis de Datos de Presión con Curvas Tipo", División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Explotación, Instituto Mexicano del Petróleo, 1981.
11. Earlougher, Robert C., Jr.: "*Advances in Well Test Analysis*", Monograph Volumen 5, Society of Petroleum Engineers, (1977).
12. Ramey, H. J., Jr.: "Short Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage", *JPT*(Enero 1970) 97-104; *Trans., AIME*, 249.

13. Brigham, W. E.: "Planning and Analysis of Pulse-Tests", *JPT* (Mayo 1970) 618-624; *Trans., AIME*, 249.
14. Kamal, M. M., Brigham, W. E.: "Design and Analysis of Pulse Tests With Unequal Pulse and Shut-In Periods", *JPT* (Mayo 1976) 205-212; *Trans., AIME*, 261.
15. Vela, S. : "Effect of a Linear Boundary on Interference And Pulse Tests - The Elliptical Influence Area", artículo 5886, *JPT* (Agosto 1977) 947; *Trans., AIME*, 263.
16. Vela, Saul, McKinley, R. M.: "How Areal Heterogeneities Affect Pulse-Test Results", *SPEJ* (Junio 1970) 181; *Trans., AIME*, 249.
17. Roest, J. A., Rodríguez, R. A.: "Pulse Testing Reveals Poor Lateral and Vertical Continuity in a Reservoir Consisting of Distributy-Channel Sands", artículo 15613, presentado en la 63ava. Annual Technical Conference and Exhibition in New Orleans, LA. (Octubre 5-8, 1986).
18. Culham, W.E.: "Amplification of Pulse-testing Theory", *JPT* (Octubre 1969), artículo SPE 2509, 1245-1247.
19. El-Khatib, N.A.F.: "New Correlations for Time Lags and Pressure Response Amplitude in Pulse-test Analysis", artículo SPE 21404, presentado en el SPE Middle East Oil Show en Bahrain, (Noviembre 16-19, 1991).
20. C.S. Matthews y D.G. Russell: "*Pressure Buildup and Flow Tests in Wells*", Monograph Volume 1, SPE Henry L. Doherty Series, 1967.
21. Mueller, Thomas D. y Witherspoon, Paul A.: "Pressure Interference Effects Within Reservoirs and Aquifers", *JPT* (Abril, 1965) 471-474.
22. Miller Frank G.: "Theory of Unsteady-state Influx of Water in Linear Reservoirs", artículo 1498-G, Stanford California (Marzo 1960) 1-45.
23. A.T.Chatas: "Unsteady Spherical Flow in Petroleum Reservoirs", artículo SPE 1365, (1966).
24. Gutiérrez Ruiz, M. E. : "*Uso de Curvas Tipo en el Análisis de Pruebas de Interferencia y de un solo Pulso*", Tesis Profesional de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM (1984).
25. Lescarboursa, A. Jaime, Walter, C. Herbert: "Design and Analysis of Interference Tests", artículo 5314, presentado en la Western Regional Meeting, de la SPE en California, Ventura (Abril, 1975).
26. Djebbar Tiab y Kumar Anil: "Application of The P'_d Function to Interference Analysis", artículo SPE 6053, *JPT* (Agosto 1980), 1465-1470.

-
-
27. El-Khatib, Noaman, A. F.: "A New Approach to Interference Test Analysis", *SPE Formation Evaluation* (Diciembre 1987) 609-610.
 28. Martínez Romero, Néstor: "Nuevos Procedimientos para la Caracterización Dinámica de Yacimientos a partir de Pruebas de Pozos Múltiples", Tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería de la UNAM, 2000.
 29. Wiener, N.: "The Fourier Integral and Certain of its Applications"; Dover Publications, New Cork, 1933.
 30. Papoulis, A.: "Sistemas Digitales y Analógicos, Transformadas de Fourier, Estimación Espectral"; Marcombo Boixareau Editores, Barcelona España, 1978.
 31. Bracewell, Ron: "The Fourier Transform an Its Applications", Mc Graw-Hill Inc., 1965.
 32. Robinson, E. A.: "Geophysical Signal Analysis"; Prentice Hall, Inc., 1980
 33. Ricoy Saldaña, Ulises y Martínez Romero, Néstor: "La Deconvolución en el Análisis de Pruebas de Presión: Una Técnica Original (RIMA) y su Aplicación en el Pozo Chuc 64", artículo presentado en el XXVII Congreso de la AIPM, marzo 1989.
 34. Arroyo Carrasco, Francisco y Ricoy Saldaña, Ulises: "Diseño de Filtros Digitales para Equiparar Diferentes Tipos de Registros de Pozos", XXII Annual Logging Symposium, SPWLA, 1981.
 35. Panda, M. N., Mosha, C. y Chopra, A. K.: "Application of Wavelet Transforms to Reservoir Data Analysis and Scaling", artículo SPE 36516 presentado en la Conferencia anual y exhibición en Denver, Colorado, Oct. 1996.
 36. González Támez, F., Camacho Velásquez, R.: "Truncation De-noising in Pressure Transient Tests", artículo SPE 56422 presentado en la conferencia anual y exhibición en Houston, Texas, Oct. 1999.
 37. Soliman, M. H. y Ansah, J.: "Application of Wavelet Transform to Analysis of Pressure Transient Data", artículo SPE 71571 presentado en la Conferencia anual y exhibición en New Orleans, LA, Oct. 2001.
 38. Miller, C.C., Dyes, A. B. y Hutchinson, C. A.: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom-hole Pressure Build-up Characteristics", *Trans., AIME* (1950) 189, 91-104.
 39. Horner, D. R.: "Pressure Buildup in Wells", Proc., Third World Pet. Cong., E. J. Brill, Leiden (1951) II, 503.
-
-

-
-
40. Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R., y Ramey, H. J., Jr. : "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I Analytical Treatment", *SPEJ* (Sept. 1970) 279.
 41. Wattenbarger, R. A. y Ramey, H. J. Jr. : "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: II Finite Difference Treatment", *SPEJ* (Sept. 1970) 291.
 42. Dr. Héber Cinco Ley: "Comunicación Personal", 19.
 43. Martínez-Romero, Néstor, Cinco-Ley, Héber, Samaniego-Verduzco, Fernando y Arevalo-Benitez, Jorge : "Automated Parameter Estimation from Well Test Data Using Signal Theory", artículo SPE 92240, presentado en la 2004 SPE International Petroleum Conference in Mexico.
 44. W.J. Lee, J.B. Rollins y J.P. Spivey: "*Pressure Transient Testing*", apuntes de posgrado de la Universidad de Texas A&M, Summer 1998.
 45. Martínez-Romero, Néstor, Cinco-Ley, Héber y Samaniego-Verduzco, Fernando: "Nuevas Curvas Tipo de Gasto Variable para el Análisis de Pruebas de Pozos Múltiples", **Premio "Juan Hefferan"**, 2004. XLII Congreso Nacional de la *AIPM*, Abril 2004
 46. Kamal, M. M. y Brigham, W. E.: "The Effect of Linear Pressure Trends on Interference Tests", *JPT* (Noviembre 1975) 1383-1384.
 47. Martínez-Romero, Néstor: "*La Caracterización Dinámica, un Factor Clave para la Administración de los Yacimientos Petrolíferos*". Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería, (Feb. 16, 2003)
 48. Abramowitz, Milton y Stegun, Irene: "*Handbook of Mathematical Functions*", Dover Publications, Inc., New York, 1965.
 49. Martínez-Romero, Néstor, Samaniego-Verduzco Fernando: "Desarrollo de una Nueva Técnica para el Análisis de Pruebas de Interferencia y Pulsos con Flujo Radial, Lineal y Esférico", **Premio "Juan Hefferan"** 2001. XL Congreso Nacional de la *AIPM*, Abril 2001.
 50. Martínez-Romero, Néstor, Samaniego-Verduzco Fernando: "Advances in the Analysis of Pressure Interference Tests". Proceedings, Twenty-Six Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford California, Enero 29-31, 2001.
 51. Gray, K. E.: "Approximating Well-to-Fault Distance From Pressure Buildup Tests", *JPT* (Julio 1965) 761-67
-
-

-
-
52. Martínez-Romero, Néstor y Cinco-Ley Héber: "Detection fo Linear Impermeable Barriers by Transient Pressure Analysis", artículo SPE 11833 presentado en el 1983 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Salt Lake City, Mayo 23-25.
53. Tiab, D. y Crichlow, H. B.: "Pressure Analysis of Multiple-Sealing Fault Systems and Bounded Reservoirs by Type-Curve Matching", *SPEJ* (Dic. 1979) 378-92.
54. Doung Anh, N. : "A Straight-Line Approach to Determine the Distance to Barriers", SPE 17917, *SPE Production Engineering*, (Feb. 1990) 66-69.
55. Abbaszadeh, Maghsood y Cinco Ley, Héber: "Pressure-Transient Behavior in a Reservoir with a Finite-Conductivity Fault", *SPEFE* (Mar. 1995)26; *Trans., AIME*, **299**.
56. M. Abbaszadeh, K. Asakawa, Cinco-Ley H.: "Interference Testing in Reservoirs with Conductive Faults or Fractures", *SPE Reservoir Eval. & Eng.*, Vol. 3, No. 5, Oct. 2000
57. Vela, S: "Effect of a Linear Boundary on Interference and Pulse Tests – The Elliptical Influence Area", *JPT* (Agosto 1977) 947; *Trans., AIME*, 263
58. Martínez-Romero, Néstor, Samaniego-Verduzco Fernando y Arévalo Villagrán, Jorge: "Programa de Cómputo para la Detección y Posicionamiento Geométrico de Fallas Geológicas", XLIII Congreso Nacional del *AIPM*, Abril 2005
59. Arditty, Patricia C. y Ramey, Henry J. Jr.: "Response of a Closed Well-Reservoir System to Stress Induced by Earth Tides". Artículo SPE 7484 presentado en la conferencia anual y exhibición en Houston, Texas, Oct. 1978.
60. González Taméz, Federico: "*Filtro para ruido de truncamiento en pruebas de variación de presión*". Tesis de Maestría en Ingeniería Petrolera. Facultad de Ingeniería, UNAM. Abril 2000.
61. Eric Chang, Abbas Firoozabadi: "Tidal-Force-influenced pressure transients for estimating compressibility in a Fractured Reservoir." artículo SPE 56437 presentado en la Conferencia Anual y exhibición en Houston, Texas, Oct. 1999.
62. Wannell M.J. y Morrison S.J., "Vertical Permeability Measurement in New Reservoirs Using Tidal Pressure Changes", Artículo SPE 20532 presentado en la conferencia anual y exhibición en New Orleans, Lousiana, Sep. 1990.
63. Brigham, E. O.: "*The Fast Fourier Transform*", Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall, Inc. (1974), 252 p.
64. Gerald, C.F. y Wheatley, P.O., "*Análisis Numérico con Aplicaciones*", 6ª Edición, Ed. Pearson Education, México, 2000. p. 238.
-
-

-
-
65. Secretaría de Marina, Predicción de Mareas, Estación mareográfica Cd. del Carmen, Campeche.
Página WEB: http://www.semarmar.gob.mx/%7Ehidrocart/grafnum/grafnum_cdcarmen.htm.
66. Página WEB: http://en.wikipedia.org/wiki/Tide#Tidal_physics
67. Información proporcionada por la United Kingdom Hydrographic Office (UKHO); entidad del gobierno de la Gran Bretaña parte del Ministerio de Defensa.
"Página WEB: <http://easytide.ukho.gov.uk/EasyTide>
68. Erling P. Bergerøð Aase, Tom A. Jelmert, Sven A. Vik, "Tide effects removed from well tests", *Oil & Gas Journal*, Mayo 1995.
69. Earlougher, R. C., Jr. Y Kersch, K. M.: "Field Examples of Automatic Transient Test Analysis", *JPT* (Oct. 1972) 1271-1277.
70. Tsang, C. F., McEdwards, D. G., Narashiman, T. N. y Witherspoon, P. A.: "Variable Flow Well Test Analysis by Computer Assisted Matching Procedure", artículo SPE 6547, presentado en la 47th reunión regional de California del SPE, Bakersfield, Cal., Abril 13-15, 1977.
71. Rosa, A. J. y Horne, R. N.: "Automated Type-Curve Matching in Well Test Analysis Using Laplace Space Determination of Parameters Gradients", artículo SPE 12131, presentado en la 58th conferencia técnica anual de la SPE, San Francisco, Cal., Oct. 5-8, 1983.
72. Barua, J., Kucuk, F. y Gomez-Angulo, J.: "Application of Computers in the Analysis of Well Tests from Fractured Reservoirs", artículo SPE 13662, presentado en la 55th reunión regional de California del SPE, Bakersfield, Cal., Marzo 27-29, 1985.
73. Barua, J. y Horne, R. N.: "Improved Estimation Algorithm for Automated Type-Curve analysis of Well Test Data", artículo SPE 14255, presentado en la 60th conferencia técnica anual del SPE, Las Vegas, Nev., Sept. 22-25, 1985.
74. Gringarten, A. C.: "Computer-Aided Well Test Analysis", artículo SPE 14099, presentado en la reunión internacional de Ingeniería Petrolera del SPE de 1986, Beijing, China, Marzo 17-20, 1986.
75. Mc Vay, D. A., Hill N. C., Lancaster, S. A., Lee, W. J, y Holditch, S. A.: "Interactive Well Test Analysis Using Microcomputers", artículo SPE 15311, presentado en el Simposio de Aplicación de las Microcomputadoras en la Industria Petrolera de 1986, SilverCreek, CO., Junio 18-20, 1986.
-
-

-
-
76. Martínez Romero, Néstor y Ricoy Saldaña, Ulises: "Sistema de Análisis de Pruebas de Presión en Pozos Petroleros (SAPP)", presentado en el XXV Congreso de la AIPM, Oaxaca, Oax., abril 1987.
 77. Ricoy Saldaña, Ulises y Martínez Romero, Néstor: "La Teoría de Señales en el Análisis de Pruebas de Presión", presentado en el XXXIII Congreso de la AIPM, Veracruz, Ver., Mayo 1995.
 78. Ramey, H. J.: "Interference Analysis for Anisotropic Formations – A case History". *JPT* (Octubre 1975) 1290-1298; Trans. AIME, 259.
 79. Economides, J. Michael, Ogbe, O. David: "How to Analyze Interference Well Tests", *World Oil* (Julio-Septiembre-Octubre 1987) 38-42, 54-57, 71-76.
 80. Martínez Romero, N., Salgado Castro, H., León Ventura, R., Rodríguez de la Garza, F., Antúnez Uribe, E., Flores Cortes, S.: "Análisis de las Pruebas de Presión Registradas en el Campo Abkatún del 15 al 28 de Agosto de 1984", Reporte interno Instituto Mexicano del Petróleo, 1984.
 81. Cinco Ley, H., Macias Chapa, L., Samaniego Verduzco, F. y Morales Gil, C.: "Analysis of Well Tests Affected by a Pressure Trend", Artículo SPE 20554, presentado en la Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA. (Sept. 23-26, 1990).
 82. Falade, G. K. y Brigham, W. E.: "The Reciprocity Principle in Fluid Flow Through Porous Media", Artículo SPE 7655.

APÉNDICE A

PRINCIPIO DE RECIPROCIDAD EN PRESENCIA DE FALLAS IMPERMEABLES

De acuerdo con Falade y Brigham⁸², en su artículo “The Reciprocity Principle in Fluid Flow Through Porous Media”, el principio de reciprocidad, cuando es aplicado al flujo de fluidos a través de medios porosos, se establece como:

El cambio de presión en el pozo de observación “A” debido a la producción “q” del pozo activo “B” es idénticamente igual al cambio de presión en el pozo “B” si el pozo “A” se produjera con el mismo gasto “q” por el mismo período de tiempo.

Esto significa que el pozo observador y el activo pueden intercambiarse obteniéndose los mismos resultados, lo cual puede tener implicaciones económicas debidas a costos operacionales en la selección de los pozos; desafortunadamente el principio de reciprocidad no es válido en forma general para todos los casos de pruebas transitorias de presión debido a las heterogeneidades de la formación.

El objetivo de este apéndice es verificar la validez del principio de reciprocidad en una prueba de interferencia en dos pozos cercanos a una falla impermeable.

Para la demostración, se supone un yacimiento homogéneo, isotrópico, isotérmico de espesor constante y se considera flujo radial. La ecuación de interpretación es:

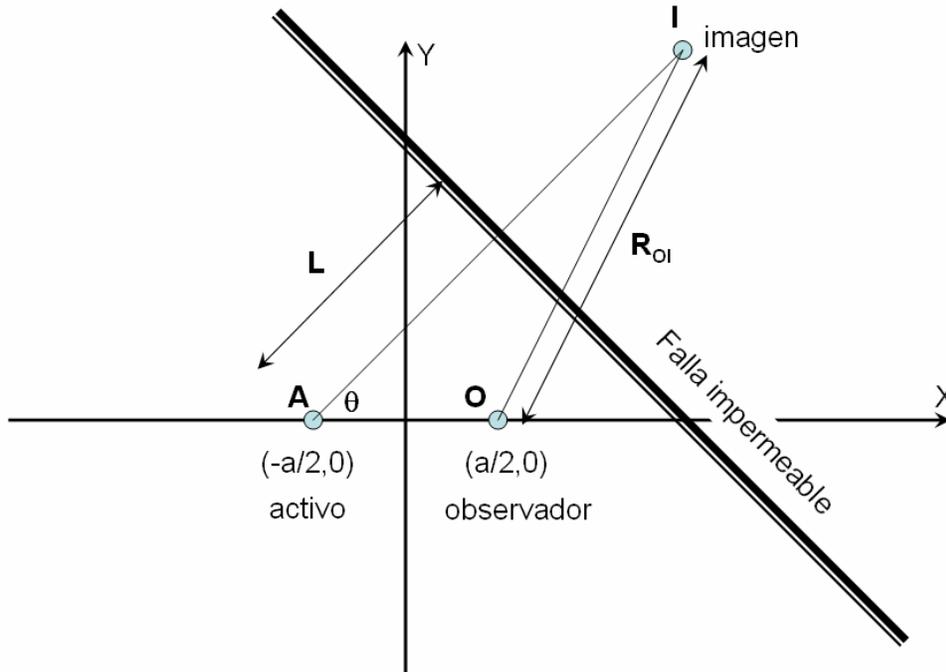
$$p_{DO}(t_D) = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_D} \right) + \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_{DI}^2}{4t_D} \right), \quad (A1.1)$$

donde, el primer término considera la producción del pozo activo y el segundo la de un pozo imagen, que está localizado a una distancia R_{oi} del pozo observador; este pozo imagen genera matemáticamente la falla impermeable .

La ecuación puede reescribirse como:

$$p_{DO}(t_D) = p_{DA}(t_D, r_D) + p_{DI}(t_D, r_{DOI}) . \tag{A1.2}$$

Considere la situación planteada en la Figura A1-1, donde el pozo observador esta localizado en las coordenadas $(a/2,0)$ y el activo en $(-a/2,0)$. Suponga que la distancia, medida en forma perpendicular, del pozo activo a la falla impermeable es “ L ”; entonces la distancia del pozo activo al pozo imagen es “ $2L$ ”. Note que “ θ ” es el ángulo que forma la recta AI con la horizontal.



L: distancia del pozo activo a la falla
 R_{OI} : distancia del pozo observador al pozo imagen

FIG. A1-1. POSICIÓN GEOMÉTRICA DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE, CASO BASE.

La distancia entre el pozo observador y el pozo imagen puede estimarse usando la ecuación siguiente:

$$R_{oi} = \sqrt{(2L \cos(\theta) - R)^2 + (2L \sin(\theta))^2}, \tag{A1.3}$$

donde R = distancia entre el pozo activo y el observador.

La ecuación (A1.2) puede entonces reescribirse como:

$$p_{DO}(t_D) = p_{DA}(t_D, R / r_{wo}) + p_{DI}(t_D, R_{oi} / r_{wo}). \tag{A1.4}$$

Si intercambiamos los pozos, esto es que el activo se convierta en el observador y viceversa, tenemos la situación planteada en la Figura A1-2, donde " L_1 ", es la distancia del pozo activo a la falla y " θ_1 " es el ángulo que forma la recta AI con la horizontal.

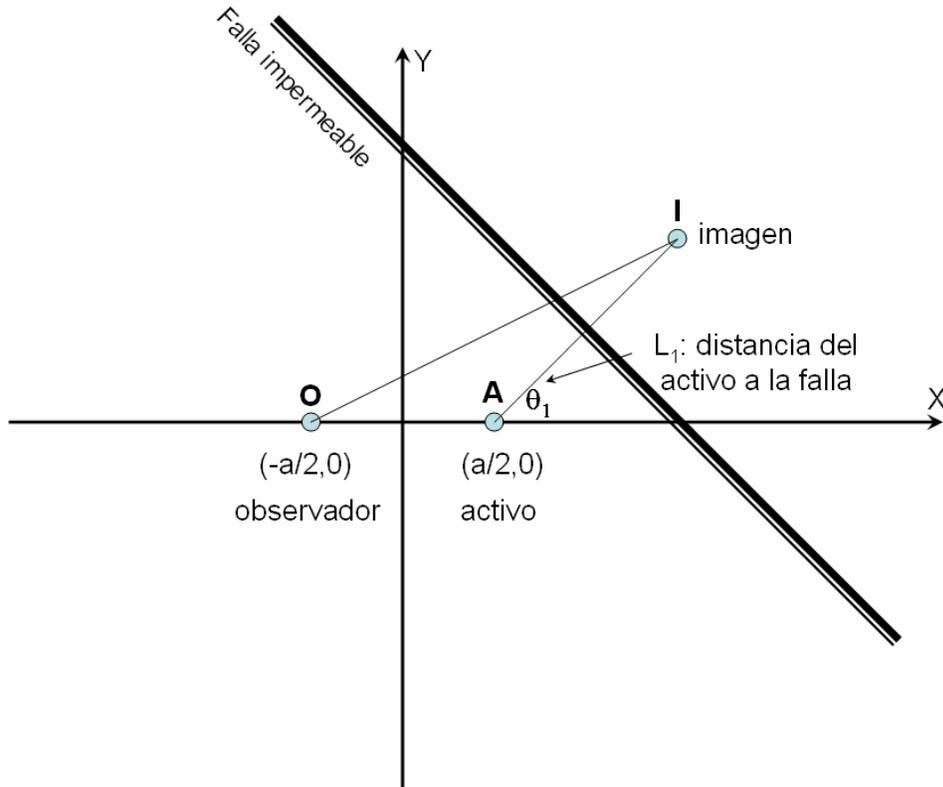


FIG. A1-2. POSICIÓN GEOMÉTRICA DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE, AL INTERCAMBIAR LOS POZOS.

En esta situación, la distancia entre el pozo observador y el pozo imagen, R_{OI} , puede estimarse como:

$$R_{OI} = \sqrt{(2L_1 \cos(\theta_1) + R)^2 + (2L_1 \text{sen}(\theta_1))^2} . \quad (\text{A1.5})$$

Para estimar la caída de presión en el pozo observador debido al pozo activo y la falla impermeable, sigue siendo válida la ecuación (A1.4) considerando la definición de R_{OI} de la expresión (A1.5).

Debido a que sólo el segundo término de la ecuación (A1.4) cambia al intercambiar los pozos, entonces para que se cumpla el principio de reciprocidad se requiere que las ecuaciones (A1.3) y (A1.5) sean iguales

$$(2L \cos(\theta) - R)^2 + (2L \text{sen}(\theta))^2 = (2L_1 \cos(\theta_1) + R)^2 + (2L_1 \text{sen}(\theta_1))^2 . \quad (\text{A1.6})$$

Esto se cumple sólo en una situación específica: si los pozos observador y activo están ubicados a la misma distancia de la falla impermeable, esto es, $L=L_1$; para que esto se logre, la línea que une los pozos observador y activo, y la línea que representa la falla impermeable, deben ser paralelas. En este caso los ángulos θ y θ_1 son iguales y pueden tomar valores de $\pi/2$ ó $3\pi/2$.

Como los pozos activo y observador no deben estar separados por la falla impermeable, el escenario cuando $\theta=\theta_1$ y $L=L_1$ no se considera por su imposibilidad física; este caso supone la falla impermeable localizada geoméricamente a la mitad de los pozos y perpendicular a la línea que los une.

Analizaremos ahora la situación de considerar los pozos activo y observador alineados en una línea perpendicular a la falla impermeable, como en la Figura A1-3. Sorprendentemente, para este escenario no importa cual sea el pozo activo,

ya que la distancia entre el pozo observador y el imagen es igual; ya que $\theta = 0$ y $\cos(0) = 1$ y $\sin(0) = 0$, la ecuación A1.5 se convierte en:

$$R_{oi} = \sqrt{(2L_1 + R)^2} = 2L_1 + R. \quad (\text{A1.7})$$

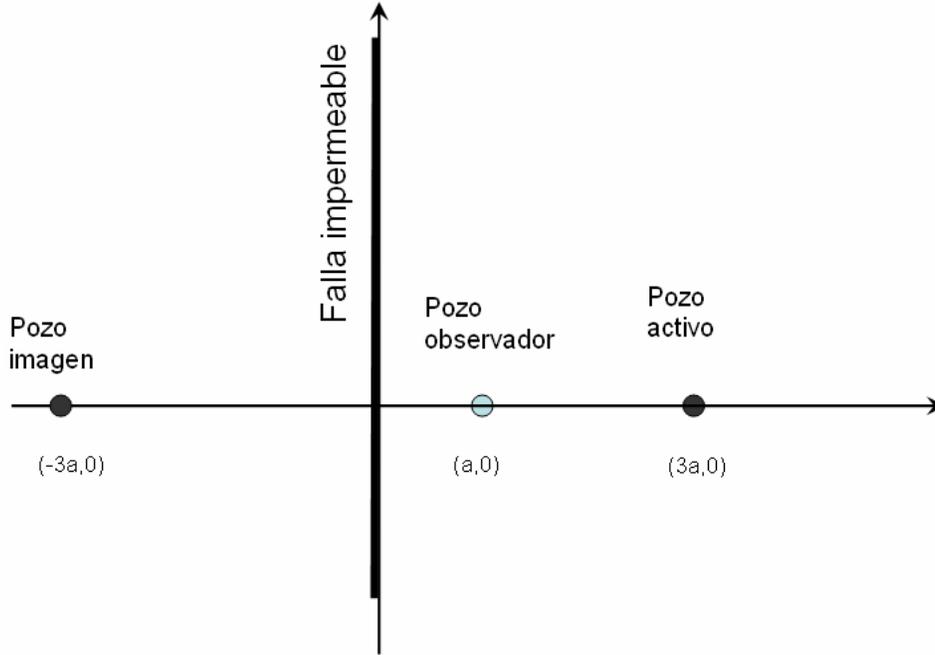


FIG. A1-3. POZOS ACTIVO Y OBSERVADOR ALINEADOS A UNA RECTA PERPENDICULAR A LA DIRECCIÓN DE LA FALLA IMPERMEABLE.

Se concluye que el principio de reciprocidad en general no se cumple, a menos que los pozos activo y observador estén a la misma distancia perpendicular de la falla impermeable, o que estén alineados a una recta perpendicular a la dirección de la falla impermeable, situaciones particulares muy difíciles de tener en campo. Si el yacimiento es anisotrópico y heterogéneo el principio de reciprocidad no es válido.

Sí el objetivo de la prueba de pozos múltiples es detectar una falla impermeable, ¿Cómo deben seleccionarse los pozos activo y observador, para disminuir el tiempo de prueba?

Considerando las ecuaciones (A1.3) y (A1.5), debemos estimar su valor numérico para el caso específico de campo y seleccionar como pozo activo aquel que permita un valor menor de R_{O1} , ya que esto significa que detectaremos a un menor tiempo el efecto de la frontera en el registro de presión de la prueba y con una caída de presión mayor.

Con la finalidad de observar las consecuencias de la selección del pozo activo, a continuación se considera el análisis del ejemplo 9, capítulo 10. En la Figura A1-4 se muestran las posiciones de los pozos en el caso base; todas las coordenadas están en pies y los ángulos en grados.

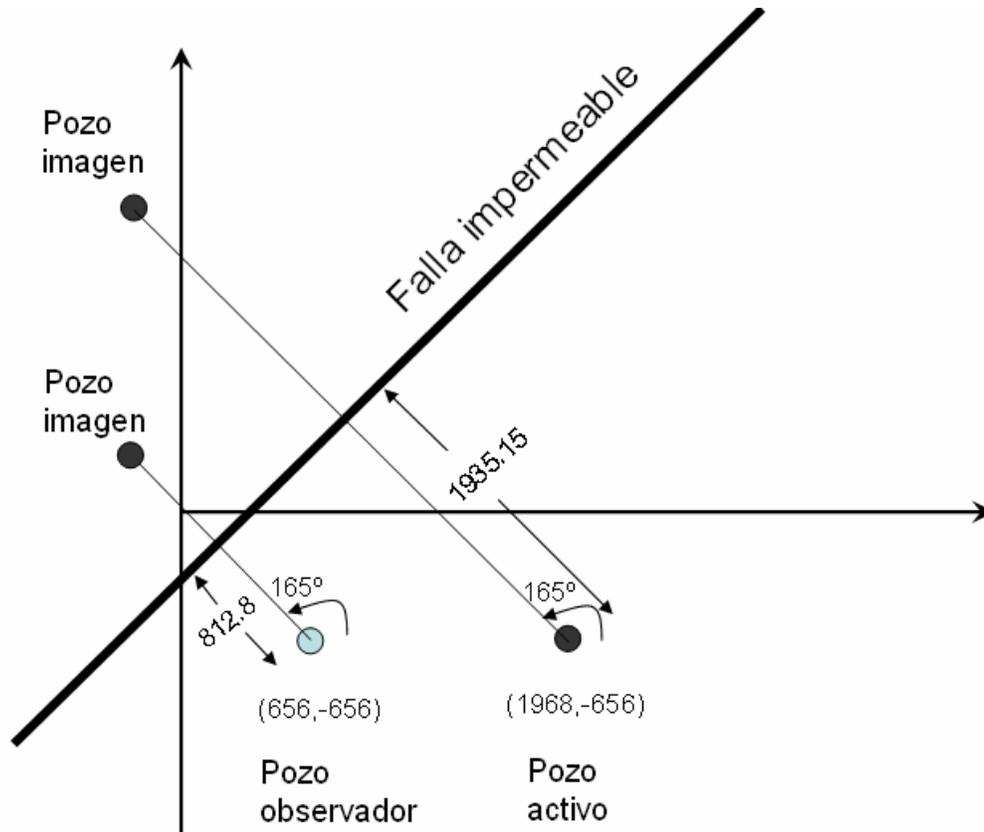


FIG. A1-4. POSICIÓN DE LOS POZOS Y LA FALLA IMPERMEABLE DEL EJEMPLO NO.9, CAPÍTULO 10.

La distancia perpendicular de la falla impermeable al pozo activo es de 1935.15 pies; el ángulo que forma la línea del pozo activo al imagen θ es de 165° y la

distancia entre pozos, R igual a 1312 pies. Utilizando la ecuación (A1.5), se estima una distancia del pozo observador al pozo imagen igual a 2625 pies.

Intercambiando los pozos observador y el activo, se mantiene un ángulo θ_1 de 165° y se tiene un valor de $L = 812.8$ pies, pudiendo notarse que esta es una distancia 2.38 menor que en el caso base. Utilizando la ecuación (A1.3) se estima una distancia del pozo observador al pozo imagen de 2912.75 pies.

Como el caso base reporta un valor de R_{OI} de 2625 pies, menor que el de 2912.75 pies en el del intercambio, se concluye que el pozo activo debe mantenerse tal como se muestra en la Figura A1-4 (caso base), con la finalidad de detectar en forma más temprana la falla impermeable, y poder registrar una caída de presión mayor durante la prueba.

En la Figura A1-5, se muestra el comportamiento de la caída de presión para el caso de que no existiera falla, curva inferior. Bajo la consideración de la presencia de una falla impermeable, el escenario con el intercambio de pozos observador y activo, curva intermedia y el caso base en la curva superior. La menor caída de presión se observa cuando no existe falla impermeable y para este caso el principio de reciprocidad es válido; esto significa que no importa cual sea el pozo activo de los dos en prueba. El tiempo de atraso, esto es el período en el que se sienten los efectos de frontera, en forma práctica es el mismo para el caso base y el del intercambio, aproximadamente de 2.2 horas; este valor se estima a partir del momento que los datos de presión se apartan del escenario sin falla (curva inferior).

Es importante hacer notar que la lógica dictaría que deberíamos seleccionar como pozo activo el que este más cerca de la falla, lo cual para este caso no se cumplió.

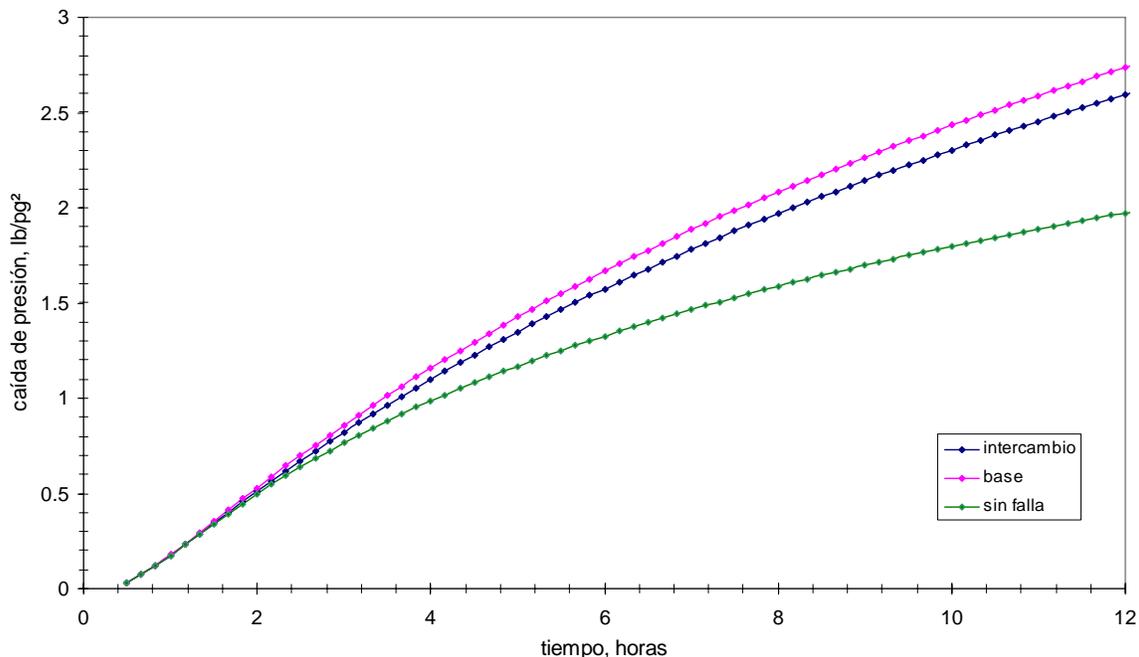


FIG. A1-5. COMPARACIÓN DE LAS RESPUESTAS DE PRESIÓN PARA LOS CASOS ANALIZADOS.

Finalmente, se hace hincapié que los resultados de permeabilidad, porosidad y el posicionamiento geométrico de la elipse de posiciones posibles de la falla impermeable se mantienen iguales, sin verse afectados por la selección del pozo activo. Sin embargo, por cuestiones de economía de la prueba y de calidad del estudio de los datos de campo, se exhorta a los analistas a seguir las recomendaciones alcanzadas en éste apéndice.

NOMENCLATURA

<i>A</i>	Intersección en la técnica de El-Khatib
<i>B</i>	Factor de volumen, Vol. @ c.y./ Vol. @ c.e.
<i>b</i>	Pendiente en la técnica de El-Khatib; ancho del yacimiento con flujo lineal, pies
<i>C</i>	Variable usada en técnica de línea recta con derivada
C_{XY}	Correlación matemática o cruzada de las funciones “X” y “Y”
$C(u)$	Correlación de funciones
C_D	Coeficiente de almacenamiento adimensional
c.e.	Condiciones estándar: $p = 14.7 \text{ lb/pg}^2$ y $t = 60^\circ$ Fahrenheit
c.y.	Condiciones de yacimiento
c_t	Compresibilidad total, $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
c_1	Coordenada “x” del centro de simetría de la elipse
c_2	Coordenada “y” del centro de simetría de la elipse
d_i	Parte fraccionaria en la representación de números en las computadoras
<i>e</i>	2.7182
E_1	Integral exponencial, $E_1(x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = -E_i(-x)$
<i>erf</i>	Función error, $erf(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-u^2} du$
<i>erfc</i>	Función error complementaria, $erfc(x) = 1 - erf(x)$
<i>FFT</i>	“Fast Fourier Transform”, Transformada rápida de Fourier
<i>f</i>	frecuencia
<i>h</i>	Espesor neto de la formación, pies
<i>i</i>	representación para números imaginarios
I_c	Integral de los datos de campo, $I_c = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \Delta p d\tau$
II_c	Integral doble de los datos de campo, $II_c = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} \Delta p d\tau d\tau$
<i>k</i>	Permeabilidad, md
k_H	Permeabilidad horizontal, md
k_V	Permeabilidad vertical, md
<i>log</i>	logaritmo, base 10
<i>ln</i>	logaritmo natural, base $e = 2.7182\dots$
<i>L</i>	longitud; distancia entre pozo observador y activo en flujo lineal, pies
<i>m</i>	Pendiente de la gráfica semilogarítmica t contra Δp
$m_{m\acute{a}x}$	Pendiente máxima en gráfica cartesiana de t contra Δp
m'	Pendiente en la técnica de El-Khatib
<i>N</i>	Grupo de presión adimensional

N_L	Grupo de presión para flujo lineal
N_R	Grupo de presión para flujo radial
N_S	Grupo de presión para flujo esférico
n	Número de cambios de gasto
P_c	Función de ajuste en la calibración del sensor de presión
p	Presión en cualquier punto del yacimiento, lb/pg ²
p_i	Presión al inicio de la prueba; condición inicial en el yacimiento, lb/pg ²
p_D	Presión adimensional
p_{DA}	Presión adimensional en el pozo activo
p_{DI}	Presión adimensional en el pozo imagen
p_{Dm}	Presión adimensional de ajuste en técnica de ajuste por curvas tipo
p_{DO}	Presión adimensional en el pozo observador
p'_D	Derivada de la presión adimensional respecto al tiempo adimensional
$p_{m\acute{a}x}$	Valor máximo de presión en gráfica de t contra $\frac{\partial p}{\partial t}$
p_{wf}	presión de fondo fluyendo, lb/pg ²
q	Gasto, brl/día (a c.s. para el sistema inglés de unidades y a condiciones de yacimiento para el sistema Darcy)
Q	Producción acumulada antes de la prueba
R	Distancia entre pozo observador y activo, flujo radial y esférico, pies
r	Distancia radial, pies
r_D	Radio adimensional
r_{Di}	Radio adimensional basado en la distancia entre el pozo observador y el pozo imagen.
r_w	Radio del pozo
S	Coefficiente de almacenamiento de la formación, pies/lb/pg ²
TE	Eficiencia de marea, adimensional
t	Tiempo, horas
t_m	Tiempo de ajuste en técnica de ajuste por curvas tipo
t_D	Tiempo adimensional
t'_D	Tiempo adimensional a 1 hora, $t'_D = \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right)_{1hr} = \frac{\beta k}{\phi \mu c_t r^2}$
t_{Dm}	Tiempo adimensional de ajuste en técnica de ajuste por curvas tipo
$t_{m\acute{a}x}$	Valor máximo de tiempo en gráfica de t contra $\frac{\partial p}{\partial t}$
t_{pD}	Tiempo de producción adimensional
t_x	Tiempo de intersección en gráfica cartesiana t contra Δp , horas
T	Transmisibilidad, md-pies
U	Desplazamiento entre curvas
$X(t)$	Anti-transformada de Fourier; Función que representa un registro de presión
x	Coordenada; Distancia en un medio lineal, pies
x_D	Distancia adimensional, flujo lineal
$Y(f)$	Transformada de Fourier
y	Coordenada; Transformada de Boltzmann
z	Coordenada; variable usada en cambio de variables para integración

α, β	Constantes de conversión: $\alpha = 141.2$ $\beta = .0002637$
$\chi = \frac{-r_D^2}{4t_{DR}}$	Variable usada para flujo radial
$\chi_L = \frac{x_D^2}{4t_{DL}}$	Variable usada para flujo lineal
$\chi_S = \frac{r_D^2}{4t_{DS}}$	Variable usada para flujo esférico
∇^2	Operador Laplaciano
$\varepsilon(z)$	Error de ajuste polinomial
Δp	Caída de presión, lb/pg ²
Δp_m	Caída de presión de ajuste en técnica de curvas tipo
$\Delta p_r'$	Derivada $\frac{\partial \Delta p_r}{\partial t}$
Δt	Tiempo transcurrido a partir del último cambio de gasto, horas
ϕ	Porosidad, fracción
θ	Ángulo
ϕ	Ángulo en coordenadas esféricas
γ	Constante de Euler = 1.78
$\eta = \frac{k}{\phi \mu c_t}$	Coefficiente de difusión hidráulica, (md)-(lb/pg ²) / (cp)
η_1	Pendiente de la tendencia lineal de presión
η_2	Coefficiente del término cuadrático de la tendencia de presión
η_D	Tendencia de presión adimensional
η_i	Coefficientes de la ecuación de tendencia de presión
λ	Coefficiente de flujo interporoso
π	Constante = 3.14159
μ	Viscosidad, cp
σ	Ángulo usado en posicionamiento de fallas impermeables
τ	Variable de integración
ω	Relación de almacenamiento fractura-matriz
∞	Simbolo de infinito

Subíndices y Superíndices

<i>A</i>	Activo
<i>D</i>	Adimensional
<i>i</i>	Condiciones iniciales
<i>L</i>	Lineal
<i>O</i>	Observador
<i>R</i>	Radial
<i>S</i>	Esférico
<i>w</i>	Medido en el pozo

SISTEMAS DE UNIDADES

Parámetro	Sistema Darcy	Sistema Inglés (Práctico de campo)
α	$1/2\pi$	141.2
β	1	0.0002637
k	Darcy	mD
h, r, R	cm	pie
q	cm ³ /seg @ c.y.	Brl/día @ c.e.
B	-	Vol. @ c.y./Vol. @ c.e.
μ	cp	cp
t	seg	hr
ϕ	fracción	fracción
c_t	atm ⁻¹	(lb/pg ²) ⁻¹