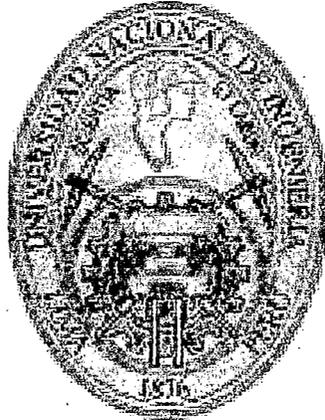


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍA INDUSTRIAL Y DE SISTEMAS  
SECCIÓN DE POSGRADO**



**APLICACIONES POTENCIALES DE LA  
INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LA INDUSTRIA DE  
LOS HIDROCARBUROS: DESARROLLO DEL  
SISTEMA EXPERTO EXPRESION v.1.2**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN:  
INGENIERÍA DE SISTEMAS**

**YURI JAVIER CCOICCA PACASI**

**LIMA - PERÚ**

**2012**

**Digitalizado por:**

**Consortio Digital del  
Conocimiento MebLatam,  
Hemisferio y Dalse**

**APLICACIONES POTENCIALES DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN LA  
INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS: DESARROLLO DEL SISTEMA  
EXPERTO EXPRESION v.1.2**

---

No está permitida la reproducción total o parcial de esta tesis, ni su tratamiento informático, ni la transmisión de ninguna forma o por cualquier medio, ya sea electrónico, mecánico, por fotocopia, por registro u otros métodos, sin el permiso previo y por escrito del titular del Copyright.

**DERECHOS RESERVADOS © 2012** respecto a la 1ra. Edición por **YURI J. CCOICCA P.**

IMPRESO EN PERÚ – PRINTED IN PERU

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa sus agradecimientos al Comité de Administración de Recursos Energéticos (CAREC) del Ministerio de Energía y Minas por la subvención de becario por 18 meses para este trabajo de tesis, al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONCYTEC), a Graña y Montero Petrolera (GMP) por el soporte en el área de ingeniería de reservorios a cargo del Ing. Victor Salirrosas Cueva y al Profesor Thomas Blasingame, PhD de la University of Texas A&M, por proporcionarme desinteresadamente materiales del curso de Well Testing, que él dicta en los programas de Msc y PhD en Ingeniería de Petróleo de esta prestigiosa universidad de los EEUU. Asimismo agradezco a mi asesor de tesis, José Portillo Campbell, PhD, docente de mi alma mater, por su apoyo y facilidades en el área académica y a todos los profesores del Posgrado de la Facultad de Ingeniería Industrial y de Sistemas de la Universidad Nacional de Ingeniería, que me forjaron personal y profesionalmente y con disposición a asumir retos en el transcurso de mi vida profesional.

Dios existe  
y nos regala un sol nuevo cada día  
solo tenemos que levantar la cara  
para sentirlo en la frente  
abrir los ojos para verlo.

El sol está colgado del cielo  
esperándonos,  
con un poco de amor en cada mano  
lo podemos alcanzar,  
solo es cuestión de aprender a volar.

Todos somos ángeles de una sola ala  
y la única manera de volar,  
es abrazándonos los unos con los otros.

Abrazados fuerte, fuerte,  
fuerte, muy fuerte...

## **DEDICATORIA**

Para mí amada y recordada madre **PAULINA**, mi eterna maestra, quien a pesar de perder hace 2 años la batalla contra el Linfoma no Hodking, me enseñó como la fe en Dios y la voluntad personal combinados con el amor sincero hacen verdaderos milagros.

## ÍNDICE

<b>PORTADA</b> .....	i
<b>DEDICATORIA</b> .....	ii
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	iii
<b>ÍNDICE</b> .....	iv
<b>DESCRIPTORES TEMÁTICOS</b> .....	xvi
<b>RESUMEN</b> .....	xvii
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	xviii
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>MARCO METODOLÓGICO</b>	
1.1 Tema.....	20
1.2 Planteamiento del Problema.....	20
1.3 Antecedentes.....	20
1.4 Fundamentación del Problema.....	20
1.4 Definición del Problema.....	21
1.5 Objetivos.....	21
1.5.1 Objetivo general.....	21
1.5.2 Objetivos específicos.....	21
1.6 Justificación del Problema.....	21
1.7 Delimitación del Problema.....	23
1.7.1 Delimitación temporal.....	23
1.7.2 Delimitación conceptual.....	23
1.8 Formulación de la Hipótesis.....	23
1.8.1 Hipótesis general.....	23
1.8.2 Hipótesis específica N°1.....	23
1.8.3 Hipótesis específica N°2.....	23
1.8.4 Identificación de variables.....	23

1.8.4.1 Hipótesis general.....	23
1.8.4.1.1 Variable independiente.....	23
1.8.4.1.2 Variable dependiente.....	23
1.8.4.2 Hipótesis específica N°1.....	23
1.8.4.2.1 Variable independiente.....	23
1.8.4.2.2 Variable dependiente.....	23
1.8.4.3 Hipótesis específica N°2.....	23
1.8.4.3.1 Variable independiente.....	23
1.8.4.3.2 Variable dependiente.....	23
1.8.5 Operacionalización de las variables.....	24
1.8.5.1 Hipótesis general.....	24
1.8.5.2 Hipótesis específica N°1.....	24
1.8.5.3 Hipótesis específica N°2.....	24
1.8.6 Muestreo.....	25

## **CAPITULO 2 MARCO TEÓRICO**

### **2.1 INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

2.1.1 Introducción.....	26
2.1.2 Estado del arte.....	26
2.1.3 Definición de Inteligencia Artificial.....	29
2.1.4 Objetivos.....	30
2.1.5 Clasificación por niveles.....	31
2.1.6 Ramas de la Inteligencia Artificial.....	32
2.1.7 Tecnologías impactantes en la industria del petróleo.....	32
2.1.7.1 Sistemas Expertos (Expert Systems).....	33
2.1.7.2 Lógica Difusa (Fuzzy Logic).....	33
2.1.7.3 Redes Neurales Artificiales (Artificial Neural Networks).....	34
2.1.7.4 Algoritmos Genéticos (Genetic Algorithms).....	35
2.1.8 Aplicaciones en la industria petrolera.....	36

### **2.2 SISTEMAS EXPERTOS**

2.2.1 Introducción.....	37
2.2.2 Características.....	38
2.2.3 Fortalezas y debilidades.....	38
2.2.4 Participantes en el desarrollo de un Sistema Experto.....	39

2.2.5	Búsqueda en el espacio de estados.....	40
2.2.6	Búsqueda heurística.....	43
2.2.7	Métodos heurísticos.....	44
2.2.7.1	El nivel constructor.....	44
2.2.7.2	El nivel conceptual.....	44
2.2.7.3	El nivel cognoscitivo.....	44
2.2.8	Arquitectura de los Sistemas Expertos.....	44
2.2.8.1	Motor de Inferencia.....	45
2.2.8.2	Base de conocimientos.....	46
2.2.8.3	Interface de usuario.....	46
2.2.8.4	Base de hechos.....	46
2.2.8.5	Interface de desarrollo.....	46
2.2.9	Modelos de representación del conocimiento.....	46
2.2.9.1	Reglas de producción.....	47
2.2.9.2	Redes semánticas.....	48
2.2.9.3	Frames.....	49
2.2.9.4	Lógica de Predicados.....	50
2.2.9.5	Ternas O-A-V.....	51
2.2.9.6	Scripts.....	51
2.2.9.7	Híbridos.....	53
2.2.10	Formas Básicos de construcción del motor de inferencia.....	53
2.2.10.1	Encadenamiento hacia delante (orientado a datos).....	53
2.2.10.2	Encadenamiento hacia atrás (orientado a objetivos).....	53
2.2.10.3	Encadenamiento hacia atrás mejorado.....	53
2.2.11	El Conocimiento es Poder.....	54
<b>2.3</b>	<b>PRUEBA DE POZOS (WELL TESTING)</b>	
2.3.1	Introducción.....	55
2.3.2	Estado del arte.....	57
2.3.3	Objetivos de las Pruebas de Pozo.....	60
2.3.3.1	Exploración.....	60
2.3.3.2	Caracterización de reservorios.....	60
2.3.3.3	Ingeniería de producción.....	61
2.3.4	Aspectos prácticos respecto a las pruebas de pozo.....	62
2.3.5	Metodología actual de análisis de prueba de pozos.....	63
2.3.6	El problema del análisis de la señal.....	66

2.3.7	El problema inverso.....	68
2.3.8	Clasificación de los reservorios.....	69
2.3.8.1	Reservorios homogéneos.....	70
2.3.8.2	Reservorios heterogéneos.....	70
2.3.8.2.1	Reservorios con comportamiento de doble porosidad.....	70
2.3.8.2.1.1	Reservorios naturalmente fracturados o fisurados.....	72
2.3.8.2.1.2	Reservorios compuestos.....	75
2.3.8.2.1.3	Reservorios multiestratificados con flujo cruzado.....	77
2.3.8.2.1.4	Pozos con penetración parcial.....	80
2.3.8.2.2	Reservorios con comportamiento de doble permeabilidad.....	82
2.3.8.2.2.1	Reservorios multiestratificados sin flujo cruzado.....	82
2.3.8.2.3	Reservorios con comportamiento de triple porosidad.....	83
2.3.9	Metodologías de interpretación.....	83
2.3.9.1	Método convencional.....	83
2.3.9.2	Matcheo de la curva tipo.....	84
2.3.9.3	Derivada de la presión.....	86
2.3.9.3.1	Algoritmo de la diferenciación.....	88
2.3.9.4	Regresión no lineal.....	90
2.3.9.4.1	Métodos de regresión no lineal.....	91
2.3.10	Tipos de prueba de pozos.....	93
2.3.10.1	Single-Well Tests.....	93
2.3.10.1.1	Flow Testing.....	93
2.3.10.1.2	Buildup Testing.....	94
2.3.10.1.3	Injectivity Testing.....	94
2.3.10.1.4	Fallof Testing.....	95
2.3.10.2	Multiple-Well Tests.....	95
2.3.10.2.1	Interference Testing.....	96
2.3.10.2.2	Pulse Testing.....	96
2.3.11	Regímenes de flujo.....	96
2.3.11.1	Flujo radial.....	97
2.3.11.2	Flujo lineal.....	97
2.3.11.3	Flujo bilineal.....	97
2.3.11.4	Flujo esférico.....	97
2.3.11.5	Comportamiento volumétrico.....	98

2.3.12	Diseño de prueba de pozos.....	98
2.3.13	Seleccionando el tipo de prueba.....	99

## **2.4 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS Y IDENTIFICACIÓN DEL MODELO DE RESERVORIO**

2.4.1	Introducción.....	101
2.4.2	Coeficiente de almacenamiento de pozo.....	101
2.4.3	Permeabilidad y Skin.....	102
2.4.4	Distancia a la frontera cerrada.....	104
2.4.5	Distancia a la frontera de presión constante.....	106
2.4.6	Distancia a la frontera falla.....	107
2.4.7	Razones de almacenabilidad y transmisibilidad.....	108
2.4.8	Procedimiento paso a paso para identificar los regímenes de flujo.....	109

## **CAPITULO 3 TÓPICOS AVANZADOS**

### **INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS**

#### **3.1 EFECTOS DE LA ANISOTROPÍA DE LA PERMEABILIDAD Y ESTRATIFICACIÓN SOBRE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBA DE POZOS**

3.1.1	Introducción.....	113
3.1.2	Anisotropía de la permeabilidad.....	113
3.1.2.1	El sistema equivalente isotrópico.....	114
3.1.2.2	Pozos verticales.....	115
3.1.2.3	Pozos hidráulicamente fracturados.....	116
3.1.3	Estratificación.....	117
5.3.1	Flujo cruzado de formación.....	119
5.3.2	Reservorios commingled.....	120
5.3.3	Factores skin de capas desiguales.....	122
5.3.4	Presiones iniciales de capa desigual.....	122

#### **3.2 INTERPRETACIÓN DE PRUEBA DE POZOS EN RESERVORIOS LIMITADOS**

3.2.1	Introducción.....	123
3.2.2	Buildup versus Drawdown.....	123
3.2.3	Modelos de Reservoirio.....	123
3.2.1	Pozo en un Reservoirio Infinite-Acting.....	123
3.2.2	Pozo Cercano a una Falla Sellante.....	124
3.2.3	Pozo Cercano a un Límite Lineal de Presión Constante.....	125

3.2.4 Pozo en un Canal.....	126
3.2.5 Pozo entre dos Fallas Sellantes que se Interceptan.....	127
3.2.6 Pozo en un Área de Drenaje Circular Cerrado.....	127
3.2.7 Pozo en un Área de Drenaje Rectangular Cerrado.....	128
3.2.8 Pozo con una Frontera Circular a Presión Constante.....	129
3.2.9 Pozo en un Reservorio Compuesto Radial.....	130
<b>3.3 INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA EN PRUEBAS DE POZOS</b>	
3.3.1 Introducción de la geología.....	131
<b>3.4 ERRORES EN LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE POZOS</b>	
3.4.1 Ingreso de Data errada.....	136
3.4.1.1 Fuentes de error.....	137
3.4.1.1.1 Análisis de registros.....	138
3.4.1.1.2 Propiedades de fluido.....	138
3.4.1.1.3 Otros datos de entrada.....	139
3.4.1.2 Efectos de los errores sobre los resultados de la interpretación.....	141
3.4.1.2.1 Viscosidad.....	141
3.4.1.2.2 Porosidad y compresibilidad.....	141
3.4.1.2.3 Espesor neto.....	142
3.4.1.2.4 Régimen de flujo y factor de volumen de formación.....	142
3.4.1.2.5 Radio de hueco de pozo.....	142
3.4.2 Ambigüedades en el análisis de prueba de pozos.....	142
3.4.2.1 Modelos de flujo de reservorio.....	143
3.4.2.2 Experimentando con ploteos teóricos.....	144
3.4.2.3 Revisando algunas pautas.....	146
<b>INGENIERÍA DEL CONOCIMIENTO</b>	
<b>3.5 ASPECTOS PRÁCTICOS ACERCA DE LOS SHELLs DE PRODUCCIÓN</b>	
3.5.1 Seleccionando las herramientas de desarrollo.....	147
3.5.1.1 Lenguajes de programación.....	147
3.5.1.2 Sistemas operativos.....	150
3.5.1.3 Shells.....	151
3.5.2 Selección y análisis del problema.....	156

3.5.2.1	Análisis del problema a seleccionar.....	156
3.5.2.2	Identificando el problema.....	156
3.5.2.3	El ciclo de software.....	159
<b>3.6</b>	<b>SISTEMAS BASADOS EN REGLAS DE PRODUCCION</b>	
3.6.1	Introducción.....	161
3.6.2	Sistemas canónicos.....	162
3.6.3	El significado de las producciones.....	164
3.6.4	Sistemas de producción para la resolución del problema.....	165
3.6.4.1	La sintaxis de las reglas.....	165
3.6.4.2	La memoria de trabajo.....	169
3.6.5	Controlando el comportamiento del interpretador.....	173
3.6.5.1	La resolución de conflictos.....	174
<b>3.7</b>	<b>ADQUISICIÓN DE CONOCIMIENTO</b>	
3.7.1	Introducción.....	176
3.7.2	Análisis teórico de la adquisición de conocimientos.....	177
3.7.2.1	Etapas de la adquisición de conocimiento.....	177
3.7.2.2	Análisis ontológico.....	179
3.7.3	Metodologías de adquisición de conocimientos.....	180
3.7.3.1	Elicitación de conocimiento por entrevistas en COMPASS.....	180
3.7.3.2	Automatizando la elicitación en OPAL.....	182
3.7.3.3	Una interfase gráfica para un modelo de dominio.....	182
3.7.3.4	Eficacia de OPAL y esfuerzos relacionados.....	185
3.7.4	Adquisición de conocimiento basado en conocimiento.....	186
<b>CAPITULO 4</b>		
<b>CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS EXPERTOS</b>		
4.1	Visión general de herramientas para Sistemas Expertos.....	188
4.2	Problemas potenciales de implementación.....	190
4.2.1	Peligros comunes y como evitarlos.....	190
4.2.2	Seleccionando una herramienta de software.....	191
4.2.3	Cuán fácil son usar estas herramientas?.....	193
4.2.4	Qué es un buen estilo de programación?.....	194
4.3	Más máximas en desarrollo de Sistemas Expertos.....	195
4.4	Sistemas Expertos y Teoría de Probabilidad.....	197

4.4.1	Probabilidad condicional.....	197
4.4.2	Factores de certidumbre.....	201
4.4.3	Factores de certeza versus probabilidades condicionales.....	203
<b>CAPITULO 5</b>		
<b>EXPPRESION v.1.2</b>		
5.1	Descripción general de la aplicación.....	208
5.2	Justificación.....	209
5.3	Herramientas de desarrollo.....	210
5.4	CLIPS OCX.....	211
5.5	Descripción de EXPPRESION v.1.2.....	211
5.6	Metodología de trabajo.....	213
<b>CAPITULO 6</b>		
<b>METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN</b>		
6.1.	Tipo de investigación.....	214
6.2	Diseño de investigación.....	216
6.2.1	Antecedentes.....	216
6.2.2	Revisión bibliográfica.....	216
6.2.3	Etapas de la investigación.....	216
6.3	Fase de definición.....	217
6.3.1	Recolección de requisitos.....	217
6.3.2	Análisis de información recolectada.....	217
6.4	Fase de desarrollo.....	218
6.4.1	Diseño del programa.....	218
6.4.1.1	Estructura de la base de datos.....	218
6.4.1.2	Estructura del programa.....	219
6.4.1.3	Código fuente.....	219
6.4.1.4	Creación de la interfaz.....	220
6.4.1.5	Establecimiento de propiedades.....	220
6.4.2	Escritura de código.....	220
6.4.3	Prueba.....	220
6.5	Fase de afinamiento.....	220
6.6	Evaluación del Prototipo.....	221
6.7	Evaluación operacional.....	221
6.8	Impacto organizacional.....	221
6.9	Desempeño del desarrollo.....	221

## **CAPITULO 7**

### **APLICACIONES Y RESULTADOS**

Ejemplo Completo N° 1.....	222
Ejemplo Completo N° 2.....	228
Ejemplo Completo N° 3.....	234
Ejemplo Parcial N°4.....	240
Ejemplo Parcial N° 5.....	242

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>244</b>
--	------------

<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>246</b>
--------------------------	------------

<b>GLOSARIO.....</b>	<b>253</b>
----------------------	------------

<b>NOMENCLATURA.....</b>	<b>264</b>
--------------------------	------------

#### **APENDICE A**

##### **DERIVADAS CON RESPECTOS A LOS PARÁMETROS**

A.0 Variables adimensionales.....	266
-----------------------------------	-----

A.1. Modelos de reservorio.....	268
------------------------------------	-----

A.1.1 Infinite acting.....	268
----------------------------	-----

A.1.2 Falla sellante.....	272
---------------------------	-----

A.1.3 Frontera externa no-flujo.....	275
--------------------------------------	-----

A.1.4 Presión externa a presión constante.....	279
--	-----

A.1.5 Doble porosidad.....	282
----------------------------	-----

A.1.6 Doble porosidad y falla sellante.....	289
---	-----

A.1.7 Doble porosidad y frontera externa no-flujo.....	294
--	-----

A.1.8 Doble porosidad y frontera externa a presión constante.....	299
---	-----

#### **APENDICE B**

##### **MÉTODOS DE REGRESIÓN NO LINEAL**

B.1 Método de Newton.....	307
---------------------------	-----

B.2 Modificación de Marquardt.....	309
------------------------------------	-----

B.3 Método de la factorización de Cholesky.....	310
---	-----

B.4 Procedimientos de búsqueda lineal.....	310
--	-----

#### **APENDICE C**

##### **MÉTODOS DE LA RECTA SEMILOG**

C.1 Método de Horner.....	312
---------------------------	-----

C.2 Método de Muskat.....	314
C.3 Método de Russell.....	316
C.4 Método semilog MDH (Miller, Dyes y Hutchinson).....	318
C.5 Método semilog de Slider.....	319

**APENDICE D  
MATCHEO DE LA CURVA TIPO**

D.1 Fundamentos de las Curvas Tipo.....	321
D.2 Curva Tipo de Ramey.....	323
D.3 Curvas Tipo de McKinley.....	327
D.4 Curvas Tipo Gringarten para pozos fracturados.....	329
D.5 Análisis de pruebas de presión en reservorios de doble porosidad.....	332
D.6 Curva Tipo de Stewart y Ascharsobbi.....	333
D.7 Curva Tipo de Onur et al. ....	334
D.8 Curva Tipo de Ansah.....	335
D.9 Curva Tipo de Stewart.....	336
D.10 Curva Tipo de Raghavan / Tang-Brigham.....	337

**APENDICE E  
MODELOS DE RESERVORIO**

E.1 Homogéneo.....	339
E.2 Doble Porosidad, Seudoestable.....	340
E.3 Doble Porosidad, Transiente.....	340
E.4 Dos Estratos.....	341
E.5 Compuesto Radial.....	342
E.6 Compuesto Lineal.....	343

**MODELOS DE POZO**

E.7 Almacenamiento cambiante.....	344
E.8 Almacenamiento y daño.....	345
E.9 Fractura de Flujo Uniforme.....	346
E.10 Fractura de Conductividad Infinita.....	347
E.11 Fractura de Conductividad Finita.....	348
E.12 Pozo Horizontal.....	349
E.13 Entrada Limitada.....	350

## MODELOS DE FRONTERA

E.14 Infinito.....	351
E.15 Círculo.....	351
E.16 Una Falla.....	352
E.17 Fallas Interceptándose.....	353
E.18 Fallas Paralelas.....	355
E.19 Falla Agrietada.....	356

## APENDICE F

### IDENTIFICACION DEL MODELO DE RESERVORIO

F.1 Identificación preliminar con las curvas tipo de la derivada.....	358
F.2 Confirmación con los gráficos de cambio de presión, derivada de presión y semilog.....	360

## APENDICE G

### SHELL CLIPS v.6.1 DE LA NASA

G.1 Historia Breve del Shell CLIPS.....	366
G.2 Que es CLIPS ?.....	367
G.3 Justificación de la compra del Shell CLIPS.....	367
A. Costo.....	368
B. Manuales.....	368
B.1 Tutorial.....	368
B.2 Guía del Usuario.....	368
C. Representación del conocimiento.....	369
D. Interfase extendida.....	369
E. Características generales.....	370
F. Requerimientos de Hardware.....	370
G.4 CLIPS en la Internet.....	370
G.5 Elementos de Programación Básica.....	371
G.5.1 Tipos de datos.....	371
G.5.2 Funciones.....	371
G.5.3 Constructores.....	372
G.5.4 Abstracción de datos.....	372
G.5.4.1 Hechos.....	373
G.5.4.1.1 Hechos ordenadas.....	373
G.5.4.1.2 Hechos no ordenadas.....	373
G.5.4.1.3 Acerca de los hechos iniciales.....	373

G.5.4.2	Objetos.....	373
G.5.4.3	Variables globales.....	374
G.6	Representación del conocimiento.....	374
G.6.1	Conocimiento heurístico - reglas.....	375
G.6.2	Conocimiento procedural.....	375
G.7	Constructores del Shell CLIPS.....	375
G.7.1	El Constructor DEFTEMPLATE.....	375
G.7.1.1	Valores por defecto de slot.....	376
G.7.1.2	Restricciones a los slots por defecto para matcheo de patrones.....	377
G.7.1.2.1	Wildcard ?.....	377
G.7.1.2.2	Wildcard \$?.....	377
G.7.1.3	Atributos de las restricciones del valor del slot.....	377
G.7.2	El Constructor DEFFACTS.....	378
G.7.3	El Constructor DEFRULE.....	379
G.7.3.1	Sintaxis LHS.....	380
G.7.4	El Constructor DEFGLOBAL.....	310
G.7.5	El Constructor DEFFUNCTION.....	381
G.8	Programación procedural en CLIPS.....	382
G.8.1	Hechos.....	383
G.8.2	Reglas.....	385
G.8.3	Vigilancia y Dribleo.....	388
G.8.4	Plantillas.....	390
G.8.5	Funciones.....	390
G.9	Programación orientada a objetos en CLIPS.....	391
<b>NOTACION B.N.F. DEL CLIPS</b>		
G.10	Tipos de datos.....	399
G.11	Variables y expresiones.....	400
G.12	Constructores.....	401
G.13	Restricciones de atributos.....	402

**APENDICE H**  
**PANTALLAS VARIAS DE EXPRESION v.1.3**

## DESCRIPTORES TEMÁTICOS

1. Ingeniería de petróleo y gas natural
2. Geología de petróleo
3. Ingeniería de reservorios
4. Reservorios heterogéneos
5. Prueba de pozos
6. Well Testing
7. Buildup Testing
8. Drawdown Testing
9. Matcheo de la curva tipo
10. Derivada de la presión
11. Regresión no lineal
12. Inteligencia Artificial
13. Ingeniería del conocimiento
14. Sistemas expertos
15. Shells
16. Motor de inferencia
17. Base de conocimientos
18. Base de hechos
19. Reglas de producción
20. Visual Basic
21. API Windows
22. Shell CLIPS de la NASA
23. COOL (CLIPS orientado a objetos)
24. Bases de datos

## INTRODUCCIÓN

El sistema EXPRESION V.1.2 consiste de tres subsistemas: un programa de análisis de prueba de pozos, una base de conocimientos y un programa de matcheo del historial. El programa de análisis de prueba de pozos interactivo es usada para generar funciones de ploteo y displayar los ploteos de diagnostico y curvas tipo, lo cual reduce considerablemente el tiempo y el esfuerzo usualmente usado al generar las funciones de ploteo (es decir, las derivadas, funciones de tiempo ajustado y tiempo equivalente) y las elevadas capacidades gráficas de las actuales computadoras personales mejoran la eficiencia del proceso de interpretación.

La base de conocimientos está referido al análisis de la derivada, al análisis semilog y al análisis log-log, las cuales contienen el mínimo conocimiento necesario para diferenciar las regiones de flujo y identificar el modelo aplicable de interpretación. Esta base no maneja directamente los datos de las pruebas buildup y drawdown, dado que el CLIPS solo es usado para fines de consulta acerca del aspecto de las curvas generadas, elemento clave para la identificación del modelo de reservorio. Las rutinas desarrolladas en Visual Basic tienen como finalidad calcular los valores de los parámetros del reservorio identificado acorde a las metodologías existentes en el software. El prototipo de sistema experto desarrolla tres tareas básicas: (1) diferencia los datos en tres regiones de flujo: temprano, medio y tardío; (2) encuentra el modelo de interpretación de prueba de pozos y (3) usa un enfoque de matcheo de historial (regresión no lineal) para validar el modelo de interpretación. La consulta a la base de conocimientos es totalmente manejado a través del mouse y/o teclado. Las preguntas y las respuestas alternativamente serán displayadas conforme progresa el proceso de consulta.

Es posible que la base de conocimientos identifique más de una solución para un segmento del modelo de interpretación. En este caso, ambas soluciones son consideradas en el resto del análisis. La descripción completa del modelo de interpretación es construida a partir de los segmentos individuales del modelo. Cada solución está asociada a un factor de certidumbre, de acuerdo a la heurística y experiencia de los expertos.

## RESUMEN

Debido al contexto socio-económico y político que atraviesa actualmente el sector de hidrocarburos, está ocurriendo desde años recientes una fuerte migración de expertos en diversos campos de la industria (exploración, producción, etc.), hacia otras compañías nacionales y/o extranjeras; así como el retiro de estas personas por límite de edad - por lo que la compañía pierde parte de su ventaja competitiva - dado que este conocimiento también se pierde.

Readquirir el conocimiento por entrenamiento formal y/o literatura publicada, resulta por lo tanto, difícil e impráctico, no solo por costos sino también porque la experiencia acumulada en años del experto, se logró a través del ejercicio profesional y/o estudios de especialización.

Al usar técnicas de **Inteligencia Artificial (IA)**, el conocimiento puede ser analizado, estructurado, formalizado y implementado en una computadora. Una vez que el sistema experto ha sido desarrollado, la base de conocimientos puede ser almacenada si es frondosa, por ejemplo en DVD o Blu-Ray.

El profesional novato puede resolver problemas reales, simular casos problema y aprender a dominar el vocabulario del área, requiriéndose al experto in situ solo para casos muy complejos y nada comunes.

**EXPPRESION** es un prototipo de software inteligente aplicado al dominio de la evaluación de formaciones, más específicamente al campo de **Prueba de Pozos (Well Testing)**, desarrollado íntegramente con **Visual Basic** de Microsoft, el cual está embebido a través del **CLIPS OCX (ActiveX)** con rutinas escritas con el Shell **CLIPS 6.3** - una herramienta desarrollada por la **NASA** para desarrollar sistemas basados en el conocimiento- por lo que la aplicación es un ejemplo válido de la tecnología de los **SISTEMAS EXPERTOS**.

## ABSTRACT

Due to the present political, social and economical situation of the hydrocarbons sector, a great number of experts are migrating to other different industrial sectors (exploration, production, etc), to other national and/or international companies; there are also people retiring due to legal limits of age, situation that also affects the competitiveness of the company, because the knowledge and expertise of these people is also leaving the company.

To acquire this knowledge again by means of formal training and/or published literature, turns to be difficult and not practical, not only because of the emerging costs but also because the expert's long-years-experience, was improved through professional training and/or specializing studies.

By using **Artificial Intelligence** (IA) techniques, this knowledge can be analyzed, structured, formalized and improved in a computer. Once the expert system has been developed, the knowledge base can be saved in DVD or Blue-Ray

The inexperienced professional can solve real problems, simulate case problems and learn the specialized vocabulary of the area, being the expert's presence necessary only for very uncommon complex problems.

**EXPRESSION** is a prototype intelligent software applied to the domain of formation evaluation, more specifically to **Well Testing**, wholly programmed with **Microsoft Visual Basic** which through the Active-X **CLIPS OCX** is full of written routines with Shell **CLIPS 6.3** – a tool developed by **NASA** to create knowledge based systems – characteristics that make this application a valid example of **EXPERT SYSTEMS** technology.

# Capítulo I

## MARCO METODOLÓGICO

Se usa la **Matriz de Consistencia** como la herramienta que posibilita el análisis e interpretación de la operatividad teórica de este proyecto de investigación, que sistematiza al conjunto: problema, objetivos, variables y operacionalización de las variables.

### 1.1 TEMA

"Aplicaciones Potenciales de la Inteligencia Artificial en la Industria de los Hidrocarburos: Desarrollo del Sistema Experto **EXPPRESION v.1.2**"

### 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido al contexto socio - económico - político que atraviesa actualmente el sector nacional de los hidrocarburos, está ocurriendo desde años recientes una fuerte migración de expertos en diversas fases de la industria (exploración, explotación, etc.), hacia otras compañías que operan en el país o en el extranjero; así como el retiro de estas personas por límite de edad - por lo que la compañía pierde parte de su ventaja competitiva - dado que este conocimiento también se pierde.

Readquirir el conocimiento por entrenamiento formal y/o literatura consumida en sus diferentes formatos, resulta por lo tanto, difícil e impráctico, no solo por costos sino también porque la experiencia acumulada en años del experto, se logró a través del ejercicio profesional y/o estudios de especialización. El dominio del problema investigado es el área de la **evaluación de formaciones**, específicamente el sub-área de **Prueba de Pozos** (Well Testing)

### 1.3 ANTECEDENTES

De la revisión bibliográfica nacional, se ha encontrado contados trabajos asociados a aplicaciones de inteligencia artificial a la industria de los hidrocarburos. Se reitera que este trabajo sinérgico de prueba de pozos - inteligencia artificial, es prácticamente el primero en su género en el Perú.

## 1.4 FUNDAMENTACIÓN DEL PROBLEMA

Una aplicación informática para análisis de prueba de pozos, desarrollado en el exterior, ha involucrado a todo un equipo de analistas, desarrolladores de software, investigadores y/o expertos del área. Mención aparte, los modelos como algoritmos numéricos no están publicados abiertamente, pues son propiedad intelectual de los que los desarrollaron, pudiendo obtenerse algunos, gracias al apoyo de contactos académicos en el exterior o comprando los derechos de autoría. Este trabajo de investigación a pequeña escala, desarrollado por un graduado, aporta conceptualmente la posibilidad de **añadir inteligencia a cualquier aplicación de software**, demostrando a la comunidad nacional, que si es posible desarrollar aplicaciones de esta naturaleza.

## 1.5 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Es así que la definición del problema se enfoca de la siguiente manera:

*¿En qué medida el uso de la tecnología de los sistemas expertos (Shell CLIPS) embebido en un sistema informático de análisis de pruebas de pozos (EXPPRESION), permitirá predecir con alta certidumbre la caracterización del reservorio, basado en el aspecto de la curva de la derivada de la presión?*

## 1.6 OBJETIVOS

### 1.6.1 OBJETIVO GENERAL

Demostrar que el uso de la tecnología embebida de los sistemas expertos añade inteligencia a cualquier aplicación informática – en nuestro caso, el software Open Source **Shell CLIPS** a un sistema de análisis de prueba de pozos escrito con código en **Visual Basic 6.0**, un software comercial - a través de inferencias logradas a partir de hechos basados en el aspecto generado (grafo) de la curva de la derivada de presión, suministradas a la base de conocimientos del sistema.

### 1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Otros objetivos alcanzados de suma importancia para este proyecto son:

- 1) Demostrar a la comunidad académica y/o profesional del país, que actualmente ya es posible desarrollar aplicaciones de esta naturaleza, dada la existencia de sofisticadas herramientas de programación visual y de Shells Open Source potentes y de costo reducido como el CLIPS para el desarrollo de sistemas expertos. El autor, está actualizando el código para generar un artículo (paper) a fin de someterlo a una revista científica.
- 2) Permitir que personal con poca experiencia en el área de prueba de pozos, pueda analizar una prueba transiente de presión (Drawdown o Buildup, en nuestro caso),

usando procesos de razonamiento similares a los propuestos en la literatura de ingeniería de reservorios en el área de la evaluación de formaciones o basados en la heurística de los expertos.

- 3) Divulgar y profundizar en la industria de hidrocarburos y medios académicos - basados en la investigación y la práctica – la facilidad de aplicar los conceptos de la inteligencia artificial a cualquier aplicación que se desarrolle.
- 4) Unificar de modo coherente y práctico, la información tan dispersa a la fecha en nuestro medio sobre la combinación sinérgica ***Prueba de Pozos - Inteligencia Artificial***.

## 1.7 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Las opiniones líneas debajo de reconocidos investigadores como los ingenieros Alegre (Brasil) y Alvarado (Venezuela), justifican el desarrollo de este trabajo de investigación:

A.- “La industria del Petróleo es un campo fértil para aplicaciones IA”

***Lideniro Alegre***

*Paper SPE 21138: “Potential Applications for Artificial Intelligence in the Petroleum Industry”*

*Presentado en SPE Latin American Petroleum Engineering Conference*

*Rio de Janeiro - Brasil (14-19 Octubre 1990)*

*PETROBRAS / U. Estatal de Campinas, Brasil*

B.- “Es necesario e indispensable tener acceso a un paquete comercial de análisis transitorio de presiones. Los hay en el mercado desde algunos muy simples y de limitada aplicación hasta otros bastantes sofisticados. Un programa comercial debe tener los siguientes módulos integrados: **1)** un acceso de lectura, análisis, muestreo y ayudas visuales para presentar los datos, **2)** un módulo para hacer uso de regresión lineal para determinar permeabilidad ( $K$ ), pendiente de la recta ( $m$ ), daño ( $S$ ), constante de almacenamiento ( $C$ ) y presión estrella ( $P^*$ ) de los métodos semilog para pruebas Drawdown y para pruebas Buildup (Método de Horner) y para el análisis log-log ( $C$  y  $K$ ), **3)** un módulo de solución por curva tipo, y para ello debe disponer de una biblioteca de programas para diversos modelos, **4)** un módulo de regresión no lineal que incluya un análisis estadístico de la bondad del ajuste, **5)** un módulo de verificación y de simulación de la prueba, y **6)** un módulo de salida o reporte de resultados en forma gráfica y tabulada.”

***Douglas A. Alvarado Quintero***

*Artículo INGP-3-22: “Análisis Moderno de Pruebas de Presión en Pozos Petrolíferos”*

## **1.8 DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.8.1. DELIMITACIÓN TEMPORAL**

Datos de reservorio tomados hasta 2001.

### **1.8.2. DELIMITACIÓN CONCEPTUAL**

El sistema es "incompleto", sin embargo, por definición, los sistemas basados en el conocimiento son incompletos debido a que seguirá apareciendo nuevos conocimientos, nuevas soluciones analíticas, etc., que el experto humano necesita en su trabajo y que los sistemas basados en el conocimiento necesitarán incorporar.

## **1.9 FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS**

### **1.9.1 HIPÓTESIS GENERAL**

Dado que desarrollar un algoritmo para el motor de inferencia del sistema es muy complejo usando código de un lenguaje de propósito general, usar la tecnología de los Shells, ayudará al analista sin intervención suya a caracterizar eficientemente el reservorio y evaluar sus propiedades con mayor precisión.

### **1.9.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICA Nº 1**

La aplicación de los sistemas expertos (Shell CLIPS) embebidos en sistemas de análisis de prueba de pozos, potencia la caracterización y evaluación del reservorio.

### **1.9.3 HIPÓTESIS ESPECÍFICA Nº 2**

Las aplicaciones de esta naturaleza (EXPPRESION v.1.2), dada la existencia de sofisticadas herramientas de programación visual y de Shells potentes y de costo reducido como el **CLIPS** para el desarrollo de sistemas inteligentes son preferibles a las aplicaciones donde se ha tenido que desarrollar el motor de inferencia. Para demostrar y comprobar las hipótesis anteriormente formuladas, la operacionalizamos, determinando las variables e indicadores que a continuación se mencionan:

### **1.9.4 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES**

#### **1.9.4.1 HIPÓTESIS GENERAL**

##### **1.9.4.1.1 Variable independiente (VI)**

\* La tecnología de los sistemas expertos

#### 1.9.4.1.2 Variable dependiente (VD)

\* Motor de inferencia que permite que la caracterización del reservorio y evaluación de sus propiedades se obtengan con mayor precisión

#### 1.9.4.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICA N° 1

##### 1.9.4.2.1 Variable independiente (VI)

\* Sistemas expertos embebidos en sistemas informáticos de ingeniería

##### 1.9.4.2.2 Variable dependiente (VD)

\* Caracterización y estimación inteligente de los parámetros de reservorio usando el Shell CLIPS

#### 1.9.4.3 HIPÓTESIS ESPECÍFICA N° 2

##### 1.9.4.3.1 Variable independiente (VI)

\* Sistemas expertos

\* Intervención humana para inferir

##### 1.9.4.3.2 Variable dependiente (VD)

\* Eficiencia en la estimación de los parámetros de reservorio

### 1.9.5 OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

#### 1.9.5.1 HIPÓTESIS GENERAL

VARIABLES	DIMENSIÓN	INDICADORES
VI: La tecnología de sistemas expertos	Sistemas expertos	- Resolución de conflictos inferenciales del Shell - Base de conocimientos - Motor de inferencia - Embebimiento del Shell con lenguajes de propósito general
VD: Motor de inferencia que permite que la caracterización del reservorio y evaluación de sus propiedades se obtengan con mayor precisión	Caracterización y evaluación del reservorio	- Eficiencia de resultados - Algoritmo de la derivada de presión - Encadenamiento hacia adelante del motor de inferencia de CLIPS

#### 1.9.5.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICA N° 1

VARIABLES	DIMENSIÓN	INDICADORES
-----------	-----------	-------------

<b>VI:</b> Sistemas expertos embebidos en sistemas informáticos de ingeniería	Sistemas expertos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Métodos numéricos</li> <li>- Librería de clases (Framework)</li> <li>- Bases de hechos</li> </ul>
<b>VD:</b> Caracterización y estimación inteligente de los parámetros de reservorio usando el Shell CLIPS	Caracterización y evaluación	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eficiencia de resultados</li> <li>- Derivada de la presión</li> <li>- Exactitud de la técnica del matcheo de la Curva Tipo</li> </ul>

### 1.9.5.3 HIPÓTESIS ESPECÍFICA N° 2

VARIABLES	DIMENSIÓN	INDICADORES
<b>VI:</b> Sistemas expertos	Sistemas expertos	- Eficiencia del motor de inferencia
<b>VI:</b> Métodos tradicionales que incluían intervención humana para la caracterización del reservorio	Programación que incluye el desarrollo de un motor de inferencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Validez de resultados</li> <li>- Velocidad de procesamiento</li> </ul>
<b>VD:</b> Eficiencia en la estimación de los parámetros de reservorio	Estimación de los parámetros	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta certidumbre de pronósticos</li> <li>- Inteligencia en los resultados</li> </ul>

### 1.10 MUESTREO

La medición cualitativa de los indicadores de las hipótesis general y específicas se realizaron ejecutando el aplicativo EXPRESION en las instalaciones de GMP versus la "corrida" del aplicativo que usa el área de reservorios para el análisis de pruebas de pozos, para fines comparativos. Asimismo las entrevistas y/o cuestionarios sustentaron la aparición de los indicadores planteados.

#### Técnicas:

Fichaje bibliográfico, corridas por computadora, encuestas y/o reportajes.

#### Instrumentos:

Fichas de Investigación y de campo, ejecución del software, cuestionarios.

# Capítulo II

## MARCO TEÓRICO

### 2.1 INTELIGENCIA ARTIFICIAL

#### 2.1.1 INTRODUCCIÓN

**INTELIGENCIA ARTIFICIAL (IA)** es un término de difícil definición - por no decir controversial - que se explica más fácilmente a través de descripciones, debido a que está relacionado con temas tales como **inteligencia humana, conocimiento, arquitectura cerebral**, etc. Además sobre ella, existen cuestionamientos acerca de los aspectos morales y éticos de proseguir en el futuro la investigación. Sin embargo, a pesar de las controversias no establecidas, la tecnología continúa generando resultados prácticos. Como el conocimiento de esta protociencia, sus técnicas y aplicaciones son dominadas por contadas personas, esta generalmente aparece como una historieta de ciencia ficción para los neófitos. Incluso algunos observadores han sugerido cambiar el término **Inteligencia Artificial** a uno menos controversial tal como **Aplicaciones Inteligentes (AI)**. Este último se refiere más al modo en que la computadora y el software son usados para resolver complejos problemas de decisión.

#### 2.1.2 ESTADO DEL ARTE

La definición de **INTELIGENCIA** fue buscada por la mayoría de filósofos y matemáticos de la antigüedad incluyendo a **Aristóteles, Platón, Copérnico y Galileo**. Estos grandes filósofos intentaron explicar los procesos del pensamiento y de la comprensión. Pero el cuestionamiento de como simular la inteligencia, no ocurrió, sin embargo hasta que el filósofo inglés **Thomas Hobbes** dió un interesante concepto entre 1650 y 1660. Hobbes creía que el pensamiento consistía de operaciones simbólicas y que cada cosa en la vida podía ser representada matemáticamente. Estas creencias lo condujeron a la noción que una máquina podría procesar operaciones matemáticas sobre símbolos, imitando así el pensamiento humano. Posteriormente por 1637, **René Descartes** estuvo explorando conceptualmente la habilidad de una máquina para poseer inteligencia, concluyendo que dado que la mente y el mundo físico están en planos paralelos, jamás

podrían igualarse. Como son de diferentes sustancias y siguen diferentes reglas no podrían compararse exitosamente. El mundo físico - una máquina, por ejemplo - no podría imitar a la mente, debido a que no hay un punto común de referencia. **George Boole**, otro matemático británico publicó "**An Investigation of the Laws of Thought**", libro en el cual formuló las reglas de la lógica para representar el pensamiento. Las reglas contenían solo dos valores variables. Por esto, cualquier variable en una operación lógica podría estar en solo uno de los dos estados posibles: **SI** o **NO**, **VERDADERO** o **FALSO**, **PRENDIDO** o **APAGADO**, etc. Esto fue el nacimiento de la **LOGICA DIGITAL**, una componente clave de la **IA**. A inicios de 1900, **Alfred North Whitehead** y **Bertrand Russell** extendieron la lógica de Boole al incluir operaciones matemáticas. Esto no solo condujo a la formulación de las computadoras digitales, sino también hizo posible uno de los primeros enlaces entre las computadoras y el proceso del pensamiento. En 1945, **Von Neumann**, sugiere que las computadoras deberían ser construidas como máquinas lógicas de propósito general



Fig. 2.1 Jhon Mc Carthy

capaces de ejecutar una amplia variedad de programas. Tales máquinas, proclamó, serían altamente flexibles y capaces de cambiar rápidamente de una tarea a otra. Ellas reaccionarían inteligentemente a los resultados de sus cálculos, seleccionarían entre varias alternativas y podrían aún jugar damas o ajedrez.

Otra importante contribución fue la de **Alan Turing** al mundo de la **IA** con la publicación de su libro "**Computing Machinery and Intelligence**". En 1950, él diseñó el test que lleva su nombre, para determinar la inteligencia de un sistema. La prueba utilizó la interacción conversacional entre tres jugadores para poner a prueba y verificar la inteligencia de la computadora. Esta se realizó teniendo al interrogador (persona A) en un cuarto, con únicamente una terminal de computadora. En un cuarto adyacente, ocultos de su vista, un hombre (persona B) y una mujer (persona C) fueron colocados con sus respectivos terminales de computadora. El interrogador puede dirigir las preguntas bien sea a la persona B o a la persona C, pero sin conocer quién es el hombre o quién la mujer. El propósito de la prueba fue distinguir entre el hombre y la mujer, analizando simplemente sus respuestas. En la prueba, solo una de las dos personas estaba obligada a dar respuestas verdaderas, mientras la otra persona deliberadamente intentaba engañar y confundir al interrogador al dar respuestas que puedan conducir a una conjetura incorrecta. La segunda etapa de la prueba fue sustituir a una de las dos personas por una computadora. Ahora, el ser humano está obligado a dar respuestas verdaderas al interrogador, mientras el computador intenta engañarlo con la idea de hacerle creer que es la persona. El argumento de Turing es que si el ratio de éxito del interrogador en la versión humano/computadora del juego no es mayor que el ratio de éxito

en la versión hombre/mujer, entonces se puede decir que la "computadora piensa". Esto es, la computadora posee inteligencia.

En 1955, **Newell, Shaw y Simón** presentaron el "Logic Theorist", un programa basado en la búsqueda heurística que fue capaz de demostrar 38 de los 52 teoremas del libro "Principia Mathematica" de Whitehead y Russell. Oficialmente se reconoce que la Inteligencia Artificial se originó en la conferencia dada por 10 científicos en el Dartmouth College (Hanover, New Hampshire) en el verano de 1956, donde **John Mac Carty** (Fig. 1.1) acuñó el término de inteligencia artificial. Algunos de los participantes en esa conferencia han tenido posteriormente una gran influencia en la IA, como John McCarty, **Herbert Simón, Allen Newell, Nathaniel Rochester, Claude Shannon y Marvin Minsky** entre otros. El siguiente gran paso en la tecnología de software, proviene de Newell, Shaw y Simón en 1959, quienes desarrollaron el programa GPS (General Problem Solver) el cual podía resolver muchos tipos de problemas tales como demostrar teoremas, jugar ajedrez y resolver complejos puzzles. GPS fue un paso significativo hacia adelante en la IA. En el año 1959, Mc Carty presentó a los investigadores una herramienta para desarrollar programas IA. Él diseñó un nuevo lenguaje de programación denominado **LISP** (List Processing). Actualmente este es uno de los lenguajes más usados en el campo de la IA. En 1960, **Frank Rosenblatt** realizó algunos trabajos en el área de reconocimiento de patrones. Él introdujo un dispositivo llamado PERCEPTRON que se supone era capaz de reconocer letras o otros patrones. A finales de 1960, hubo dos esfuerzos en otra área de la simulación del razonamiento humano. **Kenneth Colby** en la Universidad de Stanford y **Joseph Weizenbaum** en el MIT (Instituto Tecnológico de Massachusetts) escribieron programas que eran capaces de interactuar en una conversación de pareja. El programa de Weizenbaum se llamó ELIZA. Los programas fueron capaces de sostener conversaciones muy realistas al usar técnicas muy ingeniosas.

Con respecto a la década del 60 se caracteriza por abordar grandes problemas teóricos, tales como la demostración automática de teoremas, la traducción automática, el juego de ajedrez, etc. En general, se trata de un período de gran optimismo generalizado, no solo en el campo de la informática, sino de la vida en general y se piensa que todos los problemas van a ser resueltos casi inmediatamente, haciéndose predicciones sumamente optimistas. La consecuencia obvia de tamaño optimismo y ambiciones fue el abandono que sufrió parcialmente la disciplina a finales de los años sesenta y principio de los setenta, como consecuencia de la frustración generada. Sin embargo, durante esos años hubo avances muy importantes en toda la informática y en la IA en particular, sentándose las bases de lo que ambas disciplinas son actualmente. Así se trabajó mucho en temas tales como búsqueda y búsqueda heurística, programación lógica, backtracking, teoría de juegos incluyendo la creación de los campeonatos de ajedrez para computadoras, etc. En esos

años aparece también la idea de imitar la estructura de las neuronas de un cerebro animal, que más tarde se abandonó para volver con fuerza a mediados de los ochenta. Ha de tenerse en cuenta que en los años sesenta no solamente eran los objetivos muy ambiciosos, sino que los recursos computacionales disponibles, eran también muy escasos y costosos. Recuérdese que la aparición en el mercado del DEC/PDP-8 con 4 KB de memoria constituyó una revolución, pero solo apareció a finales de los sesenta, con el PDP-11 de 64 KB, siguiéndole a principios de los setenta, cuando cualquier computadora personal (PC) de los de hoy en día dispone de discos magnéticos o ópticos en lugar de tarjetas perforadas, memoria de silicio en lugar de ferrita, etc. Indudablemente unas prestaciones de magnitudes superiores a un costo proporcionalmente inferior.

Dado que los problemas muy generales eran irresolubles por el momento, a principios de los años setenta, algunos investigadores intentaron desarrollar programas que fueran útiles en un dominio de aplicación mucho más limitado. Se observó también el hecho de que los humanos eran capaces de resolver problemas muy complicados con una capacidad de cálculo no muy elevada comparada con una computadora. Fruto de estas dos observaciones son los **SISTEMAS EXPERTOS**. Así aparecieron **DENDRAL** (Lindsay, 1980) y su sucesor **MYCIN** (Shortliffe, 1986) que dieron lugar al nacimiento de esta subdisciplina, posiblemente la que más éxitos ha logrado y la que más famosa ha hecho a la **IA**. También durante esos años se diseñan las primeras computadoras para correr eficientemente este tipo de aplicaciones - las máquinas LISP - basadas en los prototipos CAR y CDR desarrollados en el MIT, apareciendo las primeras empresas comerciales especializadas en hardware y/o software relacionadas con la **IA**.

Desde 1990, la **IA** se ha hecho bastante comercial. Los sistemas expertos siguen proliferando, existiendo en la actualidad aplicaciones en computación, electrónica, petróleo, minería, medicina y estrategia militar. Aunque la **IA** no ha colmado las predicciones de los años 50, es reconocida hoy en día y sus técnicas son lo bastante maduras para desarrollar aplicaciones prácticas y provechosas.

### **2.1.3 DEFINICIÓN DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

No ha sido fácil lograr un concepto conciso y apropiado para la inteligencia artificial, por lo que se darán seis (6) definiciones, cada una de las cuales contribuirá a una mejor comprensión de esta protociencia:

1. Es el subcampo de las Ciencias de la Computación, relacionado con el uso de las computadoras en tareas que normalmente se consideran, requieren conocimiento, percepción, razonamiento, aprendizaje, entendimiento y habilidades cognoscitivas

similares. **(R.O.Duda)**

2. Es el estudio de cómo hacer que las computadoras hagan las cosas que por el momento, los seres humanos hacemos mejor. **(Elaine Rich)**
3. Es la rama de la informática dedicada a programar a las computadoras a fin de realizar tareas que reemplacen a la inteligencia humana. **(Marvin Minsky)**
4. Es el estudio de la inteligencia en el pensamiento y la acción. La computadora es su herramienta, pues sus técnicas se expresan como programas que capacitan a las máquinas para hacer cosas que requerirán la inteligencia de la que hacen uso las personas. **(Margaret Burden)**
5. Es la parte de la Ciencias de la Computación relacionada con el diseño de sistemas computacionales inteligentes, los cuáles, exhiben características que asociamos con la inteligencia en la conducta humana, entendimiento del lenguaje, aprendizaje, razonamiento, solución de problemas, etc. **(Barr y Feigenbaum)**
6. Es la inseminación artificial de conocimiento en la computadora.

Puesto que prácticamente cada investigador tiene su propia definición, está claro que existen algunas más complejas, otras intermedias y algunas incluso más concisas, pero cada definición apunta hacia lo mismo: **LA COMPUTADORA HA DE SER MÁS INTELIGENTE**. Esto significa que la computadora ha de ser capaz de imitar al ser humano desarrollando lo que actualmente consideramos tareas inteligentes. Este intento para duplicar la inteligencia humana en una máquina, requiere un enriquecimiento de la habilidad real de la máquina para desarrollar cálculos rápidos con el razonamiento y mecanismos de aprendizaje, comunes en nuestra inteligencia natural. Estos mecanismos son muy complejos y conocemos muy poco acerca de ellos, aunque han habido grandes avances en las técnicas IA, la implementada reproducción de la inteligencia natural en su abundancia es muy difícil, sino imposible.

#### **2.1.4 OBJETIVOS**

El objetivo principal es simular procesos biológicos complejos. Estas funciones naturales son operaciones especializadas, producto de millones de años de evolución. El hombre está tratando de comprenderse en este mecanismo evolutivo vía vida artificial, el cual es un buen método de exploración. Debido a su complejidad, la investigación está

siguiendo dos direcciones: una es la ciencia pura abocada al entendimiento y a la perfecta reproducción de los mecanismos reales de la inteligencia humana, la otra es el área de la ingeniería que busca idear estructuras de datos y algoritmos que aunque no copien el mecanismo natural sean lo bastante buenos para reproducir algunos aspectos de la inteligencia natural. Este último, ha mostrado ser más práctico y ha dado resultados de gran provecho.

### 2.1.5 CLASIFICACIÓN POR NIVELES

La **IA** puede ser dividida de modo análogo a los lenguajes de programación en niveles alto y bajo. El **alto nivel** representa el contexto psicológico de la inteligencia natural. Intenta representar explícitamente el conocimiento y el razonamiento humano. Basado sobre este entendimiento, los algoritmos de razonamiento y estructuras de datos para la representación del conocimiento (técnicas **IA**) están ideadas para ser factibles e implementarse en las actuales computadoras. Esto es parecido al trabajo de un psicólogo quién al interrogar a su paciente, intenta adquirir, organizar y representar el conocimiento y el razonamiento en una determinada forma. Este procedimiento puede ser usado durante la fase de adquisición del conocimiento para el desarrollo de sistemas inteligentes. Las aplicaciones mejor conocidas que caen dentro de esta categoría son los llamados **SISTEMAS EXPERTOS** (o sistemas basados en el conocimiento). En este género de sistemas, el conocimiento está representado por símbolos o cadenas de símbolos que forman un frondoso árbol de conocimientos, llamado también árbol de inferencia. Un procedimiento de inferencia navega a través de este árbol, desarrollando la tarea de razonamiento. Aquí, debido a que el conocimiento está bien organizado, el usuario final puede preguntar qué información de entrada está requiriendo el sistema y como alcanzar soluciones intermedias o finales. En este caso, el sistema responde mostrando las piezas del conocimiento codificado y los pasos lógicos seguidos por el procedimiento de inferencia a través del árbol de conocimientos.

El **bajo nivel** representa el contexto neurológico de la inteligencia natural. Este nivel no está relacionado con los procesos de conocimiento y razonamiento sino con la arquitectura del cerebro. Se intenta comprender y representar en la computadora el mecanismo cerebral como una red de millones de neuronas trabajando en serie y/o paralelo. En este caso, la IA busca idear algoritmos de aprendizaje y de recuerdos basados sobre conexiones, activación e inhibición de neuronas en la red. Esto es análogo al trabajo de un neurólogo, quién enfatiza sobre la arquitectura de la red neural. Una vez que la red esta implementada en la computadora, esta debe ser educada como resolver una tarea deseada. El proceso de aprendizaje, el cual puede ser supervisado o no, depende del

algoritmo y requiere un conjunto de aprendizaje de datos de entrada y una solución relacionada. El conocimiento de cómo resolver el problema no está codificado explícitamente, sino es capturado por las características de la red.

Las aplicaciones que caen dentro de este bajo nivel son llamadas **REDES NEURALES ARTIFICIALES**. Estas pueden ser implementadas con apropiados lenguajes en computadoras convencionales y en computadoras neurales que son en esencia, varios procesadores trabajando en paralelo, simulando una red neural.

#### **2.1.6 RAMAS DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

Los diversos intentos para definir formalmente el uso de las máquinas para simular la inteligencia humana condujeron al desarrollo de varias ramas:

1. **Procesamiento del Lenguaje Natural**: Está relacionada con varias áreas de investigación tales como sistemas de consulta a bases de datos, indexado automático de textos, análisis de gramática y estilo de textos, generación automática de textos, traducción con máquinas (computadoras), análisis y síntesis ortográfica.
2. **Visión Computarizada**: Trata todo lo relacionado con el análisis óptico, reconocimiento de imágenes y desviación del movimiento.
3. **Robótica**: Está relacionado con el control sobre los robots para manipular o asir objetos, locomoción de máquinas independientes y el uso de la entrada sensorial para guiar acciones.
4. **Resolución y Planeación del Problema**: Está relacionado con aplicaciones tales como el refinamiento de metas de alto nivel hacia las de bajo nivel, la determinación de acciones necesarios para alcanzar las metas, revisión de los planes basados sobre resultados intermedios y la búsqueda enfocada a importantes metas.
5. **Aprendizaje**: Trata con la investigación en las diversas formas de aprendizaje incluyendo el aprendizaje de rutina, aprendizaje a través de avisos, aprendizaje por ejemplos, aprendizaje por rendimiento de tareas y el aprendizaje por conceptos posteriores.
6. **Sistemas Expertos**: Esta aplicación trata con el procesamiento del conocimiento y no con el procesamiento de datos. Esto significa el desarrollo de software de computadora para resolver complejos problemas de decisión.

#### **2.1.7 TECNOLOGÍAS IMPACTANTES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS**

A la fecha, las cuatro tecnologías **IA** que están teniendo mayor impacto en la industria de los hidrocarburos son:

- **Sistemas Expertos**
- **Lógica Difusa**
- **Redes Neuronales Artificiales**
- **Algoritmos Genéticos**

### 2.1.7.1 SISTEMAS EXPERTOS (EXPERT SYSTEMS)

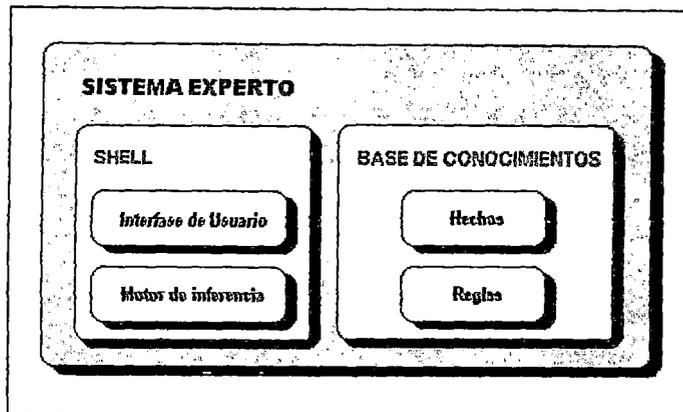


Fig. 2.2 Arquitectura de un Sistema Experto

Esta tecnología usa un programa de computadora para proveer el razonamiento de un experto. Usualmente el programa contiene tres partes: una estructura de datos que representa algún subconjunto bien definido del conocimiento del experto humano, un

algoritmo para manipular la estructura de datos (algunas veces referenciado como el inferenciador), y una interface amigable al usuario a través del cual la entrada del usuario es respondida y los resultados son displayadas en el monitor.

La mayoría de sistemas expertos desarrollados a la fecha caen sobre los llamados sistemas de reglas de producción y de encadenamiento hacia atrás, o una combinación de ambos, como algoritmos de solución. Una regla de producción tiene la siguiente forma:

**IF  $x_1$  AND  $x_2$  AND...  $x_n$  THEN  $y$ ,**

Donde  $x$  e  $y$  representan variables lógicas, el cual cada una puede tomar el valor **verdadero** o **falso**. Cualquier fórmula de lógica proposicional puede ser eficientemente transformada en reglas de producción.

### 2.1.7.2 LÓGICA DIFUSA (FUZZY LOGIC)

**Lógica Difusa** es un área de investigación basada en la teoría del conjunto difuso desarrollada por **L.A. Zadeh** en 1965. Esta teoría trata con la generalización de la lógica binaria para incluir conceptos imprecisos, vagos y ambiguos. La lógica difusa extiende el concepto de los estados binarios: **verdadero** y **falso**, para incluir un espectro de posibles

estados entre ellos, descritos con términos tales como "usualmente" y "algunas veces" en un rango continuo de valores de verdad en el intervalo [0,1]. Además, se provee una base para inferenciar sobre esos estados.

La principal ventaja de los controladores de lógica difusa es que ellos no están basados en un modelo y pueden incorporar la heurística del ser humano. Al igual que los Sistemas Expertos, los Sistemas de lógica difusa implementan la heurística en forma de reglas IF-THEN, así como funciones miembro y un procedimiento de inferencia en cualquier hardware o software. Estos sistemas están probando ser una técnica versátil y de costo-efectivo para diseñar y implementar aplicaciones en tiempo real. Las extensiones de conjuntos difusos incluyen conceptos tales como aritmética difusa, distribuciones de posibilidad, estadística difusa, variables aleatorias difusas y funciones de conjuntos difusos.

### 2.1.7.3 REDES NEURALES ARTIFICIALES (ARTIFICIAL NEURAL NETWORKS)

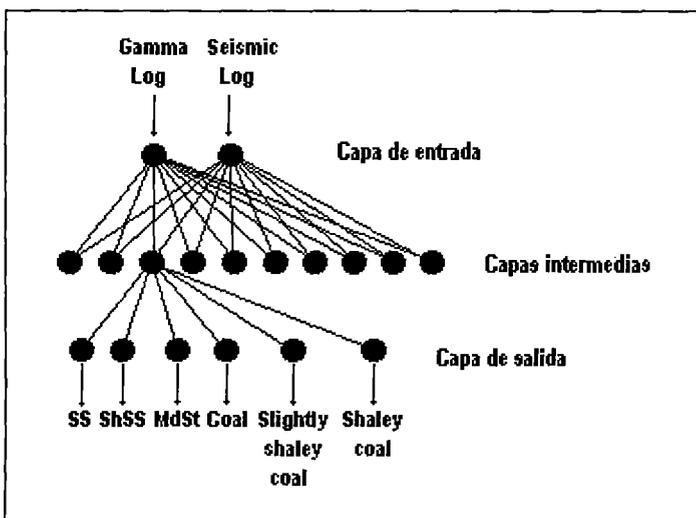


Fig. 2.3 Estructura de una red neural para un sistema de interpretación de registro de pozos

Las RNA son sistemas celulares físicos que pueden adquirir, almacenar y usar conocimiento experimental. En un típico procedimiento de procesamiento de datos neurales, la base de datos es dividida en dos porciones separadas llamadas conjuntos de entrenamiento y de prueba. El conjunto de entrenamiento es usado para desarrollar la red deseada.

En este proceso (dependiendo del paradigma que se este usando), la esperada salida en el conjunto de entrenamiento es usada para ayudar a que la red aprenda al ajustar los pesos entre las neuronas o elementos de procesamiento. Una vez que la red ha aprendido la información en el conjunto de entrenamiento y ha "convergió", el conjunto de prueba es aplicado a la red para verificación. Es importante notar que aunque el usuario tiene la salida deseada del conjunto de prueba, esta no ha sido vista por la red. Esto asegura la integridad y robustez de la red entrenada. En resumen, esta tecnología puede ser usada para imitar sofisticadas capacidades de reconocimiento de patrón que los humanos emplean en el análisis y la interpretación. Originalmente desarrollada para modelar la estructura y funcionalidad del cerebro, los programas de redes neurales han probado ser útiles como solucionadores de problemas de propósito general. A diferencia de los programas

convencionales, donde la solución a un problema es explícitamente codificado en el software usando un conjunto de reglas fijadas o pasos, las redes neurales desarrollan soluciones implícitamente a través de la exposición de información acerca del dominio del problema. Usualmente la exposición toma la forma de diversos ejemplos generales de soluciones a la clase general de problema que está siendo resuelto. La red neural usa estos ejemplos para crear una solución de una manera análoga a alguno de los modos en que un estudiante aprende - intentando resolver un gran número de problemas relacionados, haciendo conjeturas y luego teniendo al profesor para que lo guíe hacia la solución correcta. Usando el enfoque de la enseñanza supervisada, la red neural, al igual que el estudiante, gradualmente "aprenderá" la correcta y técnica general de solución a una clase particular de problema.

Una red neural consiste de un gran número de nodos (procesadores simples) arreglados en capas con conexiones que transmiten las señales digitales de un nodo a otro. Una típica red neural tendrá varias capas: una capa de entrada para recibir valores, una capa de salida para generar la respuesta al problema y una o más capas "intermedias". Cada nodo puede pensarse como un simple procesador que desarrolla operaciones no lineales sobre la sumatoria de todas las señales que están ingresando a esta, generando un resultado digital que es transmitida a la siguiente capa del nodo. Cada nodo está conectado a todos los nodos en la siguiente capa abajo. Cada conexión tiene un peso asociado que puede variar para aprender la solución al problema.

Las redes neurales pueden ayudar a los ingenieros e investigadores a direccionar algunos problemas fundamentales de ingeniería de petróleo y gas, así como también aquellas que la computación convencional ha sido incapaz de resolver. Las redes neurales han probado ser valiosas herramientas de reconocimientos de patrón. Ellas son capaces de encontrar patrones altamente complejos dentro de grandes cantidades de datos.

#### **2.1.7.4 ALGORITMOS GENÉTICOS (GENETIC ALGORITHMS)**

Un algoritmo genético es un programa de optimización que se inicia con una población de procedimientos codificados (creación de la vida) mutándolas estocásticamente (generando Cáncer, SIDA o algo así) usando el proceso de selección (Darwinismo) los mutantes más capaces quizás inician un proceso de recombinación (haciendo bebés) para combinar preferiblemente las mejores propiedades. Los algoritmos genéticos están libremente basados en la transformación genética y los procesos en la evolución biológica. Por ello es justamente un caso especial de la idea más general de "computación evolucionada"

Esta tecnología provee una nueva forma efectiva y potente para resolver problemas de optimización que no podrían ser manejados usando la convencional programación lineal. Las entradas (inputs) al problema a ser resuelto son primeramente codificadas como **cadena binarias de bits (0s y 1s)**. Luego, se define una función de ajuste o de optimización, la cual describe la viabilidad de la solución codificada. Esta función de ajuste es usada para medir cuan buena para resolver el problema es la solución representada por la cadena de bits. A partir de esto se crea una gran "población" de cadenas de bits para luego aparear los pares de cadenas de bits a fin de producir descendencia. Los patrones de cadenas de bits de la descendencia son obtenidos al seleccionar y mezclar porciones aleatorias de patrones de cadena de bits de sus parientes. El ajuste de cada resultado es luego medido usando la función de ajuste y una nueva población es seleccionada de manera que estadísticamente este ligado a los miembros más robustos.

Para asegurar que las soluciones arribadas por medio del algoritmo genético son óptimas, se aplica ocasionalmente un operador de mutación. Este operador aleatoriamente

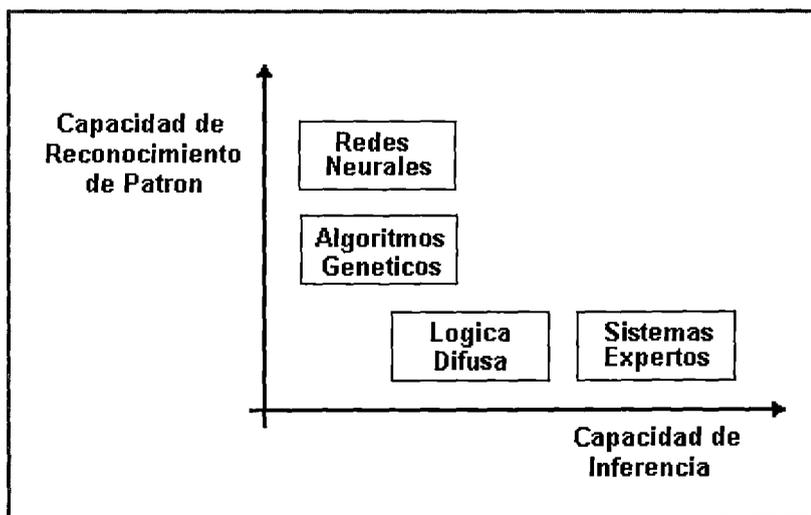


Fig. 2.4 Gráfico de Capacidades de Reconocimiento versus Inferencia

conmuta uno o más bits en las cadenas binarias, un proceso que corresponde a mutaciones espontáneas, lo cual ocurre naturalmente en las poblaciones biológicas. Al continuar este proceso a través de las sucesivas generaciones, la población resultante tiende hacia mejores soluciones al problema a resolverse.

### 2.1.8 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS

De las cuatro tecnologías IA revisadas en la sección anterior (La Fig. 2.4 muestra el grafo de capacidades de reconocimiento versus inferencia), la tecnología de los sistemas

expertos es la más comúnmente usada hoy por día, mostrándose bastante confiable para aplicaciones. Una combinación de la necesidad para grandes cantidades de diversos datos y la naturaleza de la experiencia implicada no se ajusta al paradigma del sistema experto. *A menos que nuevos mejoramientos sean introducidos, el uso de los sistemas expertos en la industria aparentemente no se incrementará.*

Por otro lado, la aplicación de las redes neurales, sistemas de lógica difusa y algoritmos genéticos se incrementarían dramáticamente. Las capacidades de reconocimiento de patrón de las redes neurales, las capacidades de optimización y búsqueda de los algoritmos genéticos y el manejo de datos incompletos vagos y ambiguos permitirán a los desarrolladores producir aplicaciones inteligentes en todos los campos de la explotación y/o exploración. Cada una de estas técnicas está siendo usada individualmente, pero más importante es la necesidad de métodos híbridos usando dos o más técnicas IA. Irónicamente la tecnología de los sistemas expertos puede de hecho ser el

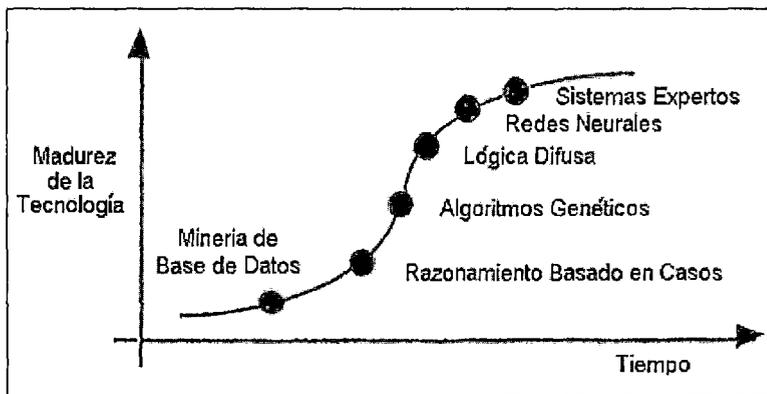


Fig. 2.5 Curva en forma de S de la evolución de la tecnología con el tiempo

“pegamento” en estos métodos híbridos. Además, hay otras tecnologías (Fig. 2.5) en el horizonte que están emergiendo como soluciones prácticas. Dos de ellas son: el razonamiento basado en casos (**Cased-**

**Based Reasoning**) y la minería de bases de datos (**Database Mining**). El primero usa historias pasadas, o problemas previamente resueltos, algo así como una librería para resolver problemas actuales. La minería de bases de datos implica el descubrimiento de conocimiento en bases de datos así como de relaciones no triviales que actualmente eran desconocidas. Más aplicaciones en la industria del petróleo aparecerán durante los siguientes años, mejorando tanto la productividad como la toma de decisiones.

## 2.2 SISTEMAS EXPERTOS

### 2.2.1 INTRODUCCIÓN

Entre las aplicaciones más citadas de la **Inteligencia Artificial**, probablemente la que más éxito ha tenido es el área de los **SISTEMAS EXPERTOS (SE)** - los cuales surgieron en la década del 70 - cuando los investigadores de **IA** abandonaron o pospusieron la búsqueda de máquinas inteligentes y se volcaron a la solución de problemas estrechamente relacionados al mundo real. Estos sistemas se agrupan en una clase más genérica denominada **SISTEMAS BASADOS EN EL CONOCIMIENTO (KBS: Knowledge Based Systems)**. La ecuación tradicional de:

**DATOS + ALGORITMOS = PROGRAMA**

Se reemplaza por una nueva arquitectura centrada alrededor de una base de conocimientos y un motor de inferencia, de modo que:

**CONOCIMIENTO + INFERENCIA = SISTEMA EXPERTO**

Lo cual es claramente similar, pero lo suficientemente diferente en el enfoque de solución de problemas, teniendo hondos repercusiones.

### 2.2.2 CARACTERÍSTICAS

Entre las características más saltantes se tienen:

- Son heurísticos por naturaleza.
- La resolución se logra manipulando símbolos.
- Normalmente disponen de una interface de usuario bastante elaborado.
- Tratan con incertidumbre los datos y el razonamiento.
- Son programas diseñados para ayudar a un usuario en un tema limitado pero difícil, que precisa de un cierto razonamiento y para cuya implementación no existe un algoritmo.
- Su proceso de razonamiento procede de un modelo de como razona un experto, por lo tanto, no se garantiza una solución óptima.
- Tienen algún tipo de modelo de sí mismos, de modo que pueden facilitar explicaciones razonables ante preguntas del usuario y por lo tanto justificar sus conclusiones.

### 2.2.3 FORTALEZAS Y DEBILIDADES

Entre los puntos fuertes tenemos:

- **Fiabilidad**, ya que siempre se van a comportar del mismo modo.
- **Consistencia**, pues utilizan unos criterios determinados frente al posible uso de diferentes criterios por parte de distintos expertos.
- **Disponibilidad**, ya que estos programas están disponibles cuando se les requiera.
- Frente a programas convencionales, estos sistemas permiten representar y usar conocimiento, no datos. Son heurísticos por naturaleza, no algorítmicos y por lo tanto, no garantizan la solución óptima; explican su razonamiento y pueden manejar información incompleta o incierta.

Existen también ciertos puntos débiles en el uso de los sistemas expertos - algunas de ellas - debilidades inherentes a los **SISTEMAS BASADOS EN REGLAS**. Por ejemplo, en ciertas situaciones pueden ocurrir interpretaciones erróneas que reflejan conceptos o criterios de diagnóstico equivocados usados por el operador que alimentó la base de conocimientos del programa. Por otra parte, el sistema aunque esté muy bien diseñado y alimentado, puede fallar frente a situaciones inesperadas, ya que durante su creación es muy difícil predecir situaciones excepcionales que un humano experimentado podría reconocer.

### 2.2.4 PARTICIPANTES EN EL DESARROLLO DE UN SISTEMA EXPERTO

Los actores principales que participan su diseño y desarrollo tal como aparece en la **Fig. 2.6** son los siguientes:

- **EL EXPERTO**, en el tema considerado debe ser una persona de reconocido prestigio, con reputación comprobada para producir buenos resultados en el área de consideración. Él junto con su experiencia, utiliza una serie de trucos e ideas que hacen que la búsqueda de una solución sea más eficiente. El sistema experto debe modelar este tipo de experiencia y conocimiento propio del experto. Aunque el sistema extrae normalmente el conocimiento de más de un experto, también es posible utilizar otras fuentes, como por ejemplo, bibliografías.
- **EL INGENIERO DE CONOCIMIENTO**, generalmente es la persona con experiencia en informática e inteligencia artificial, que sabe dialogar y modelar los conocimientos del experto. El ingeniero de conocimiento mediante una serie de entrevistas con los

expertos organiza el conocimiento, decide como debe ser representado en el SE y puede también participar con los programadores en la escritura de los programas.

- **LA HERRAMIENTA DE DISEÑO**, es el lenguaje de programación utilizado por el ingeniero de conocimiento o el programador para confeccionarlo. Este tipo de herramientas de software se diferencia de los lenguajes de programación convencionales en el sentido en que proporcionan los medios necesarios para representar conceptos y plasmar el conocimiento extraído de los expertos. En general, proporcionan además, facilidades para la construcción de la interface con el usuario y medios para la explicación de las conclusiones.

Es importante distinguir entre la herramienta utilizada para diseñarlo y el sistema experto en sí. La primera posee el lenguaje para representar y acceder al conocimiento contenido en el sistema y el entorno de soporte, es decir, el conjunto de programas para interactuar con el sistema.

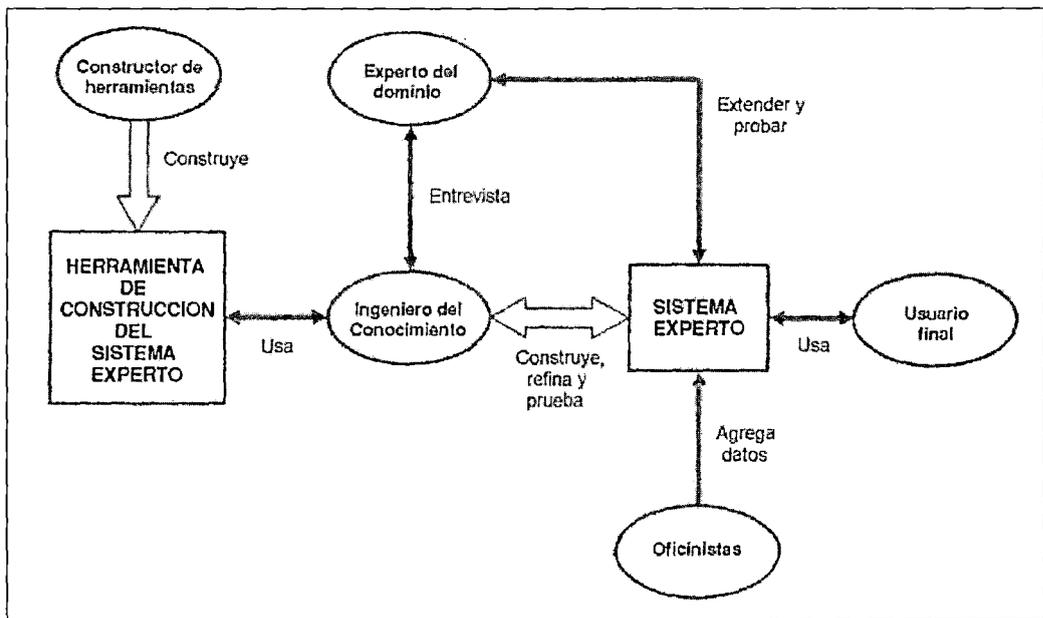


Fig. 2.6 Los integrantes del equipo de desarrollo de sistemas expertos

### 2.2.5 BÚSQUEDA EN EL ESPACIO DE ESTADOS

La idea fundamental que se percibe de la llamada búsqueda en el espacio de estados, es esencialmente muy simple. Muchos tipos de problemas pueden ser formulados en términos de tres importantes ingredientes:

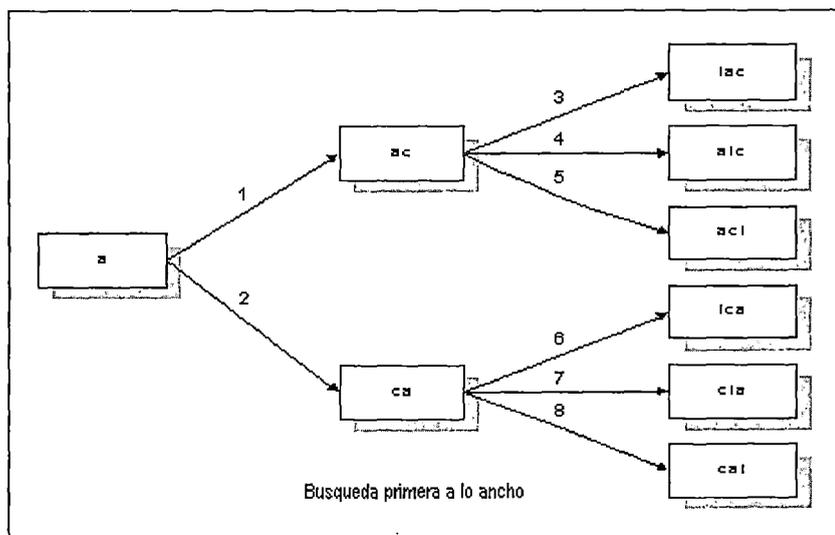
- Un estado de inicio de un problema, por ejemplo el estado inicial de un puzzle.

- Una prueba de finalización para detectar estados finales o soluciones al problema, por ejemplo una regla simple que dice cuando el puzzle está resuelto.
- Un conjunto de operaciones que pueden ser aplicados para cambiar el actual estado del problema, por ejemplo los movimientos o pasos involucrados en solucionar un puzzle.

Una manera de idear este espacio conceptual de estados es un árbol, en el cuál los estados son nodos y las operaciones son arcos. Considere el problema de crear una palabra a partir de una pequeña colección de letras en el juego del garabateo. Dando algunos operadores para formar letras, podemos generar un espacio de búsqueda. Suponga que las letras disponibles son **t**, **c** y **a**. Podríamos decidir, en cada nivel del árbol, sumar una letra en particular. Cada ramificación en un nivel dado correspondería a la colocación de esa letra en una posición diferente dentro de la palabra que intentamos ensamblar. En nuestro ejemplo, nosotros decidimos sumar las letras en orden alfabético. Al generar este espacio de estados, nosotros encontraremos tarde o temprano una palabra, "**act**" o "**cat**". Este espacio de búsqueda tiene dos curiosas propiedades que no todos los espacios tienen:

- Es finito, porque sólo existen algunas ( $n!$ ) maneras de arreglar  $n$  letras.
- No contiene ningún nodo repetido que pueden apuntar a lazos entre arcos.

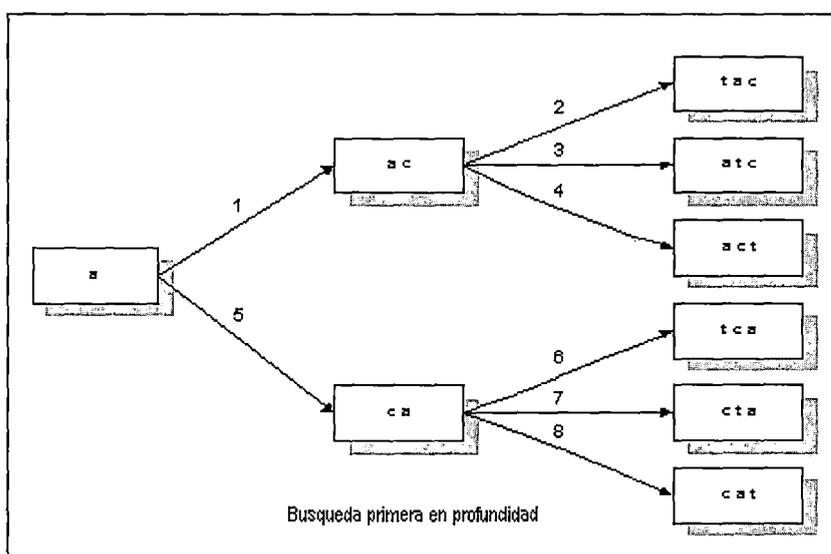
Este método de generar anagramas por progresiva enumeración es una instancia de un simple algoritmo llamado *generación y prueba*:



1. Generar un nuevo estado para modificar el estado actual; por ejemplo, formar una nueva configuración de letras a partir de una configuración existente.
2. Probar para ver si este estado es una solución; por ejemplo, ver si forma una palabra. Si es así, entonces se sale de lo contrario se vuelve al paso 1.

El conjunto de soluciones que satisfacen la condición del paso 2 es llamado algunas veces el espacio solución. En algunos puzzles, por ejemplo *8-Reinas*, las soluciones son abundantes, mientras que en otros, por ejemplo *8-Puzzles*, las soluciones son pocas. Esto es porque existen muchos modos de arreglar *8 Reinas* sobre un tablero de ajedrez sin ninguna reina amenazando a otra, pero *8-Puzzles* tiene sólo una solución.

Existen dos principales variantes del algoritmo *generación y prueba*: **BÚSQUEDA PRIMERA EN PROFUNDIDAD** y **BÚSQUEDA PRIMERA A LO ANCHO**. La diferencia entre ellos se basa en el orden en el cuál las posibles soluciones son generadas en el paso 1. Estos dos métodos tienen propiedades muy diferentes.



La **búsqueda primera a lo ancho** encuentra la ruta de solución más corta, si es que existe. En otras palabras, esta encuentra la ruta más corta entre el nodo raíz (nodo de partida) y la solución. Los algoritmos con esta propiedad son llamados admisibles. La **búsqueda primera en profundidad** puede conseguirse más rápida o lentamente dependiendo de cómo se guía por la heurística, esto es, si ella crea buenas decisiones escogiendo que rutas seguir. Pero dicha búsqueda puede nunca terminar si es que el espacio de búsqueda es infinito.

No es difícil ver cómo el número de nodos puede crecer exponencialmente en cada etapa, sin considerar el orden como son generados. Este fenómeno es referido como una *explosión combinatoria*, y coloca insuperables problemas a programas que intentan desarrollar juegos como el ajedrez enumerando "a la fuerza" todas las alternativas.

Desde que los humanos son más lentos que las computadoras en tales tareas de enumeración, y mucho menos seguros, uno puede asumir con seguridad de que los grandes maestros del ajedrez no operan de este modo. Ellos aplican mejor su experiencia, imaginación y destreza analítica para la selección de estrategias generales y movimientos ganadores. Esto se llamaría conducta "inteligente". Los programas de juegos también trabajan haciendo búsquedas, pero sus estrategias de búsqueda son más selectivas que el simple *generar-y-probar* y los algoritmos son complicados por el hecho de que dos jugadores toman turno en cada movimiento. Programas altamente exitosos han sido escritos para damas, backgammon y ajedrez. Los programas de ajedrez, por ejemplo no son en sí, sistemas basados en el conocimiento, pues buscan selectiva y eficientemente en grandes cantidades de configuraciones de tablero, utilizando algoritmos especializados.

### 2.2.6 BÚSQUEDA HEURÍSTICA

Dado que la búsqueda exhaustiva sólo es factible para espacios de búsqueda pequeños, algunos medios de guía son requeridos. Una búsqueda que emplea una parte de un dominio específico para atravesar un espacio de estados es llamada **heurística**. Una simple forma de búsqueda heurística es el **Hill Climbing** (escalonamiento de colina). En ella el programa ofrece una función de evaluación aplicable al estado actual del problema, con el cuál, obtiene un estimado de qué tan bien van las cosas. Luego se emplea esta función para seleccionar el siguiente movimiento.

Por ejemplo, una simple función de evaluación para un programa de ajedrez puede implicar una comparación directa de material entre los dos jugadores. Luego el programa busca maximizar esta función cuando aplica operadores, tales como el movimiento de una pieza. En otras palabras, seleccionará el movimiento que resulta en el más favorable balance de materiales, después que el movimiento ha sido ejecutado. Un algoritmo básico para el escalonamiento de colina puede ser como sigue:

- 1) Desde el punto actual del espacio de estados, aplicar reglas que generen un nuevo conjunto de posibles soluciones, por ejemplo, los movimientos legales de ajedrez que pueden ser hechos desde el estado actual.

- 2) Si cualquier estado en el nuevo conjunto derivado es una solución, se abandona con éxito, de lo contrario se toma solamente el mejor estado del conjunto, haciendo de este el estado actual y se irá al paso 1).

No obstante, existen problemas conocidos con este algoritmo. Para empezar, la función de evaluación puede no ser un fiel estimado de la bondad del actual estado del problema. Para proseguir con el ejemplo del ajedrez, un jugador puede tener más piezas que el otro, pero este puede estar en una mejor posición. Simples estimados basados en la ventaja de piezas no capturarán todas las sutilezas del juego. Además, sin importar si la función de evaluación da un buen estimado, existen varios estados del juego que pueden causar problemas. Por ejemplo, puede que no sea obvio el próximo movimiento, porque todos ellos parecen igualmente buenos o malos. La búsqueda **Best-First** es otra forma de búsqueda heurística que tiene mejores propiedades. Como en el escalonamiento de colina, se tiene una función de evaluación que califica los nodos que encontramos, pero adicionalmente se selecciona el próximo nodo por expansión de todos los nodos encontrados y no sólo por la de los sucesores del nodo actual. Tales algoritmos son moderadamente complicados, pero la idea general es que se deba mantener ahora el rastro de todos los nodos que se han visto y se deba estar preparado para considerar los que se dejó atrás, si es que ninguno de los sucesores del nodo actual luce promisorio.

La búsqueda **Best-First** supera al **Hill Climbing** porque no crea decisiones irrevocables basadas sobre información local. No obstante, ella es computacionalmente más costosa, gracias al mantenimiento total de registros, requerido para llevar en mente nodos que hemos visto pero dejados atrás sobre rutas inexploradas.

### **2.2.7. MÉTODOS HEURÍSTICOS**

En el desarrollo de un sistema experto pueden distinguirse 3 niveles de estudio:

#### **2.2.7.1 EL NIVEL CONSTRUCTOR**

Es el que sienta las bases de la estructura del razonamiento que conduce a la solución de las cuestiones planteadas al sistema. Determina la certeza de las deducciones que se van viendo al analizar las situaciones, descartando las improbables. En cada deducción se suele asociar un porcentaje probabilístico de aciertos.

Si al final del análisis resulta que la solución puede ser alterada completamente si en el camino hacia ella se retira un solo hecho, este en particular es vuelto a analizar para aumentar su probabilidad de certeza y asegurar el acierto de la solución. De lo contrario se

corrige el recorrido de los razonamientos llegándose a la solución correcta del problema planteado.

### 2.2.7.2 EL NIVEL CONCEPTUAL

Se refiere al conjunto de técnicas empleadas para tomar una decisión en un nodo del árbol de conocimientos. De tanto en tanto, el análisis conduce a una multiplicación de caminos a proseguir hacia las posibles soluciones. Para salir del nodo y tomar la ruta correcta se requiere de una descripción de los conceptos que emplea el experto. Estos conceptos se agrupan bajo el nombre de **MÉTODOS HEURÍSTICOS**, que no es otra cosa que un conjunto de mecanismos deductivos y de búsqueda de hechos.

### 2.2.7.3 EL NIVEL COGNOSCITIVO

Agrupar los conocimientos que el sistema experto debe poner en práctica al investigar la solución al problema.

## 2.2.8 ARQUITECTURA DE LOS SISTEMAS EXPERTOS

Desde el punto de vista funcional, un sistema experto en general y como mínimo, consta de dos componentes fundamentales: la **base de conocimientos** y el **motor de inferencia**.

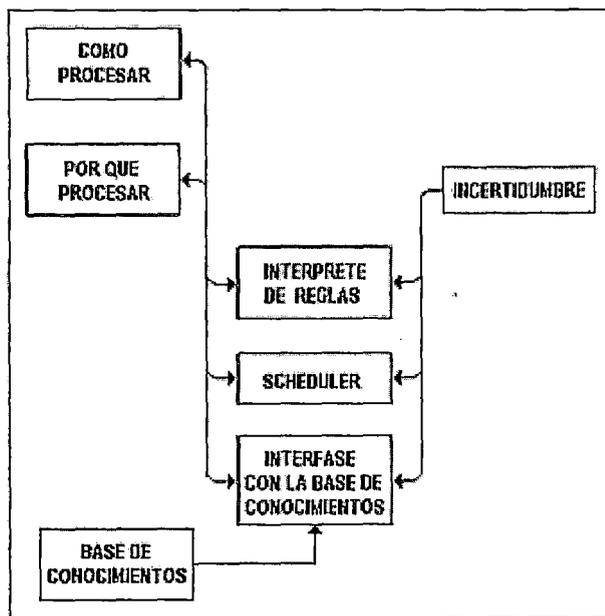


Fig. 2.7 Componentes de un motor de inferencia

*inferencia*. En una situación real, esta estructura suele complementarse con la *interface de usuario*, la *base de hechos* y la *interface de desarrollo*. El sistema es usualmente construido al ensamblar la base de conocimientos, la cuál luego es interpretada por un algoritmo que contiene un motor de inferencia.

La base de conocimientos viene vacía con un programa, el cuál es típicamente llamado **SHELL**. El usuario final de la aplicación interactúa vía la máquina de

inferencia, el cuál usa el conocimiento puesto en la base de conocimientos para responder preguntas, resolver problemas u ofrecer avisos. Los niveles constructivos y conceptuales suelen agruparse en la base de conocimientos que es el subprograma mayor en un sistema experto. El nivel cognoscitivo constituye la base de hechos del programa. Ambas bases se

relacionan por medio de un motor de inferencia, que no es otra cosa que un subprograma que utiliza los conocimientos y los métodos heurísticos para resolver el problema una vez especificada la naturaleza de los datos.

#### **2.2.8.1 MOTOR DE INFERENCIA**

Es un programa relativamente general que explora la base de conocimientos. Su misión fundamental es la de ampliar la base de conocimientos a los hechos disponibles en una situación concreta, para obtener o demostrar la solución buscada. Es teóricamente del dominio de aplicación. El motor de inferencia utiliza las reglas (si este es el formalismo utilizado para la representación del conocimiento), las interpreta y encadena hasta lograr una condición de parada, que depende del motor y de la base de hechos disponibles. De hecho, la aplicación de las reglas provoca modificaciones en la base de hechos. La solución de un problema se concreta en la proposición de un diagnóstico o de un plan de acciones. La Fig. 2.7 muestra los componentes del motor.

#### **2.2.8.2 BASE DE CONOCIMIENTOS**

Contiene el conocimiento específico y procedural, las reglas, normas de conducta y trucos para acortar el proceso de inferencia de un modo oportunista, y de este modo converger rápidamente hacia la solución. La base de conocimientos ha de estar organizada de forma eficaz, no únicamente para facilitar su interpretación por el motor de inferencia, sino también para ser comprendido, modificado y ampliado con facilidad.

#### **2.2.8.3 INTERFACE DE USUARIO**

Este módulo realiza la interface hombre-máquina tanto desde el punto de vista del programador que lo desarrolla como desde el punto de vista de los usuarios del sistema, por lo que estos han de estar involucrados en su diseño desde el principio. Dependiendo del usuario al que el sistema está destinado, esta interface puede llegar a varios niveles de elaboración. Hay aplicaciones, como por ejemplo, las de lenguaje natural, cuyo objetivo es únicamente el desarrollo de una buena interface de usuario.

#### **2.2.8.4 BASE DE HECHOS**

Contiene el conocimiento declarativo, al nivel de datos, sobre el problema y su entorno en cada instante. Es el módulo que almacena toda la información dependiente del caso concreto que se está estudiando en esta sesión.

#### **2.2.8.5 INTERFACE DE DESARROLLO**

Sirve para facilitar la labor durante las fases de construcción, mantenimiento y ampliación del sistema. Cuanto más potente sea esta interfase, menor será el tiempo de

desarrollo y más fiable será el sistema experto. En el caso de incluir un sistema de aprendizaje, el sistema debería ser capaz de modificar su base de conocimientos a partir de datos obtenidos de su experiencia e interacciones con el experto.

### 2.2.9. MODELOS DE REPRESENTACIÓN DEL CONOCIMIENTO

Un sistema experto basado en el conocimiento desarrolla la tarea que normalmente sería desarrollado por un grupo de expertos. Para que sea efectivo, el conocimiento adquirido del experto debe ser representado apropiadamente para prevenir ambigüedades en los procedimientos de solución del problema. Actualmente diferentes técnicas de representación están disponibles. Hay, sin embargo, algunos problemas que requieren enfoques únicos en la representación del conocimiento.

Los modelos de representación más conocidos son:

- 1.- Reglas de Producción.
- 2.- Redes Semánticas.
- 3.- Frames.
- 4.- Lógica de Predicados.
- 5.- Ternas O-A-V. (Objeto-Atributo-Valor)
- 6.- Scripts.
- 7.- Híbridos.

Existen también técnicas especializadas de representación que algunas veces son necesarias para direccionar las características únicas de ciertos dominios de problema. El enfoque especializado puede ser necesario para tomar ventaja de estrategias específicas de búsqueda. Por ejemplo, Badiru presentó el modelo del Conjunto de Cantor en 1987.

#### 2.2.9.1 REGLAS DE PRODUCCIÓN

El formato más popular y versátil de todas los esquemas de representación de conocimiento (recomendaciones, directivas o estrategias), de modo que se mantenga su carácter procedimental es la **regla de producción**. Sus creadores fueron **Newell y Simon**. Esta regla **IF-THEN** enlaza los antecedentes a sus consecuentes asociados. La estructura IF - THEN de reglas que enlazan pares de objetos o atributos es la siguiente:

**IF** *premisa* **THEN** *conclusión*  
**IF** *input* **THEN** *output*

**IF** condición **THEN** acción  
**IF** antecedente **THEN** consecuente  
**IF** datos **THEN** resultado  
**IF** acción **THEN** meta

La premisa se refiere al hecho que debe ser verdad antes que una cierta conclusión sea delineada. La entrada se refiere a que los datos deben estar disponibles antes que cierto resultado pueda ser obtenido. La condición se refiere a las circunstancias que deben prevalecer antes que cierta acción pueda ser tomada. El antecedente se refiere a la situación que debe ocurrir antes que cierto consecuente pueda ser observado. La acción se refiere a las actividades que deben entenderse antes que cierto resultado puede ser esperado. El antecedente típicamente contiene varias cláusulas enlazadas por los conectivos lógicos **AND** y **OR**. El consecuente consiste de uno o más frases que especifica la acción a ser tomada.

Las ventajas de las reglas son:

- Ellas son flexibles, ya que las reglas individuales pueden ser fácilmente añadidas, removidas o actualizadas.
- Ellas proveen una representación hacia delante que es fácil de interpretar.
- Ellas están estructuradas en un modo similar al modo en que la gente resuelve problemas.
- Ellas son útiles para representar la interacción entre el conocimiento declarativo y procedimental.

La mayor desventaja de las reglas es el requerimiento para un mecanismo eficiente de búsqueda para encontrar reglas apropiadas durante la consulta a un sistema experto. La idea de escribir procedimientos mediante secuencias de reglas, fue propuesta por primera vez, por el matemático Post. No obstante, con el fin de permitir que la misma pueda aplicarse a problemas reales de procesamiento del conocimiento, ha habido una amplia gama de desarrollos, y particularmente en referencia a la organización de las reglas y al diseño de las estructuras de control que las manipulan,

La parte de la acción de una regla se puede necesitar para hacer una pregunta del usuario, implementar algún procedimiento estándar de programación, o incluso, interactuar con algún recurso físico para encender o apagar el sistema, además de alterar la base de datos.

### 2.2.9.2 REDES SEMÁNTICAS

Este modelamiento es requerido para codificar el conocimiento del mundo y el significado de palabras en un formato teórico gráfico. Basadas en la simple y antigua idea de que la memoria se compone de asociaciones entre conceptos, la unidad básica funcional

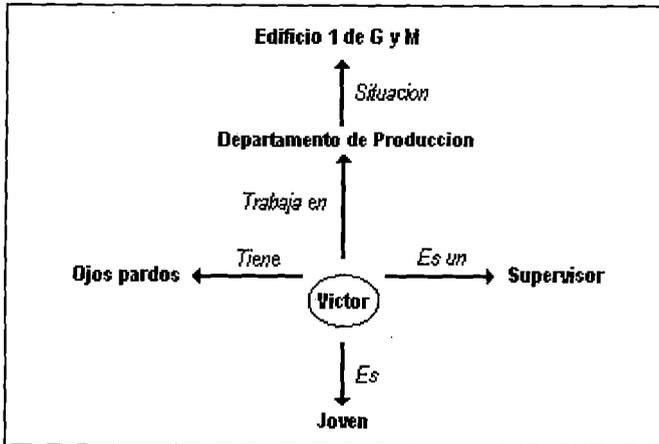


Fig. 2.8 Ejemplo de una red semántica

dé una red semántica es una estructura que se compone de dos elementos: **nodos** enlazados por un **arco**. Cada nodo representa algún concepto, y el arco representa a su vez, una relación entre dos conceptos. Los nodos se etiquetan con el nombre de la relación más importante. Cualquier nodo puede estar unido a cualquier número de nodos, dando lugar por lo tanto, a la formación de una red de hechos. La **Fig. 2.8** muestra una representación de hechos relativos al empleado "Victor":

- "Victor **Es un** Supervisor"
- "Victor **Trabaja en** el Departamento de Producción **Situado** en el Edificio 1 de GyM"
- "Victor **Es** joven"
- "Victor **Tiene** ojos pardos"

En el diagrama pueden verse que con unidades de una red semántica se pueden construir conjuntos muy complejos de información. Con la notación básica de las redes semánticas no era posible representar situaciones donde una serie de objetos diferentes son ocurrencias del mismo concepto general. Por ejemplo, puede ser necesario registrar que una compañía emplea a dos personas diferentes que se llaman PEDRO, una de los cuales es OBRERO y trabaja para el supervisor PEDRO. La solución es usar dos nodos especiales, etiquetados con PD-1 y PD-2 para identificar a los dos individuos diferentes que comparten el mismo nombre: PEDRO. La distinción entre objetos específicos y conceptos generales es fundamental en el uso de las redes semánticas. Así, se le han dado nombres diferentes a las dos clases diferentes de objetos. Un objeto específico se denomina "muestra". Para identificar a los nodos muestra, a su vez, se usa un concepto general que se denomina "tipo" y no tiene ningún identificador especial. Estas jerarquías de herencias

proporcionan un camino efectivo para simplificar nuestra representación y para reducir la información que se necesita almacenar en cualquier nodo. Esto aumenta considerablemente la velocidad del procesamiento y permite la obtención de información a partir de interrogatorios generales.

Las redes semánticas han sido usadas exitosamente para representar conocimientos en dominios que usan taxonomías bien definidas para simplificar la resolución del problema. Algunas de las ventajas de las redes semánticas son:

- 1.- Flexibilidad al añadir, modificar o borrar nuevos nodos y arcos.
2. - Habilidad para heredar relaciones de otros nodos.
3. - Facilidad para delinear inferencias acerca de la jerarquía de herencias

La mayor desventaja de las redes semánticas es la falta de una formal estructura definitiva, la cual la hace difícil de implementar en una especificación operacional.

### 2.2.9.3 FRAMES

SUPERVISOR	
Especialización	Ingeniero de Petróleo
Nombre	Ricardo Badani F.
Edad	45
Dirección	Av. Los Trompeteros 345
Departamento	Reservorios
Salario	4500
Fecha de inicio	12/07/1983
Fecha de término	23/11/2005

Un **frame** consiste de una colección de slots que contienen atributos para describir un objeto, una clase de objetos, una situación, una acción, o un evento y son usadas para representar conocimiento declarativo. Los **frames** difieren de las redes semánticas en el sentido que estos contienen un subconjunto

de ítems que pueden ser representados en una red semántica. En una red semántica, la información acerca de un objeto puede ser colocada aleatoriamente en toda la base de conocimientos. En cambio, en este modelo de interpretación, la información es agrupada dentro de una unidad llamada justamente **frame**. Esta organización de relaciones útiles ayuda a imitar el modo en que un experto organiza la información acerca de un objeto en porciones de datos.

Los psicólogos creen que cuando los expertos recuerdan información acerca de un objeto en particular, todos los atributos típicos de los objetos son recordados al mismo tiempo como grupo. Si un **frame** no es relevante para una situación problema, el control se moverá a l siguiente. Este modelo de representación tiene un nombre que identifica al concepto que describe. Al observar el **frame SUPERVISOR** se ve que está formada por un

conjunto de descripciones (lado izquierdo) que se denominan **campos de información** y que identifican los elementos estructurados básicos del concepto. A la derecha de estos, hay espacios que pueden rellenarse con el nombre de algún objeto, representando en cada momento el valor del campo de información. En cada instante, representa un concepto que soporta un subconjunto de relaciones con los nombres de los conceptos que actúan como valores de sus campos de información. Basándonos en el ejemplo, el campo "**Especialización**" es de esta manera, utilizado para construir una jerarquía hereditaria similar a la formada por el enlace "es un" en las redes semánticas. Por lo tanto "**Ingeniero de Petróleo**" será un marco de mayor nivel. Algunos campos de información están rellenos con objetos que no son nombres. El contenido de un campo es una constante, o el nombre de otro **frame**. Dado este almacenamiento de los conceptos generales, queda el problema de cómo representar la información perteneciente a cada individuo. La técnica estándar es hacer copias de las partes más relevantes del sistema y particularmente dar valores a los campos de información particulares del individuo.

#### 2.2.9.4 LÓGICA DE PREDICADOS

El cálculo proposicional es un sistema elemental de lógica formal que es usada para determinar si una proposición dada es verdadera o falsa. El cálculo de predicados añade la capacidad de especificar relaciones y hacer generalizaciones acerca de las proposiciones. Las expresiones lógicas usan cálculo de predicados para generar inferencias al aseverar la veracidad de las sentencias proposicionales.

Entre las ventajas tenemos:

1. Simplicidad de la notación permite ser rápidamente comprensible.
2. La modularidad permite que las sentencias sean añadidas, borradas o modificadas sin afectar a las otras sentencias de la base de conocimientos.
3. La brevedad es una ventaja debido a que cada hecho ha de ser representado solo una vez
4. Las técnicas de prueba de teoremas pueden ser usadas para derivar nuevos hechos de las antiguas.

Entre las desventajas tenemos:

1. Dificultad para representar el conocimiento procedural y heurístico.
2. Dificulta al manejar grandes bases de conocimiento, debido a la restringida estructura organizacional.
3. Limita los procesos de manipulación de datos.

### 2.2.9.5 TERNAS O-A-V

Una terna O-A-V es un tipo común de red semántica usada dentro de la estructura de otros modelos de interpretación. La tripleta está dividida en tres partes: **Objeto**, **Atributo** y **Valor**. La representación presenta una lista serial de un objeto y un atributo de interés. Los objetos son visualizados como entidades físicas o conceptuales. Los atributos son propiedades generales que definen al objeto, mientras los valores indican las descripciones específicas de los atributos.

Objeto	Atributo	Valor
Engranaje	Nro de dientes	20

### 2.2.9.6 SCRIPTS

Los scripts es una técnica de representación de conocimiento sugerido por Shank (Shank y Childers, 1984). Los scripts son una forma especial de frames, las cuales describen una secuencia estereotipada de eventos en un contexto particular. Esta presenta la secuencia esperada de eventos y su información asociada en series de frames basado en el tiempo. Los scripts pueden ser imaginados como empaques de variadas metas, soluciones y personalizaciones asociadas con eventos particulares. Los **scripts** pueden ser descritos en diferentes notaciones, pero ellos deberían contener ciertos ingredientes básicos: una **meta** que las acciones en el modelo de interpretación deberían satisfacer, **pre-condiciones** para el empleo del script y **post-condiciones** que se mantendrán luego de empleado el script. También debería existir una lista de fases claves que sirva para organizar la acción.

#### SCRIPT RESTAURANTE

<b>Meta :</b>	Comer sin tener que cocinar.
<b>Pre-condiciones :</b>	Hambre, tener dinero, restaurante abierto.
<b>Post-condiciones :</b>	No tener hambre, tener menos dinero.
<b>Acto 1:</b>	Ingresar al restaurante. Sentarse uno mismo, si es que no hay una señal que prohíba hacerlo o si no hubiera anfitriones. De otro modo, permita al anfitrión que lo ubique.
<b>Acto 2:</b>	Consultar el menú, ordenar y comer.

	Recordar que pueden existir 'especiales'.
<b>Acto 3:</b>	Pedir la cuenta. Pagar apropiadamente al mozo o cajero. Salir.

El ejemplo líneas arriba es un **script** simple para una visita a un restaurante, el cual sería activado por una meta de 'alimentación', sería satisfecha por una solución de 'comida' y ensamblaría conocimiento intermediario acerca de ubicación, menús, chequeos, consejos y gustos. Tales recursos explican porque ciertas conductas (tales como desvestirse frente a extraños) sean consideradas normales en un lugar (el consultorio médico) y anormales en otros (el restaurante).

Notar que existen variadas convenciones que pueden diferir de lugar en lugar, por ejemplo, con respecto a la ubicación, platos especiales y pago, los cuales sirven para guiar la conducta. Ciertas asunciones son construidas dentro del modelo, por ejemplo el que se pueda pagar luego de comer, a diferencia de una cafetería. Idealmente, un **script** debería contener algunas conductas de respaldo para cuando ciertas asunciones sean transgredidas.

### 2.2.9.7 HÍBRIDOS

Cada técnica de representación de conocimiento tiene sus ventajas y desventajas. Los primeros sistemas expertos tendieron a usar una técnica u otra de modo exclusivo. En cambio, más recientemente la tendencia ha sido combinar diferentes técnicas de representación, de modo que se tome ventaja de las capacidades de cada técnica dentro del contexto del problema a resolverse.

## 2.2.10. FORMAS BASICAS DE CONSTRUCCION DEL MOTOR DE INFERENCIA

### 2.2.10.1 ENCADENAMIENTO HACIA ADELANTE (ORIENTADO A DATOS)

El motor de inferencia utiliza la información que se le proporciona a través de una red de **AND** u **OR** lógicos hasta que encuentre un punto terminal que es su objetivo. Si no ha sido posible encontrar un objeto, el motor de inferencia sigue buscando información hasta que pueda emitir una respuesta. En la base de conocimientos los atributos que definen al objeto crean un camino que conduce hacia él, y la única forma de alcanzarlo es satisfaciendo todas sus reglas.

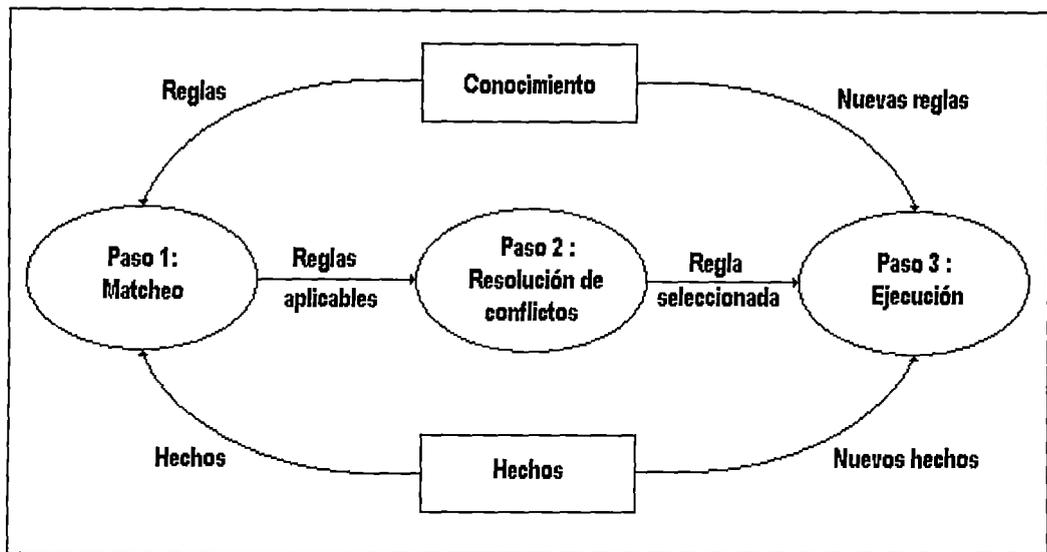


Fig. 2.9 Proceso de inferencia de encadenamiento hacia adelante

### 2.2.10.2 ENCADENAMIENTO HACIA ATRÁS (ORIENTADO A OBJETIVOS)

Comienza con un objeto (hipótesis) y solicita la información para confirmarla o negarla. Este método solicita solamente la información necesaria para encontrar el objeto. Va dirigido a la meta permitiendo que solo la información relevante pueda introducirse en el sistema.

### 2.2.10.3 ENCADENAMIENTO HACIA ATRÁS MEJORADO

Es un control de inferencias que solicita la información que tenga mayor importancia en el estado actual del sistema. La teoría operativa es que el sistema solicita como nueva, aquella información que elimina la mayor incertidumbre posible. La incertidumbre puede surgir del medio ambiente, porque algunas fuentes de información la introducen (por ejemplo, medidas de precisión limitada) y/o por carencia de observaciones o de conocimiento. La incertidumbre surge en casi todos los campos de aplicación de los sistemas expertos y en la tecnología de la inteligencia artificial. De lo anteriormente visto, las reglas de producción son los vehículos mas ampliamente usados para codificar tanto el conocimiento como las "heurísticas" (reglas practicas) del experto. En el encadenamiento hacia atrás mejorado, las reglas de producción poseen un factor de certeza o de confianza. Este factor no es un valor estadístico ni probabilístico. Simplemente representa el grado de incertidumbre que involucra la verificación de las hipótesis contenida en la regla. Este factor es calculado por la maquina de inferencia basándose en datos suministrados por el experto.

### 2.2.11. CONOCIMIENTO ES PODER

En esta última década ha crecido la convicción de que el poder heurístico de un solucionador de problemas se apoya en la representación explícita del conocimiento

relevante al cual el programa pueda acceder, y no en algún sofisticado mecanismo de inferencia o alguna complicada función de evaluación. Esto hizo claro que existen ventajas unidas a la estrategia de representación explícita del conocimiento humano en módulos de patrones dirigidos, en vez de codificarlo dentro de un algoritmo implementado usando técnicas de programación convencionales.

- El proceso de "renderear" el conocimiento explícito en forma de fragmentos parece estar más en armonía con la manera en que los expertos almacenan y aplican su conocimiento. En respuesta a peticiones acerca de cómo los expertos hacen su trabajo, pocos de ellos proveerán una bien articulada secuencia de pasos que garanticen terminar con éxito en todas las situaciones. Tal vez, el conocimiento que ellos poseen tenga que ser extraído mediante interrogantes acerca de que harían en casos típicos, y luego haciendo pruebas para las excepciones.
- Este método de programación permite la rápida realización incremental de prototipos y un desarrollo de sistemas. Si el diseñador y programador de sistemas han hecho sus trabajos apropiadamente, el programa resultante podría ser fácil de modificar y extender, de tal modo que los errores y vacíos en el conocimiento pueden ser rectificadados sin mayores ajustes en el código existente. Si ellos no han hecho apropiadamente sus trabajos, los cambios en el conocimiento pueden tener impredecibles efectos, desde interacciones no planeadas entre módulos de conocimiento.
- Un programa no tiene que resolver el problema completo o siempre ser bueno todo el tiempo, en razón de ser útil. Un sistema experto puede funcionar como un **asistente inteligente**, el cuál enumera alternativas en la búsqueda de una solución y expone algunas de las menos prometedoras. El sistema puede dar el juicio final o algunas decisiones estratégicas intermedias para el usuario y seguir siendo una herramienta útil.

Sin embargo, se ha reconocido también que los sistemas basados en reglas no son fáciles de construir y depurar. A medida que la base de conocimientos crece, las reglas tienden a interactuar de manera imprevista, compitiendo para ser atendidas o aplicadas al problema. La experiencia nos ha enseñado que existen diferentes métodos de solución de problemas que trabajan mejor sobre particulares tipos de problemas.

## 2.3 PRUEBA DE POZOS (WELL TESTING)

### 2.3.1 INTRODUCCIÓN

**PRUEBA DE POZOS (Well Testing)** es una técnica ampliamente usada en el área de la **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**, para obtener información acerca de las

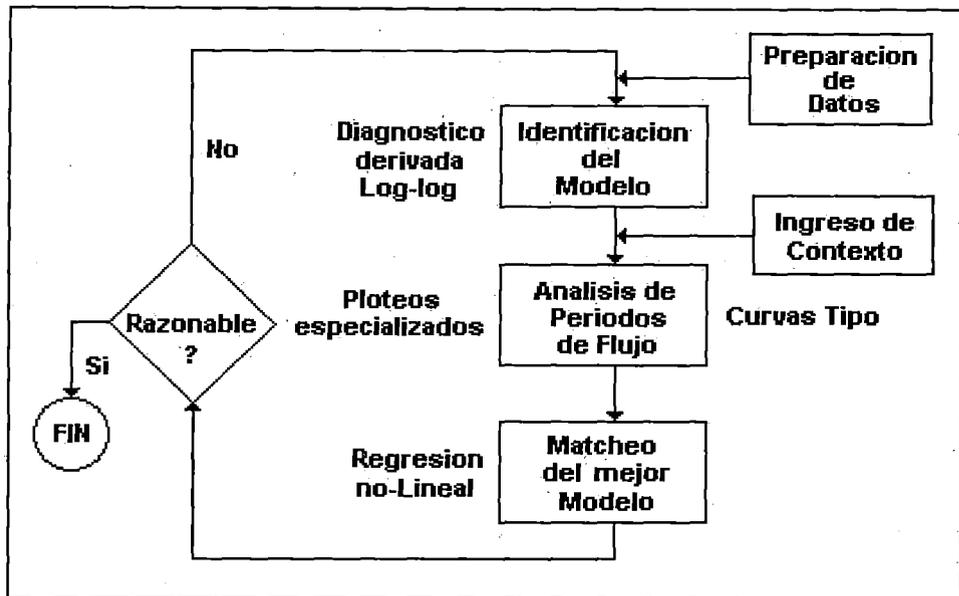


Fig. 2.10 Algoritmo del análisis de Pruebas de Pozos

propiedades desconocidas del sistema **POZO/RESERVORIO**, afin de predecir su futura performance. Estas propiedades son usualmente determinadas indirectamente a través de las mediciones in situ de dos variables: **presión (p)** y **régimen de flujo (q)**. La Fig. 2.10 muestra el diagrama del algoritmo usado en el análisis transiente, presentado el año 1997 en un forum de la **SPE** (Society of Petroleum Engineers).

El proceso de interpretación también es vista como el típico problema del **ANÁLISIS DE LA SEÑAL** (Gringarten, 1986), donde un impulso (**señal de entrada**: régimen de flujo) perturba al reservorio y la respuesta (**señal de salida**: cambio de presión) es monitoreada a tiempo real. Medir la reacción y analizar los datos constituyen el área de las **PRUEBAS TRANSIENTES DE PRESIÓN**, pero por cuestiones de generalidad la identificaremos como **PRUEBA DE POZOS**.

El objetivo primario es identificar el modelo de reservorio y estimar sus propiedades a partir de la respuesta de presión. Para ello se desarrolla el modelo matemático del reservorio, el cual genera una respuesta de salida similar al del sistema real de reservorio. La mayoría de ingenieros de petróleo, creen que analizar una prueba de pozos es muy

difícil, dado que los modelos matemáticos empleados en la interpretación, requieren ciertas habilidades matemáticas de las que probablemente la mayoría adolecen. Pero

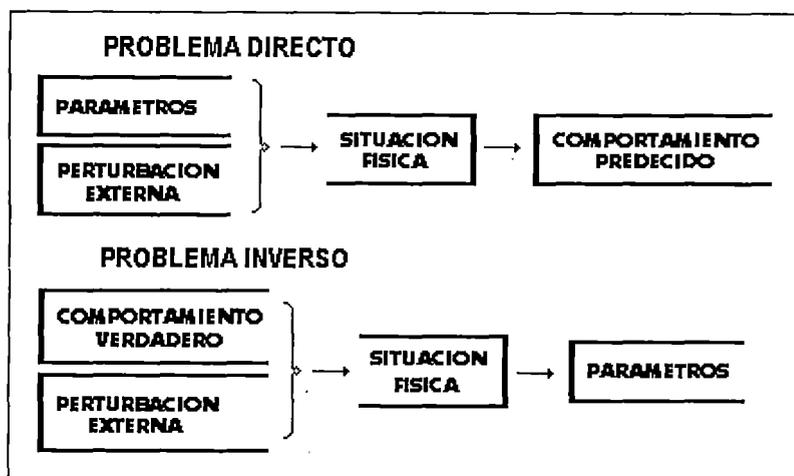


Fig. 2.11 Problema Directo versus Problema Inverso

definitivamente, la interpretación de la prueba depende largamente de la comprensión de los procesos físicos tanto en el pozo como en el reservorio hidrocarbonífero, lo cual está al alcance de la mayoría de los ingenieros. La Fig. 2.11 nos muestra la

diferencia entre el enfoque del problema directo versus el problema inverso, donde se conocen la entrada (**input**) y la salida (**output**) pero no el sistema (**system**).

### 2.3.2 ESTADO DEL ARTE

En la literatura de petróleo y/o gas, más de 700 artículos han sido publicados sobre el tema del análisis transiente en los últimos 65 años. Un número menor de publicaciones existe acerca del análisis de la prueba de bombeo en el campo de la hidrología freática. Esta literatura se ha desarrollado debido a que el comportamiento de la presión en un pozo puede ser medido fácilmente y es una cantidad útil. Los instrumentos para medir las presiones máximas en pozos de petróleo fueron desarrollados y usados en los EEUU a inicios de la década del 20 del siglo pasado. Estos dispositivos incluyeron medidores de tipo Bourdon que registraban por la marca de un estilote sobre una hoja de metal ennegrecida así como boyas o repetidores sónicos para medir niveles en los pozos. Por 1931 continuamente se registraban con instrumentos de marcas tales como **Amerada**, **Humble** y **MacDonald**. Una de las aplicaciones iniciales para **presiones de fondo** (bottom hole pressure: **BHP**) en los pozos fue la medición de la **presión estática de formación**. Después que un pozo estuvo cerrado por un periodo de tiempo tal como 24 a 72 horas, una medición de la BHP era una clara indicación de la presión estática de formación. Este procedimiento se realizó para reservorios permeables y de alta productividad. Los ingenieros de buena gana reconocieron que las mediciones de presión estática dependían del tiempo de cierre. Mientras más baja sea la permeabilidad, mayor será el tiempo requerido para que la presión se iguale. Esto conduce al hecho que cuando un pozo es

cerrado, la duración de la restauración de la presión es una reflexión de la permeabilidad de la roca alrededor del pozo.

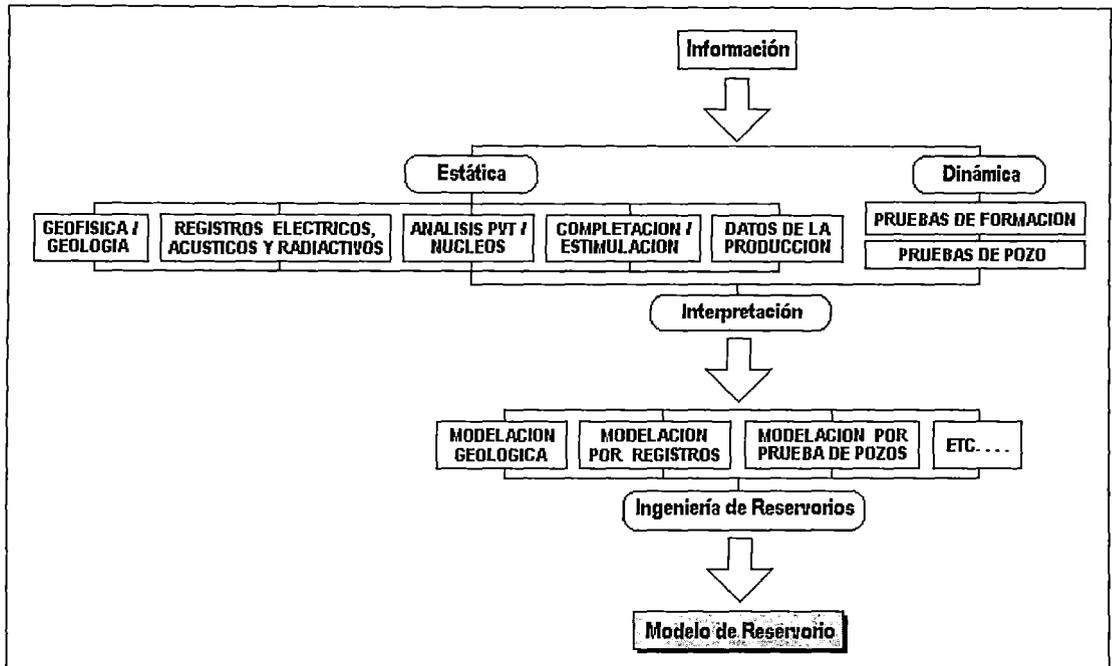


Fig. 2.12 Pasos necesarios para construir un modelo de reservorio

Una de las primeras determinaciones de la permeabilidad de formación a partir de los datos de la transiente de presión fue publicada en 1933 por **Moore et al.**. El método de restauración en Hidrología (análogo al método de Horner) fue introducido en 1935 por **Theis**. En 1937, **Muskat** presentó un método semilog iterativo (ensayo y error) para determinar la presión estática del área de drenaje en pozos petroleros. En 1949, **Van Everdingen** y **Hurst** desarrollaron una solución al problema pozo-reservorio con efecto de almacenamiento. **Miller, Dyes y Hutchinson (MDH)**, presentaron en 1950, un método basado en soluciones presentadas por Van Everdingen y Hurst, estableciendo que  $p_{ws}$  debía ser una función lineal del tiempo de cierre,  $\Delta t$ . Los gráficos servían para determinar la presión estática del yacimiento bajo condiciones de frontera exterior cerrado y a presión constante, asimismo investigaron y propusieron un método para analizar presiones para flujo multifásico. **Horner**, en 1951, presentó un método para analizar pruebas de restauración y determinó que un gráfico de la presión de fondo de cierre,  $p_{ws}$ , debía ser una función lineal del  $\log \frac{(t + \Delta t)}{\Delta t}$ . En 1953, Van Everdingen y Hurst introducen el concepto de daño. En 1955, **Perrine** presentó una revisión de los trabajos de Horner y MDH, y propuso un nuevo método para análisis de pruebas de presión para flujo multifásico. Posteriormente **Martín** estableció las bases teóricas para este método. **Matthews, Brons y Hazebroek**

(MBH) en 1954 presentaron un estudio para determinar el comportamiento de presión de pozos localizados dentro de áreas de drenaje rectangular. Desarrollaron además un método para determinar presión promedio del área de drenaje, el cual hace uso de la presión falsa,  $p^*$  de Horner. **Al-Hussainy, Ramey y Crawford** introdujeron en 1966 el concepto de la función pseudopresión,  $m(p)$ , definieron condiciones de aplicabilidad de estudios presentados anteriormente y extendieron la teoría de análisis de pruebas de presión de líquidos a gases utilizando la función  $m(p)$ . En 1970 **Agarwal, Al-Hussainy y Ramey** introdujeron el análisis de los periodos iniciales de flujo o restauración de presión mediante el método de la curva tipo, para un pozo localizado en un yacimiento infinito con efecto de llene y efecto de daño. Este método se conoce normalmente como método de Ramey. **McKinley** en 1971 y **Earlougher y Kersch** en 1974 también presentaron modelos de curva tipo para el problema del pozo con efecto de almacenamiento y daño. En 1979 **Gringarten et al.**, introdujeron una curva tipo para yacimientos homogéneos con condición de contorno interior en el pozo de efecto de almacenamiento y efecto de daño y para yacimientos de fractura inducida. La solución de Gringarten et al., fue una solución mas completa y elaborada. En 1982 **Bourdet et al.**, introdujeron el método de la derivada para análisis de presiones. El problema de las curvas tipo anteriormente mencionadas, consistía en que se generaban repuestas no únicas. Por ello, Bourdet et al., presentaron una curva tipo de flujo, compuesta de dos familias de curvas de parámetros  $C_D e^{2S}$ : la curva tipo log-log de Gringarten et al. y la curva de la derivada de presión de Gringarten et al.

Las técnicas de medición de presión se mejoraron notablemente con la introducción del medidor electrónico de presión en 1970. El instrumento es de mejor precisión y resolución que los medidores mecánicos tipo Amerada que utilizan el tubo Bourdon. Nuevas técnicas de análisis matemático y aplicaciones numéricas tales como las funciones de **Green**, el algoritmo de **Sthefest**, las diferencias finitas, los elementos finitos, etc., han permitido obtener soluciones particulares del problema general con valor en el contorno del sistema pozo-yacimiento. Entre ellas citaremos a las soluciones para pozos de fractura de conductividad infinita y finita, así como para los modelos de pozo multiestrato y pozo horizontal. Asimismo los avances en hardware para instrumentos de medición y registro in situ de presiones alrededor del pozo así como la introducción de las computadoras personales de gran capacidad de memoria y velocidad de procesamiento de datos y de cálculo, hizo accesible a los ingenieros, programas y métodos de análisis de reservorios que estaban disponibles solamente para grandes computadoras y que podían aplicarse durante el desarrollo in situ de las pruebas. A inicios de la década del 80 del siglo pasado, se comienza a efectuar mediciones simultáneas de presión y tasas de flujo durante la etapa transiente. Esto permitió ser un campo de intensa investigación tecnológica en cuanto al

desarrollo de instrumentos de medición y técnicas de análisis, mediante el uso de la **CONVOLUCIÓN** y la **DECONVOLUCIÓN**. La Fig. 2.12 muestra los pasos necesarios para construir un modelo de interpretación a partir de la información estática y dinámica que se extrae de las pruebas, datos y/o análisis.

### **2.3.3 OBJETIVOS DE LAS PRUEBAS DE POZO**

Cada área tiene preguntas específicas que deben ser respondidas a través de esta técnica. Prescindiendo del área, los objetivos apropiados deben tenerse en mente a través de todo el diseño de la prueba, implementación y interpretación.

#### **2.3.3.1 EXPLORACIÓN**

A partir de los regímenes de flujo, se pueden estimar la deliverabilidad del pozo y el tamaño de reservorio. Con esta información se absuelven interrogantes, como por ejemplo, si es conveniente colocar una plataforma en el campo o si una zona debería ser completada. También se pueden estimar las distancias a las fronteras vecinas del reservorio a partir del comportamiento a tiempos tardíos de la respuesta de presión. Como ejemplo, están las **pruebas DST**, las cuales pueden ser usadas para evaluar los tipos de fluidos descubiertos y el potencial de los pozos exploratorios así como los de desarrollo

#### **2.3.3.2 CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS**

Para caracterizar un reservorio, deben estimarse sus propiedades más significantes afín de analizar y predecir su performance con modelos analíticos o numéricos. Dos aspectos importantes son: la identificación del modelo de reservorio y la estimación de parámetros. En la identificación del modelo de reservorio, una interpretación geológica o una probable alternativa debería usarse para fines confirmatorios. Por ello toda fuente de conocimiento es relevante para el análisis (Fig. 2.13). En la estimación de parámetros, parámetros tales como la permeabilidad y la presión del área de drenaje deben estimarse.

Típicamente, cuando una prueba se conduce con el propósito de caracterizar al reservorio, se hace un muestreo del área de drenaje de un solo pozo en vez de tomar al reservorio como un todo. Por ello, las corridas de las pruebas para caracterización del reservorio son más cortas que aquellas para exploración. Es importante reconocer que existe un límite para el nivel de detalle que puede lograrse al caracterizar un reservorio. Esto se debe a que la propagación de la presión es un proceso de difusividad inherente y está gobernada principalmente por las condiciones promedio más que por heterogeneidades locales.

### 2.3.3.3 INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN

El ingeniero de producción está interesado en evaluar el daño en hueco de pozo, así como también la efectividad del tratamiento de estimulación. Estas áreas se enfocan sobre una porción aún más pequeña del reservorio: la región más cercana al hueco de pozo. La baja productividad puede ser causada por diversos factores, incluyendo la baja permeabilidad de formación, daño o la baja presión de reservorio. La acción apropiada a

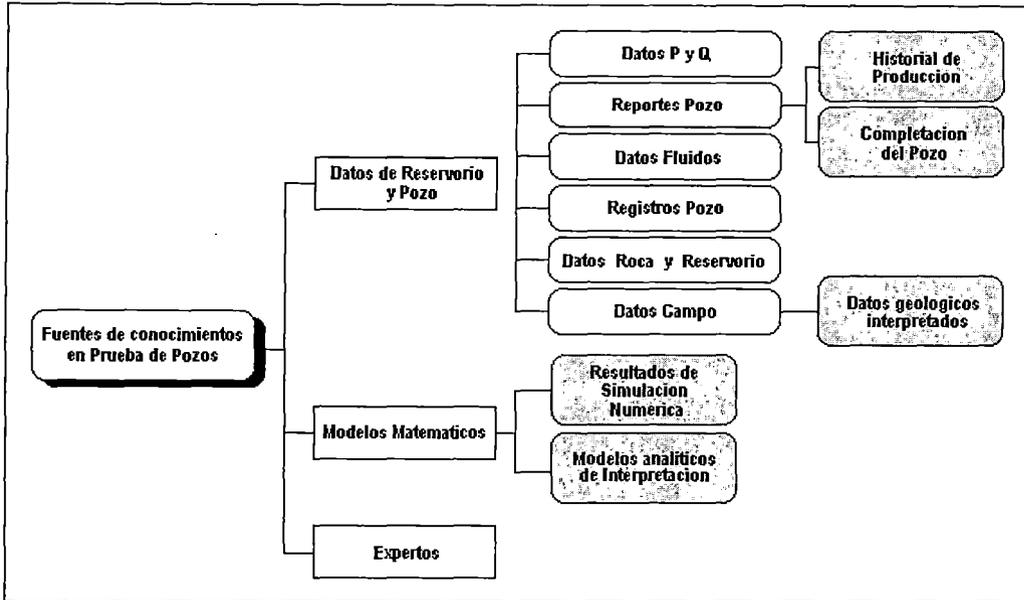


Fig. 2.13 Fuentes de conocimiento en Prueba de Pozos

tomarse depende del entendimiento acerca de las causas de la baja permeabilidad. Si la productividad es baja debido a la baja permeabilidad de formación, un tratamiento de fracturamiento hidráulico o un pozo horizontal, podrían ser necesarios. Una acidificación puede requerirse si la baja productividad es causada por el daño de hueco de pozo.

Si la variable responsable de la bajísima productividad, es la baja presión del reservorio, el pozo tiene que ser abandonado. El daño de hueco de pozo debido a la invasión de filtrado de lodo es a menudo interpretado en términos del factor skin. Un factor skin positivo puede también ser causado por otras situaciones, tales como el flujo no-Darcy, penetración parcial del intervalo productivo, perforaciones taponadas o daño debido a los fluidos inyectados. Una prueba de pozos puede ayudar a determinar la causa y la prolongación del factor skin positivo de modo que una acción apropiada pueda ser tomada. Normalmente, un tratamiento de estimulación es diseñado para conseguir un skin reducido o una deseada longitud media de fractura y conductividad. Una prueba de pozos post-estimulación puede determinar si el resultado deseado fue alcanzado. Los diseños de posteriores estimulaciones pueden ser modificados para asegurar óptimos resultados. En

resumen, tanto los *Trazadores* como las *Pruebas de Pozo* son dos técnicas que pueden usarse para describir el reservorio.

### 2.3.4 ASPECTOS PRÁCTICOS DE LAS PRUEBAS DE POZO

El uso de las pruebas transitorias está sustentado por varias razones:

1. Ellas proveen información necesaria para manejar reservorios de petróleo y gas (permeabilidad, presión de reservorio, longitud efectiva de fractura, etc.).
2. Ellas son relativamente simples de correr (en algunos casos, solo es necesario un medidor superficial de presión y una válvula).
3. Los resultados de las pruebas no dependen de la herramienta (es decir, no se necesitan diversos métodos de interpretación para medidores de presión de diferentes manufactura si su exactitud, precisión y resolución están en el mismo rango).
4. Los modelos de interpretación están disponibles en la literatura, probablemente debido a que varios de estos modelos fueron desarrollados por instituciones académicas y compañías de servicios.

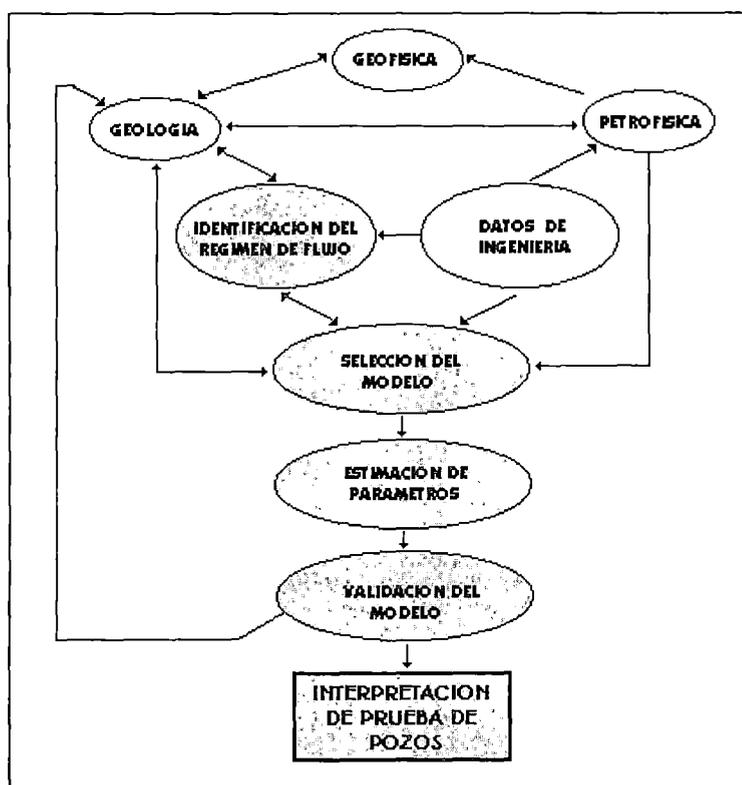


Fig. 2.14 Proceso de interpretación de Prueba de Pozos

De tiempo en tiempo, son presentados artículos que resumen lo más avanzado en tecnología de punta. Se puntualizan áreas donde los avances técnicos son necesarios para resolver problemas existentes en la descripción del reservorio y su manejo. Las áreas de desarrollo esperado, fueron determinadas sobre la base del estado actual de la tecnología y las fuerzas que probablemente dictarán las direcciones de trabajo. Aunque Prueba

de Pozos está considerada como un área madura de la ingeniería de reservorios, se

mantiene como una de las áreas de interés más activas en investigación, desarrollo y operaciones de campo. La Fig. 2.14 nos muestra el proceso de interpretación a seguirse.

El alto nivel de actividad se espera que continúe debido a: **(1)** diversos problemas técnicos que no han sido resueltos, como los rigurosos análisis de pruebas en formaciones heterogéneas o reservorios sometidos a recuperaciones secundaria o terciaria; **(2)** los desarrollos en computación y comunicaciones han provisto de mayores capacidades para transferir, procesar y analizar los datos; **(3)** la industria esta tomando conciencia de los beneficios de una comprensiva descripción del reservorio, la cual requiere la integración de diversos métodos de caracterización donde Prueba de Pozos está demostrando ser un elemento clave y **(4)** los resultados del trabajo en esta área han sido exitosos en el pasado. Por eso, es probable que los recursos sean dirigidos a desarrollar la tecnología necesaria. La palabra clave que describe los desarrollos esperados es *evolución*. Es probable que pasos pequeños y estables contribuyan al desarrollo de esta tecnología en años posteriores.

### 2.3.5 METODOLOGIA ACTUAL DEL ANALISIS DE PRUEBA DE POZOS

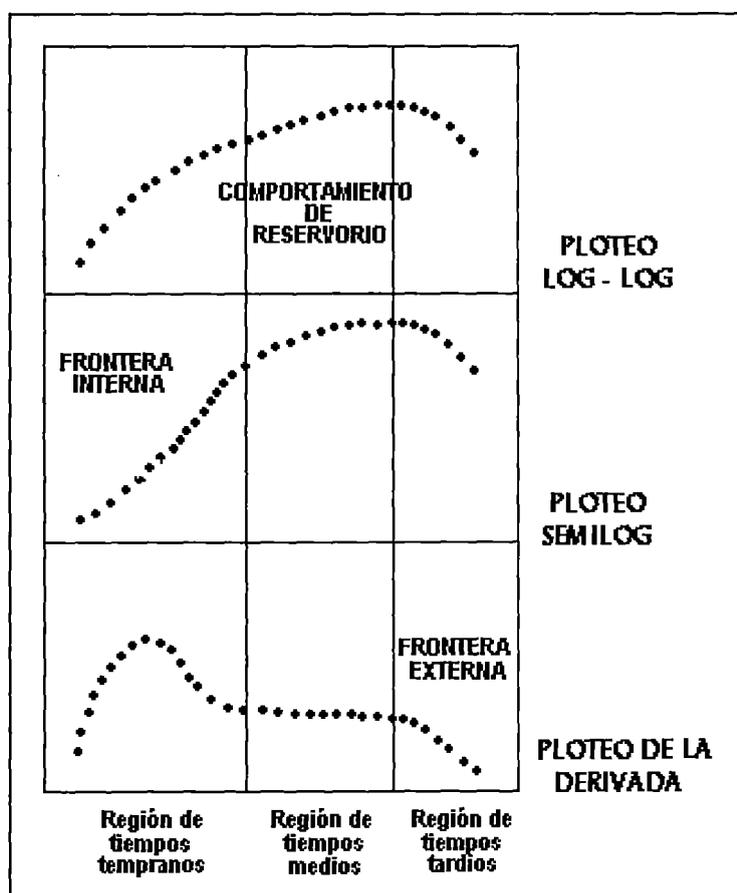


Fig. 2.15 Relaciones entre los regímenes de flujo y los segmentos del modelo sobre diferentes ploteos de diagnóstico

Debido a que el principio fundamental de la interpretación de prueba de pozos es "MATCHEAR" un modelo matemático a una respuesta observada de reservorio, es necesario decidir inicialmente cual modelo matemático de la plétera disponible, es el más apropiado. Este reconocimiento del modelo se mantiene tanto para el tradicional análisis gráfico como para las técnicas asistidas por computadora. En el análisis tradicional, se

reconoce el modelo de reservorio por los rasgos característicos de su respuesta, al presentar los datos observados en un estándar formato gráfico, tal como un ploteo log-log o semilog.

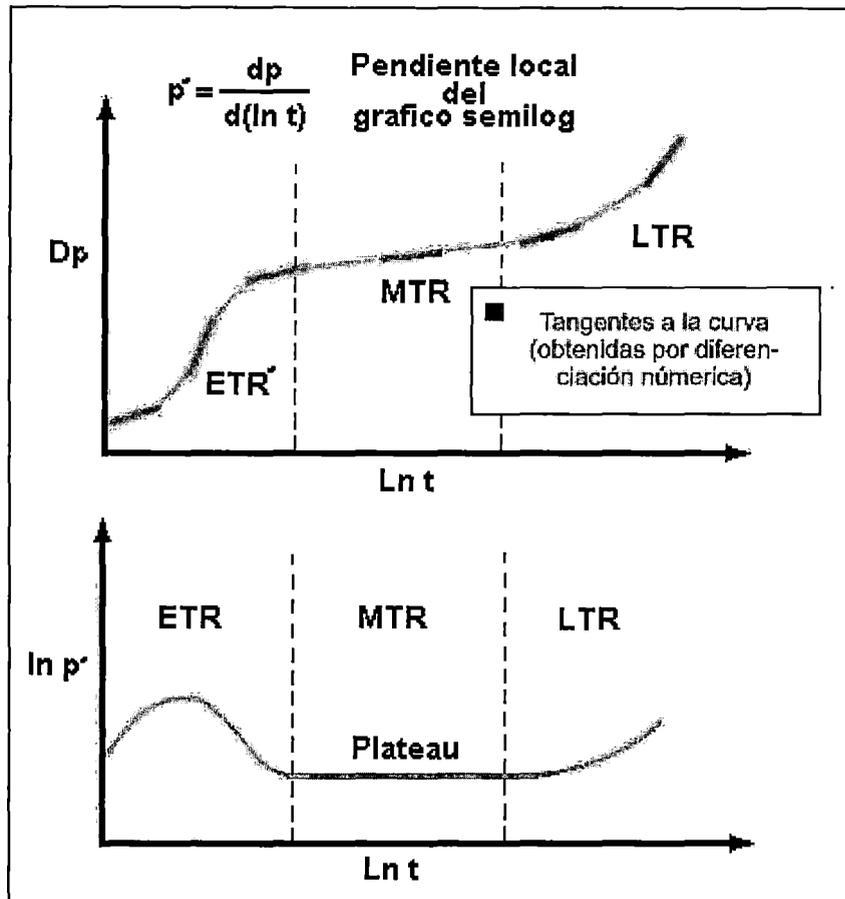


Fig. 2.16 Regiones de tiempos iniciales (ETR), medios (MTR) y tardíos (LTR) en una prueba transiente son mostrados en un ploteo semilog

En cambio, en el análisis moderno (Figs. 2.15 y 2.16), el uso de las curvas de la **DERIVADA DE LA PRESIÓN** se ha hecho un estándar debido a que estas curvas tienen una mayor precisión en zonas de respuesta de mayor interés y poseen características fácilmente identificables. Los métodos automatizados de reconocimiento del modelo, tales como el enfoque de los sistemas expertos y/o redes neuronales se basan en los mismos rasgos característicos de la derivada de presión. Sin embargo hasta la fecha, las curvas tipo de la derivada están basadas sobre la restrictiva asunción de que el impulso que da lugar a una respuesta transitoria de presión se debe a un cambio de paso de una región de flujo constante a otra. Debido a que las características familiares están basadas sobre la asunción del cambio de paso, y además que en la práctica de Prueba de Pozos es muy raro observar solo un régimen de flujo, se hace necesario corregir las observaciones para calcular cual sería la respuesta, cuando el régimen de flujo cambia súbitamente de un valor

a otro. Este proceso de cálculo es llamado **DECONVOLUCIÓN**. Una vez que el modelo de reservorio ha sido reconocido, los parámetros incógnitas del reservorio (permeabilidad, skin, longitud de fractura, tamaño de reservorio, etc.) pueden ser estimados al matchear las respuestas del modelo y las observadas. En el análisis tradicional, esto puede hacerse matcheando una parte de la respuesta (por ejemplo, matcheando una porción de línea recta sobre un ploteo Horner) o matcheando la respuesta entera (por ejemplo, en un **MATCHEO DE LA CURVA TIPO**).

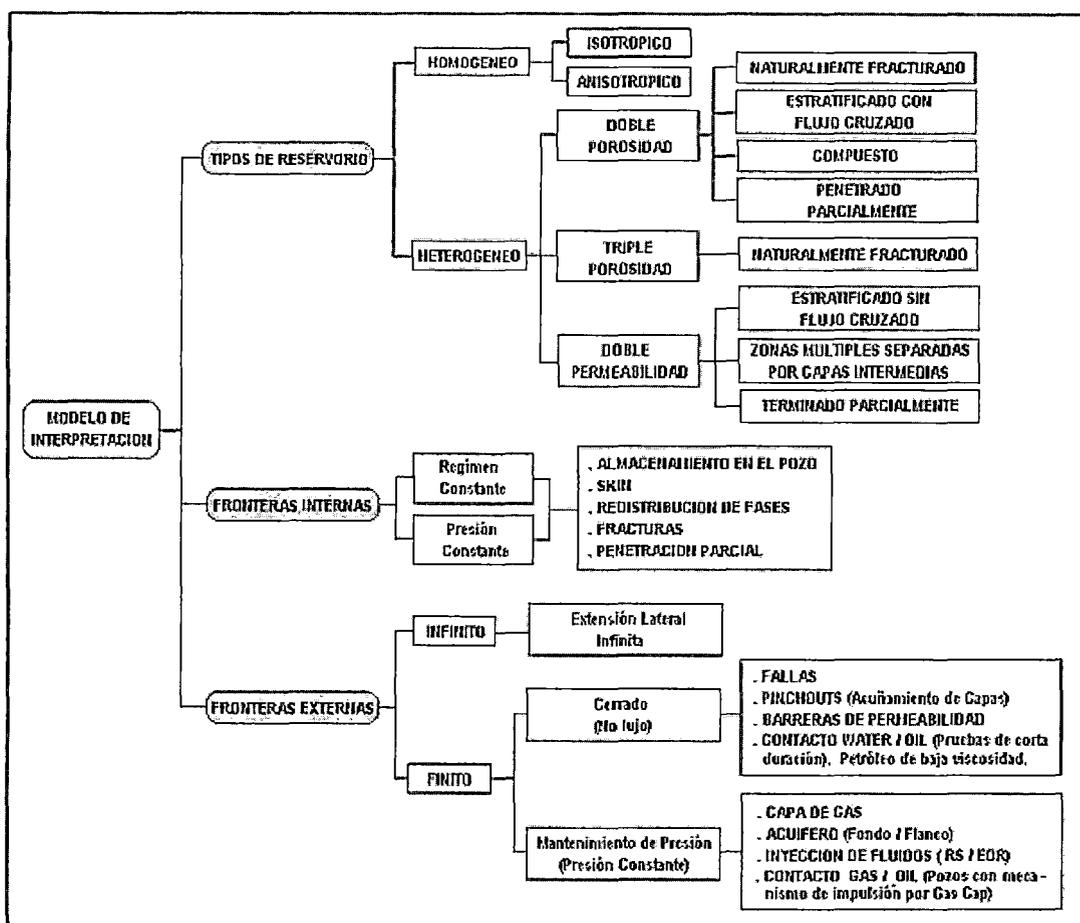


Fig. 2.17 Modelos de interpretación para el análisis de Pruebas de Pozos

En un análisis asistido por computadora, el matcheo se consigue a través de la **REGRESIÓN NO LINEAL**. Es importante notar que la regresión no lineal, al igual que el análisis de la curva tipo, matchea el conjunto entero de observaciones, por ello el nombre de "análisis automatizado de la curva tipo" que algunas veces - probablemente incorrecto - es dado a esta técnica. A diferencia del matcheo de la curva tipo, la regresión no lineal no depende del impulso logrado del cambio de paso de un régimen de flujo de constante a otro. En vez de eliminar el requerimiento de los cambios de régimen de flujo, la regresión no lineal tiene la ventaja de permitir el cálculo de los intervalos de confianza sobre los

estimados de los parámetros. La determinación de los intervalos de confianza da un estimado cuantitativo de las fortalezas y debilidades en la consistencia de los datos y el proceso mismo de interpretación. Por ejemplo, los intervalos de confianza han revelado que algunos parámetros están pobremente determinados de una interpretación de prueba de pozos, como por ejemplo los parámetros: razón de almacenamiento o la conductividad de una fractura de conductividad infinita. Esta información no ha sido completamente entendida en el análisis tradicional y una simple aplicación de la regresión no lineal no necesariamente lo revelará.

Por lo tanto, en la mayoría de las interpretaciones asistidas por computadora, los datos de la transiente de presión deben pasar a través de un cálculo de deconvolución a fin de reducir a un régimen de flujo constante los cambios súbitos de rate, para posteriormente ser presentados en un ploteo de la derivada de la presión (o una descripción simbólica por computadora) afin de reconocer el modelo de interpretación. Finalmente la respuesta original (no deconvolucionada) se matchea con el modelo apropiado usando la regresión no lineal y los intervalos de confianza son estimados para evaluar la validez de los resultados.

### 2.3.6 EL PROBLEMA DEL ANALISIS DE LA SEÑAL

La señal de entrada es usualmente un cambio de la **función paso** (step function) en el régimen de flujo de un pozo, creado al abrir el pozo a producción o cerrándolo, mientras la señal de salida es el correspondiente cambio de presión. La forma más simple y frecuentemente discutida de la señal de entrada es una producción a régimen constante, la cual es una **función de un paso** (one-step function) en el régimen de flujo. Esta prueba es llamada la **prueba drawdown**.

Una de las dificultades prácticas en una prueba drawdown es mantener el flujo a un régimen fijo durante todo el periodo de prueba. Por lo tanto, una prueba buildup donde el pozo es cerrado luego de una producción a régimen constante, es la más frecuentemente usada, dado que la condición de régimen de flujo constante (régimen de flujo es cero) es alcanzada fácilmente. En algunos casos, son empleadas las pruebas de flujo multirate donde las señales de entrada son **funciones multipaso**. Un ejemplo de prueba de flujo multirate es una **prueba de pulso**. En esta prueba, las señales de entrada son secuencias de periodos de producción y cierre. La propagación de la presión a través del reservorio es un proceso inherentemente difusivo y la naturaleza difusiva de la respuesta de presión tiene varias consecuencias:

1. La naturaleza difusiva de la respuesta de presión es gobernada largamente por las

condiciones promedio en lugar de las heterogeneidades locales (Horne, 1990). Por lo tanto, el uso de la respuesta de presión para detectar heterogeneidades locales tiene una limitación inherente. Durante una prueba de pozo, solo cambios abruptos en las propiedades físicas tales como la movilidad y almacenabilidad dentro del reservorio son más probables de detectarse.

2. Debido a su naturaleza difusiva, los cambios de presión se propagan a través del reservorio a una velocidad infinita. Una vez que la señal de entrada es aplicada al reservorio, la respuesta de presión relaciona toda la información acerca del reservorio tales como la permeabilidad promedio, el skin, el efecto de frontera, el efecto de la heterogeneidad y así sucesivamente. Por lo tanto, teóricamente es posible obtener toda la información acerca del reservorio desde el inicio de la prueba.
3. En el reservorio, mientras más alejado esté un punto del pozo, más reciente la información relacionada a ese punto, será significativa para la respuesta de presión. En la práctica, el efecto de frontera se hace significativa para la respuesta de presión solo después de un cierto tiempo y los conceptos de radio de investigación y tiempo de estabilización son frecuentemente usados.

Diversos criterios han sido propuestos para definir tanto el radio de investigación como el tiempo de estabilización. La principal razón para las diferencias entre estos criterios resulta del modo en que es definido el tiempo cuando los efectos de frontera se hacen significativos. En otras palabras, la diferencia viene de las magnitudes de las tolerancias usadas, dado que teóricamente la respuesta de presión en un pozo relaciona toda la información acerca del reservorio desde el inicio de la prueba. Aquí es importante comprender la escala de la resolución del análisis de prueba de pozos. **Hewett y Berhrens (1990)** mostraron cuatro clases de rango de escalas en un reservorio. Estas son la escala microscópica (escala de unos pocos poros dentro del medio poroso), la escala macroscópica (escala de los tapones de core y mediciones en laboratorio de las propiedades de flujo), la escala megascópica (escala de bloques grillados en modelos full-field) y la escala gigascópica (escala de reservorio).

Los modelos de reservorio están basadas en las ecuaciones de la conservación de la masa derivadas de la escala macroscópica, la cual es la escala de representativo volumen elemental donde los detalles de la estructura macroscópica del medio poroso son reemplazados por ficticias continuidades de propiedades. En casos donde el tamaño del bloque grillado es de escala gigascópica diversas técnicas de escalamiento son empleadas. La escala de la resolución alcanzable en el análisis de prueba de pozos generalmente está relacionada a la escala gigascópica, ya que la respuesta de presión tiende a dar las propiedades integradas del reservorio sin la suficiente resolución para detectar pequeñas heterogeneidades.

### 2.3.7 EL PROBLEMA INVERSO

Cada reservorio se comporta diferentemente de modo que es necesario tener el mismo número de modelos matemáticos conforme existan reservorios. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, la resolución alcanzada en el análisis de Prueba de Pozos tiene limitaciones debido a la naturaleza difusiva de la respuesta de presión. Esto hace posible estudiar un número finito de modelos matemáticos.

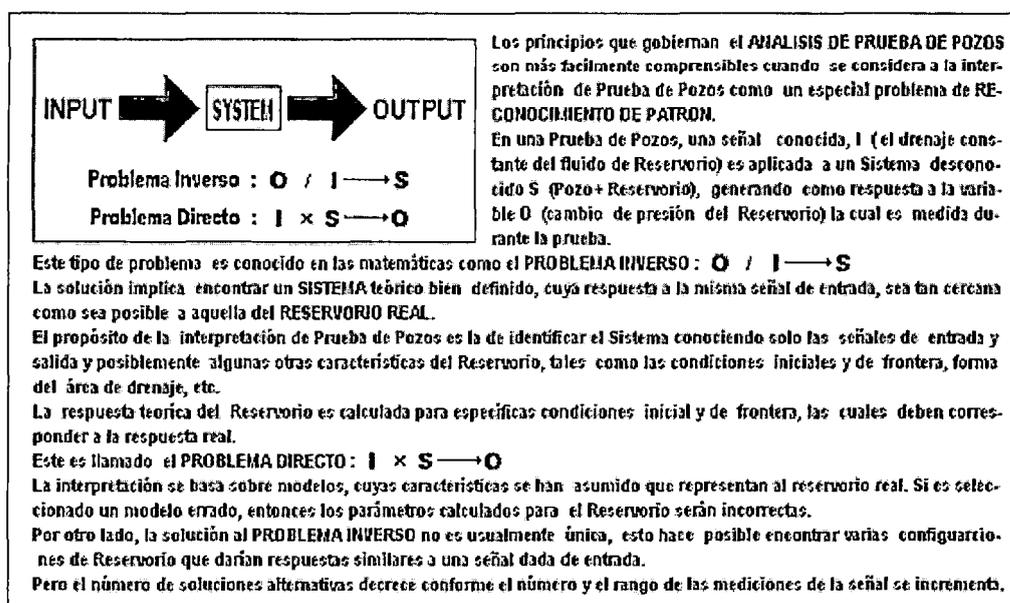


Fig. 2.18 PRUEBA DE POZOS: Un especial Problema Inverso

Esta explicación teórica ha sido confirmada en experiencias reales de campo por muchos años de éxitos en el análisis de Prueba de Pozos. Los datos observados de presión (la respuesta real de presión) no pueden ser idénticos a la respuesta de presión calculada usando un modelo matemático por dos razones: **errores de medición** y la **naturaleza simplificada del modelo** (Watson et al., 1988). Los errores de medición pueden reducirse grandemente si se usan exactos dispositivos de medición de presión. Sin embargo, aún si un correcto modelo fuera usado, el error al modelar podría existir, dado que un simple modelo matemático es empleado para representar un comportamiento complejo de reservorio. Por lo tanto, la discrepancia entre los datos observados de presión y la respuesta de presión calculados es inherente en el análisis de Prueba de Pozos. Por lo tanto, la solución final del problema inverso es encontrar el modelo más apropiado, el cual genere una respuesta de presión tan cercana como sea posible a la respuesta real de presión. Lo que hace más dificultoso desarrollar el análisis de Prueba de Pozos es que diferentes modelos pueden mostrar matcheos adecuados para los datos observados. Uno de los casos comúnmente encontrados es la detección de fronteras. En la práctica, el efecto

de la frontera se hace significativo solo después de cierto tiempo. Esto significa que ya sea un **modelo infinite acting** o un **modelo de frontera**, cualquiera de ellos pueden proveer un matcheo más o menos equivalente de los datos observados de presión, previo al tiempo al cual el efecto de frontera se haga significativo.

En casos donde la duración de la prueba es bastante larga para detectar el efecto de frontera, el modelo de frontera es aplicado. Para pruebas de duración transicional, es necesario decidir si el modelo de frontera debería aplicarse o no. En la regresión no lineal, los valores estimados de permeabilidad y skin tienen una fuerte correlación positiva. La permeabilidad también tiene relativamente una fuerte correlación con la distancia a la frontera. Por ejemplo, un modelo infinite acting puede ser usado erróneamente para representar el comportamiento con una falla sellante lineal, y la permeabilidad así como el skin pueden tener valores por mas de la mitad de los valores reales (Horne, 1990). Esto indica que el uso de un modelo incorrecto no solo conduce a una evaluación incorrecta del tamaño de reservorio sino también produce valores estimados incorrectos de los otros parámetros de reservorio. Por lo tanto, la discriminación entre modelos de reservorio es un caso crucial para una interpretación exitosa. Una secuencia común de procedimientos para

1. Seleccionar diversos modelos candidato de reservorio por el análisis gráfico usando el ploteo de la derivada de presión.
2. Usar regresión no lineal para estimar los valores de parámetros.
3. Verificar los resultados usando los intervalos de confianza, así como el criterio para decidir si el modelo es aceptable o no.

Actualmente, los intervalos de confianza sugeridos por **Dogru, Dixon y Edgar** en 1977 así como **Rosa y Horne** en 1983 han sido herramientas útiles para una evaluación cuantitativa de modelos. Sin embargo, los intervalos de confianza algunas veces dan resultados inapropiados debido a las limitaciones implicadas inherentemente al obtenerlos.

### 2.3.8 CLASIFICACION DE LOS RESERVORIOS

Aunque todos los reservorios son diferentes (Fig. 2.17)., el estudio de los datos de

HOMOGÉNEOS	HETEROGÉNEOS
• Isotrópico	• Doble Permeabilidad
• Anisotrópico	• Doble Porosidad
	• Triple Porosidad

las pruebas de presión en la mayoría de los reservorios indican que el comportamiento de los mismos es limitado durante una prueba, por ello solo se requiere un número limitado de modelos de interpretación. El comportamiento de los reservorios puede ser clasificado en:

### 2.3.8.1 RESERVORIOS HOMOGÉNEOS

El comportamiento homogéneo del reservorio significa que hay solamente un medio poroso que produce (ver Fig. 2.19). Esta es una definición matemática que se refiere al específico perfil del comportamiento de presión versus tiempo, debido a un cambio en el régimen de producción. Esto no significa que el reservorio posea propiedades homogéneas reales en toda su extensión.

**HOMOGÉNEO** implica que cada una de las propiedades del reservorio tiene el mismo valor en todas partes. Por esta definición, todos los reservorios son heterogéneos. Sin embargo, desde un punto práctico punto de vista, si las propiedades del reservorio no cambian significativamente de un punto a otro, el reservorio puede ser tratado como un sistema homogéneo. En tales reservorios las propiedades obtenidas de las pruebas transientes de presión son un grupo de permeabilidad,  $\frac{kh}{\mu}$  y un grupo de porosidad,  $\phi C_v h$

Cuatro de las cinco variables en esos dos grupos son escalares y solamente una variable, la **permeabilidad**,  $k$ , puede cambiar con la dirección ( $k$  es un tensor). En un reservorio homogéneo, si la permeabilidad es la misma en todas las direcciones, el reservorio es denominado **Isotrópico**. Si la permeabilidad en un reservorio homogéneo no es la misma en todas las direcciones, el reservorio es denominado **Anisotrópico**.

### 2.3.8.2 RESERVORIOS HETEROGÉNEOS

El comportamiento de doble porosidad puede describir los siguientes sistemas:

#### 2.3.8.2.1 RESERVORIOS CON COMPORTAMIENTO DE DOBLE POROSIDAD

El comportamiento de doble porosidad significa que existen dos medios de distinta porosidad y permeabilidad que están activos simultáneamente (ver Fig. 3.10). Pueden estar uniformemente distribuidos o pueden estar separados. Pero solo uno de los dos puede producir fluido al pozo; el otro medio actúa como una fuente. El comportamiento de doble porosidad puede describir los siguientes sistemas:

- Reservorios fisurados.

- Reservorios multiestratos con un alto contraste de permeabilidad entre los estratos.
- Reservorios de un solo estrato con altas variaciones de permeabilidad a lo largo del espesor del reservorio.
- Penetración parcial

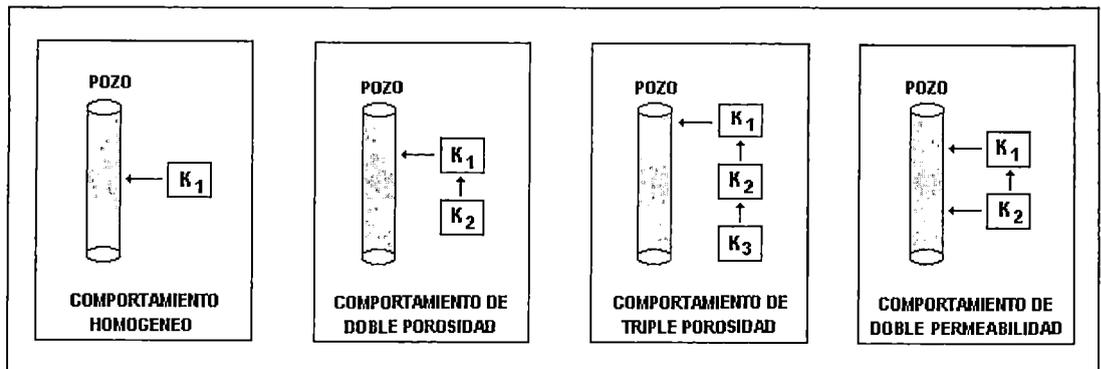


Fig. 2.19 Modelos de comportamiento de Reservorio

El modelo de doble porosidad fue introducido inicialmente para el estudio de reservorios naturalmente fisurados. Los comportamientos de la transiente (disturbancia) de presión en tales reservorios han sido analizados bajo la asunción que todas las propiedades de la matriz se mantengan homogéneas en toda la prueba. Las fracturas proveen las permeabilidades mas altas (de ordenes de magnitud altísimas, comparadas con la permeabilidad de la matriz) y son los principales conductos de flujo de fluidos hacia los pozos productores. Los bloques matriz no producen el fluido directamente al hueco de pozo sino que actúan como una fuente que alimenta de fluidos a las fracturas de alta permeabilidad.

Posteriormente, varios autores propusieron el modelo de doble estratificación como una solución alternativa. En realidad tanto reservorios fisurados como estratificados con un alto contraste de permeabilidades entre los estratos pueden ser representados por el modelo de doble permeabilidad y exhibir el mismo comportamiento durante una prueba. Como resultado, es imposible distinguir entre los dos tipos de comportamiento de prueba de presión, únicamente. Varios modelos matemáticos han sido construidos para describir las respuestas de doble porosidad. Ellos asumen diferentes tipos de flujo entre los dos medios, y los correspondientes periodos de transición muestran diferentes características.

### 2.3.8.2.1.1 RESERVIOS NATURALMENTE FRACTURADOS O FISURADOS

Cuando un pozo perforado en el reservorio, es puesto en producción, inicialmente solo produce el sistema de fisuras con alta permeabilidad. Los bloques matrices con permeabilidades mucho más bajas no pueden reaccionar tan rápidamente y por lo tanto no contribuyen al proceso inicial de producción. Finalmente, una diferencial de presión es establecido en el reservorio entre los dos medios (fracturas y matriz), y los bloques matriz empiezan a fluir significativamente dentro de las fracturas. La presión dentro de los dos lentamente se equilibra hasta que no quede alguna traza de heterogeneidad en la distribución de la presión del reservorio (Fig. 2.20).

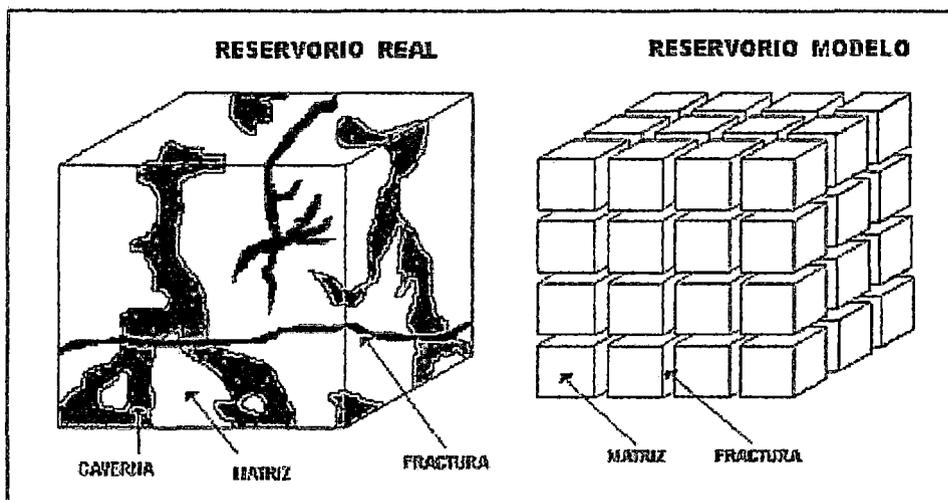


Fig. 2.20 Modelo poroso idealizado por Warren y Root

Una respuesta de doble porosidad, por lo tanto, puede ser dividida en tres regímenes típicos como sigue:

- 1 Durante el flujo inicial, un comportamiento homogéneo caracteriza al sistema de fisuras únicamente.
- 2 Posteriormente, ocurre un periodo de transición. Como resultado de ello, la presión del sistema de fisuras cae de la presión inicial de reservorio,  $p_i$ , a la presión del sistema de fracturas.
- 3 Finalmente el comportamiento homogéneo caracteriza al sistema (matriz + fracturas).

Los reservorios naturalmente fracturados que son los más comúnmente encontrados en reservorios heterogéneos, son formaciones que están compuestas de diferentes permeabilidades y porosidades. Un medio, son los bloques matriz que constituyen la porosidad primaria, el cual contiene la mayoría de fluido almacenado en el

reservorio y posee una baja conductividad. El otro medio - la red de fracturas - constituye la porosidad secundaria, que actúa como el medio conductor para el fluido y posee una alta capacidad de flujo, pero una baja conductividad.

Usualmente, los dos medios de almacenamiento difieren por varias órdenes de magnitud. Por lo tanto estos reservorios son referidos como una clase de reservorio de doble porosidad. Estos reservorios también están caracterizados por un gran contraste de permeabilidad entre los dos medios. La matriz tiene relativamente una baja permeabilidad, mientras que las fracturas, que usualmente existen como conjuntos interconectados tienen una alta permeabilidad. La base para el estudio del medio de doble permeabilidad fue presentada por **Barenblatt y Zheltov**, quienes trataron al reservorio fracturado como un medio continuo con la red de fracturas superimpuestas sobre la porosidad primaria.

**Warren y Root**, usando una formulación similar a la de Barenblatt y Zheltov, fueron los primeros en presentar soluciones analíticas a este modelo con la asunción de flujo de matriz en estado pseudoestable y desarrollaron un procedimiento para la interpretación de las pruebas buildup sin almacenamiento en pozo y los efectos skin. Ellos mostraron que sobre un grafo semilog, su solución mostraría dos rectas paralelas con pendientes relacionadas a la capacidad de flujo de formación. La separación de las dos líneas, permitiría el cálculo de la razón de almacenamiento (la fracción de almacenamiento total dentro del sistema de fracturas). La existencia de dos líneas paralelas semilog fue disputada por **Odeh**, quien usó un modelo similar a aquel usado por Warren y Root pero con diferentes rangos de parámetros. **Kazemi** fue el primero en considerar los efectos del flujo de matriz en **estado inestable** (unsteady-state interporosity flow). Él usó un modelo numérico y asumió que el sistema de doble porosidad podría ser simulado por un sistema radial estratificado (reservorio finito con una fractura horizontal). Sus resultados fueron similares a aquellos de Warren y Root con la excepción de una suave zona de transición de estado inestable, entre las dos líneas rectas paralelas semilog cuando se las compara con el característico perfil de presión "aplanada" de la transiente de estado pseudoestable. Posteriormente, **de Swaan-O** presentó soluciones analíticas de estado inestable para un pozo que produce a un régimen constante en reservorios fracturados. Él introdujo nuevas definiciones de difusividad para la caracterización de reservorios, sin embargo, este método no podía analizar el periodo de transición entre las dos líneas rectas paralelas.

**Mayor y Cinco-Ley** extendieron la solución de Warren y Root para tomar en cuenta los efectos de almacenamiento. **Najurieta** desarrolló aproximadas soluciones analíticas a la ecuación de difusividad radial de Swaan, con las cuales se podría manejar el periodo de transición así como también la primera y última líneas rectas. **Bourdet y Gringarten** fueron los primeros en identificar la existencia de una línea recta semilog durante el periodo de transición. Ellos establecieron que esta línea recta tuvo una pendiente

que era la mitad de las clásicas líneas rectas paralelas semilog y existía si el almacenamiento de fractura no era muy grande. Tanto **Streltsova** (usó un modelo de flujo gradiente (gradient flow) con razones de almacenamiento de 0.37, 0.26 y 0.48) como **Serra et al.** usaron un modelo stratum para los casos en los cuales la razón de almacenamiento era más pequeña de 0.00999 - analizaron el período de transición en detalle y confirmaron la existencia de la línea recta con valor de pendiente igual a 0.576, la cual es la mitad del valor de la pendiente de la clásica línea recta semilog (1.151). La solución de Serra et al. incluye el flujo de la matriz en estado inestable, pero no los efectos de almacenamiento de pozo. **Chen et al.** presentaron una aplicación de las técnicas clásicas a sistemas limitados de doble porosidad y discutieron los regímenes de flujo que pueden ser exhibidos por los datos drawdown. Su trabajo, sin embargo, no incluyó el almacenamiento de pozo, skin o los efectos de desorción del gas.

**Cinco-Ley** y **Samaniego-V**, presentaron un modelo basado sobre el modelo de flujo de matriz transitorio formulado por Swaan-O, y demostraron que el comportamiento de los reservorios de doble porosidad puede correlacionarse al usar tres parámetros adimensionales ( $\omega$ ,  $A_{FD}$  y  $M_{aD}$ ). Ellos establecieron que prescindiendo de la geometría de la matriz el período de transición podría exhibir una línea recta con una pendiente igual a la mitad de la pendiente de las clásicas líneas rectas paralelas semilog. Usando el modelo introducido por Warren y Root solo dos parámetros ( $\omega$  y  $\beta$ ) caracterizan la heterogeneidad del reservorio, y ellas están definidas por las siguientes ecuaciones:

$$\omega = \frac{(\phi V_{ct})_f}{((\phi V_{ct})_f + (\phi V_{ct})_m)} \quad (2.3.8.2.a)$$

Donde  $\omega$  es la razón de almacenamiento. Esta razón representa en porcentaje la contribución del sistema de fisuras al almacenamiento del reservorio. También, esta define la diferencia entre los dos comportamientos homogéneos: flujo fisura versus flujo sistema total, y puede ser expresada como sigue:

$$\omega = \frac{(C_D e^{2S})_{f+m}}{(C_D e^{2S})_f} \quad (2.3.8.2.b)$$

El segundo parámetro, el coeficiente de flujo interporosidad esta relacionado al contraste de permeabilidad entre los dos medios, definiendo el comportamiento homogéneo:

$$\beta = \alpha_w^2 \omega \frac{k_m}{k_f} \quad (2.3.8.2.c)$$

Varias curvas tipo han sido desarrolladas para analizar a los reservorios naturalmente fracturados con flujos de interporosidad inestable y pseudoestable. Las curvas, incluyendo la derivada de la presión, son valiosas pero deben ser usadas cuidadosamente para evitar potenciales errores resultantes de matcheos múltiples, especialmente cuando se trabaja manualmente.

### 2.3.8.2.1.2 RESERVORIOS COMPUESTOS

Los sistemas compuestos son encontrados en una amplia variedad de situaciones de reservorio. En un sistema compuesto, hay una región interior circular con propiedades de fluido y roca diferentes de aquellos de la región circular exterior (Fig. 2.21). Tal sistema puede ocurrir en reservorios hidrocarboníferos y geotermales. La inyección de fluidos durante los procesos EOR puede causar el desarrollo de bancos de fluido alrededor de los pozos de inyección. Esto podría ser cierto en el caso de una combustión in situ o de una inundación con vapor.

En un reservorio geotérmico, la reducción de la presión en la vecindad del pozo puede causar los límites de fase. Un pozo productor completado en el centro de una zona caliente circular circundada por otra región con la misma geometría concéntrica de agua helada, es también un sistema compuesto. Desde inicios hasta fines de la década del 60, hubo un gran interés en el problema de flujo en reservorios compuestos. **Hurst** discutió el problema de las arenas en serie, presentando las formulas para describir el fenómeno del

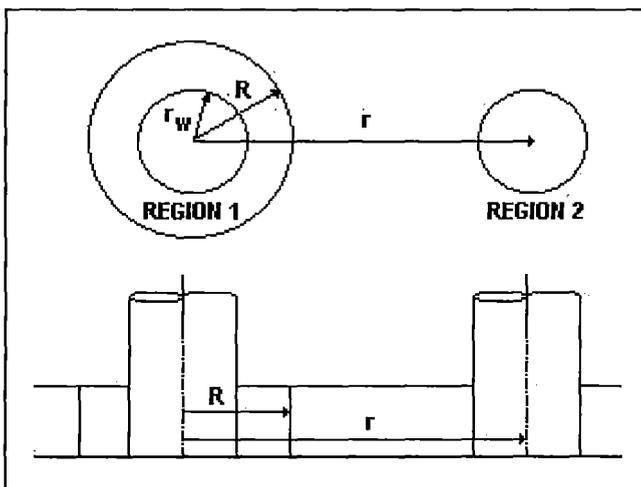


Fig. 2.21 Modelo de Reservorio Compuesto

comportamiento de la presión en flujo de estado inestable, para un fluido que se mueve a través de dos arenas en serie en una configuración radial, con cada arena de diferente permeabilidad.

**Mortada** estudió la caída de presión de interferencia para campos de petróleo localizadas en un extenso acuífero no uniforme comprimiendo dos regiones con diferentes propiedades. Él presentó una

expresión para la caída de presión de interferencia en un campo petrolífero, resultante de un régimen constante de agua que entra a otro campo petrolífero. **Loucks y Guerrero** presentaron una discusión cualitativa de las características de la caída de presión en

reservorios compuestos. Tanto **Ramey** como **Rowan** y **Clegg** desarrollaron soluciones aproximadas. Las soluciones del modelo de sistema compuesto han sido usadas para determinar algunos parámetros críticos durante la aplicación de Procesos **EOR** (Enhanced Oil Recovery). La formación de un banco de fluidos alrededor del pozo de inyección hace del reservorio un sistema compuesto. **Van Polleen** y **Kazemi** discutieron como determinar la distancia media a la discontinuidad radial en proyectos de combustión insitu. **Kazemi, Merrill, Jargon** y **Gogarty** discutieron en conjunto el efecto de la discontinuidad radial en la interpretación de las pruebas falloff de presión en reservorios con banco de fluidos. **Sosa et al.** Examinaron el efecto de la permeabilidad relativa, la razón de movilidad en el comportamiento de caída de presión en reservorios con banco de agua. La presencia de zonas de diferentes temperaturas en reservorios no isotérmicos puede asemejarse a los límites de permeabilidad durante las pruebas de pozo. **Mangold et al.**, presentaron un estudio numérico de una discontinuidad termal en el análisis de pruebas de presión del pozo. Sus resultados indicaron que la influencia no isotérmica podría ser detectado y tomado en cuenta. Para pruebas de suficiente duración, con un adecuado posicionado de los pozos de observación. **Horner et al.** mostraron la posibilidad de determinar los contrastes de compresibilidad de permeabilidad a través de los límites de fase en reservorios geotermales.

**Eggenschwiler, Satman et al.**, publicaron en 1980 un estudio de análisis de pozos en reservorios compuestos. Sus estudios presentaron un buen modelo generalizado de sistemas compuestos. El problema fue resuelto analíticamente usando las **Transformadas de Laplace** con inversión numérica. La solución atañe el flujo transitorio de un fluido ligeramente compresible en un medio poroso durante la inyección o falloff para un solo pozo confinado en regiones concéntricas de diferentes movilidades y difusividades hidráulicas. El sistema asumió ambos efectos: almacenamiento en el pozo y skin. Sus resultados indicaron que la respuesta de presión en estado pseudoestable existe en la región de transición entre las líneas rectas semilog. Esta respuesta es dibujada sobre un ploteo cartesiano  $P$  vs.  $T$ , de la cual la pendiente se usará para estimar el volumen poroso de la región interior. El cálculo de este volumen puede ser de gran importancia durante las pruebas de inyección o evaluaciones de potenciales reinyecciones, donde el volumen calculado puede ser comparado con el volumen conocido de fluido inyectado. **Walch et al.** presentaron un estudio para verificar la existencia de la línea recta cartesiana. **Satman** discutió el comportamiento de flujo transitorio en reservorios compuestos, con bancos de fluido no conectados excepto en el pozo y llenados con fluidos ligeramente compresibles. Sus resultados mostraron que era posible encontrar la distancia más cercana y la distancia promedio al frente evaluando las primeras pocas horas de los datos de la prueba.

El modelo matemático asumió el flujo de un fluido ligeramente compresible en dos zonas de un medio poroso compuesto. Las fuerzas gravitatorias se consideraron despreciables. Esta formación es horizontal y de espesor constante. Se asume que el reservorio es infinitamente grande, es decir las fronteras externas no tiene efecto sobre la respuesta de presión  $P_i$ , la cual es constante en todos los puntos del reservorio. Solo dos pozos son considerados en este estudio, uno es un pozo activo (inyector o productor) en la región circular interior y el otro es un pozo de observación en la región exterior, cerrado en la cara de formación. La difusividad hidráulica y la movilidad de la región interior y exterior son diferentes. Se asumió que el régimen superficial en el pozo activo, resultante de la inyección o producción es constante. Aquí, también la región dañada en la cara de la formación se asumió infinitamente pequeña y la constante de almacenamiento en el pozo no cambió durante la prueba. Por lo tanto la suma algebraica de los regímenes de flujo en la boca d e pozo y en la cara de formación es igual al régimen de flujo superficial. El régimen de flujo en la cara de formación se incrementara gradualmente desde cero hasta finalmente igualarse al régimen de flujo superficial. En este instante, el efecto del almacenamiento se desvanecerá. Se asumió también que el frente es infinitamente macizo en la dirección radial y estacionaria en todo el periodo de la prueba.

### 2.3.8.2.1.3 RESERVORIOS MULTISTRATIFICADOS CON FLUJO CRUZADO (SISTEMA CROSSFLOW)

Los datos de prueba de pozos a menudo han sido interpretados basados en la asunción de que el reservorio es un solo estrato homogéneo. Sin embargo, la mayoría de

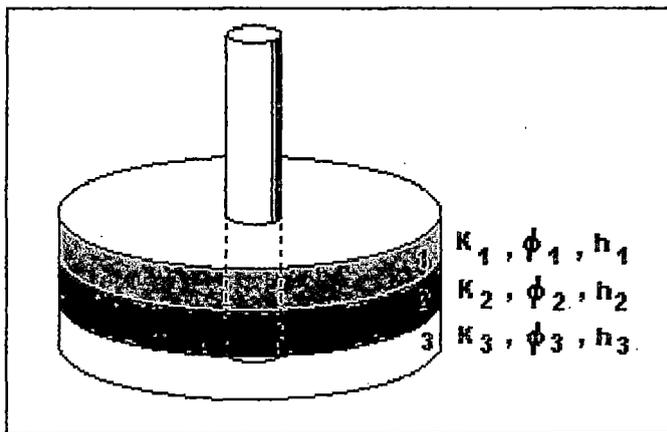


Fig. 2.22 Reservorio de 3 estratos con flujo cruzado

los reservorios están compuestos de un número de estratos cuyas características son diferentes unas de otras. Pozos en tales reservorios pueden producir de más de una capa. (Fig. 2.22)

El comportamiento de la presión en este género de sistema heterogéneo vertical no

necesariamente es parecido al del único sistema estratificado, y rara vez revela más que las propiedades promedio del sistema en su integridad. Identificar las características de los estratos individuales es importante, especialmente si el fluido es producido por inundación

con agua o por un esquema de recuperación mejorada. Información detallada de la capa nos puede habilitar a prevenir el temprano colapso y obtener la máxima recuperación de petróleo.

Desde los inicios de 1960 han habido muchos estudios del comportamiento de sistemas estratificados. En los 80, se hicieron esfuerzos sustanciales para interpretar cuantitativamente este tipo de sistemas con la introducción de las herramientas de loggeo de producción las cuales medían simultáneamente la presión de fondo y el régimen de flujo. Dos diferentes modelos de reservorio multiestratificado han sido propuestos dependiendo de la presencia o ausencia de flujo cruzado intercapas. Un reservorio multiestratificado es llamado un **sistema CROSSFLOW** (Flujo cruzado) si el fluido se mueve entre las capas. Los primeros estudios concernientes a un sistema multiestratificado con flujo cruzado fueron hechos por **Russell y Prats (1962a)** y **Katz y Tek (1962)**. Ambos artículos resolvieron el problema con una condición de frontera interna a presión constante en el hueco de pozo. Muchos hechos interesantes fueron descubiertos, por ejemplo, el comportamiento de un sistema de flujo cruzado está alrededor de un **sistema commingled** (sin flujo cruzado) y este a su vez por un sistema homogéneo. **Russell y Prats (1962 b)** publicaron un artículo separado acerca de los aspectos prácticos del flujo cruzado, en la cual ellos concluyeron que el flujo cruzado entre capas adyacentes comunicadas era de una gran importancia económica y era beneficiosa por el acortamiento de la vida operativa de un reservorio y por elevar la última recuperación de importancia. **Pendergrass y Berry (1962)** también resolvieron el mismo problema, concentrándose sobre el efecto de la distribución de permeabilidad entre los estratos. Ellos concluyeron que esto no era posible para diagnosticar estratificación a partir de los datos de presión de hueco de pozo, excepto a tiempos tempranos. Ellos concluyeron que podía ser debido a la divergencia de las permeabilidades verticales de los estratos o capas. **Kazemi y Seth (1969)** usaron una condición de frontera interna más realista al restringir la entrada del flujo al hueco de pozo. Uno de sus descubrimientos fue la presencia de dos líneas rectas semilog en la respuesta de presión, la inicial daría la capacidad de flujo del intervalo perforado y la posterior daría la capacidad de flujo de la formación entera.. Este hecho fue utilizado posteriormente por **Gao (1983)** en un intento de determinar los parámetros individuales de cada capa. **Kazemi (1970)** también estudio el uso de la prueba buildup para determinar el limite de reservorio. Como se esperaba, los metidos convencionales trabajaron bien para sistemas de flujo cruzado, comportándose parecido al de una sola capa homogénea a tiempos tardíos Para un sistema commingled, sin embargo, los métodos convencionales no podrían aplicarse, o podría solo ser tratado con cuidado, en el mejor de los casos.

**Cobb, et al. (1972)** examinaron la respuesta de presión de hueco de pozo de un reservorio de dos estratos para varios condiciones de producción y cierre, en un intento

nada exitoso para identificar los parámetros individuales de reservorio para cada capa. Posteriormente, **Raghavan et al.** (1974) se toparon con un problema similar (espesor desigual de formación). Al displayar los datos de varias maneras, ellos fueron capaces de estimar las propiedades individuales de capa en algunos casos favorables. **Dean y Gao** (1983) desarrollaron una idea muy útil para reducir la dimensión de la ecuación gobernante a una. Los términos para el movimiento vertical fueron representados por la aproximación de estado pseudoestable en su modelo de la pared semipermeable. Ellos derivaron soluciones analíticas aproximadas para la presión de hueco de pozo y flujo cruzado de formación. Ellos no consideraron el efecto de los factores skin y almacenamiento de hueco de pozo.

**Bourdet** (1985) resolvió la respuesta de presión para un reservorio de dos estratos con flujo cruzado al considerar el almacenamiento de hueco de pozo y skin. El mostró que su solución podría ser colocado en la forma general de muchos otras soluciones de modelo de reservorio al mostrar que la solución era idéntica a la solución de otros problemas cuando algunos parámetros tomaron valores limitantes. **Raghavan et al.** (1985) investigaron la respuesta de presión de un reservorio estratificado de dos capas con flujo cruzado de formación. Los efectos de varias heterogeneidades fueron considerados. A diferencia de los otros autores, ellos aplicaron el concepto del skin ajustado (thick). Sin embargo, los efectos sobre todo, sobre la presión de hueco de pozo no fueron diferentes de los resultados de otros autores quienes consideraron un skin delgado (thin). Una contribución especial de su trabajo fue demostrar que los factores skin de las capas individuales podrían ser determinadas únicamente con los datos de régimen de producción cuando otros parámetros que incluirían al factor skin promedio del sistema total, fuesen conocidos.

**Ehlig-Economides y Joseph** (1985) hicieron un mayor avance en este problema en su estudio del análisis de prueba de pozos para un sistema multiestratificado con flujo cruzado de formación. Ellos dieron una excelente revisión de la literatura hasta 1985, desarrollando una completa solución analítica para un sistema crossflow de  $n$  estratos con almacenamiento de hueco de pozo y skin, y investigación el comportamiento a tiempo inicial y tardío del régimen de producción para cada estrato. **Larsen** (1988) investigó las similitudes y diferencias de los métodos matemáticos para varios modelos multiestratificados. Este es un buen resumen de la mayoría de artículos concerniente a reservorios multiestratificados. Una conclusión importante fue que la respuesta de presión podría ser variado por un cambio en la modelación del reservorio, tal como el número de subcapas dentro del cual una sola capa fue discretizada para simular un reservorio real bajo condiciones de flujo cruzado.

**Woods** (1970) estudió las características de dos reservorios de dos capas con y sin flujo cruzado de formación. Una de sus conclusiones fue que la transmisibilidad aparente en

un sistema commingled obtenido por una prueba de pulso fue siempre igual o mayor que la transmisibilidad total del sistema entero, la cual fue posteriormente verificado por Larsen (1982), el cual también propuso el uso de medidores de flujo para obtener los datos de regímenes de flujo para determinar las propiedades individuales de capa a partir de pruebas de pulso entre pozos. **Chu** y **Raghavan** (1981) estudiaron la prueba de interferencia para un reservorio multiestratificado. Uno de las observaciones importantes fue que los factores skin del pozo activo juega un rol importante en la respuesta de presión del pozo de observación. A diferencia del comportamiento de un solo sistema estratificado. Trabajos más recientes sobre prueba de interferencia pueden encontrarse en **Streltsova**(1984) y **Bennet**, et al. (1986) Algunos autores estudiaron el problema de las tres capas en la cual una capa apretada está presente entre dos capas permeables. Estos fueron **Lee et al.** (1984), **Ehlig-Economides** y **Ayoub** (1984) y **Bremer**, et al. (1985).

#### **2.3.8.2.1.4 POZOS CON PENETRACIÓN PARCIAL**

La penetración parcial de los pozos para inhibir la conificación de agua y gas se ha hecho una práctica común en la industria del petróleo por muchos años. Numerosos estudios, predicados sobre una variedad de asunciones, han investigado la respuesta teórica de presión y la productividad de tales pozos. Sin embargo muy pocos de estos estudios han sido direccionados al problema de interpretar los datos de la transiente de presión a tiempos tempranos (early time) para un pozo penetrado parcialmente cuando el almacenamiento es significativo.

El valor del análisis de tiempos tempranos para pozos penetrados completamente ha sido discutido por diversos autores. Existe un número de razones por que un modelo confiable para interpretar los datos a tiempos tempranos es especialmente necesario para este tipo de pozos. El periodo de transición precedente al flujo radial en un pozo parcialmente penetrado puede mostrar marcadamente diferentes características de su contraparte totalmente completado, aún si el aparente skin total en los dos sistemas son idénticos. En otras palabras, el pseudoskin, causado por la penetración parcial, no tiene el mismo efecto sobre los datos a tiempos tempranos como el daño (skin), el cual conceptualmente está asociado con una región infinitamente delgado alrededor del hueco de pozo. Esta es una importante observación que da al ingeniero medios para identificar los diversos componentes del skin total, y verificar las conclusiones delineadas del análisis de datos obtenidos luego que el flujo radial se ha establecido si tales datos estuvieran disponibles.

En la mayoría de los casos, sin embargo, el flujo radial no se establece en relación a la duración de una prueba de pozos. Cuando el almacenamiento es significativo, el tiempo que toma para alcanzar el final de los efectos del post-flujo depende del skin total del sistema. Debido al alto valor del aparente skin total en la mayoría de los pozos completados

parcialmente, el tiempo hasta el final del post-flujo puede ser prohibitivamente largo. El costo o restricciones de operación pueden hacerse imprácticos para correr pruebas lo bastantes largas a fin de determinar el flujo radial. En estas circunstancias el análisis de tiempos tempranos es el único enfoque disponible.

**Streltsova** usó el formato de **McKinley** para presentar las curvas tipo para pozos penetrados parcialmente con almacenamiento de pozo. Como en el enfoque original de **McKinley**, todos los cálculos fueron hechos para un skin igual a cero y a un solo valor del parámetro de difusividad,  $k/\phi\mu C_i$ , basado en que este parámetro ejerce menos influencia sobre la respuesta de presión que la transmisibilidad,  $kh/\mu$ . La solución de **Streltsova** fue obtenida al asumir una condición de flujo uniforme en el hueco de pozo y usar el algoritmo del almacenamiento (post-flujo) de **McKinley**. **Bilhartz** y **Ramey** así como **Gringarten** y **Ramey** han argumentado que una condición de frontera interna (conductividad infinita) de potencial uniforme es la mejor representación para pozos penetrados parcialmente que una condición de flujo uniforme. Las diferencias en el comportamiento de presión a tiempos tempranos resultante de estas diferentes condiciones de frontera interna fueron vistas posteriormente cuando la solución de **Streltsova** fue comparada con los resultados de este estudio. En 1975, **Gringarten** y **Ramey** investigaron la condición de frontera de conductividad infinita con algo de detalle. Por considerar la distribución de flujo a lo largo del intervalo del intervalo perforado en un pozo penetrado parcialmente luego que el flujo radial fuera establecido, ellos fueron capaces de definir un punto de presión promedio equivalente. Este representa la localización en la dirección vertical a la cual, luego que el flujo radial se ha establecido, la presión obtenida al asumir flujo uniforme en el hueco de pozo es igual a la presión de hueco de pozo, por una condición de potencial uniforme.

**Bilhartz** y **Ramey** usaron un modelo de diferencias finitas para investigar los efectos combinados de almacenamiento, skin, penetración parcial y la anisotropía vertical sobre el comportamiento de la transiente de presión asumiendo potencial uniforme en el hueco de pozo. Los resultados de esta simulación numérica fueron acordes con la solución analítica presentada aquí. **Chu et al.** recientemente presentaron un método para analizar los datos de transiente de presión dominados por el efecto de almacenamiento de pozo y skin. Ellos sugirieron que las curvas tipo disponibles para pozos totalmente penetrados pueden ser usados mediante el uso de una simple transformación de coordenadas.

El modelo de pozo se considera parcialmente completado en una formación horizontal, homogénea y verticalmente anisotrópico. Se asume el flujo de un líquido ligeramente compresible con una viscosidad constante. El tope y la base de la formación se asumen cercanas. También se asume una condición de potencial uniforme en el hueco de

pozo. La solución de presión adimensional para este sistema sin almacenamiento de pozo y skin fue presentada por Gringarten y Ramey.

### 2.3.8.2.2. RESERVIORIOS CON COMPORTAMIENTO DE DOBLE PERMEABILIDAD

Este comportamiento se refiere a la resistencia de dos medios distintos, cada uno de los cuales puede producir fluido al pozo. La doble permeabilidad puede describir los siguientes sistemas:

- Reservorio multiestrato con bajo contraste de permeabilidad.
- Zonas múltiples separadas por capas impermeables.
- Terminación parcial.

#### 2.3.8.2.2.1 RESERVIORIOS MULTIESTRATIFICADOS SIN FLUJO CRUZADO (SISTEMA COMMINGLED)

Un sistema **COMMINGLED** (Fig. 2.23), puede ser referido como un caso limitante de un sistema de flujo cruzado donde las permeabilidades verticales de todas las capas son

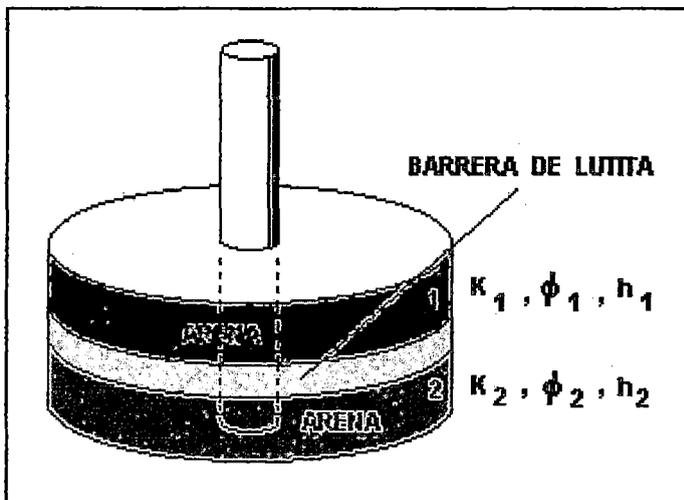


Fig. 2.23 Reservorio de 2 estratos sin flujo cruzado (Commingled Reservoir)

cero. **Lefkovits et al.** (1961) presentaron un estudio riguroso de sistemas multiestratos sin flujo cruzado. Ellos derivaron soluciones analíticas para presión en hueco de pozo y regímenes de producción por capa en un reservorio multiestratificado limitado, donde cada capa o estrato tenía diferentes parámetros de reservorio. Ellos también presentaron las

implicaciones prácticas de los resultados matemáticos para un sistema commingled de dos estratos. **Tempelaar y Lietz** (1961) ya habían estudiado la performance de un reservorio de dos estratos de tipo depleción sin flujo cruzado. Sin embargo, su tratamiento fue simplificado y el estudio no cubrió todo el historial entero de la presión de hueco de pozo.

**Earlougher et al.** (1974) estudiaron las características del comportamiento de la presión en pruebas buildup para un sistema estratificado commingled. Ellos presentaron muchas observaciones únicas, especialmente en los casos cuando hay más de un solo pozo en el sistema y cuando las fronteras del reservorio no fueron circulares. **Tariq y Ramey** (1978) extendieron el estudio de un sistema commingled al considerar el efecto del almacenamiento de hueco de pozo y skin. Una contribución mayor de su investigación fue la introducción del **Algoritmo de Stehfest** (1970), la cual fue usada para invertir la solución en el espacio de Laplace dentro del numéricamente espacio real. Dado que el método es más fácil que el método de la inversión directa por análisis complejo, este algoritmo ha sido usado en muchos estudios concernientes al análisis de prueba de pozos.

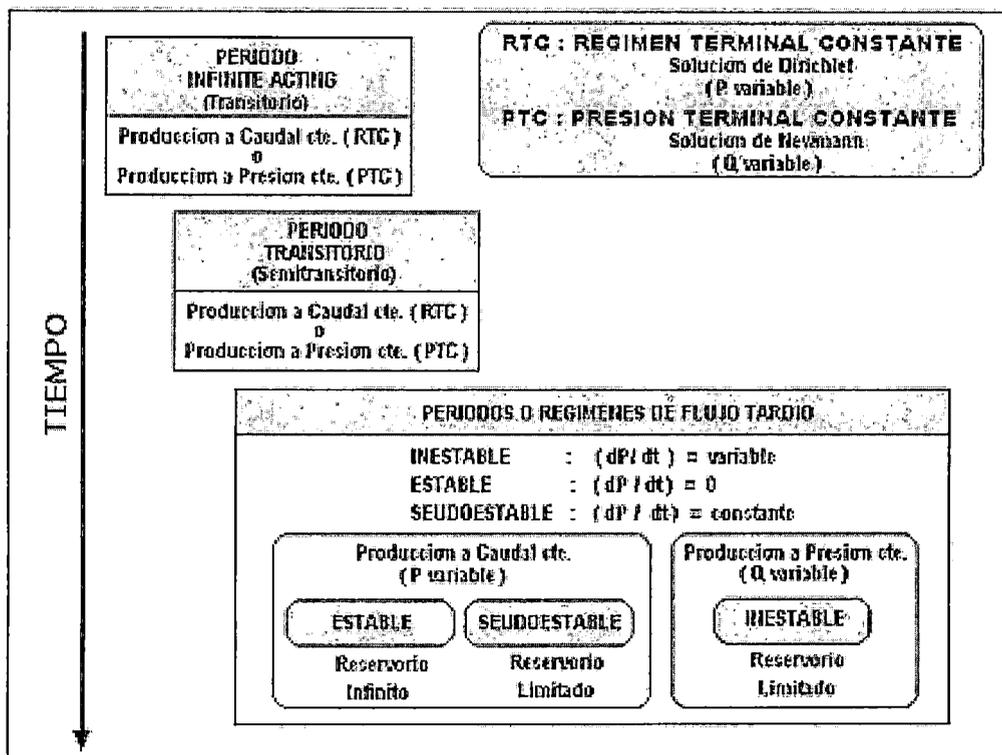


Fig. 2.24 Periodos o regimenes de flujo radial

**Kucuk et al.** (1984) sugirieron un nuevo método de prueba para un reservorio estratificado commingled de dos capas. Ellos usaron la técnica de la estimación de parámetros no lineales para acoplar el régimen de flujo de producción de cada capa con la presión de hueco de pozo. El acoplamiento de régimen de producción de capa es muy significativo para reservorios multiestratificados debido a que la transiente de régimen de cada estrato revelo información acerca de la capa o estrato, mientras la presión de hueco de pozo es determinada mas por los parámetros promedio del reservorio.

**Larsen** (1982) propuso un método para determinar las capacidades de flujo y factores skin de capas individuales en dos sistemas commingled estratificados, al usar una ecuación apropiada para la presión de hueco de pozo. Para aplicar su método, los valores de diversos parámetros adimensionales deben ser determinadas, las cuales podrían ser difíciles y algunas veces requiere una solución de ensayo y error(iterativo). Su método trabajo bajo condiciones favorables donde los datos caerían sobre una curva suavizada (smooth) y exhibía una curvatura definitiva en el periodo infinite acting.

### **2.3.8.2.3 RESERVIOS CON COMPORTAMIENTO DE TRIPLE POROSIDAD**

En Abril de 1986 fue publicado en la revista **SPEFE** un modelo mejorado para el análisis de las pruebas de transiente de presión en reservorios naturalmente fracturados, desarrollado por **Abdassah** (tema de disertación para obtener el grado PhD en la University of Southern California (Julio 1984)) y **Ersahgui**. Dado que por esos años el examen de algunas pruebas de presión mostraron cambios anómalos en la pendiente, los cuales ocurrían durante el periodo controlado por el flujo de matriz donde el comportamiento no se ajustaba a los modelos de doble porosidad, ellos propusieron que estos cambios podrían ser causados por los bloques matriz que exhiben propiedades físicas diferentes. Se consideró un sistema donde las fracturas tenían propiedades homogéneas y interactuaban con dos grupos separados de bloques matriz que tenían diferentes permeabilidades y porosidades. Este sistema fue referido como un sistema de triple porosidad y aparentemente era una representación mas realista de los reservorios fracturados que los tradicionalmente usados modelos de doble porosidad.

## **2.3.9 METODOLOGIAS DE INTERPRETACION**

### **2.3.9.1 METODO CONVENCIONAL**

Este método ha sido usado por poco tiempo, consistía en analizar el drawdown y el buildup de los datos de la prueba, las cuales asumían:

1. Flujo horizontal en el reservorio.
2. Efectos gravitatorios despreciables
3. Un reservorio homogéneo y isotrópico
4. Un solo fluido de compresibilidad constante.
5. No hay flujo turbulento.
6. Las propiedades de fluido y roca son independientes de la presión.

La mayoría de las técnicas de análisis de las pruebas transientes convencionales también asumen un único pozo operando a régimen de flujo constante en un reservorio infinito. Esto fue usualmente una buena asunción durante la porción de línea recta del drawdown o buildup si el régimen superficial era constante. Durante las porciones más tempranas de una prueba, el régimen de flujo es constante y por lo tanto el análisis convencional no se aplica cuando el pozo descarga y los efectos de almacenamiento esta sucediendo en el pozo. Las técnicas convencionales pueden aplicarse a los tiempos tardíos, en la prueba cuando los efectos de otros pozos, o fronteras de reservorio y interfaces de fluidos influncian el comportamiento de la presión en el pozo y se desvían del comportamiento infinite acting.

El método convencional de analizar los datos de prueba de pozos se aplica a la mayoría de las pruebas, pero los errores son frecuentemente cometidos cuando la prueba no fue conducida de una manera satisfactoria que satisfaga a las asunciones establecidos. La mayoría de las pruebas de pozo son conducidas sobre cortos tiempos, especialmente las pruebas DST. Estas pruebas algunas veces nunca entran al estado infinite acting debido a que los efectos de almacenamiento se han prolongado hasta 24 horas en un reservorio de baja permeabilidad teniendo que comprimir o expandir los fluidos. El comportamiento infinite acting ha de ser detectado antes que se apliquen las técnicas convencionales. El ploteo de Horner para un buildup es la técnica convencional más conocida. La mayoría de la literatura de análisis de pruebas de pozo hasta hace 20 años trataba con el método convencional de análisis.

### 2.3.9.2 MATCHEO DE LA CURVA TIPO

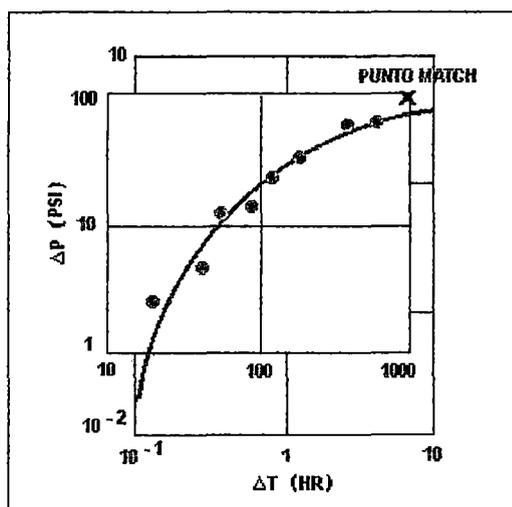


Fig. 2.25 Matcheo de la Curva Tipo

Una curva tipo es una representación gráfica de la respuesta teórica durante la prueba de un modelo de interpretación que representa al pozo y reservorio que están siendo probados (Fig. 2.25). Para una prueba a presión constante, la respuesta es el cambio en la presión de fondo del pozo. Otros tipos de respuestas son también usadas, tales como la derivada de la presión con respecto al tiempo. Las curvas tipo son derivadas de las soluciones a las ecuaciones de flujo bajo condiciones

específicas iniciales y de frontera, tal como la presión adimensional versus el tiempo

adimensional. Un modelo dado de interpretación puede dar una sola curva tipo o una familia de curvas tipo, dependiendo de la complejidad del modelo. El análisis de la curva tipo consiste en encontrar una curva que *matchee* la respuesta real del pozo y reservorio durante la prueba. Los parámetros del pozo y reservorio, tales como permeabilidad y skin, pueden entonces ser calculados de los parámetros adimensionales que definen una curva tipo. El *matcheo* puede ser encontrado gráficamente, por la superposición física de un gráfico con los datos de la prueba, con un gráfico similar de la(s) curva(s) y buscar la curva tipo que provea el mejor ajuste.

Alternativamente la técnica de ajustamiento automático envuelve una regresión lineal o no lineal para poder ser usada. El gráfico de los datos es posicionado sobre el gráfico de las curvas tipo, con los ejes mantenidos paralelos, de modo que los datos de la prueba *matchee* una de las curvas tipo. Los parámetros del reservorio son calculados del valor del parámetro adimensional definida por la curva tipo que esta siendo *matcheada* y de los desplazamientos en los ejes **X** e **Y**. Para seleccionar una curva tipo, primero se debe encontrar el modelo de interpretación que represente mejor el comportamiento dinámico del pozo y reservorio durante la prueba. Este modelo de interpretación debe ser identificado de los datos de prueba porque usualmente es difícil de predecir a partir de la información estática.

El modo más eficiente para identificar el modelo de interpretación es el uso de la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural de alguna función del tiempo transcurrido. Una vez que el modelo de interpretación ha sido identificado, uno debe seleccionar las curvas tipo, correspondientes a este modelo que son las más apropiadas para el rango de datos disponibles de la prueba.

### **2.3.9.3 DERIVADA DE LA PRESIÓN**

La derivada de presión, fue popularizado por **Bourdet et al.** en 1983, ganando su utilidad de dos características saltantes (Fig. 2.26). El primero es que la parte más significativa de la respuesta (periodo de flujo radial) ocurre al coincidir con valores pequeños de la función de la derivada de la presión. Por lo tanto, el ploteo de la derivada de la presión tiene mayor precisión en el lugar más adecuado. La segunda propiedad útil es que el procedimiento de diferenciación acentúa cambios sutiles en el historial de presión, haciéndolo más fácil de identificar.

El algoritmo sugerido por Bourdet et al. se ha hecho el más común para calcular derivadas. Cuatro algoritmos más recientes han entendido vencer la dificultad de obtener derivadas suaves. El primero usa un cálculo numérico de la transformada de Laplace de la presión medida, luego del cual la derivada puede ser encontrada a través de la inversión de

Stehfest. El cálculo numérico de la siguiente transformada impone algunas dificultades debido a que es necesario extrapolar el historial de presión sobre tiempos precedentes, siguiendo las mediciones reales, **Bourgeois** y **Horne**, desarrollaron un algoritmo badajos en el procedimiento inicial de **Romboutsos** y **Stewart**, el cual vence mucha de la dificultad de extrapolación.

El algoritmo descrito por **Stewart** y **Du** usa una representación "spline" de los datos, minimizando una función basada sobre la media cuadrada del error y la segunda derivada de la "spline". **Lane et al.** Propusieron un método que también calcula una representación "spline" de los datos sino usa restricciones de la forma basada en los tipos posibles de solución. Parecido al enfoque de **Allain** y **Houzé**, este método requiere la interacción del usuario. **Allain** y **Houzé** sugirieron una tercera técnica "spline" que pasa una curva a través de los puntos de un esquema de los datos determinadas con el procedimiento de extracción de **Bourdet et al.** Otro modo de presentar el ploteo de diagnostico fue desarrollado recientemente por **Bourgeois** y **Horne**, quienes propusieron el uso de la presión de Laplace,  $sp_D$ , y su derivada como una manera de displayar ploteos convencionales en el espacio de Laplace. La ventaja de la presentación del espacio de Laplace es que la deconvolución es directa y numéricamente estable Como se verá en la siguiente sección, hay también una ventaja significativa al usar la presión de Laplace durante la regresión no lineal.

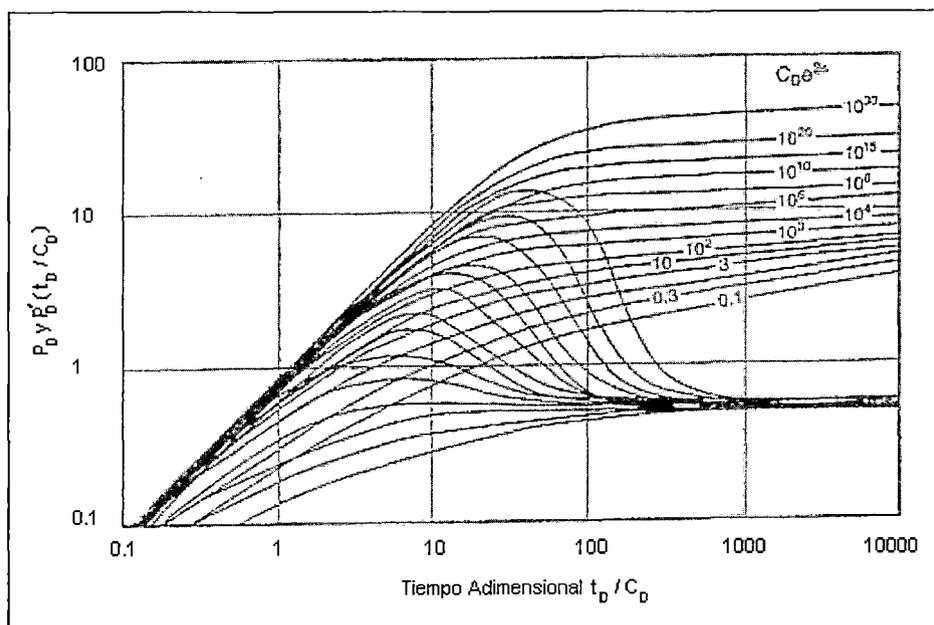


Fig. 2.26 Curvas Tipo con almacenamiento en hueco de pozo y skin

En resumen, la derivada no solo es sensible a los diferentes regimenes de flujo, sino también es generalmente más aplicable y por lo tanto provee un sustituto para todos los

análisis especializados. Un ploteo log-log de la derivada de presión versus el tiempo transcurrido, muestra un número limitado de características saltantes para los diversos componentes del modelo de interpretación que es fácil de reconocer. Las posibilidades son: (1) **un máximo**, (2) **un mínimo**, (3) **una estabilización** y (4) **tendencias ascendente o descendente**. La combinación de los diversos modelos entonces proporciona un modelo de interpretación. La tarea de identificar un modelo de interpretación por el uso de la derivada de los datos de prueba de pozos puede ser separada en tres componentes: (1) **observación**: extracción de las características presentes en la derivada de los datos y la representación de esas características (2) **conocimiento de los modelos**: métodos para la construcción y descripción de los modelos de interpretación y (3) **matcheo**: criterio para seleccionar los modelos de interpretación apropiados para los datos dados. El uso de la derivada de presión versus el tiempo esta matemáticamente satisfecha debido a que la derivada esta representada directamente en un termino de la ecuación de la difusividad, por lo tanto la respuesta de la derivada es mas sensitiva.

Una limitación de la derivada de la presión en el análisis es la dificultad al recolectar datos diferenciables de los datos transitorios, por ello se requiere mediciones frecuentes y exactas de la presión. Sin embargo, la medición de presión y las tecnologías de procesamiento por computadora ahora disponibles en el campo insitu permiten el análisis de la derivada de la presión. El principal problema cuando los datos están siendo diferenciados es mejorar la razón señal a ruido (noise). Algunos ruidos están presentes debido a la resolución del medidor, circuitería electrónica, vibraciones, etc. La diferenciación es difícil, sino inconclusa, para los relativamente altos ruidos asociados con un bajo rate de muestreo. Este es frecuentemente el caso de los medidores mecánicos, los cuales producen ruido tanto en los ejes de presión como de tiempo.

### 2.3.9.3.1 ALGORITMO DE LA DIFERENCIACIÓN

Este algoritmo es simple y el mejor adaptado para las necesidades de interpretación de Pruebas de Pozo (Fig. 2.26). Esta usa un punto antes y un punto después del punto de interés,  $i$ . Calcula las derivadas correspondientes y coloca su media ponderada en el punto considerado.

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{\left[\left(\frac{\Delta p_1}{\Delta x_1}\right)\Delta x_2 + \left(\frac{\Delta p_2}{\Delta x_2}\right)\Delta x_1\right]}{(\Delta x_1 + \Delta x_2)}$$

Donde  $1$  = anterior al punto  $i$ ,  $2$  = posterior al punto  $i$ , y  $x$  = función tiempo ( $\ln(\Delta t)$ ) para drawdown, Horner modificado o tiempos de superposición expresados en logaritmo natural para buildups)

La función de superposición es escrita como:

$$\frac{1}{(q_n - q_{n-1})} \left[ \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \ln \left( \sum_{j=1}^{n-1} t_j + \Delta t \right) \right] + \ln(\Delta t)$$

Cuando son usados puntos consecutivos para calcularlo, la curva de la derivada es dispersada y no puede ser usada para análisis. Esto se hace cierto cuando los puntos de presión son registrados con un alto rate de muestreo, tales como ocurre con los medidores electrónicos (lecturas cada pocos segundos) y cuando la variaciones de presión se hacen cercanas ala resolución del sensor. Los efectos de ruido están reducidos por seleccionar puntos donde la derivada es calculada lo suficientemente distante del punto  $i$ . Esto es eficiente para reducir el ruido ya que se incrementan las variaciones de presión consideradas. Si ellas estuvieran muy distantes, sin embargo la forma de la curva se distorsionará. Por lo tanto, debe haber un acuerdo entra la suavización de la curva y la posible distorsión de la respuesta de presión.

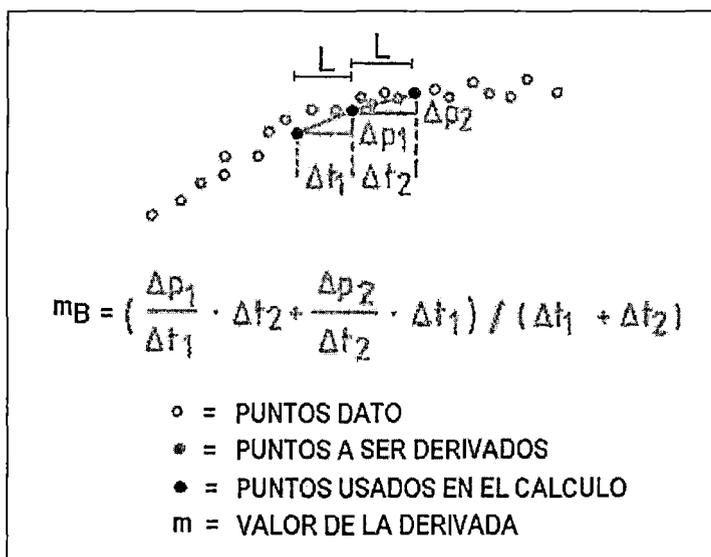


Fig. 2.26 Algoritmo de Bourdet et al.

La distancia mínima considerada entre la abscisa de los puntos y aquella del punto  $i$ ,  $L$ , es expresada en términos de la función tiempo. El algoritmo de la diferenciación selecciona los puntos  $1$  y  $2$  siendo los primeros, tal que  $\Delta x_{12} > L$ . Debido a los efectos de compresión a tiempos tardíos sobre la escala semilog (mas pronunciada sobre los ploteos Horner y de

superposición cuando los buildups son considerados), el efecto de suavización de un valor dado de  $\Delta x_{12}$  es expandido naturalmente a tiempos tardíos, cuando las respuestas de presión están cambiando significativamente. La diferenciación de los datos a tiempos

tempranos generalmente no tiene problemas, debido a que la amplitud de la razón de cambio de presión es usualmente lo bastante grande como para enmascarar los efectos de ruido. En pocos casos, cuando los datos a tiempos tempranos son particularmente ruidosos, se ha de seleccionar un  $L$  lo bastante grande a comparación de los datos restantes. Una variable  $L$  puede entonces ser usada para evitar la suavización enfatizada a tiempos tardíos.

#### 2.3.9.4 REGRESIÓN NO LINEAL

En lugar de matchear sobre hojas de papel, la regresión no lineal matchea los datos de la transiente de presión al modelo matemático. Las dos principales ventajas de hacer esto son: primero, la consecuencia es poca si el rate de flujo no es constante y segundo, que los intervalos de confianza pueden ser calculados para evaluar cuantitativamente si la interpretación es válida. Otras ventajas son que modelos más complejos como parámetros incógnitas de reservorio pueden ser matcheadas y que el procedimiento obtiene una interpretación consistente al matchear todos los datos en lugar de un subrango específico de estos.

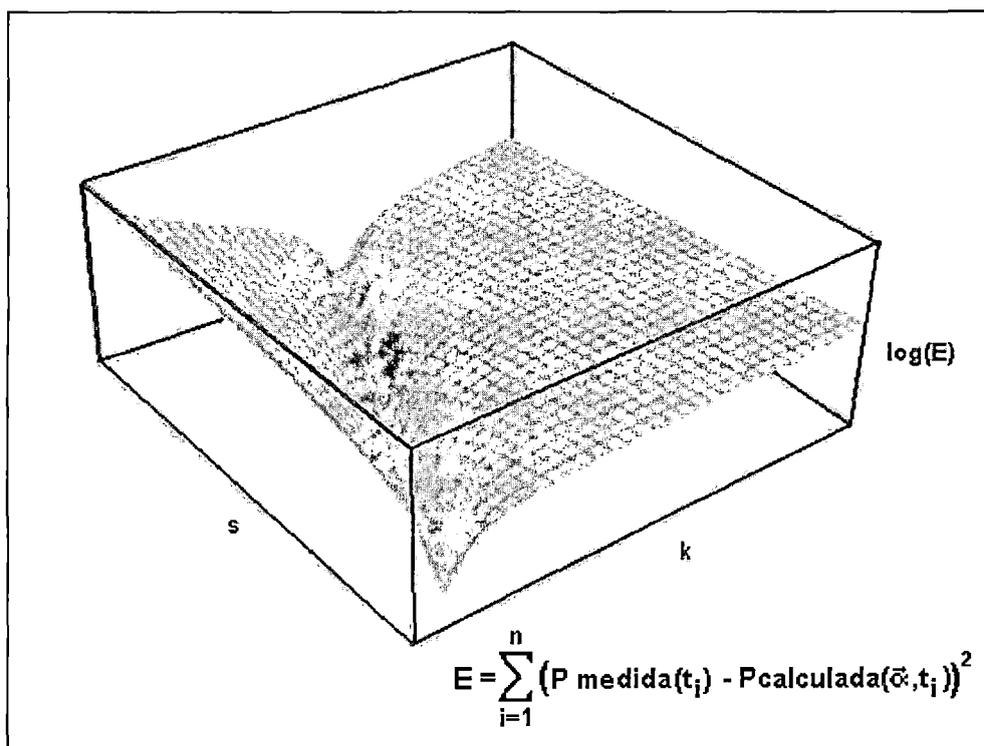


Fig. 2.27 E(función objetivo de superficie) con variables K y S. Los intervalos de confianza para regresión no lineal son funciones de E

Además, al matchear los datos que caen en las regiones de transición usualmente ignoradas por el análisis gráfico tradicional, es posible interpretar pruebas que no tengan suficientes datos para la interpretación convencional. Esto no quiere decir que la regresión

no-lineal nos permita diseñar pruebas de duración más corta, sino que la regresión no lineal nos permite recuperar una respuesta de pruebas que fueron sin intención truncadas o posiblemente no podrían ser corridos por un tiempo suficiente (por ejemplo, en un reservorio apretado de gas).

En la regresión no-lineal, el objetivo es minimizar la suma de los cuadrados de las diferencias entre los datos medidos y el modelo de reservorio calculado. Los parámetros incógnitas del reservorio ( $k$ ,  $S$ ,  $\rho$ ,  $C$ ,  $r_e$ , etc.) son modificados hasta que la función objetivo no pueda hacerse más pequeña. Referiéndose a esos parámetros como un **vector de  $m$  incógnitas**, la minimización sobre  $n$  datos medidos de presión puede usualmente ser establecida en términos de los cuadrados de las diferencias en presión. Hay tres tipos primarios de métodos usadas en prueba de pozos para minimizar esta función objetivo. El primer y más común es el método de la gradiente basado en método de Newton. Un segundo método de gradiente esta basado en la teoría de control optimo. Finalmente hay tres clases de métodos de búsqueda directa, tales como las usadas por **Ghang y Ershaghi**. Las aplicaciones han sido una prueba difícil de algoritmos de regresión no lineal debido a que los modelos de reservorio tienden a ser funciones débiles de los parámetros incógnitas.

#### 3.9.4.1 MÉTODOS DE REGRESIÓN NO LINEAL

Actualmente, tenemos los métodos:

**MÉTODO DE NEWTON:** Por si mismo no garantiza la convergencia a un mínimo a menos que la matriz Hessiana  $H$  sea positiva-definida.

**MÉTODO DE GAUSS-NEWTON (GN):** Una de las modificaciones más simples del método de Newton, el cual remueve las técnicas de la derivada de segundo orden en el método de Newton, haciendo la matriz  $H$  positiva-definida y simplificando el cálculo al evitar la necesidad para evaluar las segundas derivadas.

**MÉTODO DE GAUSS-MARQUARDT (GM):** Una de las variantes más cercanas de GN, el cual ingresa la condición de Hessiano ( $H$ ) añadiendo un pequeño termino constante a la diagonal. Se ha encontrado que el método GM trabaja mejor cuando se combina con una búsqueda lineal y funciones de penalidad para limitar el espacio de búsqueda.

**MÉTODOS DE NEWTON - GREENSTAD (NG) y NEWTON-BARUA (NB):** Modifican **eigenvalores** pequeños y/o negativos.

**MÉTODO MODIFICADO DE GAUSS - CHOLESKY (MGC):** Es un mejoramiento de GM. El enfoque MGC también usa una similar modificación del eigenvalor, como en el NB, y es una derivada del enfoque modificado de Cholesky.

Una variante de estos enfoques es el método de la **VARIABLE PROYECCIÓN (VP)** la cual puede separar los parámetros lineales y no lineales en el problema. Este método ha

sido usado en las aplicaciones de prueba de pozos, pero usualmente no ofrece una ventaja significativa debido a que la mayoría de los parámetros son no lineales. Entre estos enfoques, el más robusto es probablemente el método **MGC**, al cual es rápidamente convergente, computacionalmente eficiente y trabaja bien para modelos de reservorios con pocos parámetros o parámetros débilmente determinadas. El método **GM** es tan bueno y más fácil de implementar algorítmicamente. Este método ha sido aplicado exitosamente a problemas con muchos parámetros débiles. La mayoría de los métodos descritos anteriormente hacen uso de procedimientos auxiliares, tal como el *algoritmo de la búsqueda lineal*.

Debe mencionarse también que el método para el cual los parámetros de gradiente son evaluados, algunos autores los han calculado por diferencias finitas, lo cual evita considerablemente esfuerzos algebraicos cuando se desarrollaron los programas de computadoras los cuales son más lentos para calcular. Las diferencias finitas pueden también ser útiles para modelos de reservorios cuyas soluciones están solo disponibles por técnicas numéricas. Sin embargo, es generalmente más rápido y a la vez más molesto evaluar los gradientes directamente de su completa descripción algebraica.

**Rosa y Horne** evaluaron las gradientes de los parámetros en el espacio de Laplace antes de invertirlos al espacio real con el algoritmo de Sthefest. Algunos métodos de regresión trabajan sin evaluar todas las gradientes de la función alcanzando la optimización por búsqueda directa.

Con respecto a las ventajas de la regresión no lineal estas son:

- La consecuencia es pequeña si el rate de flujo no es constante
- Los intervalos de confianza pueden ser calculados para evaluar cuantitativamente si la interpretación es válida.

Entre otras ventajas se tiene que modelos más complejos con más parámetros incógnitas de reservorio, pueden ser matcheadas afin de que el procedimiento proporcione una interpretación consistente al matchear toda la data en lugar de especificar subrangos de ella. Además por matchear los datos que caen en las regiones de transición, usualmente ignoradas por el tradicional análisis gráfico es posible interpretar pruebas que no tendrían suficientes datos para la interpretación comercial.

Aunque la técnica automatizada del matcheo de la curva tipo es casi siempre un mejoramiento sobre los métodos convencionales, hay ciertos problemas prácticos que

ocurren en su aplicación. Excepto en el caso de reservorios homogéneos, la mayoría de los modelos de reservorios requieren la estimación de varios parámetros. A menos que la conjetura inicial sea lo bastante buena, el procedimiento de estimación para muchos parámetros puede fallar en la convergencia. Aun en casos donde se tienen pocos parámetros, los contornos de la función objetivo muestran que algunos parámetros están inherentemente mal definidos. A la fecha, la mayoría de las aplicaciones han usado el método de Gauss o sus modificaciones, tal como el algoritmo de Levenberg-Marquardt. El método de Newton está mejor situado para la estimación de parámetros mal definidos debido a que esta usa una dirección de búsqueda que está alineada en la dirección de esos parámetros. Las ventajas incluyen una mayor resolución que el análisis de la curva tipo, una reducción del peligro de seleccionar líneas rectas incorrectas y una facilidad para manejar historiales de múltiples rates de flujo. Por otro lado, el hecho de que el matcheo automatizado libera al analista de errores numéricos o procedimentales, no es una ventaja significativa dada la complejidad creciente de los modelos disponibles y sus procedimientos de interpretación.

A la fecha, la mayoría de las aplicaciones han usado el método de Gauss modificado por el algoritmo de Marquardt (también llamado el algoritmo de Levenberg-Marquardt) el cual ha probado ser más popular. Casi siempre el tipo de prueba a realizarse está gobernada por los objetivos de la prueba. En otros casos, la elección está referida a limitaciones prácticas o experiencias.

### **2.3.10 TIPOS DE PRUEBA DE POZOS**

Una prueba para un solo pozo no dará información sobre la anisotropía del reservorio o cualquier tendencia direccional de permeabilidad. Para estos propósitos, las pruebas multipozos, tales como las pruebas de interferencia o de pulso deben ser empleados. Una discusión más detallada de los diferentes tipos de prueba y sus objetivos y procedimientos se verá también en los ítems posteriores.

#### **2.3.10.1 SINGLE-WELL TESTS**

Son pruebas donde el régimen de flujo es cambiado, y la respuesta de presión es medida en el mismo pozo.

##### **2.3.10.1.1 DRAWDOWN TESTING (PRUEBA DE FLUJO)**

Esta prueba consiste en producir un pozo a un régimen constante, midiendo continuamente la presión fluyente de fondo. La presión estática de reservorio se depleta como consecuencia del flujo. Por cuestiones de simplicidad se supone un estado **RTC**

(Régimen Terminal Constante). Vale la pena mencionar que muchas de las técnicas de análisis tradicional fueran derivadas de este tipo de pruebas.

Sin embargo, en la práctica, la prueba drawdown es difícil de conseguir, dado que el régimen de flujo no es completamente constante, aun después que se ha estabilizado en mayor o menor grado, además que la condición del pozo no puede inicialmente ser estática ni constante, sobre todo si el pozo recién ha sido perforado o ha estado previamente. Estas pruebas se aplican generalmente a (1) nuevos pozos y (2) pozos que han estado cerrados bastante tiempo alcanzando una presión estabilizada. La prueba puede ser de corta duración, para estimar las características alrededor del hueco de pozo, o también de larga duración (varios días o más) caso en el cual esta es llamada **Prueba Limite de Reservorio**, su propósito es determinar el volumen de reservorio, dado que el tiempo requerido para observar una respuesta de frontera es grande y las fluctuaciones en el reflujo se tornan menos significativas sobre grandes periodos de tiempo.

#### **2.3.10.1.2 BUILDUP TESTING (PRUEBA DE RESTAURACIÓN)**

En una prueba buildup un pozo que ha estado fluyendo hasta antes de la prueba, es cerrado y la presión en la cara de la formación, es medida en cuanto ella se restaura. El análisis de una prueba buildup a menudo solo requiere ligeras modificaciones de las técnicas usadas al interpretarse una prueba drawdown a régimen constante. La ventaja práctica de una prueba buildup es que la condición de régimen de flujo constante es más fácilmente lograda (dado que el régimen de flujo constante es cero). La prueba buildup también tiene dos ventajas como que es muy difícil lograr la producción a régimen constante antes del cierre, en particular será necesario cerrar el pozo brevemente al bajar el medidor de presión dentro del pozo, así como también que existe pérdida de producción durante el cierre. La prueba de presión buildup corrida sobre pozos exploratorios puede proveer de información, en general, sobre la eficiencia del pozo fluyente, la transmisibilidad de la formación y la heterogeneidad del reservorio.

Si se diseña especialmente para periodos largo de flujo y cierre, la prueba puede proveer información sobre el tamaño del reservorio y por ende sobre los hidrocarburos insitu. Cuando es corrida sobre un pozo de predicción una prueba buildup generalmente da información sobre la eficiencia de flujo del pozo y la transmisibilidad del reservorio dentro del área de drenaje.

#### **2.3.10.1.3 INJECTIVITY TESTING (PRUEBA DE INYECTIVIDAD)**

Esta prueba es idéntica a una prueba drawdown, excepto en que el régimen de flujo entra al pozo en vez de que salga de él. Los regímenes de inyección a menudo son más

fáciles de controlar que los regímenes de presión, sin embargo el análisis de los resultados de la prueba pueden complicarse por los efectos multifásicos, a no ser que el fluido inyectado sea el mismo que el original fluido de reservorio.

#### **2.3.10.1.4 FALLOF TESTING**

Esta prueba la declinación de la presión posterior al cierre de una inyección. Es conceptualmente idéntica a una prueba buildup. Como en el caso de las pruebas de inyectividad, la prueba fallof es más difícil de interpretar si el fluido inyectado es diferente que el fluido original.

Esta prueba es usada para determinar:

1. Presión requerida para la inyección.
2. Régimen de inyección y número de pozos de inyección requeridos.
3. Calidad de agua, el cual hace que el skin se incremente con el tiempo.
4. Si se requiere estimulación.

La gradiente de presión en el hueco de pozo, el cual deberá ser menor de la gradiente geostática para prevenir el colapso de la formación.

#### **2.3.10.2 MULTIPLE-WELL TESTS**

Son pruebas donde el régimen de flujo es cambiado en un pozo y la respuesta de presión es medida en otro pozo. Estas pruebas son corridas para determinar la presencia o falta de comunicación entre dos puntos del reservorio. Las pruebas multipozo determinan arealmente las propiedades y son algunas veces llamadas pruebas horizontales o areales. Las Pruebas de **INTERFERENCIA** y de **PULSO** se usan para estimar la eficiencia de completación después de la perforación, del empaquetamiento con grava o del fracturamiento de un pozo, a fin de monitorear los cambios en las presiones de reservorio y el daño en la vecindad del pozo a través de la vida productiva del pozo así como para determinar la comunicación entre varios pozos.

##### **2.3.10.2.1 INTERFERENCE TESTING (PRUEBA DE INTERFERENCIA)**

Esta prueba consiste en registrar la respuesta de la transiente de presión en un pozo de observación, causada por un cambio en el caudal constante en un pozo activo. La respuesta puede ayudar a determinar la continuidad de la formación, la orientación de las fracturas, la transmisibilidad promedio areal y el almacenamiento entre un par de pozos. La prueba de interferencia es la forma más antigua de las pruebas multipozo. Los métodos de análisis para los datos de este tipo de pruebas han sido reportados desde 1935.

### 2.3.10.2.2 PULSE TESTING (PRUEBA DE PULSO)

**Johnson et al.** presentaron una prueba de interferencia en la cual el régimen de flujo en el pozo activo es cambiado varias veces en forma de series de periodos alternados de flujo y cierre en lugar de producir un pozo a un régimen constante. La respuesta o pulso de presión, está caracterizado por dos parámetros: el retardo de tiempo y la amplitud del pulso. La amplitud del pulso depende del intervalo de pulso, del intervalo entre pulsos, y en alguna extensión de las propiedades del reservorio, de la transmisibilidad y del almacenamiento, mientras el retardo de tiempo depende principalmente de la transmisibilidad y del almacenamiento. Se ha mostrado que la presencia de una zona de alta transmisibilidad o de una zona de baja transmisibilidad (una barrera) pueden ser detectadas por una prueba de pulso.

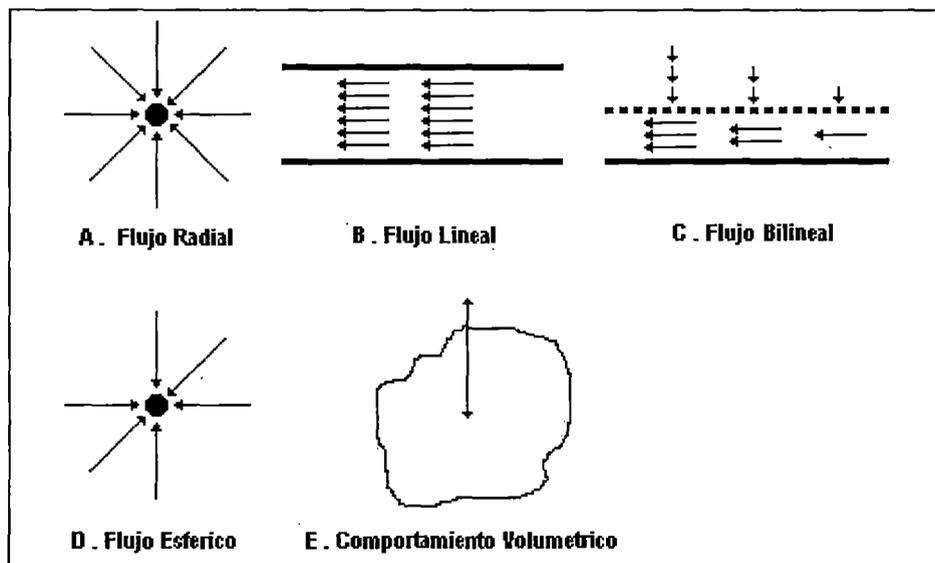


Fig. 2.28 Geometrías de diversos regímenes de flujo

### 2.3.11 REGÍMENES DE FLUJO

Cada régimen de flujo causa una respuesta de presión y derivada de presión con un aspecto característico. La forma de la repuesta de la derivada de la presión está determinado por el actual régimen de flujo, mientras la respuesta de presión está afectada por todos los regímenes de flujo precedentes. Debido a esto, la presencia de un particular régimen de flujo es a menudo inferido de la forma de la derivada de la presión. Mientras la respuesta característica de presión para la mayoría de los regímenes de flujo puede ocurrir ya sea desde una prueba drawdown o una prueba buildup, algunos comportamientos de flujo son específicos a solo un tipo de prueba. A continuación se muestran las ocurrencias para cada régimen de flujo.

### **2.3.11.1 FLUJO RADIAL**

Es característico en :

- En pozos verticales (reservorio infinite acting).
- En un reservorio con una sola frontera no-flujo.
- En un reservorio con dos fracturas no-flujo interconectándose.
- En pozos fracturados hidráulicamente, luego que la transiente se ha movido mas allá de los bordes de la fractura.
- En pozos horizontales a tiempos tempranos antes que la transiente alcance el tope y el fondo de la formación. También puede ocurrir a tiempos tardíos luego que la transiente se ha movido más allá de los límites del hueco de pozo.

### **2.3.11.2 FLUJO LINEAL**

Es característico en:

- En pozos verticales (reservorio con fronteras no-flujo no paralelos).
- En pozos con fracturas de alta conductividad vertical.
- En pozos horizontales (reservorio delgado).

### **2.3.11.3 FLUJO BILINEAL**

Para que ocurra este flujo debe haber dos sistemas de permeabilidad:

- Un estrecho sistema lineal de alta permeabilidad está conectado al hueco de pozo y un sistema, más delgado, de permeabilidad mas baja está conectada al sistema de alta permeabilidad.
- Pozos con fracturas hidráulicas de baja conductividad
- Raras veces, es posible encontrarlo en reservorios lineales de doble porosidad

### **2.3.11.4 FLUJO ESFERICO**

Es característico en:

- En pozos verticales con penetración parcial o completaciones de entrada limitada
- Cuando solo uno o más perforaciones están abiertas a flujo. Ocurre durante las pruebas de formación wireline.

### 2.3.11.5 COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO

Ocurre cuando existe un influjo de rate constante o un rate constante de retiro desde un volumen cercano o completamente cerrado, de forma arbitraria. El cambio de presión es proporcional a la cantidad neta de fluido transferido.

Es característico en:

- Reservorios volumétricos.
- Reservorios por impulsión de depleción.
- En pruebas de flujo para sistemas cercana o completamente cerrados.
- En pruebas buildup, solo si hay un pequeño volumen de alta transmisibilidad ( $Kh/\mu$ ) conectado a un gran volumen de baja transmisibilidad.

Reservorios que exhiben comportamiento volumétrico durante una prueba buildup, incluyen reservorios estratificados con una capa de alta permeabilidad de volumen limitado y una capa de baja permeabilidad de un volumen medio más grande, así como también reservorios compuestos con una zona interior de bajo volumen, pequeña permeabilidad rodeado por una zona exterior de permeabilidad más baja de extensión mucho más grande.

### 2.3.12 DISEÑO DE PRUEBA DE POZOS

Cada técnica de análisis de prueba transitoria descrita, requiere datos específicos. Datos adecuados y completos de una prueba transitoria son esenciales para obtener resultados satisfactorios. Por tanto, una parte importante en la preparación de una prueba transiente a un pozo, es decidir que datos son necesarios y como ellos podrán ser obtenidos. Se describirá el diseño de las pruebas transitorias, como escoger el tipo de prueba para determinar los valores requeridos y las características del equipo adecuado. La primera etapa al diseñar una prueba transitoria es escoger la prueba apropiada para la situación existente: buildup, drawdown, rate múltiple, interferencia, etc. Cuando se desea información específica de un reservorio (por ejemplo: una indicación de cambio de movilidad o una frontera), el diseño de una prueba es crítica, desde que muchas cosas pueden encubrir la respuesta deseada, o dar una respuesta equivocada, porque guardan semejanza con la conducta esperada. Una vez que la prueba es escogida, serán estimadas: la duración de la prueba y la respuesta de presión esperada. Con el objeto de usar el equipo de medición apropiado, se decidirá que otros datos son requeridos, como ellos serán obtenidos y como el plan de prueba se ajusta dentro de los programas de trabajo individuales, que optimizan la prueba. En ocasiones esta parte del diseño, indicará que un diferente tipo de prueba que el originalmente escogido, será usado. Si esto sucede, el

proceso entero de diseño será revisado. El diseño de la prueba deberá minimizar problemas, tales como aquellos causados por excesivo almacenamiento, variaciones no intencionales en los rates, cambios de rates en pozos cercanos, etc.

### 2.3.13 SELECCIONANDO EL TIPO DE PRUEBA

Cuando se decide que clase de prueba transiente se usará en el pozo, las principales consideraciones a tomarse en cuenta son: el tipo y estado del pozo (inyección o producción, activo o cerrado). Se puede escoger entre una prueba para un solo pozo o una prueba multipozos, dependiendo que es lo que se quiere conocer del reservorio. Cuando se planea probar a un pozo productor, se podrá escoger entre un drawdown, un buildup o una prueba a rate múltiple. También se determinará como efectuar la medición de presiones en pozos con levantamiento artificial.

Es particularmente dificultoso medir presiones de fondo en pozos con varillas, a menos que el pozo esté equipado permanentemente con un medidor de presión de fondo. Aunque es posible, correr medidores de presión en el anillo, son operaciones de riesgo y generalmente no es recomendable sacar la bomba y bajar el medidor de presión. Rara vez se resuelve el problema cuando la bomba es sacada, ya que el fluido de la tubería es

empujado al hueco, creando una transiente de inyección. Es posible sacar la bomba, bajar el medidor en la tubería debajo de la bomba, efectuar la producción por algunos días y luego efectuar la prueba. Este trabajo, requiere un medidor de grandes lapsos de tiempo y también,

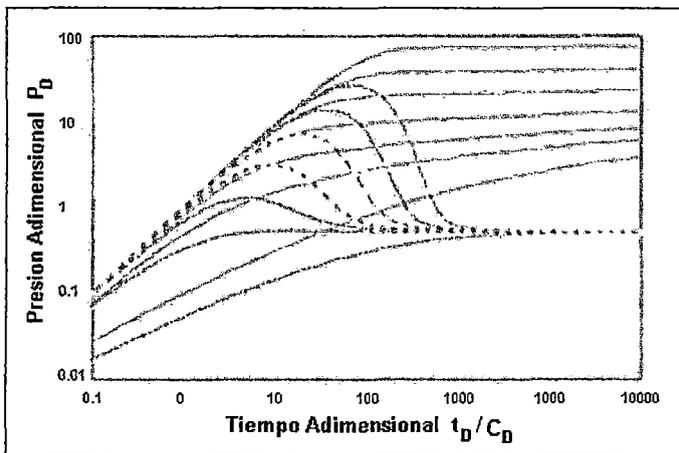


Fig. 2.29 La Curva Tipo Gringarten / Bourdet combina la curva tipo de Gringarten con curva tipo de la derivada de la presión

involucra considerablemente gastos

para los necesarios trabajos de servicios de pozos. Un camino común, para obtener datos de presión buildup en un pozo completado sin packer en el anillo, es medir el nivel de fluido en dicho anillo con una sonda acústica. Mediciones de presión en pozos fluyentes, en pozos de gas-lift y en algunos pozos con bombas hidráulicas o electrosomergibles no son difíciles. Pero aún en esas situaciones, problemas mecánicos tales como válvulas de gas-lift que se abren súbitamente durante registros de presión buildup deben ser considerados y evitados

en el diseño de la prueba. La composición y rates de los fluidos producidos son importantes, desde que los efectos multifásicos pueden ser significativos. El sistema puede ser tratado como pozo de aceite o pozo de gas, dependiendo del **GOR**. La duración de la prueba puede ser un problema en pozos productores. Generalmente no se quiere cerrar un pozo productor por un tiempo largo, desde que la producción diferida puede ser el principal costo en una prueba. Diferir ingresos a menudo pueden reducirse usando una prueba a dos rates. Escoger el tipo de prueba es menos complicado, para pozos de inyección que para pozos productores, debido a que las dificultades asociadas con el levantamiento artificial no están presentes. Normalmente, una prueba de inyectividad o prueba falloff, proporciona resultados utilizables. La prueba de presión falloff es preferida, dado que es más fácil realizarla que una prueba de inyectividad y desde que pequeñas variaciones en el rate tiene menos influencia sobre la respuesta de la prueba falloff. Es buena practica, correr una prueba de Inyectividad después de la prueba falloff, ya que el costo es bajo y una adicional información puede ser obtenida. Pozos inyectoros que toman fluido al vacío son dificultosos de probar, porque altos coeficientes de almacenamiento están asociados con el nivel liquido libre en la sarta de inyección.

Es recomendable probar tales pozos, incrementando el rate de inyección lo suficiente lo suficiente para obtener presión en la cabeza mantenida durante ambos rates. Cambios en el almacenamiento, tienden a ser mas un problema en pozos de inyección que en pozos productores. Idealmente, las presiones deben ser registradas continuamente durante una prueba transitoria. Mejores resultados son obtenidos cuando la presión de fondo es medida, aunque presiones en la cabeza a menudo pueden ser convertidas a valores de fondo, si adecuada información sobre el hueco de pozo está disponible. En lo posible, se deberá evitar cambios de medidores de presión durante la prueba, debido al desalineamiento que ocurre cuando se efectúa tal cambio, teniendo en cuenta que en el análisis de presiones transitorias se consideran tendencias de presión. Ello a menudo puede evitarse corriendo dos medidores en "tandem" con relojes de diferente velocidad. Es beneficioso registrar presiones de fondo, en la cabeza de los tubos y la tubería de revestimiento (casing) durante la prueba a un pozo. Esa combinación de datos, puede proporcionar información acerca de los efectos de almacenamiento, roturas de packers o tubos, basados solamente en la presión de fondo. Los datos de presión en superficie puede servir para verificar la operación del medidor de presión de fondo. Algunos pozos pueden requerir cierre en el fondo algunos pueden aun requerir packers extras o equipo DST. Tales requerimientos deben ser considerados en el diseño de la prueba, de manera que todos los datos importantes sean obtenidos.

## 2.4 ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS E IDENTIFICACIÓN DEL MODELO DE RESERVORIO

### 2.4.1 INTRODUCCION

Uno de los principales objetivos del prototipo **EXPPRESION v.1.2** será identificar los regímenes de flujo de reservorio. A partir de esto, se podrán hacer los estimados iniciales de los parámetros para apropiados regímenes de flujo. Dado que se han seleccionado **ocho** (8) modelos de reservorio como potenciales candidatos (véase Apéndice A), se necesitan hacer los estimados iniciales de los parámetros de reservorio para cada uno de los modelos. Esto significa que algunos parámetros de régimen de flujo necesitan de todas maneras ser estimados, aún si los regímenes de flujo no ocurrieran realmente en la prueba. Por ejemplo, la distancia a una frontera cerrada necesita ser estimada aun si no se encontrase una pendiente unitaria al final de la prueba. Esto introduciría una nueva complicación al enfoque, ya que los parámetros estimados pueden necesitar ser calculados sobre la base de la locación de un régimen de flujo, que solo es inferido de otros regímenes encontrados en los datos.

### 2.4.2 COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO DE POZO

Durante el régimen de flujo **Wellbore Storage (WBS)**: almacenamiento de hueco de pozo), el cambio de presión es una función lineal del tiempo. El valor del coeficiente de almacenamiento de pozo ( $C$ ) puede ser calculado usando la siguiente ecuación:

$$C = 0.0417 \frac{q\beta}{\alpha} \quad (2.4.1)$$

donde:

$C$  = coeficiente de almacenamiento de pozo, STB/psi

$q$  = rate de producción, STB/D

$\beta$  = factor de volumen de formación, volumen reservorio/volumen estándar

$\alpha$  = pendiente del ploteo de cambio de presión versus tiempo, psi/hora

El régimen de flujo **WBS** puede ser identificado por la presencia del patrón de pendiente unitaria en el ploteo de la derivada de la presión a tiempos tempranos. Si **EXPPRESION** indicase la existencia de este régimen de flujo, entonces se ploteará el cambio de presión versus el tiempo para los ciclos log en los que el almacenamiento de pozo perdure. El enfoque lineal de los **mínimos cuadrados** será usado para determinar el mejor ajuste de la línea recta. La pendiente de la línea recta con el menor error de mínimos

cuadrados se usará en la ecuación 4.1 para calcular el coeficiente de almacenamiento de pozo.

En casos donde **EXPRESION** no identificase el patrón de pendiente unitaria a tiempos tempranos, se empezará a plotear el cambio de presión versus el tiempo, para el integro del primer ciclo log. Luego, se efectuarán varios ploteos con regímenes **WBS** más cortos. La pendiente usada para calcular el coeficiente de almacenamiento de pozo será la pendiente de la línea recta con el error de mínimos cuadrados más pequeño.

### 2.4.3 PERMEABILIDAD Y SKIN

Los valores de permeabilidad y skin pueden ser estimados de los datos de presión en el periodo infinite acting. En una prueba drawdown, del ploteo de la presión medida versus el logaritmo del tiempo se obtiene una línea recta. La ecuación que la describe está descrita como sigue:

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{q\beta\mu}{Kh} \left( \log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} + 0.8686S - 3.2274 \right) \quad (2.4.2)$$

donde:

$p_{wf}$  = Presión fluyente de pozo, psi

$p_i$  = Presión inicial de reservorio

$\mu$  = viscosidad, cp

$k$  = permeabilidad, md

$h$  = espesor, ft

$\phi$  = porosidad, adimensional

$c_i$  = compresibilidad total del sistema,  $\text{psi}^{-1}$

$r_w$  = radio de hueco de pozo, ft

$S$  = factor skin, adimensional

Por lo tanto, el valor de la permeabilidad se calculará a partir de la pendiente del ploteo semilog como sigue:

$$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{kh} \quad (2.4.3)$$

donde:

$m$  = pendiente del ploteo semilog, psi.

El valor del skin puede ser estimado como sigue:

$$S = 1.151 \left( \frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 3.2274 \right) \quad (2.4.4)$$

donde:

$p_{1hr}$  = presión a 1 hora, extrapolada a partir de la línea recta ajustada, psi.

En una prueba buildup, del ploteo de la presión de cierre versus el logaritmo del tiempo de Horner se obtiene una línea recta. La ecuación que describe la línea recta es escrita como:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - 162.6 \frac{q \beta \mu}{kh} \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2.4.5)$$

donde:

$p_{ws}$  = presión de cierre, psi

$t_p$  = tiempo de producción, horas

$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$  = tiempo de Horner, adimensional

**EXPRESION** podrá reconocer la curva alisada de la derivada en el periodo infinite acting como el patrón de pendiente alisada. Los datos en los ciclos log que fueron identificados como pertenecientes al patrón de pendiente alisada se trazarán versus el logaritmo de tiempo o el tiempo de Horner, dependiendo del tipo de la prueba. La línea recta mejor ajustada será determinada realizando el ajuste de los mínimos cuadrados. Como previamente se mencionó, **EXPRESION** deberá ser lo bastante tolerante al ruido (noise). Por consiguiente, varios ploteos se generarán con diferentes tiempos de inicio y fin, para el periodo infinite acting. El punto de inicio se cambiará hacia adelante en cada ploteo cuando el prototipo reconozca algunas veces la curva de la derivada de presión como que fuera alisada, antes que realmente se alise. El punto final se cambiará hacia atrás en cada ploteo cuando el prototipo identificase el inicio del régimen de flujo como infinite acting después del final del periodo infinite acting. El periodo de flujo más parecido a este será determinado de la línea recta cuyo error de los cuadrados lineales sea el mínimo.

Dado que el prototipo puede en algunas ocasiones clasificar equivocadamente el pico de una corcova como alisada, se encuentra que es necesario tener mucho cuidado al identificar el verdadero periodo infinite acting. De los principios de la interpretación de

prueba de pozos, se sabe que el régimen de flujo infinite acting ocurre típicamente a aproximadamente uno y medio (1.5) ciclos log luego que finalice el almacenamiento de hueco de pozo. Por consiguiente, cualquier región alisada que ocurra antes de este periodo, necesita ser desechado. En algunos casos, el prototipo no identificará ninguna región en absoluto. Esto generalmente pasa cuando la zona alisada era más corta de un ciclo log o porque los datos eran demasiado ruidosos. En este caso, se asumirá que el periodo infinite acting empieza a uno y medio ciclos log, más allá del final del almacenamiento en hueco de pozo y permanece por un ciclo log (o menos si la prueba se termina antes que se obtenga un ciclo log de los datos). Los datos seleccionados serán ajustados para una línea recta semilog. Luego, varias líneas rectas semilog serán ajustadas con diferentes puntos de inicio y final para el periodo infinite acting. La línea recta semilog con el menor error de cuadrados mínimos se escogerá para calcular los valores de permeabilidad y skin.

#### 2.4.4 DISTANCIA A LA FRONTERA CERRADA

La distancia a una frontera cerrada puede ser estimada de los datos de presión en el periodo de flujo pseudoestable. Durante este periodo, el cambio de presión es una función lineal del tiempo como está descrita por la siguiente ecuación:

$$p_i - p_{wf} = \frac{0.2342q\beta}{\phi c c_i h A} t + 70.65 \frac{q\beta\mu}{kh} \left( \ln(2.2458 A C_A r_w^2) + 2S \right) \quad (2.4.6)$$

donde:

$A$  = área del reservorio, ft<sup>2</sup>

$C_A$  = Factor de aspecto, adimensional

Del ploteo cartesiano del cambio de presión versus el tiempo se obtiene una línea recta. El área del reservorio puede ser calculado como sigue:

$$A = \frac{0.2342q\beta}{\phi c c_i h m_{Cartesiana}} \quad (2.4.7)$$

donde:

$m_{Cartesiana}$  = pendiente del ploteo cartesiano, psi/hr

La distancia a la frontera ( $r_e$ ) en un reservorio circular se calcula como sigue:

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (2.4.8)$$

En una prueba drawdown, el flujo pseudoestable se presenta en el ploteo de la derivada, como una pendiente unitaria a tiempos tardíos. La presión caerá en los ciclos log, que fueron clasificados por **EXPRESION** como regiones de pendiente unitaria, cuando fueron ploteados contra el tiempo. El método lineal de los mínimos cuadrados se usará para ajustar la mejor línea recta. Se generarán varios ploteos con diferentes tiempos de inicio del régimen de estado pseudoestable. La línea recta con el menor error de los cuadrados mínimo se usará en el cálculo de la distancia a la frontera. **EXPRESION** no podrá identificar en el momento, los datos como pertenecientes al patrón de pendiente unitaria. Se ha encontrado que esto ocurre en los siguientes casos:

1. Realmente, no hay pendiente unitaria, si la prueba se ha terminado antes de que se alcance al límite cerrado o otro genero de frontera (a presión constante o falla). Como se ha mencionado anteriormente, se debe proporcionar las estimaciones iniciales para todos los parámetros del modelo al procedimiento de probabilidad predictiva secuencial afín de que esta pueda realizar la discriminación del modelo. Por consiguiente, se necesitará estimar la distancia a un potencial límite cerrado, incluso cuando ninguno es evidente. Si allí no hubiera ninguna señal de otro tipo de frontera, se deberá usar el radio de investigación al final de la prueba, como la distancia a la frontera cerrada. Si allí existieran otros tipos de frontera, se usará la distancia a esa frontera como una suposición inicial, para la distancia a la frontera cerrada.
2. La frontera cerrada realmente existe, pero la región de la pendiente unitaria de la prueba es más corta que un ciclo log. En este caso, se estimará burdamente que la frontera es alcanzada cuando la prueba se ha terminado. Por consiguiente, se usará el radio de la investigación al final de la prueba como la distancia a la frontera cerrada.
3. Realmente la frontera cerrada existe, pero la región de pendiente unitaria es demasiado ruidosa para ser reconocida. En este caso, se estimará también burdamente que la frontera se alcanza cuando la prueba se ha terminado. Por lo tanto, se usará el radio de investigación al final de la prueba como la distancia a la frontera cerrada.

Recordar que estas estimaciones iniciales son simplemente suposiciones preliminares a ser usados en el método de la probabilidad predictiva secuencial. El radio de investigación ( $r_{inv}$ ) es una suposición bastante razonable para la distancia a la frontera y puede calcularse como Lee (1982) lo describe:

$$r_{inv} = \sqrt{\frac{4 \times 0.0002637kt}{\phi\mu c_i r_w^2}} \quad (2.4.9)$$

En una prueba buildup, la derivada de presión decrece cuando la transiente de presión se acerca a una frontera de cualquier género. Por consiguiente, la distancia a cualquier tipo de frontera puede estimarse por el radio de investigación en el momento en que la derivada de presión empieza a decrecer o al final de la prueba si la frontera no ha sido alcanzada.

#### 2.4.5 DISTANCIA A LA FRONTERA DE PRESION CONSTANTE

Cuando la transiente de presión alcanza una frontera de presión constante, el reservorio encuentra un régimen de flujo en estado estable. La presión en el pozo se hace constante y puede ser expresada en términos de la caída de presión adimensional ( $p_D$ ) como sigue :

$$p_D = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (2.4.10)$$

La caída de presión adimensional también incluye el skin. Sustituyendo la definición de  $p_D$  en la ecuación, obtenemos:

$$\frac{kh}{141.2q\beta\mu} (p_i - p_{wf}) + S = \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (2.4.11)$$

Por lo tanto, la distancia a la frontera de presión constante puede ser calculada como sigue:

$$r_e = r_w e^{\frac{kh}{141.2q\beta\mu} (p_i - p_{wf}) + S} \quad (2.4.12)$$

La derivada de presión decrece y alcanza cero cuando el régimen de flujo se aproxima al régimen de flujo estable. Se usará **EXPRESION** para reconocer el régimen como patrón descendente. La única incógnita en la ecuación es la presencia de la caída de presión ( $p_i - p_{wf}$ ).

Se usarán los datos de presión que se identificaron como pertenecientes al patrón descendente al final de la prueba para calcular la distancia al límite de presión constante. En la mayoría de los casos, la derivada de presión estará muy ruidosa para ser reconocida o en algunos casos se hicieron negativos, aún si hubiera mínimos errores en la medición de presión. Por lo tanto, la derivada no necesariamente podrá tener un patrón descendente.

En este caso, se verificará si la caída de presión para el último medio ciclo log fue relativamente constante. Si así fuera, se asumirá que el reservorio ha encontrado el régimen de estado estable, y la distancia a la frontera será evaluada usando el valor promedio de la presión relativamente constante.

Si el patrón descendente de la derivada no fuera notificado por **EXPPRESION** y si las caídas de presión no fueran constantes, se usará el radio de investigación al final de la prueba como una conjetura para la distancia a la frontera a presión constante. En una prueba buildup, se verá un patrón descendente cuando la prueba alcanza cualquier género de frontera. Por lo tanto, se usará el radio de investigación al momento donde la derivada empieza a descender conforme a la conjetura para la distancia a la frontera de presión constante. Si **EXPPRESION** no indicara la presencia del patrón descendente, se usará en su lugar el radio de investigación, al final de la prueba.

#### 2.4.6 DISTANCIA A LA FRONTERA FALLA

La presencia de una frontera falla puede ser detectada por el doblamiento en la pendiente del ploteo semilog. La distancia a la frontera falla puede ser calculada usando el tiempo al cual la primera línea recta se encuentra con la segunda línea recta conforme **Davis y Hawkins**(1963) y **Gray** (1965) lo describen:

$$d = \sqrt{\frac{1.48 \times 10^{-4} k t_x}{\phi \mu c_i}} \quad (2.4.13)$$

donde:

$t_x$  = tiempo al cual las dos líneas rectas se interceptan, hrs.

En una prueba drawdown, la derivada de presión es alisada para el período de la primera línea recta semilog, luego transicionalmente se incrementa, y se alisa de nuevo durante el periodo de la segunda línea recta semilog. El valor de la derivada de la segunda región alisada es dos veces del de la primera región alisada. Estos dos regiones alisadas podrán ser reconocidas por **EXPPRESION** bajo la condición de que las regiones alisadas tengan que estar apartadas con una transición entre ellas. Además el valor promedio de la segunda derivada de la presión tiene que ser aproximadamente dos veces el valor de la derivada de la primera región alisada.. Luego de reconocer las dos regiones, diversos ploteos semilog serán generados con diferentes tiempos de inicio y fin para ambas regiones alisadas. Luego la intersección de las dos mejores líneas rectas será determinada y usada para calcular la distancia a la frontera falla.

Si **EXPRESION** no identificara la existencia de dos regiones alisadas separadas, el radio de investigación al final de la prueba será usada posteriormente como una conjetura inicial para la distancia a la frontera falla en el método secuencial de la probabilidad predictiva. En una prueba buildup donde no se puede distinguir el tipo de frontera a encontrarse, se usará el radio de investigación como una conjetura inicial para la distancia a la frontera falla.

#### 2.4.7 RAZONES DE ALMACENABILIDAD Y TRANSMISIBILIDAD

La presencia de un buzamiento en la curva de la derivada sugiere que el reservorio es heterogéneo. Los parámetros de doble porosidad pueden ser determinados a partir del punto mínimo del buzamiento usando un procedimiento descrito por **Bourdet, Wittle, Douglas, Pirad y Kniazeff** (1983). En el punto mínimo:

$$t_D p'_D = \frac{1}{2} \left( 1 + \omega^{\frac{1}{1-\omega}} - \omega^{\frac{\omega}{1-\omega}} \right) \quad (2.4.14)$$

y

$$t_D = \frac{\omega}{\lambda} \ln \frac{1}{\omega} \quad (2.4.15)$$

Debido a que la relación entre la razón de almacenabilidad y la derivada de presión no es lineal, se aplicará el procedimiento de **Newton-Raphson** para calcular el valor de  $\omega$  a un valor determinado de la derivada (punto mínimo). Este ajuste de la línea recta se usará para estimar un valor inicial de la razón de almacenabilidad en el procedimiento de Newton-Raphson y está descrito por la siguiente ecuación:

$$\omega = (t_D p'_D)^{1.255} \quad (2.4.16)$$

Aplicando el procedimiento de Newton-Raphson, el valor de  $\omega$  puede ser calculado como sigue:

$$\omega_{nuevo} = \omega_{viejo} - \frac{f(\omega_{viejo})}{f'(\omega_{nuevo})} \quad (2.4.17)$$

donde:

$$f(\omega) = 1 + \omega^{\frac{1}{1-\omega}} - \omega^{\frac{\omega}{1-\omega}} - 2t_D p'_D \quad (2.4.18)$$

y

$$f'(\omega) = \frac{\ln \omega}{(1-\omega)^2} \left( \omega^{\frac{1}{1-\omega}} - \omega^{\frac{\omega}{1-\omega}} \right) \quad (2.4.19)$$

Se desarrollará la iteración Newton-Raphson hasta que la diferencia absoluta entre  $\omega_{old}$  y  $\omega_{nuevo}$  se haga más pequeña que cualquier tolerancia prefijada. Luego de obtener el estimado de  $\omega$ , el estimado de  $\lambda$  puede ser determinado como sigue:

$$\lambda = \frac{\omega}{t_D} \ln \frac{1}{\omega} \quad (2.4.20)$$

**EXPRESION** se usará para identificar la presencia del patrón de buzamiento. El punto mínimo del patrón de buzamiento se determinará al comparar los valores de la derivada de la presión en la vecindad del patrón de buzamiento. Si el patrón de buzamiento no existiera o no fuera identificada por el prototipo, se usará una conjetura inicial de 0.99 tanto para  $\omega$  como  $\lambda$ .

#### 2.4.8 PROCEDIMIENTO PASO A PASO PARA IDENTIFICAR REGIMENES DE FLUJO

Para una prueba drawdown, el procedimiento puede ser resumido como sigue:

##### 1. Buscar el patrón de pendiente unitaria.

- **Existe la región de pendiente unitaria a tiempos tempranos (nivel de activación mayor de 0.8).**
  - ◆ Usar los datos en los ciclos log identificados, para calcular el coeficiente de almacenamiento de pozo. Luego, experimentar con periodos más cortos de almacenamiento de pozo.
- **No existe la región de pendiente unitaria a tiempos tempranos.**
  - ◆ Usar los datos en el primer ciclo log para calcular el coeficiente de almacenamiento de pozo. Luego, experimentar con periodos más cortos de almacenamiento de pozo.
- **Existe la región de pendiente unitaria a tiempos tardíos (nivel de activación mayor de 0.8).**
  - ◆ Usar los datos en los ciclos log identificados para calcular la distancia a la frontera cerrada. Luego, experimentar con tiempos iniciales tardíos para la región de pendiente unitaria.
- **La región de pendiente unitaria a tiempos tardíos no existe.**

- ◆ Si otro género de frontera es detectado, usar la distancia a esa frontera como conjetura para la distancia a la frontera cerrada.
- ◆ Si otro género de frontera no es detectado, usar el radio de investigación al final de la prueba como conjetura para la distancia a la frontera cerrada.

### 3. **Buscar el patrón corcova (nivel de activación mayor de 0.9)**

La corcova a tiempo tardío esta descartada.

### 4. **Buscar el patrón de pendiente alisada**

- **Existe la región de pendiente alisada (nivel de activación mayor de 0.8).**
  - ◆ Si la región de pendiente alisada está aproximadamente a uno y medio ciclos después del último punto o al inicio de la corcova a tiempos tempranos, usar los datos en los ciclos log identificados, para calcular la permeabilidad y skin. Experimentar con diferentes tiempos de inicio y fin. Usar el radio de investigación o la distancia a otros géneros de frontera, si ninguna otra región alisada es detectada, como conjetura para la distancia a la frontera falla.
  - ◆ Si la región alisada es menor que uno y medio ciclo log luego del ultimo punto en la pendiente unitaria a tiempos tempranos o al inicio de la corcova a tiempos tempranos, descartar esa pendiente alisada y mostrar otra. Si no existiera alguna, proceder como si esa pendiente alisada no existiera.
  - ◆ Si existiera la región de pendiente alisada, pero si la pendiente unitaria a tiempos tempranos y la corcova a tiempos tempranos, no existieran, usar los ciclos log identificados de la pendiente alisada para calcular la permeabilidad y skin. Experimentar con diferentes tiempos de inicio y fin. Usar el radio de investigación o la distancia a otros géneros de frontera como conjetura para la distancia a la frontera falla, si otra región alisada no existiera.
  - ◆ Si la región de pendiente alisada se iniciara a más de 1.5 a 2 ciclos log luego del ultimo punto en la pendiente unitaria a tiempos tempranos o al inicio de la corcova a tiempos tempranos, hay una opción de que exista la frontera falla. Usar un ciclo log de datos que este a uno y medio ciclos luego del ultimo punto en la pendiente unitaria o al inicio de la corcova a tiempos tempranos para calcular la permeabilidad, skin y pendiente de la línea recta semilog. Luego usar los ciclos log identificados de la región de pendiente alisada para calcular la pendiente de la segunda línea recta semilog. Si la pendiente de la segunda línea recta semilog es el doble de la primera, calcular la distancia a la frontera falla. Si no fuese así, usar el radio de investigación o la distancia a otros géneros de frontera como conjetura para la distancia a la frontera falla.

Experimentar con diferentes tiempo de inicio y fin para ambas líneas rectas semilog.

- ◆ Si existen dos regiones de pendientes alisadas y ellas están apartadas como mínimo medio ciclo log aparte, hay una opción de que la frontera falla exista. Usar los ciclos log identificados de la primera región alisada para calcular la permeabilidad, skin y la pendiente de la primera línea recta semilog. Luego usar los ciclos log identificados de la segunda región de pendiente alisada. Si la pendiente de la segunda línea recta semilog es el doble de la primera, entonces calcular la distancia a la frontera falla. Si no, usar el radio de investigación o la distancia a los otros géneros de frontera como conjetura para la distancia a la frontera falla. Experimentar con diferentes tiempos de inicio y fin para ambas líneas rectas semilog.
- **No existe la región de la pendiente alisada.**
  - ◆ Si existiera la región de pendiente unitaria y/o la región corcova a tiempos tempranos, usar un ciclo log de los datos que esté a uno y medio ciclo log luego del ultimo punto en la pendiente unitaria o al inicio de la corcova a tiempos tempranos para calcular la permeabilidad y skin. Experimentar con diferentes tiempos de inicio y fin. Usar el radio de investigación o la distancia a los otros géneros de frontera como conjetura para la distancia a la frontera falla.
  - ◆ Si no existen patrones de pendiente unitaria o corcova a tiempos tempranos, el método falla para reconocer el periodo infinite acting.

## **5. Buscar el patrón buzado**

- **Existe la región buzada (nivel de activación mayor de 0.80).**
  - ◆ Determinar el punto mímico del buzamiento y usarlo para calcular los valores de almacenabilidad y transmisibilidad.
- **No existe la región buzada.**
  - ◆ Usar 0.99 como conjetura tanto para los valores de la almacenabilidad como transmisibilidad.

## **6. Buscar la presión constante al final de la prueba**

- **La presión permanece constante para la última mitad del ciclo log.**
  - ◆ Usar los datos en la ultima mitad del ciclo log para calcular la distancia a la frontera de frontera constante.

- **La presión no permanece constante para la última mitad del ciclo log.**
  - ◆ Si otro género de frontera es detectado, usar la distancia a esa frontera como conjetura para la distancia a la frontera de presión constante.
  - ◆ Si otro género de frontera no es detectado, usar el radio de investigación al final de la prueba como conjetura para la distancia a la frontera de presión constante.

Para una prueba buildup, el procedimiento anterior aun se aplica para los regímenes de flujo infinite acting y **WBS** (almacenamiento en hueco de pozo). El único cambio es el reconocimiento del régimen de flujo cuando la prueba se aproxima a una frontera. Se usará en el momento, el radio de investigación cuando la derivada empieza a decrecer o al final de la prueba como conjetura inicial para la distancia a la frontera cerrada, la distancia a la frontera falla y la distancia a la frontera de presión constante.

# Capítulo III

## TÓPICOS AVANZADOS

### INGENIERÍA DE RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS

#### 3.1 EFECTOS DE LA ANISOTROPÍA DE LA PERMEABILIDAD Y ESTRATIFICACIÓN SOBRE LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBA DE POZOS

##### 3.1.1 INTRODUCCIÓN

La anisotropía de permeabilidad y la estratificación, no se relacionan directamente, pero ellas tienen efectos análogos sobre la interpretación de prueba de pozos. Ambas proporcionan respuestas de presión que pueden ser virtualmente indistinguibles de aquéllas

obtenidas de sistemas homogéneos, isotrópicos y de una sola capa.

Si la descripción del reservorio es conocida, las dos, tienen respuestas de presión que se predicen fácilmente. Por último, ambas requieren mediciones adicionales o información que va más allá de lo que normalmente se recoge para una prueba transitoria de presión, al identificar y caracterizar la anisotropía o propiedades de capa.

##### 3.1.2 ANISOTROPÍA DE LA PERMEABILIDAD

Se ha asumido que la permeabilidad es isotrópica, es decir, la permeabilidad de la roca reservorio

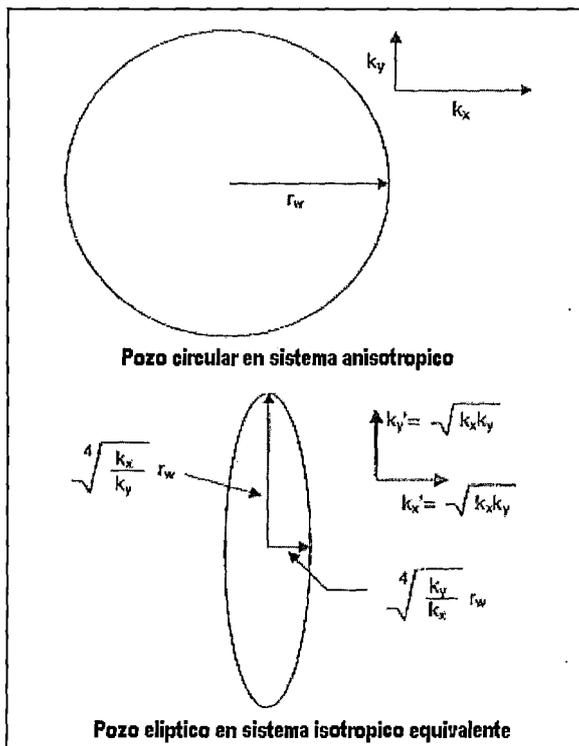


Fig. 3.1 Transformación de un sistema anisotrópico a un sistema isotrópico equivalente

es independiente de la dirección medida. De hecho, hay muchas situaciones en que la permeabilidad es anisotrópica en lugar de isotrópica. El tipo más común de anisotropía de permeabilidad surge debido a la presencia de láminas delgadas de arena/lutita dentro de la roca reservorio. Es probable que la permeabilidad medida paralela al plano de estratificación, sea de un orden de magnitud o mayor que el medido perpendicularmente al plano de estratificación.

En la industria, se reconoce la importancia de la anisotropía de permeabilidad horizontal sobre la vertical, dado que se considera rutinario evaluar los efectos de penetración parcial, pozos desviados y pozos horizontales. Aunque los efectos de anisotropía de permeabilidad en el plano horizontal están bastante bien comprendidos, su importancia no es totalmente apreciada. Como resultado de esto, a menudo el análisis rutinario de pozos verticales y hidráulicamente fracturados es abandonado. Por ello, deben tenerse en mente, dos características para los sistemas anisotrópicos: primero, un sistema anisotrópico no puede distinguirse de un sistema isotrópico basado en la forma de la respuesta de la transiente de presión y segundo, cualquier estimado de longitud o distancia, obtenido para un sistema anisotrópico asumiendo una conducta isotrópica estará en error por un factor que depende de la magnitud de la anisotropía y su orientación.

### 3.1.2.1 EL SISTEMA EQUIVALENTE ISOTRÓPICO

Matemáticamente, la anisotropía de la permeabilidad puede ser tratada por una transformación de coordenadas en un sistema isotrópico equivalente. Imaginemos un reservorio anisotrópico infinite-acting, así como un sistema isotrópico equivalente. Los ejes  $x$  e  $y$ , son escogidos paralelamente a las direcciones de permeabilidad máxima y la mínima, respectivamente. Las Ecs.3.1 a 3.4 dan las transformaciones usadas para determinar la permeabilidad y longitud para el sistema isotrópico equivalente.

$$x' \equiv \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} x \quad (3.1)$$

$$y' \equiv \sqrt{\frac{k_x}{k_y}} y \quad (3.2)$$

$$k_{x'} = \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} k_x = \sqrt{k_x k_y} = \bar{k} \quad (3.3)$$

$$k_y = \sqrt{\frac{k_x}{k_y} k_y} = \sqrt{k_x k_y} = \bar{k} \quad (3.4)$$

El significado de esta transformación es que un sistema anisotrópico no puede ser distinguido de un sistema isotrópico basado en la forma de la respuesta de la transiente de presión. Esta respuesta para un sistema anisotrópico es idéntica al del sistema isotrópico equivalente.

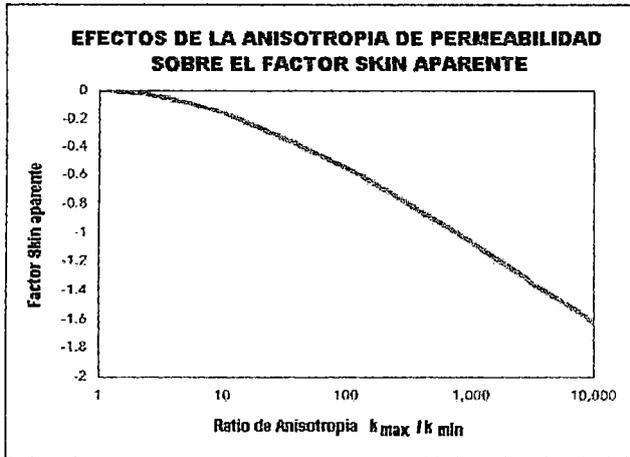


Fig. 3.2. El factor Skin geométrico varía con el ratio de anisotropía

convierte el hueco de pozo circular a uno elíptico, como se muestra en la Fig. 3.1. El hueco de pozo elíptico introduce un factor skin geométrico, dada por la Ec.3.5, donde  $K$ , se define por la Ec.3.6.

$$s' = \ln\left(\frac{2\sqrt{K}}{K+1}\right) \quad (3.5)$$

$$K \equiv \sqrt{\frac{k_{max}}{k_{min}}} \quad (3.6)$$

La Fig. 3.2 muestra cómo este factor skin geométrico varía con la ratio de anisotropía,  $k_{max}/k_{min}$ . Note que incluso una ratio de anisotropía tan grande como 10,000, resulta en un factor skin geométrico de solo -1.06. El análisis de la prueba transitoria de presión para un pozo vertical en un reservorio anisotrópico dará la media geométrica de permeabilidad dada por la Ec.3.7 y un factor skin aparente dada por la Ec.3.8.

$$\bar{k} = \sqrt{k_{min} k_{max}} \quad (3.7)$$

$$s_{app} = s_d + s' = s_d + \ln\left(\frac{2\sqrt{K}}{K+1}\right) \quad (3.8)$$

Debido a que la transformación de un sistema anisotrópico a un isotrópico

equivalente cambia las escalas x e y, cualesquiera distancias a un límite, inferidos del análisis, asumiendo un sistema isotrópico también estarán potencialmente en error. Por ejemplo, un límite lineal no-flujo, a una distancia  $r$  del pozo a lo largo del eje  $x$  parecerá

estar a una distancia,  $r' = \sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} r$  del pozo, mientras un límite a una distancia  $r$  del pozo a

lo largo del eje  $y$  aparecerá a una distancia,  $r' = \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}} r$ .

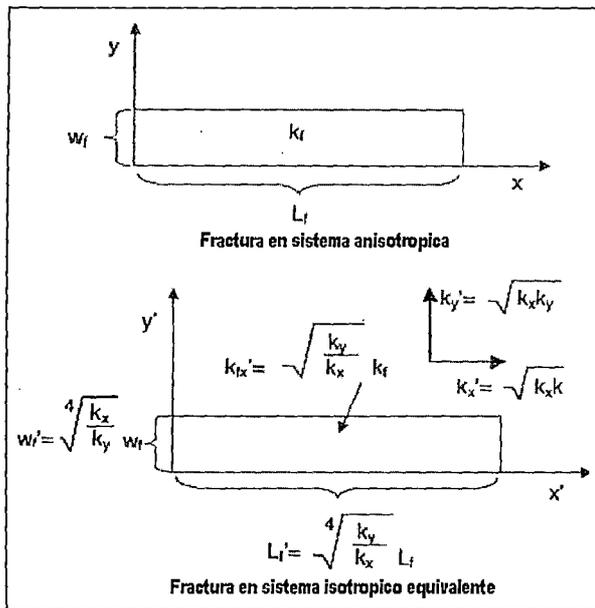


Fig. 3.3 Una fractura en un sistema anisotrópico es transformado en un sistema isotrópico equivalente

respuesta de presión a tres o más pozos de observación, se pueden determinar las permeabilidades máxima y mínima y direcciones.

### 3.1.2.3 POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Al igual que el pozo vertical, la forma de la respuesta de la transiente de presión para un pozo fracturado hidráulicamente, no proporciona información acerca de la naturaleza del reservorio anisotrópico. La Fig. 3.3 muestra un pozo fracturado hidráulicamente en un reservorio anisotrópico junto con el sistema isotrópico equivalente. En esta figura, se asume que la fractura es paralela a la dirección de permeabilidad máxima.

Note que la longitud de la fractura y la conductividad deben transformarse junto con las dimensiones y permeabilidad del reservorio. La longitud-media de la fractura y conductividad para el sistema isotrópico equivalente están dadas por las Ecs. 3.9 y 3.10.

$$L_f' \equiv \sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} L_f \quad (3.9)$$

$$(wk_f) = \left[ \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}} w \right] \left[ \sqrt{\frac{k_y}{k_x}} k_f \right] = \sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} wk_f \quad (3.10)$$

Si la anisotropía de permeabilidad es controlada por las tensiones tectónicas, como en un reservorio naturalmente fracturado, la fractura creada es probable que sea paralela o casi paralela a la dirección de permeabilidad máxima.

Cuando se interpreta una prueba transitoria de presión de un pozo fracturado hidráulicamente en tal reservorio, usando el modelo isotrópico, tanto la calculada longitud-media de la fractura y la calculada conductividad de la fractura estarán disminuidas por un

factor de  $\sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}}$ .

La anisotropía de permeabilidad puede originar longitudes-media de fractura obtenidas de la interpretación de la transiente de presión la (asumiendo un reservorio isotrópico) para ser consistentemente mas bajas que las longitudes-media de lo planeado, aún para los tratamientos exitosos.

Por otro lado, si la anisotropía de permeabilidad y la tensión tectónica no están relacionadas, la fractura puede adoptar una orientación arbitraria con respecto a las direcciones de permeabilidad mínimo y máximo. En esta situación, la longitud-media de la fractura en el sistema isotrópico equivalente puede caer en cualquier parte dentro del rango dada por la Ec. 3.11.

$$\sqrt[4]{\frac{k_y}{k_x}} L_f \leq L'_f \leq \sqrt[4]{\frac{k_x}{k_y}} L_f \quad (3.11)$$

Los pozos horizontales en los reservorios anisotrópicos pueden ser tratados de la misma manera como los pozos hidráulicamente fracturados. Debido a que uno de las principales aplicaciones de pozos horizontales está en los reservorios naturalmente fracturados, dónde el pozo se orienta perpendicular al sistema de fracturas naturales, la importancia de la anisotropía areal ha sido reconocida desde el principio.

### 3.1.3 ESTRATIFICACIÓN

Se ha asumido hasta el momento que el reservorio consiste de una sola capa. En vista del origen sedimentario de la mayoría de rocas reservorio, ésta es una sobresimplificación. La mayoría de los reservorios consisten de dos o más capas.

El analista de prueba de pozos debería estar siempre alerta a la posibilidad que la estratificación afecta la respuesta de la transiente de presión. Uno de los pasos más importantes durante cualquier interpretación de prueba de pozos es analizar los registros para identificar la zona de interés. De los registros, puede determinarse si es apropiado el

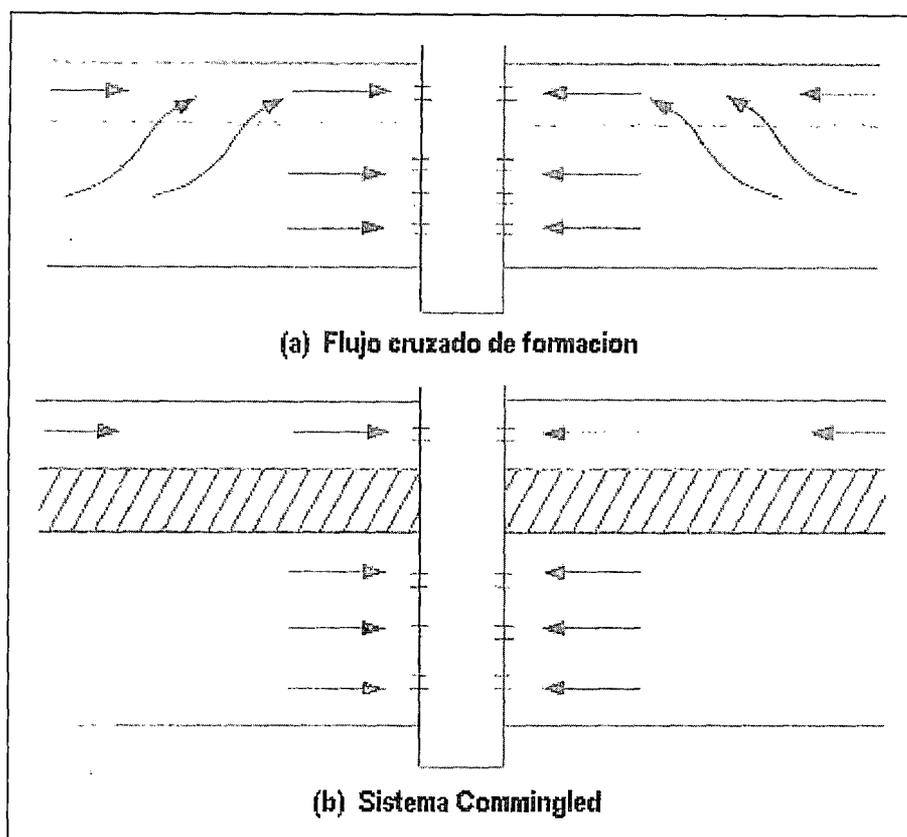


Fig. 3.4 Comparación entre sistemas estratificados con flujo cruzado de formación y commingled

análisis de una sola capa, o si es probable que los efectos de la estratificación sean importantes. Los registros también pueden usarse para dividir la zona en las capas apropiadas, para estimar el espesor neto, porosidad y la saturación de agua para cada capa. Idealmente, la permeabilidad, el factor skin y el radio de drenaje, deberían estimarse para cada capa.

Sin embargo, en general, no es posible estimar exclusivamente, las permeabilidades individuales de capa y factores skin a partir de las mediciones de régimen total de flujo y presión. Las mediciones adicionales, tales como los regímenes transientes individuales de capa, también deben tomarse en cuenta para estimar las propiedades individuales de capa.

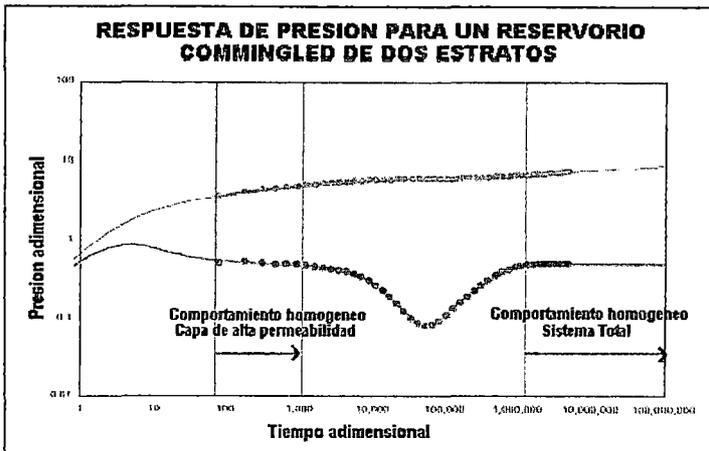


Fig. 3.5 En un reservorio estratificado, el comportamiento homogéneo es exhibido durante dos periodos diferentes

Al evaluar la conducta de un sistema estratificado, una de las primeras cosas a establecerse es confirmar si las capas están en comunicación dentro del reservorio. Si hay comunicación vertical entre las capas, como en la Fig. 3.4 (a), se dice que el reservorio está sujeto a **crossflow** (flujo

crucado de formación). Por otro lado, si hay lutita impermeable, lateralmente extensiva, entre dos capas de reservorio, se dice que el reservorio es **commingled** (Fig. 3.4 (b)). Este tipo de sistema, también es normalmente llamado "estratificado sin flujo cruzado". El comportamiento de estos dos tipos de sistemas es fundamentalmente diferente. En un reservorio con flujo cruzado, la capa de permeabilidad más baja depleta prontamente a través del flujo cruzado. Aunque la permeabilidad es baja, el fluido tiene sólo una distancia corta para fluir y alcanzar la capa de permeabilidad alta. Además, el área seccional-cruzado disponible para flujo cruzado es el área entera de drenaje del pozo. Por otro lado, la capa de permeabilidad baja en un reservorio commingled debe depletarse a través de la completación del pozo.

### 3.1.3.1. FLUJO CRUZADO DE FORMACIÓN (FORMATION CROSSFLOW)

Los sistemas estratificados con flujo cruzado de formación, tienen una conducta similar a los reservorios naturalmente fracturados, y puede ser modelados como el modelo de doble porosidad "slab". La capa de permeabilidad alta corresponde al sistema de fracturas naturales, y la capa de permeabilidad baja a la matriz. Los parámetros de doble porosidad  $\omega$ , y  $\lambda$  pueden definirse para un sistema estratificado con el flujo cruzado

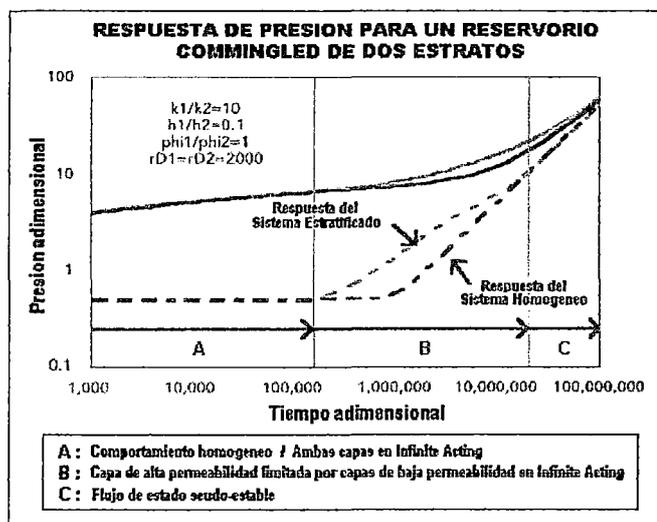


Fig. 3.6 El comportamiento homogéneo es exhibido a tiempos tempranos para un reservorio commingled

por las Ecs. 3.12 y 3.13.

$$\omega \equiv \frac{\phi_1 c_{11} h_1}{\phi_1 c_{11} h_1 + \phi_2 c_{12} h_2} \quad (3.12)$$

$$\lambda \equiv 3r^2_w \frac{k_{v2}}{k_{h1} h^2_2} \quad (3.13)$$

La ratio de storativity  $\omega$ , para un reservorio naturalmente fracturado, típicamente es  $10^{-3}$  o menos, mientras el coeficiente de flujo interporosidad  $\lambda$  puede ser  $10^{-6}$  o aún mas bajo, Conforme  $\omega$  o  $\lambda$  se aproximan a la unidad, la conducta del sistema de doble porosidad se aproxima a un sistema homogéneo.

La respuesta de presión para un reservorio estratificado con flujo cruzado se muestra en la Fig. 3.5. A tiempos tempranos, solo la capa de permeabilidad alta contribuye a la producción. Durante este periodo temprano, la conducta es la misma que la de un reservorio homogéneo con  $h$ ,  $kh$  y  $\phi c_i h$ , correspondiente sólo a la capa de permeabilidad alta. Conforme la producción continúa, el flujo cruzado empieza de la capa de

permeabilidad baja hacia la capa de permeabilidad alta.

Eventualmente, el reservorio alcanza un segundo periodo de comportamiento homogéneo, en la que tanto las capas de permeabilidad alta y baja contribuyen a la producción.

Durante este segundo periodo, el reservorio se comporta como un reservorio homogéneo con,  $h$ ,  $kh$  y  $\phi c_i h$

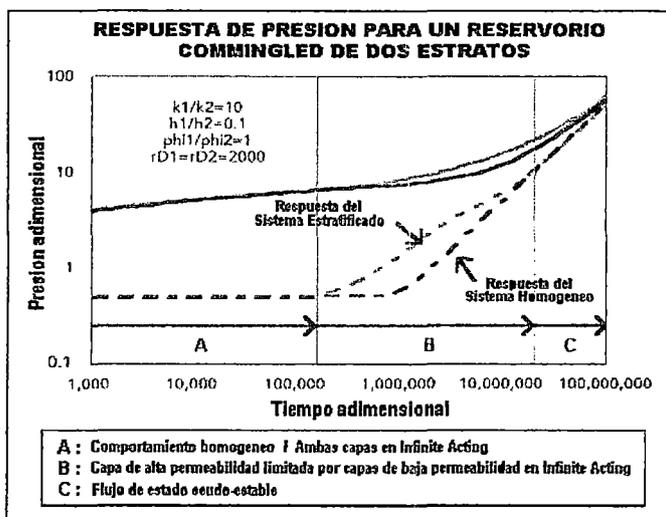


Fig. 5.6 El comportamiento homogéneo es exhibido a tiempos tempranos para un reservorio commingled.

$\phi c_i h$ , que corresponden al total  $h$ ,  $kh$  y  $\phi c_i h$  de ambas capas.

### 3.1.3.2. RESERVOIRIOS COMMINGLED

Los reservorios commingled, por otro lado, exhiben el comportamiento homogéneo a tiempos tempranos, como se muestra en la Fig. 3.7. Esta conducta temprana corresponde al de un sistema homogéneo con,  $h$ ,  $kh$  y  $\phi c_i h$ , correspondiendo al total  $h$ ,  $kh$  y  $\phi c_i h$ ,

de ambas capas. El análisis semilog convencional puede usarse para estimar  $kh_r$ , siempre que los factores skin sean lo mismo. Si los factores skin de la capa individual los son los mismos, el régimen de producción para cada capa es burdamente proporcional -al producto de capa,  $kh$ , como es mostrado por la Ec.3.14. Este primer periodo dura hasta que el límite del reservorio se sienta en una de las capas.

$$\frac{q_j}{q_T} \equiv \frac{(kh)_j}{\sum_i (kh)_i} \quad (3.14)$$

El flujo de estado pseudoestable empieza algún tiempo después que la transiente de presión alcance al límite en ambas capas.

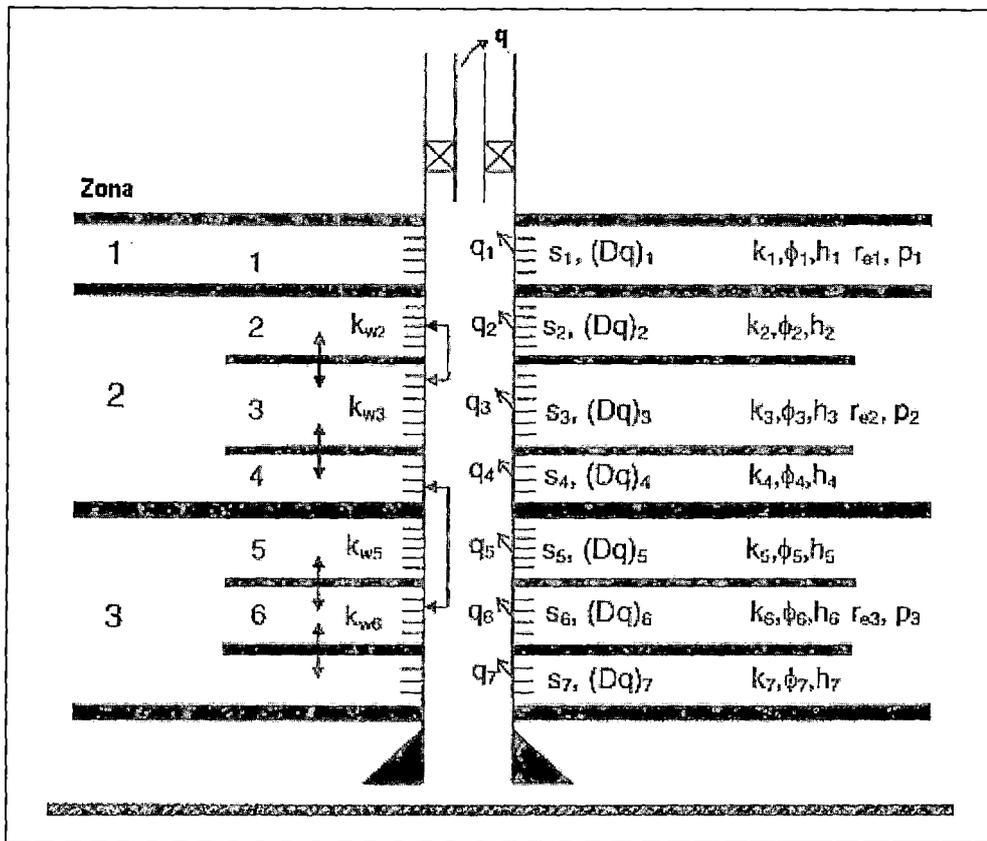


Fig. 3.7 Un reservorio estratificado commingled y con flujo cruzado de formación

Debido a la presencia de las transientes de régimen de capa, un tiempo mayor es requerido para establecer el flujo de estado pseudoestable, en un reservorio commingled que en un sistema de una sola capa con el mismo  $h$ ,  $kh$  y  $\phi c, h$ .

Para un sistema de dos capas con las capas de igual espesor y una ratio de permeabilidad  $k_1/k_2$  tan bajo como dos, el tiempo requerido para alcanzar el estado-seudoestable, puede ser 40 veces el requerido en un sistema de una sola capa.

Para una ratio de permeabilidad de 100, esta puede tomar 1,000 veces como máximo para alcanzar el estado pseudoestable en un reservorio commingled de una única capa. Una vez que el flujo de estado pseudoestable se logra, el régimen de producción para cada capa es proporcional al volumen poral de la capa, como se muestra en la Ec.3.15.

$$\frac{q_j}{q_T} \equiv \frac{(A\phi c_i h)_j}{\sum_i (A\phi c_i h)_i} \quad (3.15)$$

### 3.1.3.3. FACTORES SKIN DE CAPAS DESIGUALES

No es nada común que diferentes capas tengan skin diferentes. Primero, si las propiedades de la capa son diferentes, es probable que el perfil de invasión de filtrado de lodo, sea diferente para cada capa.

Por lo tanto, el skin de daño es también probablemente diferente en cada capa.

Segundo, si las capas están separadas por decenas o centenas de pies, cada capa puede estimularse separadamente.

También es probable que esto dé lugar a las diferencias en el factor skin. Si los factores skin de capa son diferentes, el análisis semilog puede dar un producto total  $kh$ , significativamente mas bajo que el valor verdadero.

### 3.1.3.4. PRESIONES INICIALES DE CAPA DESIGUAL

Al desarrollar pozos en reservorios estratificados, las presiones iniciales no están a menudo en equilibrio hidrostático, debido a la producción de los pozos offset. La respuesta de presión para un reservorio estratificado con presiones iniciales desiguales incluye un componente debido a las diferencias en las presiones iniciales en adición a aquel debido a la producción del pozo mismo. La herramienta de prueba de formación repetida (RFT) puede usarse para estimar las presiones de las capas individuales.

Si las presiones iniciales son lo suficientemente diferentes, las transientes de presión del periodo previa a la producción pueden ser usadas para estimar ambos parámetros de reservorio y las capacidades de flujo de capa individuales para un sistema de dos capas.

## **3.2 INTERPRETACIÓN DE PRUEBA DE POZOS EN RESERVORIOS LIMITADOS**

### **3.2.1 INTRODUCCIÓN**

Una de las piezas más útiles de información que puede obtenerse de una prueba transiente de presión son la naturaleza y distancia a los límites del reservorio. La región de los tiempos medios finaliza y la región de los tiempos tardíos empieza siempre que un límite u otra heterogeneidad de reservorio empiezan a afectar la respuesta de presión o su derivada. Por lo tanto, los límites de un reservorio determinan la forma de la respuesta de presión de la prueba de pozo, luego que finalice la región de tiempos medios. La forma de la respuesta de presión para un reservorio limitado podrá entenderse en términos de los regímenes de flujo que se desarrollan durante la prueba.

### **3.2.2 BUILDUP vs. DRAWDOWN**

Un factor de peso a considerarse en la interpretación de pruebas de pozo, es que las fronteras afectan diferentemente, las respuestas de presión de las pruebas drawdown y buildup. Durante la región de tiempos medios, el tiempo equivalente radial puede usarse para interpretar pruebas buildup usando las curvas tipo drawdown. Sin embargo, la función de tiempo equivalente radial sólo debe aplicarse en situaciones donde tanto el tiempo total desde el inicio de producción como el tiempo de cierre, caen dentro de la región de tiempos medios, o cuando el tiempo de cierre es mucho menos que el tiempo de producción y la transiente de presión no ha alcanzado las fronteras mas alejadas del reservorio.

La forma de la respuesta de la derivada de presión buildup, depende de cómo la derivada es calculada y ploteada. En la siguiente discusión, para diversos modelos de reservorio, se presentarán la respuesta drawdown, la respuesta buildup calculada y ploteada con respecto al tiempo de cierre, y la respuesta buildup calculada y ploteada con respecto al tiempo equivalente radial.

### **3.2.3 MODELOS DE RESERVORIO**

#### **3.2.3.1 POZO EN UN RESERVORIO INFINITE-ACTING**

Antes de a discutir la conducta del reservorio limitado, es útil revisar la conducta de un pozo en un reservorio infinite-acting; desde que cualquier reservorio será infinite-acting hasta que la transiente de presión alcance la primera frontera. Las típicas respuesta de presión drawdown y buildup, para un pozo con el almacenamiento en hueco de pozo y Skin en un reservorio infinite-acting, son mostrados en la Fig. 3.8.

Dos regímenes de flujo son característicos de este modelo. El almacenamiento en hueco de pozo ocurre al principio de la prueba, indicada por una línea log-log de pendiente unitaria. Una vez que finalizan los efectos de almacenamiento en hueco de pozo, la

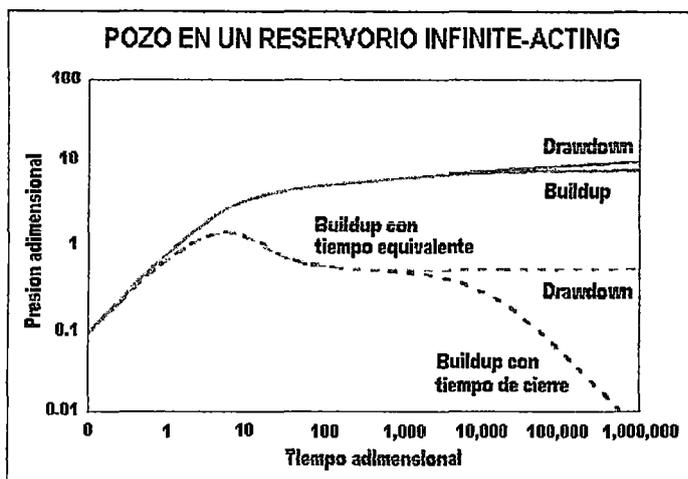


Fig. 3.8 Típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un pozo con almacenamiento en hueco de pozo y skin en un reservorio IA

respuesta de presión exhibe flujo radial, indicado por una horizontal derivada de presión. Cuando la respuesta del buildup se plotea vs. el tiempo equivalente, las respuestas de presión y derivada de presión se superponen a las respuestas de presión drawdown y derivada de presión. Sin embargo, la escala del tiempo está comprimida porque el tiempo equivalente no puede exceder el tiempo de producción. Para el drawdown, la conducta del reservorio limitado se inicia cuando la transiente de presión alcance un límite o heterogeneidad y la derivada de presión se desvía de la línea recta horizontal.

### 3.2.3.2 POZO CERCANO A UNA FALLA SELLANTE

El tipo más simple de límite es una frontera no-flujo, a menudo causado por la presencia de una falla sellante. Este tipo de frontera causa que el ploteo semilog exhiba dos líneas rectas, teniendo la segunda línea una pendiente que dobla a la primera. Para que aparezca esta clásica respuesta de pendiente doblada, el pozo debe estar más cerca a la falla sellante que a cualquier otro límite.

Las típicas respuestas de presión drawdown y buildup, para un pozo cercano a una falla sellante, se muestran en la Fig. 5.9. Tres regímenes de flujo son evidentes en la respuesta drawdown: almacenamiento en hueco de pozo, flujo radial infinite-acting y flujo hemiradial. Después de que el almacenamiento en hueco de pozo finaliza, la derivada sigue una línea horizontal con un valor de un medio ( $1/2$ ), indicando flujo radial infinite-acting. La derivada luego se levanta a una segunda línea horizontal con un valor de uno, indicando flujo hemiradial. Esta segunda línea horizontal corresponde a la segunda línea recta semilog. La transición requiere  $1\frac{1}{2}$  a 2 ciclos log para completarlo.

La forma de la respuesta de la derivada drawdown, es independiente de la distancia a la falla. Sin embargo, a mayor distancia a la falla, mayor será la demora de la respuesta.

La respuesta buildup mostrada en la Fig. 5.9, fue generada al cerrar el pozo durante la transición del flujo radial infinite-acting al flujo hemirradial. La respuesta de la derivada buildup ploteada vs. el tiempo de cierre se

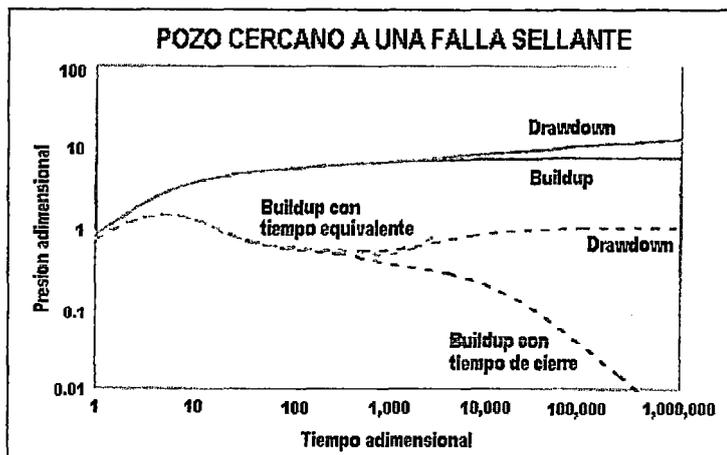


Fig. 3.9 Típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un pozo cercano a una falla sellante

extiende hacia abajo, en lugar de levantarse a una segunda línea horizontal.

La respuesta de la derivada buildup ploteada vs. el tiempo equivalente, primero cae por debajo de la respuesta de la derivada drawdown y luego dobla agudamente hacia arriba. Esta curvatura aguda ascendente es causada por la compresión de la escala de tiempo por el uso del tiempo equivalente radial.

### 3.2.3.3 POZO CERCANO A UN LÍMITE LINEAL DE PRESIÓN CONSTANTE

Otro tipo simple de límite es el único límite de presión constante. Este tipo de límite puede aproximarse por un buzamiento ascendente del contacto gas-petróleo en un reservorio de petróleo; o por un buzamiento descendente del contacto de agua-petróleo en un reservorio de petróleo pesado donde la viscosidad de petróleo es más alta que la viscosidad de agua. En cualquier caso, el pozo debe estar mucho más cercano al contacto que a cualquier otro límite.

Las típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un pozo cercano un único límite de presión-constante se muestra en la Fig.5.10.

Este modelo también muestra tres regímenes de flujo durante el drawdown: almacenamiento en hueco de pozo, flujo radial infinite-acting y estabilización. Durante la estabilización, la presión se acerca un valor constante (la presión en el límite), mientras la derivada se aproxima a una línea recta con una pendiente negativa unitaria. Esta respuesta es idéntica a la respuesta buildup de un pozo en un reservorio infinite-acting cuando se ploteó contra el tiempo de cierre.

Si el tiempo de producción es bastante grande para alcanzar el flujo de estado estable, la respuesta buildup planteada vs. el tiempo de cierre, es idéntica a la respuesta drawdown. Para el caso mostrado en la Fig.5.10, el tiempo de producción no es lo bastante grande para alcanzar el flujo de estado

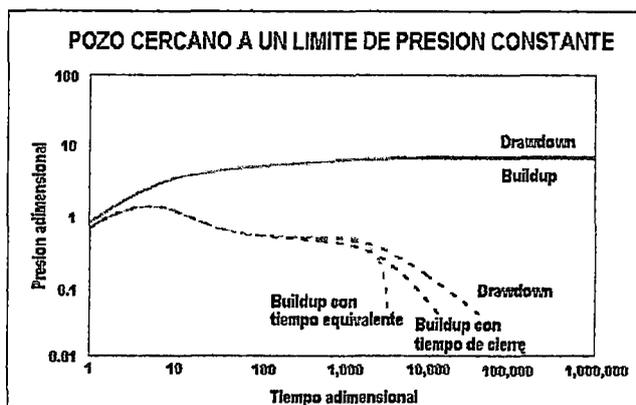


Fig. 3.10. Típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un pozo cercano a un único límite de presión constante

estable, y la respuesta buildup planteada vs. el tiempo de cierre tiene una pendiente mas pronunciada que la pendiente negativa del drawdown. La derivada del buildup planteado vs. tiempo equivalente de nuevo muestra la compresión de escala del tiempo causada por el uso del tiempo equivalente.

### 3.2.3.4 POZO EN UN CANAL

El próximo modelo considerado es un pozo en un reservorio con dos límites no-flujo paralelos. Esto puede ser causado por un par de fallas sellantes paralelas, o por un reservorio tipo canal. El pozo debe estar mucho más cercano a los lados del canal que a los extremos del reservorio.

Las típicas respuestas drawdown y buildup para un pozo centrado en un canal se

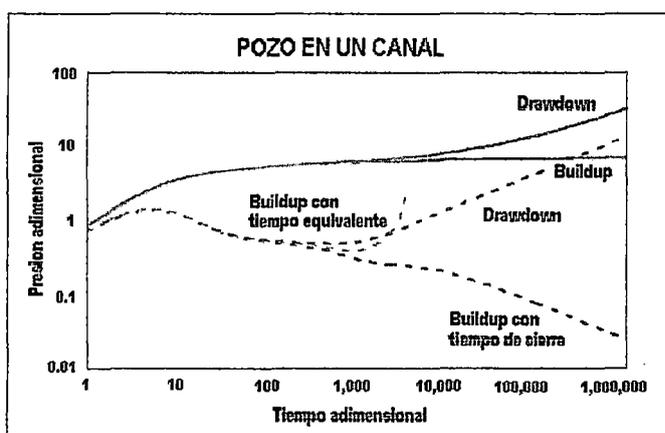


Fig. 3.11. Típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un pozo centrado en un canal

muestran en la Fig. 3.11. La respuesta drawdown muestra tres regímenes de flujo: almacenamiento en hueco de pozo, flujo radial infinite-acting y flujo lineal. Después de que la transiente de presión encuentra ambos lados del reservorio; la respuesta de presión esta caracterizada por el flujo lineal a lo largo del canal en ambas direcciones. Una vez que el

régimen de flujo lineal se establece, la derivada cae sobre una línea recta con una pendiente de un medio (1/2). Cuando la respuesta buildup para un pozo centrado en un reservorio canal, es planteado vs. el tiempo de cierre, la presión se acerca a un valor constante en los tiempos tardíos, mientras la derivada sigue una línea recta con una

pendiente negativa de un medio, la cual normalmente es tomado como evidencia de presencia de flujo esférico.

En este caso, esto es causado por la estabilización en un sistema lineal. Una vez más, la respuesta de la derivada buildup vs. el tiempo equivalente radial, muestra los efectos de la compresión de escala de tiempo. Por esta situación, en la cual el flujo lineal es alcanzado durante la producción, otra definición de tiempo equivalente sería más apropiada.

### 3.2.3.5 POZO ENTRE DOS FALLAS SELLANTES QUE SE INTERCEPTAN

Otro modelo comúnmente usado es aquel de un pozo en el ángulo entre dos límites

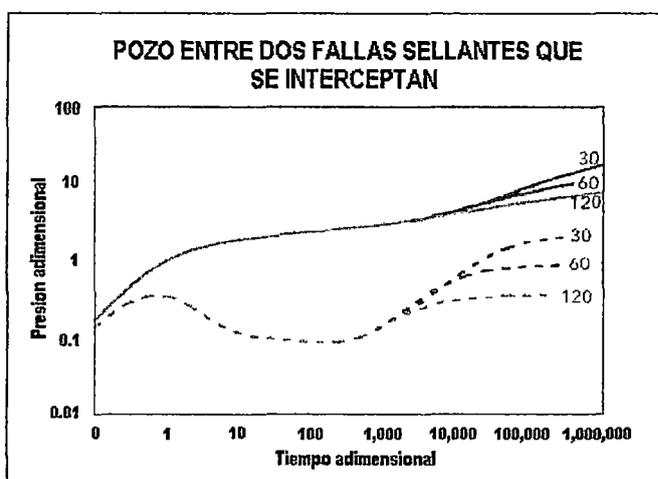


Fig. 3.12 Típicas respuestas de presión para un pozo centrado entre dos fallas sellantes, para tres diferentes ángulos de acunamiento (wedge angle)

no-flujo que se interceptan, a menudo llamado reservorio en cuña (wedge reservoir). Las típicas respuestas de presión drawdown para un pozo centrado entre dos fallas sellantes, para tres diferentes ángulos de cuña, se muestran en Fig. 3.12, Después de que la transiente de presión alcance los límites no-flujo, la derivada de presión empieza a incrementarse.

Eventualmente, la transiente de presión se mueve más allá del ápice de la cuña, Cuando esto ocurre, la derivada de presión se nivela y se hace de nuevo, horizontal a un valor  $360/\theta$  veces la derivada durante el periodo infinite-acting. Esta derivada horizontal corresponde a un segundo periodo de flujo radial, en este caso dentro de un sector de ángulo  $\theta$  en lugar de un círculo completo.

### 3.2.3.6 POZO EN UN ÁREA DE DRENAJE CIRCULAR CERRADO

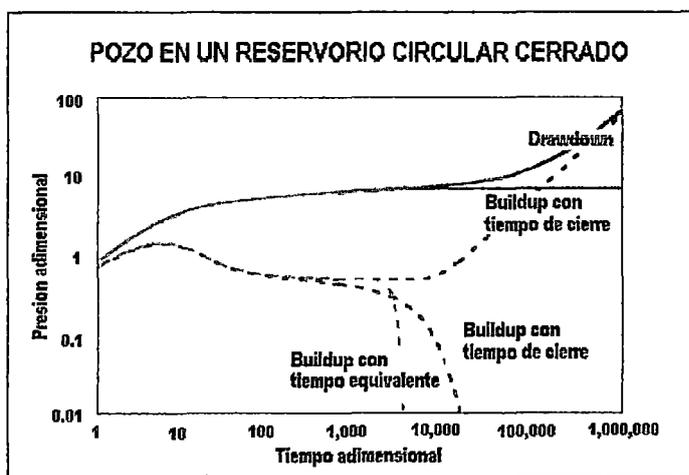


Fig. 3.13 Típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un pozo centrado en un reservorio circular cerrado

Muchos reservorios están completamente cerrados y producen a través del mecanismo de depletación. El modelo del reservorio cerrado más simple es aquel de un

pozo en el centro de un reservorio circular. Las respuestas de presión Drawdown y Buildup para este modelo se muestran en la Fig. 3.13. La derivada de presión buildup se plotea vs. el tiempo de cierre.

Durante el Drawdown, el flujo de estado pseudoestable inicia un periodo muy corto de tiempo después que la transiente de presión alcanza el límite. Después de que el flujo de estado pseudoestable empieza, la respuesta de la derivada drawdown sigue una línea de pendiente unitaria.

Durante el buildup, la presión se estabiliza a un valor constante que corresponde a la presión promedio del área de drenaje, mientras la respuesta de la derivada cae exponencialmente. Nótese que el límite afecta la respuesta de la derivada buildup mucho más temprano que la respuesta de la derivada drawdown. La derivada buildup sigue a la derivada drawdown a aproximadamente un ciclo log más largo cuando se plotea contra el tiempo equivalente que cuando se plotea contra el tiempo de cierre. Esta observación provee alguna justificación para el uso del tiempo equivalente al interpretar pruebas buildup en los reservorios cerrados.

### 3.2.3.7 POZO EN UN ÁREA DE DRENAJE RECTANGULAR CERRADO

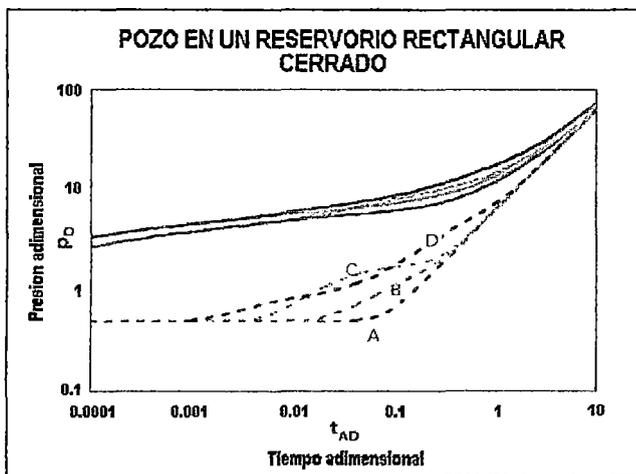


Fig. 3.14 Respuestas de presión y derivada de presión para una variedad de posicionamientos de pozo para rectángulos 1x1 y 4x1

1x1 y 4x1 se muestran en la Fig. 3.14.

Para un pozo centrado en un área de drenaje cuadrado, la respuesta de presión, representada por la Curva A, es casi idéntica a aquella para un pozo centrado en una área de drenaje circular. La curva B muestra la respuesta para un pozo centrado en un rectángulo 4x1. Para esta configuración, hay aproximadamente un y medio ciclo log de flujo lineal entre el tiempo donde la transiente de presión, alcanza los lados más cercanos del reservorio y el tiempo donde se inicia el flujo de estado pseudo estable.

Otro modelo simple de reservorio cerrado es aquel de un pozo a una posición arbitraria en un reservorio rectangular. En este modelo, el pozo puede ser posicionado en cualquier lugar dentro del rectángulo, y el rectángulo puede tener cualquier ratio de aspecto. Las respuestas de presión y derivada drawdown para una variedad de diferentes posiciones de pozo en rectángulos

La curva C muestra la respuesta de presión para un pozo en una esquina de un cuadrado, a un octavo del ancho del cuadrado más allá de cada lado. Cuando la transiente de presión alcance los lados más cercanos, la respuesta de presión es similar a aquel para un pozo en una cuña (wedge). La curva D representa un pozo en la esquina de un rectángulo 4x1, un octavo del ancho más allá del lado corto y un octavo de la longitud más allá del lado largo. Cualquiera de los siguientes regímenes de flujo puede estar presente en la respuesta de presión para un reservorio rectangular: flujo radial, flujo lineal y flujo de estado pseudoestable. Variando la colocación del pozo y el ratio del aspecto, la derivada de presión para este modelo puede tomar una amplia variedad de formas.

### 3.2.3.8 POZO CON UNA FRONTERA CIRCULAR A PRESIÓN CONSTANTE

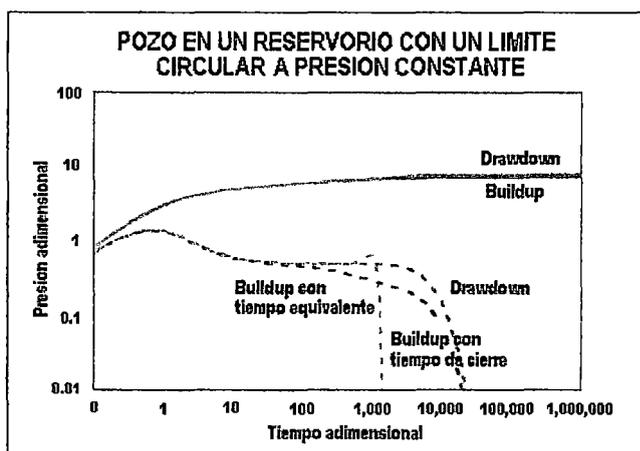


Fig. 3.15 Típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un reservorio con un límite circular a presión constante

Otro modelo importante es un pozo en un reservorio con un límite circular a presión constante. Entendiendo este modelo, el modelo compuesto radial discutido a continuación podrá entenderse más fácilmente. Las típicas respuestas de presión drawdown y buildup para un reservorio con límite circular a presión constante, se muestra en Fig.

### 3.15.

Como en el modelo del límite lineal a presión constante, la presión se estabiliza a un valor constante a tiempos tardíos.

Sin embargo, la derivada de la presión disminuye exponencialmente, en contraste a la caída sobre una línea de pendiente unitaria negativa como sucede en el caso del límite lineal a presión constante. Como con el modelo del límite lineal a presión constante, la respuesta buildup es idéntica a la respuesta drawdown si se logra el flujo de estado estable durante el periodo de producción previo al tiempo de cierre.

Para el caso mostrado en la Fig. 3.15, el tiempo de producción no fue lo suficientemente largo para conseguir el flujo de estado estable, y la curva buildup cae por debajo de la curva drawdown. Como en el caso del reservorio circular cerrado, el uso de tiempo equivalente permite que la respuesta de la derivada buildup por lo tanto siga a la derivada drawdown a aproximadamente un ciclo log más largo que cuando se usa el tiempo de cierre.

### 3.2.3.9 POZO EN UN RESERVOIRIO COMPUESTO RADIAL

El último modelo del reservorio considerado en este capítulo es el modelo compuesto radial, en la cual el pozo está centrado en una región circular de movilidad  $M_1 = k_1/\mu_1$  y storativity  $S_1 = \phi_1 h_1 c_{11}$ .

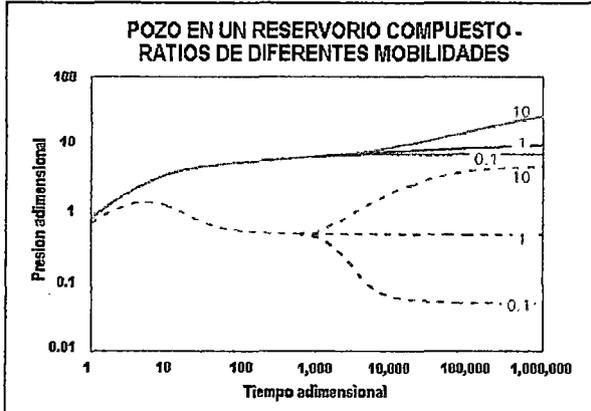


Fig. 3.16 Respuestas de presión drawdown para tres diferentes ratios de movilidad ( $M_1/M_2$ )

Más allá de esta zona interior, el reservorio tiene una movilidad  $M_2 = k_2/\mu_2$  y una storativity  $S_2 = \phi_2 h_2 c_{12}$ . La movilidad de la zona exterior puede ser más alta o más baja que el de la zona interior. Es probable que este modelo ocurra debido a que la presencia del pozo, afecta la formación de una manera particular. Por ejemplo, el modelo compuesto radial puede ocurrir en

pozos de inyección por inundación por agua; en reservorios de petróleo en los cuales una saturación de gas sólo existe cerca al pozo; o en los reservorios de gas retrogrado, en las cuales se forma un anillo de condensado durante la producción. Si el radio de la zona interior es bastante pequeño; la respuesta de presión de este modelo no puede distinguirse de un pozo con skin positivo o negativo.

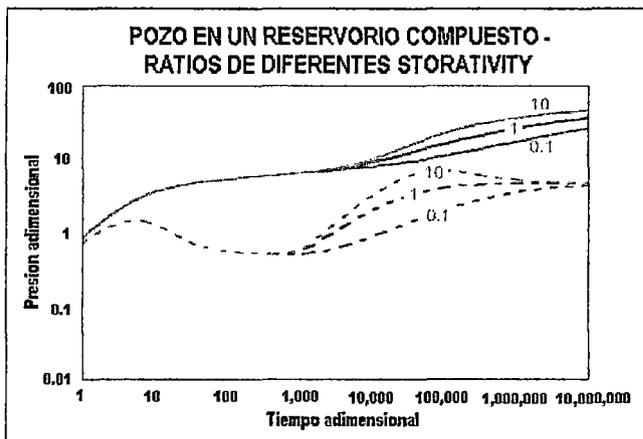


Fig. 3.17 Respuestas de presión drawdown para tres diferentes ratios de storativity ( $S_1/S_2$ )

Las respuestas de presión drawdown para tres ratios de movilidad ( $M_1/M_2$ ) y tres diferentes ratios de storativity ( $S_1/S_2$ ) se muestran en las Figs. 3.17 y 3.18. Después de que la distorsión del almacenamiento en hueco de pozo ha finalizado, la derivada de presión cae sobre una línea horizontal que corresponde al flujo radial infinite-acting dentro de la zona interior.

Conforme la transiente de presión cruce la zona exterior, la derivada pasa a través de una transición, haciéndose eventualmente horizontal una vez que el flujo radial ha alcanzado la zona exterior. La derivada para el segundo periodo de flujo radial será ( $M_1/M_2$ ) veces la derivada del primer periodo de flujo radial.

Si la zona interior tiene una movilidad mucha más baja que la zona exterior, el modelo compuesto radial actúa más parecido a un pozo en un reservorio con un límite a presión constante, durante la transición. Desde el primer periodo de flujo radial al segundo periodo flujo radial, sin embargo, si la zona interior tiene una movilidad muy más alta que la zona exterior, la forma de la respuesta de presión depende del ratio de storativity. Si la ratio de storativity ( $S_1/S_2$ ) es mayor que uno, el modelo actúa semejante a un pozo en un área de drenaje circular cerrada durante la transición del primer periodo de flujo radial al segundo. Por otro lado, si ( $S_1/S_2$ ) es mucho menor que uno, el modelo exhibirá flujo lineal y la derivada de presión caerá en una línea de pendiente de un medio durante la transición. Variando la movilidad y las ratios de storativity, este modelo puede matchear también una amplia variedad de respuestas de presión, Siempre que sea posible, los cálculos manuales deben ser usados para verificar si los parámetros estimados con este modelo, tienen sentido. Por ejemplo, para una prueba drillstem con un tiempo de producción de 24 horas en un reservorio de gas retrógrado, es improbable que haya tiempo para construir un anillo de condensado de ciento de pies de diámetro.

En resumen, una respuesta de presión para un reservorio limitado puede ser entendido en término de los regímenes de flujo que ocurren durante la prueba. Muchos reservorios diferentes producen respuestas de presión similares. El correcto modelo de reservorio a usarse cuando se interpreta una prueba transiente de presión debe ser consistente con el entendimiento geológico y geofísico del reservorio. Las respuestas de presión Drawdown y Buildup, difieren de maneras significantes para un reservorio limitado. Aunque el uso del tiempo equivalente hará que la respuesta drawdown se superponga a la respuesta buildup para un reservorio infinite-acting; lo mismo no es verdad para los reservorios limitados.

### **3.3 INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA EN EL ANÁLISIS DE PRUEBAS DE POZOS**

#### **3.3.1 INTRODUCCIÓN DE LA GEOLOGÍA**

Una aplicación interesante de esta metodología se desarrolló en el proyecto de Descripción de Reservorios Fluviales emprendido por el departamento de ingeniería de petróleo de la Universidad de Heriot-Watt (EEUU), el cual introdujo el concepto del seudocanal y una curva geotipo. Como resultado de estos estudios geológicos, surgió durante esta investigación, la derivación del canal, cuyo cuerpo incorporado en la estructura, tiene la característica forma parabólica, como se muestra en la Fig. 3.18. Note que la principal característica de este sistema es que el espesor de la formación cambia progresivamente a una mayor distancia del pozo vertical que penetra la arena.

Una de las principales limitaciones de las soluciones analíticas a la ecuación del difusividad, es la restricción referente al espesor constante de las formaciones. Aunque

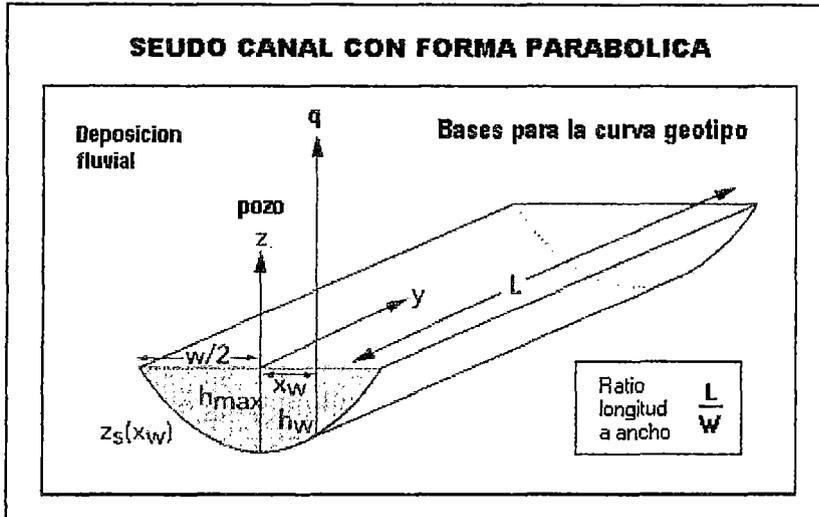


Fig. 3.18 La geometría del canal muestra la característica forma parabólica del cuerpo incorporado en la estructura

existen modelos analíticos de ciertas formas pinchout, la geometría se limita a un caso idealizado que exhibe el flujo esférico a tiempos tardíos. En el caso de la formación de espesor variable, es mejor acudir a

una solución numérica de la ecuación de difusividad, en lugar de la analítica.

El comportamiento del drawdown a régimen constante (CRD) de un pozo en varias posiciones del pseudocanal fue determinado por una simulación numérica monofásica, la cual generó la curva geotipo, mostrada en la Fig. 3.19. Tales curvas tipo pueden ser almacenadas como tablas y

pueden accederse a través de una rutina de interpolación. Sin embargo, las corridas de la simulación deben adecuadamente cubrir el rango de variables adimensionales dependientes que probablemente sean encontradas. Sin embargo, el proceso de interpolación debe permitir obtener una respuesta continua de la "caja negra" a partir de los datos

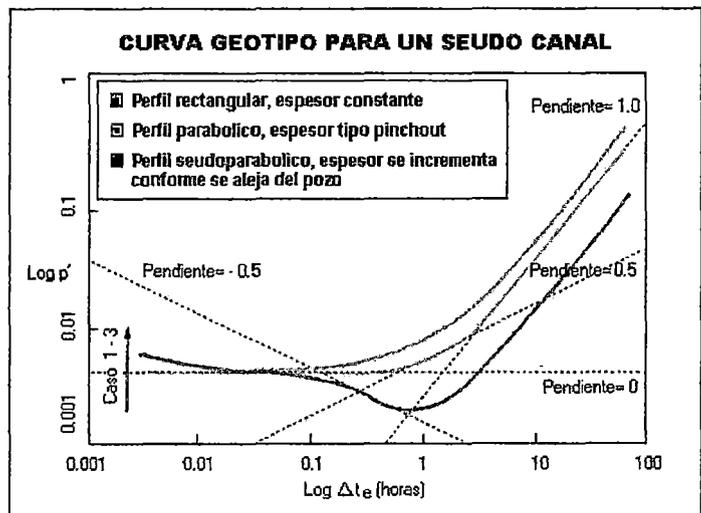


Fig 3.19 El comportamiento CRD de un pozo a varias posiciones en el pseudocanal

tabulados. Por consiguiente, tal modelo puede ser usado como una solución analítica a la ecuación del difusividad, con características geológicas reales incorporados en los modelos de interpretación disponibles.

El enfoque que se le ha dado actualmente - para el matcheo automático de la formulación del problema - ha sido simplemente determinar los valores del parámetro dentro de un rango definido por un límite superior y inferior. Cuando se introduce la geología real, es necesario extender el proceso de ajuste de modo que las ratios entre variables puedan ser especificadas. Por ejemplo, los estudios de afloramientos han mostrado que la ratio ancho/longitud de una arena canalizada meandrante caen dentro de un rango bien definido. Por consiguiente, podría ser útil forzar esta ratio a un valor especificado en el curso de una regresión. Es fácil introducir esta forma de restricción en los algoritmos para la minimización de mínimos cuadrados, una característica que debería estar disponible en los paquetes de interpretación.

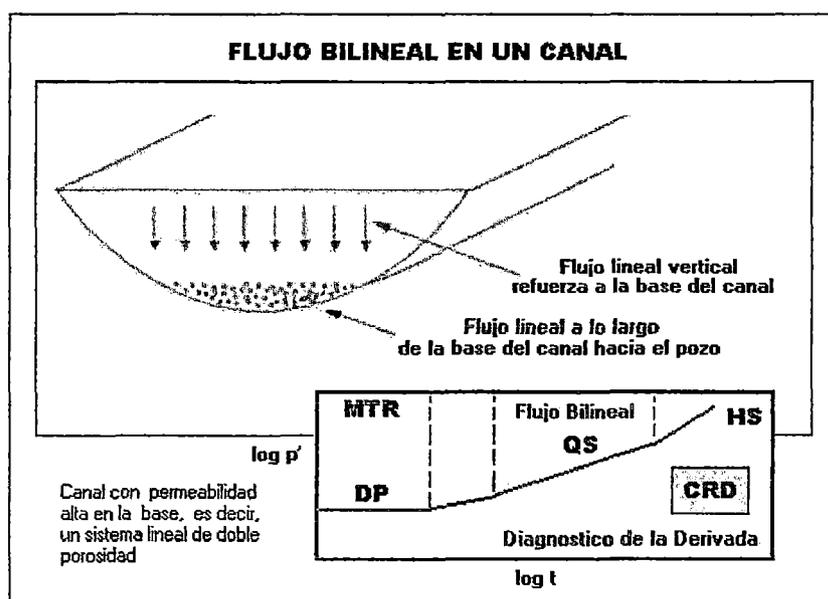


Fig. 3.20 Modelo de una arena canalizada con alta permeabilidad en la base de estructura, la cual es definida como doble permeabilidad en el contexto de los modelos en pruebas de pozo

El estudio de los sistemas fluviales también mostró aspectos interesantes en que la geología real se manifestó por sí misma en las respuestas de pruebas de pozos. La Fig. 3.20 muestra el modelo geológico de una arena canalizada con alta permeabilidad en la base

estructural, la cual se define como de doble permeabilidad en el contexto de los modelos de prueba de pozos. Sin embargo, debido a que el sistema está confinado por dos límites paralelos, un particular régimen de flujo se desarrolla, ocurriendo el flujo lineal horizontal a lo largo de la base del canal y un flujo lineal vertical que proviene de la formación apretada hacia la base permeable del canal. La combinación de estos dos procesos de flujo lineales genera un flujo bilineal que esta caracterizada por una pendiente de 1/4 en el ploteo de diagnóstico log-log. El régimen de flujo se identificó originalmente en conexión con las fracturas de conductividad-finita, y ha aparecido en los reservorios fluviales de Colombia, Ecuador y Bolivia. En este caso, la pendiente de 1/4, diagnóstica una particular estructura geológica.

Otra característica del ambiente deposicional fluvial se ilustra en la Fig. 3.21. En

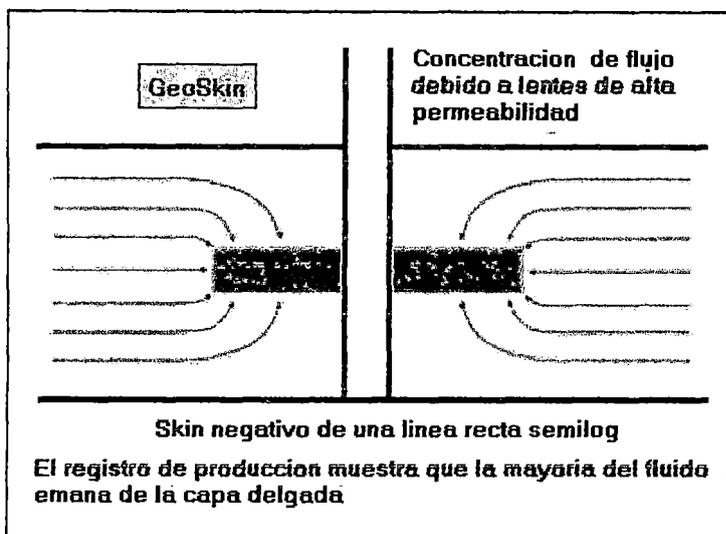


Fig. 3.21 Concepto de GeoSkin

esta situación, lentes de alta permeabilidad se "agrupan" en torno del hueco de pozo, la cual puede tener una respuesta análoga a la de una fractura horizontal de conductividad-finita. Debido a que el comportamiento a tiempos tempranos del sistema puede estar enmascarado por el almacenamiento en hueco de pozo, el flujo

seudoradial en la formación de baja permeabilidad es identificado en la región de tiempos medios, por la meseta (plateau) en la curva de la derivada. Por consiguiente, la permeabilidad de la formación en que las lentes están embebidas puede obtenerse con el análisis semilog. Sin embargo, la concentración del flujo cercano al hueco de pozo, dentro de los lentes de permeabilidad alta se manifiesta por un factor superficial negativo determinado de a partir del intercepto. Aunque el pozo no se había estimulado artificialmente de forma alguna, la naturaleza proporcionó su propia estimulación en forma de una alta permeabilidad embebida, la cual fue diagnosticada con un factor skin pseudoradial negativo. La respuesta de presión de tales sistemas ha sido numéricamente simulada, la cual de nuevo produjo una

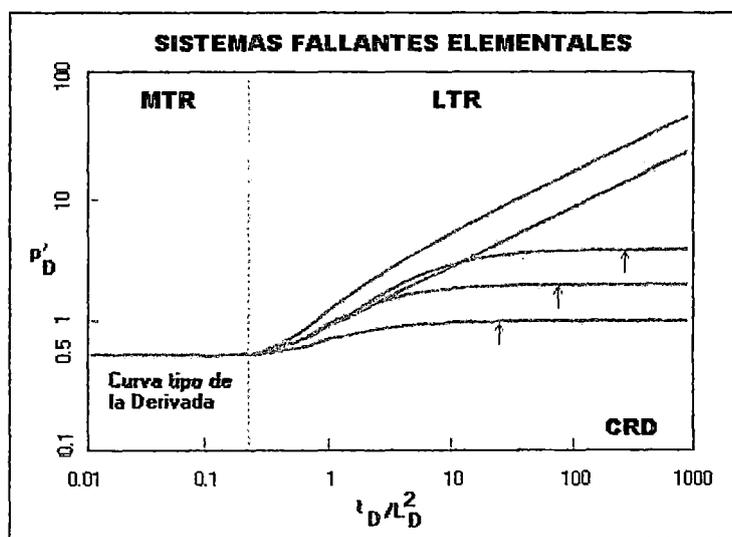


Fig. 3.22 La determinación de la existencia de fallas con pruebas de pozo con el conocido fenómeno del doblamiento de la pendiente en el gráfico semilog, tiene un aspecto digital en la curva de la derivada

curva geotipo que puede usarse en el proceso de la interpretación convencional. En este caso, el perfil de permeabilidad del core, revelaría lentes de alta permeabilidad. Sin embargo, la permeabilidad promedio del core sería significativamente superior al de la

prueba de pozos, las cuales registran una bajísima permeabilidad de la formación continua.

Que la prueba exhiba un skin negativo indica que la zona de alta permeabilidad a partir de los datos de **core** (o de la **sonda permeámetro**) no es lateralmente continuo, pues existen como lentes embebidos, lo cual es una contribución importante al ejercicio de descripción de reservorio.

Quizás el mayor avance en el entendimiento de las estructuras del reservorio ha sido el desarrollo del procesamiento sísmico tridimensional (3-D) que ha ayudado a lograr

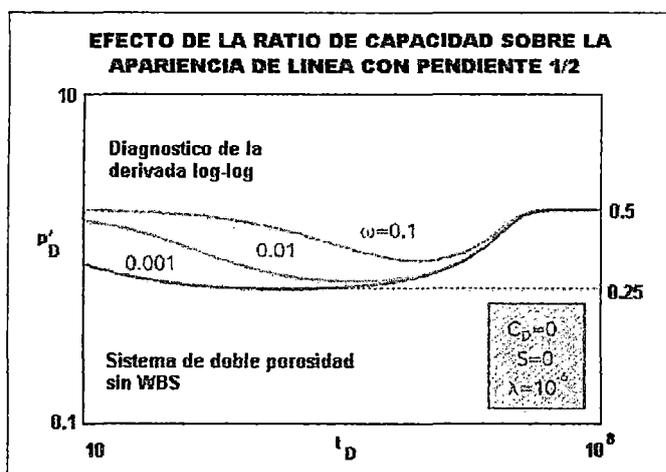


Fig. 3.23 El modelo de la transiente de doble porosidad exhiba un exacto doblamiento de la pendiente, la cual puede también ser causado por diferentes tipos de estructura de reservorio

mayor detalle al delinear las fallas. Por consiguiente, sería ventajoso tener conocimiento de las posibles configuraciones del límite en el avance de una prueba de pozos. El desarrollo de la determinación de fallas a partir de la interpretación de prueba de pozos empezó con el bien conocido fenómeno del doblamiento de la pendiente sobre el gráfico semilog que tiene forma digital en la curva de la derivada, como se muestra en la Fig. 3.22. Sin embargo, tal doblamiento de la pendiente puede producirse por otras estructuras de reservorio, particularmente cuando parte de la respuesta puede estar ocultado por los efectos de almacenamiento en hueco de pozo. Por ejemplo, la transiente del modelo de doble porosidad exhibe un doblamiento exacto de la pendiente (Fig. 3.23). Si la parte inicial de la curva digital está ocultada por el almacenamiento, la respuesta es idéntica al de una sola falta sellante en un reservorio homogéneo.

de la derivada, como se muestra en la Fig. 3.22. Sin embargo, tal doblamiento de la pendiente puede producirse por otras estructuras de reservorio, particularmente cuando parte de la respuesta puede estar ocultado por los efectos de almacenamiento en hueco de pozo. Por ejemplo, la transiente del modelo de doble porosidad exhibe un doblamiento exacto de la pendiente (Fig. 3.23). Si la parte inicial de la curva digital está ocultada por el almacenamiento, la respuesta es idéntica al de una sola falta sellante en un reservorio homogéneo.

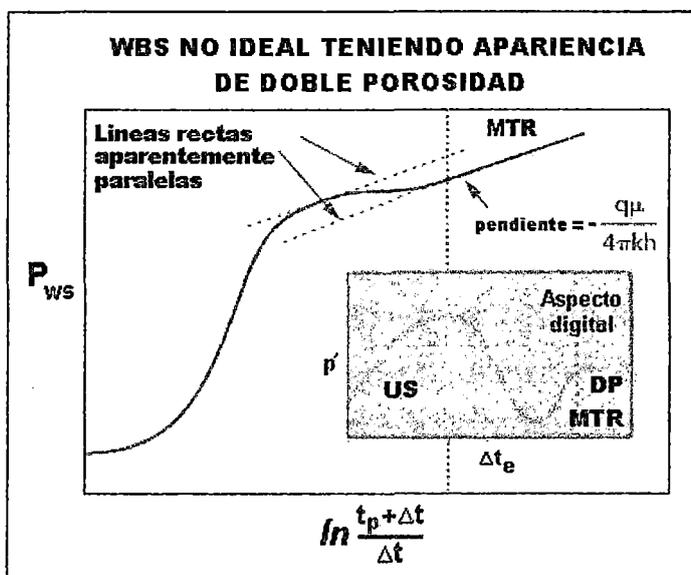


Fig. 3.24 El caso especial de almacenamiento no ideal en hueco de pozo tiene una respuesta similar al del de doble porosidad con almacenamiento

Ésta es una clásica demostración del problema cuando la unicidad está faltando en un análisis de la prueba de pozos, que la incertidumbre sólo puede resolverse agregando información geofísica al proceso de la interpretación.

El modelo de doble porosidad se ha hecho una suerte de "tacho de basura" para la interpretación de prueba de pozos, debido al fenómeno de redistribución de la fase o al *humping*. Éste es un caso especial de almacenamiento no ideal, en hueco de pozo, el cual tiene una respuesta muy similar al modelo de doble porosidad con almacenamiento como se muestra en la Fig. 3.24. Es posible que puede obtenerse fácilmente un ajuste perfecto con un modelo de doble porosidad y un ideal almacenamiento líquido con un juego de datos que exhiba efectos de redistribución de fases. Sin embargo, los valores de  $\lambda$  y  $\omega$  son derivados sin sentido y no demuestran si el reservorio es naturalmente fracturado o estratificado. Éste es un ejemplo del *matcheo* de la curva tipo de **Bezier**, en la cual un modelo puede escogerse con suficientes parámetros desconocidos y ajustarse de algún modo

### 3. 4 ERRORES EN LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBA DE POZOS

#### 3.4.1 INGRESO DE DATA ERRADA

Dos típicos problemas surgen cuando se interpretan las pruebas de pozo: (1) la selección del modelo de reservorio y (2) la estimación de parámetros. Para seleccionar un

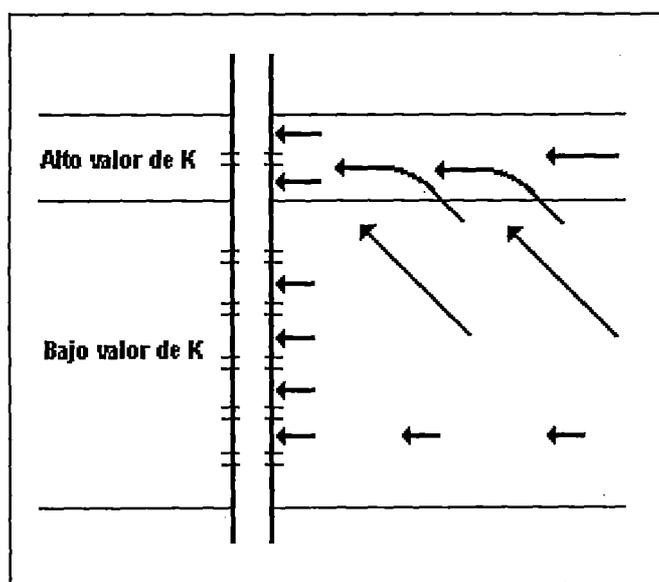


Fig. 3.25 Reservorio estratificado con flujo entrante al hueco de pozo proveniente de la capa de alta permeabilidad

modelo de reservorio, el analista identifica el régimen de flujo, a través del ploteo de diagnóstico log-log y de una amplia variedad de informaciones geológicas, sísmicas, y petrofísicas. Mayormente, esta información por naturaleza es más bien cualitativa que cuantitativa. En la estimación de parámetros, el analista encuentra los valores de los parámetros incógnita de un modelo de reservorio seleccionado, a partir del mejor ajuste con los datos de la

prueba. Para esta situación, el analista debe ahora confiar en una amplia variedad de datos externos, en forma cuantitativa. Estos datos de entrada están inevitablemente sujetos a

errores de medición o de estimación, afectando la exactitud de los resultados de la estimación de parámetros.

El mejor ejemplo acerca del efecto de ingreso de datos errados, en los resultados de la interpretación de prueba de pozos, es la relación entre el espesor neto de la formación,  $h$ , y la permeabilidad,  $k$ . Cuando la región de los tiempos medios aparece durante una prueba, un ploteo semilog puede usarse para estimar  $k$ , siempre que  $h$  sea conocido. Sin embargo, la pendiente del ploteo semilog, permanece dando un producto correcto de  $kh$ , aun si  $h$  fuera incorrecto o desconocido. El conocer los efectos de errores en el ingreso de datos, sobre los valores obtenidos a partir de la estimación de parámetros, ayuda al analista de prueba de pozos, de varias maneras.

Primero, el analista puede identificar los datos de la entrada que tengan mayor impacto sobre los parámetros en la que él esté muy interesado. Por ejemplo, si el analista está intentando estimar la permeabilidad, la compresibilidad total tiene poco o ningún efecto sobre la respuesta. Por otro lado, la compresibilidad total, si tiene un impacto significativo sobre la distancia estimada a un límite del reservorio. Por lo tanto, el analista puede enfocarse sobre los datos más importantes y evitar el gasto innecesario de obtener estimados exactos de datos que no afectarán los resultados de su análisis.

Segundo, el analista puede rápidamente evaluar las revisiones de los efectos de datos de entrada a partir de los resultados de la interpretación de la prueba de pozos. Por ejemplo, si se ha estimado que un pozo tiene una permeabilidad de 10 md, un factor skin de 0, y una distancia de 250 pies al límite más cercano, para un espesor neto de 25 pies. ¿Qué pasaría con estos valores si el estimado del espesor neto debe modificarse a 50 pies?

Tercero, esta información puede ayudar al analista a reconciliar las estimaciones de parámetros de las pruebas de pozo con estimaciones provenientes de otras fuentes. Por ejemplo, la interpretación sísmica muestra un límite 300 pies más allá del pozo, mientras la interpretación de prueba de pozos, estima la distancia al límite en 900 pies. ¿Pueden hacerse estas dos interpretaciones consistentes una con la otra?

#### **3.4.1.1 FUENTES DE ERROR**

Hay una variedad de tipos de datos a usarse en la estimación de parámetros. Cada uno de estos diferentes tipos está sujeto a sus propias fuentes de error. Los datos usados en la interpretación de pruebas de pozo pueden ser divididos en tres categorías:

- Datos de interpretación de registros a hueco abierto.
- Datos de propiedades de fluido.
- Otros datos de entrada.

#### 3.4.1.1.1 ANÁLISIS DE REGISTROS

El análisis de registros a hueco abierto proporciona estimaciones de la porosidad, saturación de agua y espesor neto para el uso de interpretación de prueba de pozos. Ninguna de estas propiedades es medida directamente por los registros a hueco-abierto; en cambio, otras propiedades físicas son medidas y las propiedades deseadas se estiman de estas mediciones. Los errores pueden arrastrarse en las estimaciones derivadas de registros de por lo menos cuatro maneras diferentes:

- Falla al calibrar la herramienta de registro.
- Falla al hacer necesarias las correcciones ambientales.
- Falla al calibrar las propiedades derivadas de registros contra las propiedades medidas de los núcleos.
- Falla al seleccionar los límites fuera del intervalo (cutoffs) para la estimación del espesor neto

#### 3.4.1.1.2 PROPIEDADES DE FLUIDO

Las propiedades de fluido usadas en la interpretación de prueba de pozos incluyen al factor de volumen de formación, a la viscosidad y a la compresibilidad. Estas propiedades pueden obtenerse de los reportes de laboratorio o a partir de las correlaciones. Las correlaciones para las propiedades de gas son exactas, mientras que aquellas para petróleo, son mucho menos confiables.

#### 3.4.1.1.3 OTROS DATOS DE ENTRADA

Otros datos requeridos para la interpretación de la prueba que no encajan en las dos categorías dadas incluyen a la compresibilidad de la formación, compresibilidad total, régimen de flujo y radio de hueco de pozo. Cada uno de estos factores amerita una breve discusión.

La compresibilidad total está definida por la Ecuación:

$$c_t = c_f + S_w c_w + S_o c_o + S_g c_g \quad (3.16)$$

Las saturaciones involucradas en la Ec.3.16 son aquéllas dentro del radio de investigación del pozo durante la prueba transiente de presión, es decir, a decenas a centenares de pies desde el hueco de pozo. Para un reservorio de gas con una fase de

agua inmóvil, la saturación de agua derivada del registro es el valor correcto para usarse en Ec. 3.16. Sin embargo, en un reservorio de petróleo con mecanismo de impulsión de gas en solución o en un reservorio de gas o petróleo con una fase de agua móvil, las saturaciones para la Ec.1 deben necesariamente ser estimadas. Para un reservorio con mecanismo de impulsión de gas en solución por encima el punto de burbuja, el término compresibilidad de petróleo es usualmente el término dominante. La compresibilidad de petróleo se incrementa por una orden de magnitud conforme la presión decrece por debajo de la presión del punto de burbuja. Por lo tanto, incluso una pequeña saturación de gas libre puede causar un error de una orden de magnitud en la compresibilidad total si su presencia no se reconoce. Las correlaciones disponibles para la compresibilidad de la formación dan estimaciones de una orden de magnitud. Además, estas correlaciones fueron desarrolladas para usarse en el análisis de balance de materiales y no para la interpretación de la prueba transiente de presión. La alta compresibilidad de formación puede estar acompañada por el colapso poral o falla de roca.

Parámetros	% Desviación (+ / -)	
	Sin corrección por errores	Corrección por errores
Porosidad	15	5
Saturación de agua	40	10
Espesor neto	50	15

Tabla 3.1 Rango de incertidumbres que se presentan en la interpretación de registros.

Los errores en el régimen de flujo mayormente parecen ocurrir debido a la falla para registrar el régimen de flujo antes de una prueba buildup. Cuando esto ocurre, el analista debe estimar el régimen de flujo para interpretar la prueba. Si son conocidos los días de producción, los volúmenes mensuales de producción pueden ser usados para estimar el régimen de flujo. Sin embargo, el régimen de flujo promedio calculado de los días-en-línea y los volúmenes mensuales de producción no pueden reflejar con precisión el régimen de producción previa a la prueba. No es muy obvio para el analista novato de prueba de pozos, que valor debe usarse para el radio del hueco de pozo.

### 3.4.1.2 EFECTOS DE LOS ERRORES SOBRE LOS RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN

La frontera puede ser una frontera lineal no-flujo, una frontera circular cerrada, una frontera a presión constante; o cualquier otro tipo de frontera. Se ha supuesto que la

región de tiempos medios es claramente observable durante la prueba, y que la prueba dura lo suficiente como para que la distancia a la frontera pueda ser estimada claramente.

Compresibilidad de petróleo por encima del punto de burbuja	Tan bajo como 50% a altas presiones. La exactitud es generalmente mejor cerca al punto de burbuja
Compresibilidad de petróleo por debajo del punto de burbuja	10% para presiones por encima de los 500 psi 20% para presiones por debajo de los 500 psi
Factor de vol.de form.de petróleo por encima del punto de burbuja	10%
Factor de vol.de form.de petróleo por debajo del punto de burbuja	5%
Viscosidad de petróleo	Las correlaciones dan solo un estimado de orden de magnitud
Factor de volumen de formación de gas a partir de la composición	1.1% de error promedio 5.8% error máximo
Factor de volumen de formación de gas a partir de la gravedad del gas	1.3% de error promedio 7.3% error máximo Puede ser tanto
Compresibilidad del gas	Error despreciable a baja presión Las correlaciones no deberían ser usadas para temperaturas pseudo-reducidas menores a 1.4 cuando la presión pseudo-reducida esta en el rango de 0.4 a 3.0
Viscosidad del gas	2% a baja presión 4% a alta presión para gravedades de gas menores a 1.0 Puede ser tan bajísimo como 20% para gases retrogradados con gravedades específicos mayores a 1.5

Tabla 3.2 Rango de incertidumbre a partir de las correlaciones de propiedades de fluido

#### 3.4.1.2.1 VISCOSIDAD

Un error en la viscosidad afecta sólo la estimación de la permeabilidad. Esto compensa parcialmente el hecho de que las correlaciones de viscosidad de petróleo dan sólo una estimación de una orden de magnitud. Si la misma correlación de viscosidad se usa para generar un pronóstico de la producción, el pronóstico no se verá afectado por el hecho de que la viscosidad está errada.

#### 3.4.1.2.2 POROSIDAD Y COMPRESIBILIDAD

Los errores en la porosidad y compresibilidad afectan los resultados exactamente de la misma manera. Sin embargo las estimaciones de porosidad son probables que sean más exactas que las estimaciones de la compresibilidad. La porosidad ni la compresibilidad tienen algún efecto sobre el estimado de la permeabilidad o del coeficiente de almacenamiento del hueco de pozo.

Tanto la porosidad como la compresibilidad tienen un efecto pequeño sobre el factor skin. Si cualquiera de las dos se incrementa por un factor de 2, el factor skin estimado estará 0.35 veces más deprimido que el verdadero factor skin. Una diferencia de 0.35 en el factor skin es despreciable en la mayoría de las situaciones. Es improbable que la estimación de porosidad esté en error por encima de un factor de 2. Por ello, para propósitos prácticos, los errores en la porosidad tienen un efecto despreciable incluso en el factor skin. Aun un error del factor de 10 en la compresibilidad, sólo causará que el factor skin sea cambiado por 1.151. Incluso el tamaño de este error en el skin es despreciable si hubiera cualquier otro daño. ¿Sin embargo, el pozo será tratado diferentemente si el factor skin es 11.151 en lugar de 10?

El efecto más significativo de un error ya sea sobre la porosidad o la compresibilidad, es sobre los estimados de distancia y área. Cuando la porosidad o compresibilidad usados en el análisis son demasiado altos, los límites aparecerán más cerca al pozo, y las áreas del drenaje aparecerán más pequeñas de lo que realmente son. Es probable que el error más significativo ocurra si se usa la compresibilidad para un petróleo sobresaturado al analizar los datos para un reservorio con una saturación de gas libre o viceversa.

#### **3.4.1.2.3 ESPESOR NETO**

El espesor neto afecta todo, excepto al coeficiente de almacenamiento del hueco de pozo. La relación entre el espesor neto y la permeabilidad es conocida; si el espesor neto es un factor por encima de 2, la permeabilidad se hará más baja por un factor de 2, para que el producto  $kh$  sea el mismo. Como ocurría con la porosidad y compresibilidad, una estimación del espesor neto por un factor encima de 2 hace que el factor skin se incremente por un factor de 0.35. Para propósitos prácticos, esto es despreciable. Errores en el espesor neto también afectan distancias y áreas de la misma manera como los errores lo hacen con la porosidad y la compresibilidad. Es interesante notar que aunque la estimación de área de drenaje,  $A$ , está afectada por los errores en la porosidad y espesor neto, el volumen poral,  $V_p$ , no lo está..

#### **3.4.1.2.4 RÉGIMEN DE FLUJO Y FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACIÓN**

Ambos errores en el régimen de flujo y factor de volumen de formación, tienen el mismo efecto sobre los resultados. Por el contrario, errores ya sean en el régimen de flujo o en el factor de volumen de formación afectan todo el análisis. Cuando el régimen de flujo es estimado en lugar de ser medido, el analista debe recordar que la permeabilidad, distancia,

y área estimadas serán afectadas por los errores en el régimen de flujo estimado. El factor skin también es afectado, pero como los otros errores que afectan al factor skin, la magnitud del error en el factor skin es probable que sea despreciable para propósitos prácticos.

### 3.4.1.2.5 RADIO DE HUECO DE POZO

Los errores en el radio de hueco de pozo afectan solo la estimación de factor skin, aun cuando el factor no sea afectado fuertemente por los errores de radio de hueco de pozo. Por ejemplo, si el diámetro se usa en lugar del radio, el factor superficial se incrementaría por un factor de  $\ln(2)$ , o 0.693. En la mayoría de las situaciones prácticas, una diferencia de esta magnitud en el factor skin no afectará cómo el pozo se esté operando o la toma de decisión si es que se hace un workover o qué tipo de workover se ha de realizar.

### 3.4.2 AMBIGÜEDADES EN EL ANÁLISIS DE PRUEBA DE POZOS

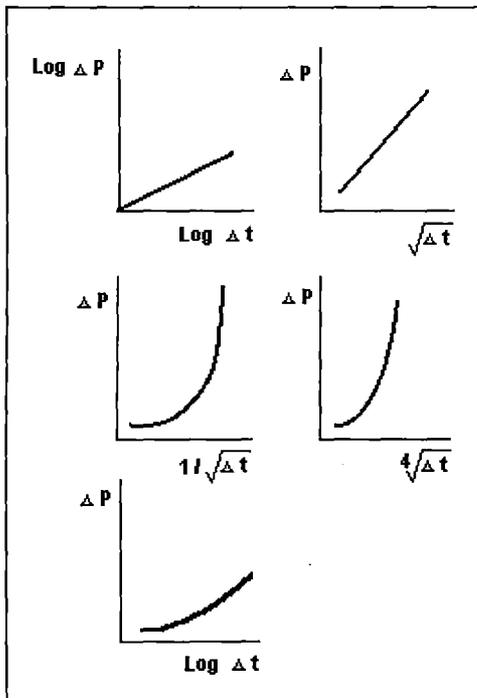


Fig. 3.26 Comportamiento de flujo lineal sobre otros ploteos de presión

Los desarrollos en la modelación y predicción de las pruebas transientes de presión para diversas condiciones de reservorio y flujo han indicado las similitudes en la respuesta que pueda existir entre casos totalmente diferentes. En esta parte del capítulo se puntualizará acerca de las ambigüedades asociadas al ajuste forzado a un régimen de flujo en particular o la condición del reservorio sobre un conjunto de datos presión vs. tiempo. Los procedimientos actuales de diagnóstico, usados para seleccionar un modelo de flujo de reservorio para interpretar pruebas de pozo, incluyen varias ploteos de caída o recuperación de presión versus alguna función de tiempo. Estos incluyen: ploteo log-log ( $\log \Delta p$  vs.  $\log \Delta t$ ), ploteo semilog ( $p$  vs.  $\log \Delta t$ ), ploteo de flujo lineal ( $p$  vs.  $\sqrt{\Delta t}$ ), ploteo de flujo bilineal ( $p$  vs.  $\sqrt[4]{\Delta t}$ ) y ploteo de flujo esférico ( $p$  vs.  $(1/\sqrt{\Delta t})$ ).

La utilidad de estos ploteos han sido mostradas en una serie de artículos publicados

durante las últimas décadas. Con los avances en la modelación analítica y numérica de problemas de flujo en reservorio, muchos artículos han discutido como modelar la respuesta de una geometría idealizada de reservorio o de régimen de flujo bajo condiciones de un flujo dado en hueco de pozo. Debido a las muchas posibilidades que puedan existir en situaciones reales, muchos investigadores están trabajando para formular y obtener la respuesta de presión en reservorios de complejidad incremental.

Se debe notar, sin embargo, que todo los casos idealizados publicados a la fecha y los aun a ser publicados están abriendo nuestros ojos a similares respuestas que puedan existir entre la performance de sistemas completamente diferentes. El objetivo de esta sección es puntualizar los errores en la interpretación, si el modelo de flujo radial es forzado sobre los datos.

### 3.4.3 MODELOS DE FLUJO DE RESERVORIO

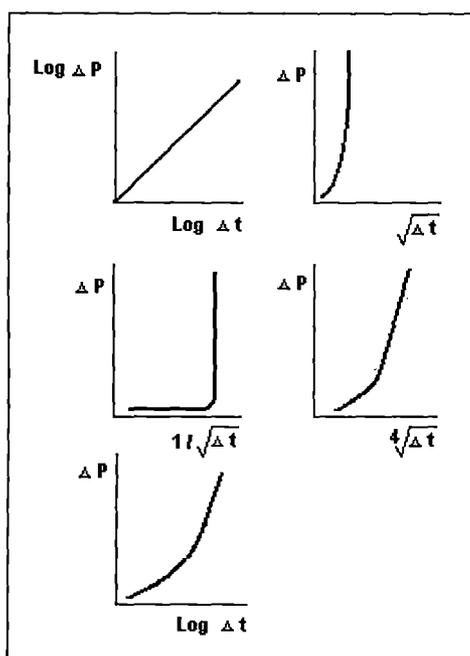


Fig. 3.27 Comportamiento de una línea de pendiente unitaria sobre otros ploteos presión versus tiempo

La geometría de reservorio y  $k_z/k_r$ , son los mayores factores que controlan la naturaleza de flujo entre la porción de alta presión del campo y el hueco de pozo. El volumen de la literatura de prueba de pozos está basado en la asunción de un régimen de flujo radial. Estudios conducidos sobre geometrías complejas, tales como multiestratificados con o sin flujo cruzado, y diversas condiciones de frontera y hueco de pozo, se han enfocado principalmente sobre el marco principal de un sistema de flujo radial.

El caso de flujo lineal ha sido enfatizado principalmente para el régimen de flujo controlado por fractura.. Hace 16 años, la conducta de presión en un reservorio largo y estrecho fue revisada. El flujo esférico ha

recibido la atención muy esporádica en la literatura. Cada uno de estos regímenes de flujo tiene su propia ecuación de flujo distinta. La solución a la ecuación de flujo en ausencia de efectos de hueco de pozo, muestra una línea recta en un ploteo de presión. vs. alguna función de tiempo. La selección del sistema de flujo apropiado depende de lo que se conoce sobre el reservorio en particular. Para pruebas dirigidas durante las fases de desarrollo de campo, tal selección puede ser posible. La dificultad real está durante la fase exploratoria, cuando los datos de campo son poquísimos para apoyar fuertemente a un modelo dado.

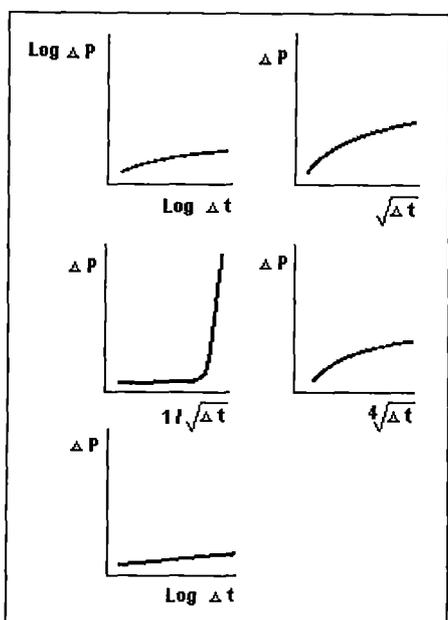


Fig. 3.28 Comportamiento de flujo radial sobre varios ploteos presión vs. tiempo

La pregunta direccionada aquí es: la formación de una línea recta en un ploteo de presión vs. tiempo es indicativo de un determinado régimen de flujo? La respuesta habría sido fácil si los ploteos de la línea recta fueran únicos. La evidencia muestra que los datos de presión vs. tiempo para un sistema dado puede resultar en líneas seudorectas en dos o mas ploteos característicos. Una línea seudorecta se define aquí como una tendencia de puntos-dato que se asemejan a una línea recta en un ploteo de presión vs. tiempo sin condición física que justifica tal caso.

#### 3.4.4 EXPERIMENTANDO CON PLOTEOS TEÓRICOS

Considere un conjunto de datos presión vs. tiempo, donde  $p = f(t)$  resulta en una línea recta sobre un ploteo dado. El conjunto entero o una porción del mismo conjunto

puede resultar en una línea seudorecta en otros ploteos. Las Figs. 3.26 a la 3.31, muestran los resultados de la experimentación con otros datos. Cada caso empieza con una condición asumida, y las representaciones gráficas sobre otras escalas son presentadas.

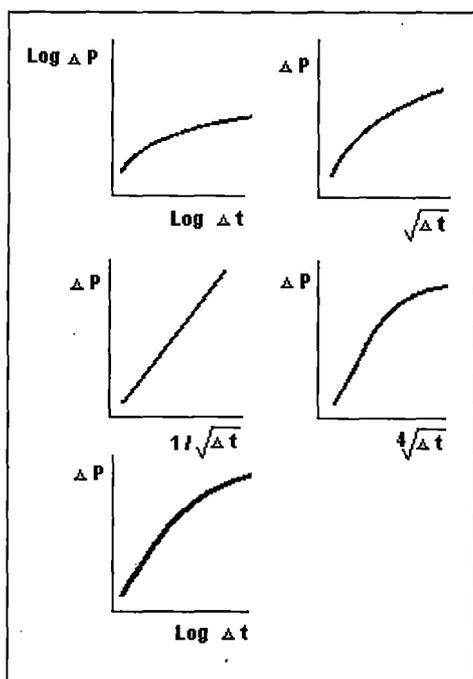


Fig. 3.29 Comportamiento de flujo esférico sobre varios ploteos presión vs. tiempo

La Fig. 3.27 muestra que una pendiente unitaria sobre una escala log-log puede describir parcialmente una línea recta sobre los ploteos de flujo lineal, flujo bilineal y semilog y en alguna extensión sobre un ploteo de flujo esférico. Esta ilusión obviamente puede ser eliminada si el ploteo log-log es hecho antes que cualesquiera otros ploteos.

El caso de flujo lineal es mostrado en la Fig. 3.26. Una pendiente de 1/2 sobre un ploteo resulta en una línea recta sobre un ploteo de flujo lineal, una línea al menos parcialmente recta sobre un ploteo bilineal, y curvas con líneas seudorectas fraccionadas sobre un ploteo semilog. Afortunadamente, los datos de

flujo lineal sobre un ploteo esférico resultan en una curva hiperbólica, aunque puede haber una tendencia ajustada a una línea a través de los puntos finales y considerar el primer punto como skin negativo. Aquí, obviamente, la prioridad debe ponerse sobre el ploteo log-log y el ploteo de flujo lineal. Al mismo tiempo uno debe ser cuidadoso para no asociar una característica bilineal dado que una porción de los datos se asemeja a una línea recta sobre un ploteo de flujo bilineal. Una porción del ploteo semilog puede inducir a error como una línea recta con skin negativo.

Una fractura de capacidad finita con una pendiente de 0.3 sobre una escala log-log

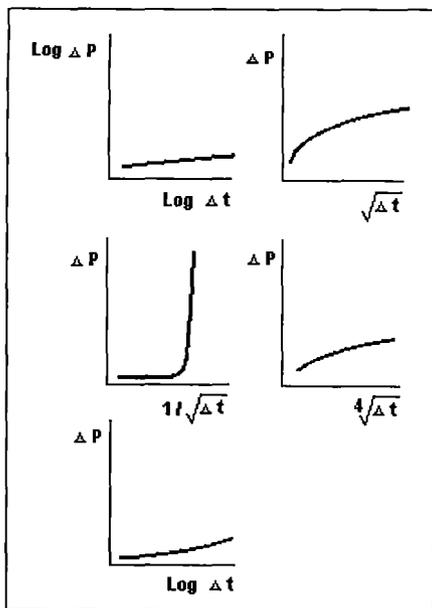


Fig. 3.30 Comportamiento de flujo de capacidad finita con skin sobre varios ploteos presión vs. tiempo

es mostrado en la Fig. 4.6. El uso del ploteo de flujo lineal o bilineal puede ser confuso. Solo la ultima parte de los datos forma una línea recta. Aquí, la combinación del ploteo log-log y el ploteo de flujo lineal es muy útil para delinear la condición. También nótese que el ploteo semilog puede generar una línea recta, mientras en la ausencia de un ploteo log-log, el análisis puede ser muy confuso. El ploteo esférico en general muestra una curvatura. Resultados similares para una fractura con capacidad más pequeña se muestran en la Fig. 4.5. El ploteo bilineal pierde su tendencia a describir una línea recta, pero los otros gráficos muestra líneas rectas que cubren rangos de datos en forma parcial o completa. Esto también puede verse en el ploteo esférico.

El caso del flujo esférico crea mayor confusión con el ploteo semilog (Fig.3.28). Es posible que una porción de los datos genere una línea recta sobre una escala semilog. La ecuación de flujo radial puede resultar en la formación de una línea seudorecta sobre el ploteo lineal, bilineal, o aun el esférico.

De experimentar con las ecuaciones que describen varios regímenes de flujo, se hace claro que la naturaleza de la relación de función de tiempo es la causa principal para observaciones de líneas seudorectas sobre diferentes ploteos y no la existencia simultanea de diversos regímenes de flujo.

### 3.4.5 REVISANDO ALGUNAS PAUTAS

En esta sección, una serie de preguntas y respuestas acerca de los conceptos generales son realizadas:

¿Las primeras dos preguntas son (1) una pendiente unitaria en un ploteo log-log es siempre indicativo de almacenamiento en hueco de pozo y (2) el almacenamiento en hueco de pozo, causa siempre una pendiente unitaria?

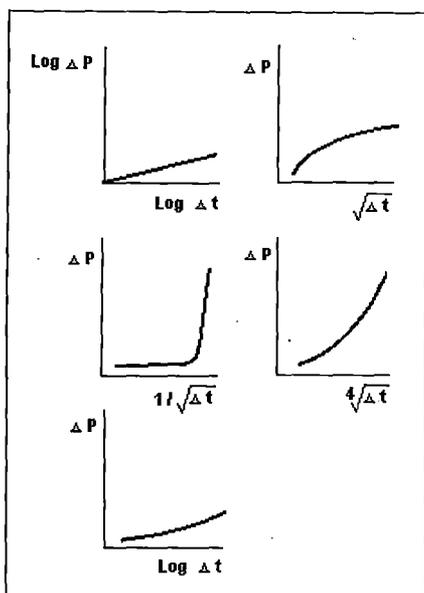


Fig. 3.31 Comportamiento de flujo de capacidad finita sobre varios ploteos presión vs. tiempo

Una pendiente unitaria en un ploteo log-log indica una proporcionalidad entre el cambio de presión y el tiempo y es independiente de las propiedades de formación. Mientras más prevalezca la pendiente unitaria, el efecto se relaciona a las condiciones del almacenamiento en hueco de pozo. Una pendiente unitaria puede estar ausente si los datos mas tempranos no se registran o si el almacenamiento va a una serie de cambios debido al movimiento de la interfase, compresión o descompresión de gas, la separación de fases, etc.

La tercera pregunta es si siempre los datos de presión afectados por el skin aparecen después de los datos controlados por el hueco de pozo?. La caída

de presión resultante del skin puede tener diversas causas. Si estas causas están alrededor del hueco de pozo y dentro de la formación, uno esperaría que los efectos relacionados al skin, manifiesten su presencia después de que el almacenamiento en hueco de pozo ha acabado. Pero si la caída de presión resultante del skin es debido a un efecto relacionado a hueco de pozo (tal como la presencia de detritos en el hueco), el efecto puede ser evidente durante el post-flujo. La próxima pregunta que puede hacerse es: ¿la pendiente de  $\frac{1}{2}$  siempre indica un flujo lineal, o es que la presencia de una fractura hidráulica siempre produce una pendiente de  $\frac{1}{2}$  en un ploteo log-log ?

Los puntos dato en la zona de transición entre la parte controlada por el hueco de pozo y la porción que describe el flujo en el volumen de la formación, muestra reducción de la pendiente a partir de la unidad a valores más pequeños, dependiendo de la naturaleza del régimen de flujo en el reservorio. Por ejemplo, en el caso de flujo radial, el cambio de la pendiente puede resultar en la apariencia de una pendiente de  $\frac{1}{2}$ . Por lo tanto, la formación de pendiente de  $\frac{1}{2}$  no siempre es indicativa de flujo lineal.

# INGENIERÍA DEL CONOCIMIENTO

## 3.5 ASPECTOS PRÁCTICOS ACERCA DE LOS SHELLS

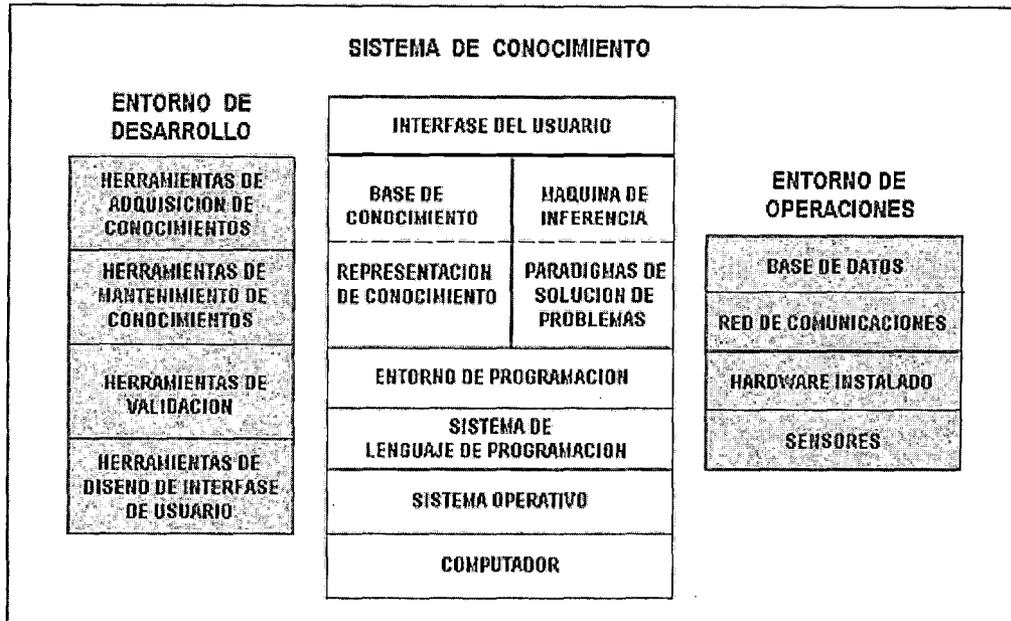


Fig. 3.32 Entorno de aplicación de Sistemas Expertos

### 3.5.1 SELECCIONANDO LAS HERRAMIENTAS DE DESARROLLO

El ambiente de las aplicaciones de sistemas expertos en la ingeniería y la manufactura es muy complejo. Esto requiere la interacción entre las diversas áreas funcionales. Las tareas específicas implicadas en cada área funcional a menudo requieren herramientas especializadas. Estas pueden estar en términos de los programas tradicionales, desarrollados en algunos de los lenguajes de programación ó aplicaciones comerciales como las hojas de cálculo ó los manejadores de base de datos.

#### 3.5.1.1 LENGUAJES DE PROGRAMACIÓN

Los sistemas expertos híbridos hacen uso de esta combinación de lenguajes de programación y de los shells de desarrollo. No todos los lenguajes de programación son confiables para trabajar con sistemas expertos y no todos los shells de desarrollo son confiables para aplicaciones con sistemas expertos, por ello un cuidadoso análisis deberá ser desarrollado para seleccionar las herramientas adecuadas para el desarrollo de sistemas expertos.

Los lenguajes de programación **IA** ofrecen varias ventajas sobre los otros lenguajes convencionales de programación tales como por ejemplo, el **PASCAL**, **FORTRAN** y **BASIC**.

Otro importante aporte a la **IA**, es la evolución de productos innovados de software ó shells de desarrollo. Un aspecto crucial del desarrollo de los sistemas expertos es la selección de la herramienta de desarrollo a ser usada. Para cierto género de aplicaciones, puede ser necesario desarrollar una estructura de inferencia clásica en vez de usar un lenguaje de programación de modo directo.

Los programas **IA** son diferentes de los programas convencionales en lo siguiente:

- 1 La programación **IA** es usualmente hecha a través de la programación experimental ó exploratoria en un ambiente muy interactivo.
- 2 La programación **IA** usa procedimientos sofisticados de programación tales como el análisis orientado a objetos ó el procesamiento simbólico.
- 3 Los lenguajes de programación ofrecen procesamiento recursivo que no es fácil de implementar en los lenguajes convencionales.
4. Los lenguajes de programación hacen uso de la memoria dinámica para adaptarse a los varios tamaños del problema.

Aunque, pueda ser posible escribir programas en cualquier lenguaje de programación, ciertos lenguajes son mejores al ejecutar cierto tipos de rutinas que otros. Generalmente, los lenguajes desarrollados para otros propósitos no han probado ser más eficientes para desarrollar programas **IA**. Por ejemplo, las técnicas usadas para la programación numérica no son muy útiles para simular la inteligencia humana. Lenguajes especializados son necesarios para alcanzar la eficiente manipulación de símbolos conceptuales en los sistemas expertos. Los lenguajes de programación **LISP** y **PROLOG** están específicamente diseñados para resolver problemas en la representación del conocimiento y el procesamiento del lenguaje natural, reduciendo el tiempo de programación y el esfuerzo para la mayoría de aplicaciones **IA** de tal manera que den un apoyo eficiente para la representación del conocimiento.

**PASCAL** fue exitosamente usado para programar muchos shells y herramientas de desarrollo de sistemas expertos. La mejor presentación del **PASCAL** es su formato codificado en estructura. Su orientación hacia el análisis computacional la ha hecho muy popular para aplicaciones científicas y ingenieriles. El lenguaje preferido para ser usado en el trabajo **IA** a mediados de los 80 fue el **LISP**. Básicamente, el lenguaje manipula listas de reglas. **LISP** contiene su propio sistema operativo, el cual cohibe su aceptación entre los desarrolladores que escriben en más de un ambiente operativo. Sin embargo, esto es a menudo favorable para dominios muy estrechos de estudios de investigación **IA**. **PROLOG**,

por el contrario, hace procesamiento simbólico y es especialmente confiable para construir estructuras de alto nivel. Este ha sido efectivamente usado como una herramienta de productividad para ser integrado con otros lenguajes de programación tal como el C. Por esta razón se ve más comercialmente interesante.

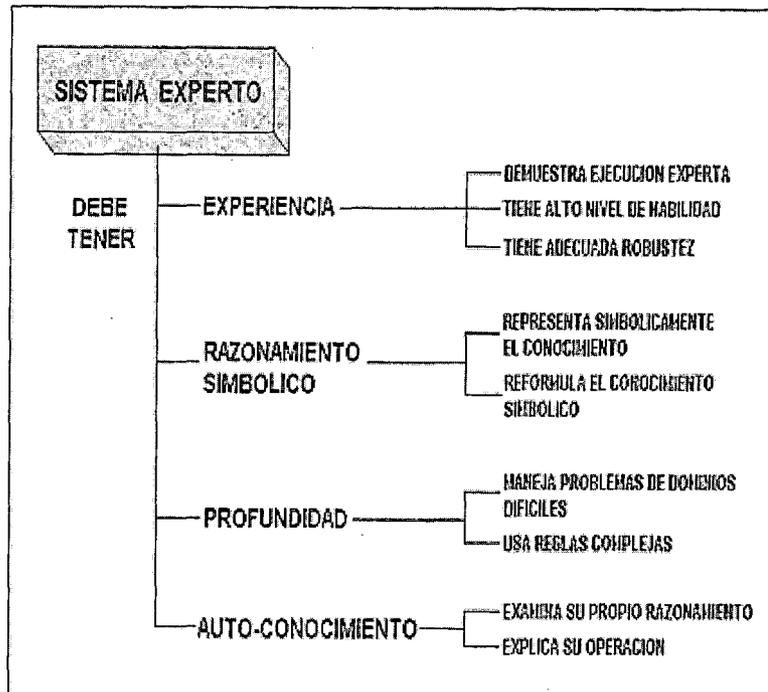


Fig. 3.33 Características de un sistema experto que lo distingue de un programa convencional

La programación IA no ha alcanzado resultados muy satisfactorios. Sin embargo, con el advenimiento de los procedimientos para interfasear sistemas expertos con programas externos y funciones, FORTRAN, BASIC o el PASCAL están volviendo a concitar la atención en el trabajo IA; pero no como una herramienta de programación, sino como una herramienta para cálculos con co-requisitos. *En aplicaciones donde se requieran cálculos auxiliares, cualquiera de estos lenguajes puede servir como un programa externo que genera variables numéricas que puedan exportarse a los ambientes de los sistemas expertos.* La mayor ventaja de estos lenguajes, es que un alto porcentaje de la comunidad científica y ingenieril está familiarizado con ella. El Lenguaje C es una alternativa de peso para LISP y PROLOG. Su portabilidad y excelente capacidad para manejar datos son sus características más potentes. El Lenguaje C permite que aplicaciones desarrolladas en una máquina puedan correrse en otras máquinas. Esta característica de portabilidad, es exactamente la que es necesaria para que la experiencia se transfiera al objetivo de los sistemas expertos. La dificultad de aprender C para el usuario novato es lo dificultoso del lenguaje. Las eficientes estructuras de datos empleados por C constituyen la razón por la

que ha sido utilizado en la mayoría de paquetes de software de base de datos. El crecimiento comercial de los sistemas expertos ha sido acreditado por el uso generalizado del Lenguaje C en las herramientas de desarrollo.

**ADA** es un lenguaje de programación que ha sido impuesto para aplicaciones militares por el Ministerio de Defensa (DOD) de los EE.UU. Este lenguaje aún permanece desconocido a la mayoría de la comunidad de programadores, a pesar de su fuerte parecido al PASCAL. Como resultado de esto hay una prisa para desarrollar herramientas de inteligencia artificial y Sistemas Expertos en ADA. Durante la anterior década, mas específicamente a partir del año 1993, un grupo de investigación está especializándose en el uso del ADA para aplicaciones de inteligencia artificial en aplicaciones militares.

En resumen, diremos que varios lenguajes de computación procesan listas y símbolos. **LISP** (Procesamiento de símbolos y listas) y **PROLOG** (Programación Lógica) son los mejores ejemplos. Otras herramientas disponibles comercialmente son los **SHELLS**, los cuales proveen un ambiente que facilita la adquisición y representación del conocimiento, así como un rápido prototipo. También los lenguajes orientados a objetos son recomendados para la arquitectura de pizarra (**Blackboard Architecture**) debido a que ellos permiten el uso de un formato modular en el diseño del sistema, el cual facilita el mantenimiento del conocimiento, especialmente durante las iniciales etapas de construcción de la base de conocimientos del sistema experto.

Con respecto a las líneas generales para seleccionar una herramienta **IA**, estas son las jerarquías:

1. **Shell**. La mejor opción pero no necesariamente cierto, dado que depende del tipo de problema a analizar.
2. **Lenguajes orientados a objetos**. Ejms: Visual C ++, Visual Basic, Borland Delphi, Hypertalk, etc.
3. **PROLOG**. Su uso se hace más complicado que un Shell, pero es más fácil que el Lisp.
4. **LISP**. Su uso se hace más difícil que el Prolog.
5. **Lenguajes convencionales**. Es el último recurso, elegido únicamente si la aplicación lo necesita.

### 3.5.1.2 SISTEMAS OPERATIVOS

El ambiente operativo para el desarrollo de sistemas expertos es el factor de mayor peso para el éxito de esta tecnología. La mayoría de los sistemas basados en **MS-DOS** están disponibles, pero ellos generalmente sufren del poderío limitado ofrecido por el ambiente de la PC.

**LINUX** actualmente está emergiendo como una plataforma confiable para implementar sistemas basados en el conocimiento, de modo que la tecnología de la inteligencia artificial y de los sistemas expertos entre a las aplicaciones exitosas del mundo real. Para ciertas aplicaciones, este S.O. provee una plataforma poderosa y de costo reducido, que atiende los beneficios añadidos de una mayor portabilidad.

**Microsoft Windows** también ha añadido un empuje significativo a las implementaciones de los sistemas expertos. La mayoría de desarrolladores de software han introducido las herramientas de desarrollo basado en Windows para sistemas expertos. La interfase gráfica de usuario (GUI) ofrecida por el Windows es especialmente útil para el ambiente necesariamente interactivo para consultas a sistemas expertos. **LINUX**, el sistema operativo sin propietario, recientemente está emergiendo como una alternativa viable frente al Windows, pero aun las aplicaciones para LINUX no se muestran lo suficientemente robustas.

### 3.5.1.3 SHELLS

El mercado para las herramientas de sistemas expertos está creciendo rápidamente. La mayoría de opciones están disponibles tanto a bajo como a alto nivel. El software de sistemas expertos es muy competitivo. La mayoría de paquetes que fueron originalmente desarrollados para aplicaciones específicas tales como el análisis y el convencional apoyo a la decisión, ahora ofrecen las capacidades de los sistemas expertos.

Las herramientas de desarrollo, también conocidas como *motores de inferencia* ó *shells*, ofrecen un ambiente genérico para desarrollar sistemas expertos. La emergente proliferación de computadoras al nivel de la poderosa **WorkStation** también ha contribuido a la segmentación del mercado. Las herramientas comerciales están disponibles en tres categorías como siguen:

- **Herramientas de Bajo Nivel (low-end):** Estas están diseñadas para aplicaciones de un solo usuario en el ámbito de **PCs**.
- **Herramientas de mediano nivel:** Estas están diseñadas para poderosas workstations tales como las máquinas LISP.
- **Herramientas de alto nivel (high-end):** Estas están desarrolladas para **Mainframes**.

La mayoría de los shells están escritos en lenguajes de alto nivel como el Pascal o el C. Algunos se han escrito en Basic o Fortran. Un gran número de shells se ha escrito en Lisp o Prolog.

Para elegir un shell hay que decidir entre un shell basado en reglas o entre un shell de inducción. Si existiera un shell de inducción que se adapte al problema, se debe elegir con preferencia al basado en reglas, porque su desarrollo es más rápido y más fácil. Otro factor a considerar es el tamaño del shell, determinado normalmente por el número de reglas que pueda utilizar. La mayoría de shells tienen límite superior, en cuanto al número máximo de ejemplos que puedan introducirse o al número de reglas que puedan utilizarse. Estos límites los imponen normalmente las herramientas de diseño y la capacidad de la memoria principal y de almacenamiento del disco duro de la computadora, sobre la que se va a emplear la aplicación.

Cuanto mayor sea la base de datos, más lento será el funcionamiento del sistema. Si hay que buscar sobre muchas reglas para alcanzar una conclusión, el tiempo de respuesta puede ser muy largo, en el caso de una PC. Con respecto a los shells basados en el uso de reglas, estos emplean reglas de producción para representar el conocimiento. Cada shell emplea sus propias normas para incorporar una regla a la base de conocimientos.

Aunque las variaciones son de carácter menor, es esencial utilizar el formato correcto en cada shell. Las reglas se introducen en el formato adecuado utilizando un editor o un procesador de textos. Algunos shells necesitan la creación de un archivo independiente en formato ASCII que contenga las reglas adecuadamente expresadas. Sobre los shells de inducción, estos permiten construir un sistema experto, dando al programa una serie de ejemplos. Durante el proceso del tratamiento del conocimiento, mediante técnicas de **Ingeniería del Conocimiento**, se reúne el máximo número de ejemplos posibles del dominio o campo de interés. Los ejemplos se introducen en una matriz similar a la de hoja de cálculo.

Actualmente hay poca estandarización ó compatibilidad en los shells de sistemas expertos. A diferencia de los paquetes de aplicación tales como las hojas de cálculo, los shells de sistemas expertos a menudo se muestran, comportan y responden de un modo diferente. Por lo tanto, una evaluación muy cuidadosa de los prospectos de shell debe llevarse a cabo.

Los siguientes son algunos factores y preguntas que son importantes de hacerse para evaluar los shells de sistemas expertos:

#### **(1) COSTO:**

- Puede el software ser adquirido por una cantidad razonable de dinero, por el área de sistemas de la compañía?

**(2) JUSTIFICACIÓN:**

- La justificación para el software está totalmente documentada?
- En la compañía hay una persona que conozca como ejecutar estos programas?

**(3) REPRESENTACIÓN DEL CONOCIMIENTO:**

- Qué modelos de representación del conocimiento están dados?
- Pueden ser priorizadas las reglas en la base de conocimientos?
- El shell hace la búsqueda en un orden predefinido?

**(4) INTERFASE EXTERNA:**

- Puede el shell interfasear apropiadamente con programas externos y manejadores de bases de datos?

**(5) CAPACIDAD DE REPORTE:**

- Qué tipos de reportes pueden ser producidos por el shell?

**(6) CALIDAD DE DOCUMENTACIÓN:**

- Conciso.
- Claro.
- Encuadernación y volumen.

**(7) FÁCIL DE APRENDER:**

- Tutorial en línea.
- Familiaridad con el trazador.
- Formatos de entrada de datos.

**(8) FÁCIL DE USAR:**

- Entrenamiento en línea y ayuda disponible.
- Formato de entrada.
- Formato de entrada y contenidos.
- Facilidades para mantener las bases de conocimiento..

## **(9) CARACTERÍSTICAS GENERALES:**

- Versión del software.

Las últimas versiones de un programa, por ejemplo la versión 6.1 tiende a tener pocos errores y características más avanzadas. Sin embargo, la existencia de números de versiones excesivamente grandes, por ejemplo la versión 7.0 con poco tiempo de difusión, podría indicar la existencia de numerosos errores en el producto.

- Estructura de compactación y estructura para las rutinas del programa.
- Capacidad para importar/exportar archivos.
- Disponibilidad del paquete demo. (**shareware**, vía descarga de sites Internet)
- Procedimientos de protección contra copias , backups y crackeos en el caso de sharewares.
- El programa permite instalaciones de disco duro de capacidad de memoria limitada ó ilimitada?
- Velocidad de ejecución.
- Compatibilidad con el hardware del computador y otro software usados en la organización.

## **(10) REQUERIMIENTOS DE LOS MANEJADORES DE DISCO (FLOPPY, ALTA DENSIDAD, TAMAÑO, ETC.)**

- Requerimiento de RAM.
- Coprocesador matemático ó requerimientos especiales de hardware.
- Dispositivos de entrada. (Mouse, teclado, voz, etc.)
- Dispositivos de salida. (tipos de impresoras suministrados)
- Requerimiento de monitor. (CGA, EGA, VGA, SuperVGA, etc.)

## **(11) VENDEDOR**

- Reputación.
- Experiencia en negocios.
- Volúmenes de venta.
- Suministro de reemplazos.
- Suministro de productos.
- Servicio al cliente.

- Costo de la actualización del programa.
- Otros productos de soporte.

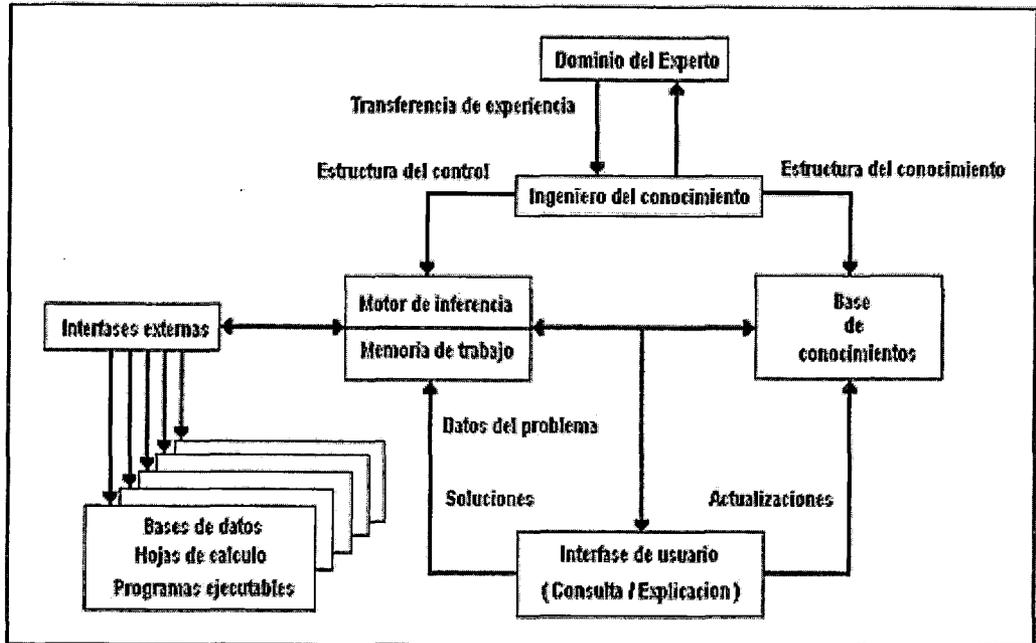


Fig. 3.34 Integración de los componentes de sistemas expertos

Una importante consideración en la elección de un shell es el modelo de representación del conocimiento usado. Hay diversos modos para almacenar el conocimiento de sistemas expertos, pero la mayoría de shells comerciales usan uno ó ambos de los dos enfoques más comunes: reglas y frames. El enfoque más común es usar reglas. La estructura discreta de **reglas If-Then** trabaja mejor en aplicaciones que tienen muchas aseveraciones y reglas que tienen algunos enlazamientos estructurales. A despecho de su popularidad, sin embargo, las estructuras orientadas a la regla tienen varios defectos. Una gran desventaja es el tiempo de búsqueda requerido. El shell debe buscar la base de conocimientos mostrando las reglas del candidato a evaluarse. Conforme el número de reglas y aseveraciones de entrada (input) crece, el tiempo de búsqueda puede rápidamente escaparse de control. Mientras los shells usan diferentes algoritmos para resolver problemas, las dos estrategias prevaletes son el encadenamiento hacia atrás y encadenamiento hacia adelante. El método más común es el encadenamiento hacia atrás. Este tipo de encadenamiento se inicia con una pregunta y intenta trabajar hacia atrás para alcanzar las aseveraciones de entrada. Esta selecciona las reglas para intentarlo basado en sus conclusiones. El shell repite este proceso hasta que la meta inicial conduzca a las aseveraciones de entrada ó hasta que no se pueda encontrar algunas reglas de juego.

El hardware de computadora es otro aspecto esencial de la selección de un shell para el desarrollo de los sistemas expertos. Aún cuando se haya elegido el mejor software,

quizás no pueda obtenerse el mejor rendimiento si el hardware disponible no es totalmente compatible con las necesidades del software. El objetivo de los desarrolladores es incrementar, tanto como sea posible el traslape o intersección entre las áreas de software, hardware y Sistemas Expertos.

Para ello los siguientes puntos deberían tenerse en mente:

- No todas las aplicaciones requeridas por los sistemas expertos se encuentran disponibles para el software y hardware.
- No todas las capacidades del software disponible se ajustarán al hardware disponible y a las aplicaciones requeridas.
- No toda la capacidad de hardware disponible se ajustará a las aplicaciones requeridas y al software disponible.

El caso ideal es tener las tres áreas traslapadas perfectamente. Pero lo ideal es una cosa y la factibilidad es otra. El procedimiento recomendado es definir claramente las aplicaciones requeridas de los sistemas expertos y luego matchear el software y el hardware a aquellas aplicaciones tan cercanamente como sea posible. Una vez que un matcheo factible se ha alcanzado, se puede comenzar el desarrollo de los sistemas expertos.

### **3.5.2 SELECCIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA**

#### **3.5.2.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA A SELECCIONAR**

Seleccionar un problema apropiado es extremadamente importante y es el factor de peso para determinar el éxito del SE. Se considera un adecuado problema para el desarrollo del sistema experto, aquel que tiene las siguientes características:

- El problema afecta a muchas personas.
- Existe bastante preocupación acerca del problema.
- El problema está en un dominio donde el apoyo de los expertos es prácticamente nulo.
- Resolver el problema significa ahorrar significativo tiempo y reducción de costos.
- Existe una fuente confiable y accesible de conocimientos a ser adquiridos.

#### **3.5.2.2 IDENTIFICANDO EL PROBLEMA**

La identificación del problema se refiere al reconocimiento de una situación, la cual constituye un problema para la organización. Identificar el problema significa reconocer una ventana de oportunidades para utilizar SE.

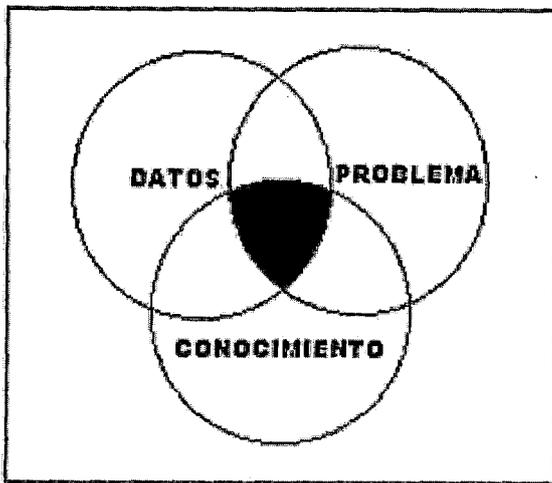


Fig. 3.35 Intersección de datos, consistencia y problema

Tanto el dominio del problema como el problema específico deben ser identificados. Un dominio de problema está relacionado al área general funcional en el cual el problema es localizado. Por ejemplo, el problema general del área de **evaluación de formaciones** constituye un dominio del problema que a los **ingenieros de reservorios** le interesan. Dentro de la evaluación de formaciones, el problema específico puede ser la identificación de un modelo de interpretación de

**prueba de pozos.**

La identificación de un problema puede originarse de alguno de los muchos factores existentes. Algunos de los factores son:

- Necesidades internas y presiones.
- Motivación externa tal como la competencia del mercado.
- Manejo de requerimientos.
- Necesidad de mejorar la productividad.
- Deseo de no quedarse a la zaga de la tecnología.
- Curiosidad tecnológica.
- Complacencia con las reglas prevalecientes y regulaciones.
- Deficiencias en el proceso actual.

Una vez que el área del problema ha sido determinada, el siguiente paso es decidir que hacer con el problema. Varias opciones pueden estar disponibles para direccionar el problema.

Estas incluyen:

- Ignorar el problema.
- Negar que el problema existe.
- Divisar una alternativa que circunscriba al problema.
- Definir una solución al problema.
- Confrontar el problema y encontrarle una solución.

Si el problema es para ser confrontado y resuelto, entonces un análisis completo del problema debe desarrollarse. Los resultados del análisis indicarán el enfoque específico que debe tomarse para atacar el problema. El problema del análisis implica la evaluación de las características asociadas con un problema dado. El proceso de entrada-salida del problema debe entonces ser examinado. Un análisis del problema revelará si es o no necesario una solución computarizada. Uno no debe embarcarse en un enfoque computacional sin antes

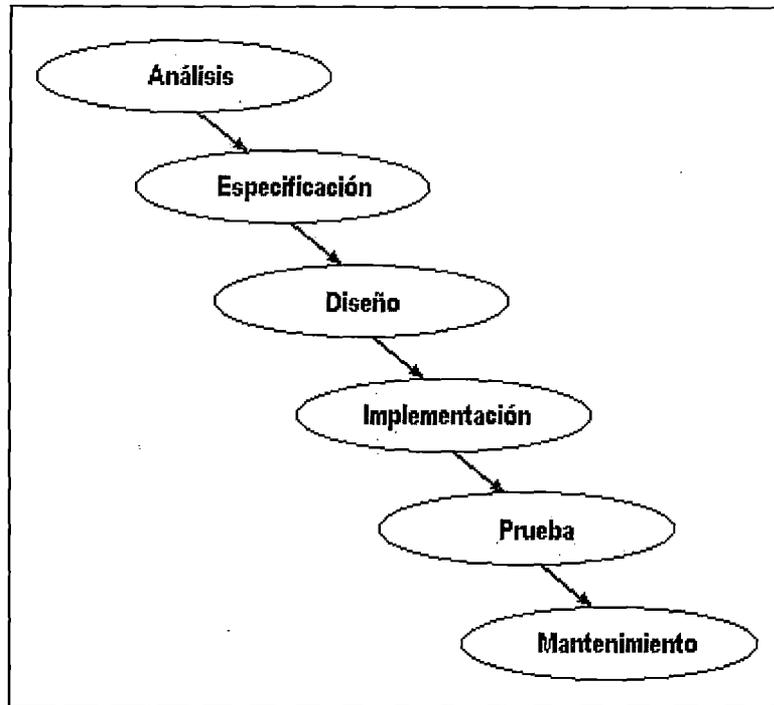


Fig. 3.36 Modelo de Waterfall

comprender los aspectos básicos envueltos en el problema. Los sistemas expertos deben verse como una herramienta en lugar de enfocarse sobre el problema.

Por ejemplo, en aplicaciones de ingeniería, hay una tendencia a colocar mucho énfasis sobre aplicaciones computarizadas, en lugar de los principios básicos de la ingeniería. Los sistemas expertos deben ser usados para implementar las bases ingenieriles luego que estos sean completamente entendidos a la luz del problema prevaleciente.

La ingeniería del conocimiento, al igual que otras áreas de la inteligencia artificial, aparece ante la mayoría como un arte oscuro practicado solo por pocos elegidos. Esta apariencia resulta de una falta de procedimientos establecidos, tales como aquellos del software convencional, los cuales guían al área de los sistemas basados en el conocimiento. Sin embargo existen más similitudes que diferencias entre la ingeniería de software y la ingeniería del conocimiento.

### 3.5.3 EL CICLO DE SOFTWARE

El convencional ciclo de vida del software ha sido tradicionalmente descrito a través del *modelo Waterfall*. Este modelo de desarrollo de Software popularmente aceptado contiene las siguientes seis etapas:

1. **Análisis del problema:** En esta etapa, el problema es analizado para ser resuelto computacionalmente. Los costos y beneficios del sistema de software propuesto son determinados para asegurar si es que el desarrollo del sistema es justificado. Esto requiere ya sea una investigación de mercados si el producto es desarrollado para un mercado específico ó un examen con profundidad de los requerimientos del cliente para propósitos (ya sean externos ó internos) a fin de determinar la efectividad del costo del sistema.
2. **Especificación de Requerimientos:** Basado sobre el análisis hecho durante la etapa previa, un documento de especificación es generado, en el cual describe todas las metas deseadas y características del sistema propuesto. Este documento de especificación de requerimientos deberá describir claramente los objetivos del sistema, lo que esperan los usuarios del sistema, el ambiente computacional y algunas restricciones que pueden afectar el éxito del esfuerzo de desarrollo ó el sistema final por si mismo.
3. **Diseño:** El diseño es una etapa crítica dentro del ciclo de vida. Un sistema apropiadamente diseñado será relativamente fácil de implementar, probar, verificar y mantener. Adicionalmente, un sistema bien diseñado responde a los requerimientos detallados dentro en la especificación y por lo tanto a sus usuarios finales. El diseño está relacionado con la elección de herramientas (es decir, el software y hardware), la *interfase de usuario*, la estructura del código y la composición de un equipo de desarrollo cuyos talentos y personalidades deben mezclarse apropiadamente. La etapa de diseño se subdivide en *diseño preliminar* y *diseño detallado*. El diseño preliminar determina una estructura arquitectónica de alto nivel para el software. Esta incluye un diagrama de flujo de datos, una carta estructural (jerárquica), y posiblemente, la determinación del lenguaje de programación. El diseño detallado, por otro lado, especifica los detalles de bajo nivel en la cual se incluyen los diagramas de flujo de los diversos módulos definidos en la carta estructural y las estructuras de datos a ser usadas.
4. **Implementación:** Esta etapa implica escribir y depurar el código para cada módulo, integrar los diferentes módulos en un sistema unificado y interfasear el sistema a

cualesquiera componentes externos. (Por ejemplo, una base de datos). Un apropiado diseño minimiza la depuración.

5. **Prueba:** La prueba asegura que el software reúne la especificación y otorga la solución mas apropiada al problema. Este paso implica comparar el sistema con sus especificaciones y probar la operación del sistema, ya sea simulado o en ambiente real.
  
6. **Mantenimiento:** El mantenimiento incluye la eliminación de errores no descubiertos durante las etapas de implementación y prueba, mejoramientos al software y/o modificaciones debido al cambio natural del problema. Esta es la etapa del ciclo mas costoso, requiriendo del esfuerzo un porcentaje comprendido entre el 30 al 80 % (Shoorman,1983)

La ventaja del método *Waterfall* es clara: la metodología paso a paso desde su concepción hasta su desarrollo y implementación. Esto fomenta un enfoque organizado y

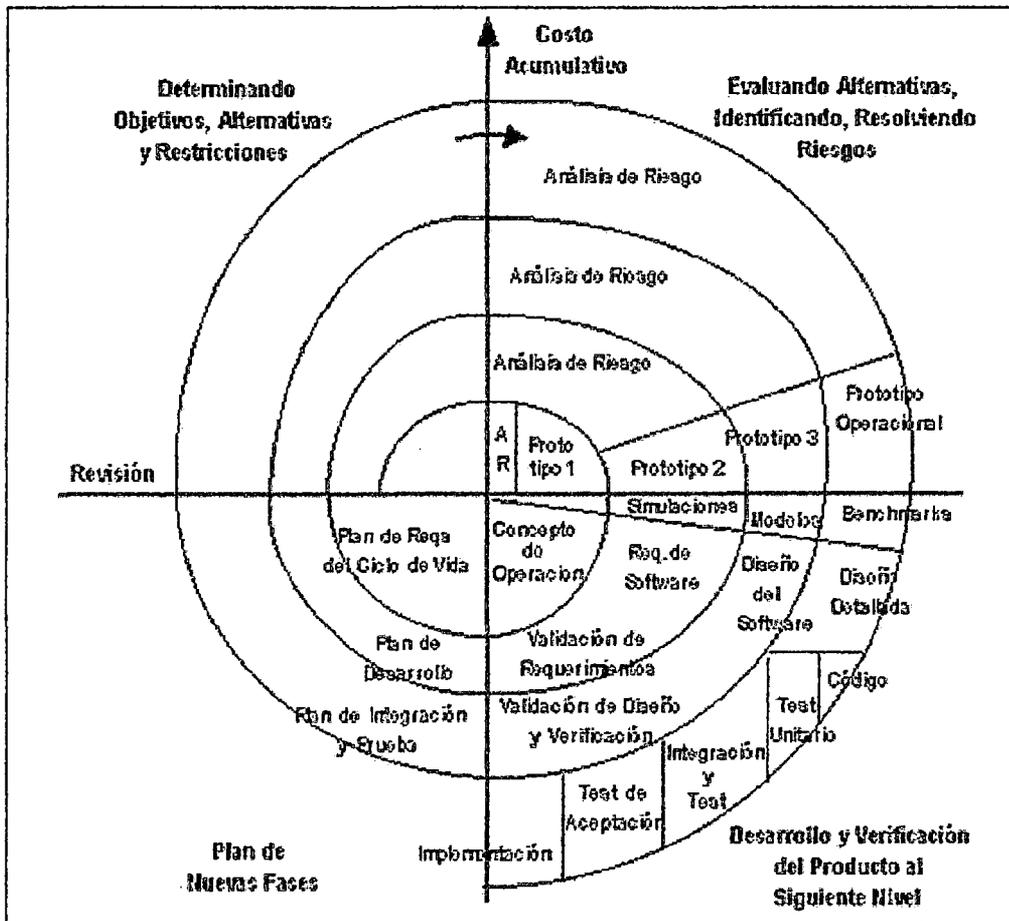


Fig. 3.37 Modelo de desarrollo de software de la espiral de Boehm

metódico. Su desventaja, si embargo es su naturaleza seria.

Un segundo método popular es el modelo de *Espiral de Boehm* (Boehm,1988). Este modelo combina las mejores características del ciclo de vida Waterfall, la idea de prototipar y el concepto del análisis de riesgo. En este modelo la dimensión radial presenta los costos acumulados en que se incurren al desarrollar los pasos, mientras la dimensión angular representa el progreso al completar un ciclo particular. Cada ciclo consiste de:

1. **Identificación:** se determinan los objetivos de este ciclo, las diferentes alternativas que pueden ser usadas para lograr los objetivos así como las restricciones existentes sobre estas alternativas.
2. **Evaluación:** Se examinan los diversos objetivos y restricciones impuestas sobre las alternativas para descubrir algunas incertidumbres y riesgos implicados.
3. **Formulación:** Se desarrolla una estrategia que resuelve las incertidumbres y riesgos. Esto puede significar administrar cuestionarios, cuestionar, crear simulaciones y/o prototipar.
4. **Aseguramiento:** Se evalúa que se ha hecho para determinar los riesgos restantes, esto determina si el desarrollo estacionario debería continuar e la componente actual o si el siguiente componente o paso de desarrollo sería examinado.

Este modelo da una visión extremadamente realista de como la mayoría de sistemas de software a gran escala deben ser desarrollados. Esta se construye sobre el fundamento de paso a paso del modelo Waterfall por a: (a) imponiendo un proceso iterativo que refleje lo que ocurre durante el desarrollo del software y (b) identificando, evaluando y reduciendo riesgos en cada etapa del desarrollo. Modelos adicionales han sido desarrollados, como los de **Summerville** (1982), **Shooman** (1983), **Marco**(1987) y **Jones** (1990). Algunos son muy simples, mientras otros son extremadamente complejos

## **3.6 SISTEMAS BASADOS EN REGLAS DE PRODUCCIÓN**

### **3.6.1 INTRODUCCIÓN**

Afirmar que el comportamiento inteligente esta gobernado por reglas es probablemente un axioma de la inteligencia artificial y la psicología moderna. Las personas tendemos a asociar inteligencia con las regularidades en el comportamiento, explicándolo a

menudo, apelando a tales regularidades. Tomemos el ejemplo de cuando hablamos nuestro idioma nativo, nosotros nos comportamos como si tuviésemos un completo conocimiento de las reglas del español, aunque claro, no lo tenemos.

El punto es que el comportamiento inteligente, tal como usar apropiadamente un idioma, se ejecuta de tal modo que se respetan las reglas, aun cuando los agentes de la inteligencia no conozcan las reglas con precisión. En la inteligencia artificial, las reglas juegan un papel bastante más directo en la producción del comportamiento. Decimos que un agente se comporta de la forma en que lo hace, debido a que él posee una representación de reglas relevantes para la generación del comportamiento en cuestión. Durante los últimos 15 años, los partidarios de los métodos conectivistas se han inclinado por el uso de las redes neuronales para modelar el comportamiento. Tales redes evitan la codificación explícita de las reglas a favor de una representación más distribuida del conocimiento en términos de fuerzas de asociación entre los nodos conectados. Por lo tanto, los párrafos anteriores son algo controversiales, aunque al momento las investigaciones de modelos conectivistas para solucionar problemas, están menos avanzados que los enfoques basados en reglas

Las reglas de la producción son un formalismo, del cual ya se vió algo de su uso en la teoría de autómatas, gramáticas formales, y en el diseño de lenguajes de programación, antes de que fuera puesto al servicio del modelamiento psicológico (Newell y Simon, 1972) y de los sistemas expertos (Buchanan y Feigenbaum, 1978). En la literatura de los sistemas expertos, ellas son llamadas algunas veces reglas de condición-acción o reglas de situación-acción. Esto es debido a que son usualmente usados para codificar asociaciones empíricas entre patrones de datos presentes en el sistema y acciones que el sistema podría ejecutar como una consecuencia. Por lo tanto, las reglas de producción sirven precisamente para la función que se discutió anteriormente: ellas se entienden como las reglas generadoras de comportamiento. Dando algún conjunto de entradas (interpretadas de un modo particular) se determinará cual será la salida. En las aplicaciones de sistemas expertos, tales reglas normalmente determinan como la estructura de símbolos que represente el estado actual del problema debe ser manipulado afín de llegar a la representación más cercana a una solución.

### 3.6.2 SISTEMAS CANÓNICOS

Las producciones son realmente reglas gramaticales para manipular cadenas de símbolos, algunas veces llamadas reglas reescribibles. Post (1943) estudió las propiedades

de los sistemas basados en reglas de producción, a los cuales él llamó sistemas canónicos. Un sistema canónico es un tipo de sistema formal basado en:

- Un alfabeto **A** para hacer cadenas;
- Algunas cadenas que se toman como axiomas; y
- Un conjunto de producciones de la forma:

$$\alpha_1 \$_1 \dots \alpha_m \$_m \rightarrow \beta_1 \$'_1 \dots \beta_n \$'_n$$

donde:

- cada  $\alpha_i$  y  $\beta_i$  es una cadena fija.
- $\alpha_1$  y  $\alpha_m$  son a veces nulos.
- algunos o todos los  $\alpha_i$  o  $\beta_i$  pueden ser nulos.
- cada  $\$_i$  es una cadena variable que puede ser nula.
- cada  $\$_i$  es reemplazada por un cierto  $\$'_i$ .

La definición de un sistema canónico es mejor entendido con la ayuda de un ejemplo:

Sea **A** el alfabeto **{a, b, c}** y sean los axiomas

**a, b, c, aa, bb, cc.**

Entonces las producciones siguientes generan todos y sólo los palíndromos basados en este alfabeto, comenzando a partir de los axiomas.

(P1)  $\$ \rightarrow a\$a$

(P2)  $\$ \rightarrow b\$b$

(P3)  $\$ \rightarrow c\$c$ .

Además, en este caso se puede reconstruir las reglas de aplicación que deben de haber dado lugar a un palíndromo particular. Así los **bacab** deben de haber sido generados aplicando **P1** al axioma **c** y luego aplicando **P2** al resultado. En otras palabras, dado **c** como un axioma, se puede derivar **aca** como un teorema, y agregarlo a los axiomas. A partir de **aca**, se puede derivar **bacab**. Hay que notar que éste conjunto de producciones no es *conmutativo*, es decir, si se aplican las mismas reglas comenzando con un ingreso particular

pero en un orden diferente, se obtendrá un resultado diferente. Aplicando **P2** y luego **P1** a **c**, se obtiene **abcba**.

Los sistemas canónicos pueden parecer quizás triviales a primera vista; todo lo que hacen ellos es volver a escribir una cadena de símbolos en otro. Pero hay sentido cuando todos los cálculos de lógica y matemática son sólo conjuntos de reglas que nos dicen cómo manipular los símbolos. Es fácil olvidarse de esto, porque los símbolos de lógica y aritmética tienen a menudo algún significado para nosotros, diferentes de las cadenas, tal como **abcba**.

Resulta que cualquier sistema formal puede ser realizado como un sistema canónico. Hay una condición trivial que dice que un sistema puede necesitar ayuda por sí mismo de las letras de un alfabeto auxiliar para usar un tipo de puntuación en pruebas complejas. Así la habilidad de examinar una cadena de símbolos, analizarlo y reestructurarlo (quizás agregando y eliminando símbolos) es toda la maquinaria que se requiere para verificar pruebas en algún sistema formal o llevar a cabo cualquier procedimiento efectivo.

### 3.6.3 EL SIGNIFICADO DE LAS PRODUCCIONES

Dado una regla de la producción de la forma

$$\alpha_1\$_1 \dots \alpha_m\$_m \rightarrow \beta_1\$'_1 \dots \beta_n\$'_n$$

$\alpha_1\$_1 \dots \alpha_m\$_m$  es a veces llamado el **antecedente** de la regla y  $\beta_1\$'_1 \dots \beta_n\$'_n$  el **consecuente**, por analogía con las expresiones condicionales de la lógica proposicional. El operador condicional, normalmente escrito como ' $\supset$ ', es denotado en expresiones de la forma

$$p \supset q$$

la cual tiene la interpretación, '**si  $p$  entonces  $q$** ', como en '**si usted sale a la calle un día lluvioso, entonces se mojará**'.

Sin embargo, no es una idea buena confundir ' $\rightarrow$ ' con ' $\supset$ ', debido al sabor imperativo o permisivo de ' $\rightarrow$ '. Esto le está diciendo que haga algo, o que puede hacer algo, en lugar de lo que lógicamente sigue. En otras palabras, una regla de la forma  $X \rightarrow Y$  le dice que usted puede escribir, generar o producir el consecuente **Y**, dado el antecedente **X**. Esto no dice que, dado **X**, una consecuencia ineludible es **Y**, como con el ejemplo del '**día lluvioso**'.

Las reglas reescribibles son llamadas "producciones" en la teoría lingüística, porque una regla como:

$$S \rightarrow NP+VP$$

tiene la interpretación: "una manera de producir una sentencia es tomar un nombre de frase y agregarle un verbo de frase a esta".

### 3.6.4 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN PARA LA RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA

Las reglas de producción al servicio de los sistemas expertos difieren de las producciones como reglas reescribibles en ciertos aspectos superficiales, pero los principios fundamentales y las propiedades formales permanecen iguales. Por ejemplo, nosotros no estamos interesados en la gramática de la estructura de símbolos *per se*, como si lo estuvimos con el ejemplo del palíndromo. Más bien estamos interesados en tomar una representación de algún problema y transformarlo hasta que satisfaga algún criterio que diga: "Ésta es una solución al problema".

#### 3.6.4.1 LA SINTAXIS DE LAS REGLAS

Hoy en día, las reglas de producción son usualmente implementadas como reglas que manipulan estructuras de símbolos como listas de vectores, en lugar de cadenas de símbolos. Esto es principalmente debido a la influencia de lenguajes tales como el **LISP** y las estructuras de los datos que ellos proporcionan. (Las primeras aplicaciones usaron el lenguaje de manipulación de cadenas **SNOBOL** por sus capacidades de *matcheo de patrones*)

Por lo tanto, el alfabeto de sistemas canónicos es reemplazado por un vocabulario de símbolos o átomos, y una gramática bastante simple para formar las estructuras de símbolos. El vocabulario normalmente consiste en tres conjuntos:

- Un conjunto **N** de nombres de objetos en el dominio;
- Un conjunto **P** de nombres de propiedad que proveen de atributos a los objetos; y
- Un conjunto **V** de valores que estos atributos pueden tomar.

En la práctica, **N** y **V** se pueden sobreponer.

La gramática típicamente usada es la de ternas **objeto-atributo-valor**. Si  $v \in N$ ,  $\pi \in P$ , y  $\omega \in V$ , entonces  $(v, \pi, \omega)$  es una terna; por ejemplo:

**(organismo-1, morfología, varilla)**

Representa que un organismo particular tiene un aspecto parecido a una varilla. Esta sintaxis es a menudo generalizada, de modo que en lugar de tener un número de ternas para algún objeto  $v$  para representar los variados pares de **atributo-valor**

$$(\pi_1, \omega_1), \dots, (\pi_n, \omega_n)$$

asociado con  $n$ , lo combinamos en un vector de la forma

$$(v, \pi_1, \omega_1, \dots, \pi_n, \omega_n).$$

En **CLIPS**, el hecho que un organismo particular tenga una morfología de varilla y crezca en el aire se representaría por el vector.

**(organismo-1 (morfología varilla) (aerobicidad aeróbica)).**

Nosotros usaremos esta sintaxis adelante, cuando veamos al Shell **CLIPS** en más detalle. Una vez que tenemos un vocabulario de símbolos y una gramática para generar estructura de símbolos, podemos codificar el estado inicial de algún problema en el cual estemos interesados. Esta representación corresponde a los axiomas de un sistema canónico; éstas son las estructuras del símbolo que nosotros vamos progresivamente a reescribir en una serie de reglas de aplicación. Finalmente, llegamos a las mismas reglas. Éstos ya no largas manipulaciones de cadenas de reglas, como en el ejemplo del palíndromo, sino reglas cuyos antecedentes se *matchean* contra las estructuras de símbolos y cuyos consecuentes contienen operadores especiales que manipulan la estructura de símbolos.

Un **sistema de producción** consiste de un conjunto de reglas (a veces llamado **memoria de producción**), un **interprete de reglas** que decide cuándo aplicar tales reglas, y una **memoria activa** que mantiene los datos, el establecimiento de metas y resultados intermedios que "maquillan" el estado actual del problema. La memoria activa es la estructura central de datos que es examinada y modificada por las producciones. Las reglas son disparadas por estos datos, y el intérprete de la reglas controla la activación y selección de reglas en cada ciclo.

Esquemáticamente, las reglas en un sistema de producción tienen la forma general:

$P_1, \dots, P_m \rightarrow Q_1, \dots, Q_n$

con la lectura

si las *premisas*  $P_1$  y ... y  $P_m$  son verdaderas,  
**entonces** se ejecutan las *acciones*  $Q_1$  y ... y  $Q_n$ .

Las premisas son veces llamadas “**condiciones**”, y las acciones “**conclusiones**”, desde que un tipo de acción se concluye, si ciertas condiciones son reunidas. Esto es, si una proposición particular es verdad o probable. Otro detalle de la terminología es que la premisa a veces es llama el “**lado izquierdo**” de la regla, mientras la acción es llamada el “**lado derecho**”, por razones obvias.

Las premisas normalmente son representadas por vectores objeto-atributo-valor tales como

**(organismo-1 (morfología varilla) (aerobicidad aeróbico)).**

el cual establece que un organismo particular tiene forma de varilla y crece en el aire. Uno puede imaginar una regla que incluye esta condición, por ejemplo la regla dada en el siguiente ejemplo.

```
(defrule diagnostico
  (paciente (nombre José) (organismo organismo-1))
  (organismo (nombre organismo-1) (morfología varilla) (aerobicidad aerobica) )
=>
  (assert
    (organismo
      (nombre organismo-1)
      (identificación enterobacteriaceae)
      (confianza 0.8))
  )
```

Esta regla está en la sintaxis del lenguaje de programación **CLIPS** donde las reglas tienen la forma general

**(defrule <nombre-regla >**  
**<premisa<sub>1</sub>>**

```

...
<premisam>
=>
<accion1>
...
<accionn>

```

Las premisas son patrones que matchearan a los vectores de la memoria activa. Acciones, como (**assert** ...) en el ejemplo anterior, **modifican** la memoria activa; por ejemplo:

```

(assert
  (organismo
    (nombre organismo-1)
    (identificación e-coli)
    (confianza 0.8))
)

```

añade el nuevo vector

**(organismo (nombre organismo-1) (identificación e-coli) (confianza 0.8))**

a la memoria activa.

Por lo tanto, nuestra regla del diagnóstico significa que: si un paciente en particular es asociado con un organismo particular que tiene ciertas propiedades, entonces podemos aventurarnos a conjeturar qué tipo de organismo es este. Ésta no es una regla muy general, dado que sólo se aplica al paciente **José** y al **organismo-1**. Probablemente no hay nada especial en José como para que él requiera su propia regla de la producción. Lo más probable es que nosotros queramos hacer una sentencia que se aplique a cualquier paciente y a cualquier organismo. El nombre del campo del vector paciente que no se necesita, incluso aparece en tal regla. El deseo de hacer expresiones generales requiere que se introduzcan variables, las cuales no denotan un objeto o un valor en particular, pero pueden verse como “contenedores” que matchearán contra valores confiables y los limitará.

En la regla mostrada del siguiente ejemplo:

(defrule diagnostico

```

(paciente (nombre ?pat) (organismo ?org))
(organismo ((nombre ?org) (morphologia varilla) (aerobicidad aerobica) )
=>
(assert
  (organismo
    (nombre ?org)
    (identificación enterobacteriaceae)
    (confianza 0.8))
)

```

las variables son los símbolos precedidos por la carácter de pregunta “?”. Note que la variable **?pat** no aparece en la conclusión de la regla, y por lo tanto el uso del campo "nombre" en la premisa es realmente redundante. Como uno podría esperar, todas las ocurrencias de una variable dada en las premisas deben ser instanciadas al mismo valor cuando la regla es interpretada.

### 3.6.4.2 LA MEMORIA DE TRABAJO

La función básica de la memoria de trabajo (WM) es contener los datos en forma de vectores **objeto-atributo-valor**. Estos datos son usados por el intérprete para activar las reglas, en el sentido que la presencia o ausencia de elementos dato en la memoria activa "dispararán" algunas reglas satisfaciendo los patrones en sus premisas. Un ejemplo aclarará esto:

Si la memoria activa contiene los vectores siguientes

```


(paciente (nombre Juan) (edad 40) (organismo organismo-1))  

(organismo (nombre organismo-1) (morfología varilla) (aerobicidad aeróbico))


```

entonces en el próximo ciclo el intérprete verá qué reglas en la memoria de la producción tiene condiciones que son capaces de ser satisfechas. Si una condición no contiene ninguna variable, entonces está es satisfecha sólo en caso de que una expresión idéntica esté presente en la memoria activa. Si una condición contiene uno o más variables, eso es, si es un patrón, entonces esta es satisfecha sólo en caso de que allí exista una expresión en la memoria activa con un par atributo-valor que lo empareje de la forma que sea consistente con la forma en la cual otras condiciones en la misma regla hallan sido emparejadas.

En el caso más simple, un emparejamiento es simplemente una asignación de constantes a las variables que, si se aplica una sustitución, haría el patrón idéntico a esa parte de la expresión contra la cual se emparejó.

Así,

**(paciente (nombre Juan) (edad 40) (organismo organismo-1))**

satisface la premisa

**(paciente (nombre ?pat) (organismo ?org) )**

con la sustitución: Juan para ?pat y organismo-1 para ?org.

Hay que notar que se puede ignorar los pares atributo-valor, como (Edad 40), que no se menciona en la premisa. La otra premisa también está satisfecha por otros vectores sin la ayuda del patrón de emparejamiento, así

**(organismo  
    (nombre organismo-1)  
    (identidad enterobacteriaceae)  
    (confianza 0.8))**

se agrega a la memoria activa.

Desde que el valor de ?pat no es importante para la conclusión, nosotros podríamos haber usado un simple "?" en su lugar, el cual empareja sin crear una variable de vínculo. "?" es simplemente un valor que empareja algo. O, como se notó anteriormente, nosotros podríamos omitir el campo del nombre en la premisa paciente, desde que

**(paciente (nombre Juan) (organismo organismo-1))**

también satisface la premisa más simple

**(paciente (organismo ?org) ).**

Examinemos el conjunto de reglas en CLIPS, junto con una memoria activa inicial llena de vectores.

:: PLANTILLAS

:: Una "meta" es un vector con cuatro propiedades:

:: una acción a ser realizada

:: un objeto sobre la cual la acción debe realizarse

:: una ubicación que usted inicie

:: una ubicación hacia la que usted se mueve.

(deftemplate meta

  (campo acción (type SYMBOL))

  (campo objeto (type SYMBOL))

  (campo desde (type SYMBOL))

  (campo hacia (type SYMBOL))

:: "en" registra cuando un objeto está en una ubicación

(deftemplate en

  (campo objeto (type SYMBOL))

  (campo ubicación (type SYMBOL))

)

:: HECHOS

:: "deffacts" es una función que introduce un grupo de definiciones en la memoria ;;  
activa siempre que el sistema sea restablecido (reinicializado).

:: Aquí, el estado inicial de la palabra es un robot en la habitación A una caja en la ;;  
habitación B, y la meta ;:empujar la caja hacia la habitación A.

(deffacts mundo

  (en (objeto robot) (ubicación cuartoA)

  (en (objeto caja) (ubicación cuartoB))

  (meta (acción empujar) (objeto caja) (desde cuartoB) (hacia  
cuartoA) )

)

:: REGLAS

:: Esta regla dice "detente cuando una meta se ha logrado".'

```

(defrule parar
  (meta (objeto ?X) (hacia ?Y)
  (en (objeto ?X) (ubicación ?Y)
    =>
  (halt)
)

```

:: Si el robot no está en la ubicación dónde está el objeto, entonces mover el robot ;; hacia esa ubicación.

```

(defrule mover
  (meta (objeto ?X (desde ?Y))
  (en (objeto ?X) (ubicación? Y))
  ?robot-posicion <- (en (objeto robot) (ubicación? Z& ~? y))
    =>
  (modify ?robot-posicion (ubicación? Y)
)

```

:: Si el robot está en el lugar correcto, entonces mover el robot y el objeto hacia  
 :: la ubicación de destino.

```

(defrule empujar
  (meta (objeto?X (desde ?Y) (hacia ?Z)
  ?objeto-posicion <- (en (objeto ?X) (ubicacion ?Y))
  ?robot-posicion <- (en (objeto robot) (ubicacion? Y))
    =>
  (modify ?robot-position (ubicación ?Z))
  (modify ?objeto-position (ubicación? Z))
)

```

El programa siguiente consiste en tres tipos de definiciones:

- Definiciones, o plantillas que dicen qué vectores de la memoria activos deben parecer como;
- Definición de hechos que proporcionan el estado inicial del problema;
- Reglas de producción, que describen cómo transformar el estado del problema.

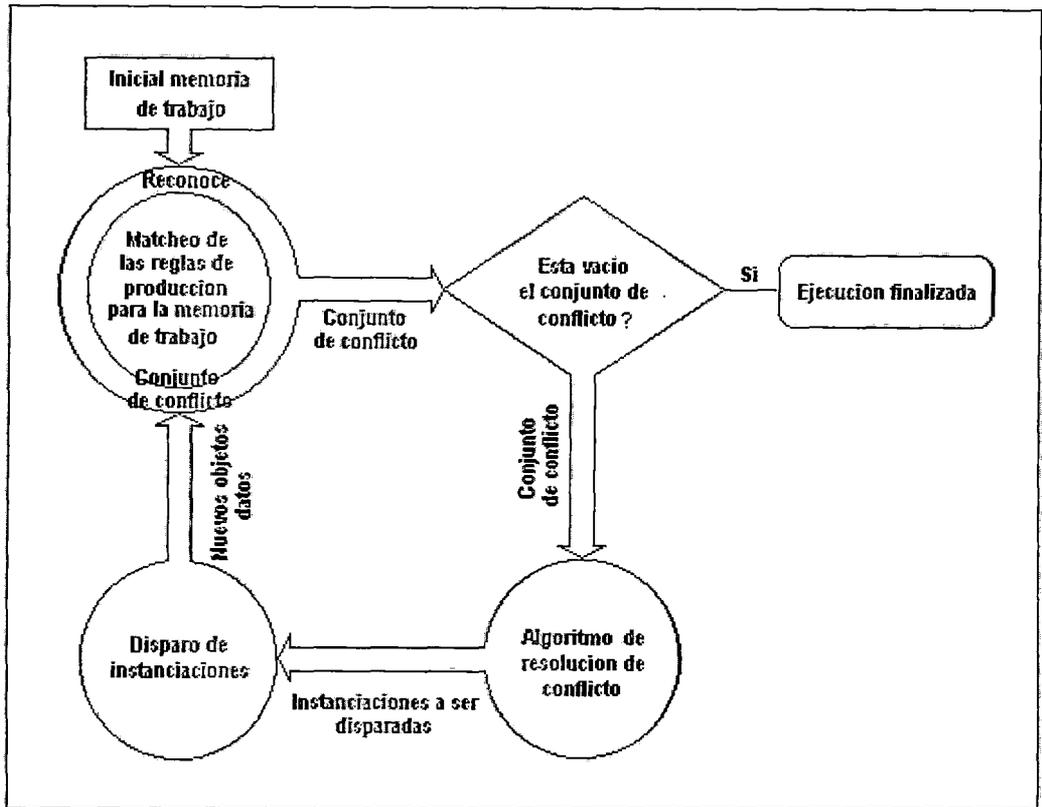


Fig. 3.38 Ciclo de acto reconocido para el Shell CLIPS

Las líneas precedidas por ";" son comentarios. Éste es un programa completo en CLIPS que correrá bajo CLIPS 6.3. Se necesita especificar una estrategia de resolución de conflictos en particular, porque la estrategia por defecto trabajará para este ejemplo.

- Tipee esto cuidadosamente y trate de ejecutarlo!
- Todos que usted tiene que hacer es:
- Cargue el programa en CLIPS
- Tipee (reset)
- Luego tipee (run).

### 3.6.5 CONTROLANDO EL COMPORTAMIENTO DEL INTERPRETADOR

El intérprete para un conjunto de reglas de producción puede ser descrito en términos del ciclo de acto reconocido, el cual consiste de la siguiente secuencia de pasos:

- 1) Matchear los patrones de las premisas de las reglas contra los elementos en la memoria de debajo.
- 2) Si hay mas de una regla que podría disparar, luego seleccione una para aplicar este paso es llamada **resolución de conflicto**.

- 3) Aplicar la regla, quizás añadiendo un nuevo ítem a la memoria de trabajo o eliminado uno antiguo, y luego ir al paso (1).

Usualmente, un elemento inicial "start-up" es insertado dentro de la memoria de trabajo al inicio de la computación para conseguir que ande el ciclo. En CLIPS, este elemento "start-up" es el vector

**(initial-fact).**

La computación se detiene si hay un ciclo en la cual no hay reglas que se activen, o si la acción de una regla disparada contiene un comando explícito para salir. En el paso (2), el sistema tiene un conjunto de pares consistente de reglas y las variables ligadas del matcheo de patrones, estos pares son llamados instanciaciones. La resolución de conflictos corresponde al sistema. Por supuesto, es posible designar un conjunto de reglas tal que , para todas las configuraciones de datos, solo una regla es aun elegible para disparar. Tales conjuntos de reglas son llamados determinísticos. Esto es, usted puede determinar siempre la regla "derecha" a disparar en cualquier punto en la computación. La mayoría de los conjuntos de reglas en cual estamos interesados desde el punto de vista de los sistemas expertos serán no-determinísticas, esto es, ellos pueden a menudo ser mas que una pieza de conocimiento que podría aplicarse a cualquier tiempo dado.

Controlar el comportamiento de los sistemas basados en reglas puede afectar problema no triviales. Hay dos enfoques generales para esto: control global y control local. El control global a ser independiente del dominio , en que la estrategia empleada no usa el domino del conocimiento a cualquier extensión significativa. Todas las estrategias de control son ejemplos de control global, dado que ellos se aplican en todas las aplicaciones. Tales estrategias son usualmente "codificado duro" dentro del interpretador, tal como en **CLIPS**, y por lo tanto difícil para que los programadores lo cambien. El control local a ser dependiente del dominio, eso evita reglas especiales son requeridas las cuales usa conocimiento del dominio para razonar acerca del control. Tales reglas son llamadas algunas veces meta-reglas, debido a que ellos razonan acerca del cual (a nivel de objetos) regla a disparar, en lugar que razonar acerca de objetos o relaciones en el dominio. Las técnicas locales son usualmente llamados "codificado-suave" dado que el programador puede escribir reglas explícitas para crear efectos particulares, tal como en **MYCIN**.

#### **3.6.5.1 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS.**

La agenda es la lista de todas las reglas que tienen sus condiciones satisfechas (y que no se han ejecutado todavía). Cada módulo tiene su propia agenda. La agenda actúa

similar a una pila (la regla en el tope de la agenda es la primera en ser ejecutada). Cuando una regla se activa recientemente, su posicionamiento en la agenda esta basado (en el orden) en los factores siguientes:

- 1) Las reglas activadas recientemente son colocadas sobre todas las reglas de más baja saliencia y por debajo de todas las reglas de saliencia más alto.
- 2) Entre las reglas de igual saliencia, la actual estrategia de resolución de conflictos se usa para determinar la colocación entre las otras reglas de igual saliencia.
- 3) Si una regla es activada (junto con varias reglas) por la misma aserción o retractación de un hecho, y pasos a y b son incapaces de especificar una clasificación, entonces la regla es arbitrariamente (no al azar) ordenadas en relación a otras reglas con las cuales esta fue activado. Note, en este respeto, el orden en que se definen las reglas tiene un efecto arbitrario en la resolución del conflicto (la cual es altamente dependiente sobre la actual implementación de reglas). No depende sobre esta clasificación arbitraria para la ejecución apropiada de sus reglas.

**CLIPS**, proporciona siete estrategias de resolución de conflictos: profundidad, anchura, simplicidad, complejidad, **LEX**, **MEA**, y aleatorio. La estrategia predefinida es la profundidad. La estrategia actual puede ponerse usando el comando **set-strategy** (la cual reordenará la agenda basada en la nueva estrategia).

**1. Estrategia de PROFUNDIDAD.** Este es una estrategia reciente que coloca las reglas activadas por datos nuevos encima de las reglas de la misma saliencia activadas por datos antiguos en la memoria de trabajo. Es así llamado porque tiende a promover una búsqueda primera a profundidad en el espacio del problema, en la cual los datos derivados de la aplicación de la ultima regla establece una buena oportunidad para dispara la siguiente regla. Este es la estrategia por defecto en **CLIPS 6.1**.

**2. Estrategia de ANCHURA.** Las reglas activadas por los datos nuevos son colocados debajo de todas las reglas de la misma saliencia en la agenda. Esto tiende a promover una primera búsqueda a lo ancho del espacio del problema. Dado que todos las reglas que se puedan disparar a una etapa dada de la resolución del problema, tenderá a disparar antes que los datos así derivadas activen las otras reglas.

**3. Estrategia de SIMPLICIDAD.** Este es específicamente una estrategia para sortear clases con saliencia, en la cual las reglas nuevamente activadas ( reglas activadas por nuevos datos) son colocadas encima de las activaciones de las reglas con la misma especificidad

mas alta. La especificidad es calculada, al calcular el número de pruebas que son desarrolladas en las condiciones de la regla.

**4. Estrategia de COMPLEJIDAD.** Es parecido a la simplicidad, excepto que las reglas son colocadas encima de las otras reglas con la misma o menor especificidad.

**5. Estrategia LEX.** Esta estrategia implica refracción, eliminando del juego de conflictos todas las instanciaciones que previamente han sido disparados. La reglas remanentes con una clase de saliencia son entonces sorteadas con respecto al reciente de los datos que matchean sus elementos de condición. Si dos instanciaciones tiene la misma rescencia, entonces el de ,mayor especificidad triunfa.

**6. Estrategia MEA.** Esta estrategia aplica la refracción, pero luego sortea las reglas dentro de una clase de saliencia con respecto a la rescencia del dato que matchea solo su primer elemento de condición. Si esto produce un claro ganador, la correspondiente regla es disparada, de otro modo, aplicamos las etapas de rescencia y especificidad de LEX.

**MEA** se establece para "análisis de los fines medios" , la cual es un temprana técnica de la **IA** para razonamiento hacia atrás. La idea es que la **MEA** debería ser usada en conjunción con señales de metas especiales n la memoria de trabajo las cuales guían el razonamiento y las cuales se matchean contra el primer elemento condición de las reglas seleccionadas. **LEX** y **MEA** fueron las únicas dos estrategias originalmente dadas por el inicial lenguaje **OPS5**. **LEX** es una buena estrategia de propósito general que mantiene la computación a lo largo de los datos recientemente derivadas. **MEA** es mas especializada y es a menudo usada en planeamiento y otras tareas constructivas, donde algún control adicional necesita ser ejercido.

### **3.7 ADQUISICIÓN DE CONOCIMIENTO**

#### **3.7.1 INTRODUCCIÓN**

Citemos la definición de "adquisición de conocimiento" de **Buchanan** como *la transferencia y transformación de potencial solución experta de problemas desde alguna fuente de conocimiento a un programa*. La adquisición de conocimiento es un término genérico, así como esta es neutral respecto a como es obtenida la transferencia de conocimiento. Por ejemplo, esta podría ser obtenida por un programa de computadora que aprenda a asociar un conjunto de síntomas con categorías de diagnóstico, procesando una gran cantidad de datos. Por otro lado, el término "obtención del conocimiento" con

frecuencia implica que la transferencia es completada con una serie de entrevistas entre un experto del dominio y un ingeniero del conocimiento, quien luego escribe un programa de cómputo representando el conocimiento (ó consigue a alguien que lo escriba). Sin embargo el término también puede aplicarse a la interacción entre un experto y un programa cuyo propósito sea:

- Obtener conocimiento de expertos de un modo sistemático, por ejemplo presentándolos como problemas ejemplo y obtención de soluciones
- Almacenar el conocimiento así obtenido, en alguna representación intermedia y
- Compilar el conocimiento desde la representación intermedia a una forma ejecutable tal como las reglas de producción

El uso de tales programas es ventajoso pues es menos laborioso y porque completa la transferencia de conocimiento desde el experto a un prototipo en un solo paso.

### **3.7.2 ANÁLISIS TEÓRICO DE LA ADQUISICIÓN DE CONOCIMIENTOS**

Como se mencionó anteriormente, estas entrevistas de obtención del conocimiento, generan entre dos y cinco reglas 'reglas de producción equivalentes' por día. Las razones por la que la productividad es tan pobre incluyen

- La naturaleza técnica de campos especializados requiere que el ingeniero del conocimiento, no especializada, aprenda algo acerca del dominio antes que la comunicación sea productiva.
- El hecho que los expertos tiendan a pensar menos en términos de principios generales y más en términos de objetos típicos y eventos que comúnmente ocurran; y
- La búsqueda de una buena notación para expresar el dominio del conocimiento, y un buen marco para acomodarlo todo junto, por sí mismo es un problema difícil, aún antes de que uno consiga representar el conocimiento en un computador.

Como en cualquier tarea difícil, es beneficioso tratar de descomponer el proceso de descomposición de conocimientos en subtareas que son más fáciles de entender y manejar.

#### **3.7.2.1 ETAPAS DE LA ADQUISICIÓN DE CONOCIMIENTO**

**Buchanan** (1983) ofrece un análisis de adquisición de conocimiento en términos de

un modelo de procesos de cómo construir un sistema experto:

- 1) **Identificación.** Identificar la clase de problemas que el problema espera resolver, incluyendo datos con los que el sistema trabajará y el criterio que las soluciones deben reunir, identificar los recursos disponibles para el proyecto en términos de experto, poder del hombre, contracción de tiempos, facilidades de cómputo y dinero.
- 2) **Conceptualización.** Descubrir los conceptos claves y relaciones entre ellos. Esto debe incluir una caracterización de los diferentes tipos de datos, el flujo de la información y la estructura del dominio, en términos de relaciones casuales, espacio-temporal o parte-enteras y así por el estilo.
- 3) **Formalización.** Trata de entender la naturaleza del espacio buscado y resultado, y el carácter de la búsqueda que tendrá que ser manejada . Muestras importantes que incluyen la certeza y complemento de la información, y otras contracciones frente a la

<b>CATEGORIA DE CONOCIMIENTO</b>	<b>ORGANIZACION</b>	<b>TIPOS DE CONOCIMIENTO</b>
<b>Estrategico</b>	<b>Estrategias</b>	<b>Planes, Meta - Reglas</b>
<b>Tareas</b>	<b>Tareas</b>	<b>Metas Terminos de Control Estructuras de tareas</b>
<b>Inferencia</b>	<b>Estructura de Inferencia</b>	<b>Fuente de conocimiento Meta - Clase Vision de Dominio</b>
<b>Dominio</b>	<b>Teoria del Dominio</b>	<b>Concepto Propiedad Relaciones</b>

interpretación lógica de datos, como el tiempo de dependencia, y la rehabilitación y consistencia de diferentes fuentes de datos.

- 4) **Implementación.** En llevar a formalizar los conocimientos en un programa ejecutable, uno está primordialmente referido ala especificación de control elegido mientras las decisiones se toman con las estructuras de datos y el grado de independencia entre diferentes módulos del programa.

- 5) **Prueba.** La evaluación de sistemas expertos está lejos de ser ciencia exacta, pero está claro que la tarea será más fácil si uno está apto a correr un programa en un largo y representativo ejemplos de casos de prueba. Fuentes comunes de error son reglas ya sea faltantes, incompletas o incorrectas, mientras competencias entre reglas relacionadas pueden causar molestias inesperadas.

Es un error empezar ya sea con un análisis conceptual particular o con una organización particular del conocimiento en la mente. Esto es porque uno sospecha que la forma en que uno representa conceptos para sí mismos y la forma en que organizamos nuestras ideas dependen de una importante extensión sobre nuestras necesidades y propósitos.

### 3.7.2.2 ANÁLISIS ONTOLÓGICO.

Otro análisis de nivel de conocimiento para solución de problemas expertos es llamado análisis ontológico (**Alexander et al., 1986**). Esta aproximación describe los sistemas en términos de entidades, relaciones entre ellos, y transformaciones entre entidades que ocurren durante la ejecución de algunas tareas. Los autores usan 3 categorías principales para estructurar el dominio del conocimiento:

- la ontología estática, que consiste en dominio de entidades, junto con sus propiedades y relaciones;
- la ontología dinámica, que define las etapas que ocurren en la solución de problemas, y la manera en que una etapa puede ser transformada en otra;
- la ontología epistémica que describe el conocimiento que guía y sintetiza las etapas de transformación.

Hay cierto obvio traslape aquí con los niveles de *conceptualización del conocimiento y análisis epistemológico* de los marcos de trabajo de **Wielinga y Breuker**. Sin embargo hay menos correspondencia con niveles inferiores, como los análisis *lógico y de implementación*. El análisis ontológico asume que el problema bajo estudio puede reducirse a la búsqueda de un problema, pero no se centra en el método de búsqueda; podemos ver la aplicación de esta aproximación en el sistema **OPAL**.

Estos análisis pueden parecer algo abstractos, pero tienen valor porque ayudan a estructurar una tarea mal estructurada. Cualquiera que haya querido obtener conocimiento de un experto sabe cuán difícil es encontrar un adecuado marco de trabajo alrededor del cual se organiza el conocimiento. Es frecuente que la gente diga “**usemos frames!**” o

“**usemos reglas!**”, como si eso cuidara todo el trabajo, cuando deberían diferir la elección del vehículo de implementación hasta que entiendan la naturaleza del conocimiento y las inferencias claves que deben trazarse para resolver los problemas.

### 3.7.3 MÉTODOS DE ADQUISICIÓN DE CONOCIMIENTOS

Habiendo la teoría base de la adquisición del conocimiento ya algunas herramientas, continuamos este capítulo en dos casos más de estudios que forman un interesante contraste. Uno involucra adquisición del conocimiento para atacar un sistema de encendido en una compañía de teléfonos, y el otro involucra regímenes de tratamiento terapéutico para pacientes con cáncer.

Los dos proyectos parten de la aplicación del conocimiento en diferentes caminos, ampliamente como consecuencia de ambos, la tarea manual y el camino en que la tarea es aproximada.

#### 3.7.3.1 ELICITACIÓN DE CONOCIMIENTO POR ENTREVISTAS EN COMPASS

Una compañía de teléfonos ‘switch’ no es un simple proyecto, dado que es un sistema extremadamente complejo cuyos circuitos pueden ocupar una gran parte de un edificio. Las metas de mantenimiento de switch son minimizar el número de llamadas que tienen que ser resultado propio de la mala conexión y asegurar que faltas son reparadas rápidamente para mantener la redundancia del sistema. Las malas conexiones son causadas por alguna falla en la ruta eléctrica a través del switch que conectan las líneas telefónicas.

GTE **COMPASS** (Prerau, 1990) es un sistema experto que examina los mensajes de error derivados de las rutinas de pruebas propias de switch, las cuales buscan circuitos abiertos, cortos, tiempo de retardo en la operación de componentes. Las causas de un problema puntual puede sólo identificarse mirando una serie de mensajes y trayendo un importante experto para apoyo. COMPASS puede sugerir correr pruebas adicionales o el reemplazo de un componente particular, como un *relay* o *tarjeta de circuito*.

Personal de mantenimiento especializado que escaso, sin embargo esos errores fueron analizados, de manera que había un claro caso para tratar de capturar un experto en programas de cómputo. Dicho experto fue hallado y el conocimiento para atacar problemas fue obtenido a través de una serie de entrevistas. El experto describirá una solución heurística del problema, y la ingeniería del conocimientos lo formulará en una regla SI-ENTONCES, en inglés. Esta formalización fue luego examinada por el experto para ver si correspondía con su intuición y experiencia. Si no fuera este el caso, la ingeniería del conocimiento reformulará la regla hasta que sea capturable.

Estas reglas fueron fácilmente implementadas por una o más reglas de producción en el lenguaje KEE o un procedimiento LISP se juzgó apropiado. Las reglas inglesas fueron simuladas en un 'documento de conocimiento' que luego fue parte de la documentación del proyecto. Este documento contenía las reglas en forma ampliada que deletreaba o explicaba el pensamiento tras la regla. La simulación manual formó una parte importante del proceso de adquisición del conocimiento, porque se encontró que era más fácil de atacar el problema de las reglas con lápiz y papel y estar constantemente cambiándolas. En la primera etapa de desarrollo puede que no haya suficiente conocimiento formalizado para garantizar una implementación, o será el caso de reglas todavía en estado discusión. También puede ser el caso que los implementadores todavía no hayan captado el conocimiento obtenido.

De este modo el ciclo de adquisición de conocimiento empleado en COMPASS, tiene la siguiente forma:

- Obtención del conocimiento desde el experto.
- Documentar el conocimiento obtenido.

Pruebas al nuevo conocimiento como sigue:

- Tener al experto analizando el nuevo conjunto de datos
- Analizar los mismos datos en una simulación manual usando el conocimiento documentado.
- Comparar los resultados de la opinión del experto con la de la simulación manual.

Si el resultado difiere, entonces hallar las reglas o procedimientos. Que generan las discrepancias y retornar a (1) para obtener más conocimientos desde el experto, para resolver el problema, caso contrario salir del bucle o lazo.

Después del inicio de la implementación en prueba, el proyecto COMPASS, cambia a un ciclo que interpone implementación entre documentación y prueba. Prueba ahora involucra correr el programa con nuevos datos y comparar los resultados con los pronunciamientos del experto. La fase de comparación es ahora más complicada, porque en adición de errores conceptuales en la formulación de la regla, también hay un rango de posibles errores en la implementación desde pequeñas molestias a heurísticas incorrectas.

Prerau notó que la obtención del conocimiento progresó, los expertos se volvieron adeptos a presentar sus conocimientos en una forma cercana al formalismo de la regla, justo como la ingeniería del conocimiento adquiere más experiencia en el dominio. Este 'encuentro de cerebros' es un buen signo, y si no ocurriera alguna extensión, este sería

probablemente un mal signo para cualquier proyecto. El uso de la simulación manual como técnica de prueba probablemente facilite la comprensión de esta unión.

En 1990, COMPASS fue desplegada en las compañías telefónicas GTE, como apoyo al mantenimiento de una clase particular de sistema switching (cambiante) sirviendo un cuarto de millón de clientes. El éxito del sistema fue debido en no poca medida al cuidadoso proceso de obtención de conocimiento antes señalado. También los arquitectos del sistema tomaron en cuenta el problema de adquisición de conocimiento, cuando se seleccionaba el dominio; esto es, ellos eligieron una aplicación para la que sabían que el experto estaba disponible y reconocido como valor.

### **3.7.3.2 AUTOMATIZANDO LA ELICITACIÓN EN OPAL.**

El proyecto COMPASS es un buen ejemplo de un método convencional de adquisición de conocimiento, aquel de las entrevistas estructuradas, documentación meticulosa y bien ejecutada. Este tipo de metodología tiene sus raíces en el análisis de protocolo de Newell y Simon. En esta sección vimos un proyecto llamado **OPAL**, que parte de esta práctica establecida, a 2 importantes aspectos.

- Prueba automatizar parte del proceso de obtención, extrayendo el conocimiento de los expertos durante una sesión interactiva con un programa de computación.
- Prueba usar estrategias de adquisición de conocimiento que fueron guiados por conocimiento del dominio.

Vimos que TEIRESIAS se concentró en identificar errores en un conjunto de reglas existentes, trazando la atención de la ingeniería del conocimiento, a reglas falladas ó faltantes, y permitiendo examinar la performance del conjunto modificado. TEIRESIAS no usó ningún conocimiento de dominio de aplicaciones como base para construir el conjunto inicial de reglas ó monitoreando cambios al conjunto de reglas a medida que evoluciona. Por contraste OPAL probará conciliar del usuario mucho el detalle de cómo el conocimiento es representado y desplegado y se ubica fuera para obtener conocimiento de un experto directamente por una sesión de entrevista. OPAL no es un programa de propósito general; usa conocimiento de un dominio particular de aplicación (terapia de cáncer) para obtener planes de tratamiento de las que pueden generarse reglas de decisión.

### **3.7.3.3 UNA INTERFASE GRÁFICA PARA UN MODELO DE DOMINIO**

OPAL expide obtención del conocimiento al sistema experto **ONCOCIN** (Shortliffe et, al., 1981) que construye planes de tratamiento para pacientes de cáncer. Su interés está en el uso de un modelo de dominio para adquirir conocimiento de un experto vía interfaz

gráfica. La noción de un modelo dominio puede explicarse en términos de diferentes tipos de conocimiento que poseen los expertos.

Con el fin de ganar conocimiento de un dominio, y área un juego como ajedrez o un campo netamente técnico de un experto, hay ciertos pre-requisitos o experiencias previas que uno debe poseer. En ajedrez uno debe entender de que trata el juego, que significa ganar el juego, etc. En diagnósticos médicos, los conceptos básicos del paciente, enfermedad, examen, y otros deben conocerse. Este tipo de conocimiento previo es a veces llamado 'conocimiento profundo' en la literatura de sistemas expertos, y contrasta con el 'conocimiento superficial' que consiste en vínculos más 'Ad. hoc' de estímulos o respuestas. De este modo un programa de ajedrez, que solamente elige movimientos legales al azar, no tiene conocimiento profundo del juego, cuando un programa que conoce el valor de las piezas y sus posiciones en el tablero tiene por lo menos algo de conocimiento profundo. De igual manera un programa diagnóstico que no hace más que un mapeo de síntomas de enfermedades, lo que es superficial comparado con un programa que pretende construir una aplicación coherente de todos los síntomas en términos de unos cuantos desordenes comúnmente concurrentes. Las personas que entienden los principios básicos de ajedrez o de diagnóstico clínicos, pueden mejorar sus habilidades basadas en esto, pero personas sin este antecedente difícilmente mejorarán esta performance.

OPAL es un programa de obtención de conocimiento que tiene algún conocimiento en el dominio de terapia de cáncer, que está listo para adquirir más conocimiento de un experto humano. También usa conocimiento del dominio para traducir la información adquirida del terminal, a un código ejecutable, como reglas de producción y tablas. Esta combinación de incremento en la adquisición del conocimiento seguido por la compilación del conocimiento son ambas interesantes y atractivas como metodología para construir sistemas expertos. La idea básica puede representarse en la figura 10.6 donde un experto humano se concentra en afinar y extender el modelo de dominio que es luego compilado en un programa conteniendo procedimientos y producciones.

El comportamiento de este programa es entonces devuelto al experto para revisión, y sugerir el desarrollo de modelo. Para entender como OPAL trabaja actualmente, es necesario hablar algo del dominio. Los tratamientos de cáncer son llamados 'protocolos', y estos especifican la combinación de drogas locales en un periodo de tiempo, junto con exámenes de laboratorio y a veces terapia radiactiva. ONCOCIN deriva estas recomendaciones terapéuticas desde una base de conocimiento basada en protocolos de cáncer, almacenadas como planes esqueletos. El programa trabaja primero seleccionando un protocolo adecuado y luego llenar detalles de drogas, rutas de administración, etc. Este método de resolver problemas se llama a veces plan de refinamiento.

El sistema experto ONCOCIN, emplea tres representaciones diferentes de conocimiento en terapias sugeridas.

- Una jerarquía de objetos, representando protocolos y sus componentes como drogas.
- Reglas de producción que están ligadas a marcos, y que incluyen valores de parámetros médicos durante el plan de afinamiento.
- Tablas finitas que representan secuencias de terapias a ser administradas a tiempo.

Entrando a un nuevo protocolo en ONCOCIN significa crear una jerarquía que represente a sus componentes, vinculando reglas de producción adecuadas a los nuevos objetos y llenando una tabla finita, que especifique el orden en que debe ser administrados los componentes del tratamiento. Opal obtiene la entrada de un nuevo protocolo, obteniendo conocimiento vía interfaz gráfica, codificando el conocimiento en una representación intermedia y finalmente traduciendo esta representación al formato usado en ONCOCIN, generando las reglas de producción apropiadas. La codificación intermedia y los últimos pasos de traducción y generación son facilidades por el modelo OPAL del dominio de terapia de cáncer.

El modelo de dominio de OPAL tiene cuatro aspectos principales, fue derivado usando análisis ontológico.

- **Entidades y relaciones.** Entidades son elementos terapéuticos, como drogas que forman parte de la ontología estética del dominio. Mucho del dominio de conocimiento ve estructura alrededor de los atributos de varias drogas alternativas como los dosajes y rutas de administración. Las relaciones entre elementos terapéuticos son composicionales, en el sentido de que se mantienen entre niveles específicos en planes de tratamiento. De este modo una droga puede ser parte de una quimioterapia y una quimioterapia puede ser parte de un protocolo.
- **Acciones del dominio.** Dadas las relaciones de composición, afinando un plan para administrar procede invocando planes para administrar los componentes de la droga. En otras palabras, el proceso de plan de afinamientos implícito en la jerarquía de la organización de dominios de entidades. De este modo el modelo de dominio de OPAL está apto a concentrarse en las tareas, más que en la búsqueda de modelo empleado. No obstante, los planes de componentes pueden necesitar modificación para acomodar pacientes individuales, por ejemplo alterando el dosaje, o sustituyendo una droga por otra. Conceptos como alterar dosaje o sustituir drogas, forman parte de la dinámica ontológica del dominio.
- **Predicados del dominio.** Se refiere a las condiciones bajo las que el plan de modificaciones está considerado, e incluye cosas como el resultado de los exámenes

de laboratorio y síntomas mostrados por el paciente (por ejemplo intoxicación de drogas). Este conocimiento forma parte de la epistemología ontología del dominio. En los niveles de implementación, reglas que modifican tratamientos son predicados en tales condiciones. Estos predicados aparecen en la 'mano derecha' de las reglas de producción de ONCOCIN. Dicha regla es ligada a un objeto en el plan de jerarquía, de manera que se aplica sólo en el contexto de una droga en particular, en una quimioterapia en particular, en un protocolo particular.

- **Conocimiento procedural.** Como los planes de tratamiento son administrados fuera del tiempo estipulado, el conocimiento sobre como el protocolo puede llevarse a cabo, forma una parte esencial del modelo de dominio. Este conocimiento permite a OPAL obtener información que eventualmente reside en tablas finitas que describen posibles secuencias de terapia y forma otra parte de la 'Ontología Epistémica'. En el nivel de implementación, OPAL usa un lenguaje de programación especial para describir estos procedimientos, permitiendo a un aspecto crear algoritmos complejos, manipulando iconos.

OPAL usa este método de dominio para obtener y mostrar conocimiento sobre planes de tratamiento vía una variedad de representaciones visuales como:

Los iconos para elementos de planes, formas gráficas a ser llenadas con información sobre drogas, y lenguaje visual para representar aspectos de procedimiento del tratamiento. Las entidades y relaciones son ingresadas vía formas gráficas en la que el usuario normalmente selecciona los ítems a ser ingresados en los espacios blancos de un menú de alternativas. Estas formas se convierten en marcas, donde los espacios en blanco son slots y los ítems de información obtenida son slots de valores. Este nuevo objeto, es entonces automáticamente ligadas a otros objetos en la jerarquía, por, por ejemplo, drogas son ligadas a la quimioterapia en la que son componentes. La adquisición de conocimiento procedural, se facilita con un lenguaje de programación visual. La interfaz gráfica permite al usuario crear iconos para los elementos y ordenarlos en una estructura gráfica. Posicionando estos elementos y dibujando conexiones entre ellos, el usuario puede crear cartas que imiten el control de flujo de lenguaje de programación convencionales. Estos programas son finalmente convertidos en tablas de estado finitas (que deben ser familiares a los científicos de computación).

#### **3.7.3.4. EFICACIA DE OPAL Y ESFUERZOS RELACIONADOS**

**Musean et. al.** Notó que la adquisición de conocimiento paró muchos problemas al desarrollar el prototipo original de ONCOCIN. Tomó 2 años y como 800 horas de un experto, para codificar los protocolos para nodos de cáncer linfático y agregar protocolo adicional tomó meses. Lo racional para desarrollar OPAL, que acelera el proceso de

adquisición reduciendo la dependencia sobre la ingeniería de conocimiento como la transcripción y traducción del experto. Usando OPAL, las especificaciones de nuevos protocolos, pueden ingresar en pocos días con tres docenas de nuevos protocolos ingresando durante el primer año. Claramente es la incorporación de asunciones del dominio en OPAL. Lo que hace el formato de llenado efectivo. Es inútil decir, que subrayando estas asunciones, en si involucran un esfuerzo de ingeniería de conocimiento.

Pero, una vez hecha la inversión, las siguientes obtenciones de conocimientos son fácilmente logradas. El éxito de OPAL el beneficio de ver el dominio del conocimiento en diferentes niveles de abstracción en lugar de centrarse sólo en detalles de implementación. La técnica de obtener dominio de conocimiento de un experto por una entrevista en el terminal, es una característica de muchos sistemas adquisición, que usa algo similar al formato de llenado, para leer información de objetos estructurados como marcos, por ejemplo, ETS (Boose, 1986) y Student (Gale, 1986). Sin embargo no todos estos sistemas tienen la sofisticación gráfica de OPAL, y no todos compilan estos conocimientos directamente en reglas de decisión. Por otro lado, la obtención de conocimiento en OPAL, se hace más simple, por la excelente estructura y la naturaleza estilizada de planes de terapia de cáncer, como lo reconocen los propios autores.

Experiencias con OPAL nos lleva a un sistema de propósito general llamado **PROTEGE** (Musean. et. al; 1995) que no está confinado al dominio de terapia de cáncer. El desarrollo vigente, **PROTEGE-II**, es una suite de herramientas para crear dominios ontológicos y generar OPAL como programas de adquisición de conocimiento para aplicaciones particulares. De este modo con el progreso desde **NYCIN** a **MYCIN**, la generalidad se ganó por abstracción de una aplicación exitosa, más que por designar una herramienta general de casualidades.

### **3.7.4 ADQUISICIÓN DE CONOCIMIENTO BASADO EN CONOCIMIENTO**

Retornaremos de nuevo al tema de la de la adquisición de conocimientos, dado que esto es crucial al desarrollo practico de los sistemas expertos. Intentar usar sistemas expertos como una base para sistemas inteligentes de tutoría han conducido a un entendimiento más profundo de los diferentes géneros de conocimiento que los expertos hacen uso en la resolución del problema; y intenta construir herramientas genéricas de sistemas expertos como **EMYCIN** han poseído problemas interesantes concernientes a cómo ayudar a los desarrolladores con la tarea de codificar conocimiento de algún dominio arbitrario en formato de frame o regla de producción. Tales esfuerzos han requerido investigadores para examinar la regla del conocimiento de dominio y inferencia del dominio mas cercanamente, particularmente con respecto a los diferentes estilos de razonamiento que son apropiados para diferentes dominios.

Lo que parece claro es que la adquisición de conocimiento esta grandemente facilitada al estar basada en si mismo por el conocimiento. En otras palabras, un programa de elicitación de conocimientos necesita algún conocimiento de un dominio o un área de problema a fin de adquirir efectivamente nuevo conocimiento, justo como los ingenieros de conocimiento necesitan tener algún conocimiento de un dominio que ellos pueden comunicar efectivamente con un experto. Quizás este resultado no es sorprendente dada las lecciones de los enfoque basada en la resolución de problemas. La elicitación de conocimientos es un problema sustancial por si mismo, y no hay razón para suponer que hay un solo método general que será efectiva en todos los dominios, cualquier mas que hay una razón. El conocimiento que uno necesita a fin de adquirir más conocimiento puede verse como una forma de meta-conocimiento. Esto es mayormente estrategia y estructura acerca del conocimiento. Implicando información acerca de clasificar fenómenos (tal como enfermedades) y modos de decidir entre alternativos cursos de acción (tal como terapias). No es sorprendente, que esto es también el género de conocimiento necesario para explicar soluciones. La elicitación de conocimiento por entrevista basada sobre un modelo de dominio no es la última palabra en enfoques automatizados.

Existen dos enfoques adicionales:

- Estrategias de adquisición organizadas alrededor de un método de resolución de problemas, y
- Maquina de aprendizaje no supervisada de reglas por inducción sobre un juego de ejemplos.

## Capítulo IV

### CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS EXPERTOS

#### 4.1 VISIÓN GENERAL DE HERRAMIENTAS PARA SISTEMAS EXPERTOS

Estas herramientas están diseñadas para el *prototipeo*. Para la ingeniería del software, ***un prototipo es un modelo de trabajo funcionalmente equivalente a un subconjunto del producto***. La idea es desarrollar, al comienzo del proyecto, un programa de "prueba del concepto" que pueda ser discutido por expertos o usuarios, que resuelva cierta parte no trivial del problema.

Esto se hace como un medio de depurar los requerimientos del sistema y convencerse que el problema es manejable antes de invertir grandes cantidades de dinero. Luego se descarta el prototipo inicial y prosigue un período de desarrollo, donde el planteamiento básico validado por el prototipo es reimplementado y se lleva a cabo para que resuelva todo el problema. Esto normalmente se hace en una sucesión de "construcciones" que incorporan funcionalidad adicional en el programa dentro de un ciclo de "implementar, integrar, y probar". Estas construcciones sucesivas pueden formar o no la base de las versiones actuales para el cliente, dependiendo de cuán aceptable sea un sistema parcial para los usuarios finales.

Por lo tanto, el desarrollo de sistemas expertos es a menudo una mezcla de un prototipo rápido y modelos incrementales de ingeniería del software, en lugar del modelo más convencional de "cascada", donde los requerimientos llevaban a especificaciones, planeamiento, diseño, implementación, e integración, con bucles de realimentación entre etapas adyacentes. Un prototipo que es construido y aprobado reduce la cantidad de replaneamiento y rediseño que necesita ejecutarse. Una dificultad del modelo incremental en paradigmas de programación convencional es el problema de integrar nueva funcionalidad con la primera versión. Los entornos de desarrollo de sistemas expertos se dirigen a resolver este problema usando representaciones modulares del conocimiento. Dichas herramientas pueden clasificarse según la naturaleza y variedad de esquemas

representativos que soporten, y los tipos de otros bloques de construcción que proporcionen. La mayoría de herramientas de software para la construcción de sistemas expertos parecen caer en cuatro categorías:

- (1) **Shells de sistemas expertos**, que son esencialmente abstracciones sobre uno o más programas de aplicación. Entre los primeros está **EMYCIN**, que proporcionaba el intérprete de regla de producción de MYCIN, junto con todas las estructuras de datos dependientes, tales como tablas del conocimiento, y sus mecanismos de indexación asociados. Un lenguaje atractivo fue proporcionado para mejorar el interés, y un software para mantener una biblioteca de casos y monitorear las conclusiones del sistema con respecto a estos. Los primeros descendientes de EMYCIN son **S.1** y **M.4**, shells sofisticados que combinan los mecanismos de encadenamiento básicos del EMYCIN con las estructuras de datos tipo *frame* y medios de control extra, por ejemplo, para simular el encadenamiento hacia delante.
- (2) **Lenguajes de programación de alto-nivel**, que hasta cierto punto escondían sus detalles de implementación, liberando al programador las consideraciones de bajo nivel de eficiencia en el almacenamiento, acceso y manipulación de datos. El lenguaje de reglas **OPS5** es un buen ejemplo de este lenguaje; es fácil de aprender y con menos restricciones que un típico shell. Estos lenguajes no estaban bien empaquetados en el pasado, debido a que la mayoría eran herramientas de investigación (y disponibles a bajo costo) en lugar de ser productos comerciales.
- (3) **Entornos de programación de múltiples paradigmas**, que proveen un conjunto de módulos de software que permiten al usuario mezclar diversos estilos de programación de inteligencia artificial. Entre los primeros está una herramienta de investigación llamada **LOOPS**, que combina representaciones basadas en objetos y basadas en reglas. Esta arquitectura dio origen a productos comerciales en la segunda mitad de los 80s, siendo **KEE**, **KnowledgeCraft** y **ART** las más notables. Proporcionaban al usuario muchas opciones, y establecieron la norma para herramientas posteriores, tales como **KAPPA** (ver abajo) y **CLIPS**. Son más difíciles de aprender que (2), porque contienen más de un paquete uniforme, tal como un lenguaje de reglas.
- (4) **Módulos adicionales** para desarrollar tareas específicas dentro de una arquitectura para la solución de problemas. Un ejemplo es la red de dependencia usada por **VT** para rastrear qué valores de variable de diseño dependen de los valores

determinados por decisiones anteriores. Estas redes pueden usarse para propagar actualizaciones que surgen al cambiar los datos de las suposiciones, en ese caso son llamados **Sistemas de Mantenimiento de la Verdad**.

## 4.2 PROBLEMAS POTENCIALES DE IMPLEMENTACIÓN

Pueden surgir muchas dificultades en la fase de implementación de la construcción de un sistema experto, aun cuando haya poco estudio sistemático de estos problemas. Examinaremos algunos reportes publicados de experiencias y experimentos. En esta sección se darán ideas acerca de:

- Peligros comunes y cómo evitarlos.
- Cómo seleccionar una herramienta de ingeniería del conocimiento.
- Cuán difíciles son de aprender y usar dichas herramientas.

Lo que sigue puede ser controversial, pero se ha hecho el intento de reflejar un amplio rango de opiniones.

### 4.2.1 PELIGROS COMUNES Y CÓMO EVITARLOS

Como ejemplo, **Waterman** menciona los siguientes peligros, y sugiere formas de evitarlos. El dominio del conocimiento del experto se une con el resto del programa. En particular, es imposible separarlo del conocimiento general sobre la búsqueda y solución del problema. **Waterman** sugiere que una organización basada en reglas puede ayudar a lograr esto, aunque los comentarios de **Clancey** y **Aikins** difieren.

Luego de extraer y representar cientos de reglas de un experto, la base del conocimientos resultante puede estar todavía incompleta y fallar en la solución de problemas más simples debido a que ciertos conceptos fundamentales se pierden o están mal representados. **Waterman** sugiere que el desarrollo incremental ayudará a identificar dichos problemas tempranamente. Recomienda probar todas las fases del conocimiento, aunque hemos visto que algunas herramientas de ingeniería del conocimiento hacen esto más fácil para uno. El entorno de desarrollo no proporciona facilidades de explicación incluidas, y agregando dichas facilidades al sistema terminado resulta en no-trivial. **Waterman** sugiere diseñar transparencia desde el comienzo. Es buen consejo, porque si no existe una "ventana" de lo que el programa está haciendo, aún los programadores tendrán problemas para entender qué está sucediendo.

El sistema contiene un gran número de reglas altamente específicas que disminuyen la ejecución y hacen al sistema pesado. **Waterman** recomienda reducir las reglas más pequeñas en una más generales, hasta donde sea posible. De por sí, existe un

elección inversa entre tener reglas que son poderosas y reglas cuya justificación y conducta sean fáciles de entender. Buscamos responder 3 preguntas difíciles que aparecen de esta lista:

- ¿Cómo se puede seleccionar la herramienta de software "correcta"?
- ¿Realmente qué tan fáciles de usar son estas herramientas? y
- ¿Qué constituye un buen estilo de programación en dichos entornos?

#### 4.2.1.1 SELECCIONANDO UNA HERRAMIENTA DE SOFTWARE

**Hayes-Roth** propone algunos puntos generales a considerar cuando se selecciona una herramienta de construcción de sistemas expertos.

- **Generalidad.** Elija una herramienta con la generalidad necesaria para solucionar el problema. Si no necesita complicadas facilidades de control, no hay por qué usarlas. Usar características que no se necesita, limita a que cueste más en términos de dinero, tiempo del personal y sobrecarga computacional.
- **Selección.** Deje que las características del problema determinen la herramienta seleccionada, en lugar de consideraciones extrañas tales como qué software se ha de manejar.
- **Velocidad.** Cuando el tiempo de desarrollo es crítico, elija una herramienta con facilidades incluidas para la explicación y una buena interface de usuario. La construcción de interfaces toma tiempo, así como también es moderadamente tediosa.
- **Prueba.** Pruebe la herramienta tempranamente construyendo un pequeño prototipo. Aunque el problema de determinar el grado de escala que se puede esperar permanece indeterminado.

La pregunta crítica acerca de las características del problema se discute en **Stefik** (1983). Ellos sugieren una estructura de trabajo para el análisis de problemas, mayormente basada en propiedades del espacio de búsqueda fundamental, distinguiendo 11 casos de los cuatro que presenta **Jackson** (1999). Sin embargo, los principios básicos permanecen iguales:

- (1) *Espacio de pequeñas soluciones con datos y conocimiento confiable.* Suponga que no hay muchas alternativas cuando se busca una solución y está seguro que sus reglas de datos son correctas. Luego es posible seguir una línea de razonamiento, revisando lo anterior si es necesario, para encontrar una solución. Puede existir un shell de sistemas expertos que hará lo que uno desea. Uno sospecha que este

planteamiento trabaja mejor si lo que usted quiere es la llamada *solución satisfactoria*, en lugar de una solución óptima, esa es una solución que es "suficientemente buena" en lugar de ser "la mejor". Cualquier cosa que incluya combinar elementos de solución, en una forma consistente u óptima, puede causar una explosión combinatoria, aún si los propios elementos son fáciles de encontrar.

- (2) *Datos o conocimiento no confiable*. Si no son confiables, será necesario combinar información de diversas fuentes y emplear cierta forma de razonamiento inexacto. Los autores evitan hacer recomendaciones específicas pero los principales candidatos son factores de certidumbre y lógica difusa. Otras alternativas son la funciones de credibilidad y la actualización de credibilidad bayesiana.
- (3) *Espacio solución larga pero factorizable*. En literatura la palabra "factorizable" tiene dos sentidos. Se dice que un espacio de búsqueda es factorizable si existen "reglas de poda" que reducirán el tamaño del espacio en el cómputo. Sin embargo, un espacio de búsqueda es también factorizable si puede descomponerse en componentes independientes que pueden procesarse por separado, mediante diferentes conjuntos de reglas o diferentes particiones del mismo conjunto de reglas. Esto se logra dividiendo el problema principal en subproblemas que no interactúen. Se depende del éxito de una conjunción de submetas más o menos independientes, y si alguna falla, todo el cómputo falla. En cualquier evento, el generar-y-probar jerárquico es un método razonable para emplear, porque usted será capaz de (i) asignar un gran número de posibilidades mediante el recorte y o (ii) descomponer el espacio solución con respecto a subproblemas.
- (4) *Gran espacio solución no factorizable*. El espacio solución puede no ser factorizable en ninguna de las formas anteriores. Muchos problemas de diseño son como estos: sólo las soluciones parciales pueden evaluarse en el contexto global del diseño. Un método común de tratar con grandes espacios de búsqueda es considerar el espacio en diversos niveles de abstracción, es decir, descripciones del espacio en diversos grados de detalle. La solución de problemas en esta forma corresponde a la llamado "depuración de arriba-a-abajo". Entonces se alcanza una meta de alto nivel al alcanzar submetas en niveles inferiores (más detallados) de la especificación del problema. Se trata de suprimir un seguimiento hacia atrás costoso a través de niveles, pero esto sólo funciona si no existe una interacción importante entre subproblemas. Por lo menos una estrategia de compromiso suplemental por suposiciones puede ser efectiva aquí, pero permite tener conocimiento de dominio específico sobre cómo resolver conflictos anticipados.

- (5) *Otros factores a tener en cuenta son la disponibilidad de capacitación en el uso de la herramienta, la estabilidad del vendedor y el registro de seguimiento y el precio.*

#### **4.2.1.2 ¿CUÁN FÁCIL SON USAR ESTAS HERRAMIENTAS?**

Uno de los "puntos de venta" de las herramientas de software para la construcción de sistemas expertos, y causa de controversia, es la demanda que muchos de estos puedan ser usados por los no programadores, o por lo menos por programadores sin bases previas en técnicas de inteligencia artificial. En esta sección, haremos una evaluación crítica de tales demandas. La evidencia sugiere que usar una herramienta típica no es más fácil que aprender un nuevo lenguaje de programación, e incluso los programadores experimentados cometen los errores de los estudiantes principiantes de programación convencional.

**Ward** y **Sleeman** monitorearon el aprendizaje de los programadores experimentados en el uso del shell de sistemas expertos **S.1**, un derivado de EMYCIN y un ancestro de **M.4**. Las bases del conocimiento de S.1 contienen diferentes tipos de objetos: comandos de control, clases, tipos de clases, reglas de producción, jerarquías de valor y funciones. Al extender EMYCIN con la suma de características para la representación y control, los arquitectos de S.1 complicaron el sistema. Lo mismo sucedió con M.4. El shell S.1 tiene 4 modos de operación:

- Preparación basada en el conocimiento, es decir edición;
- Conocimiento basado en la consulta, es decir, ejecución del programa;
- Una interrupción (break) de la carga, es decir, un error en el tiempo de carga o compilación;
- Una interrupción (break) de la consulta, es decir, un error en el tiempo de ejecución.

Los programadores tuvieron dificultad navegando entre estos cuatro modos, aún cuando tenían experiencia en el proceso usual de crear un archivo, compilarlo, ejecutarlo, y recuperarlo de errores. Los mensajes de error ya no fueron útiles comparados con los asociados con los lenguajes de programación convencional; es decir, no distinguieron entre el foco de error y el punto en la ejecución del código donde el error se manifestaba. Dada la creciente naturaleza del desarrollo con base en el conocimiento, y exhortaciones de autoridades que respaldan dicha estrategia, el proceso de trasladarse entre estos modos debió hacerse lo más fácil posible, ya que el programador tendrá que ejecutar la iteración más veces que en una tarea de programación más convencional.

El estudio encontró que si los programadores permanecían en el modelo más simple de computación - en el que ellos ingresaban los datos, pedían al sistema determinar el valor de cierto parámetro usando una pequeña base de reglas del conocimiento y luego mostrar el resultado - habían menos problemas para decidir cómo representar las cosas y cómo controlar la búsqueda. A medida que se complicaban las cosas - por ejemplo, el tamaño de la base del conocimiento, la naturaleza incierta del conocimiento, o regímenes de control más complejos- se requería un pensamiento más cuidadoso en asuntos estratégicos. Ward y Sleeman concluyeron que aunque aprender S.1 no era más difícil que aprender un nuevo lenguaje de programación, como Pascal, ya no era lo más fácil. Su consideración es que las demandas hechas para el efecto que el personal sin experiencia en programación pueda aprender fácilmente a usar dichas herramientas parecían ser "poco justificadas".

**Robinson** señaló que elegir una herramienta de sistema experto es un problema difícil, porque:

- Muchas de las herramientas más sofisticadas son costosas, lo que prohíbe una gran compra;
- El tiempo necesario para entender estos sistemas por el cliente promedio prohíbe una evaluación detallada de los sistemas que compiten;
- La terminología y notación de los fabricantes es muy diversa, aún en la descripción de las técnicas estándar *IA*, por lo que es difícil imaginarse lo que se ofrece.

Existe la idea que el último problema es un caso especial del problema general de estandarización de software. Los programas de cualquier tipo son difíciles de comparar sin un gran estudio. En el sector de herramientas *IA*, este problema ha sido solucionado por la innovación de la tecnología.

#### **4.2.1.3 ¿QUÉ ES UN BUEN ESTILO DE PROGRAMACIÓN?**

En estilos más convencionales de programación, existen notaciones de lo que constituye una buena práctica en programación. Es menos común el caso en el contexto de programación AI en general, y la ingeniería del conocimiento en particular. Por muchos años, los primeros LISP contenían horribles programas que hubieran horrorizado a cualquier entusiasta en "programación estructurada". Los programas de muestra contenían a menudo un control de flujo no estandarizado, uso desenvuelto del enlace (binding) de variable dinámica, y la manipulación descuidada de estructura de datos tales como listas de

propiedad. Esta situación ha mejorado dramáticamente en años recientes - comparar a **Winston y Horn** de 1984 con Winston y Horn de 1981. Sin embargo, escribir buen código LISP es una práctica que no muchas personas adquieren, y muchos programas AI famosos contienen los ejemplos más espantosos de malas prácticas en programación. El hecho que haya tomado 25 años para que algo parezca un buen estilo de programación para que se difunda no da buen augurio para los nuevos lenguajes, herramientas y entornos que emergen actualmente.

### 4.3 MÁS MÁXIMAS EN DESARROLLO DE SISTEMAS EXPERTOS

Se incluyen algunas máximas sobre cómo construir sistemas expertos según **Buchanan** (1983). Si los constructores de sistemas expertos siguieran el consejo de Buchanan, se ahorrarían sufrimientos innecesarios. **Prerau** (1990) es una excelente fuente de máximas en cada aspecto de desarrollo de sistemas expertos. Algunos proyectos se sentencian desde el principio y rápidamente se convierten en "marcas de muerte". Aquí algunas sugerencias para evitar fallas que ocurren al inicio de una aplicación de sistemas expertos:

- Seleccionar una tarea que no sea demasiado difícil ni trabajosa para los expertos humanos.
- Definir la tarea muy claramente.
- Decidir al inicio cómo evaluará el sistema

Se debe hacer un diseño de lo que se espera que el sistema logre establecer explícitamente y *no se espera* lo que el sistema haga. Es mejor tener un sistema confiable que realice apropiadamente una fracción de una tarea real que un sistema no confiable que algunas veces realice correctamente la mayoría de tareas. La confiabilidad sólo puede ser descubierta si se tiene algunos criterios para juzgar el éxito del sistema.

- Trabajar intensamente con un conjunto nuclear de problemas representativos manteniendo una biblioteca de casos que se hayan presentado al sistema.
- Separar el conocimiento de dominio específico del conocimiento de solución de problemas generales, buscando la simplicidad en el motor de inferencia.
- Se debe asegurar que los problemas son representativos, escribiendo o obteniendo cierto código que facilite la ejecución de los ejemplos. El software que se "loguea" a una sesión de solución de problemas, incluyendo entradas del usuario, será muy útil si el sistema es altamente interactivo. Como en la programación convencional, lo pequeño es

atractivo a medida que se constituyen grandes cantidades de código, y la redundancia es signo de que es posible una abstracción simple.

**Prerau** tiene muchas buenas sugerencias sobre la fase de implementación de un sistema experto, por ejemplo:

- **Agrupe las reglas en conjuntos de reglas.**

**COMPASS** dividió sus reglas en 18 bases del conocimiento **KEE**. Sólo 7 de estas actualmente desarrollaron una función de solución de problema que correspondía a procedimientos de análisis de un experto. El resto proporciona funciones de soporte, o reúnen y proporcionan datos. **Demons** solía expandir la funcionalidad de las reglas **KEE**, pasando mensajes hacia objetos. El paso de mensajes proporcionó una importante facilidad de control para conectar el conocimiento de procedimientos.

- **Adopte un conjunto de convenciones de estilo de programación que dé al programa una apariencia uniforme.**

Muchos programadores olvidan escribir código estructurado cuando entregaron la variedad de construcciones y esquemas de representación proporcionados por un lenguaje de programación de múltiples paradigmas. Una forma de evitar el diseño ad hoc es tratar de implementar funciones similares en una forma similar en todo el programa, y que dicho código se vea igual, para que el programador pueda reconocer que una técnica particular que vio antes está siendo empleada dentro del programa. Es especialmente cierto dentro de bases del conocimiento individuales.

- **Sacrifique la eficiencia de ciertos programas para obtener mejor legibilidad y mantenibilidad, a menos que la velocidad de ejecución del programa sea lo más importante.**

Algunas veces los programadores compiten unos con otros para producir código "conciso", que generalmente no es legible. No hay ventaja haciendo esto en aplicaciones promedio de sistemas expertos. La velocidad de la mayoría de sistemas interactivos consulta-atención se limita en el tiempo que toma las respuestas del usuario en el acceso al terminal y a las bases de datos. En el tema del prototipo, Buchanan sugiere construir un sistema *Mark I*, tan pronto como se entienda el ejemplo típico. Sin embargo lo importante es el siguiente consejo cuando se construye un sistema *Mark II*:

- Elimine el sistema *Mark I*!

Muchos proyectos han fracasado porque los programadores o diseñadores de sistemas se vincularon irracionalmente hacia la primera implementación de sus ideas. Esto hace surgir la pregunta de cuándo parar de elaborar y depurar *Mark I*: a menudo los programadores asumen una conducta obsesiva cuando se construyen sistemas, código "perfecto" que debe eliminarse. *Mark II* deberá construirse sobre la experiencia de *Mark I* pero rara vez sobre su código actual.

El proceso de construir una sistema experto es inherentemente experimental. Esto aún es cierto en cierto grado. Las personas que creen que los sistemas expertos pueden construirse por personal sin práctica siguiendo una simple receta se llevan una decepción. Construir una aplicación exitosa requiere la persistencia y paciencia de un programador experto así como un experto genuino y un cierto nivel de compromiso de la administración.

#### **4.4 SISTEMAS EXPERTOS Y LA TEORÍA DE PROBABILIDAD**

En esta sección, se observará más cercanamente algunos de los problemas implicados al tomar un enfoque probabilístico para el manejo de la incertidumbre. Se comienza con un breve conteo elemental de la probabilidad condicional; y se considera porque el enfoque probabilístico no ha sido muy atractivo para los investigadores de sistemas expertos. Luego se explica el enfoque de los factores de certidumbre de MYCIN con un poco más de detalle, y se compararán sus resultados con aquellos de la teoría de probabilidad.

##### **4.4.1 PROBABILIDAD CONDICIONAL**

La probabilidad condicional de  $d$  dado  $s$  es simplemente la probabilidad que  $d$  ocurra si  $s$  ocurre. Por ejemplo la probabilidad que un paciente esté realmente sufriendo de la enfermedad  $d$  si él o ella se quejan solo del síntoma  $s$ . En la teoría de probabilidad tradicional, la probabilidad condicional de  $d$  dado  $s$  es calculada usando la siguiente fórmula:

$$P(d/s) = \frac{P(d \wedge s)}{P(s)} \quad (4.1)$$

Por lo tanto, la probabilidad condicional es definida en términos de eventos compartidos; esto es la relación entre la probabilidad de la ocurrencia compartida de  $d$  y  $s$  y la probabilidad de  $s$ . Ahora se sigue de la ecuación (8.1) que

$$P(d \wedge s) = P(s/d)P(d)$$

y si se divide ambos miembros entre  $P(s)$  y sustituimos usando (7.1), derivamos la forma más simple de la **regla de Bayes**, algunas veces llamada la fórmula de inversión, debido a que esta define  $P(d/s)$  en términos de  $P(s/d)$ .

$$P(d/s) = \frac{P(s/d)P(d)}{P(s)} \quad (4.2)$$

$P(d)$  es la probabilidad previa de  $d$ , esto es la probabilidad previa al descubrimiento de  $s$ .  $P(d/s)$  es la probabilidad posterior, esto es la probabilidad una vez que hayamos descubierto  $s$ .

Para los propósitos de sistemas basados en conocimiento, la fórmula (8.2) es mucho más útil que (7.1), como se verá.

Dado que un paciente tenga un síntoma perturbante, tal como dolor de pecho, uno quisiera saber la probabilidad de que esto sea debido a algo potencialmente serio – por ejemplo, infarto del miocardio (ataque al corazón), pericarditis aguda (inflamación de cavidad torácica) – o alguna lesión seria, tal como indigestión. Sin embargo, para calcular la probabilidad

*P (infarto del miocardio /dolor de pecho)*

Usando (8.1), uno necesitaría conocer (o estimar) cuanta gente en el mundo estuvo sufriendo de la enfermedad, cuantos se quejaron del síntoma, y cuantos estuvieron sufriendo tanto de la enfermedad y quejándose del síntoma. Tal información usualmente no está disponible, particularmente para

*P (infarto del miocardio  $\wedge$  dolor de pecho)*

Por lo tanto, la definición no es muy útil en lo que dice, ya que los médicos practicantes no tendrán los datos que esta forma de razonamiento requiere.

La dificultad de obtener estos números ha causado que muchos escritores e investigadores de la *IA* desestimen enfoques probabilísticos para la incertidumbre. En esta desestimación, ellos han sido ayudados y auxiliados por mucha literatura acerca de probabilidades, la cual puede ser descrita como frecuentista u objetivista. Esto da la impresión que:

- La probabilidad es aproximadamente frecuencias relativas de largo plazo de eventos, y por lo tanto los números necesarios para modelar razonamiento inexacto deben ser derivados a partir de investigación empírica objetiva, como por ejemplo, registros médicos; y
- Lo que uno realmente necesita es una función de distribución compartida, esto es, una función la cual asigne probabilidades a cada evento elemental o estado de asuntos en los que uno pueda estar interesado.

Sin embargo, hay un grupo de opinión en *IA* y otros (por ejemplo, **Pearl**, 1982; **Cheeseman**, 1985) en las que estas suposiciones fundamentales son cuestionables desde el punto de vista de aplicaciones prácticas. Hay también una visión subjetivista de probabilidad que nos permite trabajar con estimaciones de ocurrencias compartidas en lugar de frecuencias reales. Este bosquejo vincula la probabilidad de un evento compuesto a la solidez de la certidumbre de una persona de lo que en realidad ocurrirá, como fue evidenciado por su voluntad de correr apuestas acerca de su ocurrencia.

Así los doctores pueden no saber, o ser capaces de calcular, que proporción de pacientes con dolor de pecho han tenido ataques al corazón, pero ellos tendrán alguna noción consistente de cuantos pacientes con ataque al corazón tienen dolor de pecho; y por lo tanto serán capaces de dar una estimación de  $P(\text{dolor de pecho} \mid \text{infarto del miocardio})$ .

La visión subjetiva de probabilidad está fuertemente asociada con la regla de Bayes, por la siguiente razón. Dada una estimación razonable de  $P(s/d)$ . La estadística puede luego usar la ecuación (7.2) para calcular  $P(d/s)$ . La estadística médica deberá permitir una estimación de  $P(d)$ , mientras el registro propio de un doctor podría proporcionar una estimación de  $P(s)$ . El cálculo de  $P(d/s)$  no es muy problemático en el caso de síntoma simple, esto es, cuando se razone acerca de algún conjunto de enfermedades,  $D$ , y algún conjunto de síntomas,  $S$ ; y nos limitemos nosotros mismos para calcular, para cada enfermedad en  $D$ , la probabilidad condicional que un paciente esté sufriendo de  $D$  dado que el se queje de un síntoma simple en  $S$ . No obstante ello, dado  $m$  enfermedades en  $S$  y  $n$  síntomas en  $S$ , requerimos  $mn + m + n$  probabilidades. Este no será un pequeño número para un conjunto razonable de categorías de diagnóstico, tales

como 2000 o más que los médicos actualmente usen, y la amplia gama de señales y síntomas con los que la gente se presente.

Pero la situación es considerablemente más complicada si uno intenta de tomar en cuenta más de un síntoma cuando desempeñe el diagnóstico.

La forma más general de la Regla de Bayes,

$$P(d/s_1 \wedge \dots \wedge s_k) = \frac{P(s_1 \wedge \dots \wedge s_k/d)P(d)}{P(s_1 \wedge \dots \wedge s_k)} \quad (4.3)$$

Se requieren  $(mn)^k + m + n^k$  probabilidades, los cuales un número muy grande para valores aún modestos de  $k$ . Estas probabilidades son requeridas, ya que, con el fin de calcular  $P(s_1 \wedge \dots \wedge s_k)$  en el caso general, debemos calcular:

$$P(s_1/s_2 \wedge \dots \wedge s_k)P(s_2/s_3 \wedge \dots \wedge s_k) \dots P(s_k)$$

Sin embargo, una simplificación es posible si usted puede asumir que ciertos síntomas son independientes de otros, esto es, si para cualquier par de síntomas,  $s_1$  y  $s_2$

$$P(s_i) = P(s_i/s_j)$$

Debido a esto se sigue que

$$P(s_i \wedge s_j) = P(s_i)P(s_j)$$

Si todos los síntomas son independientes, entonces la ecuación 8.3 no requiere que el experto suministre más probabilidades ya que el escenario es solo de un solo síntoma, aún cuando este no es el caso, podemos algunas veces asumir independencia condicional; esto es, que un par de síntomas,  $s_1$  y  $s_2$ , sean independientes una vez que tengamos alguna evidencia adicional o conocimiento de fondo,  $E$ , de manera que

$$P(s_i/s_j, E) = P(s_i/E)$$

Por ejemplo, si mi carro tiene una llanta baja y las luces no funcionan, asumiría con seguridad que estos síntomas son independientes, debido a que no hay conexiones

causales directas o indirectas entre ellos. De otro lado, si mi carro no arranca y las luces no funciona, sería un tonto al asumir que estos síntomas son independientes, ya que hay fallas comunes, tal como una batería baja, lo que causaría ambos problemas, mi grado de creencia sobre luces defectuosas se incrementa si mi carro no arrancase, por lo tanto chequearía las luces y no las llantas.

Siguiendo la pista de tales dependencias en una programa y acuatizando valores de creencia de acuerdo a ello, apagar va ser intratable en el caso más general (Cooper, 1990). Por lo tanto la teoría de probabilidad nos deja con los siguientes problemas, lo cual está mejor establecido en términos de una solución intermedia:

- Ya sea asumamos que datos sean independientes, en cuyo caso necesitamos muy pocos números y se hagan cálculos más simples afín de sino sacrificar precisión en aras de conveniencia;
- de alguna modo localizar dependencias entre datos, cuantificarlos, y pagar el precio computacional de propagar actualizaciones de creencia.

#### 4.4.2 FACTORES DE CERTIDUMBRE

Si retornamos al uso de factores de certidumbre (*FCs*) de MYCIN, se está ahora en una posición para ver como su tratamiento de incertidumbre se desvía de la teoría de probabilidad. En un mundo perfecto, uno quisiera poder calcular  $P(d_i/E)$ , donde  $d_i$  es la  $i$ -ésima categoría de diagnóstico y  $E$  es toda la evidencia que se necesite, usando solo probabilidades condicionales  $P(d_i/s_j)$ , donde  $s_j$  es la  $j$ -ésima observación clínica. Hemos visto que la regla de Bayes proporciona un medio conveniente para hacer esto si:

- Todo el  $P(s_j/d_i)$  está disponible; y
- La independencia de las suposiciones hacen mas factible el cálculo de las probabilidades compartidas de síntomas.

La alternativa explorada por MYCIN fue usar un procedimiento basado en reglas, en el cual los enunciados vinculen evidencia para que las hipótesis estén expresados como criterios de decisión, a lo largo de las líneas de:

**SI:** el paciente tiene signos y síntomas  $s_1 \wedge \dots \wedge s_k$  y ciertas condiciones de fondo  $t_1 \wedge \dots \wedge t_m$  se mantienen.

**ENTONCES:** se concluye que el paciente tiene enfermedad  $d_i$  con certeza  $\tau$ .

$\tau$  es una cuenta en la gama [-1,+1].  $\tau = 1$  significa que la conclusión es cierta para ser verdad si las condiciones son completamente satisfechas, mientras  $\tau = -1$  significa que la conclusión es cierta para ser falsa bajo las mismas condiciones. Por otro lado, un valor positivo para  $\tau$  denota que las condiciones constituyen evidencia sugestiva para la conclusión  $d_i$  mientras un valor negativo denota que las condiciones son evidencia contra  $d_i$ .

La idea fue usar reglas de producción de esta clase en un intento por aproximar el cálculo de  $P(d_i/s_1 \wedge \dots \wedge s_k)$ , proporcionando un esquema para acumular evidencia que refleje el proceso de razonamiento de un experto. La aplicación de tal regla resulta en la asociación de un grado de certeza con la conclusión, dada por:

$$FC(d_i, s_1 \wedge \dots \wedge s_k \wedge t_1 \wedge \dots \wedge t_m) = \tau \min(FC(s_1), \dots, FC(s_k), FC(t_1), \dots, FC(t_m))$$

Las condiciones extra  $t_1 \wedge \dots \wedge t_m$  representan conocimiento de fondo que sirva para restringir la aplicación de la regla. Es a menudo el caso que tales condiciones son pruebas binarias que evalúen a verdad o falsedad, así su  $FC$  es igual ya sea a +1 o -1, y solo los signos y síntomas  $s_1 \wedge \dots \wedge s_k$  contribuyan aun  $FC$  no trivial para la conclusión. Su función es probar para condiciones bajo las cuales la regla definitivamente deberá o no deberá ser aplicada. Por ejemplo, una regla que vincule dolor abdominal a posible embarazo solo deberá aplicarse a pacientes femeninas.

**Buchanan y Shortliffe** (1984) arguyen que una rigurosa aplicación de la regla de Bayes no había producido probabilidades precisas en cualquier caso, ya que las probabilidades condicionales usadas habrían sido subjetivas. Como ya hemos visto, este es un argumento preliminar usado contra el empleo de inferencia bayesiana. Sin embargo, se asume una interpretación objetiva de probabilidades; esto es, se asume que los números "correctos" están fuera de allí en algún lugar, pero no podemos llegar a ellos y, ya que no hay un punto para aplicar métodos bayesianos.

En alguna forma, este es un argumento curioso, debido a que cualquier empresa de ingeniería con conocimiento está seguramente buscando representar un conocimiento experto del mundo (imperfecto puede ser), en lugar de crear un modelo verídico del mundo. También desde un punto de vista teórico, parece más sensible aplicar un formalismo matemáticamente correcto (aunque imperfecto) a datos que un formalismo que sea matemáticamente incorrecto, ya que este solo puede componer cualquier problema con los datos.

Sin embargo, como **Pearl** indica, hay una sorprendente diferencia entre el procedimiento basado en reglas y aquella de teoría de probabilidad la cual conlleva una enorme ventaja práctica bajo el método de Shortliffe. El cálculo de la certeza asociada con una conclusión es enteramente modular; esto es, no necesitamos considerar cualquier

información que no sea contenida en la regla. Así no nos importa acerca de las certezas de cualquiera otras proposiciones, no nos importa como las certezas corrientes de las condiciones de la regla fueron derivadas. Esta propiedad es a menudo asumida en sistemas expertos, aun cuando esta a menudo no sea mantenida en general.

En la práctica, eso significaría que premisas de regla tendrían que ser lógicamente independientes para todas las reglas tratando con un parámetro particular. Con respecto a MYCIN, Shortliffe aconsejó que piezas dependientes de evidencia deberán ser agrupadas dentro de reglas simples en lugar de múltiples (vea, por ejemplo, Buchanan y Shortliffe, 1984).

Así, dada una dependencia entre dos piezas de evidencia,  $E_1$  y  $E_2$ , la recomendación es que ellas deberán ser combinadas dentro de una regla simple:

Si  $E_1$  y  $E_2$ , luego  $H$  con certeza  $\tau$

En lugar de dos reglas separadas de la forma:

Si  $E_1$ , luego  $H$  con certeza  $\tau$

Si  $E_2$ , luego  $H$  con certeza  $\tau$

Esto es debido a que, de acuerdo a teoría de probabilidad,  $P(H/E_1, E_2)$  no puede ser una función simple de  $P(H/E_1)$  y  $P(H/E_2)$ .

Enunciados de probabilidad condicional obviamente no son modulares en este sentido. El enunciado  $P(B/A) = \tau$  no sanciona la inferencia  $P(B) = \tau$  en la presencia de  $A$ , a menos que  $A$  sea la única cosa que sepamos. Si, además de  $A$ , adquirimos conocimiento extra  $E$ , luego necesitamos calcular  $P(B/A, E)$  antes de que podamos decir algo acerca de  $P(B)$ . Este grado de sensibilidad de contexto forma la base de un mecanismo de inferencia muy poderoso, pero potencia inferencial usualmente significa costo computacional.

#### 4.4.3 FACTORES DE CERTEZA VERSUS PROBABILIDADES CONDICIONALES.

**Adams** (1976) demostró que el  $FC$  asociado con una hipótesis pro MYCIN no corresponde a la probabilidad de la hipótesis dada la evidencia, si uno adoptase un modelo de probabilidad simple basado en la regla de Bayes. Esto puede no sonar muy mal, ya que los  $FCs$  solo son usados para clasificar hipótesis en orden reverso a sus respectivas probabilidades mediante el uso de ciertos factores. La probabilidad subjetiva de experto de

que la hipótesis  $h$  sea correcta,  $P(h)$ , puede ser tomada para reflejar el grado de credulidad de experto en  $h$  en un tiempo dado. Si ahora complicamos materias, añadiendo evidencia de soporte fresca  $e$ , tal que  $P(h/e) > P(h)$ , luego el incremento en el grado de credulidad de experto en  $d$  está dado por:

$$MB(h,e) = \frac{P(h/e) - P(h)}{1 - P(h)}$$

Donde: MB representa medida de credibilidad.

Por otro lado,  $e$  constituye evidencia contra  $h$ , tal que  $P(h/e) < P(h)$ , por lo tanto el incremento en el grado de creencia de experto está dado por:

$$MD(h,e) = \frac{P(h) - P(h/e)}{P(h)}$$

Donde MD representa medida de incredulidad.

Sin embargo, como Adams indicó, los grados de credulidad en una hipótesis derivada desde la consideración de diferente piezas de evidencia no pueden ser elegidas independientemente. Si alguna pieza de evidencia es un indicador de diagnóstico absoluto para una enfermedad en particular, esto es, si todos los pacientes con síntomas  $s_1$  tienen enfermedad  $d_1$ , luego ninguna otra pieza de evidencia tiene algún valor de diagnóstico. En otras palabras, si hay dos piezas de evidencia  $s_1$  y  $s_2$ , y

$$P(d_1/s_1) = P(d_1/s_1 \wedge s_2) = 1$$

entonces

$$P(d_1/s_2) = P(d_1)$$

Adams también critica el tratamiento de hipótesis conjuntas. El modelo MYCIN asume que nuestra credulidad en una hipótesis conjunta  $d_1 \times d_2$  es tan grande como nuestro grado de incredulidad en la hipótesis más débil, mientras nuestro grado de incredulidad deberá ser tan grande como aquel asociado con hipótesis más fuerte.

Pero este tratamiento hace suposiciones más fuertes considerando la independencia de  $d_1$  y  $d_2$ . Suponga que  $d_1$  y  $d_2$  no sean independientes, sino

alternativas mutuamente exclusivas. Luego  $P(d_1 \wedge d_2/e) = 0$ , para cualquier evidencia  $e$ , prescindiendo de nuestro grado de credulidad (o incredulidad) en  $d_1$  o  $d_2$ .

**Buchanan y Shortliffe (1984)** describen el factor de certeza como un artefacto para combinar grados de credulidad y de incredulidad dentro de un número simple. Esta es simplemente la diferencia entre las medidas de credulidad e incredulidad, de acuerdo a la fórmula:

$$FC(h, e_a \wedge e_f) = MB(h, e_f) - MD(h, e_a)$$

donde  $e_f$  es la evidencia para  $h$  y  $e_a$  es la evidencia contra  $h$ . Sin embargo, este no es equivalente al cálculo de la probabilidad condicional de  $h$  dado  $e_a \wedge e_f$  que uno derivaría desde la regla de Bayes:

$$P(h/e_a \wedge e_f) = \frac{P(e_a \wedge e_f/h)P(h)}{P(e_a \wedge e_f)}$$

Así, aunque cambios en la creencia producidos por aplicaciones de regla pueden estar relacionados a probabilidades subjetivas en una forma claramente directa, el factor de credulidad es un número compuesto. Sus principales usos son:

- Guiar al programa en su razonamiento
- Causar que la meta actual sea juzgada sin ser prometedora y recortada desde el espacio de búsqueda si su  $FC$  cayese en la gama de  $[+0.2, -0.2]$ ;
- Clasificar hipótesis después que toda la evidencia haya sido considerada.

Sin embargo, Adams demuestra que en algunas circunstancias esta clasificación partirá desde aquella producida por la aplicación de teoría de probabilidad. El ejemplo que él da es el siguiente: Dejar que  $d_1$  y  $d_2$  sean dos hipótesis, y dejar que  $e$  sea un cuerpo de evidencia que tienda a confirmar a ambas. Dejar que las probabilidades previas sean tales que:

$$P(d_1) = P(d_2) \quad y$$

$$P(d_1/e) < P(d_2/e)$$

En otras palabras,  $d_1$ , tiene una probabilidad subjetiva más alta que  $d_2$  para comenzar, y esta superioridad queda después de la consideración de la evidencia. Bajo estas circunstancias, es posible que  $(d_1, e) < \text{fácilmente } (d_2, e)$ . Suponga que:

$$P(d_1) = 0.8 \quad P(d_2) = 0.2 \quad P(d_1/e) = 0.9 \quad \text{y} \quad P(d_2/e) = 0.8$$

Luego el incremento en credulidad en  $d_1$  esta dado por

$$\frac{0.9 - 0.8}{0.2} = 0.5$$

mientras el incremento en credulidad en  $d_2$  esta dado por

$$\frac{0.8 - 0.2}{0.8} = 0.75$$

así  $FC(d_1, e) > FC(d_2, e)$  aun cuando  $P(d_1/e) > P(d_2/e)$ .

Además describe esto como una "característica indeseable" de los factores de certeza. Para evitar esto, todas las probabilidades previas tendrían que ser iguales; uno puede fácilmente ver que el efecto en el ejemplo anterior es debido al hecho que la evidencia favoreció a  $d_2$ , aun cuando  $d_1$ , triunfó al final, debido a una probabilidad previa superior. Sin embargo, tal igualdad estaría en varianza con la forma en la cual los diagnosticadores razonen, dadas las frecuencias de ocurrencia ampliamente diferentes asociadas con diferentes enfermedades, y de allí las probabilidades subjetivas ampliamente diferentes que un diagnosticador proporcionaría para ellos.

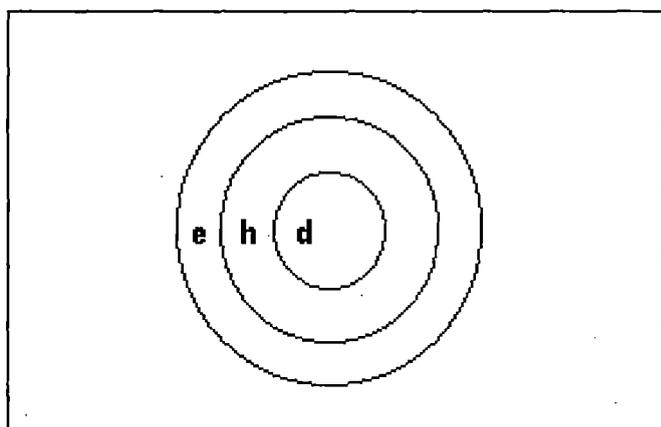


Fig. 4.1 Validando poblaciones  $P(d/e) = P(d/h)P(h/e)$

El encadenamiento de reglas en MYCIN también causa algunos problemas teóricos. Las funciones de combinación empleadas parecen estar basadas en la suposición que si alguna evidencia  $e$ , implicase una hipótesis intermedia,  $h$ , con probabilidad  $P(h/e)$  y  $h$

implicarse una categoría de diagnóstico final  $d$ , con probabilidad  $P(d/h)$ , por lo tanto :

$$P(d/e) = P(d/h)P(h/e)$$

Esta relación transitiva a través de cadenas de razonamiento parece aceptable a primera vista, pero esto no es verdad en general, ya que las poblaciones asociadas con estas categorías tienen que ser encajadas como se ve en la figura 7.1, para que esta inferencia sea válida.

Adams concluye el éxito empírico de MYCIN, y otros sistemas las cuales usan las mismas funciones de combinación, puede ser debido al hecho que las cadenas de razonamiento son cortas y las hipótesis implicadas son simples. El argumenta que estas inexactitudes en MYCIN ilustran la dificultad de crear un sistema útil y internamente consistente de razonamiento inexacto que no sea simplemente un subconjunto de la teoría de probabilidad. Por lo tanto, la cuidadosa comparación de tales sistemas con la teoría estándar puede ser beneficiosa al mostrar exactamente donde las diferencias y dificultades posibles recaigan, centrándose alrededor del uso de ciertos factores como medidas de cambio en credibilidad, cuando ellos fueron realmente extraídos de los expertos de creencia absoluta.

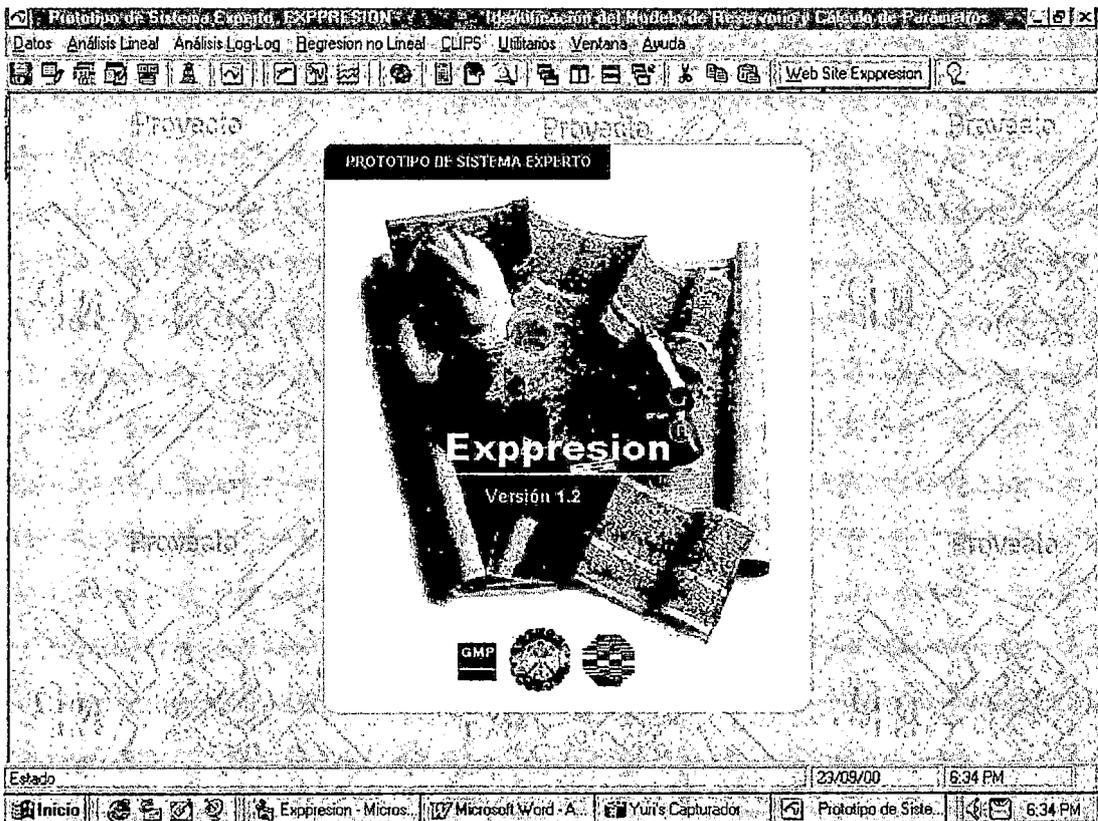
Al atribuir  $FCs$  a reglas, los expertos respondieron a la pregunta sobre una escala de 1 a 10, ¿cuanta certeza usted fija a esta conclusión? Pero la función de combinación de evidencia empleada por MYCIN trata  $FCs$  como actualizaciones de creencia y esto resulta en valores los cuales sean inconsistentes con el teorema de Bayes.

# Capítulo V

## EXPRESION v.1.2

### 5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA APLICACIÓN

Los módulos inteligentes de **EXPRESION** están compuesto de **reglas** y **hechos**, el cual a través del **motor de inferencia** del CLIPS, extraerá de su **base de conocimientos** las reglas de producción - previo matcheo con los hechos existentes - disparándolas de



acuerdo a la estrategia de resolución de conflictos, a fin de analizar únicamente las pruebas de flujo (**Drawdown Testing**) y las de restauración de presión (**Buildup Testing**). Las reglas y/o objetos simularán el proceso de pensamiento usado por un experto en el análisis de interpretación de presiones para identificar el modelo de interpretación más apropiado a partir de la los datos obtenidos de la prueba de pozo.

La arquitectura del área inteligente constará de los tres componentes clásicos de un sistema experto: una base de conocimientos (hechos y reglas), una base de datos (estado solución y datos suministrados) y un motor de inferencia (solucionador del problema, implementado con el algoritmo RETE y otros 6 algoritmos). La estrategia básica es una simulación de un modelo arquitectónico de Pizarra (***Blackboard Architecture***), donde la solución está disponible en jerarquías de componentes de solución local de modo que la búsqueda se enfoca hacia una solución adecuada.

De proseguir con nuevas versiones de la aplicación EXPRESION, si fuera necesario usar los conceptos de la lógica difusa para "manejar realísticamente la incertidumbre y difusividad" asociada a algunas reglas y hechos, relacionadas a nuevos modelos de reservorio, se usará el FuzzyCLIPS, el cual es una versión extendida del Shell CLIPS.

## 5.2 JUSTIFICACIÓN

Debido al contexto socio-económico-político que atraviesa actualmente el sector petrolero y gasífero nacional, está ocurriendo desde años recientes una fuerte migración de expertos en diversos campos de la industria (exploración, producción, etc.), hacia otras compañías nacionales y/o extranjeras; así como el retiro de estas personas por límite de edad - por lo que la compañía pierde parte de su ventaja competitiva - dado que este conocimiento también se pierde.

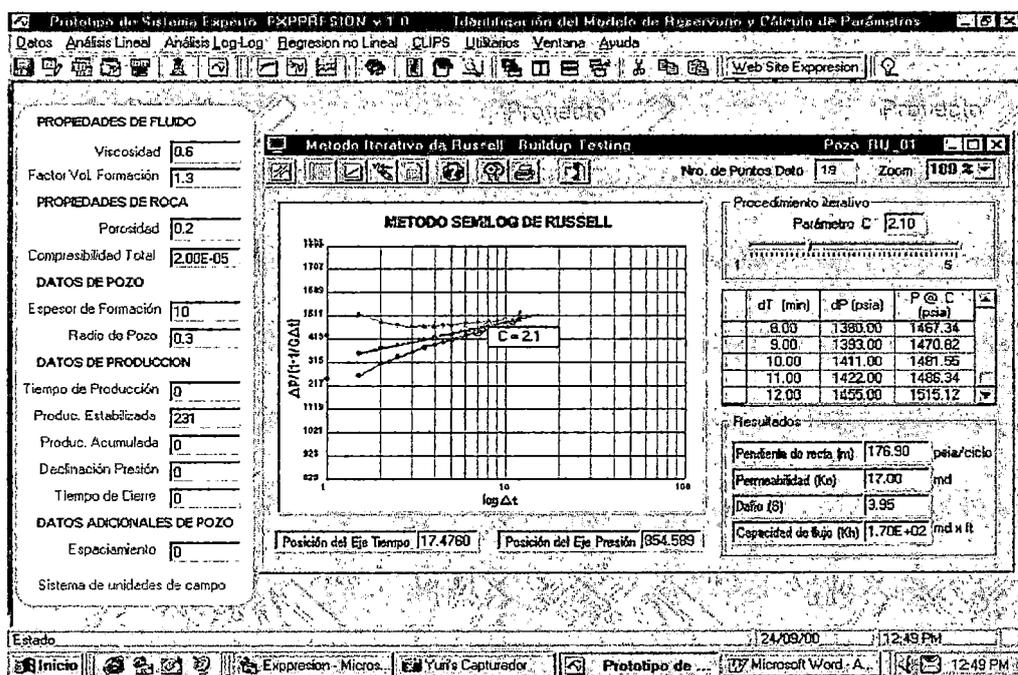
Readquirir el conocimiento por entrenamiento formal y/o literatura publicada, resulta por lo tanto, difícil e impráctico, no solo por costos sino también porque la experiencia acumulada en años del experto, se logró a través del ejercicio profesional y/o estudios de especialización.

Al usar técnicas de inteligencia artificial (IA), el conocimiento puede ser analizado, estructurado, formalizado e implementado en una computadora. El profesional novato puede resolver problemas reales, simular casos problema y aprender a dominar el vocabulario del área, requiriéndose al experto insítu solo para casos muy complejos y nada comunes.

Si se toma a Brasil como referencia, este país vecino ha asumido este reto con éxito. Casi todas las universidades hacen actualmente investigación en IA, algunas de ellas son por ejemplo: la Universidad Estatal de Campinas (UNICAMP), la Universidad Federal de Río Grande del Sur (UFRGS), la Pontificia Universidad Católica de Río (PUC-RIO), la Universidad Federal de Santa Catalina (UFSC), etc.

Por ejemplo, PETROBRAS, una de las empresas petroleras de mayor envergadura del mundo, inició sus actividades en IA a inicios de 1988 con prototipos de sistemas expertos desarrollados a iniciativa de algunos ingenieros. Para 1992 tenían una lista de

más de 25 aplicaciones IA. **SERINF** (Information Resources Services) es el grupo de soporte en el área de la IA para PETROBRAS. Compañías que operan en nuestro país, como Peres Compans, PlusPetrol, Petrotech, Graña y Montero Petrolera S.A., UniPetro ABC S.A., etc. no aplican la tecnología de sistemas expertos, redes neuronales y algoritmos genéticos para el desarrollo normal de sus operaciones. Actualmente la mayoría de estas, usan aplicaciones convencionales, tales como Pan System de EPS, Saphir de Kappa Engineering, WellTest de Fekete Inc., etc. para analizar pruebas de pozo, por lo que no resulta nada aventurado, inferir la existencia de un campo fértil para el desarrollo de aplicaciones de una tecnología de punta como la **inteligencia artificial** a nuestra realidad.



Adicionalmente, un beneficio mayor del análisis por computadora - como se intuye - es que nos permite corregir, filtrar y seleccionar un conjunto manejable de datos (miles de puntos dato registrados) y desarrollar muchas operaciones tediosas, tales como la diferenciación (derivada de la presión) luego de numerosos ajustes de tiempo. La computadora libera así al analista de pensar y intentar varios posibles modelos interpretativos.

### 5.3 HERRAMIENTAS DE DESARROLLO

- Microsoft Visual Basic 6.0
- Shell Clips v.6.3

## 5.4 CLIPS OCX

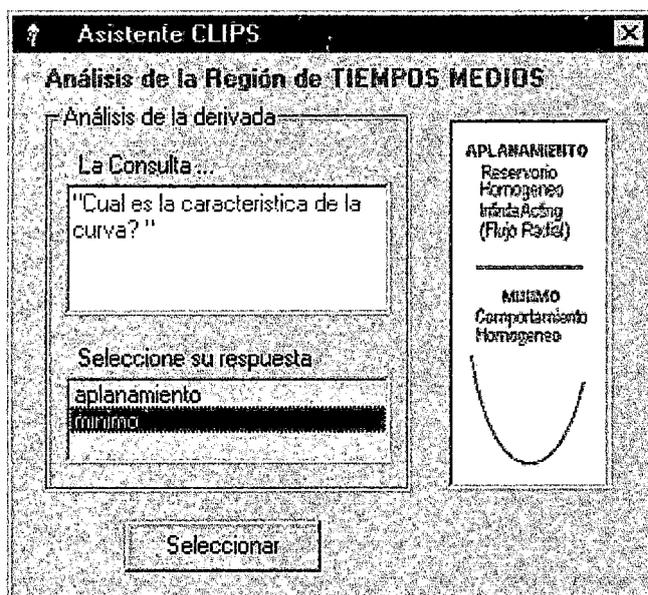
El control CLIPS ActiveX es una implementación del motor del CLIPS como un componente OCX. Todas las características CLIPS están habilitadas, incluso la extensión orientada a objetos (COOL) y la compilación de constructores

El OCX permite fácilmente embeber la potencia del motor de CLIPS en programas escritos en Visual Basic y/o Visual C++. Los constructores CLIPS pueden ser representados como objetos discretos COM (hechos, instancias, etc.) haciendo mas fácil manipularlos en cualquier aplicación habilitada para soportar la tecnología OLE/OCX o en el ambiente de desarrollo.

Precios CLIPS ActiveX	Sin autentificar	Autenticada
Versión Visual Basic 6.0	\$195.00	\$395.00
Versión WEB Internet	\$395.00	\$550.00

## 5.5 DESCRIPCIÓN DE EXPRESION v.1.2

El sistema consiste de tres subsistemas: un programa de análisis de prueba de pozos interactivo, una base de conocimientos y un programa de matcheo del historial. El



programa de análisis de prueba de pozos interactivo es usada para generar funciones de ploteo y displayar los ploteos de diagnostico y curvas tipo. Este programa reduce considerablemente el tiempo y el esfuerzo usualmente usado al generar las funciones de ploteo (es decir, las derivadas, funciones de tiempo ajustado y tiempo equivalente) y las elevadas capacidades gráficas de las actuales computadoras personales mejoran la eficiencia del proceso de

interpretación.

Las bases de conocimientos son tres: análisis de la derivada, análisis semilog y análisis log-log, las cuales contienen el mínimo conocimiento necesario para diferenciar las regiones de flujo y identificar el modelo aplicable de interpretación. Estas bases no manejan

directamente los datos de las pruebas buildup y drawdown, dado que el **CLIPS** solo es usado para fines de consulta acerca del aspecto de las curvas generadas, elemento clave para la identificación del modelo de reservorio. Las rutinas desarrolladas en **Visual Basic** tienen como finalidad calcular los valores de los parámetros del reservorio identificado acorde a las metodologías existentes en el software.

El algoritmo de *matcheo* de historial es usado para verificar y validar el modelo de interpretación por la base de conocimientos. El ingreso inicial al sistema consiste en la introducción de datos *presión* versus *tiempo*, régimen de flujo, propiedades de fluido (compresibilidad, viscosidad, etc.) y propiedades de roca (porosidad, permeabilidad, etc.) ya sea desde el panel de ingreso de datos o través de una base de datos en **Microsoft Access**. El programa usa esta información para generar variados *ploteos* de diagnóstico. Posteriormente en el momento de la consulta, el sistema buscará indirectamente los otros datos relevantes si fuera necesario.

El prototipo de sistema experto desarrolla tres tareas básicas: **(1)** diferencia los datos en tres regiones de flujo: temprano, medio y tardío; **(2)** encuentra el modelo de interpretación de prueba de pozos y **(3)** usa un enfoque de *matcheo* de historial (regresión no lineal) para validar el modelo de interpretación. La consulta a la base de conocimientos es totalmente manejado a través del mouse y/o teclado. Las preguntas y las respuestas alternativamente serán *displayadas* conforme progresa el proceso de consulta.

El modo más eficiente de identificar las regiones de flujo es usar la curva de la derivada de la presión, pues esta intensifica la respuesta de cada régimen de flujo. Un número limitado de señales existen sobre la curva de la derivada, las que pueden atribuirse **a cada régimen, incluyendo el máximo, mínimo, punto de inflexión, estabilización (o aplanamiento)** y tendencias ascendente o descendente. Hay que notar que el reconocimiento de las regiones de flujo es afectada grandemente por la calidad generada de la curva de la derivada. El potente algoritmo de suavización para el cálculo de la derivada escrito en Visual Basic, reduce el "*ruido*" a fin de justamente evitar este problema.

Es posible que la base de conocimientos identifique más de una solución para un segmento del modelo de interpretación. En este caso, ambas soluciones son consideradas en el resto del análisis. La descripción completa del modelo de interpretación es construida a partir de los segmentos individuales del modelo. Cada solución está asociada a un factor de certidumbre, de acuerdo a la heurística y experiencia de los expertos.

## **5.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO**

Este trabajo de tesis se desarrolló para el departamento de Ingeniería de Reservorios de la compañía Graña y Montero Petrolera (GMP S.A.) del Grupo Graña y Montero. Vale la pena remarcar que en una organización o empresa, el análisis y diseño de sistemas, es el proceso de estudiar su situación - conocer las reglas del negocio - con la

finalidad de observar cómo se trabaja y decidir si es necesario realizar una mejora; el encargado de llevar a cabo estas tareas es el analista de sistemas, labor que realizó el tesista.

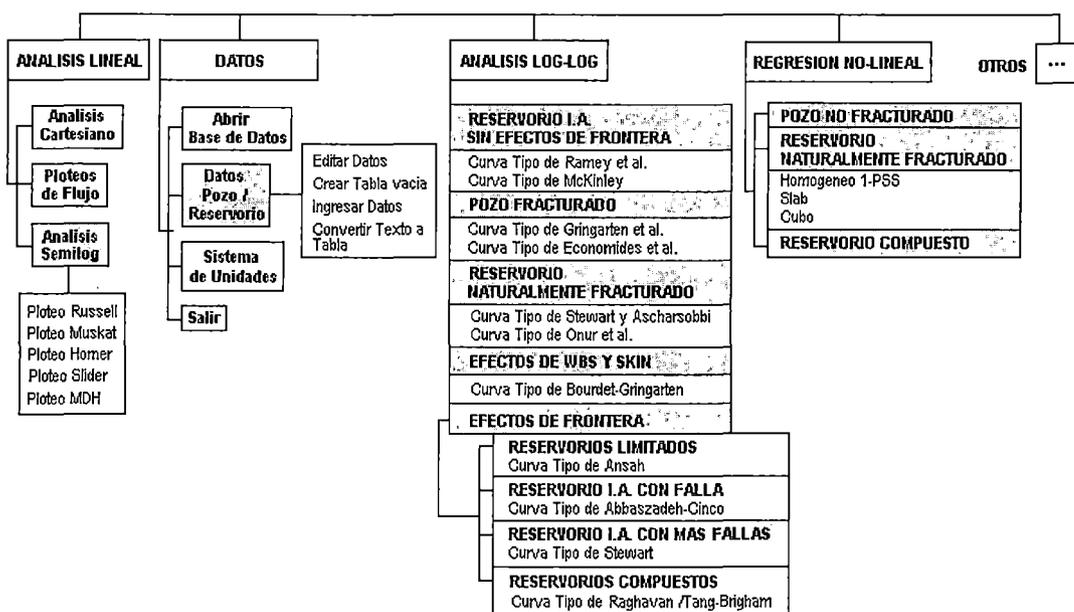
Asimismo, antes de comenzar con el desarrollo de cualquier proyecto, se conduce un estudio de sistemas para detectar todos los detalles de la situación actual de la empresa. La información reunida con este estudio sirve como base para crear varias estrategias de diseño. La Gerencia decide luego las estrategias a seguir.

# Capítulo VI

## METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

### 6.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La identificación del problema se refiere al reconocimiento de una situación, la cual constituye un problema para la organización. Identificar el problema significa reconocer una ventana de oportunidades para utilizar SE.



Tanto el dominio del problema como el problema específico deben ser identificados. Un dominio de problema está relacionado al área general funcional en el cual el problema es localizado. Por ejemplo, el problema general del área de **evaluación de formaciones** constituye un dominio del problema que a los **ingenieros de reservorios** les interesa. Dentro de la evaluación de formaciones, el problema específico puede ser la identificación de un modelo de interpretación de **prueba de pozos**.

En este trabajo se usó el modelo de *Espiral de Boehm* (Boehm,1988). Este modelo

combina las mejores características del ciclo de vida Waterfall, la idea de prototipar y el concepto del análisis de riesgo. En este modelo la dimensión radial presenta los costos acumulados en que se incurren al desarrollar los pasos, mientras la dimensión angular representa el progreso al completar un ciclo particular.

Cada ciclo consiste de:

1. **Identificación:** se determinan los objetivos de este ciclo, las diferentes alternativas que pueden ser usadas para lograr los objetivos así como las restricciones existentes sobre estas alternativas.
2. **Evaluación:** Se examinan los diversos objetivos y restricciones impuestas sobre las alternativas para descubrir algunas incertidumbres y riesgos implicados.
3. **Formulación:** Se desarrolla una estrategia que resuelve las incertidumbres y riesgos. Esto puede significar administrar cuestionarios, cuestionar, crear simulaciones y/o prototipar.
4. **Aseguramiento:** Se evalúa que se ha hecho para determinar los riesgos restantes, esto determina si el desarrollo estacionario debería continuar e la componente actual o si el siguiente componente o paso de desarrollo sería examinado.

Este modelo da una visión extremadamente realista de como la mayoría de sistemas de software a gran escala deben ser desarrollados. Esta se construye sobre el fundamento de paso a paso del modelo Waterfall por a: (a) imponiendo un proceso iterativo que refleje lo que ocurre durante el desarrollo del software y (b) identificando, evaluando y reduciendo riesgos en cada etapa del desarrollo. Modelos adicionales han sido desarrollados, como los de **Summerville** (1982), **Shooman** (1983), **Marco**(1987) y **Jones** (1990). Algunos son muy simples, mientras otros son extremadamente complejos

El proyecto de tesis, cuyas características ya se han indicado, se encuentra enmarcado en la modalidad de **proyecto factible**, ya que proporciona una solución posible a un problema del tipo práctico, para satisfacer ciertas necesidades de una organización como GMP.

*"Un proyecto factible consiste en la elaboración de un modelo operativo viable, o una solución posible a un problema del tipo práctico, para satisfacer necesidades de una institución o grupo social".*

Se puede destacar que las fases metodológicas que sigue la investigación, se adaptan a la afirmación anterior.

## 6.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

### 6.2.1 ANTECEDENTES

No existen antecedentes de este tipo de trabajos en el Perú, para la industria petrolera y gasífera, siendo este un trabajo original.

### 6.2.2 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para la realización del proyecto se realizó en primer lugar la búsqueda de información bibliográfica y/o artículos publicados en revistas especializadas, lo que permitió determinar la metodología a seguir para dar solución al problema. Se revisaron libros de ingeniería de software, de lenguajes de programación, de ingeniería de reservorios, de sistemas expertos e inteligencia artificial, tesis nacionales de la UNI, UNMSM, PUC, Universidad de Lima, tesis extranjeras de la University of Stanford, Texas A&M University, University of Florida, etc., así como enlaces en la INTERNET con información relacionada fuertemente al tema de investigación.

### 6.2.3 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN

En la primera etapa se hizo un análisis del proceso de la metodología de

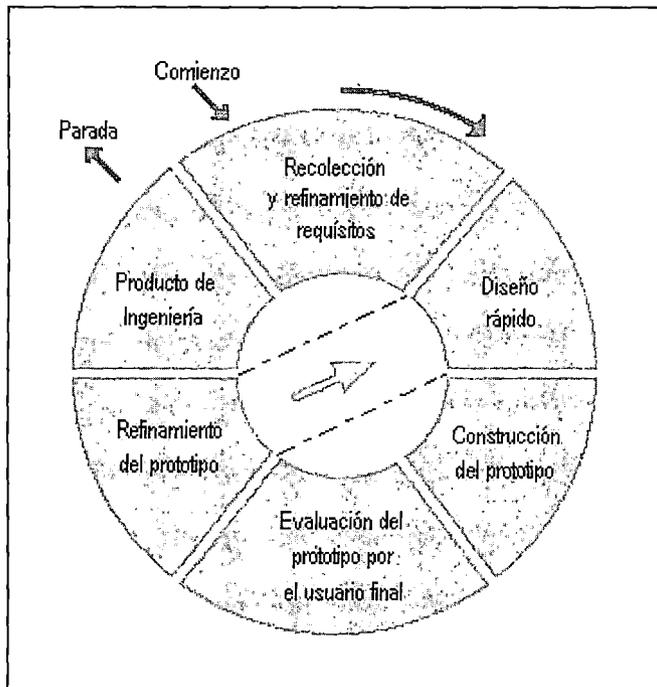


Fig. 6.1 Construcción de prototipos, (Pressman, 1993)

interpretación de prueba de pozos, a través de entrevistas con los expertos - ya sea personalmente o vía correo electrónico y/o chat - así como varias prácticas de identificación del modelo de reservorio. Una vez definido claramente el problema se procedió a elegir el tipo de sistema experto (SE) que se implementaría. El paso siguiente consistió en el diseño del SE, la elección del shell y del lenguaje de desarrollo, basado en la posibilidad de conectarlos a fin de intercambiar información a tiempo real. Una

vez superada la etapa anterior se procedió al desarrollo de un prototipo a la prueba del mismo, con el fin de pulir defectos. Como último paso se realizaron las pruebas finales que se resumen en el siguiente capítulo.

La metodología empleada contempla las siguientes fases genéricas: fase de definición, de desarrollo y de afinamiento.

### 6.3 FASE DE DEFINICIÓN

En esta fase se realizó la recolección de requisitos y el análisis de la información recolectada

#### 6.3.1 RECOLECCIÓN DE REQUISITOS

Para la recolección de requisitos se eligió el método de construcción de prototipos (Fig. 6.1). Se construyó un prototipo de características seleccionadas, es decir se implementaron sólo parte de las funciones del programa. Cuando se construye este tipo de prototipo, el sistema se va construyendo por módulos, de modo que si las características reciben una evaluación satisfactoria éstas pueden incorporarse al sistema final. Los cuatro lineamientos principales para el desarrollo de un prototipo son: trabajar en módulos manejables; construir el prototipo rápidamente; modificar el prototipo y enfatizar la interfaz de usuario. En la recolección de requisitos se determinaron los métodos que debían de automatizarse para calcular los parámetros del reservorio.

#### 6.3.2 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN RECOLECTADA

Para analizar la información recolectada se utilizó la metodología del diagrama de flujo de datos con ciertas restricciones. El diagrama de flujo de datos (DFD) es una técnica

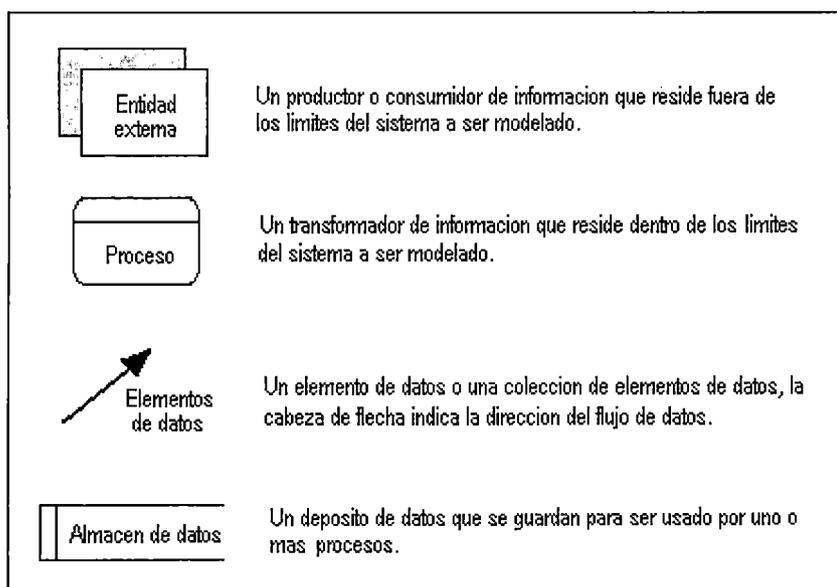


Fig. 6.2 Notación básica del diagrama de flujo de datos

gráfica que representa el flujo de la Información y las transformaciones que se aplican a los datos al moverse desde la entrada hasta la salida del sistema. En la Fig. 6.2 se muestra la notación DFD básica. El

diagrama de flujo de datos permite representar un sistema convencional - que no es nuestro caso - a diferentes niveles de detalle. Comenzando desde un nivel panorámico (diagrama de contexto), se van detallando los procesos hasta llegar a describir las actividades que los componen. El análisis de la información de requisitos del programa permitió en cierto modo determinar el número de pantallas a diseñar, determinar los procedimientos principales y

secundarios del sistema a implementar. Como se mencionó anteriormente, el desarrollo del prototipo no asumió formalmente el DFD dado que el contexto está orientado a la consulta inteligente y por conceptos de la actual ingeniería de software, este enfoque no es totalmente compatible con el desarrollo de sistemas complejos con entorno GUI (Windows), usándose la únicamente como guía de referencia para comprender el flujo de datos.

#### 6.4 FASE DE DESARROLLO

En esta fase se diseñó el programa, se efectuó la codificación y prueba del mismo.

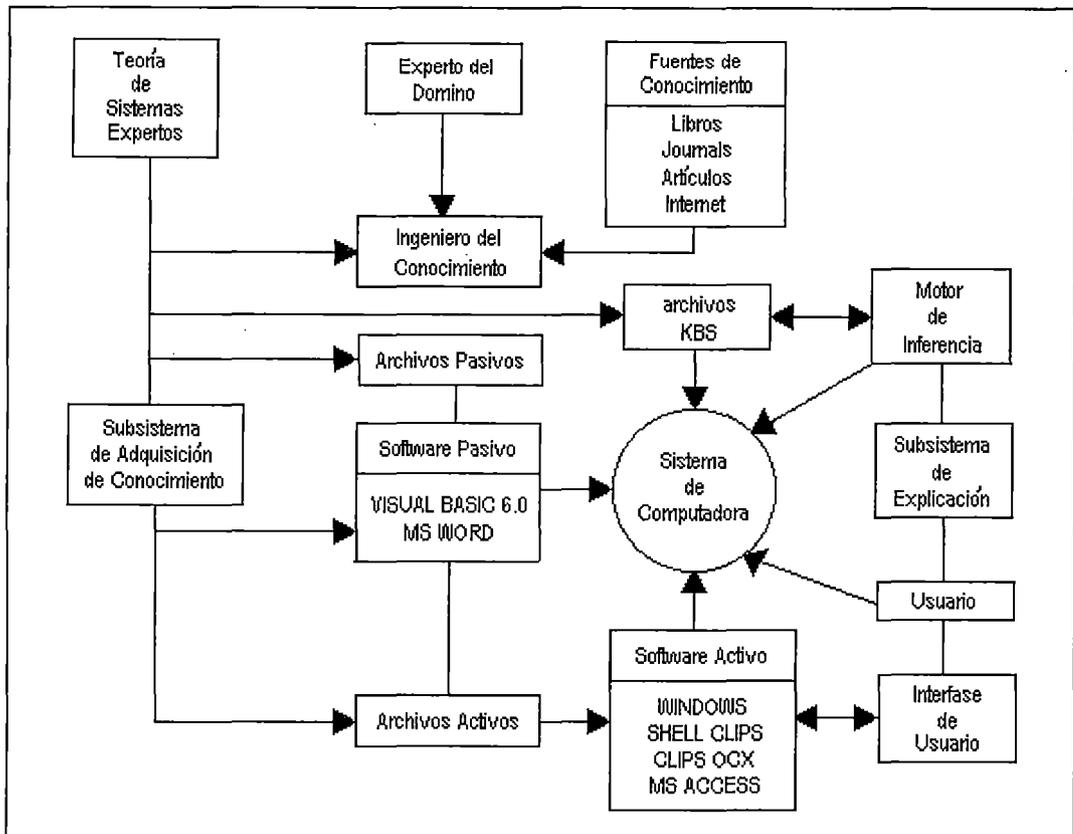


Fig. 6.3 Desarrollo e Implementación de EXPRESION

#### 6.4.1 DISEÑO DEL PROGRAMA

##### 6.4.1.1 ESTRUCTURA DE LA BASE DE DATOS

Se diseñó una normalización de los datos manejados por **EXPRESION**, utilizando para ello el modelo Entidad-Relación (E-R). Este modelo se basa en una percepción de un mundo real que consiste en una colección de objetos básicos llamados *entidades* y relaciones entre estos objetos. Una *entidad* es un objeto que es distinguible de otros objetos por medio de un conjunto específico de atributos. Una *relación* es una asociación entre varias entidades.

La estructura lógica de la base de datos puede expresarse gráficamente a través de

un diagrama E-R, que consta de los siguientes componentes:

- **Rectángulos**, que representan conjuntos de entidades.
- **Elipses**, que representan atributos.
- **Rombos**, que representan relaciones entre conjuntos de entidades
- **Líneas**, que conectan atributos a conjuntos de entidades y conjuntos de entidades a relaciones.

Se diseñaron las Bases de Datos del programa, teniendo en cuenta este modelo, cuya estructura lógica se representó mediante un diagrama Entidad-Relación, tal como se muestra a continuación.

#### 6.4.1.2 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

**EXPPRESION** v.1.2, le permite al usuario final decidir si primeramente accesa al modo consulta o al modo convencional. Si invoca al primer modo, el sistema le hará consultas acerca del aspecto de las curvas semilog, de la derivada de presión y log-log, etc., afín de determinar el modelo de reservorio, guiándolo hacia los métodos que le incumben.

La aplicación posee un menú principal con los clásicos menús pull-down (las

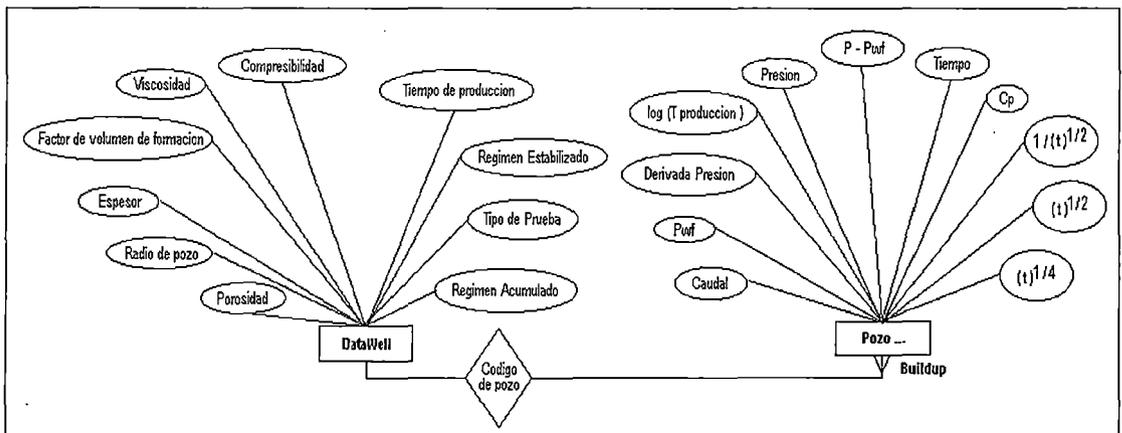


Fig. 6.4 Estructura lógica de la Base de Datos, representada mediante un diagrama Entidad - Relación

opciones más relevantes pueden ser invocadas desde la barra de herramientas).

#### 6.4.1.3 CÓDIGO FUENTE

Para la codificación se utilizó el lenguaje Microsoft Visual Basic 2008. El término **Visual** hace referencia al modo como el Sistema Operativo **Windows** crea una interfaz gráfica de usuario.

A diferencia de los lenguajes procedurales, el código no va acorde a una secuencia predeterminada, sino que ejecuta distintas secciones de código como respuesta a los eventos que pueden desencadenarse por acción del usuario, por mensajes del sistema operativo o de otras aplicaciones, o incluso por la misma aplicación. Se efectuó la

codificación siguiendo los pasos recomendados para generar una aplicación en Visual Basic. Estos pasos son: *crear la interfaz, establecer las propiedades y escribir el código.*

#### **6.4.1.4 CREACIÓN DE LA INTERFAZ**

Se diseñaron las pantallas de la aplicación, teniendo en cuenta los lineamientos para la obtención de una entrada efectiva de datos, que consisten básicamente en: mantener una pantalla sencilla, mantener consistente la presentación de la pantalla, facilitar al usuario el movimiento entre pantallas y crear pantallas atractivas.

Se tuvieron en cuenta las recomendaciones para el diseño de interfaces gráficas. Se siguió en lo posible, los estándares de otras aplicaciones para Windows. Se diseñaron las salidas por pantalla y por impresora; teniendo en cuenta el requerimiento de reportes acompañados de formatos gráficos.

#### **6.4.1.5 ESTABLECIMIENTO DE PROPIEDADES**

Consiste en indicar para cada componente (control) de la pantalla formularios (base de la interfaz de a aplicación), botones de comando, etiquetas, cajas de texto, etc., sus propiedades, es decir. su tamaño, posición, color, etc..

#### **6.4.2 ESCRITURA DE CÓDIGO**

A cada pantalla (formulario) y control (componente) le corresponde un módulo de código que contiene procedimientos de evento (secciones de código donde se colocan las instrucciones que se ejecutarán como respuesta a eventos específicos).

Además de procedimientos de evento, los módulos de formulario pueden contener procedimientos generales que se ejecutan como respuesta a una llamada desde cualquier procedimiento de evento. El código que no esté relacionado con un control o un formulario específico se puede colocar en un tipo diferente de módulo conocido como módulo estándar (.bas). En este tipo de módulo se colocan procedimientos que se puedan utilizar como respuesta a eventos de diversos objetos., en lugar de duplicar el código en los procedimientos de evento de cada objeto.

#### **6.4.3 PRUEBA**

Consistió en comparar la información generada por el programa con tablas elaboradas manualmente para los mismos métodos y datos, y en observar reacciones de los usuarios al usar el programa.

#### **6.5 FASE DE AFINAMIENTO**

En esta fase se procedió a la búsqueda y corrección. de errores; se adaptó y se mejoro el programa da acuerdo a las sugerencias del usuario Por ejemplo, se agrego más

código fuente para incluir nuevas curvas tipo así como todo lo concerniente a la manipulación de las bases de datos. Se hicieron adaptaciones y mejoramientos en lo referente a los displayados gráficos a diferentes escalas; se mejoraron los informes y formatos gráficos. Se elaboró el Manual del Usuario. Se crearon las pantallas de mensajes de advertencia, de interrogación y pantallas de información.

#### **6.6 EVALUACIÓN DEL PROTOTIPO**

Se lleva a cabo para identificar puntos débiles y fuertes del sistema implantado. La evaluación ocurre a lo largo de cualquiera de las siguientes tres dimensiones:

#### **6.7 EVALUACIÓN OPERACIONAL**

**EXPPRESION** tiene como fortalezas su facilidad de uso, los tiempos de respuesta ante una necesidad o proceso, se adecuan a los formatos en que se presenta la información además su nivel de utilidad es meritorio.

#### **6.8 IMPACTO ORGANIZACIONAL**

**EXPPRESION** genera ciertos beneficios operacionales para la empresa en áreas tales como Ingeniería de Reservorios, Geología y Finanzas (costos, ingresos y ganancias), haciendo más eficiente, rápida y económica la identificación del reservorio así como el cálculo de los parámetros de interés. Como organización se hace más competitiva frente a otras empresas del medio en el ámbito de la evaluación de formaciones.

#### **6.9 DESEMPEÑO DEL DESARROLLO**

Dado que **EXPPRESION** es un prototipo avanzado, su desarrollo ha involucrado tiempo y esfuerzo de parte del tesista. Su presupuesto es bajo y concuerda con los estándares a seguirse en la administración de proyectos de software.

# Capítulo VII

## APLICACIONES Y RESULTADOS

### EJEMPLO COMPLETO N° 1

Secuencia de prueba **Drawdown** realizada en el Pozo Mach-3X.

Estos datos fueron obtenidos de un yacimiento en el Oriente de Venezuela. En este caso los analistas indicaron que la performance del pozo indicaba flujo interporosidad pseudoestable. El sistema deberá comprobarlo.

Referencias:

- a. PETroleum Engineering 324 Course Notes - Well Performance: Texas A&M / EEUU
- b. Paper SPE 13054 - Society of Petroleum Engineers

Los datos asociados al ejemplo son:

1. Propiedades de reservorio:

$$\phi = 0.048 \quad r_w = 0.2917 \text{ pies} \quad c_t = 24.5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad h = 65 \text{ pies}$$

2. Propiedades del petróleo:

$$\beta_o = 1.8235 \text{ RB/STB} \quad \mu_o = 0.362 \text{ cp}$$

3. Parámetros de producción:

$$P_{wf}(\Delta t = 0) = 11348 \text{ psia} \quad q_o = 2700 \text{ STB/D}$$

4. Datos de prueba y funciones de datos:

*Nomenclatura:*

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

$\Delta P'$  : derivada de presión. Determinado por EXPRESION 1.2 usando:

- Método de la Derivada de Bourdet

- Método de la Integración de la Regla de los Trapecios

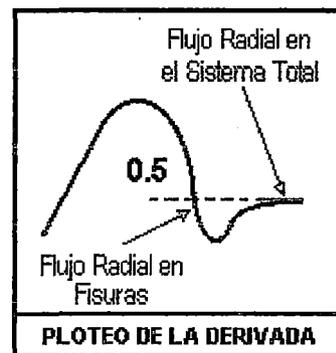
- Coeficiente de Bourdet,  $L=0.18$

PUNTO	$\Delta t$ (horas)	$P_{ws}$ (psia)	$\Delta P$ (psia)	$\Delta P'$ (psia)
1	0.00	11348.0	0.00	0.00
2	0.25	10989.0	359.00	517.92
3	0.50	10630.0	718.00	415.22
4	0.75	10486.0	862.00	336.90
5	1.00	10392.8	955.20	329.03
6	1.25	10318.5	1029.50	301.25
7	1.50	10268.3	1079.70	266.82
8	1.75	10229.5	1118.50	256.55
9	2.00	10195.4	1152.60	247.98
10	2.50	10141.0	1207.00	212.55
11	3.00	10106.9	1241.10	173.40
12	3.50	10083.2	1264.80	156.35
13	4.00	10063.2	1284.80	139.29
14	4.50	10046.8	1301.20	131.08
15	5.00	10034.0	1313.70	123.73
16	5.50	10022.7	1325.30	116.58
17	6.00	10012.6	1335.40	114.38
18	7.00	9995.6	1352.40	111.51
19	8.00	9981.9	1366.20	111.62
20	9.00	9967.8	1380.20	114.63
21	10.00	9956.1	1391.90	120.00
22	12.00	9933.5	1414.50	125.49
23	14.00	9913.1	1434.90	130.94
24	16.00	9896.7	1451.30	136.38
25	18.00	9879.6	1468.40	144.89
26	20.00	9864.8	1483.20	156.95
27	24.00	9834.1	1513.90	174.93
28	28.00	9806.2	1541.80	209.30
29	32.00	9780.8	1567.20	226.30
30	36.00	9747.0	1601.00	261.75
31	40.00	9723.1	1624.80	309.44
32	45.00	9683.4	1664.60	332.78
33	50.00	9642.7	1705.30	379.28
34	55.00	9608.0	1740.00	400.15
35	66.00	9531.0	1817.00	471.03
36	67.00	9522.8	1825.70	478.46
37	69.00	9508.3	1839.70	482.15
38	71.00	9494.2	1853.80	499.41
39	74.00	9473.1	1874.90	516.66
40	77.00	9452.7	1895.30	518.69
41	80.00	9430.5	1917.50	526.98
42	84.00	9406.2	1941.80	533.03

43	88.00	9377.3	1970.70	540.96
44	92.00	9355.0	1993.00	538.35
45	96.00	9333.2	2014.80	520.98
46	100.00	9311.1	2036.90	515.02
47	104.00	9290.4	2057.70	507.78
48	108.00	9269.4	2078.60	489.22
49	112.00	9251.4	2096.60	489.46
50	116.00	9237.1	2110.90	491.63
51	120.00	9223.0	2125.00	491.54
52	131.00	9181.8	2166.20	492.37
53	132.00	9177.8	2170.20	495.28
54	134.00	9169.7	2178.30	493.98
55	136.00	9161.9	2186.10	500.17
56	138.00	9154.3	2193.70	507.79
57	143.00	9135.4	2212.60	522.61
58	148.00	9117.3	2230.70	530.73
59	153.00	9099.2	2248.80	534.96
60	158.00	9082.5	2265.50	541.99
61	163.00	9064.6	2283.30	545.41
62	168.00	9047.0	2300.50	548.77
63	173.00	9031.0	2316.90	551.00
64	178.00	9015.0	2333.00	554.25

### ANÁLISIS Y CÁLCULOS REALIZADO POR EXPRESION v.1.2

El Sistema Experto **EXPRESION 1.2** en base a las consultas hechas al usuario final, infiere con mayor probabilidad de éxito que el reservorio es naturalmente fracturado con flujo interporosidad en estado pseudoestable. (Ejecutar la aplicación a fin de observar el análisis.)



### 1.- ANÁLISIS CARTESIANO A TIEMPOS TEMPRANOS

#### Ploteo Cartesiano

Resultados obtenidos:

$$m_{wbs} = 1436 \text{ psi / hr}$$

$$P_{wf}(t = 0) = 11348 \text{ psia}$$

La relación para  $C_S$  es

$$C_S = \frac{q_{sw}\beta}{24m_{vbs}}$$

Resolviendo para  $C_S$  de los datos se obtiene:

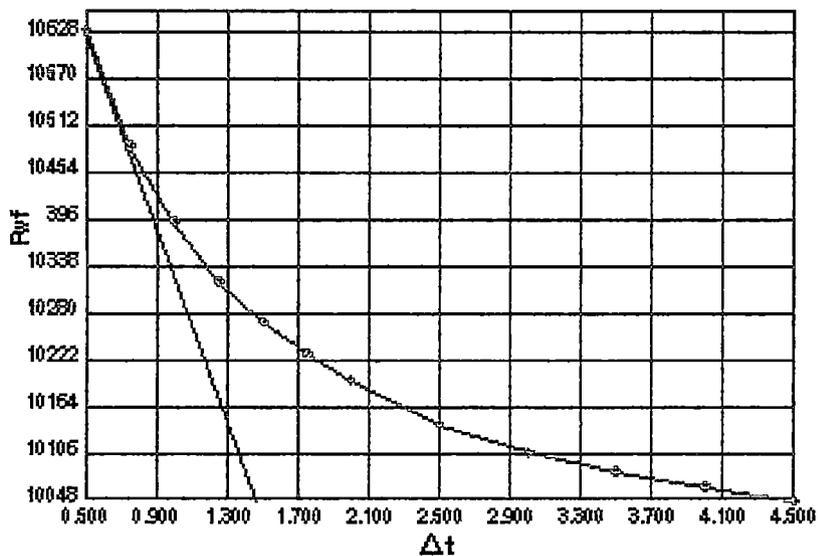
$$C_S = \frac{(2700STB/d)(1.8235bbl/STB)}{24(1436psi/hr)} = 1.429 \times 10^{-2} bbl/psi$$

La relación para  $C_D$ , de la relación anterior se tiene:

$$C_D = 0.894 \frac{C_S}{\phi h c_i r_w^2}$$

Resolviendo para  $C_D$

$$C_D = 0.894 \frac{(1.429 \times 10^{-1} bbl/psi)}{(0.048)(65 ft)(24.5 \times 10^{-6})(0.2917 pies)^2} = 19636$$



## 2.- ANÁLISIS SEMILOG

### Ploteo Semilog

Resultados obtenidos:

#### Sistema de fracturas (1ra. línea)

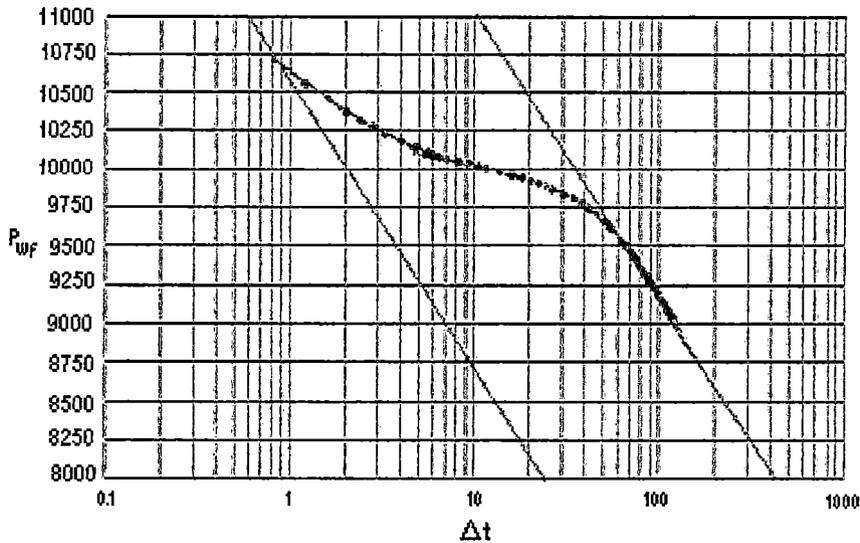
$$m = 1140 \text{ psi/ciclo}$$

$$P_{wf,1hr} = 11280 \text{ psia}$$

**Sistema total (2da. Línea)**

$m = 1140 \text{ psi/ciclo}$

$P_{wf,1hr} = 11592 \text{ psia}$



**Permeabilidad:**

La relación analítica para la permeabilidad,  $k$ , es

$$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$$

Resolviendo para la permeabilidad,  $k$ , de nuestros datos se obtiene:

$$k = 162.6 \frac{(2700 \text{ STB} / D)(1.8235 \text{ bbl} / \text{STB})(0.362 \text{ cp})}{(65 \text{ pies})} \times \frac{1}{(1140.00)} = 3.91 \text{ md}$$

**Factor Skin:**

La relación analítica para el factor Skin,  $s$ , es

$$s = 1.1513 \left[ \frac{(p_{wf}(t=0) - p_{wf,1hr}(tot))}{m} - \log \left[ \frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} \right] + 3.2275 \right]$$

Resolviendo para el factor skin, EXPRESION obtiene:

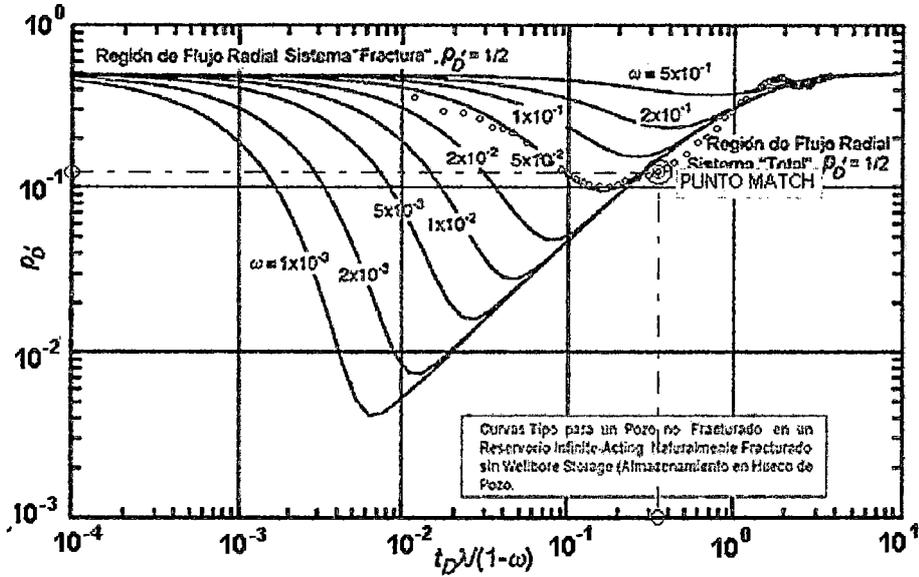
$$s = 1.1513 \left[ \frac{(11,348 \text{ psia}) - (11,592 \text{ psia})}{(1140 \text{ psia} / \text{ciclo})} - \log \left[ \frac{(3.91 \text{ md})}{(0.048)(0.362 \text{ cp})(24.5 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1})(0.2917 \text{ ft})^2} \right] + 3.2275 \right]$$

$$s = -5.78$$

### 3.- ANÁLISIS DE LA CURVA TIPO:

Matcheo de la Curva tipo de Onur et al.

Parámetro de Matcheo,  $\omega = 5E-02$



**PUNTO MATCH:**

#### PRESION

$$[t_D \lambda / (1 - \omega)]_{PM} = 0.419$$

$$[t]_{PM} = 16$$

#### TIEMPO

$$[p'_{wD}]_{PM} = 0.139$$

$$[\Delta p']_{PM} = 136.38$$

#### Permeabilidad:

$$k = 141.2 \frac{(2700 \text{ STB} / D)(1.8235 \text{ bbl} / \text{STB})(0.362 \text{ cp})}{65 \text{ pies}} \frac{0.139}{136.38} = 3.95 \text{ md}$$

**Parámetro de Flujo Interporosidad Adimensional:**

$$\frac{1}{\lambda/(1-\omega)} = 0.0002637 \frac{(3.78md)}{(0.048)(0.362cp)(24.5 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1})(0.2917 \text{ pies})^2} \frac{(16hr)}{(0.419)}$$

Resolviendo para  $\lambda$  obtenemos:

$$\lambda = 9.614E-07$$

**RESUMEN**

Análisis	$C_D$	$k$	$s$	$w$	$\lambda$
Cartesiano	19,636	---	---	---	---
Semilog	---	3.91	-5.78	---	---
Log-Log	---	3.95	---	$5 \times 10^{-2}$	$9.614 \times 10^{-7}$

Los valores optimizados con la regresión no lineal concuerdan con los valores calculados ( $k=3.93$ ).

**EJEMPLO COMPLETO N° 2**

La prueba **Buildup** fue corrida sobre un pozo de petróleo que está produciendo por encima del punto de burbuja. El pozo estuvo produciendo por un tiempo efectivo de 13630 horas.

Referencias:

- a. **PETroleum Engineering 324 Course Notes - Well Performance:** Texas A&M / EEUU
- b. **Ejemplo 2.2 del Libro Well Testing** - John Lee

Los datos asociados al ejemplo son:

1. Propiedades de reservorio:

$$\phi = 0.039 \quad r_w = 0.198 \text{ pies} \quad c_t = 17 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad h = 69 \text{ pies}$$

2. Propiedades del petróleo:

$$\beta_o = 1.136 \text{ RB/STB} \quad \mu_o = 0.8 \text{ cp}$$

3. Parámetros de producción:

$$P_{wf}(\Delta t = 0) = 3534 \text{ psia} \quad q_o = 250 \text{ STB/D} \quad t_p = 13,630 \text{ horas}$$

4. Datos de prueba y funciones de datos:

Nomenclatura:

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

$\Delta P'$  : derivada de presión.

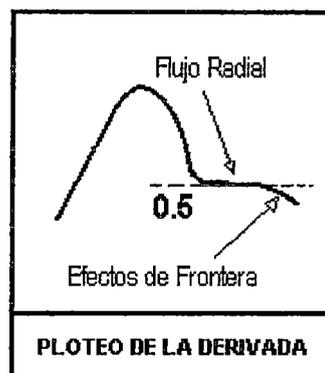
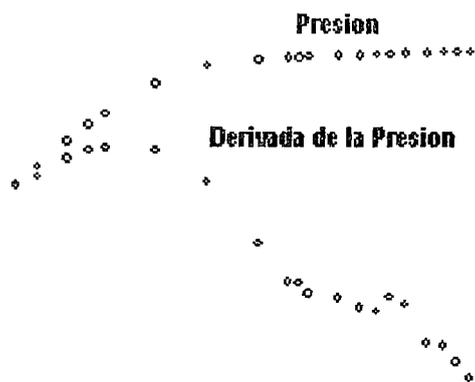
Determinado por EXPRESION 1.2 usando:

- Método de la Derivada de Romboutsos & Stewart
- Método de la Integración de la Regla de las Potencias
- Numero de coeficientes de Stehfest=8

PUNTO	$\Delta t$ (horas)	$P_{ws}$ (psia)	$\Delta P$ (psia)	$\Delta P'$ (psia)
1	0.15	3680	146	149.4710
2	0.20	3723	189	166.2520
3	0.30	3800	266	213.0200
4	0.40	3866	332	236.4050
5	0.50	3920	386	247.2600
6	1.00	4103	569	238.0450
7	2.00	4250	716	156.5320
8	4.00	4320	786	68.3932
9	6.00	4340	806	40.8058
10	7.00	4344	810	39.9420
11	8.00	4350	816	34.6642
12	12.00	4364	830	32.6308
13	16.00	4373	839	29.5600
14	20.00	4384	845	32.6308
15	24.00	4384	850	27.2520
16	30.00	4393	859	24.4973
17	40.00	4398	864	17.3321
18	50.00	4402	868	15.3391
19	60.00	4405	871	15.3939
20	72.00	4407	873	13.7120

**ANÁLISIS Y CÁLCULOS REALIZADO POR EXPRESION v.1.2**

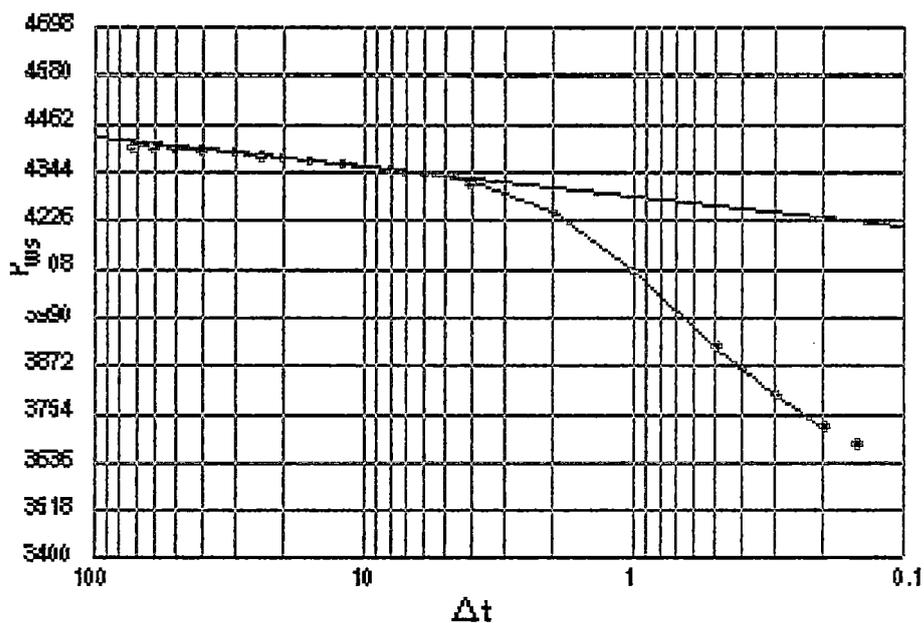
El Sistema Experto **EXPRESION 1.2** en base a las consultas que hace al usuario final infiere que el reservorio posee una frontera a presión constante. (reservorio que exhibe efectos de frontera)



## 1.- ANÁLISIS CARTESIANO A TIEMPOS TEMPRANOS

### Ploteo Cartesiano

Resultados obtenidos:



$$m_{wbs} = 1436 \text{ psi / hr}$$

$$P_{wf}(t = 0) = 3534 \text{ psia}$$

La relación para  $C_s$  es

$$C_s = \frac{q_{sw} \beta}{24 m_{wbs}}$$

Resolviendo para  $C_s$  de los datos se obtiene:

$$C_s = \frac{(250 \text{ STB} / d)(1.136 \text{ bbl} / \text{STB})}{24(973.33 \text{ psi} / \text{hr})} = 1.2157 \times 10^{-2} \text{ bbl} / \text{psi}$$

La relación para  $C_D$ , se obtiene de la relación anterior:

$$C_D = 0.894 \frac{C_s}{\phi h c_r r_w^2}$$

$$C_D = 0.894 \frac{(1.2157 \times 10^{-2} \text{ bbl} / \text{psi})}{(0.039)(69 \text{ ft})(17.0 \times 10^{-6})(0.198 \text{ pies})^2} = 6059.97$$

## 2.- ANÁLISIS SEMILOG

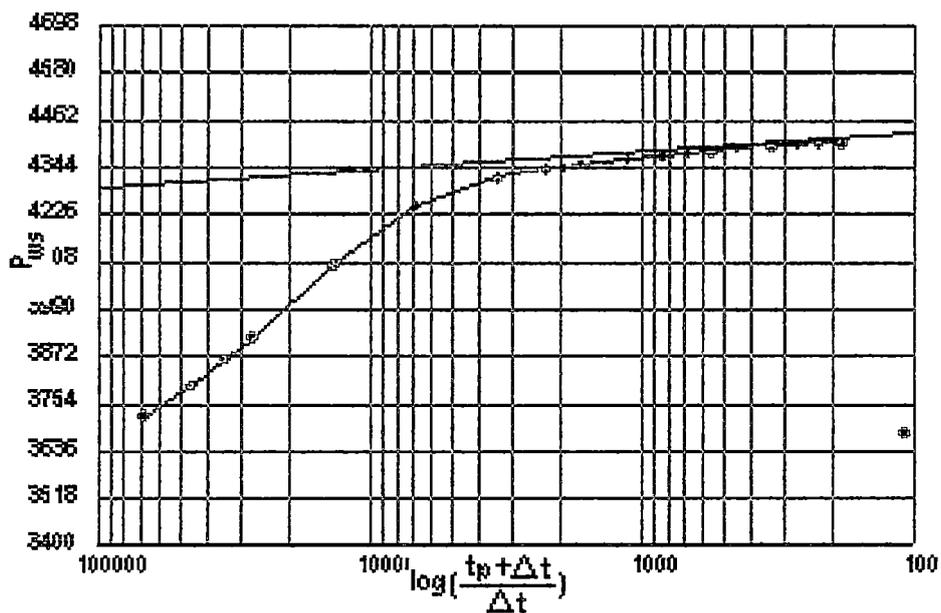
### Ploteo Semilog

Resultados:

$$m = 69.5 \text{ psi/ciclo}$$

$$P_{wf, \Delta t} = 4292 \text{ psia}$$

### MÉTODO DE HORNER



### Permeabilidad:

La relación analítica para la permeabilidad,  $k$ , es:

$$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$$

Resolviendo para la permeabilidad,  $k$ , de nuestros datos obtenemos

$$k = 162.6 \frac{(250STB/D)(1.136bbl/STB)(0.8cp)(1.0)}{(69pies)(73,90)} = 7.25md$$

### **Factor Skin:**

La relación analítica para el factor Skin,  $s$ , es:

Resolviendo para el factor skin, de nuestro datos obtenemos:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{(p_{wf,1hr}(tot) - p_{wf}(t=0))}{m} - \log \left[ \frac{k}{\phi\mu c_r r_w^2} \right] + 3.2275 \right]$$

$$s = 1.1513 \left[ \frac{(4292psia) - (3534psia)}{(69.5psia/ciclo)} - \log \left[ \frac{(7.25md)}{(0.039)(0.8cp)(17.0 \times 10^{-6} psia^{-1})(0.198ft)^2} \right] + 3.2275 \right]$$

$$s = 6.37$$

### **METODO MDH**

Resultados del Ploteo Semilog:

$$m = 72.81 \text{ psi/ciclo}$$

$$P_{wf,1hr} = 4284.71 \text{ psia}$$

El valor de la permeabilidad es igual a 7.0,

### **3.- ANÁLISIS DE LA CURVA TIPO**

Matcheo de la curva tipo de **Ansah**. (Reservorio con frontera a presión constante)

Parámetros de matcheo,  $tDf = 1$  (asumiendo reservorio simétrico)

#### **PUNTO MATCH:**

#### **PRESION**

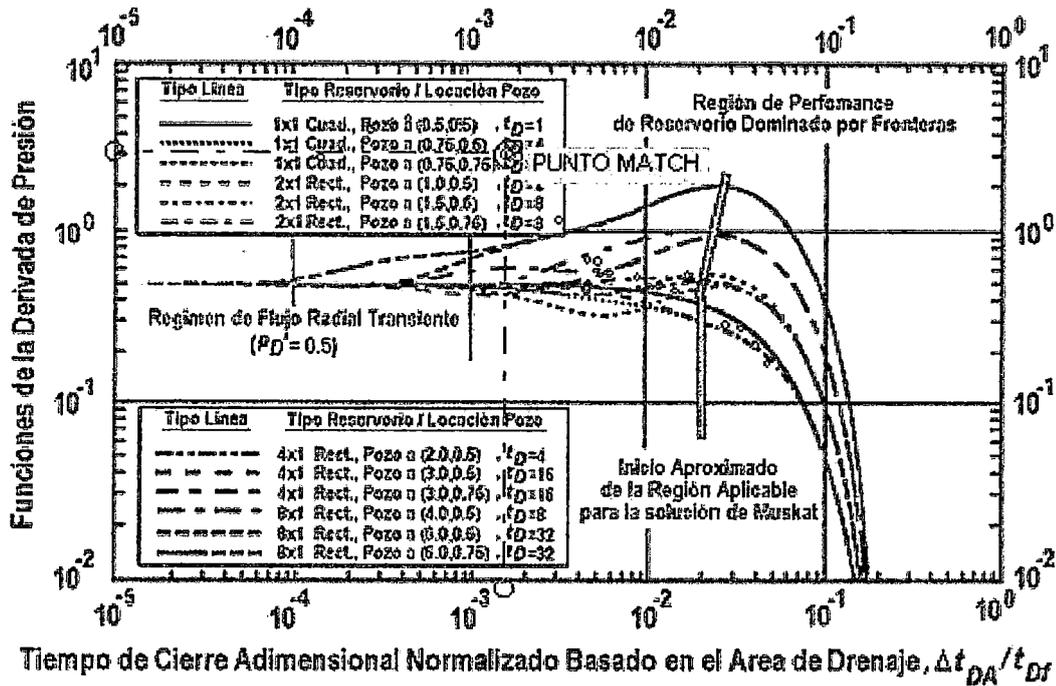
$$\left[ \frac{t_{DA}}{t_{Df}} \right]_{PM} = 2.27 \times 10^{-3}$$

$$[t]_{PM} = 2.0hrs$$

#### **TIEMPO**

$$\left[ p'_{wD} \right]_{PM} = 2.59$$

$$\left[ \Delta p' \right]_{PM} = 716.00 \text{ psi}$$



**Permeabilidad de la formación:**

$$k = 141.2 \frac{q\beta\mu \left[ p'_{wD} \right]_{MP}}{h \left[ \Delta p' \right]_{MP}} \quad \left( \text{o} \quad k = 141.2 \frac{q\beta\mu \left[ p'_{wD} \right]_{MP}}{h \left[ \Delta p' \right]_{MP}} \right)$$

$$k = 141.2 \frac{(250 \text{ STB} / D)(1.136 \text{ bbl} / \text{STB})(0.8 \text{ cp})}{(69 \text{ pies})} \frac{(2.59)}{(716.00 \text{ psi})} = 7.70 \text{ md}$$

**Area de drenaje:**

$$A = 0.0002637 \frac{k}{\phi\mu c_i} \frac{1}{t_{Df}} \frac{[t]_{MP}}{[t_{DA}/t_{Df}]_{MP}}$$

$$A = 0.0002637 \frac{(7.65 \text{ MD})}{(0.039)(0.80 \text{ cp})(17.0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1})(1)} \frac{1}{(2.27 \times 10^{-3})} (2 \text{ hr})$$

finalmente se tiene:

$$A = 33,715.440 \text{ pies} = 774.00 \text{ acres}$$

## RESUMEN

Análisis	$C_D$	$k$	$s$	$A$
Cartesiano	6,059.97	---	---	---
Semilog				
Horner	---	7.25	6.37	---
MDH	---	7.00	---	---
Log-Log	---	7.70	---	774.0

Los valores optimizados con la regresión no lineal concuerdan con los valores calculados ( $k=7.30$ ).

### EJEMPLO COMPLETO N° 3

#### Drawdown simulado.

Estos datos fueron simulados usando una solución analítica para un pozo centrado en un reservorio circular limitado. Efectos de almacenamiento en hueco de pozo y Skin están incluidos.

Referencia:

a. **PET**roleum Engineering 412 Course Notes - Well Testing 1997: Texas A&M / EEUU

Los datos asociados al ejemplo son:

1. Propiedades de reservorio:

$$\phi = 0.20 \quad r_w = 0.30 \text{ pies} \quad c_i = 10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad h = 56 \text{ pies}$$

$A = 40 \text{ acres}$  (el pozo está centrado en un reservorio circular limitado)

2. Propiedades del petróleo:

$$\beta_o = 1.2 \text{ RB/STB} \quad \mu_o = 0.80 \text{ cp}$$

3. Parámetros de producción:

$$P_{wf}(\Delta t = 0) = 3000 \text{ psia} \quad q_o = 500 \text{ STB/D}$$

4. Datos de prueba y funciones de datos:

*Nomenclatura:*

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

$\Delta P'$  : derivada de presión. Determinado por EXPRESION 1.0 usando:

- Método de la Derivada de Bourdet

- Método de la Integración de la Regla de los Trapecios

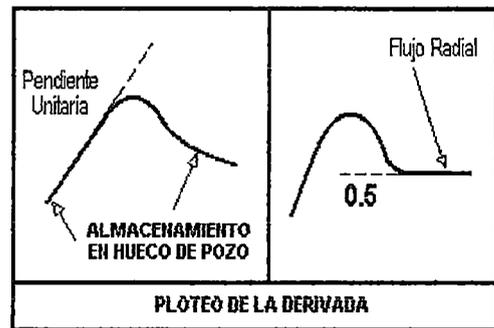
- Coeficiente de Bourdet,  $L=0.17$

PUNTO	$\Delta t$ (horas)	$P_{ws}$ (psia)	$\Delta P$ (psia)	$\Delta P'$ (psia)
1	1.000E-03	2997.69	2.305	2.59
2	1.265E-03	2997.08	2.915	2.91
3	1.604E-03	2996.31	3.685	3.72
4	2.024E-03	2995.34	4.659	4.70
5	2.560E-03	2994.11	5.889	5.92
6	3.237E-03	2992.56	7.442	7.47
7	4.095E-03	2990.60	9.403	9.43
8	5.179E-03	2988.12	11.877	11.90
9	6.551E-03	2985.00	14.997	15.00
10	8.286E-03	2981.07	18.930	18.86
11	1.000E-02	2977.20	22.797	22.67
12	1.265E-02	2971.25	28.746	28.55
13	1.600E-02	2963.78	36.219	35.83
14	2.024E-02	2954.41	45.591	44.90
15	2.560E-02	2942.68	57.321	56.17
16	3.237E-02	2928.04	71.964	70.36
17	4.095E-02	2909.82	90.382	86.80
18	5.179E-02	2887.24	112.757	106.85
19	6.551E-02	2859.41	140.590	131.78
20	8.286E-02	2825.31	174.689	160.79
21	1.048E-01	2783.86	216.139	194.25
22	1.326E-01	2733.96	266.036	232.39
23	1.677E-01	2674.62	325.376	274.32
24	2.121E-01	2605.11	394.893	318.03
25	2.683E-01	2525.16	474.835	361.40
26	3.393E-01	2435.32	564.680	400.18
27	4.292E-01	2337.14	662.858	429.42
28	5.429E-01	2233.47	766.528	444.21
29	6.866E-01	2128.44	871.560	439.19
30	8.685E-01	2027.12	972.877	411.74
31	1.099E+00	1934.77	1065.232	364.54
32	1.390E+00	1855.65	1144.346	303.94
33	1.758E+00	1791.98	1208.022	239.23
34	2.223E+00	1743.31	1256.692	180.94
35	2.812E+00	1707.00	1292.997	136.01
36	3.556E+00	1679.40	1320.598	106.23
37	4.498E+00	1657.11	1342.892	88.64
38	5.690E+00	1637.73	1362.269	79.09
39	7.197E+00	1619.93	1380.072	73.78
40	9.103E+00	1603.06	1396.940	70.48
41	1.151E+01	1586.83	1413.167	68.08
42	1.456E+01	1571.08	1428.919	66.23
43	1.842E+01	1555.69	1444.313	64.91
44	2.330E+01	1540.56	1459.442	63.96
45	2.947E+01	1525.63	1474.373	63.22
46	3.728E+01	1510.84	1489.158	62.74
47	4.715E+01	3496.14	1503.860	62.78
48	5.964E+01	1481.34	1518.658	64.14
49	7.543E+01	1466.00	1533.998	68.21
50	9.541E+01	1449.29	1550.712	76.62

51	1.207E+02	1429.98	1570.022	90.98
52	1.526E+02	1406.57	1593.430	111.85
53	1.931E+02	1377.40	1622.605	140.32
54	2.442E+02	1340.61	1659.386	177.26
55	3.089E+02	1294.10	1705.898	224.17
56	3.907E+02	1235.27	1764.734	283.97
57	4.942E+02	1160.85	1839.351	358.62
58	6.251E+02	1066.72	1933.275	453.30
59	7.906E+02	947.67	2052.326	573.85
60	1.000E+03	797.09	2202.906	640.86

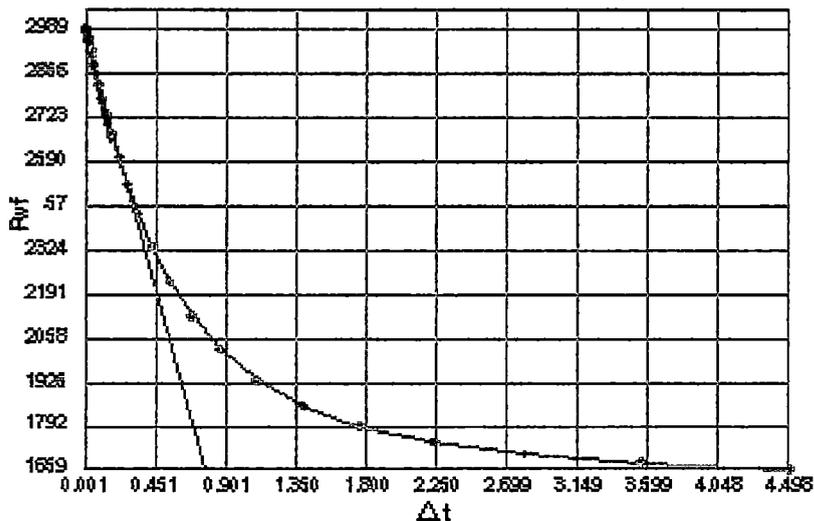
### ANÁLISIS Y CÁLCULOS REALIZADO POR EXPRESION v.1.2

El Sistema Experto EXPRESION 1.2 en base a las consultas hechas al usuario final infiere que el reservorio es infinite acting con efectos de almacenamiento en hueco de pozo y Skin.



### 1.- ANÁLISIS CARTESIANO A TIEMPOS TEMPRANOS

#### Ploteo Cartesiano



Resultados obtenidos:

$$m_{wbs} = 2290.20 \text{ psi / hr}$$

$$P_{wf}(t = 0) = 3000 \text{ psia}$$

La relación para  $C_s$  es

$$C_s = \frac{q_{sw}\beta}{24m_{wbs}}$$

Resolviendo para  $C_s$  de los datos se obtiene:

$$C_s = \frac{(500 \text{ STB / d})(1.20 \text{ bbl / STB})}{24(2290.20 \text{ psi / hr})} = 1.092 \times 10^{-2} \text{ bbl / psi}$$

La relación para  $C_D$ , de la relación anterior se tiene:

$$C_D = 0.894 \frac{C_s}{\phi h c_r r_w^2}$$

Resolviendo para  $C_D$

$$C_D = 0.894 \frac{(1.092 \times 10^{-1} \text{ bbl / psi})}{(0.20)(56 \text{ ft})(10.0 \times 10^{-6})(0.3 \text{ pies})^2} = 968.50$$

## 2.- ANÁLISIS SEMILOG

### METODO DE HORNER

Resultados:

$$m = 136.8 \text{ psi/ciclo}$$

$$P_{wf,1hr} = 1710 \text{ psia}$$

#### Permeabilidad:

La relación analítica para la permeabilidad,  $k$ , es

$$k = 162.6 \frac{q\beta\mu}{mh}$$

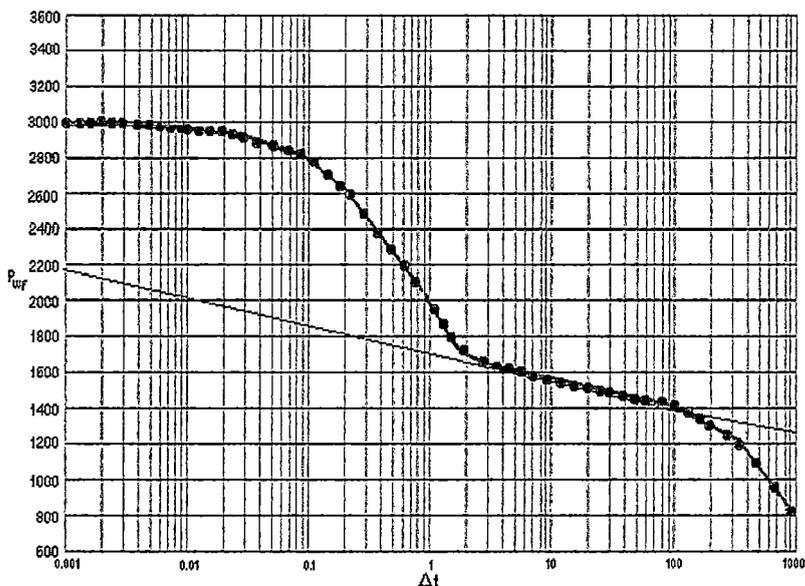
Resolviendo para la permeabilidad,  $k$ , de nuestros datos obtenemos

$$k = 162.6 \frac{(500 \text{ STB} / D)(1.20 \text{ bbl} / \text{STB})(0.8 \text{ cp})}{(56 \text{ pies})(136.8 \text{ psia} / \text{ciclo})} = 10.19 \text{ md}$$

### **Factor Skin:**

La relación analítica para el factor Skin,  $s$ , es:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{(p_{wf}(t=0) - p_{wf,1hr}(tot))}{m} - \log \left[ \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right] + 3.2275 \right]$$



Resolviendo para el factor skin, de nuestros datos obtenemos:

$$s = 1.1513 \left[ \frac{(3000 \text{ psia}) - (1710 \text{ psia})}{(136.8 \text{ psia} / \text{ciclo})} - \log \left[ \frac{(10.19 \text{ md})}{(0.20)(0.8 \text{ cp})(10.05 \times 10^{-6} \text{ psia}^{-1})(0.3 \text{ ft})^2} \right] + 3.2275 \right]$$

$$s = 5.53$$

### **3.- ANÁLISIS DE LA CURVA TIPO**

Matcheo de la curva tipo de **Bourdet-Gringarten**.

Parámetro de matcheo,  $C_D e^{2s} = 1 \times 10^8$

**PUNTO MATCH:**

**TIEMPO**

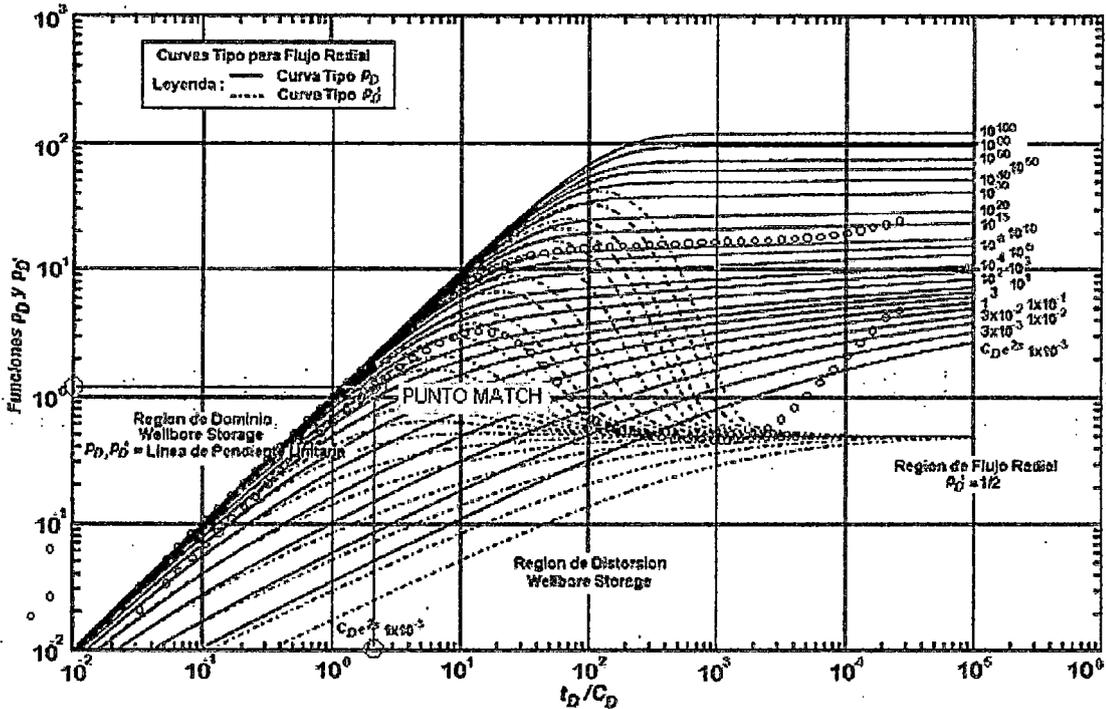
$$\left[ \frac{t_D}{C_D} \right]_{PM} = 2.30 \quad [t]_{PM} = 0.08286 \text{ hrs}$$

**PRESION**

$$[P_D]_{PM} = 1.30$$

$$[\Delta p]_{PM} = 174.689 \text{ psi}$$

**Permeabilidad:**



$$k = 141.2 \frac{(500 \text{ STB} / \text{D})(1.20 \text{ bbl} / \text{STB})(0.80 \text{ cp})}{56 \text{ pies}} \frac{1.30}{174.689 \text{ psi}} = 10.35 \text{ md}$$

**Coefficiente Adimensional de Almacenamiento:**

$$C_D = 0.0002637 \frac{(10.35 \text{ md})}{(0.20)(0.8 \text{ cp})(10.0 \times 10^{-6})(0.3 \text{ pies})^2} \frac{(0.08286 \text{ hr})}{(2.30)} = 684.17$$

**Factor Skin:**

$$S = \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{(1.0 \times 10^8)}{(684.17)} \right] = 5.95$$

**RESUMEN**

Análisis	$C_D$	$k$	$s$
Cartesiano	968.50	---	---
Semilog	---	10.19	5.53
Log-Log	684.17	10.35	5.95

Los valores optimizados con la regresión no lineal concuerdan con los valores calculados.

## EJEMPLO PARCIAL N° 4 ( MÉTODO ITERATIVO DE RUSSELL )

Una prueba buildup de 12 horas fue realizada en un pozo de petróleo fluuyente con los siguientes datos.

Referencia:

- a. **Prueba de Pozos**, libro del Ing. Luis del Castillo Rodríguez. Facultad de Petróleo- Universidad Nacional de Ingeniería. Lima - Perú.
- b. **Evaluación de Formaciones**, libro del Ing. Gonzalo Gómez Prada. Departamento de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander - ACIPET. Bucaramanga - Colombia.

Los datos asociados a la prueba son:

1. Propiedades de reservorio:

$$\phi = 0.20 \quad r_w = 0.30 \text{ pies} \quad c_t = 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad h = 10 \text{ pies}$$

2. Propiedades del petróleo:

$$\beta_o = 1.3 \text{ RB/STB} \quad \mu_o = 0.6 \text{ cp}$$

3. Parámetros de producción:

$$N_p = 30655 \text{ STB} \quad q_o = 231 \text{ STB/D} \quad P_{wf}(t = 1) = 2350 \text{ psia} \quad P_{wf}(t = 0) = 1600 \text{ psia}$$

4. Datos de prueba y funciones de datos:

*Nomenclatura:*

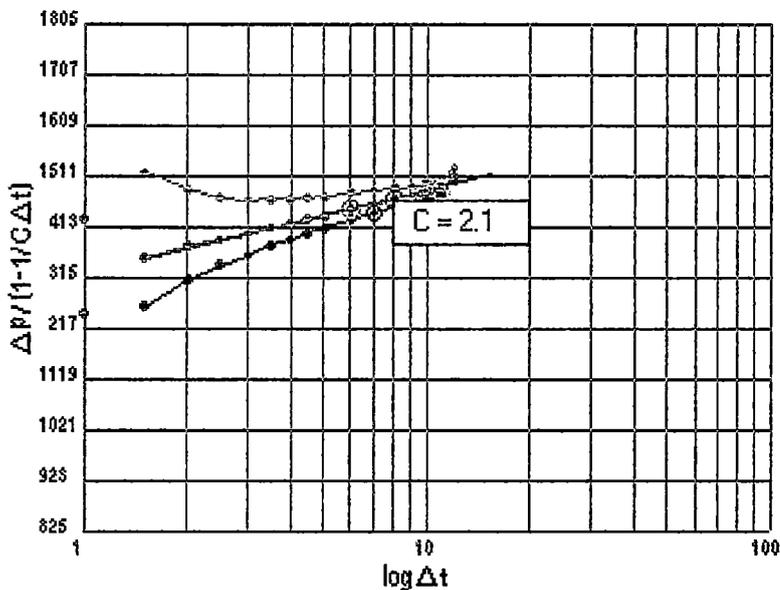
$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

La constante  $C$  es seleccionada iterativamente, de modo que el ploteo resultante sea lineal. El Sistema Experto **EXPPRESION 1.2** determina los valores resultantes de acuerdo al valor de  $C$ .

PUNTO	$\Delta t$ (horas)	$P_{ws}$ (psia)	$\Delta P$ (psia)	$\frac{\Delta P}{[1 - 1/C\Delta t]}$		
				$C = 1.7$	$C = 2.1$	$C = 2.5$
1	1.5	2525.0	925.0	1522	1355	1261
2	2.0	2650.0	1050.0	1487	1378	1314
3	2.5	2726.0	1126.0	1472	1391	1340
4	3.0	2779.0	1179.0	1467	1401	1360

5	3.5	2822.0	1222.0	1469	1414	1380
6	4.0	2852.0	1252.0	1468	1421	1391
7	4.5	2879.0	1279.0	1471	1430	1404
8	5.0	2900.0	1300.0	1473	1437	1413
9	6.0	2935.0	1335.0	1480	1450	1430
10	7.0	3011.0	1360.0	1485	1459	1442
11	8.0	2960.0	1380.0	1490	1467	1453
12	9.0	2980.0	1398.0	1496	1476	1463
13	10.0	2998.0	1411.0	1499	1482	1470
14	11.0	3022.0	1422.0	1502	1486	1476
15	12.0	3055.0	1435.0	1509	1494	1484

### ANÁLISIS Y CÁLCULOS REALIZADO POR EXPRESION v.1.2



Del ploteo , se observa que el valor correcto del parámetro  $C$  para la recta es igual a 2.1.

$$m = 176.90 \text{ psi/ciclo}$$

Resolviendo para la permeabilidad,  $k$  , de nuestros datos obtenemos

$$K = 162.6 \frac{q\mu\beta}{mh} = \frac{(162.6)(231)(0.6)(1.3)}{(176.90)(10)} = 17.0 \text{ md}$$

La relación analítica para el factor Skin,  $S$  , es:

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{lhr} - P_{wf}}{m \left( 1 - \frac{1}{C_R} \right)} - \log \left( \frac{K}{\phi\mu c_r r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Resolviendo para el factor skin, de los datos obtenemos:

$$S = 1.151 \left[ \frac{2350 - 1600}{151 \left( 1 - \frac{1}{2.1} \right)} - \log \left( \frac{17.0}{(0.2)(0.6)(20 \times 10^{-6})(0.3)^2} + 3.23 \right) \right] = 3.95$$

## EJEMPLO PARCIAL N° 5 (MÉTODO ITERATIVO DE MUSKAT)

Una prueba buildup de 6923 horas fue realizada en un pozo de petróleo fluuyente con los siguientes datos.

Referencia:

- a. **Evaluación de Formaciones**, libro del Ing. Gonzalo Gómez Prada. Departamento de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander - ACIPET. Bucaramanga - Colombia.

Los datos asociados a la prueba son:

1. Propiedades de reservorio:

$$\phi = 0.19 \quad r_w = 0.28 \text{ pies} \quad c_i = 9.3 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1} \quad h = 113 \text{ pies}$$

2. Propiedades del petróleo:

$$\beta_o = 1.36 \text{ RB/STB} \quad \mu_o = 1.3 \text{ cp}$$

3. Parámetros de producción:

$$N_p = 750,000 \text{ STB} \quad q_o = 2600 \text{ STB/D}$$

4. Datos de prueba y funciones de datos:

*Nomenclatura:*

$$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$$

PUNTO	$\Delta t$ (horas)	$P_{ws}$ (psia)	$P_{avg} = 2500$	$P_{avg} = 2470$	$P_{avg} = 2473$
			-----	-----	-----
1	1.0	1610.0	890	860	865
2	2.0	1790.0	710	690	695
3	4.0	2000.0	500	470	475
4	6.0	2055.0	445	415	420
5	10.0	2100.0	400	370	375
6	15.0	2180.0	320	290	295



## CONCLUSIONES:

- A. Un software comercial para análisis de prueba de pozos, desarrollado principalmente en los EEUU y Europa, ha involucrado a todo un equipo de analistas, desarrolladores de software, investigadores y expertos del área. Menón aparte, los modelos como algoritmos numéricos no están publicados abiertamente, pues son propiedad intelectual de los que los desarrollaron, pudiendo obtenerse algunos, gracias al apoyo de contactos académicos en el exterior. Este trabajo de investigación a pequeña escala, desarrollado por un graduado, aporta conceptualmente la posibilidad de **añadir inteligencia a cualquier aplicación de software**, demostrando a la comunidad nacional, que si es posible desarrollar aplicaciones de esta naturaleza, dada la existencia actual de herramientas sofisticadas de programación visual y de inteligencia artificial.
  
- B. Se desarrolló un simple mecanismo basado en el conocimiento que permite que un analista de prueba de pozos inexperto y sin experiencia analice una prueba transiente de presión (Drawdown o Buildup), usando procesos de razonamiento similares a los propuestos en la literatura de ingeniería de reservorios así como la heurística de los expertos en esta relevante área de la evaluación de formaciones.
  
- C. El código fuente de **EXPPRESION 1.2**, está escrito en un porcentaje mayor en **Visual Basic 6.0** mientras el código restante, para los módulos de la consulta inteligente está escrito en **CLIPS 6.3**. Usar este último lenguaje para generar gráficos y efectuar cálculos analíticos no es su propósito de uso, dado que su paradigma está basado en reglas y hechos. Como el CLIPS está escrito en el lenguaje C, todas las funciones matemáticas se han heredado pudiendo ser usadas, pero la notación infija del Shell haría "escabrosa" su escritura. Igualmente sería incomodo intentar modelar reglas de producción con el lenguaje Basic, dada la infinidad de bucles condicionales y sentencias de selección múltiple a usarse, abultando extremadamente el código fuente. Por ello usamos el CLIPS. **EXPPRESION 1.2** tal como fue concebido, dentro de los límites de los sistemas expertos, acorde con lo sugerido por los investigadores y/o autores de SE.

- D. Se pone al conocimiento del alumnado del Pregrado y Posgrado así como del ámbito profesional de las industria del petróleo y gas natural, hidrología y afines, los algoritmos para la determinación de la derivada de la presión. Estos modelos matemáticos son usualmente transparentes para el profesional, dada su complejidad y poca difusión en el mundo académico nacional. El código fuente está escrito en Visual Basic 6.0, pero es fácilmente su migración a otro lenguaje de programación.
- E. Con respecto a los algoritmos de la regresión no lineal, vale la pena mencionar que las capacidades de las computadoras personales (PC) actuales, aún no son lo suficientemente versátiles para generar resultados numéricamente exactos dada la complejidad de ciertos algoritmos internos, habiéndose sacrificado algunos tecnicismos.

### **RECOMENDACIONES:**

- F. El sistema es incompleto, sin embargo, por definición los sistemas basados en el conocimiento son incompletos debido a que seguirá apareciendo nuevo conocimiento, nuevas soluciones analíticas, etc., que el experto necesitará en su trabajo y que los sistemas basados en el conocimiento necesitarán incorporar. El primer paso ya está dado!. Se tiene el andamiaje y nuevo conocimiento, más procedimientos y soluciones analíticas podrán fácilmente añadirse afin de que EXPRESION sea una aplicación más profesional. Se recomienda proseguir con este tipo de proyectos en las cuales se añada inteligencia través de consultas a aplicaciones informáticas.
- G. Se reitera que este trabajo sinérgico de prueba de pozos para pozos de petróleo y/o gas natural - inteligencia artificial es el primero en su género. Ya se ha dado el primer paso, otros colegas proseguirán - se recomienda- en esta fascinante área de la inteligencia artificial, un área para la cual hay un camino prometedor.
- H. Dado que los métodos convencionales de caracterización de yacimientos se han convertido en una tarea cada vez más difícil e impráctica, es imperiosa la necesidad de encontrar algún método no convencional de procesamiento e interpretación de datos e información. La caracterización de los yacimientos implica un gran número de problemas de clasificación y regresión, por ello se recomienda aplicar las técnicas de la minería de datos como una buena herramienta y plataforma para problemas del dominio de la evaluación de formaciones.

## BIBLIOGRAFÍA

1. **[Abdassah Doddy and Ershaghi Iraj]:** Triple-Porosity for Representing Naturally Fractured Reservoirs, SPE Formation Evaluation (April 1986), 113-127.
2. **[Agarwal, R.G., Al-Hussainy Rafi and Ramey H.J. Jr.]:** An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow, SPEJ (September 1970), 21-24.
3. **[Agarwal, R.G.]:** A New Method to Account for Producing Time Effects when Drawdown Type Curves Are Used to Analyze Pressure Buildup and Other Test Data, SPE Paper N° 9289 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, (September. 21-24).
4. **[Aguilera Roberto.]:** Well Test Analysis of Naturally Fractured Reservoirs, SPE Formation Evaluation (September 1987), 239-252.
5. **[Alegre Lideniro]:** Potential Applications for Artificial Intelligence in the Petroleum Industry, Paper SPE 21138, Present at the SPE Latin American Petroleum Engineering Conference (October 1990)
6. **[Alvarado Quintero, Douglas A.]:** Análisis Moderno de Pruebas de Presión en Pozos Petrolíferos, INGEPET 96 (INGP-3-22), 852-861.
7. **[Alvarado Douglas A. y Corzo Nelson O.]:** Caracterización de yacimientos utilizando pruebas transientes de presión para yacimientos multicapas venezolanos del Eoceno, Lago de Maracaibo, Venezuela. INPELUZ, Universidad del Zulia, PDVSA, INGEPET '99 EXPL-3-DA-16.
8. **[Al-Hussainy, R., Ramey, H.J., Jr. y Crawford, P.B.]:** The Flow of Real gases Through Porous Media, JPT (Mayo, 1966) 624.
9. **[Al-Kaabi, A.U., et al.]:** Using an Expert System to Identify the Well-Test-Interpretation Model, Paper SPE 18158 presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct. 2-5, JPT (May 1990), 654-661.
10. **[Al-Marhoun M.A.]:** Evaluation of empirically derived PVT properties for Middle East crude oils. J. Petrol. Sci. Eng. 42, 209-221, 2004
11. **[Allain, Olivier F. and Horne, R.N.]:** Use of Artificial Intelligence in Well-Test Interpretation, JPT (March 1990), 342-349.
12. **[Athichanagorn, S., and Horne, R.N.]:** "Automatic Parameter Estimation of Well Test Data using Artificial Neural Networks", SPE 30556, presented at the 70th Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, October 22-25, 1995.
13. **[Badiru, Adebegi B.]:** Expert Systems Applications in Engineering and Manufacturing, Ed. Prentice

- Hall, 1992.
14. **[Barua, J. et al.]**: Improved Estimation Algorithms for Automated Type-Curve Analysis of Well Tests, SPEFE (March 1988), 186-96; Trans AIME, 285.
  15. **[Birol D., Christman P.G., PVT]**: Properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 427-437, 2004
  16. **[Blackburn, R., Abel, J., and Day, R.]**: ACIDMAN- Acidizing Design with an Expert System, paper presented at the 1990 Conference on AI in Petroleum Exploration & Production, College Station, May 1-8.
  17. **[Bourdet, D., Ayoub, J.A., Whittle, T.M., Pirard, Y.M., y Kiazeff, V.]**: Interpreting Well Test in Fractured Reservoirs, World Oil (October 1983), 77-87.
  18. **[Bourdet, D., y Alagoa, A.]**: New method enhances well test interpretation, World Oil (September 1984), 37-44.
  19. **[Bourdet, D., Alagoa, A. and Pirard Y.M. ]**: New Type Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well Tests, World Oil (April 1984), 111-121.
  20. **[Bourdet, Dominique, Ayoub, J. A. y Pirard, Y. M.]**: Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation, SPEFE, 293-302, (June 1989).
  21. **[Bourdet, Dominique]**: Well Test Analysis, Ed. Elsevier, 2002.
  22. **[Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A y Pirard Y.M.]**: A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis, World Oil ( May 1983).
  23. **[Chaudry, Amanat]** Gas Well Testing Handbook, Ed. Elsevier, 2003
  24. **[Chu W. C., Chen J.C., Reynolds A.C. and Raghavan R.]**: On the Analysis of Well Test Data Influenced by Wellbore Storage, Skin, and Bottomwater Drive, JPT (November 1984), 1991-2001.
  25. **[Chuck, Williams]**: Expert Systems, Knowledge Engineering, and AI Tools – An Overview, IEEE EXPERT (Winter 1986) , 66-70.
  26. **[Cinco-Ley, Heber y Samaniego-V, Fernando]**: Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damaged Fractured Case, Paper SPE 10179, October 1981.
  27. **[Cinco-Ley, Heber y Samaniego-V, Fernando]**: Transient Pressure Analysis for Fractured Wells, JPT (September 1981), 1749-1766.
  28. **[Cinco-Ley, Heber]**: Well-Test Analysis for Naturally Fractured Wells, JPT (January 1996), 51-54.
  29. **[Clark D.G. y van Golf-Racht T.D.]**: Pressure-Derivative Approach to Transient Test Analysis: A High-Permeability North Sea Reservoir Example, JPT (November 1985), 2023-39.
  30. **[Desaunay M-L. M. , Jourdain M.A., Viretto M. And Le Louarn C.]**, Building User-Friendly Interfaces for Petroleum Software: The Contribution of X-Window System Based Tools, Paper 22300, 117-128.
  31. **[Earlougher, R.C., Jr. y Kersch. K.M.]**: Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching, JPT (Julio, 1974) 793-800.
  32. **[Earlougher, R.C., Jr.]**: Advances in Well Test Analysis, SPE Monograph 5, Richardson, TX, 1977.
  33. **[Ehlig-Economides, Christine y Economides, Michael J.]**: Pressure transient Analysis in an Elongated Linear Flow System, SPEJ, (December 1985), 839-847.

34. **[Ehlig-Economides, Christine]:** Use of the Pressure Derivative for Diagnosing Pressure-Transient Behavior, JPT, (October 1988), 1280-1282.
35. **[Elkan, Charles]:** The Paradoxical Success of Fuzzy Logic, IEEE EXPERT (August 1994) , 3-8.
36. **[Ershaghi Iraj y Woodbury .J.J.]:** Examples of Pitfalls in Well Test Analysis, JPT (February 1985).
37. **[Feldinan, D.S. and Crane, S.D.]:** Identification of Near Wellbore Formation Damage: An Expert System Implementation, paper presented at the 1993 Conference on AI in Petroleum Exploration & Production, Plano, May 1921.
38. **[Fetkovich M. J. and Vienot M. E.]:** Rate Normalization of Buildup Pressure By Using Afterflow Data, JPT (December 1984), 2211-2224.
39. **[Giarratano, J. and Riley, G.]:** Expert Systems Principals and Programming, PWS-Kent, Boston, MA, 1989.
40. **[Gomez Prado, Gonzalo]:** Evaluación de Formaciones – Análisis de Presiones, Universidad Industrial de Santander (UIS), Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleo (ACIPET), Bucaramanga (Colombia), 1983.
41. **[Gonzales, Avelino J. Y Dankel, Douglas D.]:** The Engineering of Knowledge-Based Systems: Theory and Practice, Ed. Prentice Hall, 1993.
42. **[Gringarten Alain C.]:** Type Curve Analysis: What It Can and Cannot Do, JPT (January 1987), 11-13.
43. **[Gringarten, Alain C.]:** New Developments in Well Test Analysis, Technical Meeting, Stanford University, April 1991.
44. **[Gringarten, Alain C.]:** Interpretation of Tests in Fisured and Multilayered Reservoirs With Double-Porosity Behavior: Theory and Practice, Testing, Distinguished Author Series, JPT (April 1984), 549-564.
45. **[Gringarten, A.C., Ramey, H.J., Jr. Y Raghavan, R.]:** Pressure Analysis for Fractured Wells, JPT (Julio, 1975) 887-892.
46. **[Hajizadeh Y. ]:** Intelligent prediction of reservoir fluid viscosity. SPE Production and operations symposium, Oklahoma, U.S.A., 2007
47. **[Hegeman , P .S . , Halford , D. L. y Joseph , J.A.]:** Well Test Analysis with Changing Wellbore Storage, SPE 21829 , Abril 1991.
48. **[Horner , D. R. ]:** Pressure Build-up in wells , Prac., Third Wold Pet . Cong, E. J. Brill , Leiden (1951), 25- 43.
49. **[Horne, Roland]** Modern Well Test Analysis, Petroway , 1990
50. **[Hubbert M. King]:** Darcys Law and the Field Equations of the Flow of Underground Fluids , AIME Petroleum Transactions , (1956), 222 - 239.
51. **[Hughes Services]:** Well Testing, B.J., 1980.
52. **[Hurst, William]:** Pressure drawdown tests are evaluated, Oil & Gas Journal, (June 27, 1983), 92-96.
53. **[Ibrahim Mohamed Shaluf, Fakhru'l-Razi Ahamadun]:** Technological emergencies expert system (TEES), Disaster Prevention and Management, Vol. 15 Iss: 3, pp.414 - 424, (2006)
54. **[Ichara Mark J. y Caudle Ben H.]:** Pressure Transient Analysis in Poorly Consolidated Reservoirs, SPE Formation Evaluation (December 1986), 557-570.

55. **[Jackson, Peter]:** Introduction to Expert Systems, Addison-Wesley, NY, 1999
56. **[Koederitz, L.F. y Layne, M.A.]:** WELLTEST: A Graphical Well-Test Analysis Program, SPECA, 25-27.
57. **[Kong , Maynard]:** Inteligencia Artificial, Fondo Editorial de la Pontificia Católica del Peru, 1993.
58. **[Kuchuk, F., Karakas, M., y Ayestaran, L.]:** Well Testing and Analysis Techniques for Layered Reservoirs, SPEFE (August 1986), 342-54.
59. **[Kuchuk, F., y Ayestaran, L.]:** Analysis of Simultaneously Measured Pressure and Sandface Flow Rate in Transient Well Testing, JPT (Februaury 1985), 323- 334.
60. **[Kuchuk, Fikri J. y Kirwan, Paul A.]:** New Skin and Wellbore Storage Type Curves for Partially Penetrating Wells, SPE Formation Evaluation, (December 1987), 546-554.
61. **[Kumoluyi A.O., Daltaban T.S. y Archer J.S.]:** Identification of Well-Test Models by Use of Higher-Order Neural Networks, SPE Computer Applications (December 1995), 146-150.
62. **[Kutasov I. M.]:** Application of the Horner Method for a Well Produced at a Constant Bottomhole Pressure, SPE Formation Evaluation, (March 1989), 90-92.
63. **[Lee W.J.]:** Well Testing, Textbook Series Dallas, Texas, Society of Petroleum Engineers of AIME, Vol. 1, (1982).
64. **[Leisher Diane]:** Question Remain in Analyzing Multiphase Flow Wel Tests, World Oil (January 1989), 91-94.
65. **[Levenberg. K. ]:** A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares, Quart. Appi. Math. (1944) 2, 164-68.
66. **[Levin, Robert J.]:** Artificial Intelligence and Expert Systems: a comprehensive guide en C Languaje, 1990.
67. **[Marquardt, D.W.]:** An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters, J. SIAM (June 1963) 11, No.2, 43141.
68. **[Mattar, L.]:** Derivative Analysis Without Type Curves, 48<sup>o</sup> Annual Technical Meeting of The Petroleum Society, Paper 97-51, June 1997.
69. **[MacAllister D.J., Day Ron y McCormack M.D.]:** Expert Systems: A 5-Year Perspective, SPE Computer Applications (February 1996), 10-14.
70. **[McCain, W.D.]:** Reservoir Fluid Property Correlations: State of he Art, SPERE (May 1991), 266-272.
71. **[McCormack Michael D. y Day Ron]:** How artificial intelligence impacts E&P productivity, World Oil (October 1993), 81-87.
72. **[McKinley, R.M.]:** Wellbore Transmissibility from Afterflow-Dominated Pressure Buildup Data, JPT (July 1971), 863-72; Trans., AIME, 251.
73. **[Matthews, C.S., Brons, F., y Hazebroek, P.]:** A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir, Trans. AIME (1954), 201,182.
74. **[Mattar, L., Zaoral, K.]:** The Prirnary Pressure Derivative (PPD) - A New Diagnostic Tool in Well Test Interpretation, The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol 31, No 4, April, 1992.
75. **[Meunier, D., Wittman, M.J., y Stewart, G.]:** Interpretation of Pressure Buildup Test Using In-Situ Measurement of Afterflow, JPT (January 1985), 143-152.

76. **[Miller, C.C., Dyes, A.B. y Hutchinson, C.A., Jr.]**: The Estimation of Permeability and Reservoirs Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics, Trans AIME (1950) 189,91.
77. **[Mohaghegh, S. D.]**: Neural Network: What It Can Do for Petroleum Engineers, JPT (January 1995), 42.
78. **[Mohaghegh, S. D.]**: A New Methodology for the Identification of Best Practices in the Oil and Gas Industry, Using Intelligent Systems. Journal of Petroleum Science and Engineering, 49(3-4), 239-260, 2005
79. **[Moore, T.V., Schilthius, R.J., and Hurst, W.]**: Determination of Permeability From Field Data, Bull., API 11(1933).
80. **[Muskat, M.]**: Use of Data on the Buildup of Bottom-Hole Pressures, Trans., AIME (1947)123, 44-48.
81. **[Najurieta, H.L.]**: A Theory for Pressure Transient Analysis in Naturally Fractured Reservoirs, JPT (July 1980), 1241-1250.
82. **[Ni, P.H.]**: Blackboard Systems-Part 1: The Blackboard Model of Problem Solving and the Evolution of Blackboard Architecture, The AI Magazine (Summer 1986), 38-53.
83. **[Ni, P.H.]**: Blackboard Systems-Part 2: Blackboard Application Systems, Blackboard Systems from a Knowledge Engineering Perspective, The AI Magazine (August 1986), 82-106.
84. **[Odeb, A.S, y Jones, L.O.]**: Pressure Drawdown Analysis, Variable-Rate Case, JPT, 960-964, (August 1965).
85. **[Olawaju J.S. and Lee W. J.]**: New Pressure-Transient Analysis Model for Dual-Porosity , SPE Formation Evaluation (September 1989), 384-390.
86. **[Omole. O, Falode. O.A., and Deng A. D. ]**: Prediction of Nigerian crude oil viscosity using artificial neural network. Petroleum & Coal. 51, 181-188, 2009
87. **[Onur, Mustafa y Reynolds, Albert C.]**: A New Approach for Constructing Derivative Type Curves for Well Test Analysis, SPE Formation Evaluation (March 1988), 197-206.
88. **[Padmanabhan, L.]**: Welltest, A Program for Computer-Aided Analysis of Pressure Transients Data from Well Tests, Paper SPE 8391 presented at the 1979 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas. Sept. 23-26.
89. **[Perrine, R. L.]**: Analysis of Pressure Buildup Curves, Drill. and Prod. Prac., API (1956) 482-509.
90. **[Raghavan , R.]**: ``Well Test Analysis `` , Prentice Hall , Petroleum Engineering Series , Englewood Cliffs , New Jersey , 1993
91. **[Ramey, H.J. Jr.]**: Practical Use of Modern Well Test Analysis, Paper SPE No. 5878 presented at the 46<sup>th</sup> annual California Regional Meeting, Long Beach California, (April 8-9,1976); Pressure Transient Testing Methods, Reprint Series, SPE, Richardson, Texas, Vol. 14, 46-67, (1980).
92. **[Ramey, H.J. Jr.]**: Practical Use of Modern Well Test Analysis, Pressure Transient Testing Methods, Reprint Series, SPE, Richardson, TX (1980)14, 46-67.
93. **[Ramey, H.J. Jr.]**: Advances In Practical Well-Test Analysis, JPT (June 1982), 650-659.
94. **[Ramey, H.J. Jr.]**: Pressure Transient, Testing, Distinguished Author Series, JPT (July 1982), 1407-1413.
95. **[Rodgers J.S., Coble L.E., Boykin R.S. and Mokha J. S.]**: Nonlinear Well Test Analysis Reveals

- Reservoir Boundary Shape, Oil & Gas Journal (Sept 14, 1981), 63 - 68.
96. **[Rolston, David]:** Principios de Inteligencia Artificial y Sistemas Expertos, 1992.
  97. **[Rosa. A.J. and Home, R.N.]:** Automated Type-Curve Matching in Well Test Analysis Using Laplace Space Determination of Parameter Gradients, paper SPE 12131 presented at the 1983 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct. 5-8.
  98. **[Satman, Abdurrahman]:** An Analytical Study of Interference in Composite Reservoirs, SPEJ (April 1985), 281-290.
  99. **[Serra K., Reynolds A. C. and Raghavan R.]:** New Pressure Transient Analysis Methods for Naturally Fractured Reservoirs, JPT (December 1985), 2271-2283.
  100. **[Scientific Software Corporation]:** Course: Well Testing, Dallas, 1980.
  101. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** Introduction To Applied Well Test Interpretation, Hart's Petroleum Engineer International (August 1997), 41-46.
  102. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** Fundamentals of Type Curve Analysis, Hart's Petroleum Engineer International (September 1997), 63-71.
  103. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** Identifying Flow Regimes In Pressure Transient Tests, Hart's Petroleum Engineer International (October 1997), 66-70.
  104. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** Well Test Interpretation In Bounded Reservoirs, Hart's Petroleum Engineer International (November 1997), 81-89.
  105. **[Spivey, John y Ayers, Walter B. y Pursell David A.]:** Selecting A Reservoir Model For Well test Interpretation, Hart's Petroleum Engineer International (December 1997), 83-88.
  106. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** Effects Of Flow Rate Variations and Producing Time On Well Test Analysis, Hart's Petroleum Engineer International (January 1998), 93-98.
  107. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** Effects Of Permeability Anisotropy And Layering On Well Test Interpretation, Hart's Petroleum Engineer International (Febrary 1998), 60-65.
  108. **[Spivey, John y Lee, John W.]:** The Effects Of Errors In Input Data In Well Test Interpretation, Hart's Petroleum Engineer International (April 1998), 106-110.
  109. **[Stehfest, H.]:** Algorithm 368, Numerical Inversion of Laplace Transforms. D-S. Communications of ACM (Jan. 1970)13, No. 1, 49.
  110. **[Stewart, George]:** Recent Developments In Well Test Analysis, Hart's Petroleum Engineer International (August 1997), 47-56.
  111. **[Stewart, George]:** Future Developments In Well Test Analysis: Introduction of Geology, Hart's Petroleum Engineer International (September 1997), 73-76.
  112. **[Stewart, George y Westaway, Peter]:** Future Developments In Well Test Analysis: Horizontal Well Test Interpretation Techniques, Hart's Petroleum Engineer International (November 1997), 77-80.
  113. **[Streltsova Tatiana D., McKinley Richard M.]:** Effect of Flow Time duration on Buildup Pattern for Reservoirs With Heterogeneous Properties, SPEJ (June 1984), 294-306.
  114. **[Streltsova Tatiana D., McKinley Richard M.]:** Early Time Buildup Data Analysis for a Complex Reservoir, JPT (May 1982), 1145-1155.
  115. **[Streltsova, Tatiana D.]:** Well Testing in Heterogeneous Formations, Ed. Wiley, 1988

116. **[Streltsova, Tatiana D.]**: Well Testing in Heterogeneous Formations, Ed. Wiley, 1988
117. **[Strobel., C.J.,Gulati, M.S. , y Ramey, H.J. Jr.]**: Reservoir Limit Tests in a naturally Fractured Reservoir- A Field Case Study Using Type Curves, JPT (September 1976).
118. **[de Swaan A.]**: Analytic Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testing, SPEJ (June 1976).
119. **[Theis, C.V.]**: The relationship Between the Lowering of the Piezometric Surface and the rate and Duration of Discharge Using Ground-Water Storage, Trans. AGU (1935) 519.
120. **[Tiab Djebbar and Kumar Anil]**: Detection and Location of Two Parallel sealing Faults Around a Well, JPT (October 1980), 1701-1708.
121. **[Toshinori Munakata]**: Fundamentals of the New Artificial Intelligence, Springer, 2008
122. **[Uraiet A. A. and Raghavan Rajagopal]**: Pressure Buildup Analysis for a Well Produced at Constant Bottomhole Pressure, JPT (October 1980), 1813-1824.
123. **[Van Everdingen, A.F., y Hurst, W.]**: The application of the Laplace Transformation to Flow Problems Reservoirs, Trans. AIME (1949), 186, 305-24.
124. **[Yaxley L.M.]**: Effect of a Partially Communicating Fault on Transient Pressure Behavior, SPE Formation Evaluation (September 1989), 384-390.
125. **[Warren J. E. y Root P. J.]**: The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs, SPE Formation Evaluation (September 1963), 245-390.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

### SISTEMAS EXPERTOS E INTELIGENCIA ARTIFICIAL

**ALGORITMO.** Un procedimiento paso a paso que tiene un inicio y un final específicos lo que nos garantiza que resolverá un problema específico.

**ANTECEDENTE.** El miembro derecho – la cláusula IF - de una regla de producción. Este es el patrón que debe satisfacerse para que la regla sea aplicable.

**APRENDIZAJE.** (Learning). Las actividades cognitivas relacionadas con adquirir y aplicar conocimiento .

**ASCII.** (American Standard Code for Information Interchange). Este es un código estándar usado para representar letras, números y funciones especiales como series de unos y ceros.

**ASSEMBLER.** Un lenguaje de bajo nivel en la cual cada instrucción es ensamblada en una instrucción de lenguaje de máquina.

**ÁTOMO.** Un número o símbolo.

**BASE DE CONOCIMIENTOS.** Un conjunto de hechos y heurísticas codificados especialmente dentro de un sistema experto.

**BLACKBOARD.** Una arquitectura de sistema que usa múltiples procesos accesibles, llamadas fuentes de conocimiento, dentro de su base de datos.

**BÚSQUEDA PRIMERA A LO ANCHO. (Breadth-first search).** Una técnica de búsqueda que evalúa cada nodo a un nivel dado del espacio de búsqueda antes de moverse al siguiente nivel.

**BÚSQUEDA PRIMERA A LA PROFUNDIDAD. (Depth-first search).** Una técnica de búsqueda que avanza desde el primer nivel a un nodo terminal. Si el nodo terminal es igual a un estado meta, la búsqueda finaliza. Si no es así, el proceso es repetido.

**CALCULO DE PREDICADOS.** Un sistema de lógica formal que está basada sobre el cálculo proposicional con las capacidades añadidas de especificar relaciones y hacer generalizaciones.

**CELDA.** Estructura usada en una computadora para representar una lista. Cada celda tiene dos campos para almacenar datos y apuntar a otras celdas en la lista.

**COMMON LISP.** Es una versión estandarizada del "East Coast" LISP.

**COMPILADOR.** Es un programa que convierte un programa entero escrito en un lenguaje de alto nivel a lenguaje maquina.

**CONDICIÓN.** Antecedente de una regla de producción.

**CONCLUSIÓN.** Consecuente de una regla de producción.

**CREENCIA. (Belief).** La confianza en cuan confiable una sentencia es percibida.

**DOMINIO.** El área de aplicación de un sistema experto - el área del problema de interés, o el área de aplicación en la cual un sistema experto está siendo desarrollado; o, una persona con experiencia en el dominio del sistema que se está desarrollando. El experto del dominio trabaja cercanamente con el ingeniero del conocimiento.

**ELICITACIÓN DE CONOCIMIENTO.** El proceso de extraer conocimiento del experto del dominio para desarrollar la base de conocimientos. Este es típicamente desarrollada al entrevistar, construir escenarios y cuestionarios.

**ENCADENAMIENTO.** Una técnica para reproducir o aproximar parte del proceso de razonamiento de un experto al utilizar secuencia de reglas desde un conjunto de reglas de producción. Esto implica al encadenamiento hacia delante, hacia atrás y combinado.

**ENCADENAMIENTO HACIA ATRÁS. (Backward chaining).** Una técnica de búsqueda que se inicia en un estado meta y trabaja hacia un estado inicial.

**ENCADENAMIENTO HACIA ADELANTE. (Forward chaining).** Una estrategia de control de búsqueda que se inicia a partir de hechos para arribar a una conclusión.

**ENCADENAMIENTO COMBINADA.** (Mixed chaining). Una técnica de razonamiento usada en un sistema de regla de producción que permite tanto que el encadenamiento hacia delante y hacia atrás sean usadas para diferentes partes de un mismo problema.

**ESPACIO DEL PROBLEMA.** Estados que pueden alcanzarse a partir de un estado inicial al aplicar las reglas en todos los modos posibles.

**ESTADÍSTICA BAYESIANA.** Estadística basada en el teorema de Bayes para manejar la incertidumbre en los sistemas expertos.

**FACTOR DE CERTIDUMBRE.** Un número ligado a una regla de hecho que denota el grado de certidumbre que se la ha asignado. El uso de los factores de certidumbre es un enfoque común para representar incertidumbre en sistemas de reglas de producción.

**FORMULA ATÓMICA.** Una simple relación entre cosas (predicados); también llamada preposición.

**FUENTE DE CONOCIMIENTO.** (Knowledge Source). Un conjunto de reglas relacionadas usadas en una arquitectura de pizarra.

**HERENCIA MÚLTIPLE.** Herencia de mas de una fuente. Esta puede ser usada para darle a un individuo que es miembro de mas de una clase, los atributos de cada clase.

**HEURÍSTICA.** Una regla de éxito (**rule of thumb**) usualmente desarrollada a través de la experiencia profesional.

**IA.** Inteligencia artificial.

**INCERTIDUMBRE.** Situación en la cual el conocimiento o los datos en un sistema experto no son completamente ciertos.

**IMPLEMENTACIÓN DE CONOCIMIENTO.** El proceso de tomar el conocimiento durante la adquisición de conocimiento y trasladarlo dentro de un sistema experto operativo.

**INFERENCIA ANALÓGICA.** Mapeo de una descripción, objeto o evento conocido para una descripción, objeto o evento similar.

**INTERFACE DE USUARIO.** El componente de un sistema experto que permite la comunicación bidireccional entre el sistema experto y su usuario.

**JERARQUÍA DE ATRIBUTOS.** Una estructura que muestra la relación jerárquica de atributos usados al construir la base de conocimientos.

**KNOWLEDGE-BASED SYSTEM.** (Sistema Basado en el Conocimiento). Otro nombre para "sistema experto".

**LENGUAJE NATURAL.** Una aplicación de la inteligencia artificial en la cual el enfoque es programar la computadora para entender el lenguaje y la lingüística.

**LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN IA.** Un lenguaje de programación específicamente diseñado para usarse en inteligencia artificial. Tales lenguajes especializados proveen mecanismos y estructuras que facilitan el razonamiento simbólico. Los lenguajes más comunes son el **LISP** y el **PROLOG**.

**LENGUAJE ORIENTADO AL OBJETO.** Un lenguaje de programación que manipula objetos usados para conocimiento declarativo.

**LISP. (LISt Processor).** Un lenguaje de programación IA que es popular especialmente en los Estados Unidos.

**LÓGICA DIFUSA.** Usa conocimiento impreciso o posible, basado sobre la teoría del conjunto difuso para manejar la incertidumbre en los sistemas expertos.

**MANTENIMIENTO DE LA VERDAD.** (Truth maintenance). Un sistema que registra la justificación por aseveraciones.

**MATCHEO DE PATRON.** (Pattern-matching). Una técnica IA que reconoce relaciones y patrones en objetos, eventos y procesos.

**MEMORIA DE TRABAJO.** La parte de un programa de sistema experto que contiene los datos el sistema ha recibido acerca del problema actual. Además, cualquier información que el sistema experto

**MENSAJE.** En un sistema de programación orientado a objetos, es una comunicación enviada de un objeto a otro (o asimismo). Esta contiene información para el objeto receptor sobre cual método invocar así como contiene cualesquiera parámetros para el método.

**METACONOCIMIENTO.** Conocimiento acerca del conocimiento.

**METAREGLA.** Una regla acerca de una regla. Las metareglas son un tipo de reglas de producción usadas en los sistemas expertos para especificar las condiciones bajo las cuales ciertas reglas deberían ser seguidas en lugar de otras.

**MÉTODO.** Un procedimiento relacionado a un objeto en un sistema de programación orientado a objetos.

**MODUS PONENS.** La parte del cálculo de predicados que se refiere a las reglas de inferencia.

**MOTOR DE INFERENCIA.** El componente de un sistema experto que controla su operación al seleccionar las reglas a usar, acceder y ejecutarlas así como determinar cuando una solución ha sido encontrada. Este componente es conocido también como la estructura de control o interpretador de reglas.

**NODOS.** Objetos enlazados en un gráfico.

**PARADIGMA IA.** Un mecanismo que puede ser usado para representar conocimiento en un sistema experto; por ejemplo: reglas de producción, frames y técnicas de programación orientado a objetos.

**PODAR.** (Pruning). Una manera de reducir el tamaño de un espacio de búsqueda, usualmente llevado a cabo con reglas heurísticas.

**PROCESAMIENTO PARALELO.** Una técnica computacional que consiste en desarrollar varias acciones de procesamiento al mismo tiempo.

**PROLOG.** (PROgramming in LOGic). Un lenguaje de programación IA que es especialmente popular en Europa y Japón.

**QUINTA GENERACIÓN.** La generación de computadores que serán construidas sobre los conceptos de sistemas basados en el conocimiento y lenguaje natural.

**RECONOCIMIENTO DE PATRÓN.** (Pattern recognition). El proceso de matchear y identificar patrones.

**REGLA DE PRODUCCIÓN.** Una regla en la forma de una sentencia "IF-THEN" o "condición-acción", a menudo usado en los sistemas expertos. Una regla de producción representa una heurística.

**REPRESENTACIÓN DEL CONOCIMIENTO.** El proceso de definir el enfoque que será usado en el sistema experto para representar el dominio del conocimiento encontrado durante la adquisición del conocimiento.

**RESOLUCIÓN DE CONFLICTO.** El mecanismo en el encadenamiento hacia adelante o hacia atrás que determina cual regla actuará o disparará cuando exista más de una regla en el conjunto de conflictos.

**ROBÓTICA.** Un área de la investigación IA implicada en el desarrollo de robots inteligentes.

**SHELL.** Una herramienta de software usada para desarrollar sistemas expertos.

**SIMULACIÓN.** Una técnica IA que usa un modelo del comportamiento inteligente humano para determinar si la computadora exhibirá el mismo comportamiento inteligente tal como lo haría un humano.

**SISTEMA DE PRODUCCIÓN.** Una arquitectura para resolver problemas usando una estructura basada en reglas.

**WORKSTATION IA.** Una máquina LISP.

## **INGENIERÍA DE RESERVORIOS**

**ACIDIFICACIÓN.** Es la operación mediante el cual se disuelven los materiales taponeantes en la formación cerca al hueco de pozo con la inyección de ácido a través de las perforaciones.

**ALMACENAMIENTO EN HUECO DE POZO ( $C_{wb}$ ).** Es el fenómeno que se presenta al cerrar el pozo, donde la formación sigue aportando fluido hacia el pozo en el caso de una prueba buildup. En el caso de una prueba drawdown, existe también un efecto de almacenamiento adicional al de descarga.

**API.** Es la medida internacional de la densidad o gravedad del petróleo crudo, igualmente aplicable a sus derivados. Los grados más altos corresponden a los crudos o productos más livianos y los grados más bajos a los crudos o productos más pesados.

**APROXIMACION DE HORNER.** Es una aproximación que propuso Horner en 1957, que puede ser usada en muchos casos, para evitar el uso de la superposición, al modelar la historia de producción de un pozo con rates variables. Con esta aproximación se puede reemplazar la secuencia de funciones  $E_i$ , que contiene un solo tiempo de producción y un solo rate de producción.

**BARRIL.** Medida de volumen usada en la industria petrolera equivalente a 42 galones americanos (158.98 litros) medidos a 60°F (15.5 °C) y al nivel del mar.

**CONDENSADO.** Son pequeñas cantidades de hidrocarburos que existieron en fase gaseosa en los reservorios subterráneos, pero son líquidos a presión atmosférica.

**EFICIENCIA DE FLUJO ( $E$ ).** Es la razón del real o observado índice de productividad ( $J$ ) de un pozo probado a su ideal  $J$  (es decir, el índice de productividad si la permeabilidad no estuviera alterada en todo el trayecto de la formación al hueco de pozo).

$$E = \frac{J_{real}}{J_{ideal}}$$

**FLUJO ESTABLE.** Flujo en la cual a una variación de presión hay un ajuste instantáneo de la velocidad del fluido.

**FLUJO INESTABLE.** Flujo en la cual la variación de presión es independiente del flujo (caudal).

**FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.** Es la operación que crea un plano de fractura en la formación, al inyectarle fluidos especiales a alta presión, usualmente acompañada por arena o algún otro agente que sustente la fractura abierta cuando la presión que creó la fractura es removida.

**FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA.** Es la fractura donde existe caída de presión a través de la fractura.

**FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA.** Es la fractura donde no existe caída de presión a través de la fractura.

**FRACTURA DE FLUJO UNIFORME.** Es la fractura donde el flujo a través de la formación hacia la fractura es uniforme.

**GAS NATURAL.** Es una mezcla de hidrocarburos y cantidades variables de no hidrocarburos que existen ya sea en la fase gaseosa o en solución con petróleo crudo en los reservorios subterráneos. El gas natural tiene dos subclases: gas asociado y gas no asociado.

**GAS ASOCIADO.** Es gas natural encontrado en contacto con petróleo crudo en el reservorio. El gas asociado puede consistir de gas libre, comúnmente llamado "capa de gas", gas y/o gas disuelto en solución de petróleo crudo.

**GAS NO ASOCIADO.** Es gas natural encontrado en reservorios que no contienen cantidades significantes de petróleo crudo.

**HISTERESIS.** Es una característica de los metales bajo esfuerzo que debe ser reconocida en los medidores de presión.

**INDICE DE PRODUCTIVIDAD ( $J$ ).** Es el número de barriles de petróleo producidos por día por libra en la declinación de presión de fondo. Para determinar el IP ( $J$ ), un pozo es cerrado hasta que la presión estática o de reservorio sea alcanzada.

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}}$$

**INTERVALO PRODUCTOR O ESPESOR (h).** Es la capacidad productiva de un pozo, la cual está restringida por el espesor expuesto a producción de la roca reservorio. La ecuación de Darcy indica que el caudal es directamente proporcional al intervalo productor, o sea que conforme se incrementa este intervalo, se incrementará el caudal.

**LIMITE FISICO DEL RESERVORIO.** Es la frontera definida por algún accidente geológico (fallas, discordancias, etc.) o por disminución de la saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, o por el efecto combinado de estos parámetros.

**PACKER.** Herramienta que aísla el espacio anular (entre los forros y el (los) tubing(s)) la presión del gas de inyección, de las de los fluidos de la formación y que se sienta siempre por encima del intervalo perforado.

**PERMEABILIDAD.** Es la capacidad de la roca porosa para dejar que pase un fluido a través de sus poros interconectados (porosidad efectiva). Para el gas, la definición de permeabilidad cambia, ya que por el gas, el caudal esta en función de la presión y la temperatura.

**PETRÓLEO CRUDO.** Es una mezcla de hidrocarburos, existente en los reservorios subterráneos en fase líquida y que permanece líquido a la presión atmosférica después de pasar a través de las facilidades superficiales de separación.

**POROSIDAD.** Es una medida de los espacios vacíos o huecos contenidos en una roca, expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de dicha roca.

**PRESIÓN DE RESERVORIO.** Es la presión natural a la cual está sometido el petróleo y/o gas que por efecto del peso de la corteza terrestre y la profundidad, la misma que los empuja hacia la superficie. Esta presión disminuye a medida que un reservorio sea producido y resulta en una reducción del flujo natural, teniendo que eventualmente bombear el petróleo para extraerlo o elevar y mantener esta presión, inyectando algún otro fluido tal como agua, gas natural o anhídrido carbónico.

**PRESION CAPILAR.** Es la presión diferencial que existe entre dos fluidos inmiscibles como resultado de la tensión interfacial que los separa.

**PRESION DIFERENCIAL.** Es la diferencia entre la presión estática de reservorio y la presión fluyente. El flujo de fluidos al interior del pozo es el resultado de una presión diferencial entre el reservorio y el pozo. Generalmente en los yacimientos de gas, la presión

diferencial se mantiene alta. La presión de fondo fluente puede aceptarse que tenga valores bajos debido a que la columna de fluidos que tiene que soportar en el fondo de l pozo, es mas ligera que la que existe en los pozos productores de petróleo.

**PRESION EXTRAPOLADA (P\*).** Es la presión que se obtiene al extrapolar la curva buildup a un periodo de cierre  $\Delta t$  igual al infinito, para el cual:

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) = 1$$

**PRESION TERMINAL CONSTANTE.** El rate de producción es controlado de manera que la presiona en el pozo sea constante.

**PRINCIPIO DE SUPERPOSICION.** En cualquier punto del reservorio, la caída total de presión, es la suma de las caídas de presión a ese punto, causada por el flujo de cada uno de los pozos del reservorio.

**RADIO DE INVESTIGACION ( $r_i$ ).** Es la distancia que la transiente de presión se ha movido dentro de una formación a consecuencia de un cambio de rate en el pozo. Esta distancia esta relacionada a las propiedades de la roca y fluido así como con el tiempo transcurrido desde el cambio de rate.

**RATE TERMINAL CONSTANTE.** El rate de producción es controlado de manera que la presiona en el pozo sea constante.

**RECUPERACION PRIMARIA.** Proceso mediante el cual un reservorio produce por su propia energía natural y por levantamiento artificial (gas lift, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, etc.).

**RECUPERACION SECUNDARIA.** Proceso que se caracteriza porque se le adiciona energía al reservorio, esta puede ser una inyección de agua o gas, con el fin de darle energía al reservorio, y así aumentar la recuperación de petróleo.

**RECUPERACION MEJORADA (EOR).** Este proceso se caracteriza porque además de añadirle energía al reservorio, se modifican las fuerzas viscosas o capilares.

**REGIMEN O RATE DE FLUJO ( $q$ ).** Es una función de las propiedades y características físicas de la roca. Esta propiedad depende fundamentalmente de las propiedades de roca como de los fluidos. Los fluidos que se mueven en los reservorios de petróleo o gas son multifásicos, consistentes de mezclas de diferentes cantidades de petróleo, gas y en ocasiones agua fluyendo juntos hacia los pozos productores. El petróleo y el gas, con

frecuencia se mueven con diferentes velocidades y las propiedades del petróleo y el gas varían de un punto a otro.

**REGISTRO ELECTRICO.** Es el registro continuo de las características de la formación con respecto a su profundidad.

**RESERVA DE HIDROCARBUROS.** Es el volumen de hidrocarburos medidos a condiciones atmosféricas, que se puede producir con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables (métodos mecánicos, recuperación primaria y recuperación secundaria)

**RESERVORIO.** Es una acumulación de hidrocarburos en roca sedimentaria porosa y permeable. Es la formación componente de un yacimiento que puede contener hidrocarburos.

**RESERVORIO IDEAL.** Es la definición de un reservorio horizontal, perfectamente circular, de radio  $r_e$ , espesor  $h$  uniforme, isotrópico y con un solo pozo de radio  $r_w = 0$  situado exactamente en su centro.

**RESERVORIO INFINITE ACTING.** Es aquel cuyo radio externo de drenaje es infinito. La función  $E_i$  puede ser usada.

**RESERVORIO SEUDOESTABLE.** Es aquel cuyo radio externo de drenaje alcanza algún punto de la frontera.

**SATURACION.** Es la fracción decimal o porcentual del espacio poral ocupado con algún fluido (agua, petróleo o gas). Ej.

$$S_w = \left( \frac{V_w}{V_t} \right) \times 100$$

Donde:

$S_w$  = saturación de agua

$V_w$  = volumen poroso ocupado por agua

$V_t$  = volumen total

**SIMULADOR DE RESERVORIO.** Es un programa de computadora cuyo núcleo es un modelo numérico intensamente calculativo. Este programa procesa la descripción física del reservorio (ejm.: tipo de fluido, presión, saturación, temperatura y geología). Asimismo procesa la estrategia de desarrollo propuesta en forma de restricciones de operación. Usando esta información, se predice la efectividad de las diferentes estrategias de producción y es usada para optimizar la recuperación de petróleo y gas de los reservorios de petróleo.

**SKIN ( $S$ ).** Es un factor que nos indica el grado de daño o mejoramiento de pozos (productores o inyectores) en operación.  $S$  es positivo para daño y negativo para estimulación.

**TIEMPO DE ESTABILIZACION.** Es el inicio del periodo de flujo pseudoestable.

**TRAMPA.** Es una estructura constituida por capas de roca porosa y permeable (reservorio) rodeada de roca impermeable (sello) y que por su forma presente permite un arreglo gravitacional de los fluidos gas-petroleo-agua y a su vez impide que estos escapen de dicha estructura o trampa. Los mas comunes se llaman anticlinal que tiene forma de cúpula y los bloques estructurales producto de fallas geológicas

**VISCOSIDAD.** Es una propiedad exclusiva del fluido y es inversamente proporcional al caudal. Esta propiedad es una función de la presión y temperatura a la que se encuentran los fluidos, así como de la composición de los mismos fluidos.

**YACIMIENTO.** Es una estructura capaz de almacenar fluidos.

## NOMENCLATURA

$r_w$	radio de pozo, pies
$c_i$	compresibilidad de la formación, $\text{psi}^{-1}$
$h$	espesor, pies
$\phi$	porosidad, adimensional
$\beta_o$	factor de volumen de formación, bbl/STB
$\mu_o$	viscosidad de petróleo, cp
$P_{ws}$	presión de cierre, psia
$P_{wf}$	presión fluyente de pozo, psia
$p_i$	presión inicial de reservorio, psia
$P_{1hr}$	presión a 1 hora, extrapolada a partir de la línea recta semilog ajustada, psia
$t_p$	tiempo de producción , horas
$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	tiempo de Horner, adimensional
$\Delta P$	cambio de presión, psia
$\Delta t$	cambio de tiempo, hrs
$C$	coeficiente de almacenamiento de pozo, STB/psi
$q$	rate de producción, régimen de flujo o caudal, bbl/D
$m$	pendiente del ploteo semilog de cambio de presión versus tiempo, psi/hr
$k$	permeabilidad, md
$\phi$	porosidad, adimensional
$S$	factor skin, adimensional
$A$	área del reservorio, $\text{ft}^2$
$C_A$	factor de aspecto, adimensional

$\alpha$	pendiente de la recta de almacenamiento de cambio de presión versus tiempo, psi/hr
$r_e$	radio externo de reservorio, pies
$r_i$	radio de investigación, psia
$d$	distancia a la frontera falla, pies
$p_D$	presión adimensional, adimensional
$t_D$	tiempo adimensional, adimensional
$C_D$	constante adimensional de almacenamiento en el pozo, adimensional
$r_D$	radio adimensional, adimensional
$\omega$	almacenabilidad adimensional de fractura
$\beta$	coeficiente de flujo interporosidad
$\lambda$	parámetro adimensional de flujo interporosidad
$L_f$	longitud de fractura, pies

## ANEXO A

### DERIVADAS CON RESPECTO A LOS PARÁMETROS

Este apéndice presenta las derivadas de los modelos de reservorio con respecto a los parámetros de reservorio. Se usan unidades de campo.

Ocho modelos fundamentales de reservorio, son empleados, las cuales son:

1. Infinite acting
2. Falla sellante,
3. Frontera externa no-flujo
4. Frontera externa a presión constante,
5. Doble porosidad,
6. Doble porosidad y falla sellante
7. Doble porosidad y frontera externa no-flujo
8. Doble porosidad y frontera externa a presión constante

#### A.1 VARIABLES ADIMENSIONALES

Las variables adimensionales a definirse son:

La **presión adimensional**  $p_D$  es definida en unidades de campo como:

$$p_D = \frac{kh}{141.2q\beta\mu} (p_i - p_{wf}) \quad (A.1)$$

donde

$k$  = permeabilidad, md

$h$  = espesor, pies

$p_i$  = presión inicial del reservorio, psi

$p_{wf}$  = presión fluyente de pozo, psi

$q$  = régimen de producción, STB/D

$\beta$  = factor de volumen de formación, volumen reservorio/volumen estándar

$\mu$  = viscosidad, cp

En conjuntos de unidades consistentes,  $p_D$  es definida como:

$$p_D = \frac{2\pi kh}{q\beta\mu} (p_i - p_{wf}) \quad (\text{A.2})$$

El **tiempo adimensional**  $t_D$  es definido en unidades de campo como:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_i r_w^2} \quad (\text{A.3})$$

donde

$t$  = tiempo, horas

$\phi$  = porosidad, volumen poroso / volumen bruto

$c_i$  = compresibilidad total del sistema.  $\text{psi}^{-1}$

$r_w$  = radio de hueco de pozo, ft

En conjuntos de unidades consistentes,  $t_D$  es definida como:

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2} \quad (\text{A.4})$$

El tiempo adimensional basada en el tamaño de reservorio,  $t_{DA}$  es definida como:

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_i A} \quad (\text{A.5})$$

donde

$A$  = área de reservorio,  $\text{ft}^2$

$r_e$  = radio de reservorio. ft

Existe una relación directa entre  $t_D$  y  $t_{DA}$  :

$$t_D = t_{DA} \frac{A}{r_w^2} = t_{DA} \pi \frac{r_e^2}{r_w^2} \quad (\text{A.6})$$

El **radio adimensional**  $r_D$  está definido como:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{A.7})$$

Esta definición es independiente de cualquier conjunto de unidades.

El radio adimensional  $r_{eD}$  es definida como:

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \quad (\text{A.8})$$

La constante adimensional de almacenamiento en el pozo  $C_D$  es definido en unidades de campo como:

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi c_i h r_w^2} \quad (\text{A.9})$$

donde  $C$  está en STB/psi.

## A.1 MODELOS DE RESERVORIO

### A.1.1 INFINITE ACTING

El modelo **infinite acting** tiene tres parámetros, las cuales son:  $k$ ,  $S$  y  $C$ .

La presión adimensional de hueco de pozo para el modelo infinite acting está dado en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{K_0(\sqrt{z}) + S\sqrt{z}K_1(\sqrt{z})}{z \left[ \sqrt{z}K_1(\sqrt{z}) + C_D z \left[ K_0(\sqrt{z}) + S\sqrt{z}K_1(\sqrt{z}) \right] \right]} \quad (\text{A.10})$$

En la regresión no lineal, las derivadas con respecto a los valores reales de parámetros necesarios, necesitan ser calculadas, y las ecuaciones son expresadas en unidades de campo.

Para convertir la forma adimensional a la forma en unidades de campo, los siguientes dos teoremas de la transformación de Laplace son usadas:

$$a \cdot L[F(t)] = a \cdot f(z) \quad (\text{A.11})$$

$$L[F(at)] = \frac{1}{a} f\left(\frac{z}{a}\right) \quad (\text{A.12})$$

Por simplicidad, los siguientes símbolos son usados:

$$\Delta p = p_i - p_{wf} \quad (\text{A.13})$$

$$\eta = \frac{k}{\phi\mu c_i} \quad (\text{A.14})$$

$$\mu = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.15})$$

$$c_1 = \frac{h}{141.2\mu} \quad (\text{A.16})$$

Luego, la presión de hueco de pozo para el modelo infinite acting en unidades de campo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.17})$$

donde

$$A_1 = K_0(\sqrt{u}) + S\sqrt{u}K_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.18})$$

$$A_2 = c_1 k \sqrt{u} K_1(\sqrt{u}) + 24Cz \cdot A_1 \quad (\text{A.19})$$

La derivada de la presión en hueco de pozo con respecto a la permeabilidad está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.20})$$

donde

$$\begin{aligned} A_3 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial k} \\ &= \frac{\sqrt{u}}{2k} \cdot [K_1(\sqrt{u}) + S\sqrt{u}K_0(\sqrt{u})] \end{aligned} \quad (\text{A.21})$$

$$\begin{aligned} A_4 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial k} \\ &= c_1 \sqrt{u} K_1(\sqrt{u}) + c_1 \frac{\sqrt{u}}{2} \sqrt{u} K_0(\sqrt{u}) + 24Cz \cdot A_1 \end{aligned} \quad (\text{A.22})$$

Las siguientes relaciones son usadas

$$\frac{\partial f(g)}{\partial \theta} = \frac{\partial(f(g))}{\partial g} \cdot \frac{\partial g}{\partial \theta} \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial \sqrt{g}}{\partial \theta} = \frac{1}{2\sqrt{g}} \cdot \frac{\partial g}{\partial \theta} \quad (\text{A.24})$$

$$\frac{\partial(f \cdot g)}{\partial \theta} = f' \cdot g + f \cdot g' \quad (\text{A.25})$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta} \left( \frac{g}{f} \right) = \frac{g' \cdot f - g \cdot f'}{f \cdot f} \quad (\text{A.26})$$

Las derivadas de las funciones modificadas de Bessel están dadas por:

$$\frac{dK_0(\theta)}{d\theta} = -K_1(\theta) \quad (\text{A.27})$$

$$\frac{dK_1(\theta)}{d\theta} = -\left[ \frac{1}{\theta} K_1(\theta) + K_0(\theta) \right] \quad (\text{A.28})$$

$$\frac{dI_0(\theta)}{d\theta} = I_1(\theta) \quad (\text{A.29})$$

$$\frac{dI_1(\theta)}{d\theta} = -\left[ \frac{1}{\theta} I_1(\theta) - I_0(\theta) \right] \quad (\text{A.30})$$

Las siguientes relaciones son importantes:

$$\frac{\partial u}{\partial k} = -\frac{u}{k} \quad (\text{A.31})$$

$$\frac{\partial \sqrt{u}}{\partial k} = -\frac{\sqrt{u}}{2k} \quad (\text{A.32})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} (K_0(\sqrt{u})) = \frac{\sqrt{u}}{2k} K_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.33})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} (K_1(\sqrt{u})) = \frac{\sqrt{u}}{2k} \left[ \frac{1}{\sqrt{u}} K_1(\sqrt{u}) + K_0(\sqrt{u}) \right] \quad (\text{A.34})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} (\sqrt{u} K_1(\sqrt{u})) = \frac{\sqrt{u}}{2k} \sqrt{u} K_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.35})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al factor skin esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.36})$$

donde

$$\begin{aligned}
A_5 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial S} \\
&= \sqrt{u} K_1(\sqrt{u})
\end{aligned} \tag{A.37}$$

$$\begin{aligned}
A_6 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial S} \\
&= 24Cz \cdot A_3
\end{aligned} \tag{A.38}$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la constante de almacenamiento de hueco de pozo esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \tag{A.39}$$

donde

$$\begin{aligned}
\frac{\partial(A_1)}{\partial C} &= 0 \\
A_7 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial C} \\
&= 24z \cdot A_1
\end{aligned} \tag{A.40}$$

En casos donde el factor skin es negativo, el concepto del radio efectivo de hueco de pozo es usado para evitar inestabilidades numéricas

El radio efectivo de hueco de pozo es definido por:

$$r_{weff} = r_w e^{-S} \tag{A.41}$$

Luego,  $u$  es redefinida por:

$$u = \frac{r_{weff}^2 f}{0.000264\eta^2} \tag{A.42}$$

Las siguientes relaciones se mantienen:

$$\frac{\partial r_{weff}}{\partial S} = -r_{weff} \tag{A.43}$$

$$\frac{\partial u}{\partial S} = -2u \tag{A.44}$$

$$\frac{\partial \sqrt{u}}{\partial S} = -\sqrt{u} \tag{A.45}$$

$$\frac{\partial}{\partial S}(K_0(\sqrt{u})) = \sqrt{u}K_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.46})$$

$$\frac{\partial}{\partial S}(K_1(\sqrt{u})) = K_1(\sqrt{u}) + \sqrt{u}K_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.47})$$

$$\frac{\partial}{\partial S}(\sqrt{u}K_1(\sqrt{u})) = uK_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.48})$$

Las siguientes expresiones necesitan ser modificadas cuando se usa el radio efectivo de hueco de pozo:

$$A_1 = K_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.49})$$

$$A_3 = \frac{\sqrt{u}}{2k} K_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.50})$$

$$A_2 = c_1 k u K_0(\sqrt{u}) + 24Cz \cdot A_3 \quad (\text{A.51})$$

### A.1.2 FALLA SELLANTE

Este modelo tiene cuatro parámetros, los cuales son:  $k$ ,  $S$ ,  $C$  y  $r_e$ .

El modelo de la falla sellante puede manejarse a través del concepto de la superposición usando el método de las imágenes.

La presión adimensional de hueco de pozo está dado en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{K_0(\sqrt{z}) + S\sqrt{z}K_1(\sqrt{z}) + K_0(2r_{eD}\sqrt{z})}{z[\sqrt{z}K_1(\sqrt{z}) + C_D z [K_0(\sqrt{z}) + S\sqrt{z}K_1(\sqrt{z})]]} \quad (\text{A.52})$$

Definiendo las expresiones por:

$$\mu = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.53})$$

$$w = \frac{4r_e^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.54})$$

La presión de hueco de pozo en unidades de campo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.55})$$

donde

$$A_1 = A_{11} + A_{12} \quad (\text{A.56})$$

$$A_{11} = K_0(\sqrt{u}) + S\sqrt{u}K_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.57})$$

$$A_{12} = K_0(\sqrt{w}) \quad (\text{A.58})$$

$$A_2 = c_1 k(\sqrt{u})K_1(\sqrt{u}) + 24Cz \cdot A_{11} \quad (\text{A.59})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la permeabilidad esta dada por:

$$\frac{\partial \bar{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.60})$$

donde

$$A_3 = \frac{\partial(A_1)}{\partial k}$$

$$= A_{31} + A_{32} \quad (\text{A.61})$$

$$A_{31} = \frac{\partial(A_{11})}{\partial k}$$

$$= \frac{\sqrt{u}}{2k} \cdot [K_1(\sqrt{u}) + S\sqrt{u}K_0(\sqrt{u})] \quad (\text{A.62})$$

$$A_{32} = \frac{\partial(A_{12})}{\partial k}$$

$$= \frac{\sqrt{w}}{2k} K_1(\sqrt{w}) \quad (\text{A.63})$$

$$A_4 = \frac{\partial(A_2)}{\partial k}$$

$$= c_1 \sqrt{u} K_1(\sqrt{u}) + c_1 \frac{\sqrt{u}}{2} \sqrt{u} K_0(\sqrt{u}) + 24Cz \cdot A_{31} \quad (\text{A.64})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a skin está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.65})$$

donde:

$$\begin{aligned} A_5 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial S} \\ &= \sqrt{u} K_1(\sqrt{u}) \end{aligned} \quad (\text{A.66})$$

$$\begin{aligned} A_6 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial S} \\ &= 24Cz \cdot A_3 \end{aligned} \quad (\text{A.67})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la constante de almacenamiento de pozo está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.68})$$

donde

$$\begin{aligned} A_7 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial C} \\ &= 24z \cdot A_{11} \end{aligned} \quad (\text{A.69})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la distancia a la frontera está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial r_e} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8}{A_2} \quad (\text{A.70})$$

donde

$$\begin{aligned} A_8 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial r_e} \\ &= -\frac{\sqrt{w}}{r_e} K_1(\sqrt{w}) \end{aligned} \quad (\text{A.71})$$

Las siguientes relaciones son útiles:

$$\frac{\partial w}{\partial r_e} = \frac{2w}{r_e} \quad (\text{A.72})$$

$$\frac{\partial \sqrt{w}}{\partial r_e} = \frac{\sqrt{w}}{r_e} \quad (\text{A.73})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} \left( K_0(\sqrt{w}) \right) = -\frac{\sqrt{w}}{r_e} K_1(\sqrt{w}) \quad (\text{A.74})$$

En casos donde el skin es negativo, las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_{11} = K_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.75})$$

$$A_{31} = \frac{\sqrt{u}}{2k} K_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.76})$$

$$A_6 = c_1 k u K_0(\sqrt{u}) + 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.77})$$

### A.1.3 FRONTERA EXTERNA NO-FLUJO

Este modelo tiene cuatro parámetros, los cuales son:  $k$ ,  $S$ ,  $C$  y  $r_e$ .

El modelo de la falla sellante puede manejarse a través del concepto de la superposición usando el método de las imágenes.

La presión adimensional de hueco de pozo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{A_{01} + S\sqrt{z} \cdot A_{02}}{z \left[ \sqrt{z} \cdot A_{02} + C_D z \left[ A_{01} + S\sqrt{z} \cdot A_{02} \right] \right]} \quad (\text{A.78})$$

donde

$$A_{01} = I_1(r_{eD} \sqrt{z}) K_0(\sqrt{z}) + K_1(r_{eD} \sqrt{z}) I_0(\sqrt{z}) \quad (\text{A.79})$$

$$A_{02} = I_1(r_{eD} \sqrt{z}) K_1(\sqrt{z}) - K_1(r_{eD} \sqrt{z}) I_1(\sqrt{z}) \quad (\text{A.80})$$

Definiendo las expresiones por:

$$\mu = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.81})$$

$$w = \frac{4r_e^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.82})$$

La presión de hueco de pozo en unidades de campo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.83})$$

donde

$$A_1 = B_1 + S\sqrt{u} \cdot B_2 \quad (\text{A.84})$$

$$B_1 = I_1(\sqrt{w})K_0(\sqrt{u}) + K_1(\sqrt{w})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.85})$$

$$B_2 = I_1(\sqrt{w})K_1(\sqrt{u}) - K_1(\sqrt{w})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.86})$$

$$B_3 = I_0(\sqrt{w})K_0(\sqrt{u}) - K_0(\sqrt{w})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.87})$$

$$B_4 = I_0(\sqrt{w})K_1(\sqrt{u}) + K_0(\sqrt{w})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.88})$$

$$A_2 = c_1 k(\sqrt{u}) \cdot B_2 + 24Cz \cdot A_1 \quad (\text{A.89})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al permeabilidad está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.90})$$

donde

$$A_3 = \frac{\partial(A_1)}{\partial k}$$

$$= A_{31} + S \cdot A_{32} \quad (\text{A.91})$$

$$A_{31} = \frac{\partial(B_1)}{\partial k}$$

$$= \frac{\sqrt{u}}{2k} \cdot \left[ \frac{1}{\sqrt{u}} \cdot B_1 + B_2 - \frac{\sqrt{w}}{\sqrt{u}} \cdot B_3 \right] \quad (\text{A.92})$$

$$A_{32} = \frac{\partial(\sqrt{u} \cdot B_2)}{\partial k}$$

$$= \frac{\sqrt{u}}{2k} [B_2 + \sqrt{u} \cdot B_1 - \sqrt{w} \cdot B_4] \quad (\text{A.93})$$

$$A_4 = \frac{\partial(A_2)}{\partial k}$$

$$= c_1(\sqrt{u}) \cdot B_2 + c_1 k + 24Cz \cdot A_3 \quad (\text{A.94})$$

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.95})$$

donde

$$A_5 = \frac{\partial(A_1)}{\partial S}$$

$$= \sqrt{u} \cdot B_2 \quad (\text{A.96})$$

$$A_6 = \frac{\partial(A_2)}{\partial S}$$

$$= 24Cz \cdot A_3 \quad (\text{A.97})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la constante de almacenamiento de hueco de pozo está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.98})$$

donde

$$A_7 = \frac{\partial(A_2)}{\partial C}$$

$$= 24z \cdot A_1 \quad (\text{A.99})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la distancia a la frontera está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial r_e} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_9}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.100})$$

donde

$$\begin{aligned}
A_8 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial r_e} \\
&= A_{81} + S \cdot A_{82}
\end{aligned} \tag{A.101}$$

$$\begin{aligned}
A_{81} &= \frac{\partial(B_1)}{\partial r_e} \\
&= -\frac{\sqrt{\omega}}{r_e} \cdot \left[ \frac{I}{\sqrt{\omega}} \cdot B_1 - B_3 \right]
\end{aligned} \tag{A.102}$$

$$\begin{aligned}
A_{82} &= \frac{\partial(\sqrt{u} \cdot B_2)}{\partial r_e} \\
&= -\sqrt{u} \frac{\sqrt{\omega}}{r_e} \cdot \left[ \frac{I}{\sqrt{\omega}} \cdot B_2 - B_4 \right]
\end{aligned} \tag{A.103}$$

$$\begin{aligned}
A_9 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial r_e} \\
&= c_1 k A_{82} + 24Cz \cdot A_8
\end{aligned} \tag{A.104}$$

Las siguientes relaciones son útiles:

$$\frac{\partial w}{\partial r_e} = \frac{2w}{r_e} \tag{A.105}$$

$$\frac{\partial \sqrt{w}}{\partial r_e} = \frac{\sqrt{w}}{r_e} \tag{A.106}$$

$$\frac{\partial}{\partial r_e} (K_1(\sqrt{w})) = -\frac{\sqrt{\omega}}{r_e} \left[ \frac{I}{\sqrt{\omega}} K_1(\sqrt{\omega}) + K_0(\sqrt{\omega}) \right] \tag{A.107}$$

$$\frac{\partial}{\partial r_e} (I_1(\sqrt{w})) = -\frac{\sqrt{w}}{r_e} \left[ \frac{I}{\sqrt{w}} I_1(\sqrt{w}) - I_0(\sqrt{w}) \right] \tag{A.108}$$

En casos donde el skin es negativo, las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_1 = B_1 \tag{A.109}$$

$$A_3 = A_{31} \tag{A.110}$$

$$A_6 = c_1 k u \cdot B_1 + 24Cz \cdot A_5 \tag{A.111}$$

$$A_8 = A_{8l} \quad (\text{A.112})$$

#### A.1.4 FRONTERA EXTERNA A PRESIÓN CONSTANTE

Este modelo tiene cuatro parámetros, las cuales son:  $k$ ,  $S$ ,  $C$  y  $r_e$ .

La presión adimensional de hueco de pozo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{A_{03} + S\sqrt{z} \cdot A_{04}}{z[\sqrt{z} \cdot A_{04} + C_D z [A_{03} + S\sqrt{z} \cdot A_{04}]]} \quad (\text{A.113})$$

donde

$$A_{03} = I_0(r_{eD}\sqrt{z})K_0(\sqrt{z}) - K_0(r_{eD}\sqrt{z})I_0(\sqrt{z}) \quad (\text{A.114})$$

$$A_{04} = K_0(r_{eD}\sqrt{z})I_1(\sqrt{z}) + I_0(r_{eD}\sqrt{z})K_1(\sqrt{z}) \quad (\text{A.115})$$

Definiendo las expresiones por:

$$\mu = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.116})$$

$$w = \frac{4r_e^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.117})$$

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.118})$$

$$A_1 = B_3 + S\sqrt{u} \cdot B_4 \quad (\text{A.119})$$

donde

$$B_1 = I_1(\sqrt{w})K_0(\sqrt{u}) + K_1(\sqrt{w})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.120})$$

$$B_2 = I_1(\sqrt{w})K_1(\sqrt{u}) - K_1(\sqrt{w})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.121})$$

$$B_3 = I_0(\sqrt{w})K_0(\sqrt{u}) - K_0(\sqrt{w})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.122})$$

$$B_4 = I_0(\sqrt{w})K_1(\sqrt{u}) + K_0(\sqrt{w})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.123})$$

$$A_2 = c_1 k(\sqrt{u}) \cdot B_4 + 24Cz \cdot A_1 \quad (\text{A.124})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al permeabilidad está dada por:

$$\frac{\partial \bar{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.125})$$

donde

$$\begin{aligned} A_3 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial k} \\ &= A_{31} + S \cdot A_{32} \end{aligned} \quad (\text{A.126})$$

$$\begin{aligned} A_{31} &= \frac{\partial(B_3)}{\partial k} \\ &= \frac{\sqrt{u}}{2k} \cdot \left[ B_4 - \frac{\sqrt{w}}{\sqrt{u}} \cdot B_1 \right] \end{aligned} \quad (\text{A.127})$$

$$\begin{aligned} A_{32} &= \frac{\partial(\sqrt{u} \cdot B_4)}{\partial k} \\ &= \frac{\sqrt{u}}{2k} \left[ \sqrt{u} \cdot B_3 + \sqrt{w} \cdot B_2 \right] \end{aligned} \quad (\text{A.128})$$

$$\begin{aligned} A_4 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial k} \\ &= c_1(\sqrt{u}) \cdot B_4 + c_1 k \cdot A_{32} + 24Cz \cdot A_3 \end{aligned} \quad (\text{A.129})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al permeabilidad está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.130})$$

donde

$$\begin{aligned} A_5 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial S} \\ &= \sqrt{u} \cdot B_4 \end{aligned} \quad (\text{A.131})$$

$$\begin{aligned} A_6 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial S} \\ &= 24Cz \cdot A_5 \end{aligned} \quad (\text{A.132})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la constante de almacenamiento de hueco de pozo está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.133})$$

donde

$$\begin{aligned} A_7 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial C} \\ &= 24z \cdot A_1 \end{aligned} \quad (\text{A.134})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la distancia a la frontera está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial r_e} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_9}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.135})$$

donde

$$\begin{aligned} A_8 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial r_e} \\ &= A_{81} + S \cdot A_{82} \end{aligned} \quad (\text{A.136})$$

$$A_{81} = \frac{\partial(B_3)}{\partial r_e}$$

$$= \frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot B_1 \quad (\text{A.137})$$

$$A_{82} = \frac{\partial(\sqrt{u} \cdot B_4)}{\partial r_e}$$

$$= -\sqrt{u} \frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot B_2 \quad (\text{A.138})$$

$$A_9 = \frac{\partial(A_2)}{\partial r_e}$$

$$= c_1 k A_{82} + 24Cz \cdot A_8 \quad (\text{A.139})$$

Las siguientes relaciones son útiles:

$$\frac{\partial w}{\partial r_e} = \frac{2w}{r_e} \quad (\text{A.140})$$

$$\frac{\partial \sqrt{w}}{\partial r_e} = \frac{\sqrt{w}}{r_e} \quad (\text{A.141})$$

$$\frac{\partial}{\partial r_e} (K_0(\sqrt{w})) = -\frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot K_1(\sqrt{w}) \quad (\text{A.142})$$

$$\frac{\partial}{\partial r_e} (I_0(\sqrt{w})) = -\frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot I_1(\sqrt{w}) \quad (\text{A.143})$$

En casos donde el skin es negativo, las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_1 = B_3 \quad (\text{A.144})$$

$$A_3 = A_{31} \quad (\text{A.145})$$

$$A_6 = c_1 k u \cdot B_3 + 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.146})$$

$$A_8 = A_{81} \quad (\text{A.147})$$

### A.1.5 DOBLE POROSIDAD

Este modelo tiene cinco parámetros, las cuales son:  $k$ ,  $S$ ,  $C$ ,  $\omega$  y  $\lambda$ .

En este modelo, tanto la presión adimensional como el tiempo adimensional son ligeramente modificados. En unidades de campo, ellas están definidas por:

$$p_D = \frac{k_f h}{141.2 q \beta \mu} (p_i - p_{wf}) \quad (\text{A.148})$$

$$t_D = \frac{0.000264 k_f t}{(\phi_f c_{ff} + \phi_m c_{fm}) \mu c_i r_w^2} \quad (\text{A.149})$$

Los efectos de doble porosidad son expresados en términos de dos parámetros que relacionan las propiedades primaria y secundaria. El primero de los dos parámetros es la razón de almacenabilidad,  $\omega$ , la cual relaciona la almacenabilidad secundaria con la del sistema total.

$$\omega = \frac{\phi_f c_{ff}}{\phi_f c_{ff} + \phi_m c_{fm}} \quad (\text{A.150})$$

El segundo parámetro es la razón de transmisibilidad,  $\lambda$ , la cual relaciona el flujo interporosidad entre la matriz y la fractura.

$$\lambda = \alpha \frac{k_m}{k_f} r_w^2 \quad (\text{A.151})$$

donde  $\alpha$  es un factor que depende de la geometría.

La presión adimensional de hueco de pozo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{K_o(\sqrt{zf(z)}) + S\sqrt{zf(z)}K_1(\sqrt{zf(z)})}{z \left[ \sqrt{zf(z)}K_1(\sqrt{zf(z)}) + C_D z \left[ K_o(zf(z)) + S\sqrt{zf(z)}K_1(\sqrt{zf(z)}) \right] \right]} \quad (\text{A.152})$$

donde

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)z + \lambda}{(1-\omega)z + \lambda} \quad (\text{A.153})$$

Definiendo las expresiones por:

$$u = \frac{r_w^2}{0.000264 \eta^2} \quad (\text{A.154})$$

$$v = u \cdot \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.155})$$

La presión de hueco de pozo en unidades de campo está dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.156})$$

donde

$$A_1 = K_0(\sqrt{v}) + S\sqrt{u}K_1(\sqrt{v}) \quad (\text{A.157})$$

$$A_2 = c_1 k \sqrt{u} K_1(\sqrt{v}) + 24Cz \cdot A_1 \quad (\text{A.158})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al permeabilidad está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.159})$$

donde

$$A_3 = \frac{\partial(A_1)}{\partial k}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot [K_1(\sqrt{v}) + S\sqrt{v}K_0(\sqrt{v})] \cdot A_{31} \quad (\text{A.160})$$

$$A_{31} = \frac{\partial v}{\partial k}$$

$$= -\frac{u}{k} \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)^2 \lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.161})$$

$$A_4 = \frac{\partial(A_2)}{\partial k}$$

$$= c_1 \sqrt{u} K_1(\sqrt{v}) - c_1 k \frac{K_0 \sqrt{v}}{2} \cdot A_{31} + 24Cz \cdot A_3 \quad (\text{A.162})$$

Las siguientes relaciones son útiles:

$$\frac{\partial u}{\partial k} = -\frac{u}{k} \quad (\text{A.163})$$

$$\frac{\partial v}{\partial u} = \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)^2 \lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \quad (\text{A.164})$$

$$\frac{\partial v}{\partial k} = -\frac{u}{k} \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)^2 \lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.165})$$

$$\frac{\partial \sqrt{v}}{\partial k} = \frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial k} \quad (\text{A.166})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} (K_0(\sqrt{v})) = -\frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \frac{\partial v}{\partial k} \quad (\text{A.167})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} (K_1(\sqrt{v})) = -\left[ \frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} + \frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \right] \frac{\partial v}{\partial k} \quad (\text{A.168})$$

$$\frac{\partial}{\partial k} (\sqrt{v} K_1(\sqrt{v})) = -\frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \frac{\partial v}{\partial k} \quad (\text{A.169})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al skin está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.170})$$

donde

$$\begin{aligned} A_5 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial S} \\ &= \sqrt{u} K_1(\sqrt{v}) \end{aligned} \quad (\text{A.171})$$

$$\begin{aligned} A_6 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial S} \\ &= 24Cz \cdot A_5 \end{aligned} \quad (\text{A.172})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la almacenabilidad ( $\omega$ ) esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.173})$$

donde

$$\begin{aligned} A_7 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial C} \\ &= 24z \cdot A_1 \end{aligned} \quad (\text{A.174})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto la almacenabilidad ( $\omega$ ) está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_9}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.175})$$

donde

$$\begin{aligned} A_8 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial \omega} \\ &= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot [K_1(\sqrt{v}) + S\sqrt{v}K_0(\sqrt{v})] \cdot A_{81} \end{aligned} \quad (\text{A.176})$$

$$\begin{aligned} A_{81} &= \frac{\partial v}{\partial \omega} \\ &= u \cdot \left[ \frac{(1-\omega)u}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)\lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \end{aligned} \quad (\text{A.177})$$

$$\begin{aligned} A_9 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial \omega} \\ &= -c_1 k \frac{K_0(\sqrt{v})}{2} \cdot A_{81} + 24Cz \cdot A_8 \end{aligned} \quad (\text{A.178})$$

Las siguientes relaciones son útiles:

$$\frac{\partial v}{\partial \omega} = u \cdot \left[ \frac{(1-\omega)u}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)\lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.179})$$

$$\frac{\partial \sqrt{u}}{\partial \omega} = \frac{1}{2\sqrt{v}} \frac{\partial v}{\partial \omega} \quad (\text{A.180})$$

$$\frac{\partial}{\partial \omega} (K_0(\sqrt{v})) = -\frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial \omega} \quad (\text{A.181})$$

$$\frac{\partial}{\partial \omega} (K_1(\sqrt{v})) = -\left[ \frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} + \frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \right] \cdot \frac{\partial v}{\partial \omega} \quad (\text{A.182})$$

$$\frac{\partial}{\partial \omega} (K_0(\sqrt{v})) = -\frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial \omega} \quad (\text{A.183})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la transmisibilidad ( $\lambda$ ) está dada por:

$$\frac{\partial \bar{\Delta p}}{\partial \lambda} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{10} \cdot A_2 - A_1 \cdot A_{11}}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.184})$$

donde

$$\begin{aligned} A_{10} &= \frac{\partial(A_1)}{\partial \lambda} \\ &= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot [K_1(\sqrt{v}) + S\sqrt{v}K_0(\sqrt{v})] \cdot A_{12} \\ A_{12} &= \frac{\partial v}{\partial \lambda} \end{aligned} \quad (\text{A.185})$$

Las siguientes relaciones son útiles:

$$= u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.186})$$

$$\frac{\partial \sqrt{u}}{\partial \lambda} = \frac{1}{2\sqrt{v}} \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.189})$$

$$\frac{\partial}{\partial \lambda} (K_0(\sqrt{v})) = -\frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.190})$$

$$\frac{\partial}{\partial \lambda} (K_1(\sqrt{v})) = -\left[ \frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} + \frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \right] \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.191})$$

$$\frac{\partial}{\partial \lambda} (K_0(\sqrt{v})) = -\frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.192})$$

En casos donde el skin es negativo,  $r_w$  es reemplazado por  $r_w e^{-2S}$  y  $\lambda$  es reemplazado por  $\lambda e^{-2S}$ , después del cual:

$$\frac{\partial u}{\partial S} = -2v \quad (\text{A.193})$$

$$\frac{\partial \sqrt{v}}{\partial S} = -\sqrt{v} \quad (\text{A.194})$$

$$\frac{\partial}{\partial S} (K_0(\sqrt{v})) = \sqrt{v} K_1(\sqrt{v}) \quad (\text{A.195})$$

$$\frac{\partial}{\partial S} (K_1(\sqrt{v})) = K_1(\sqrt{v}) + \sqrt{v} K_0(\sqrt{v}) \quad (\text{A.196})$$

$$\frac{\partial}{\partial S} \sqrt{v} (K_1(\sqrt{v})) = v K_0(\sqrt{v}) \quad (\text{A.197})$$

$$\frac{\partial v}{\partial \lambda} = u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u e^{-2S}}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.198})$$

$$\frac{\partial \sqrt{v}}{\partial \lambda} = \frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.199})$$

$$\frac{\partial}{\partial \lambda} (K_0(\sqrt{v})) = -\frac{K_1(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.200})$$

$$\frac{\partial}{\partial \lambda} (K_1(\sqrt{v})) = -\left[ \frac{K_1(\sqrt{v})}{2v} + \frac{K_0(\sqrt{v})}{2\sqrt{v}} \right] \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.201})$$

$$\frac{\partial}{\partial \lambda} (\sqrt{v} K_1(\sqrt{v})) = -\frac{K_0(\sqrt{v})}{2} \cdot \frac{\partial v}{\partial \lambda} \quad (\text{A.202})$$

Las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_1 = K_0(\sqrt{v}) \quad (\text{A.203})$$

$$A_3 = -\frac{K_1 \sqrt{u}}{2\sqrt{v}} \cdot A_{81} \quad (\text{A.204})$$

$$A_6 = c_1 k v K_0(\sqrt{v}) + 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.205})$$

$$A_8 = -\frac{K_1 \sqrt{v}}{2\sqrt{v}} \cdot A_{81} \quad (\text{A.206})$$

$$A_{10} = -\frac{K_1 \sqrt{v}}{2\sqrt{v}} \cdot A_{12} \quad (\text{A.207})$$

$$A_{12} = u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u e^{-2S}}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.208})$$

#### A.1.6 DOBLE POROSIDAD Y FALLA SELLANTE

Este modelo tiene seis parámetros, las cuales son,  $S$ ,  $C$ ,  $\omega$ ,  $\lambda$  y  $r_e$ .

La presión adimensional de hueco de pozo para este modelo esta dada en el espacio de Laplace por:

$$\frac{\bar{p}_D}{z} = \frac{K_0(\sqrt{zf(z)}) + S\sqrt{zf(z)}K_1(\sqrt{zf(z)}) + K_0(2r_{eD}\sqrt{zf(z)})}{z \left[ \sqrt{zf(z)}K_1(\sqrt{zf(z)}) + C_D z \left[ K_0(zf(z)) + S\sqrt{zf(z)}K_1(\sqrt{zf(z)}) \right] \right]} \quad (\text{A.209})$$

donde

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.210})$$

Definiendo las expresiones por:

$$u = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.211})$$

$$v = u \cdot \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.212})$$

$$\omega = \frac{4r_e^2}{r_w^2} \cdot v \quad (\text{A.213})$$

La presión de hueco de pozo para este modelo, en unidades de campo esta dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.214})$$

donde

$$A_1 = B_1 + B_2 \quad (\text{A.215})$$

$$B_1 = K_0(\sqrt{v}) + S\sqrt{u}K_1(\sqrt{v}) \quad (\text{A.216})$$

$$B_2 = K_0(\sqrt{\omega}) \quad (\text{A.217})$$

$$A_2 = c_1 k \sqrt{u} K_1(\sqrt{v}) + 24Cz \cdot A_{11} \quad (\text{A.218})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la permeabilidad esta dado por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.219})$$

donde

$$A_3 = \frac{\partial(A_1)}{\partial k}$$

$$= A_{32} + A_{33} \quad (\text{A.220})$$

$$A_{32} = \frac{\partial(B_1)}{\partial k}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot [K_1(\sqrt{v}) + S\sqrt{v}K_0(\sqrt{v})] \cdot A_{31} \quad (\text{A.221})$$

$$A_{33} = \frac{\partial(B_2)}{\partial k}$$

$$= -\frac{2r_e}{r_w} \frac{K_1(\sqrt{w})}{2\sqrt{v}} \cdot A_{31} \quad (\text{A.222})$$

$$A_{31} = \frac{\partial v}{\partial k}$$

$$= -\frac{u}{k} \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)^2 \lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.223})$$

$$A_4 = \frac{\partial(A_2)}{\partial k}$$

$$= c_1 \sqrt{u} K_1(\sqrt{v}) - c_1 k \frac{K_0 \sqrt{v}}{2} \cdot A_{31} + 24Cz \cdot A_{32} \quad (\text{A.224})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al skin esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.225})$$

donde

$$A_5 = \frac{\partial(A_1)}{\partial S}$$

$$= \sqrt{u} K_1(\sqrt{v}) \quad (\text{A.226})$$

$$A_6 = \frac{\partial(A_2)}{\partial S}$$

$$= 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.227})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la constante de almacenamiento de pozo esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.228})$$

donde

$$A_7 = \frac{\partial(A_2)}{\partial C}$$

$$= 24z \cdot A_1 \quad (\text{A.229})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la almacenabilidad ( $\omega$ ) esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial \omega} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_9}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.230})$$

donde

$$A_8 = \frac{\partial(A_1)}{\partial \omega}$$

$$= A_{82} + A_{83} \quad (\text{A.231})$$

$$A_{82} = \frac{\partial(B_1)}{\partial \omega}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot [K_1(\sqrt{v}) + S\sqrt{v}K_0(\sqrt{v})] \cdot A_{81} \quad (\text{A.232})$$

$$A_{81} = \frac{\partial(B_2)}{\partial \omega}$$

$$= -\frac{2r_e}{r_w} \frac{K_1(\sqrt{\omega})}{2\sqrt{v}} \cdot A_{81} \quad (\text{A.233})$$

$$A_{81} = \frac{\partial v}{\partial \omega}$$

$$= u \cdot \left[ \frac{(1-\omega)u}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)\lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.234})$$

$$A_9 = \frac{\partial(A_2)}{\partial \omega}$$

$$= -c_1 k \frac{K_0(\sqrt{v})}{2} \cdot A_{81} + 24Cz \cdot A_{82} \quad (\text{A.235})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la transmisibilidad ( $\lambda$ ) esta dada por :

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial \lambda} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{10} \cdot A_2 - A_1 \cdot A_{11}}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.236})$$

donde

$$A_{10} = \frac{\partial(A_1)}{\partial \lambda}$$

$$= A_{10B} + A_{10C} \quad (\text{A. 237})$$

$$A_{10B} = \frac{\partial(B_1)}{\partial\lambda}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot [K_1(\sqrt{v}) + S\sqrt{v}K_0(\sqrt{v})] \cdot A_{10A} \quad (\text{A.238})$$

$$A_{10C} = \frac{\partial(B_2)}{\partial\lambda}$$

$$= -\frac{2r_e}{r_w} \frac{K_1(\sqrt{\omega})}{2\sqrt{v}} \cdot A_{10A} \quad (\text{A.239})$$

$$A_{10A} = \frac{\partial v}{\partial\lambda}$$

$$= u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.240})$$

$$A_{11} = \frac{\partial(A_2)}{\partial\lambda}$$

$$= -c_1 k \frac{K_0(\sqrt{v})}{2} \cdot A_{10A} + 24Cz \cdot A_{10B} \quad (\text{A.241})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la distancia a l frontera esta dado por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial r_e} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{12}}{A_2} \quad (\text{A.242})$$

donde

$$A_{12} = \frac{\partial(A_1)}{\partial r_e}$$

$$= -\frac{\sqrt{\omega}}{r_e} K_1(\sqrt{\omega}) \quad (\text{A.243})$$

En casos donde el skin es negativo, las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_{11} = K_0(\sqrt{v}) \quad (\text{A.244})$$

$$A_{32} = -\frac{K_1\sqrt{u}}{2\sqrt{v}} \cdot A_{31} \quad (\text{A.245})$$

$$A_6 = c_1 kv K_0(\sqrt{v}) + 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.246})$$

$$A_{82} = -\frac{K_1\sqrt{v}}{2\sqrt{v}} \cdot A_{81} \quad (\text{A.247})$$

$$A_{10B} = -\frac{K_1\sqrt{v}}{2\sqrt{v}} \cdot A_{10A} \quad (\text{A.248})$$

$$A_{10A} = u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u e^{-2S}}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.249})$$

#### A.1.7 DOBLE POROSIDAD Y FRONTERA EXTERNA NO-FLUJO

Este modelo tiene seis parámetros, las cuales son:  $S$ ,  $C$ ,  $\omega$ ,  $\lambda$  y  $r_e$ .

La presión adimensional de hueco de pozo para este modelo esta dada en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{A_{01} + S\sqrt{zf(z)} \cdot A_{02}}{z \left[ \sqrt{zf(z)} \cdot A_{02} + C_D z \left[ A_{01} + S\sqrt{zf(z)} \cdot A_{02} \right] \right]} \quad (\text{A.250})$$

donde

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.251})$$

$$A_{01} = I_1(r_{eD}\sqrt{zf(z)})K_0(\sqrt{zf(z)}) + K_1(r_{eD}\sqrt{zf(z)})I_0(\sqrt{zf(z)}) \quad (\text{A.252})$$

$$A_{02} = I_1(r_{eD}\sqrt{zf(z)})K_1(\sqrt{zf(z)}) - K_1(r_{eD}\sqrt{zf(z)})I_1(\sqrt{zf(z)}) \quad (\text{A.253})$$

Definiendo las expresiones por:

$$u = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.254})$$

$$v = u \cdot \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.255})$$

$$\omega = \frac{4r_e^2}{r_w^2} \cdot v \quad (\text{A.256})$$

La presión de hueco de pozo para este modelo, en unidades de campo esta dado en el espacio de Laplace por:

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.257})$$

donde

$$A_1 = B_1 + S\sqrt{u} \cdot B_2 \quad (\text{A.258})$$

$$B_1 = I_1(\sqrt{\omega})K_0(\sqrt{u}) + K_1(\sqrt{\omega})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.259})$$

$$B_2 = I_1(\sqrt{\omega})K_1(\sqrt{u}) - K_1(\sqrt{\omega})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.260})$$

$$B_3 = I_0(\sqrt{\omega})K_0(\sqrt{u}) - K_0(\sqrt{\omega})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.261})$$

$$B_4 = I_0(\sqrt{\omega})K_1(\sqrt{u}) + K_0(\sqrt{\omega})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.262})$$

$$A_2 = c_1 k(\sqrt{u}) \cdot B_2 + 24Cz \cdot A_1 \quad (\text{A.263})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la permeabilidad esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.264})$$

donde

$$A_3 = \frac{\partial(A_1)}{\partial k}$$

$$= A_{32} + S \cdot A_{33} \quad (\text{A.265})$$

$$A_{32} = \frac{\partial(B_1)}{\partial k}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ \frac{1}{\sqrt{v}} \cdot B_1 + B_2 - \frac{\sqrt{\omega}}{\sqrt{v}} \cdot B_3 \right] \cdot A_{31} \quad (\text{A.266})$$

$$A_{33} = \frac{\partial(\sqrt{v} \cdot B_2)}{\partial k}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} [B_2 + \sqrt{v} \cdot B_1 - \sqrt{\omega} \cdot B_4] \cdot A_{31} \quad (\text{A.267})$$

$$A_{31} = \frac{\partial v}{\partial k}$$

$$= -\frac{u}{k} \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)^2 \lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.268})$$

$$A_4 = \frac{\partial(A_2)}{\partial k}$$

$$= c_1(\sqrt{u}) \cdot B_2 + c_1 k \cdot A_{33} + 24Cz \cdot A_3 \quad (\text{A.269})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto al skin esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.270})$$

donde

$$A_5 = \frac{\partial(A_1)}{\partial S}$$

$$= \sqrt{u} \cdot B_2 \quad (\text{A.271})$$

$$A_6 = \frac{\partial(A_2)}{\partial S}$$

$$= 24Cz \cdot A_3 \quad (\text{A.272})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la constante de almacenamiento de pozo esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.273})$$

donde

$$A_7 = \frac{\partial(A_2)}{\partial C}$$

$$= 24z \cdot A_1 \quad (\text{A.274})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la almacenabilidad ( $\omega$ ) está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial \omega} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_9}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.275})$$

$$A_8 = \frac{\partial(A_1)}{\partial \omega}$$

$$= A_{82} + S \cdot A_{83} \quad (\text{A.276})$$

$$A_{82} = \frac{\partial(B_1)}{\partial \omega}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ \frac{1}{\sqrt{v}} \cdot B_1 + B_2 - \frac{\sqrt{\omega}}{\sqrt{v}} \cdot B_3 \right] \cdot A_{81} \quad (\text{A.277})$$

$$A_{83} = \frac{\partial(\sqrt{v} \cdot B_2)}{\partial \omega}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ B_2 + \sqrt{v} \cdot B_1 - \sqrt{\omega} \cdot B_4 \right] \cdot A_{81} \quad (\text{A.278})$$

$$A_{81} = \frac{\partial v}{\partial \omega}$$

$$= u \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)\lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.279})$$

$$A_9 = \frac{\partial(A_2)}{\partial \omega}$$

$$= c_1 k \cdot A_{83} + 24Cz \cdot A_8 \quad (\text{A.280})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la transmisibilidad ( $\lambda$ ) está dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial \lambda} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{10} \cdot A_2 - A_1 \cdot A_{11}}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.281})$$

donde

$$\begin{aligned}
A_{10} &= \frac{\partial(A_1)}{\partial\lambda} \\
&= A_{10B} + S \cdot A_{10C}
\end{aligned} \tag{A.282}$$

$$\begin{aligned}
A_{10B} &= \frac{\partial(B_1)}{\partial\lambda} \\
&= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ \frac{1}{\sqrt{v}} \cdot B_1 + B_2 - \frac{\sqrt{\omega}}{\sqrt{v}} \cdot B_3 \right] \cdot A_{10A}
\end{aligned} \tag{A.283}$$

$$\begin{aligned}
A_{10C} &= \frac{\partial(\sqrt{v} \cdot B_2)}{\partial\lambda} \\
&= -\frac{1}{2\sqrt{v}} [B_2 + \sqrt{v} \cdot B_1 - \sqrt{\omega} \cdot B_4] \cdot A_{10A}
\end{aligned} \tag{A.284}$$

$$\begin{aligned}
A_{10A} &= \frac{\partial v}{\partial\lambda} \\
&= u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right]
\end{aligned} \tag{A.285}$$

$$\begin{aligned}
A_{11} &= \frac{\partial(A_2)}{\partial\lambda} \\
&= c_1 k \cdot A_{10C} + 24Cz \cdot A_{10}
\end{aligned} \tag{A.286}$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la distancia a l frontera esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial r_e} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{12} \cdot A_2 - A_1 \cdot A_{13}}{A_2 \cdot A_2} \tag{A.287}$$

$$\begin{aligned}
A_{12} &= \frac{\partial(A_1)}{\partial r_e} \\
&= A_{12B} + S \cdot A_{12C}
\end{aligned} \tag{A.288}$$

$$\begin{aligned}
A_{12C} &= \frac{\partial(B_1)}{\partial r_e} \\
&= -\frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot \left[ \frac{1}{\sqrt{w}} \cdot B_1 - B_3 \right]
\end{aligned} \tag{A.289}$$

$$A_{12C} = \frac{\partial(\sqrt{u} \cdot B_2)}{\partial r_e}$$

$$= -\frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot \left[ \frac{\sqrt{v}}{\sqrt{w}} \cdot B_2 - \sqrt{v} \cdot B_4 \right] \quad (\text{A.290})$$

$$A_{13} = \frac{\partial(A_2)}{\partial r_e}$$

$$= c_1 k A_{12C} + 24Cz \cdot A_{12} \quad (\text{A.291})$$

En casos donde el skin es negativo, las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_1 = B_1 \quad (\text{A.292})$$

$$A_3 = A_{32} \quad (\text{A.293})$$

$$= c_1 kv \cdot B_1 + 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.294})$$

$$A_8 = A_{82} \quad (\text{A.295})$$

$$A_{10} = A_{10B} \quad (\text{A.296})$$

$$A_{10A} = u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u e^{-2S}}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.297})$$

$$A_{12} = A_{12B} \quad (\text{A.298})$$

### A.1.8 DOBLE POROSIDAD Y FRONTERA EXTERNA A PRESIÓN CONSTANTE

Este modelo tiene seis parámetros, las cuales son:  $S$ ,  $C$ ,  $\omega$ ,  $\lambda$  y  $r_e$ .

La presión adimensional de hueco de pozo para este modelo esta dado en el espacio de Laplace por:

$$\overline{p_D} = \frac{A_{03} + S\sqrt{zf(z)} \cdot A_{04}}{z \left[ \sqrt{zf(z)} \cdot A_{04} + C_D z \left[ A_{03} + S\sqrt{zf(z)} \cdot A_{04} \right] \right]} \quad (\text{A.299})$$

$$f(z) = \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.300})$$

$$A_{03} = I_0(r_{eD}\sqrt{zf(z)})K_0(\sqrt{zf(z)}) - K_0(r_{eD}\sqrt{zf(z)})I_0(\sqrt{zf(z)}) \quad (\text{A.301})$$

$$A_{04} = K_0(r_{eD}\sqrt{zf(z)})I_1(\sqrt{zf(z)}) + I_0(r_{eD}\sqrt{zf(z)})K_1(\sqrt{zf(z)}) \quad (\text{A.302})$$

Definiendo las expresiones por:

$$u = \frac{r_w^2}{0.000264\eta^2} \quad (\text{A.303})$$

$$v = u \cdot \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} \quad (\text{A.304})$$

$$\omega = \frac{r_e^2}{r_w^2} \cdot v \quad (\text{A.305})$$

La presión de hueco de pozo en unidades de campo está dada en el espacio de Laplace por

$$\overline{\Delta p} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_1}{A_2} \quad (\text{A.306})$$

$$A_1 = B_3 + S\sqrt{u} \cdot B_4 \quad (\text{A.307})$$

$$B_1 = I_1(\sqrt{\omega})K_0(\sqrt{u}) + K_1(\sqrt{\omega})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.308})$$

$$B_2 = I_1(\sqrt{\omega})K_1(\sqrt{u}) - K_1(\sqrt{\omega})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.309})$$

$$B_3 = I_0(\sqrt{\omega})K_0(\sqrt{u}) - K_0(\sqrt{\omega})I_0(\sqrt{u}) \quad (\text{A.310})$$

$$B_4 = I_0(\sqrt{\omega})K_1(\sqrt{u}) + K_0(\sqrt{\omega})I_1(\sqrt{u}) \quad (\text{A.311})$$

$$A_2 = c_1 k(\sqrt{u}) \cdot B_4 + 24Cz \cdot A_1 \quad (\text{A.312})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la permeabilidad está dada por:

$$\frac{\partial \bar{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \left( \frac{A_3 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_4}{A_2 \cdot A_2} \right) \quad (\text{A.313})$$

$$\begin{aligned} A_3 &= \frac{\partial(A_1)}{\partial k} \\ &= A_{32} + S \cdot A_{33} \end{aligned} \quad (\text{A.314})$$

$$\begin{aligned} A_{32} &= \frac{\partial(B_3)}{\partial k} \\ &= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ B_4 - \frac{\sqrt{\omega}}{\sqrt{v}} \cdot B_1 \right] \cdot A_{31} \end{aligned} \quad (\text{A.315})$$

$$\begin{aligned} A_{33} &= \frac{\partial(\sqrt{v} \cdot B_4)}{\partial k} \\ &= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ \sqrt{v} \cdot B_3 + \sqrt{\omega} \cdot B_2 \right] \cdot A_{31} \end{aligned} \quad (\text{A.316})$$

$$\begin{aligned} A_{31} &= \frac{\partial v}{\partial k} \\ &= -\frac{u}{k} \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)^2 \lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \end{aligned} \quad (\text{A.317})$$

$$\begin{aligned} &= c_1 \sqrt{u} \cdot B_2 + c_1 k \cdot A_{33} + 24Cz \cdot A_3 \end{aligned} \quad (\text{A.318})$$

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial S} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_5 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_6}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.319})$$

$$A_5 = \frac{\partial(A_1)}{\partial S}$$

$$= \sqrt{u} \cdot B_2 \quad (\text{A.320})$$

$$A_6 = \frac{\partial(A_2)}{\partial S}$$

$$= 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.321})$$

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial C} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{-A_1 \cdot A_7}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.322})$$

$$A_7 = \frac{\partial(A_2)}{\partial C}$$

$$= 24z \cdot A_1 \quad (\text{A.323})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la almacenabilidad ( $\omega$ ) esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial k} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_8 \cdot A_2 - A_1 \cdot A_9}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.324})$$

donde

$$A_8 = \frac{\partial(A_1)}{\partial \omega}$$

$$= A_{82} + S \cdot A_{83} \quad (\text{A.325})$$

$$\begin{aligned}
 A_{82} &= \frac{\partial(B_3)}{\partial\omega} \\
 &= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ B_4 - \frac{\sqrt{\omega}}{\sqrt{v}} \cdot B_1 \right] \cdot A_{81}
 \end{aligned} \tag{A.326}$$

$$\begin{aligned}
 A_{83} &= \frac{\partial(\sqrt{v} \cdot B_4)}{\partial\omega} \\
 &= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ \sqrt{v} \cdot B_3 + \sqrt{\omega} \cdot B \right] \cdot A_{81}
 \end{aligned} \tag{A.327}$$

$$\begin{aligned}
 A_{81} &= \frac{\partial v}{\partial\omega} \\
 &= u \cdot \left[ \frac{\omega(1-\omega)u + \lambda}{(1-\omega)u + \lambda} - \frac{(1-\omega)\lambda u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right]
 \end{aligned} \tag{A.328}$$

$$\begin{aligned}
 A_9 &= \frac{\partial(A_2)}{\partial\omega} \\
 &= c_1 k \cdot A_{83} + 24Cz \cdot A_8
 \end{aligned} \tag{A.329}$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la transmisibilidad ( $\lambda$ ) esta dada por :

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial \lambda} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{10} \cdot A_2 - A_1 \cdot A_{11}}{A_2 \cdot A_2} \tag{A.330}$$

donde

$$\begin{aligned}
 A_{10} &= \frac{\partial(A_1)}{\partial\lambda} \\
 &= A_{10B} + S \cdot A_{10C}
 \end{aligned} \tag{A.331}$$

$$A_{10B} = \frac{\partial(B_3)}{\partial\lambda}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \cdot \left[ B_4 - \frac{\sqrt{\omega}}{\sqrt{v}} \cdot B_1 \right] \cdot A_{10A} \quad (\text{A.332})$$

$$A_{10C} = \frac{\partial(\sqrt{v} \cdot B_4)}{\partial\lambda}$$

$$= -\frac{1}{2\sqrt{v}} \left[ \sqrt{v} \cdot B_3 + \sqrt{\omega} B_2 \right] \cdot A_{10A} \quad (\text{A.333})$$

$$A_{10A} = \frac{\partial v}{\partial\lambda}$$

$$= u \cdot \left[ \frac{(1-2\omega)^2 u}{((1-\omega)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.334})$$

$$A_{11} = \frac{\partial(A_2)}{\partial\lambda}$$

$$= c_1 k \cdot A_{30C} + 24Cz \cdot A_{10} \quad (\text{A.335})$$

La derivada de la presión de hueco de pozo con respecto a la distancia a la frontera esta dada por:

$$\frac{\partial \overline{\Delta p}}{\partial r_e} = \frac{q\beta}{z} \cdot \frac{A_{12} \cdot A_2 - A_1 \cdot A_{13}}{A_2 \cdot A_2} \quad (\text{A.336})$$

donde

$$A_{12} = \frac{\partial(A_1)}{\partial r_e}$$

$$= A_{12B} + S \cdot A_{12C} \quad (\text{A.337})$$

$$A_{12B} = \frac{\partial(B_3)}{\partial r_e}$$

$$= \frac{\sqrt{w}}{r_e} \cdot B_1 \quad (\text{A.338})$$

$$A_{12C} = \frac{\partial(\sqrt{u} \cdot B_4)}{\partial r_e}$$

$$= -\frac{\sqrt{w}}{r_e} \sqrt{v} \cdot B_2 \quad (\text{A.339})$$

$$A_{13} = \frac{\partial(A_2)}{\partial r_e}$$

$$= c_1 k A_{12C} + 24Cz \cdot A_{12} \quad (\text{A.340})$$

$$A_1 = B_1 \quad (\text{A.341})$$

En casos donde el skin es negativo, las siguientes expresiones necesitan ser modificadas:

$$A_3 = A_{32} \quad (\text{A.342})$$

$$A_6 = c_1 k v + 24Cz \cdot A_5 \quad (\text{A.343})$$

$$A_8 = A_{82} \quad (\text{A.344})$$

$$A_{10} = A_{10B} \quad (\text{A.345})$$

$$A_{10A} = u \cdot \left[ \frac{(1-2w)^2 u e^{-2S}}{((1-w)u + \lambda)^2} \right] \quad (\text{A.346})$$

$$A_{12} = A_{12B} \quad (\text{A.347})$$

## ANEXO B

### MÉTODOS DE REGRESIÓN NO-LINEAL

Habiendo definido la función objetivo,  $E$ , el próximo paso es construir un juego óptimo de parámetros, tal que esta función se minimice.  $F$  es el dominio en que los parámetros son definidos. Este dominio es determinado por un conjunto de restricciones del parámetro, como se discutirá después en este apéndice.

Uno de las características del problema de la estimación de parámetros es que la función objetivo a minimizar es no-lineal con respecto a los parámetros. Por consiguiente, encontrar el punto óptimo en el espacio del parámetro es un proceso de la búsqueda iterativo en que la sucesión de cambios de parámetros se calcula para satisfacer dos condiciones:

1. La función objetivo debe reducirse en cada iteración.
2. Los parámetros son confinados dentro del factible dominio.

Desde que el modelo directo es complejo y costoso para calcular, el número de evaluaciones de la función, deben reducirse tanto como sea posible. Como se muestra en la literatura, hay un gran número de métodos para minimizar una función multivariada. Al idear o escoger un método de optimización, se intenta minimizar el tiempo total del calculo requerido para la convergencia al mínimo. Este tiempo está principalmente basado en los siguientes factores:

1. Evaluaciones de la función y la derivada.
2. Manipulaciones algebraicas tales como inversiones de matriz o determinaciones de eigenvalores.

Usualmente es posible transar estos factores contra otros. Un método empleando procedimientos algebraicos más laboriosos puede requerir menos iteraciones, y por lo tanto, menos evaluaciones de la función. Es probable pagar esto si la función objetivo es

complicada. En los problemas de estimación de parámetros, la función objetivo se sintetiza de las ecuaciones modelo y de los datos obtenidos en muchos experimentos y su cálculo normalmente consume bastante tiempo.

No se dudará en recomendar los métodos que por consiguiente sean algebraicamente sofisticados, con tal de que ellos sean eficientes en lo que se refiere al número de evaluaciones requeridas de la función y la derivada. Para el problema de la estimación de parámetros de reservorio, se ha encontrado a menudo que los métodos basados en la gradiente son los más efectivos. La técnica de la solución inversa (hacia atrás), a usarse en este trabajo para obtener la solución del problema inverso hará uso de las siguientes características:

1. El método del Gauss-Newton basado en la pendiente para calcular una dirección de descenso.
2. La búsqueda lineal para buscar un mejor punto en la dirección de descenso.
3. Las funciones de penalidad y el controlador de longitud de paso, para restringir los parámetros dentro del factible dominio.
4. Escalando técnicas de solución matriz de Cholesky y Marquardt modificada para la estabilización.

## B.1 EL MÉTODO DE NEWTON

Es una técnica mediante el cual la curvatura local de la función objetivo se usa para aproximarse a una función cuadrática (una cuenca en tres dimensiones). La siguiente posición en el proceso de optimización es el asiento de la función cuadrática aproximada.

Teóricamente, el mínimo se alcanza donde la pendiente es cero. Después de cada movimiento, la cuadrática se resuelve de nuevo para otro paso.

Se empieza con un vector de  $n$  variables de decisión,  $\vec{x}$ . La función objetivo es entonces  $F(\vec{x})$ . El método de Newton crea una aproximación cuadrática de  $F$  usando los tres primeros términos de la expansión de Taylor de  $F$ . Usando un paso,  $\vec{p}$ , hacia el mínimo.

$$F(\vec{x}_k + \vec{p}) = F(\vec{x}_k) + \vec{g}_k^T \vec{p} + \frac{1}{2} \vec{p}^T G_k \vec{p} + O_3 \quad (1)$$

Donde,  $\vec{p}$  es la longitud de paso para alcanzar  $\vec{x}_{k+1}$ :

$$\vec{p} = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (2)$$

y  $\vec{g}$  es el vector gradiente de la superficie en  $\vec{x}$ :

$$\vec{g} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F}{\partial x_1} \\ \frac{\partial F}{\partial x_2} \\ \dots \\ \frac{\partial F}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Adicionalmente,  $G$  es la matriz Hessiana de  $F$ .

$$G = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 F}{\partial x_1 \partial x_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial x_1 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 F}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \frac{\partial^2 F}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial x_2 \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 F}{\partial x_2 \partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial^2 F}{\partial x_n \partial x_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial x_n \partial x_2} & \dots & \frac{\partial^2 F}{\partial x_n \partial x_n} \end{bmatrix} \quad (4)$$

La función  $F$  en la Ec.1 se reestructura para formar la función cuadrática,  $Q$ , el cual tiene la forma:

$$Q(\vec{x}_k + \vec{p}) = F(\vec{x}_k) + \vec{g}_k^T \vec{p} + \frac{1}{2} \vec{p}^T G_k \vec{p} \quad (5)$$

Dado que se desea minimizar,  $Q$ , se debe diferenciar con respecto a  $\vec{p}$ .

$$\frac{\partial}{\partial \vec{p}} Q(\vec{x}_k + \vec{p}) = \vec{g}_k^T + G_k \vec{p} \quad (6)$$

El mínimo debe ocurrir cuando la derivada tiende a cero, de modo que la solución se ajuste a la Ec.7.

$$\bar{g}_k^T = -G_k \bar{p} \quad (7)$$

La Ec.7 puede ser convertida a la Ec.8.

$$\bar{p} = -G_k^{-1} \bar{g}_k^T \quad (8)$$

Después de evaluar  $F$ ,  $\bar{g}$ , y  $G$  en  $\bar{x}_k$ , se usará la Ec.8 para determinar  $\bar{p}$ , dado que  $\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \bar{p}$ , facilita encontrar la siguiente posición en el proceso de optimización. En el futuro, el proceso alcanza un punto dónde el criterio de la convergencia se satisface. Típicamente, el proceso es discontinuado cuando todos los elementos de  $\bar{p}$  o  $\bar{g}$  se hagan lo suficientemente pequeños.

El método de Newton normalmente converge muy rápidamente. El comportamiento de la convergencia es cuadrática por naturaleza. Si el punto de arranque inicial,  $\bar{x}_0$ , está suficientemente cerca al mínimo, la convergencia esta garantizada. Sin embargo, cuando el mínimo es típicamente desconocido, su valor es limitado. Una limitación clara de esta técnica, es que involucra el cálculo de los números de la primera y segunda derivada. En casos dónde las evaluaciones de la función son computacionalmente costosas, y las derivadas analíticas no están disponibles, cada iteración de esta técnica puede ser muy cara. Para las  $n$  decisión variables, se requieren  $\frac{n^2 + n}{2}$  segundas derivadas, aun cuando

$$\frac{\partial^2 F}{\partial x_i \partial x_j} = \frac{\partial^2 F}{\partial x_j \partial x_i}$$

Otra limitación viene del hecho que la solución de  $\bar{p}$  pueda que no sea un mínimo. La función cuadrática  $Q$  puede tener un punto estacionario en  $\bar{x}_{k+1} + \bar{p}$ , pero necesariamente no es un mínimo. Este punto puede ser un máximo, o incluso un punto de "silla". Para estar seguro que  $\bar{x}_k + \bar{p}$  es un mínimo,  $G$  debe ser positiva-definida.

## B.2 MODIFICACIÓN DE MARQUARDT

Debido a que la convergencia del método de Newton depende si la matriz Hessiana es positiva-definida, se han ideado muchas alternativas que aseguran una matriz Hessiana positiva-definida. La más simple de estas técnicas es el método de descenso de máxima pendiente. En este método, la matriz Hessiana es reemplazada por la matriz Identidad multiplicada por un escalar. Mientras este método exhibe una tremenda estabilidad, y

siempre resulta en un paso hacia abajo, es extremadamente lenta. Esta técnica es raramente apropiada.

En lugar de reemplazar simplemente la matriz Hessiana,  $G$ , con la matriz Identidad, la modificación de Marquardt altera la Hessiana al adicionar una constante positivo  $\mu$  a cada elemento a lo largo de la diagonal.

$$G_M = G + \mu I \quad (9)$$

$$\vec{p} = -G_M^{-1} \vec{g} \quad (10)$$

Siempre que la constante sea lo suficientemente grande, la matriz Hessiana será positiva-definida, y un paso de descenso estará asegurado. El algoritmo usado empieza con un valor pequeño de  $\mu$  y se incrementa por órdenes de magnitud hasta que la dirección del paso esté realmente en descenso. El método de Marquardt tiende a ser muy robusto porque actúa como el método de descenso más pronunciado en las regiones indefinidas o negativas-definidas, y como el método de Newton en las regiones positivas-definidas.

### B.3 METODO DE LA FACTORIZACION MODIFICADA DE CHOLESKY

Este método es una modificación del método de factorización de Cholesky, que se usa cuando no está garantizada la condición de positiva-definida para la matriz factorizada. Los factores Cholesky de una matriz sólo existen cuando la matriz es positiva-definida. Si la factorización de Cholesky falla entonces la matriz no es positiva-definida y el método introduce un cambio incremental en los elementos de la diagonal de la matriz original.

$$\vec{H}_{gn} = H_{gn} + E \quad (11)$$

Donde  $E$  es una matriz diagonal no-negativa. Este método esta descrito en detalle por Gill, Murray y Wright 81). Dado que el método convierte la matriz en positiva-definida y simultáneamente la estabiliza, este método es muy deseable para obtener una dirección de descenso.

### B.4 PROCEDIMIENTOS DE BUSQUEDA LINEAL

Uno de los mejores refinamientos al método de Newton es instituir una búsqueda lineal. Este procedimiento puede agregarse al método de Newton, o a cualquiera de las modificaciones del método de Newton.

El concepto de la técnica de búsqueda lineal es reducir las dimensiones del problema de optimización en cada iteración. Después de haberse determinado el paso del método de Newton, la función objetivo se optimizará a lo largo de la línea  $\vec{x} + \rho\vec{p}$ . La búsqueda lineal se lleva a cabo para encontrar un valor de  $\rho$  que minimiza  $F(\vec{x} + \rho\vec{p})$ . El valor de  $\rho$  retornado por el método de Newton será 1.0, y esto no puede considerarse lo mínimo, incluso a lo largo de la línea  $\vec{x} + \rho\vec{p}$ .

Hay dos filosofías para usar las búsquedas lineales. El primero es dirigir una búsqueda completa hasta encontrar el mínimo local verdadero a lo largo de la línea  $\vec{x} + \rho\vec{p}$ . La otra filosofía, es realizar sólo una búsqueda superficial a lo largo de  $\vec{x} + \rho\vec{p}$ . La lógica de este segundo enfoque probablemente no valga la pena, ya que no hay garantía para las  $n$  variables de decisión, que el verdadero mínimo global de  $F(\vec{x})$ , caiga a lo largo de  $\vec{x} + \rho\vec{p}$ , dedicando para ello un lote innumerable de llamadas a la función para encontrar el mínimo a lo largo de  $\vec{x} + \rho\vec{p}$ .

Una imperfección obvia de esta técnica es que si el paso de Newton no está en una dirección de descenso, el método puede fallar. Sin embargo, si se usa con un método que garantiza una dirección de descenso, Marquardt o descenso escalonado, este procedimiento puede mejorar la convergencia considerablemente

## ANEXO C

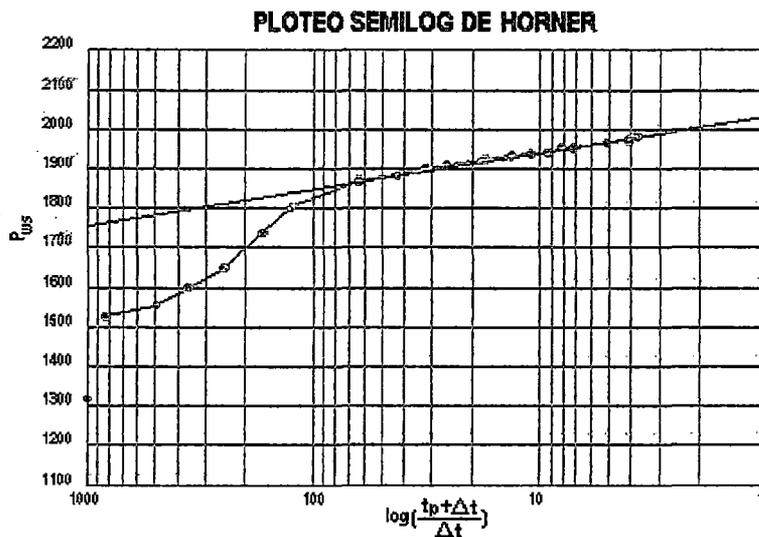
### METODOS DE LA RECTA SEMILOG

#### C.1 MÉTODO DE HORNER

Si el pozo ha producido antes del cierre por un tiempo  $t_p$ , al rate  $q$  y si llamamos  $\Delta t$  al lapso de tiempo desde el cierre, entonces usando superposición, después del cierre tendremos:

$$p_i - p_{ws} = -70.6 \frac{\mu q B}{kh} \left( \left[ \ln \left( \frac{1688 \phi \mu c_i r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) \right] - \left[ \ln \left( \frac{1688 \phi \mu c_i r_w^2}{k \Delta t} \right) - 2s \right] \right)$$

$$p_i - p_{ws} = 70.6 \frac{\mu q \beta}{kh} \ln \left[ (t_p + \Delta t) / \Delta t \right]$$



$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{\mu q \beta}{kh} \ln \left[ \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots(1)$$

La forma del Ec. (1) sugiere que la presión de cierre **BHP**,  $p_{ws}$ , registrada durante una prueba buildup podrá ser planteada como una línea recta en función del  $\log \left[ \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$ . Además, la pendiente de esa línea recta será:

$$m = -162.6 \frac{\mu q \beta}{kh}$$

Es conveniente usar el valor absoluto de  $m$  en el análisis de una prueba: de acuerdo a ello,  $m$  será considerado como un número positivo.

Entonces, la permeabilidad de la formación,  $k$ , puede ser determinada de una prueba buildup midiendo la pendiente  $m$ . Además si se extrapola esta línea recta a un tiempo  $\infty$  de cierre (es decir  $\left[ \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} = 1 \right]$ ) la presión a ese tiempo será la presión original de la formación  $p_i$ .

Es practica convencional en la industria del petróleo plotear  $p_{ws}$  vs.  $\left[ \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$  sobre papel semilog con valores de  $\left[ \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$  decreciendo de izquierda a derecha. La pendiente de tal ploteo es encontrada por simple sustracción de presiones en cualquiera de dos puntos de la recta en un ciclo logarítmica de separación.

También se puede determinar el factor skin de los datos disponibles en la prueba idealizada de presión buildup. Al instante en que el pozo es cerrado, la presión fluyente, es:

$$p_{wf} = p_i + 70.6 \frac{\mu q \beta}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 2s \right]$$

$$p_{wf} = p_i + 162.6 \frac{\mu q \beta}{kh} \left[ \log \left( \frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869s \right]$$

$$p_{ws} = p_i + m \left[ \log \left( \frac{1688 \phi \mu c_i r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869 s \right]$$

Al tiempo de cierre, en la prueba buildup se tiene:

$$p_{ws} = p_i - \log \left[ (t_p + \Delta t) / \Delta t \right]$$

Combinado estas dos ecuaciones y despejando el factor skin

$$s = 1.151 \frac{p_{ws} - p_{wf}}{m} + 1.151 \log \left( \frac{1688 \phi \mu c_i r_w^2}{k \Delta t} \right) + 1.151 \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right)$$

Es práctica convencional en la industria del petróleo al usar esta ecuación escoger un tiempo de cierre fijo  $\Delta t$  de 1 hora y la correspondiente presión de cierre  $p_{1hr}$  (aunque cualquier tiempo de cierre y su correspondiente presión pueden usarse).

La presión  $p_{1hr}$  debe ser la línea recta o su extrapolación. Además se puede asumir que normalmente  $\log \left[ (t_p + \Delta t) / t_p \right]$  es despreciable. Con esas simplificaciones:

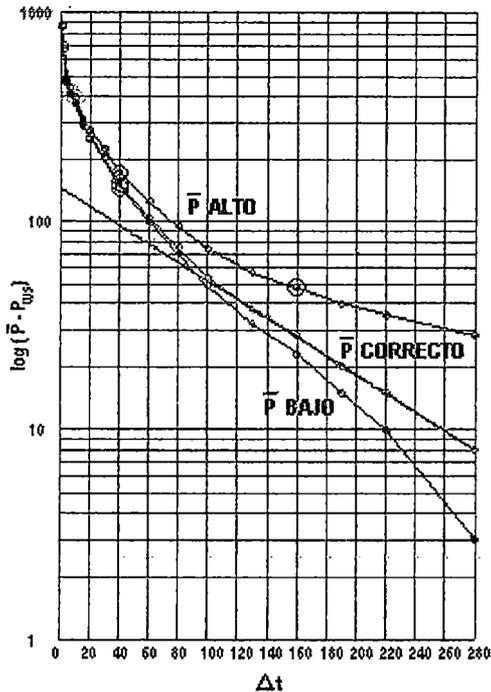
$$s = 1.151 \left[ \frac{(p_{1hr} - p_{wf})}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

En resumen, de la prueba buildup ideal se puede determinar la permeabilidad de la formación (de la pendiente  $m$  de los resultados de la prueba ploteada), presión original del reservorio  $p_i$  y factor skin  $s$  que es una medida del daño o estimulación.

## C.2 MÉTODO DE MUSKAT

Cuando el valor de  $\Delta t$  es largo como para que se puedan obtener suficientes puntos de la sección alabeada de la curva, sin que sea posible extrapolarla con cierta seguridad, se puede usar el método propuesto por Muskat para obtener el valor de  $\bar{P}$ . En 1937, Muskat

### PLOTEO SEMILOG DE MUSKAT (ITERATIVO)



propuso que se graficarán los datos de ascenso de presión en una curva de  $\text{Log}(P - P_{ws})$  vs.  $\Delta t$ , con lo cual debe obtenerse una línea recta si el valor usado para  $\bar{P}$  es el correcto. Desarrollos teóricos posteriores han confirmado y complementado este método, aunque no ha alcanzado mucha popularidad por el largo valor de  $\Delta t$  que es necesario.

La fórmula completa propuesta es la siguiente:

$$\text{Log}(P - P_{ws}) = \text{Log}\left(118.6x \frac{q\mu\beta_0}{Kh}\right) - 0.00168x \frac{K\Delta t}{\phi\mu c_i r_e^2}$$

En la cual  $\Delta t$  está en horas. La ecuación anterior es evidentemente la ecuación de una línea recta cuando el valor de la constante  $\bar{P}$  es el apropiado. Si el valor supuesto de  $\bar{P}$  es muy bajo, dará una línea curvada hacia abajo y si el valor supuesto es muy alto dará una línea curva hacia arriba.

La ecuación se puede escribir en la forma

$$\text{Log}(P - P_{ws}) = \text{Log}(b) - \beta\Delta t$$

En la cual

$$b = 118.6x \frac{q\mu\beta_0}{Kh}$$

Intersección de la recta extrapolada con el eje logarítmico

$$\beta = 0.00168x \frac{K}{\phi\mu c_i r_e^2}$$

Es la pendiente en ciclos/hora. De la ecuación, se puede obtener el volumen poroso y el radio  $r_e$  influenciado por el pozo. Multiplicando numerador y denominador por  $h$  nos queda:

$$\beta = 0.00168x \frac{K(\pi h)}{(\pi r_e^2 h \phi) \mu c_i} = 5.28x10^{-3} x \frac{Kh}{V_p \mu c_i}$$

$$V_p = 5.28x10^{-3} x \frac{K}{\beta \mu c_i} \quad \text{ft}^3 = 9.4x10^{-4} x \frac{Kh}{\beta \mu c_i} \quad \text{Bbls}$$

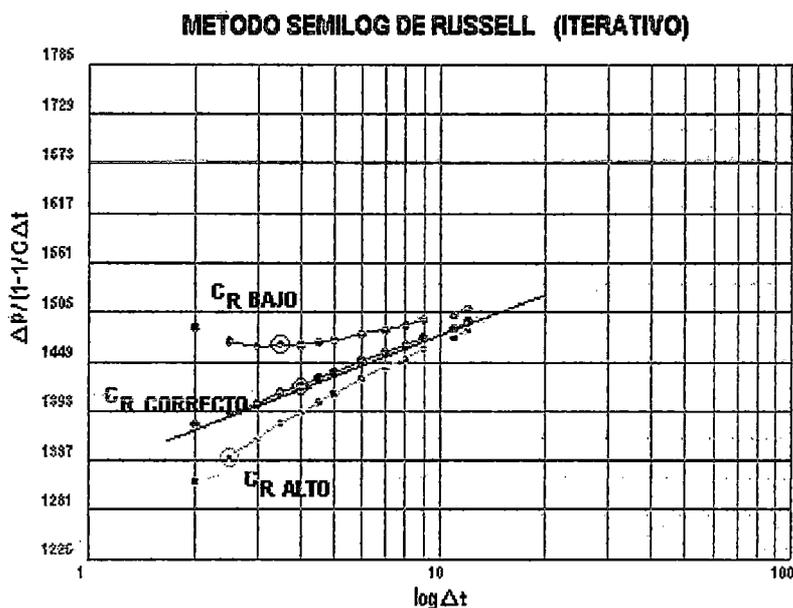
$$b = 118.6x \frac{q \mu \beta o}{Kh} \Rightarrow \frac{Kh}{\mu} = 118.6x \frac{q \beta o}{b}$$

$$V_p = 0.1115x \frac{q \beta o}{\beta b c_i} \quad r_e = \sqrt{\frac{V_p}{\pi h \phi}}$$

El valor de  $K$  se puede determinar de la ecuación o de la sección recta de la curva de Horner.

### C.3 MÉTODO DE RUSSELL

Al solucionar la ecuación de difusión bajo condiciones iniciales y de contorno, D.E. Russell llegó a la siguiente ecuación; en su trabajo "Extension of Pressure Buildup Analysis Method" SPE REPRINT N° 9 pp.172-187.



$$P_{ws} - P_{wf} = 162.6 \frac{q\mu\beta}{Kh} \left(1 - \frac{1}{C_R \Delta t}\right) \left( \log(\Delta t) + \log\left(\frac{K}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right)$$

En la cual  $C_S$  es una constante relacionada con la capacidad de almacenamiento de pozo. Si esta última ecuación se reagrupa como:

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{\left(1 - \frac{1}{C_S \Delta t}\right)} = 162.6 \frac{q\mu\beta}{Kh} \log(\Delta t) + 162.6 \frac{q\mu\beta}{Kh} \left[ \log\left(\frac{K}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right]$$

Se ve, por esta ecuación, que si la representamos en una gráfica:

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{1 - \frac{1}{C_R \Delta t}} \quad \text{vs.} \quad \log(\Delta t)$$

El resultado es una línea recta, siempre que se use el valor correcto de  $C$ , lo que obliga al método de ensayo y error (iterativo) por no poderse calcular directamente el valor de  $C$ . Las curvas resultantes se ven esquemáticamente en la figura.

La recta tendrá una pendiente  $m$  de la cual se puede calcular el valor de  $K$ , por la ecuación:

$$m = 162.6 \frac{q\mu\beta}{Kh}$$

El valor de  $S$  podemos calcularla haciendo  $\Delta t = 1$  hora, con lo cual, reagrupando la ecuación, el valor  $S$  vendrá dado por::

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m \left(1 - \frac{1}{C_R}\right)} - \log\left(\frac{K}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 \right]$$

### C.4 METODO SEMILOG MDH (MILLER, DYES Y HUTCHINSON)

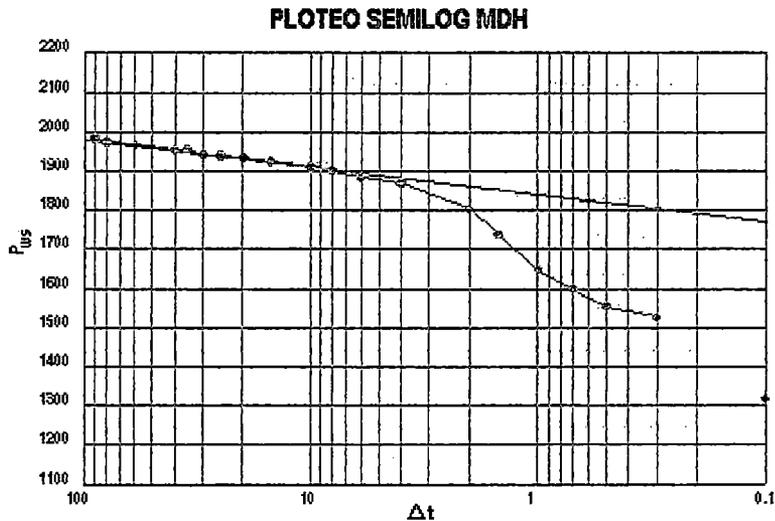
Como ya se mencionó, generalmente los tiempos  $\Delta t$  de cierre no son suficientemente largos como para que se alcance a formar la sección alabeada en la curva de Homer, o sea, la sección recta en la curva de Muskat.

En este caso, se puede simplificar la ecuación de Homer, teniendo en cuenta que el tiempo  $t$  de flujo antes del cierre para pozos que están ya en el régimen pseudoestable, o sea, con yacimientos finitos, es generalmente muy grande comparado con el tiempo  $t$  después del cierre, de tal manera que  $t \gg \Delta t$  y  $(t + \Delta t) \cong t$ . Con esta simplificación, la ecuación de Homer queda:

$$P_{ws} = P^* - m \left[ \log \left( \frac{t}{\Delta t} \right) \right] = P^* - m [\log(t) - \log(\Delta t)]$$

reagrupando términos tenemos:

$$P_{ws} = (P^* - m \log(t)) + m \log(\Delta t) \dots\dots\dots (1)$$



Para  $\Delta t = 1$  hr,  $m \log \Delta t = 0$  y  $P_{ws} = P_{1hr}$

Por lo tanto:

$P_{1hr} = (P^* - m \log(t))$  y la ecuación (1) queda:

$$P_{ws} = (P_{1hr} + m \log(\Delta t)) \dots\dots\dots(2)$$

De acuerdo con la ecuación (2), si se representan en una curva los valores de  $P_{ws}$  vs.  $\log \Delta t$  el resultado será una línea recta con pendiente  $m$ ; la cual tiene el mismo valor que en la ecuación de Horner. El valor de  $S$  se puede calcular también por la ecuación general. La curva de  $P_{ws}$  vs.  $\log \Delta t$  se conoce como curva de **Miller Dyes Hutchinson**, o simplemente curva MDH.

El valor de la falsa presión  $P^*$  se puede calcular usando la ecuación (1) para cuando  $\Delta t = 1$  hr, y  $P_{ws} = P_{1hr}$ .

Entonces:

$$P_{1hr} = (P^* - m \log(t) + \log(1)) = P^* - m \log(t)$$

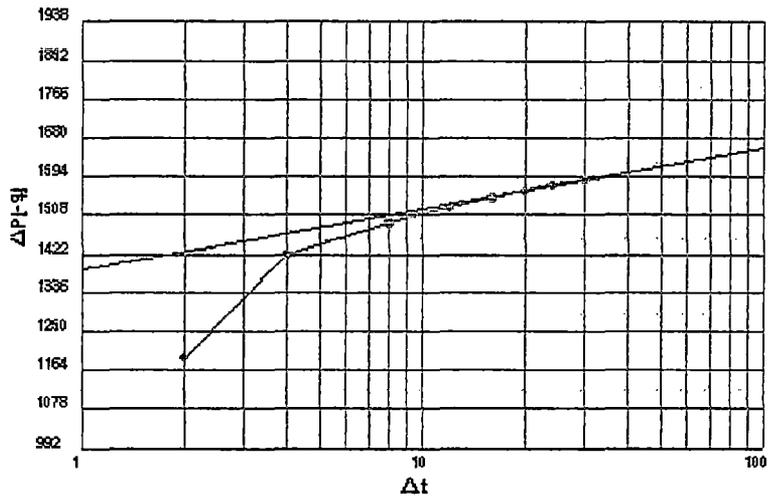
$$P^* = P_{1hr} + m \log(t)$$

En la curva de MDH como en la curva de Horner, es necesario que transcurra cierto tiempo después del cierre para que la curva entre la sección recta. Esto es debido, como en el caso de Horner, al factor de daño y al flujo remanente.

### C.5 METODO SEMILOG DE SLIDER

El método de Slider denominado también técnica de ploteo del  $\Delta p_{-q}$  vs.  $\Delta t$  es aplicable a pozos que al cierre tienen una presión fluyente declinante que se puede extrapolar linealmente (pseudoestable).

### PLOTEO SEMILOG DE SLIDER



$$\Delta p_{-q} = -70.6 \frac{\mu(-q)\beta}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688\phi\mu c_i r_w^2}{k\Delta t} \right) - 2S \right]$$

$$\Delta p_{-q} = C_1 - m \log(\Delta t)$$

Por otro lado:

$$\Delta p_{-q} = p_{wf} - [(\Delta p / \Delta t)_{seudo} x \Delta t] - p_{ws} \quad \text{Igualando:}$$

$$p_{ws} - p_{wf} + [(\Delta p / \Delta t)_{seudo} x \Delta t] = \text{constante} + m(\log \Delta t)$$

Cuyo ploteo en semilog nos da la pendiente  $m$  y de allí poder obtener la permeabilidad. El daño se calcula de la ecuación inicial

## **ANEXO D**

### **MATCHEO DE LA CURVA TIPO**

Curvas tipo para situaciones específicas aparecen frecuentemente en la literatura, por lo que es difícil encontrar una monografía sobre el particular completamente actualizada. En este apéndice, se presentarán las curvas tipo usadas en medios académicos de los EEUU, más específicamente en los cursos de posgrado del Departamento de Ingeniería de Petróleo de la Texas A&M.

#### **D.1 FUNDAMENTOS DE LAS CURVAS TIPO**

La mayoría de las curvas tipo comúnmente son usadas para determinar la permeabilidad de la formación y caracterizar el daño o la estimulación del pozo probado. Además, algunas son usadas para determinar el inicio del MTR para un análisis de Horner. Muchas de estas curvas fueron generadas simulando pruebas de presión drawdown (inyección) a rate constante; sin embargo la mayoría pueden ser aplicadas a pruebas buildup (o falloff), si un tiempo de cierre equivalente, es usado como la variable tiempo sobre el gráfico.

Las técnicas convencionales de análisis (tales como el método de Horner para pruebas buildup) comparten esos objetivos. Sin embargo, las curvas tipo tienen la ventaja que permiten la interpretación de la prueba aún cuando las distorsiones por almacenamiento en el hueco del pozo distorsionen muchos o todos los datos de la prueba; en cuyo caso, los métodos convencionales fallan.

El uso de las curvas tipo para pozos fracturados, tiene una ventaja adicional. En una sola técnica de análisis, las curvas tipo combinan el flujo lineal que ocurre a tiempos tempranos, el flujo radial que puede darse a tiempos tardíos, después que el radio de investigación se ha movido más allá de la región influenciada por la fractura y los efectos de frontera del reservorio que pueden aparecer antes que una línea verdadera del MTR se

establezca en una prueba de presión transiente sobre un pozo fracturado. Fundamentalmente, una curva tipo es un preploteo de familia de curvas de presión drawdown.

La más fundamental de esas curvas (Ramey) es un ploteo del cambio de presión adimensional  $P_D$  vs. el cambio de tiempo adimensional  $t_D$ . Esta curva, tiene dos parámetros que la distinguen de cualquier otra: el factor skin  $s$  y una constante adimensional de almacenamiento en el hueco del pozo,  $C_{SD}$ . Para un reservorio infinite-acting, las especificaciones de  $C_{SD}$  y  $s$  son los únicos valores que determinan  $P_D$  a un valor dado de  $t$ . Si se pone la ecuación diferencial que describe una prueba de flujo en forma adimensional (con condiciones inicial y de frontera), entonces la solución  $P_D$  es determinada únicamente por la especificación de las variables independientes (en este caso  $t_D$  y  $r_D$ ), de todos los parámetros adimensionales que aparecen en la ecuación y de condiciones inicial y de frontera (en este caso  $s$  y  $C_{SD}$ ). Además en muchas de tales soluciones interesa la presión en el hueco del pozo probado; de aquí que el radio adimensional  $r_D = r/r_w$ , tiene un valor fijo de unidad y por lo tanto no aparece como un parámetro en la solución.

Por eso, las curvas tipo son generadas al obtener soluciones a las ecuaciones de flujo (ejm., la ecuación de difusividad) con condiciones específicas inicial y de frontera. Algunas de esas soluciones son analíticas; otras están basadas en aproximaciones por diferencias finitas generadas por simuladores computacionales de reservorios. Por ejemplo, las curvas tipo de Ramey fueron generadas a partir de soluciones analíticas a la ecuación de difusividad, con la condición inicial de que el reservorio esté a presión uniforme antes de la prueba drawdown y con condiciones de frontera de: 1) radio de drenaje infinito; y 2) constante rate en superficie, combinado con almacenamiento en el hueco del pozo, dando como resultado un rate variable en la cara de la formación.

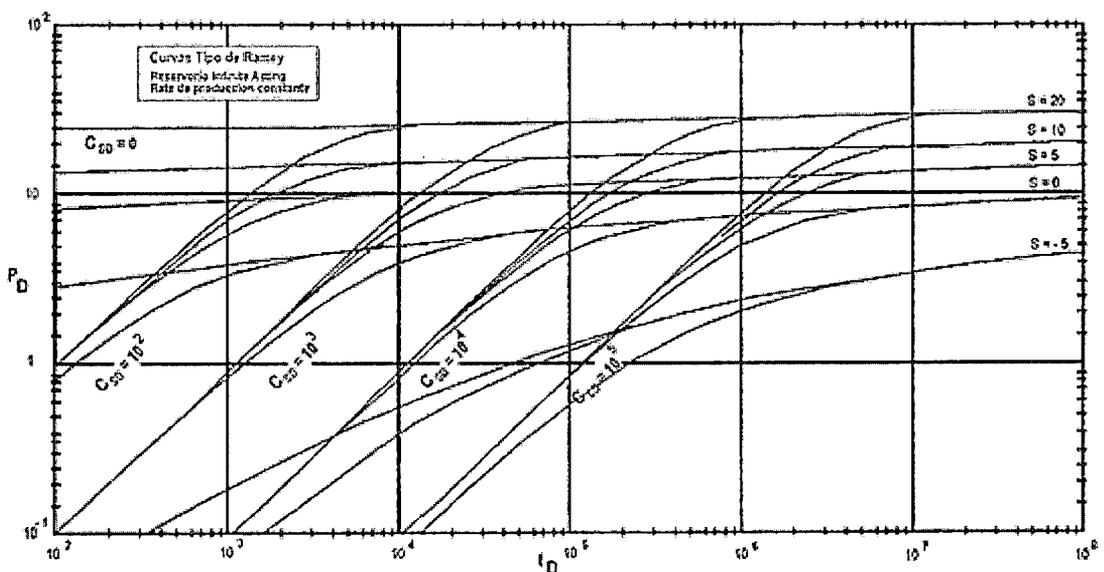
Un factor skin  $S$  es usado para caracterizar daño o estimulación; como ya se ha visto esto causa una adicional caída de presión,  $\Delta P_S$ , la cual es proporcional al rate instantáneo de flujo en la cara de la formación (que cambia con el tiempo, cuando el almacenamiento en el hueco del pozo es un factor dominante). La presión adimensional drawdown en el hueco del pozo,  $P_D$ , obtenida por estas soluciones puede ser ploteada como una función del tiempo  $t_D$ , para valores fijos de  $C_{SD}$  y  $s$ . Cuando las curvas son dibujadas para el rango de

$s$  y  $C_{SD}$  de mayor importancia práctica.

Al usar una curva tipo para analizar una prueba drawdown real, el analista plotea los cambios de presión  $P_i - P_{wf}$  vs. el tiempo de flujo,  $t$ , sobre el mismo tamaño del gráfico de la curva tipo. Luego se encuentra la curva preploteada que más se acerca a la misma forma que el ploteo de los datos reales de la prueba. Cuando el match (ajuste) es encontrado  $s$ ,  $C_{SD}$  y correspondientes valores de  $[P_D, (P_i - P_{wf})]$  y  $(t_D, t)$  han sido establecidos y  $k$  puede ser determinado. Este párrafo resume el principio- pero la práctica difiere en detalle del principio y no es necesariamente tan rigurosa como lo que esta breve discusión implica.

## D.2 CURVAS TIPO DE RAMEY

Las curvas tipo Ramey fueron generadas para una prueba de presión drawdown a rate constante en un reservorio produciendo un líquido ligeramente compresible de una sola fase; suficientemente homogéneo para que la ecuación de difusividad radial modele adecuadamente el flujo en el reservorio; presión uniforme en el área de drenaje del pozo antes de la producción; reservorio infinite-acting (no se consideran efectos de frontera durante el período de flujo de interés para propósitos de análisis de la prueba); rate constante en la superficie; almacenamiento en el hueco del pozo v daño o estimulación concentrado en el hueco del pozo, caracterizado por un factor skin  $s$ . Esta lista de asunciones es tediosa, pero importante.



Cuando uno o más de estas asunciones no es válida para un específico caso, no

hay seguridad que el uso de las curvas tipo podrá llevar a una válida interpretación de la prueba. (Algunas de estas limitaciones podrán dejarse de lado, como posteriormente se verá en este capítulo. De mayor importancia es que las curvas pueden ser usadas para pruebas buildup y para pruebas de pozos de gas).

Algunas de las propiedades importantes de esas curvas son:

1. El examen de la solución analítica sobre las que las curvas tipo son basadas muestran que a tempranos tiempos cuando el hueco del pozo sin descargar es responsable del 100 % del flujo en una prueba drawdown (o el rate de afterflow igual al rate antes del cierre en una prueba buildup),  $p$  es una función lineal de  $t$  ( $p$  es el cambio de presión y  $t$  es el tiempo transcurrido ambos desde que la prueba empieza)

Entonces la curva del  $\log p - \log t$  es una recta con pendiente unidad (45°) y la constante de almacenamiento en el hueco del pozo  $C$ , puede ser determinada de cualquier punto ( $q/p$ ) de esta línea:

$$C_S = \frac{q\beta}{24} \left[ \frac{\Delta t}{\Delta P} \right]$$

En un pozo con interfase liquido-gas en la tubería:

$$C_S = 25.65 \frac{A_{wb}}{\delta}$$

y para un pozo lleno con liquido de una sola fase o gas,

$$C_S = c_{wb} V_{wb}$$

$$C_{SD} = \frac{0.894 C_S}{\phi h c_t r_w^2}$$

Una aplicación exitosa de las curvas tipo Ramey para análisis cuantitativo depende significativamente de la habilidad para establecer el correcto valor de  $C_{SD}$  a ser usado para el ajuste de la curva tipo para un valor dado de  $S$  y para diferentes valores de  $C_{SD}$  tienen muy similares formas, de allí la dificultad para encontrar el mejor ajuste sin un previo conocimiento de  $C_{SD}$ . El cálculo directo de  $C_v$  y por lo tanto de  $C_{SD}$  a partir de

valores conocidos de  $A_{wb}$  y  $\rho$  o  $c_{wb}$  y  $V_{wb}$ , no caracterizan las condiciones de la prueba tan correctamente como el valor de  $C_S$  determinado de la performance de la prueba real reflejada en la línea de pendiente unitaria.

2. La distorsión de los datos de la prueba de presión transiente por almacenamiento en el hueco del pozo ha cesado, cuando la curva tipo para el valor de  $C_{SD}$  que caracteriza la prueba se torna idéntica a la curva tipo para  $C_{SD} = 0$ . (Esto usualmente ocurre cerca de 1 a 2 ciclos del final de la línea de pendiente unitaria). Entonces estas curvas tipo pueden ser usadas para determinar cuantos datos (si los hubiera) pueden ser analizados por los métodos convencionales tales como el ploteo de Horner para pruebas buildup.

3. Las curvas tipo que son desarrolladas para pruebas drawdown, también pueden ser usadas para análisis de prueba buildup si un tiempo equivalente de cierre,  $t$  es usado como la variable tiempo,  $t$ .

Una prueba intuitiva de esta aseveración para pequeños valores de  $f$  es lo que sigue:

La ecuación del MTR en una prueba drawdown puede ser expresada como:

$$P_i - P_{wf} = m(\log(t)) + C_1$$

La ecuación del MTR en una prueba buildup es:

$$P_i - P_{ws} = m(\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t])$$

$$P_i - P_{ws} = m(t_p + \Delta t) - m(\log(\Delta t))$$

Si el  $\log(t) = \log t$  (una adecuada aseveración para  $t$

$$P_i - P_{ws} = m(t_p) - m(\log(\Delta t))$$

Restando la primera menos esta última ecuación:

Entonces las ecuaciones del MTR en ploteos de pruebas drawdown y buildup tienen

similar forma si usamos la analogía:

$$(P_i - P_{wf})_{drawdown} = (P_{ws} - P_{wf})_{buildup}$$

$$t_{drawdown} \approx \Delta t_{buildup}$$

Si esta analogía puede ser usada para grandes valores de  $\Delta t$  en el MTR, entonces intuitivamente se puede esperar que la aproximación sea mas exacta para pequeños valores de  $\Delta t$  en el ETR.

Entonces para uso de curvas tipo se plotean los datos de  $(p_i - p_{wf})$  vs.  $t$  en prueba drawdown Y los de  $(p_{ws} - p_{wf})$  vs.  $\Delta t$  en prueba buildup, recordando que  $\Delta t_e$  se debe usar en vez de  $\Delta t$  siempre que  $\Delta t > 0.1(t_p)$ .

4. Un ploteo log-log de  $p_D$  vs.  $t_D$  difiere de un ploteo log-log de  $(p_i - p_{wf})$  vs.  $t$  (prueba drawdown) solamente por un corrimiento en el origen del sistema de coordenadas- es decir,  $\log t$  difiere de  $\log t$  por una constante y  $\log(p_D)$  difiere de  $\log(t)$  por una constante. Se demostrará:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_i r_w^2} \quad ; \quad p_D = \frac{0.00708kh(P_i - P_{wf})}{\mu q \beta}$$

Entonces,

$$\log(t_D) = \log(t) + \log\left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_i r_w^2}\right)$$

$$\log(p_D) = \log(P_i - P_{wf}) + \log\left(\frac{0.00708kh}{\mu q \beta}\right)$$

El significado de este resultado es que el ploteo de una prueba drawdown real ( $\log(t)$  vs.  $\Delta p$ ) tendrá una forma idéntica que un ploteo de  $\log(t_D)$  vs.  $\log(p_D)$ , pero con desplazamiento en los ejes tanto horizontal como vertical (es decir corrimiento en el origen del ploteo, encontrada la mejor posición de ajuste).

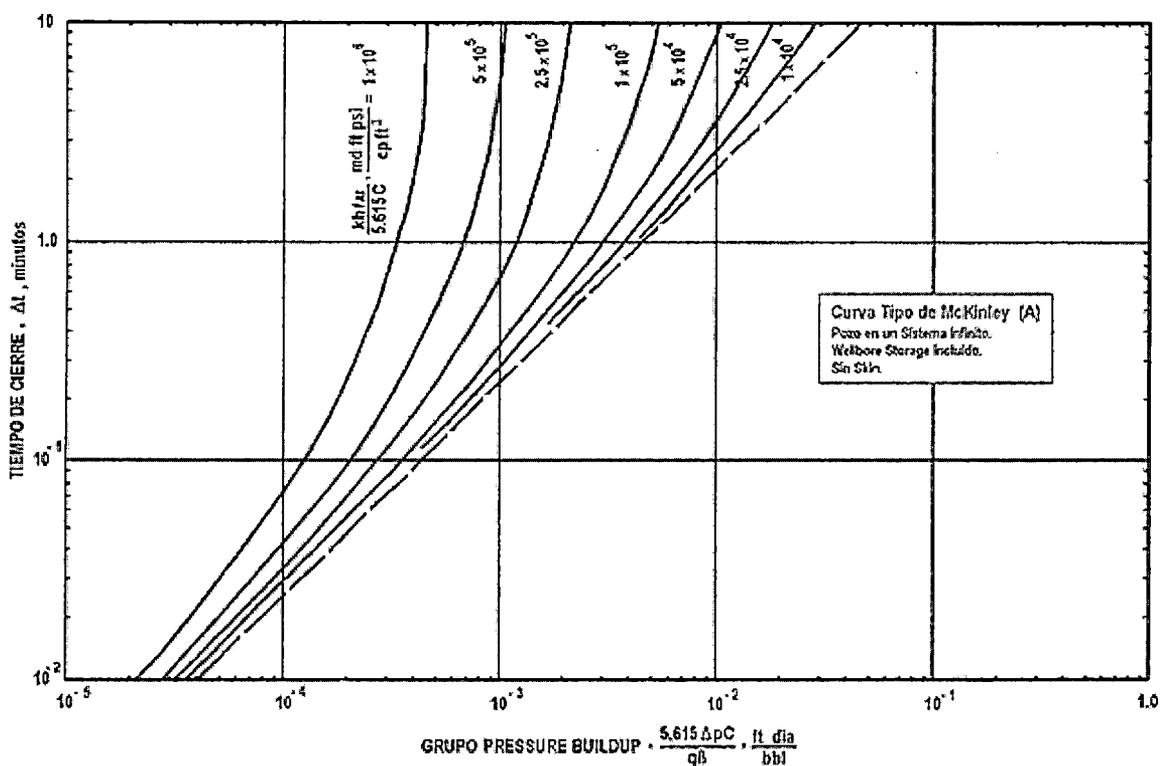
Una vez que el ajuste es encontrado por corrimiento vertical y horizontal, se escoge

un punto de ajuste para determinar la relación entre el tiempo real y el tiempo adimensional y entre la presión drawdown real y la presión adimensional de la prueba que se está analizando. Cualquier punto en el gráfico será suficiente para el ajuste (es decir el resultado es independiente del punto de ajuste escogido).

### D.3 CURVAS TIPO DE MCKINLEY

R.M. McKinley en su Paper SPE: "Wellbore Transmissibility From Afterflow Pressure Buildup Data" - J.P.T. July 1971 PP. 863-872, desarrolló una serie de curvas en las cuales relaciona el tiempo de cierre  $t$  con un grupo llamado "Grupo de Restauración de Presión" definido por la relación  $kF/q$  y con un grupo  $T/F$  que es característico de cada curva.

El objetivo principal de las curvas tipo de McKinley es la de caracterizar el daño o la estimulación en una prueba drawdown o buildup, en donde el almacenamiento en el hueco del pozo distorsiona la mayoría o todos los datos haciendo posible esta



caracterización con pruebas de relativo corto termino.

En la construcción de sus curvas tipo, McKinley observó que la razón del cambio de presión  $\Delta p$  al rate de flujo causante del cambio  $q\beta$  es función de ciertas cantidades

adimensionales.

$$\frac{\Delta p}{q\beta} = f\left(\frac{kh\Delta t}{\mu C_s}, \frac{k\Delta t}{\phi\mu c_i r_w^2}, \frac{r_e}{r_w}, \frac{\Delta t}{t_p}\right)$$

Usar estas curvas tipo con todos estos parámetros, era muy difícil sino imposible. Por lo tanto, McKinley simplificó el problema de la siguiente manera:

1. Asumió que el pozo ha producido un tiempo suficientemente grande (básicamente a la estabilización) de manera que el último grupo  $\Delta t/t_p$  no tenga importancia.
2. Los efectos de frontera solo se consideran aproximadamente, ignorando por lo tanto  $r_e/r_w$  en la lógica básica usada para construir las curvas tipo.
3. Análisis de simuladas curvas buildup y drawdown mostraron que durante la parte de la prueba dominada por el almacenamiento en la determinación de  $\Delta p/q\beta$ , el parámetro  $kh\Delta t/\mu C_s$  tiene más importancia que  $k\Delta t/\phi\mu c_i r_w^2$ . Por tanto se asume  $k\Delta t/\phi\mu c_i r_w^2 = 106$  md-psi/cp-pies<sup>2</sup> (un valor promedio) para todas las curvas tipo. Es importante enfatizar que aun cuando  $k\Delta t/\phi\mu c_i r_w^2$ , varíe del valor promedio por una o dos ordenes. de magnitud la forma de las curvas tipo no se afecta significativamente. La razón para esta aproximación fue que McKinley juzgo que la pérdida de exactitud se justifica con una ganancia en la sensibilidad de las curvas tipo- es decir, que la forma de cada curva se torna más diferenciada a tempranos tiempos.
4. Tomando en cuenta los parámetros remanentes que tienen una significativa influencia sobre los resultados de la prueba de McKinley ploteo las curvas tipo que llevan su nombre como t en las ordenadas vs.  $5.615C_s\Delta p/q\beta$  en las abscisas, con el sólo parámetro  $kh/5.615C_s\mu$ .
5. Considerar que el factor "skin no aparece como un parámetro en las curvas Mckinley En vez de el , las curvas Mckinley fijan daño o estimulación señalando que los datos tempranos distorsionados por el almacenamiento en el hueco del pozo son dominados por la efectiva transmisibilidad cercana al pozo  $(kh/\mu)_{wb}$  luego el ajuste de los datos tempranos de tiempo a la curva tipo, permitirá el cálculo de esta cantidad. Posteriormente, después que la distorsión por almacenamiento en el hueco del pozo ha disminuido la conducta presión/tiempo es gobernada por la transmisibilidad en la formación,  $kh/\mu$ ; esta cantidad también puede ser estimada de un ajuste a la curva tipo - pero para los datos posteriores solamente.

6. McKinley aproxima los efectos de frontera, ploteando las curvas tipo generadas, hasta 1~ ciclos después de finalizada la distorsión por almacenamiento en el hueco del pozo (donde la curva tiene la misma forma que para  $(C_s = 0)$ ) tomándose la curva en una línea vertical. Esta etapa simula de un modo general condiciones de drenaje de 4 acres de espaciamiento.

Considerar, que se dan las curvas para las regiones temprana, media y última de tiempo, pero habrá que recordar que las curvas fueron real izadas para ser usadas primariamente para el análisis de datos tempranos de tiempo. cuando las curvas son aplicadas a pruebas drawdown, ellas deben ser aplicadas solamente para datos tempranos de tiempo, ellas no son adecuadas para simular efectos de frontera en pruebas drawdown

#### D.4 CURVAS TIPO GRINGARTEN PARA POZOS FRACTURADOS

Gringarten desarrolló Curvas tipo para pozos hidráulicamente fracturados donde fueron creadas fracturas verticales con esquinas de igual longitud. Las curvas que se discuten en esta sección asumen flujo uniforme dentro de la fractura (mismo rate de flujo por unidad de área de sección transversal de fractura desde el hueco del pozo al extremo de la fractura). Fracturas de alta conductividad son requeridas para lograr flujo uniforme, pero no es lo mismo que fracturas de conductividad infinita (no existe caída de presión del extremo de la fractura al hueco del pozo), como Gringarten lo ha demostrado.

El estudio fue hecho para reservorios finitos (es decir, los efectos de frontera resultan importantes en la prueba a tiempos tardíos). Se asume que el reservorio inicialmente está a una presión uniforme  $P_i$ . La curva tipo, desarrollada para una prueba drawdown a rate constante para un líquido ligeramente compresible, también puede ser usada para pruebas buildup (para  $\Delta t_{max} \leq 0.1 t_p$ ) y para pozos de gas usando las modificaciones discutidas anteriormente. Los efectos de almacenamiento en el hueco del pozo son ignorados.

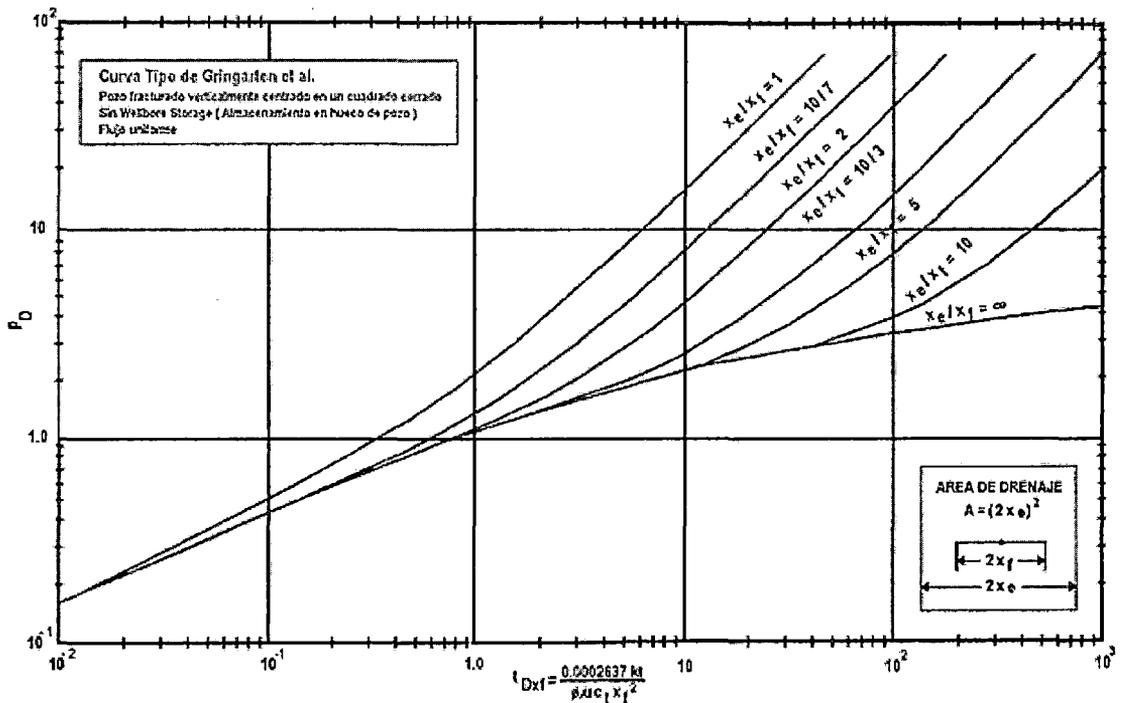
Todas las variables adimensionales y parámetros considerados importantes son tomadas en cuenta, que es un ploteo log-log de  $P_D$  vs.  $t_D r_w^2 / L_f^2$  con el parámetro  $x_e / L_f$ . En este parámetro,  $L_f$  es la mitad de longitud de fractura y  $x_e$  es la distancia desde el pozo al lado del área de drenaje cuadrada en que se asume que el pozo está centrado. Las adimensionales tienen la definición que sigue:

$$P_D = \frac{0.00708Kh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu q \beta} \quad (\text{prueba drawdown})$$

$$\frac{t_D r_w^2}{L_f^2} = \frac{0.0002637K\Delta t}{\phi \mu c_i L_f^2} = t_{Df} L_f$$

Las características de la curva tipo, de interés son

1. La pendiente del ploteo log-log es  $\frac{1}{2}$  hasta  $t_{Df} = 0.16$  para  $x_e/L_f > 1$ . Esto es flujo lineal. En el flujo lineal,



$$P_i - P_{wf} = ct^{1/2} \quad \text{o bien.};$$

$$P_D = c' t_{Df}^{1/2}, \quad \text{entonces:}$$

$$\text{Log}(P_D) = \text{Log}(c') + \frac{1}{2} \text{Log}(t_{Df})$$

2. Aunque no aparece en el ploteo log-log, un ploteo semilog de los datos ( $P_D$  vs.

$\log(t_{DLf})$ ) es una línea recta significando flujo radial cuando para  $x_e/L_f > 5$ ,  $t_{DLf} \approx 2$ .

3. La línea recta termina cuando los efectos de frontera resultan importantes, pero un match de los datos de la prueba reales con la curva tipo, puede mostrar el monto de datos en la región del flujo radial (que puede ser analizado para permeabilidad por ploteos convencionales de  $P_{wf}$  vs.  $t$  o Horner). La curva tipo combina entonces, en un sólo gráfico las regiones de flujo lineal y flujo radial (y una región de transición), efectos de frontera y el efecto de varias longitudes de fractura. Si la conductividad de la fractura es alta y constante a través de la prueba y si el almacenamiento en el hueco del pozo tiene efectos mínimos sobre los datos iniciales de tiempo, esta curva tipo permite un muy completo análisis de un pozo hidráulicamente fracturado - específicamente, estimación de longitud de fractura  $L_f$  y permeabilidad de la formación  $K$ .

Las etapas para el uso de la Curva Tipo Gringarten, son.:

1. Plotear  $(P_i - P_{wf})$  (prueba drawdown) o  $(P_{ws} - P_{wf})$  (prueba buildup) sobre la ordenada vs.  $t$  (prueba drawdown) o  $\Delta t_e$  sobre la abscisa en un papel transparente a la misma escala que la curva tipo.
2. Seleccionar el mejor ajuste moviendo los datos de la prueba real sobre la curva tipo tanto horizontal como verticalmente.
3. Tomar el valor de los puntos de match  $((P_D)_{MP}, (P_i - P_{wf})_{MP})$  y  $((t_{DLf})_{MP}, t_{MP})$ .
4. Estimar la permeabilidad de la formación del punto de match de presiones:

$$K = 141.2 \frac{\mu q \beta o}{h} x \frac{(P_D)_{MP}}{(P_i - P_{wf})_{MP}}$$

5. Estimar la longitud de fractura del punto match del tiempo:

$$L_f = \left[ \frac{0.0002637 K t_{MP}}{\mu \phi c_i (t_{DLf})_{MP}} \right]^{1/2}$$

Tres muy usuales chequeos son algunas veces posibles:

1. Si una región de pendiente  $1/2$  (flujo lineal) aparece en el ploteo de los datos de la

prueba, replotar los datos de esa región como  $P_{wf}$  (o  $P_{ws}$ ) vs.  $t^{1/2}$  (o  $\Delta t^{1/2}$ ); de la pendiente  $m_L$  y la teoría del flujo lineal,

$$L_f K^{1/2} = \frac{4.064 q \beta_0}{h m_L} \left[ \frac{\mu}{\phi c_t} \right]$$

cuyo valor debe coincidir con el análisis curva tipo.

2. Si una región de flujo radial aparece (antes que los efectos de frontera resulten importantes- antes de que los datos se desvíen de la curva  $x_e / L_f = \infty$ , un ploteo de  $P_{wf}$  vs.  $\log(t)$  ( $P_{ws}$  vs.  $\log(\Delta t)$  o  $\log(t_p + \Delta t / \Delta t)$ ), dará la permeabilidad, coincidiendo con el análisis por curva tipo.
3. Si un pozo prueba estar en un reservorio finito, es posible estimar  $x_e$  del ajuste del parámetro,  $x_e / L_f$  para comparar con el conocido (o asumido) valor de  $x_e$  y chequear la calidad del ajuste.

## D.5 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN RESERVORIOS DE DOBLE POROSIDAD

Para pozos de doble Porosidad en infinite acting con flujo radial (Reservorios naturalmente fracturados).

### RESULTADOS DEL DOMINIO REAL:

Solución de la fuente lineal (line source solution)

$$p_D(t_D, r_D, \omega, \lambda, s) = \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{4 t_D}{e^{\gamma} r_D^2} \right] - \frac{1}{2} E_1 \left[ \frac{\lambda}{\omega(1-\omega)} t_D \right] + \frac{1}{2} E_1 \left[ \frac{\lambda}{(1-\omega)} t_D \right] + s$$

### DERIVADA DEL TIEMPO DE LA SOLUCIÓN DEL DOMINIO:

$$p'_D(t_D, r_D, \omega, \lambda) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \exp \left[ \frac{-\lambda}{\omega(1-\omega)} t_D \right] - \frac{1}{2} \exp \left[ \frac{-\lambda}{(1-\omega)} t_D \right]$$

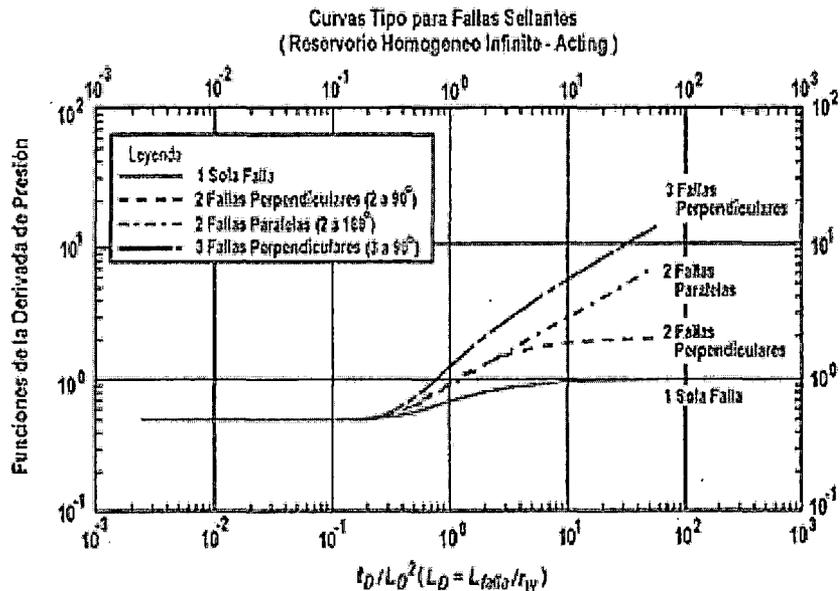
Las soluciones del dominio real fueron usadas tanto por Stewart y Ascharsobbi como Onur et al., desarrollaron las "curvas tipo" para  $p_{wD}''$  vs.  $t_D \lambda/4$  (Stewart y Ascharsobbi) y para  $p_{wD}''$  vs.  $t_D \lambda/(1-\omega)$  (Onur et al.).

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

$$\omega = \frac{(\phi V_{ct})_f}{[(\phi V_{ct})_f + (\phi V_{ct})_m]}$$

## D.6 CURVA TIPO DE STEWART Y ASCHARSOBBI

Esta curva tipo se usa para el análisis de un pozo no fracturado en un reservorio infinito



acting de doble porosidad (reservorio naturalmente fracturado).

**PARÁMETRO DE CORRELACIÓN:**  $\omega$  (almacenabilidad adimensional de fractura)

**PARÁMETRO DE SOLUCIÓN (EJE DE TIEMPO):**  $\lambda$  (parámetro de flujo interporosidad)

**FORMATO:**  $p_{wD}''$  vs.  $t_D \lambda/4$

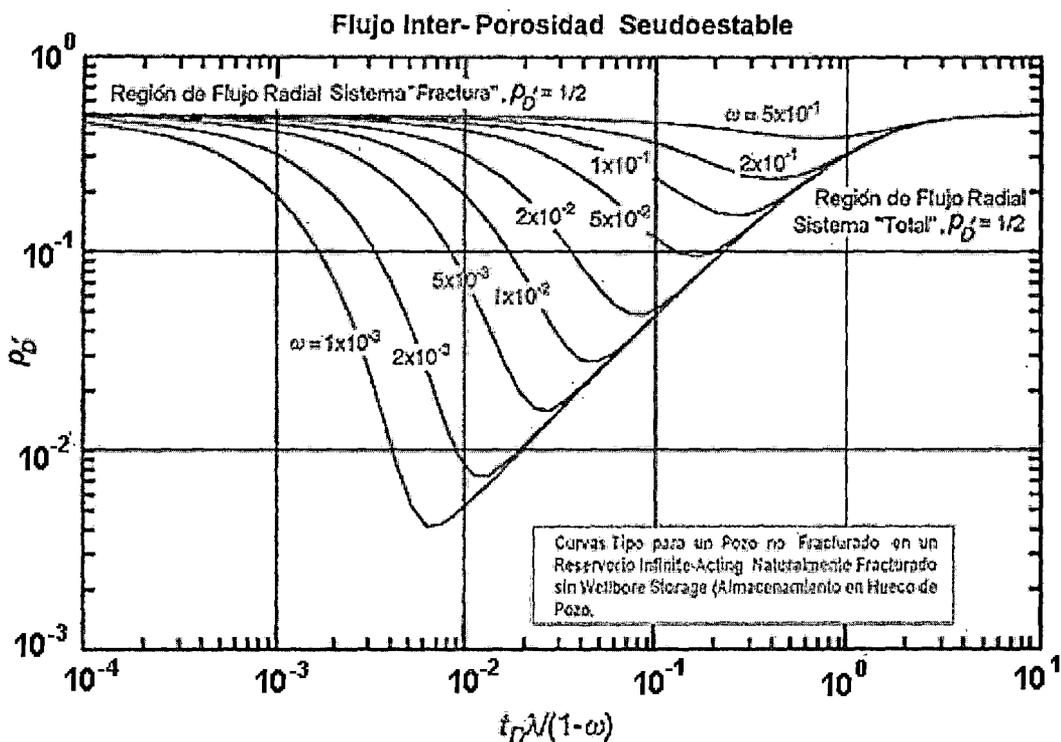
**PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN:**

$$k = 141.2 \frac{q \beta \mu [p_{wD}'']_{MP}}{h [\Delta p']_{MP}}$$

**ALMACENABILIDAD ADIMENSIONAL DE FRACTURA:**

$\omega$  es tomado del matcheo de la curva tipo.

**PARÁMETRO ADIMENSIONAL DE FLUJO INTERPOROSIDAD:**



$$\frac{1}{\lambda/4} = 0.0002637 \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \frac{[t]_{MP}}{[t_D \lambda/4]_{MP}}$$

**D.7 CURVA TIPO DE ONUR ET AL.**

Esta curva tipo se ha desarrollado para análisis de datos de presión en un pozo no fracturado en reservorio infinite-acting de doble porosidad (reservorio naturalmente fracturado)

**PARÁMETRO DE CORRELACIÓN:**  $\omega$  (almacenabilidad adimensional de fractura)

**PARÁMETRO DE SOLUCIÓN (EJE DE TIEMPO):**  $\lambda$  (parámetro de flujo interporosidad)

**FORMATO:**  $p'_{wD}$  vs.  $t_D \lambda / (1 - \omega)$

**PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN:**

$$k = 141.2 \frac{q\beta\mu [p'_{wD}]_{MP}}{h [\Delta p']_{MP}}$$

**ALMACENABILIDAD ADIMENSIONAL DE FRACTURA:**

$\omega$  es tomado del matcheo de la curva tipo.

**PARÁMETRO ADIMENSIONAL DE FLUJO INTERPOROSIDAD:**

$$\frac{1}{\lambda/(1-\omega)} = 0.0002637 \frac{k [t]_{MP}}{\phi\mu c_i r_w^2 [t_D \lambda/(1-\omega)]_{MP}}$$

## D.8 CURVA TIPO DE ANSAH

Esta curva tipo fue desarrollada para una prueba Buildup en un reservorio limitado (cerrado). El reservorio debe estar produciendo bajo condiciones de flujo de estado pseudoestable para que esta curva tipo sea aplicable.

**FUNCIÓN DE PLOTEO:**  $p'_{wD}$  versus,  $t_{DA}/t_{Df}$  ( $t_{Df}$  es un factor relacionado a la geometría del pozo en el reservorio y la forma del reservorio).

**PARÁMETRO DE CORRELACIÓN:** Forma del reservorio (es decir, configuración pozo/reservorio)

**PUNTO MATCH DE PRESIÓN:** Resuelto para la permeabilidad de la formación,  $k$ .

**PUNTO MATCH DE TIEMPO:** Resuelto para el área de drenaje,  $A$ , (o volumen).

Hay que recordar que el ploteo de  $p'_{wD}$  versus  $t_{DA}/t_{Df}$ , tiene las mismas unidades que  $P_{wD}$  versus,  $t_{DA}/t_{Df}$ , de modo que se procederá como si se estuviera trabajando con  $P_{wD}$ .

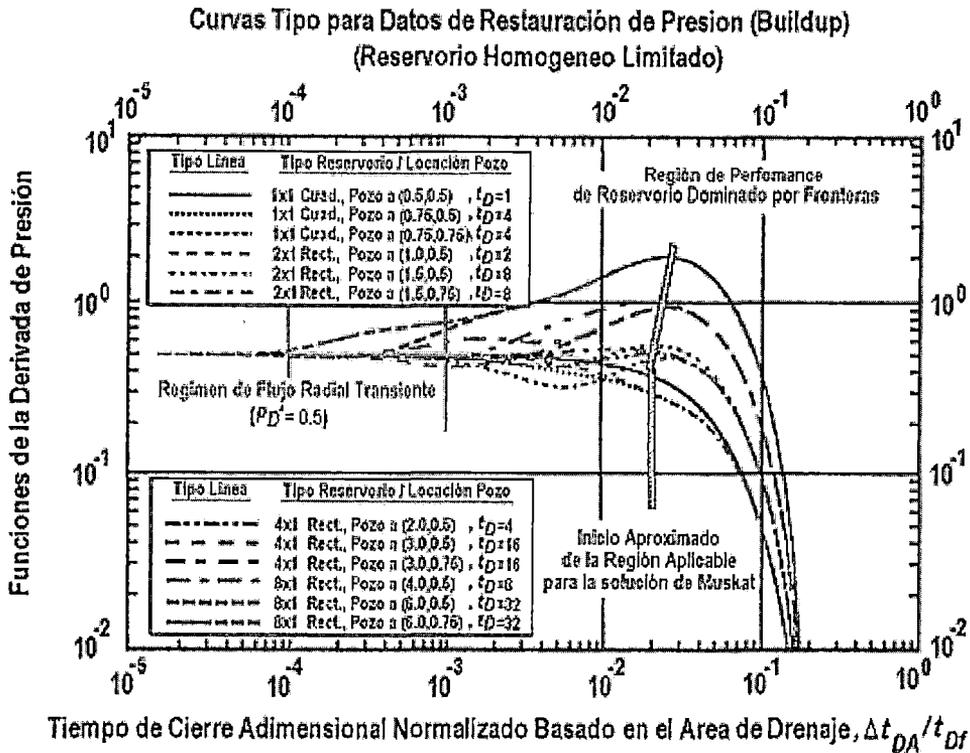
Definiendo el tiempo adimensional basada sobre el rea de drenaje,  $t_{DA}$ , se tiene:

$$t_{DA} = t_D \frac{r_w^2}{A} = 0.0002637 \frac{kt}{\phi\mu c_i A}$$

Dividiendo por un factor  $t_{Df}$  da

$$t_{DA} = t_D \frac{r_w^2}{A} = 0.0002637 \frac{kt}{\phi\mu c_i A t_{Df}}$$

Resolviendo esta expresión como una relación de punto match (resuelto para el



área de drenaje,  $A$ ), se tiene

$$A = 0.0002637 \frac{k}{\phi\mu c_i} \frac{1}{t_{Df}} \frac{[t]_{MP}}{[t_{DA}/t_{Df}]_{MP}}$$

## D.9 CURVAS TIPO DE STEWART

Esta curva tipo fue desarrollada para analizar los datos de una prueba de pozos en un reservorio infinite-acting de doble porosidad (con una sola o múltiples fallas sellantes). Hay que notar que el formato de esta curva tipo no incluye almacenamiento en hueco de pozo y efectos skin.

**FUNCIÓN DE PLOTEO:**  $p'_{wD}$  versus,  $t_D/L^2 D$ , ( $L_D = L/r_w$ ) ( $L$  es la distancia a la falla).

**PARÁMETRO DE CORRELACIÓN:** Posicionamiento de la falla (es decir, número/orientación de las fallas)

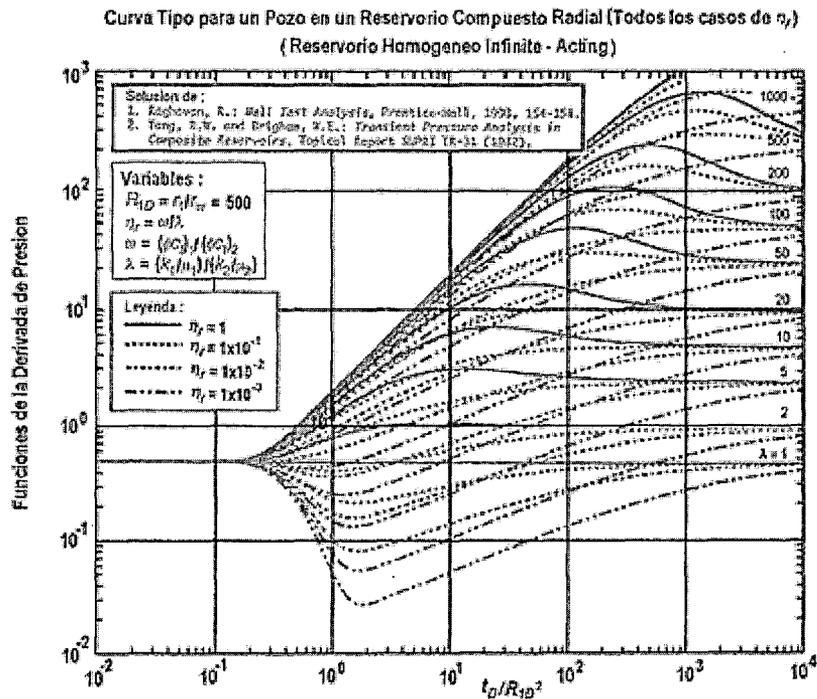
**PUNTO MATCH DE PRESIÓN:** Resuelto para la permeabilidad de la formación,  $k$ .

**PUNTO MATCH DE TIEMPO:** Resuelto para,  $L$ , (distancia a la falla (o limite)).

## D.10 CURVAS TIPO DE RAGHAVAN / TANG-BRIGHAM

Esta curva tipo fue desarrollada para analizar los datos de la prueba de pozos de un reservorio infinite-acting con una región compuesta alrededor del pozo.

**FUNCIÓN DE PLOTEO:**  $p'_{wD}$  versus,  $t_D/r^2_{1D}$ , ( $r_{1D} = r_{1D}/r_w$ ) ( $r_1$ , es la distancia a la



discontinuidad radial, es decir, el reservorio "externo").

**PARÁMETRO DE CORRELACIÓN:**  $\lambda$ , la razón de movilidad  $\lambda = (k_1/\mu_1)/(k_2/\mu_2)$ .

(donde  $\omega$  es la razón de transmisibilidad,  $\omega = (\phi c_1)/(\phi c_2)$ , y  $\eta = \omega/\lambda$ ).

**PUNTO MATCH DE PRESIÓN:** Resuelto para la permeabilidad de la formación,  $k$ .

**PUNTO MATCH DE TIEMPO:** Resuelto para  $r_1$ , (distancia a la discontinuidad radial).

**DETERMINACIÓN DE LA DISTANCIA A LA FALLA USANDO LAS CURVAS TIPO DE STEWART, ABBASZADEH-CINCO Y RAGHAVAN / TANG-BRIGHAM**

Estas curvas tipo consideran  $p'_{wD}$  plotado versus  $t_D/L^2_D$ , ( $L_D = L/r_w$ ) o  $t_D/r^2_{1D}$ , ( $r_{1D} = r_{1D}/r_w$ ) donde  $L$  es la distancia a la falla, y  $r_1$  es la distancia al reservorio "externo" en un reservorio compuesto.

Por generalidad, usaremos las notaciones  $L$  y  $L_D$ , donde comprendemos que esto es la distancia a una particular obstrucción al flujo. Usando la definición de tiempo adimensional,  $t_D$ , se tiene:

$$\frac{t_D}{L^2_D} = 0.0002637 \frac{kt}{\phi\mu c_i r_w^2 L^2_D}$$

Resolviendo esta expresión como una relación de punto match (resolviendo para  $L^2_D$ ), tenemos

$$L^2_D = 0.0002637 \frac{k}{\phi\mu c_i r_w^2} \frac{[t]_{MP}}{[t_D/L^2_D]_{MP}}$$

Multiplicando por  $r_w^2$ , se obtiene:

$$L^2 = 0.0002637 \frac{k}{\phi\mu c_i} \frac{[t]_{MP}}{[t_D/L^2_D]_{MP}}$$

Resolviendo para la distancia  $L$ , obtendremos

$$L = \sqrt{0.0002637 \frac{k}{\phi\mu c_i} \frac{[t]_{MP}}{[t_D/L^2_D]_{MP}}}$$

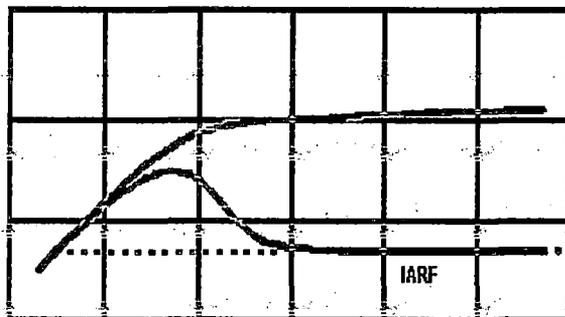
## ANEXO E

### MODELOS DE RESERVORIO

#### 1. HOMOGENEO

##### Asunciones

El reservorio es homogéneo y radialmente isotrópico. El reservorio puede tener una diferente permeabilidad vertical, pero esto solo afecta a pozos de entrada limitada o



horizontal.

##### Parámetros

No hay un parámetro directo. El matcheo de presión da el valor de la permeabilidad de reservorio.

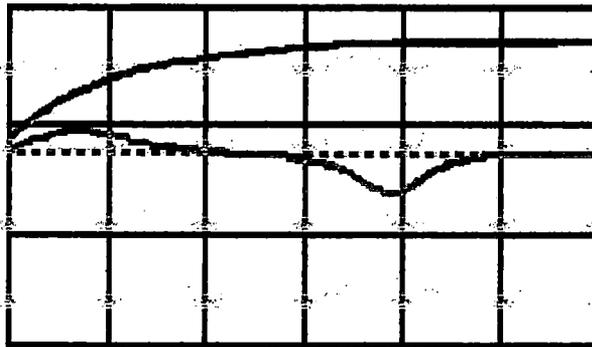
##### Comportamiento

Después que los efectos de pozo han desaparecido y antes que los límites del reservorio sean alcanzadas, la respuesta alcanza una etapa, llamada Flujo Radial Infinite-Acting (IARF), caracterizada por una linealidad del ploteo semilog y una estabilización de la derivada. Esta estabilización es usada para fijar el match de presión.

## 2. DOBLE POROSIDAD, SEUDOESTABLE

### Asunciones

El espacio poral está dividido en dos medios distintos: la matriz, con alta almacenabilidad y baja permeabilidad, y las fisuras con alta permeabilidad y baja almacenabilidad. No hay



difusión radial dentro de la matriz, la cual solo fluye dentro de las fisuras.

### Parámetros

Además de la permeabilidad:

- **Omega**, razón de almacenabilidad, la fracción de volumen poral ocupado por las fisuras con respecto al total del volumen poral interconectado.
- **Lambda**, el parámetro de flujo interporosidad, la habilidad de la matriz al flujo dentro de la red de fisuras.

## 3. DOBLE POROSIDAD, TRANSIENTE

### Asunciones

En cualquier punto del reservorio, el espacio poral está dividido en dos medios distintos: la matriz, con una alta almacenabilidad y baja permeabilidad, y las fisuras con alta permeabilidad y baja almacenabilidad. Dos geometrías de matriz son consideradas: bloques de matriz *slab* y bloques de matriz *esfera*. Hay difusión dentro de cada elemento de bloque independiente de matriz y difusión dentro de la red de fisuras.

## Parámetros

- **Omega**, razón de almacenabilidad, la fracción de volumen poral ocupado por las fisuras con respecto al total del volumen poral interconectado.
- **Lambda**, el parámetro de flujo interporosidad, la habilidad de la matriz al flujo dentro de la red de fisuras.

## Comportamiento

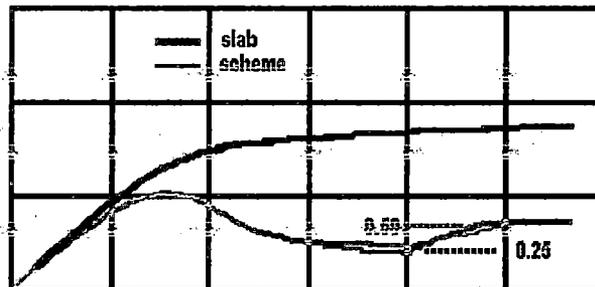
A tiempos tempranos, la respuesta de fisuras está usualmente enmascarado por el almacenamiento en hueco de pozo. Un periodo de transición es observado, durante la cual la derivada primero se estabiliza a 0.25 y después a 0.5 (en términos adimensionales).

La forma de la curva entre los dos niveles constantes de la derivada depende sobre todo de la geometría de los bloques de matriz. El tiempo del final de transición es una función de solo *Lambda*. Grandes valores de *Omega* afectan la forma de la transición, pero pequeños valores han tenido un poco efecto sobre las curvas.

## 4. DOS ESTRATOS

### Asunciones

El reservorio consiste de dos capas homogéneas, la **capa 1** tiene un producto *permeabilidad-espesor* más alto que el de la **capa 2**. Ambas capas pueden fluir dentro del



pozo, y ellos están comunicándose en el reservorio. En cualquier punto del reservorio el flujo cruzado entre las capas es proporcional a la diferencia de presiones entre las dos capas.

### Parámetros

- **Omega**, razón de almacenabilidad, la fracción de volumen poral ocupado por las fisuras con respecto al total del volumen poral interconectado.
- **Lambda**, el parámetro de flujo interporosidad, la habilidad de la matriz al flujo dentro de la red de fisuras.
- **Kappa**, *rate de kh de la capa 1 a capa 2*.
- **Skin**.

### Comportamiento

A tiempos tempranos, las capas están produciendo independientemente y el comportamiento corresponde a dos capas sin flujo cruzado. Cuando el flujo cruzado intercapa empieza, un periodo de transición es observado, mostrada por una inflexión en la respuesta de la presión y un valle en la derivada. Después de la transición, el reservorio actúa como un medio homogéneo, con el  $kh$  total y almacenabilidad. Los tres distintos comportamientos son solo vistos para un rango favorable de valores de parámetros.

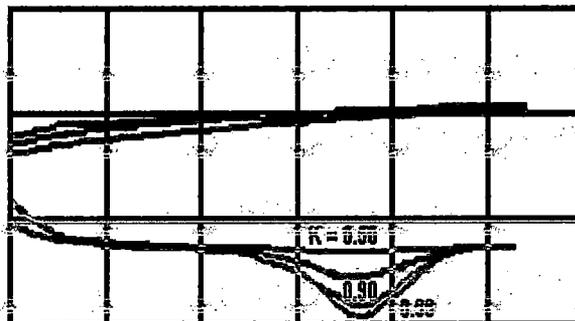
Cuando Kappa es igual a 1, la respuesta es la misma del modelo de doble porosidad en estado pseudoestable.

Cuando Kappa decrece, la respuesta tiende a una respuesta de reservorio homogéneo, como se ilustra en el gráfico.

## 5. COMPUESTO RADIAL

### Asunciones

El pozo está al centro de una zona homogénea circular, comunicándose con un reservorio



homogéneo infinito. Las zonas interior y exterior tiene diferentes características de reservorio y/o fluido. No hay pérdida de presión en la interfase.

## Parámetros

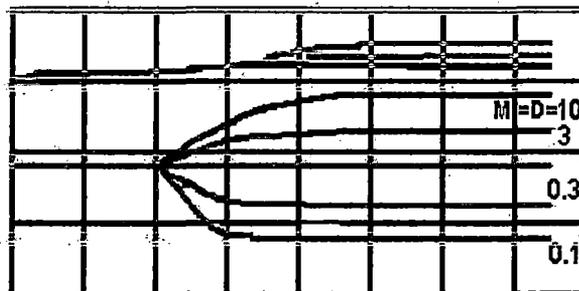
$r_i$  - distancia del pozo a la interfase

$M$  - ratio de movilidad

$D$  - ratio de difusividad

## Comportamiento

A tiempos tempranos, una respuesta homogénea correspondiente a la zona interior puede ser vista. El matcheo de presión podría estar sobre la primera estabilización. Después de una transición, el reservorio muestra un segundo comportamiento homogéneo, correspondiente a la zona exterior. La derivada de presión puede mostrar dos estabilizaciones. El tiempo de transición entre los dos regímenes homogéneos es una función de  $r_i D$  y  $k/\phi\mu c_i$  para la zona interior. La ratio de los niveles constantes de la derivada es igual a la ratio de morbilidad, la forma de la transición entre los dos comportamientos homogéneos es una función de  $M$  y  $D$ .



## 6. COMPUESTO LINEAL

### Asunciones

El pozo productor está en un reservorio homogéneo, infinito en todas las direcciones pero una donde las características del reservorio y/o fluidos cambian a través de un frente lineal. No hay pérdida de presión (skin) en la interfase.

Por el lado más alejado de la interfase, el reservorio es homogéneo y infinito pero con diferente potencial y/o almacenabilidad.

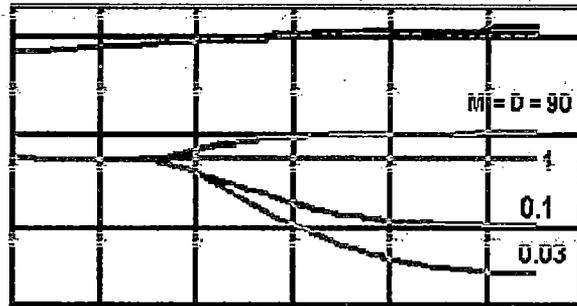
### Parámetros

$L_i$  - La distancia del pozo a la interfase

$M$  - Razón de morbilidad

$D$  - Razón de difusividad

### Comportamiento



A tiempos tempranos una respuesta homogénea correspondiente a la primera zona puede verse. Después de una transición, el reservorio muestra un segundo comportamiento homogéneo, correspondiente a flujo semi-radial en dos partes del reservorio. La derivada puede mostrar dos estabilizaciones, el primero correspondiente a, el segundo a la movilidad promedio de las dos zonas  $(k_1/\mu_1 + k_2/\mu_2)/2$ . En el caso de morbilidad decreciente la segunda estabilización de la derivada puede ser nunca más de del doble que el primero, el cual corresponde a una falla sellante donde  $k_2/\mu_2 = 0$ .

## MODELOS DE POZO

### 1. ALMACENAMIENTO CAMBIANTE

Cualquier modelo puede ser afectada por almacenamiento cambiante.

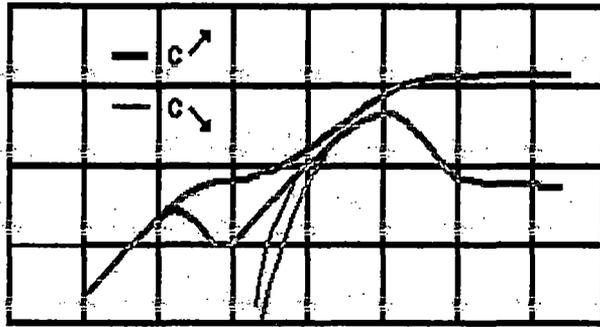
#### Asunciones

El almacenamiento en hueco de pozo empieza a un valor y luego cambia a un segundo valor donde esta permanece constante.

#### Parámetros

**Ratio de C** -  $C_{inicial}/C_{final}$

**Alpha** - El tiempo adimensional de cambio de almacenamiento



## Comportamiento

### **Almacenamiento decreciente:**

La respuesta de presión a tiempos tempranos sigue a una curva con una pendiente mayor de 1 sobre una escala log-log y la derivada está algunas veces a la izquierda de la respuesta de  $dP$  y a menudo se encorva (humps) por encima de esto.

### **Almacenamiento creciente:**

La respuesta inicial de presión puede estar en una pendiente unitaria seguida por un aplanamiento de la pendiente cuando el almacenamiento en hueco de pozo se incrementa a su valor final. La derivada muestra un valle correspondiente al aplanamiento de la pendiente.

## 2. ALMACENAMIENTO Y DAÑO

### Asunciones

El pozo está caracterizado por un efecto de almacenamiento en hueco de pozo y por un factor skin, el cual es medido de la pérdida de presión (pozo dañado) o ganancia (pozo estimulado) a través de la arena de formación.

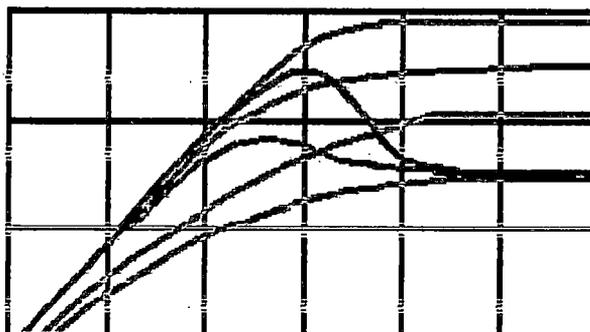
### Parámetros

C - Constante de almacenamiento en hueco de pozo, dada por el matcheo de tiempo.

S- Factor Skin, caracterizando el daño o estimulación alrededor del hueco de pozo.

## Comportamiento

A tiempo muy temprano, sobre una escala log-log, las curvas de la presión y derivada siguen a una línea recta de pendiente unitaria, la curva de la derivada pasa a través de una



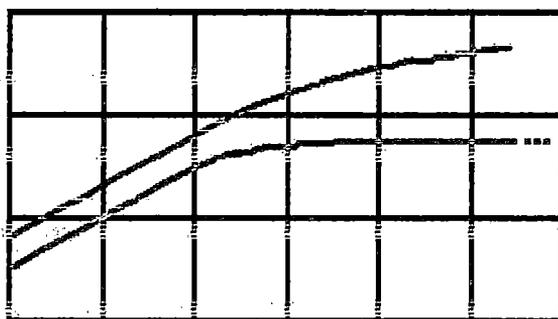
corcova (hump) hasta que el efecto de almacenamiento sea despreciable. Las presiones observadas son debidas a la respuesta del reservorio. El skin controla la amplitud de la respuesta de presión.

El matcheo de tiempo para un matcheo dado de presión da el valor de C.

### 3. FRACTURA DE FLUJO UNIFORME

#### Asunciones

El pozo intercepta a una fractura en el plano vertical con producción de reservorio por unida de longitud de fractura.



#### Parámetros

$X_f$  - Longitud media de la fractura dada por el matcheo de tiempo.

C - Coeficiente de almacenamiento en hueco de pozo

S - Factor skin caracterizando cualesquiera restricciones entre el reservorio y el punto de medición.

## Comportamiento

A tiempos tempranos, el patrón de flujo es ortogonal a la fractura y la respuesta transiente de presión primero corresponde a una condición de flujo lineal en el reservorio. Sobre una escala log-log esta caracterizada por una línea recta de pendiente 0.5 sobre ambas curvas de presión y derivada: los valores de la derivada son la mitad de los valores de presión

## 4. FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD INFINITA

### Asunciones

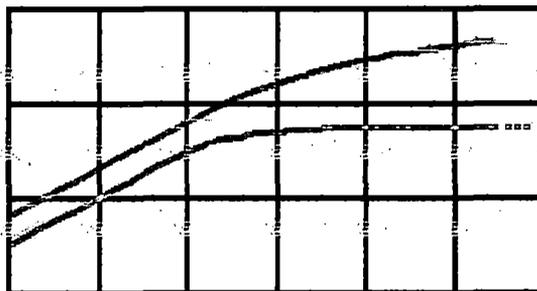
La fractura es de conductividad infinita, es decir, la presión es constante a través de la fractura a cualquier tiempo. Esta solución es aproximada calculando la solución de flujo uniforme en un punto a lo largo de la longitud de fractura, situado a  $0.732 * X_f$  desde el centro de la fractura.

### Parámetros

$X_f$  - Longitud media de la fractura dada por el matcheo de tiempo.

$C$  - Coeficiente de almacenamiento en hueco de pozo, relativo a la longitud media de fractura.

$S$  - Factor skin caracterizando cualesquiera restricciones entre el reservorio y el punto de medición.



## Comportamiento

El patrón de flujo es el mismo que para el flujo uniforme de fractura, el comportamiento es por lo tanto muy similar y es solo distinguible por un periodo de transición mas largo, entre los regímenes de flujo lineal y radial.

## 5. FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA

### Asunciones

El pozo intercepta una fractura en el plano vertical. La fractura de conductividad finita también asume que hay una gradiente de presión a lo largo de la longitud. El pozo esta en el centro de la longitud de fractura. El efecto de almacenamiento en hueco de pozo puede estar presente o no.

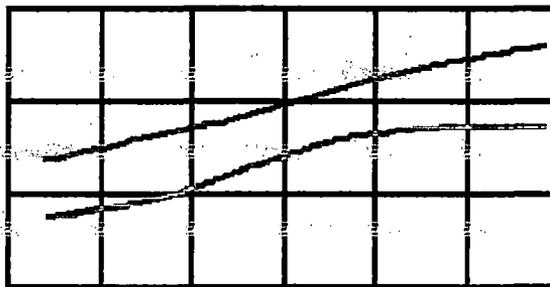
### Parámetros

$X_f$  - Longitud media de la fractura dada por el matcheo de tiempo.

$C$  - Coeficiente de almacenamiento en hueco de pozo, relativo a la longitud media de fractura.

$c_f$  - Conductividad de fractura

$S$  - Factor skin caracterizando cualesquiera restricciones entre el reservorio y el punto de medición.



### Comportamiento

A tiempos tempranos, después de que los efectos posibles de almacenamiento en hueco de pozo han disminuido, la respuesta es bilineal a ángulos rectos de la fractura y a lo largo de la longitud de la fractura. Sobre una escala log-log, esta es caracterizada por una pendiente de un cuarto sobre ambas curvas de presión y derivada. Después esto, la respuesta

corresponde a flujo lineal en el reservorio, caracterizada por una pendiente de un medio.

La pendiente de un cuarto es esencialmente una característica a tiempos muy tempranos, y es muy a menudo enmascarada por el efecto de almacenamiento de hueco de pozo

## 6. POZO HORIZONTAL

### Asunciones

El pozo es estrictamente horizontal, la sección vertical o inclinada no está perforada y no hay flujo hacia el final del hueco de pozo.

### Parámetros

$k_z/k_r$  - Ratio de la permeabilidad vertical con respecto a la permeabilidad radial.

$h$  - Todo el espesor de la formación.

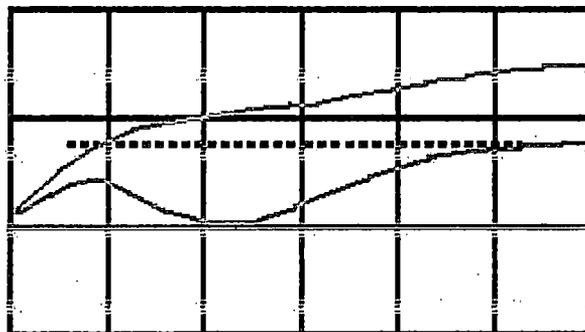
$h_w$  - Longitud perforada del hueco de pozo horizontal.

$z_w$  - Distancia desde el centro del intervalo perforado al fondo de la formación

$S$  - Factor skin relativo a  $h$ .

La condición de las fronteras tope y fondo, sellante o presión constante.

**Nota:** El factor skin no es muy grande cuando se toma con respecto a  $h_w$  (es decir, esta ligado a la noción del radio equivalente) pero esta relacionado a  $h$ . Por lo tanto hay una relación única, para todos los modelos de pozo, entre el skin y la pérdida de presión. La ventaja es una mejor coherencia cuando se trata con sistemas multiestratificados y todos los componentes skins ahora pueden ser añadidos.



## Comportamiento

Después que todos los efectos de almacenamiento en hueco de pozo han disminuido, la respuesta puede corresponder a flujo radial en un plano vertical ortogonal al hueco horizontal, con una permeabilidad anisotrópica  $k = \sqrt{k_z k_r}$ , siendo observada una estabilización de la derivada, correspondiente a flujo radial infinite-acting en un plano vertical relativo a  $kh_w$ . Si ambas fronteras de tope y fondo son sellantes, la respuesta entonces se comporta como un pozo vertical entre dos fallas sellantes paralelas y la derivada sigue una pendiente positiva de un medio cuando el flujo es lineal, en un plano vertical ortogonal al hueco de pozo. A tiempos tardíos, el flujo radial horizontal puede ser establecido en el reservorio, relativo a  $k_r h$ .

## 7. ENTRADA LIMITADA

### Asunciones

El pozo produce desde un intervalo perforado más pequeño que el espesor de la formación. Esto da lugar a flujo esférico o hemisférico dependiendo de la posición del intervalo abierto relativo a las fronteras superior y inferior.

### Parámetros

$k_z/k_r$  - Ratio de la permeabilidad vertical a la permeabilidad radial

$h$  - Espesor total de la formación

$h_w$  - Longitud del intervalo perforado o de penetración dentro del reservorio.

$z_w$  - Distancia desde el centro de intervalo perforado al fondo de la formación

$S$  - Factor skin relativa a  $h$ .

La condición de las fronteras tope y fondo, presión sellante o presión constante.

### Comportamiento

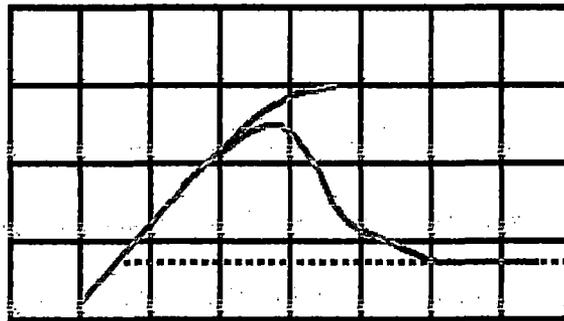
A tiempos tempranos el flujo radial puede ser establecido con relación al intervalo perforado, luego se desarrolla flujo esférico o hemisférico, ambos caracterizados por una

pendiente negativa de un medio sobre la derivada. A tiempos tardíos, el flujo radial es establecido en toda el espesor de la formación estabilizándose la derivada.

**Nota:** El factor skin no es muy grande cuando se toma con respecto a  $h_w$  (es decir, esta ligado a la noción del radio equivalente) pero esta relacionado a  $h$ . Por lo tanto hay una relación única, para todos los modelos de pozo, entre el skin y la perdida de presión. La ventaja es una mejor coherencia cuando se trata con sistemas multiestratificados y todos los componentes skins ahora pueden ser añadidos.

## MODELOS DE FRONTERA

### 1. INFINITO



#### Asunciones

La extensión del reservorio es infinita en el plano horizontal.

#### Parámetros

$Kh$  - el producto permeabilidad-espesor dado en el matcheo de presión.

#### Comportamiento

Después que los efectos de almacenamiento en hueco de pozo y skin del flujo radial infinite-acting se han establecido, la derivada se caracteriza por ser constante (horizontal).

### 2. CIRCULO

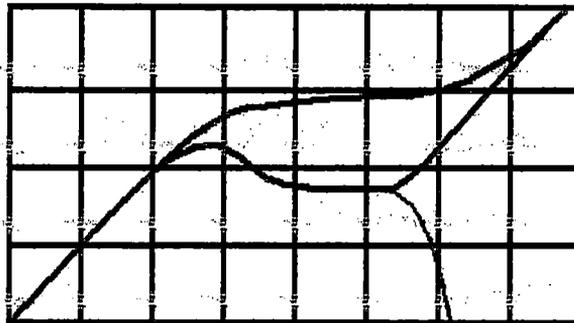
#### Asunciones

El pozo esta en el centro de un reservorio limitado por un círculo, bien sea sellante o a presión constante.

### Parámetros

$r_e$ - la distancia desde el pozo a la frontera circular.

El tipo de frontera, sellante o a presión constante.



### Comportamiento

A tiempos medios, antes que la frontera circular sea alcanzada, la respuesta del pozo puede mostrar el comportamiento de un sistema infinito. El tiempo de inicio de la influencia de la frontera circular es proporcional a  $r_e^2$ . Cuando la influencia del ciclo ha sido alcanzada, una de las dos formas características es vista.

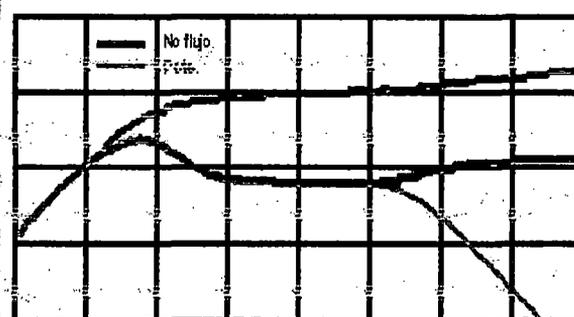
**Drawdown un sistema cerrado:** El régimen de estado pseudoestable es establecido y ambas curvas de presión y derivada tienden a una línea recta de pendiente unitaria a tiempo tardío, esta tendencia es vista mucho mas temprano en la derivada que en el curva  $dP$ .

**Buildup en sistemas cerrados y a presión constante:** en estos casos, la presión y de aquí  $dP$ , se hace constante a tiempo tardíos y la derivada se zambulle. En sistemas a presión constante la presión final es aquel de la frontera a presión constante, corregida para la diferencia entre la profundidad del medidor y la profundidad de la frontera. En sistemas cerrados la presión final es la presión del reservorio promedio y depletada.

## 3. UNA FALLA

## Asunciones

Una falla lineal, localizada a alguna distancia mas allá del pozo productor, limita la extensión del reservorio en una dirección (sellante), o provee un suministro de presión en una dirección del reservorio (presión constante).



## Parámetros

$L$  - la distancia del pozo a la a frontera

## Comportamiento

A tiempos medios, antes que la frontera sea alcanzada, la respuesta del pozo puede mostrar comportamiento de sistema infinito. El tiempo de inicio de la influencia de la frontera es proporcional es proporcional a  $L^2$ .

**Falla Sellante:** Cuando la frontera es alcanzada, el reservorio están limitado por un lado y el comportamiento es equivalente a un sistema infinito con la mitad de la permeabilidad de la permeabilidad de la respuesta inicial. Sobre una escala log-log, en términos adimensionales, la curva de lá derivada puede primeramente estabilizarse a 0.5 y luego alcanzar un segundo nivel de 1.0.

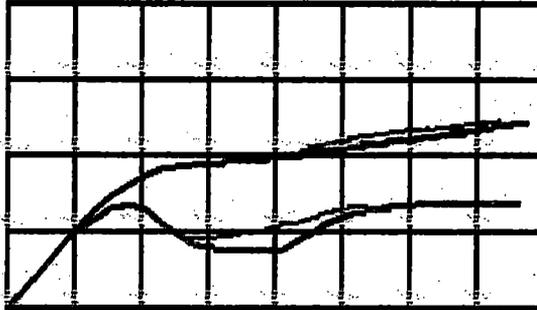
**Frontera a presión constante:** El suministro de presión produce una respuesta a presión constante. Sobre una escala log-log, la curva de la derivada puede primero estabilizarse a 0.5 y luego cae a  $45^\circ$  cuando la presión se haga constante.

El matcheo de presión debería hacerse sobre la estabilización correspondiente al flujo radial.

## 4. FALLAS INTERCEPTÁNDOSE

### Asunciones

Dos fronteras lineales que se interceptan, sellantes o a presión constante, localizadas a laguna distancia mas allá del pozo productor, limitan la extensión del reservorio en dos



direcciones. El ángulo entre las fronteras es 90 o menos. El pozo productor esta en cualquier posición dentro del ángulo.

### Parámetros

**L1, L2** - distancias perpendiculares del pozo a las fronteras.

**N** - Número entero que representa el ángulo de la frontera  $\theta = 180^\circ / N$  (N entre 2 y 200)

### Comportamiento

A tiempos tempranos, antes que la primera frontera sea alcanzada, la respuesta del pozo puede corresponder a un comportamiento de sistema infinito. El inicio de la influencia de la frontera es proporcional al valor más pequeño de **L1** y **L2**.

**Dos fallas sellantes:** Si el pozo esta descentrado en el sector, cuando la influencia de la falla más cercana es alcanzada, el comportamiento de la presión puede corresponder a un pozo cercano a una falla sellante. Luego, cuando la segunda falla es alcanzada: el reservorio está limitado por los dos lados y el comportamiento es equivalente al de un sistema infinito con una permeabilidad igual a  $1/2N$  de la permeabilidad inicial. Sobre una escala log-log, en términos adimensionales, la curva de la derivada puede primero estabilizarse a 0.5, luego alcanza un segundo nivel de 1 y finalmente se estabiliza a **N**.

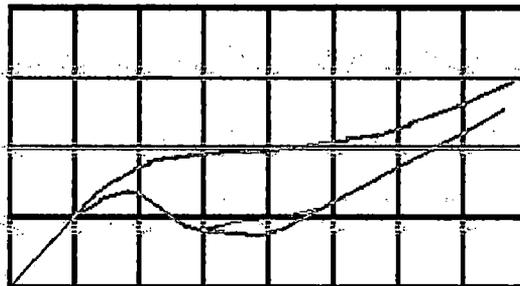
**Fronteras a presión constante:** Si una (o ambas) fronteras está a presión constante, la presión se estabiliza y la derivada cae. Si la frontera más cercana al pozo es una falla sellante, la respuesta de la derivada primera se eleva a 1 y luego cae cuando la influencia de la frontera a presión constante es alcanzada. Si la frontera más cercana está a presión constante, su efecto enmascara la respuesta de la falla sellante mas alejada al pozo.

El matcheo de presión debería hacerse sobre la estabilización correspondiente al flujo radial.

## 5. FALLAS PARALELAS

### Asunciones

Dos fronteras paralelas, sellantes o a presión constante, localizadas a cierta distancia mas allá del pozo, limita la extensión del reservorio en dos direcciones opuestas. En las otras dos direcciones el reservorio es de extensión infinita. El pozo está localizado en cualquier posición entre dos fronteras.



### Parámetros

**$L_1$ ,  $L_2$**  - distancias perpendiculares del pozo a las fronteras.

### Comportamiento

A tiempos tempranos la primera frontera es vista, el comportamiento de sistema infinito puede observarse. El inicio de la influencia de la frontera es proporcional a los valores más pequeños de  **$L_1$**  y  **$L_2$** .

**Dos fallas sellantes:** Si el pozo está descentrado entre las fronteras, cuando la influencia de la falla más cercana es alcanzada, el comportamiento de la presión puede corresponder a

un pozo cercano a una falla sellante. Cuando ambas fallas son alcanzadas, una condición de flujo lineal es establecida en el reservorio. Si ambas fallas están a similares distancias, el comportamiento intermedio puede no verse. Sobre una escala log-log, durante el flujo lineal, la curva de la derivada sigue a una línea recta de pendiente 0.5. en el caso del drawdown, la curva de presión también sigue a una pendiente de un medio pero este efecto es sentido mucho mas tarde (al menos un ciclo log) tal como se ve sobre la derivada.

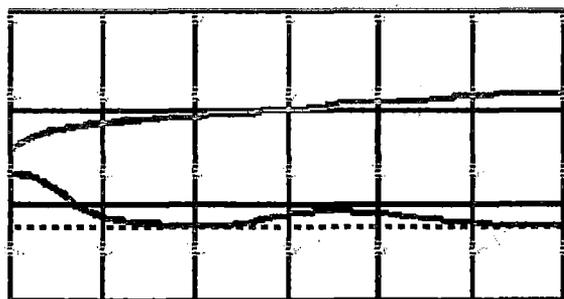
**Fronteras de presión constante:** Si uno (o ambas) fronteras están a presión constante, la presión se estabiliza y la derivada cae. Si la frontera más cercana al pozo es una falla sellante, la respuesta de la derivada se eleva a 1 y luego cae cuando la influencia de la frontera a presión constante es alcanzada. Si la frontera, más cercana es a presión constante, su efecto enmascara la respuesta de la falla sellante mas alejada del pozo.

El matcheo de presión debería hacerse sobre la estabilización correspondiente al flujo radial.

## 6. FALLA AGRIETADA

### Asunciones

La extensión del reservorio es limitada en una dirección por una frontera semipermeable lineal infinitamente larga. Por el otro lado de la frontera semipermeable, el reservorio tiene las mismas características y las mismas propiedades de fluido y es de una extensión infinita.



### Parámetros

$L$  - Las distancias perpendiculares del pozo a las fronteras semipermeables.

**Alpha**- El ratio de transmisibilidad de la frontera semipermeable. ( $\text{Alpha} < 1$ ).

### Comportamiento

A tiempos tempranos antes que se sienta la frontera, se puede observar comportamiento de sistema infinito. Cuando la frontera es alcanzada una adicional diferencial de presión es requerida para mantener la respuesta a través de la barrera parcial.

Esto es registrado como un incremento temporal en el rate de cambio de  $dP$ , de modo tal que se incremente temporalmente en la derivada y luego retorna a flujo radial activo infinito cuando la derivada retorna a la estabilización previa. Una razón de **Alpha** de 0 corresponde a **NO-FLUJO** y por lo tanto a un comportamiento de falla sellante.

## ANEXO F

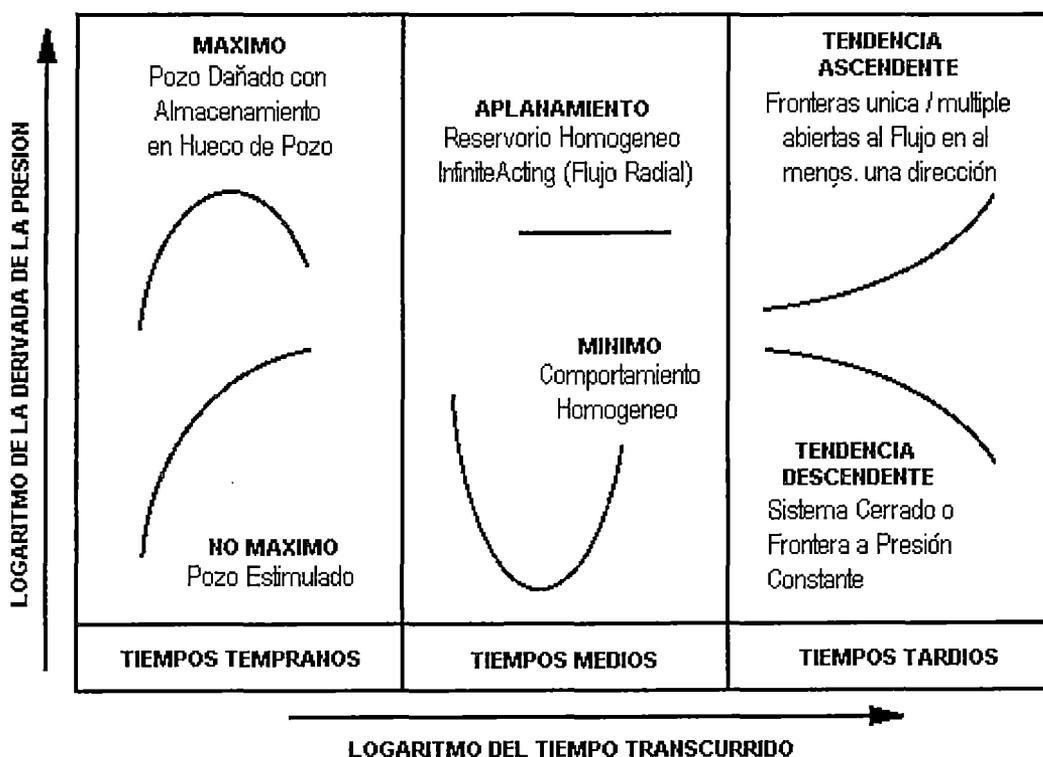
### IDENTIFICACION DEL MODELO DE RESERVORIO

#### Identificación del Pozo

Operador \_\_\_\_\_ Nombre del Pozo \_\_\_\_\_  
 Locación \_\_\_\_\_ Formación \_\_\_\_\_  
 Fecha de la Prueba \_\_\_\_\_ Analista \_\_\_\_\_ Fecha del Análisis \_\_\_\_\_

#### Identificación Preliminar con las Curvas Tipo de la Derivada

Compare el ploteo de los datos de campo de log (derivada de la presión) vs. log (tiempo transcurrido) con la siguiente figura, dividida en regiones de tiempos tempranos, medios y tardíos.



- **ANALISIS DE LA REGION DE TIEMPOS TEMPRANOS**

- Hay un máximo?    SI     NO

- Si es **SI**, la prueba indica *daño y distorsión por almacenamiento en hueco de pozo*.

- Si es **NO**, la prueba indica *estimulación*.

- Conclusión:

---

---

- **ANALISIS DE LOS TIEMPOS MEDIOS**

- La curva se aplanan (horizontalmente) sin un previo mínimo?    SI     NO

- Si es **SI**, la prueba indica *formación homogéneo-acting* (flujo radial).

- Si hay un **MINIMO**, la prueba indica comportamiento *heterogéneo* (naturalmente fracturado o reservorio estratificado).

- Si no hay **APLANAMIENTO** y **NO MINIMO**, las posibilidades incluyen efectos de frontera cerrada o de presión constante antes de que los efectos de almacenamiento en hueco de pozo hayan finalizado.

- Conclusión:

---

---

- **ANALISIS DE LOS TIEMPOS TARDIOS**

- La curva tiende a ascender? SI  NO

- Si es **SI**, la prueba indica una sola frontera ( o posiblemente múltiples fronteras), ha sido alcanzada, pero las frontera no han sido alcanzada en todas las direcciones.

- La curva tiende a descender? SI  NO

- Si es **SI**, la prueba indica cierre completo (todas las fronteras han sido alcanzadas) o una frontera a presión constante ha sido alcanzada.
- Si es **NO** para ambas, la prueba no ha sido suficiente para ser capaz de observar efectos de frontera.

- Conclusión:

---



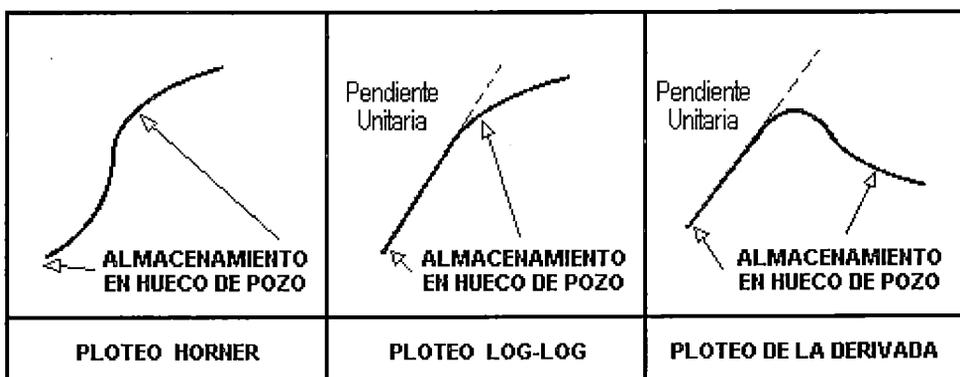
---

### Confirmación con los Gráficos de Cambio de Presión, Derivada de Presión y Semilog.

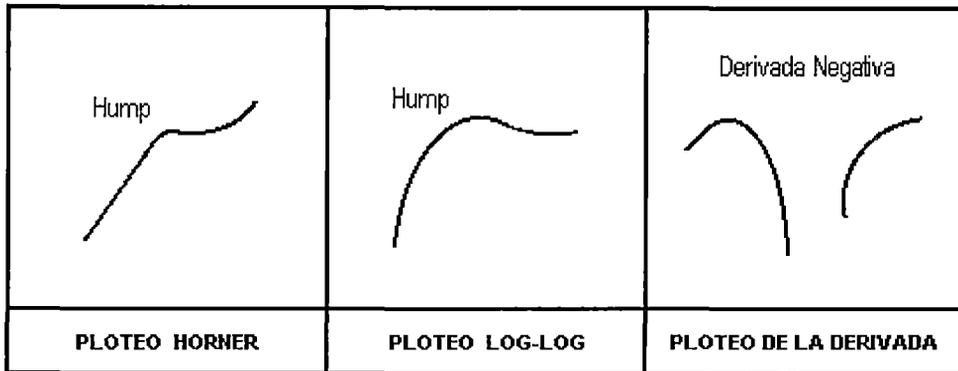
Compare los gráficos log-log y semilog de los datos de la prueba a los siguientes ejemplos y considere la geología de reservorio para determinar una descripción mas completa del tipo de reservorio y condiciones de frontera interna.

- **EFFECTOS DE HUECO DE POZO ALMACENAMIENTO EN HUECO DE POZO**

- Almacenamiento de Hueco de Pozo/Skin SI  NO



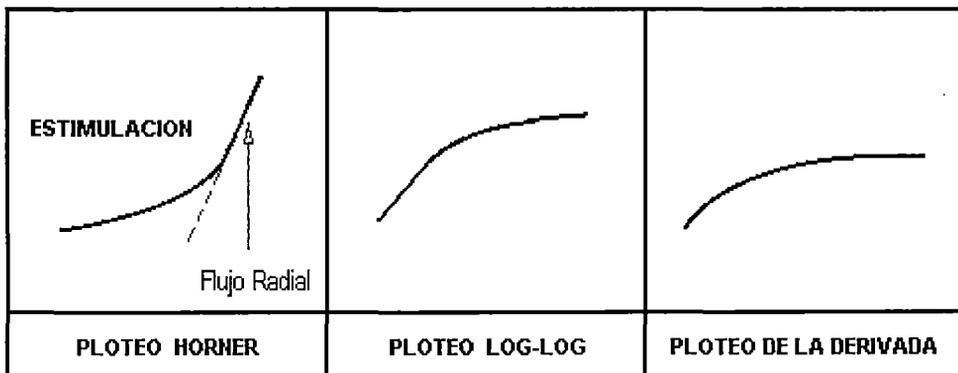
Para un pozo con posible almacenamiento de hueco de pozo, un matcheo de la curva tipo



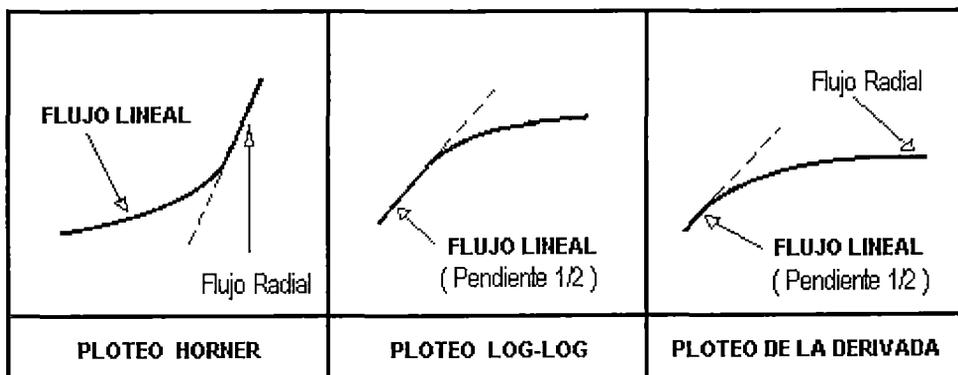
debería intentarse aun si una línea de pendiente unitaria no puede ser identificada.

- Redistribución de Fases      SI       NO

- Acidificación      SI       NO

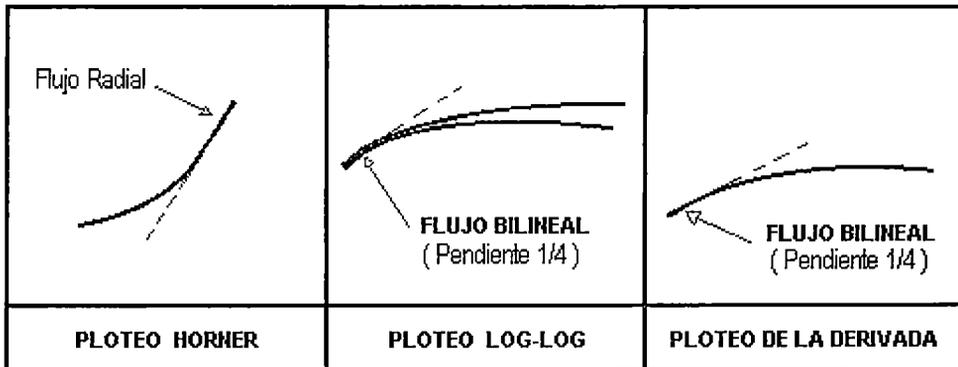


- Fractura de Conductividad Infinita      SI       NO



Para un pozo con una posible fractura de conductividad infinita, un matcheo de curva tipo debería intentarse aun si una línea de pendiente 1/2 no pudiera identificarse.

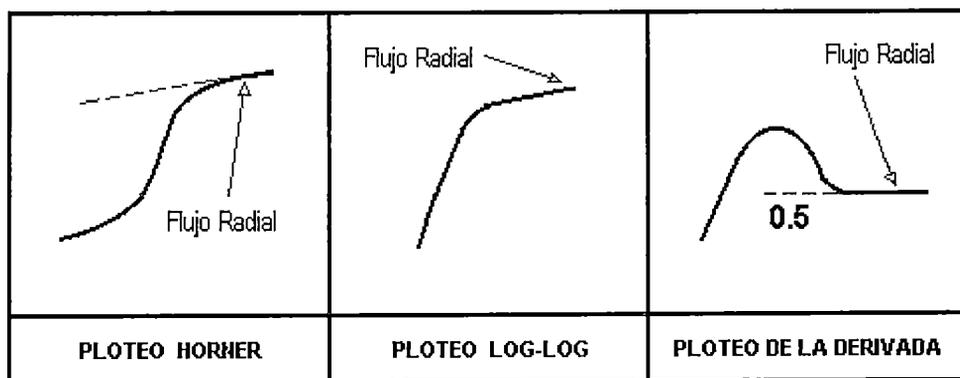
- Fractura de conductividad Finita      SI       NO



Para un pozo con una posible fractura de conductividad finita, un matcheo de curva tipo debería intentarse aun si una línea de pendiente 1/4 no pudiera identificarse.

• TIPOS DE RESERVORIO

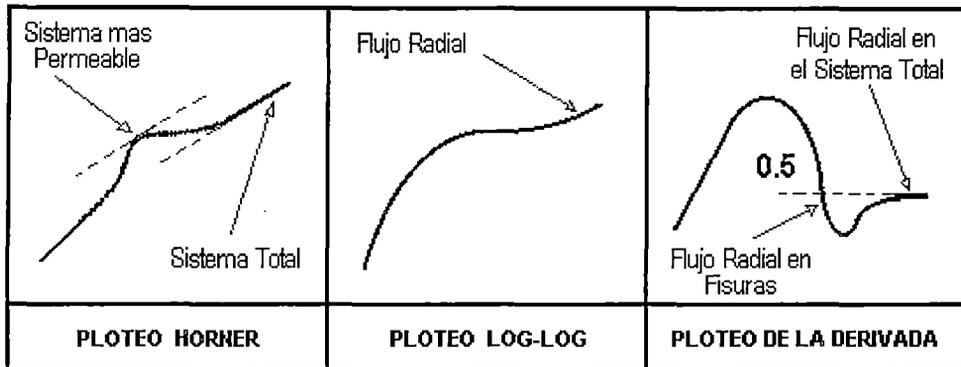
- Formación Homogéneo Infinite-Acting      SI       NO



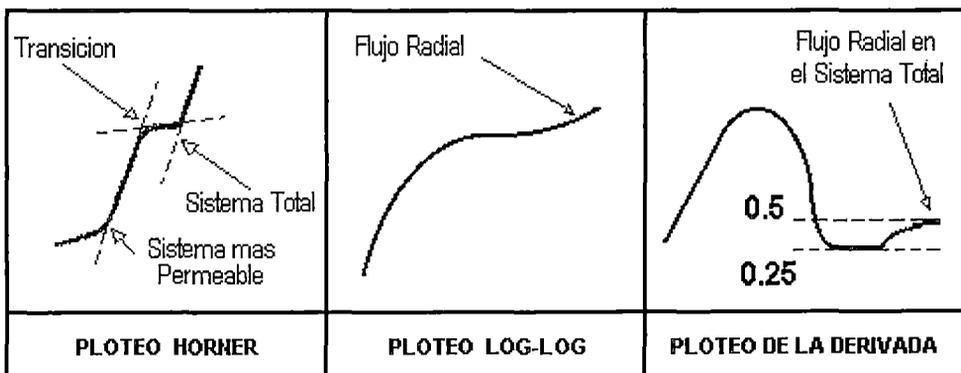
La región plana sobre el ploteo de la derivada puede ser corta debido a un a corta prueba o a efectos de frontera externa.

- Formación Naturalmente Fracturado con Flujo      SI       NO

**Interporosidad en Estado Seudoestable (o Reservoiro Estratificado)**



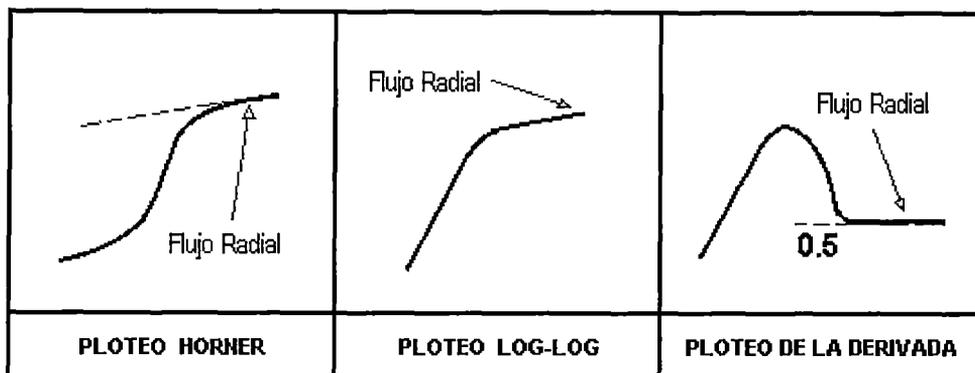
- Formación Naturalmente Fracturado con  SI  NO   
**Flujo Interporosidad Transiente**



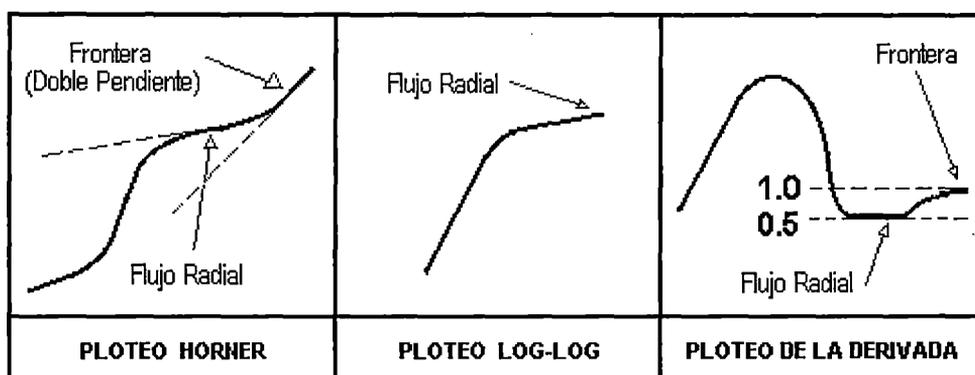
*Este caso puede confundirse con el caso de una sola frontera no-flujo. CONSULTAR DATOS GEOLOGICOS!*

• **CONDICION DE FRONTERA EXTERNA**

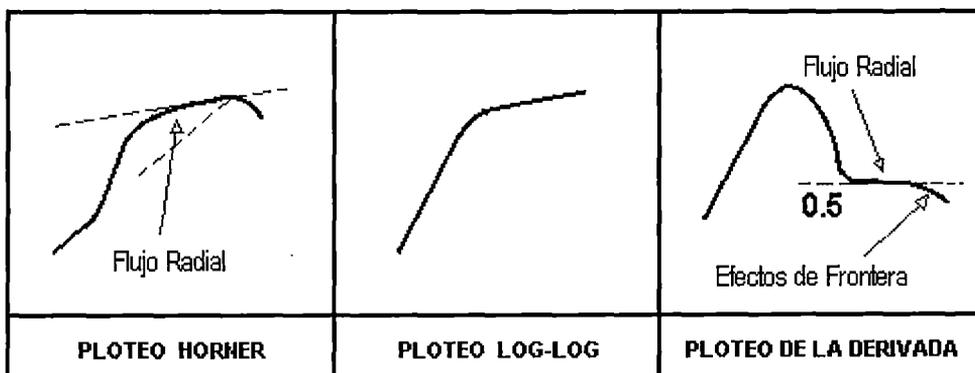
- Formación Homogéneo Infinite-Acting  SI  NO



- Efectos de Frontera ( Sola No-Flujo)      SI       NO



- Reservorio Completamente Limitado o con una Frontera a Presión Constante      SI       NO



## ANEXO G

### SHELL CLIPS v.6.3 DE LA NASA

#### G.1 HISTORIA BREVE DEL SHELL CLIPS



- [CLIPS 6.3 Beta for Windows Release 3](#)
- [CLIPS 6.3 Beta for Mac OS X Release 1](#)
- [CLIPS Java Native Interface 0.3 Beta](#)
- [News and Information \(2011-03-05\)](#)
- [What is CLIPS?](#)
- [Download CLIPS](#)
- [Online Documentation](#)
- [Support Information](#)
- [CLIPS Expert System Group](#)
- [SourceForge Project Page](#)
- [Frequently Asked Questions](#)
- [Web Links](#)

### A Tool for Building Expert Systems

---

**CLIPS** son las siglas de *C Language Integrated Production System* (Sistema Integrado de Producción en Lenguaje C): un lenguaje de programación desarrollado en el *Centro Espacial Johnson de la NASA* a mediados de la década de los 80. **CLIPS** sigue el patrón de las herramientas basadas en LISP tales como **OPS5** y **ART**, y soporta la mayoría de las características de estas herramientas, incluyendo un lenguaje procedural que se asemeja bastante al lenguaje **LISP**. Se incitó el cambio al lenguaje **C**, como lenguaje de implementación, por la disponibilidad restringida de compiladores LISP para la mayoría de plataformas de hardware, la naturaleza costosa de ambientes LISP de fortaleza industrial, y la dificultad de integrar el código LISP con aplicaciones ajenas a este lenguaje. Las herramientas de **IA** (Inteligencia Artificial), basadas en C, justamente estaban disponibles en ese momento, a un precio, pero la gente de la **NASA** decidió proseguir y desarrollar el suyo propio. El sistema resultó ser muy barato y está disponible abiertamente a todo el mundo.

Mención aparte, se tiene que decir que es tan bueno como las ofrecidas comercialmente a un precio más caro, para desarrollar cualquier aplicación que se le ocurra.

La versión inicial era realmente un intérprete de reglas de producción; el lenguaje procedural y **COOL** que son las siglas de **CLIPS Object Oriented Language** (Lenguaje Orientado a Objetos) no fueron añadidos sino hasta los años noventa. La versión actual corre en plataformas **UNIX, DOS, Windows, y Macintosh**. **CLIPS**, actualmente es mantenida como un software de dominio público y está bien documentada, así como también puede ser descargada por **FTP** anónimo de Sitios Web de varias universidades. El código fuente de **CLIPS** está libremente disponible, para que la herramienta básica pueda instalarse sobre cualquier plataforma con un compilador de C. Sin embargo, vale la pena conseguirse la versión oficial para su plataforma, a fin de obtener la interfase de usuario con sus menús de comandos y editor integrado.

## **G.2 QUE ES CLIPS ?**

**CLIPS** es una herramienta de desarrollo, el cual provee un ambiente completo para la construcción de Sistemas Expertos basados en reglas y/o objetos. **CLIPS** está siendo usado por más de 5,000 usuarios a través de la comunidad pública y privada incluyendo todos los Sitios de la NASA y contratistas gubernamentales, oficinas federales, entes militares, universidades y muchas compañías.

**CLIPS** esta en Lenguaje C por cuestiones de portabilidad y velocidad, y ha sido instalado en diferentes computadoras sin cambios en su código.

Las computadoras sobre la cual **CLIPS** ha sido probado incluyen Pcs, **Macintosh**, **VAX 11/780 de Compaq** y **Sun 3/260**. **CLIPS** puede ser portado a cualquier sistema que tenga un Compilador ANSI C. Su código fuente puede ser modificado o "partido" a fin de satisfacer los requerimientos del usuario.

## **G.3 JUSTIFICACIÓN DE LA COMPRA DEL SHELL CLIPS**

Actualmente no existe una estandarización o compatibilidad bien definida en lo referente a **SHELLs** para el desarrollo de sistemas expertos.

**Adedeji B. Badiru** en su libro *"Expert Systems Applications in Engineering and Manufacturing"* (pags, 164-165) (1992) presenta algunos factores que influenciarán en la

evaluación y selección de Shells para desarrollar sistemas expertos. Los factores a considerar por Badiru son los siguientes:

## **A. COSTO**

**CLIPS**, ha sido desarrollado por el Centro de Transferencia de Tecnología de Software (COSMIC) de la NASA, el cual está ubicada en la Universidad de Georgia desde 1996. Su costo es:

<b>EEUU</b>	<b>\$ 350.00</b>
<b>INTERNACIONAL</b>	<b>\$ 700.00</b>

Las instituciones académicas USA son elegibles para sustanciales descuentos educacionales al comprar software a la NASA con fines de instrucción y/o investigación. Para ello la Institución debe enviar una carta con el membrete institucional a COSMIC, bajo el modelo que el Grupo propone. De ser aceptada la petición se pueden conseguir descuentos de hasta el 50 %.

## **B. MANUALES**

### **B.1 TUTORIAL**

El **STB** (Software Technology Branch) del Centro Espacial Johnson de la NASA ha desarrollado el Sistema Tutorial **CLIPSITS** a fin que el usuario aprenda y practique de manera rápida la sintaxis y conceptos cubiertos en la Guía del Usuario de **CLIPS**. **CLIPST** está dividido en 10 lecciones. En cada lección el programa contiene de 1 a 10 problemas, la mayoría de estos tienen múltiples puntos de interés. Su costo es:

<b>EEUU</b>	<b>\$ 100.00</b>
<b>INTERNACIONAL</b>	<b>\$ 200.00</b>

### **B.2 GUÍA DEL USUARIO**

**CLIPS** viene con una extensa documentación que incluye un Manual de Referencia (3 volúmenes) y Guía de Usuario. La documentación viene en forma electrónica o en copia impresa, la que puede comprarse separadamente a COSMIC. La documentación está por encima de las 800 páginas.

<b>EEUU</b>	\$ 115.00
<b>INTERNACIONAL</b>	\$ 230.00

### **C. REPRESENTACION DEL CONOCIMIENTO**

**CLIPS** provee una herramienta útil para manejar una amplia variedad de conocimientos con soporte para tres diferentes paradigmas de programación: basado en reglas, orientado a objetos y procedimentales. La programación basada en reglas permite que el conocimiento sea representado en "heurísticas" o "*role-of-thumb*", el cual especifica un conjunto de acciones a ser desarrollada. La programación orientada a objetos permite que sistemas complejos sean modelados como conjuntos modulares (las cuales pueden ser fácilmente reusados para modelar otros sistemas o para crear nuevos componentes).

La programación procedural permite al **CLIPS** representar el conocimiento de manera similar a aquellos presentados en lenguajes tales como C, Pascal, Ada y Lisp. Al usar **CLIPS** v.6.1 uno puede desarrollar un sistema experto usando solo programación basado en reglas, solo programación orientado a objetos, solo programación procedural o una combinación de las tres. **CLIPS** posee características extensivas para soportar el paradigma de la programación basado en reglas, incluyendo siete estrategias de resolución de conflictos, prioridades dinámicas a reglas y mantenimiento de la verdad.

La versión de **CLIPS** orientada a objetos (**COOL**) provee las capacidades de la programación orientada a objetos. Las características soportadas por **COOL** incluyen clases con múltiple herencia dinámica, encapsulación, abstracción (poliformismo), enlazamiento y pase de mensajes con un manejador de mensajería. **CLIPS** v.6.1 soporta una estrecha integración de las características de la programación basada en reglas de **CLIPS** con la programación orientada a objetos de **COOL**.

### **D. INTERFASE EXTENDIDA**

**CLIPS** puede ser incluida (embebida) dentro del código procedural, llamado como una subrutina y integrada con un lenguaje como C, Fortran y Ada. **CLIPS** provee varias opciones de apertura (delivery) de programas, incluyendo la habilidad de generar ejecutables o cargar programas de archivos texto o binarios. **CLIPS** v.6.1 provee soporte para el desarrollo modular y ejecución de bases de conocimiento con el constructor **DEFMODULE**. Los módulos **CLIPS** permiten que un conjunto de instrucciones sean agrupados tal que el control explícito pueda ser mantenida restringiendo el acceso a los

constructores por otros módulos. Este tipo de control es similar al alcance global y local usado en lenguajes tales como C o Ada.

Al restringir el acceso a los constructores DEFTEMPLATE y DEFCLASS los módulos pueden funcionar como BLACKBOARD permitiendo que solo hechos y instancias sean vistas por otros módulos. Los módulos son también usados por reglas para proveer control a la ejecución. Las interfaces que proveen características tales como menús PULLDOWN, editores integrados y múltiples ventanas han sido desarrollados para la Macintosh, Windows 3.11, Windows 95 y ambientes X-Windows.

## **E. CARACTERISTICAS GENERALES**

**CLIPS**, el sistema de producción integrado en lenguaje C, es un ambiente completo para desarrollar Sistemas Expertos, programas que son usados específicamente para modelar la experiencia o conocimiento humano. Está diseñada para permitir la investigación de la Inteligencia Artificial, desarrollo y apertura sobre computadoras personales. **CLIPS** v.6.1 provee de una herramienta cohesiva para manejar una amplia variedad de conocimientos con soporte para los tres paradigmas de programación.

## **F. REQUERIMIENTOS DE HARDWARE**

**CLIPS** ha sido probado con éxito en Compatibles **IBM/PC**, **Macintosh**, **Sun 4**, **Indigo 2** y **DEC Alpha AXP** de **Compaq**.

## **G.4 SHELL CLIPS EN LA INTERNET**

- A.** Los archivos ejecutables de Clips 6.24 y Clips 6.3 pueden descargarse de <http://clipsrules.sourceforge.net/>
- B.** Los Manuales de Referencia y Guía del Usuario de **CLIPS** están disponibles en PDF (Portable Document Format) para descargarse de <http://clipsrules.sourceforge.net/OnlineDocs.html>
- C.** **DynaClips** (DYNAamic CLIPS Utilities), desarrollado por **Yilamz Cengeloglu**, puede ser descargado por FTP anónimo de cs.cmu.edu del anónimo-directorio clips/dyna/v31.
- D.** **FuzzyClips** está disponible vía FTP anónimo de ai.iit.nrc.ca/home\_page.html en el directorio /pub/fzclips. **FuzzyClips** esta también disponible vía World Wide Web. Esta

puede ser accesada indirectamente a través del Servidor del *Knowledge Systems Lab* usando el URL [http://ai.iit.nrc.ca/home\\_page.html](http://ai.iit.nrc.ca/home_page.html) o mas directamente a través del URL <http://ai.iit.nrc.ca/fuzzy/fuzzy.html>. Las versiones están disponibles para Sistemas Unix, Macintosh y PC. No hay costo por el Software, pero se sugiere leer los términos para su uso en la documentación FuzzyCLIPS o en las páginas WWW Fuzzy.

## **G.5 ELEMENTOS DE PROGRAMACIÓN BÁSICA**

**CLIPS**, provee de tres elementos básicos para escribir programas: tipos de datos primitivos, funciones para manipular datos y constructores para adicionar a una **base de conocimientos**. La información numérica puede ser representada usando flotantes y enteros mientras la información simbólica puede ser representada usando símbolos y cadenas.

### **G.5.1 TIPOS DE DATOS**

**CLIPS**, implementa ocho tipos de datos primitivos para representar información.

1. **Float** (flotante)
2. **Integer** (entero)
3. **Symbol** (símbolo)
4. **String** (cadena)
5. **External-address** (dirección externa)
6. **Fact-address** (dirección de Hecho)
7. **Instance-name** (nombre de instancia)
8. **Instance-address** (dirección de instancia)

### **G.5.2 FUNCIONES**

Hay diversos tipos de funciones:

1.- **User defined functions** (Definidas por el usuario), son aquellas que han sido definidas externamente del ambiente **CLIPS**.

2.- **System defined functions** (Definidas por el sistema), son aquellas que han sido definidas internamente en el ambiente **CLIPS**.

3.- El constructor **deffunction** permite a los usuarios definir nuevas funciones directamente en el ambiente **CLIPS** usando la sintaxis de **CLIPS**.

4.- Las **funciones genéricas** pueden ser definidas usando los constructores **defgeneric** y **defmethod**. Estas funciones permiten que diferentes piezas de código sean ejecutadas dependiendo sobre todo de los parámetros pasadas a la función genérica.

### G.5.3 CONSTRUCTORES

Un constructor es una abstracción CLIPS de alto nivel usada para añadir componentes a la base de conocimientos. El constructor se abre con un paréntesis izquierdo y se cierra con un paréntesis derecho. Definir un constructor defiere de llamar a una función. A diferencia de las llamadas a una función, los constructores jamás retornarán un valor.

#### DESARROLLO PROCEDURAL

**DEFRULE**  
**DEFFACTS**  
**DEFTEMPLATE**  
**DEFGLOBAL**  
**DEFFUNCTION**  
**DEFMODULE**

#### DESARROLLO ORIENTADO A OBJETOS

**DEFCLASS**  
**DEFINSTANCES**  
**DEFINMESSAGEHANDLER**  
**DEFGENERIC**  
**DEFMETHOD**

Como con cualquier lenguaje de programación, esta es altamente beneficiosa para comentar código CLIPS. Todos los constructores (con excepción de **defglobal**) permiten comentar directamente siguiente al nombre del constructor.

### G.5.4 ABSTRACCION DE DATOS

Hay tres principales formatos para representar información en **CLIPS**: hechos, objetos y variables globales

#### **G.5.4.1 HECHOS**

Un hecho es una lista de valores atómicos que bien puede ser referenciado posicionalmente o por su nombre. Los hechos son referidos por su índice o por su dirección. Un hecho es almacenado en dos formatos: ordenado y desordenado.

##### **G.5.4.1.1 HECHOS ORDENADOS**

Consisten de un símbolo seguido por una secuencia de cero o más campos separados por espacios y delimitados por paréntesis. El primer campo de un hecho ordenado especifica “una relación” que se aplica a los campos restantes.

##### **Ejemplo:**

(alimentos-lista pan leche huevos)

##### **G.5.4.1.2 HECHOS NO ORDENADOS (DEFTEMPLATES O HECHOS PLANTILLA)**

Codifican posicionalmente la información. El constructor `deftemplate` se usa para crear una plantilla (**template**) el cual puede ser usado para acceder a los campos por su nombre.

##### **Ejemplo:**

(alumno (nombre “María Jesús de la Fuente”) (código 951234!))

##### **G.5.4.1.3 ACERCA DE LOS HECHOS INICIALES**

El constructor **defacts** permite que un conjunto de conocimientos a priori o inicial sea especificado como una colección de hechos.

#### **G.5.4.2 OBJETOS**

Un objeto en CLIPS es definido para ser un símbolo, una cadena, un punto flotante, o un número entero, un valor multicampo, una dirección externa o una instancia de una clase definida por el usuario. Los objetos son descritos en dos partes básicas: propiedades y comportamiento.

## 1.- Tipos primitivos

Son referenciados simplemente por dar su valor, y estos son creados y borrados implícitamente por el CLIPS, conforme ellas sean necesarios.

## 2.- Instancias de clases definidas por el usuario

Son referenciados por su nombre o por su dirección, y estas son creadas y borradas implícitamente vía mensajes y funciones especiales.

### G.5.4.3 VARIABLES GLOBALES

El constructor **defglobal** permite definir a las variables como globales. Esto es, una variable global puede ser accesada desde cualquier lugar del ambiente **CLIPS** y retiene su valor independientemente de los otros constructores. Al contrario, algunos constructores (tales como **defrule** y **deffunction**) permiten que las variables locales sean definidas dentro de la definición del constructor.

## G.6 REPRESENTACIÓN DEL CONOCIMIENTO

**CLIPS** proporciona tres paradigmas *heurístico*, *procedural* y la *orientación a objetos*. Este ultimo paradigma será discutida posteriormente.

### G.6.1 CONOCIMIENTO HEURÍSTICO – REGLAS

Uno de los principales métodos para representar conocimiento en el CLIPS es una **regla**. Las reglas son usadas para representar las heurísticas, las cuales especifican un conjunto de acciones a desarrollarse para una situación dada. El desarrollador de un sistema experto define un conjunto de reglas las cuales colectivamente trabajan juntas para resolver un problema. Una regla esta compuesta de un antecedente (**LHS**) y una consecuente (**RHS**).

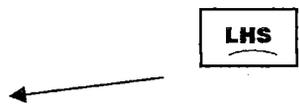
#### Sintaxis

(defrule <nombre-regla>

patrón-1 . . . patrón-n

=>

LHS



acción-1 . . . acción-n) ← RHS

## G.6.2 CONOCIMIENTO PROCEDURAL

**Deffunctions**, **generic functions** y **messagehandler** son todas piezas procedurales de código especificado por el usuario que CLIPS ejecuta interpretativamente a tiempos apropiados.

### 1.- DEFFUNCTION

Nos permite definir nuevas funciones directamente en CLIPS. El valor de retorno de una **deffunction** es el valor de la última expresión evaluada dentro del constructor.

### 2.- FUNCIÓN GENÉRICA

Es similar a la **deffunction**, sin embargo son más potentes debido a que ellas pueden ser sobrecargadas. Una función genérica hará diferentes cosas dependiendo de los tipos (o clases) y número de sus argumentos.

### 3.- OBJETO DE PASE DE MENSAJE

El comportamiento del objeto es especificado en términos de código procedural llamado **messagehandler**, los cuales son vinculados a la clase del objeto. Los objetos son manipulados vía **pase de mensajes**.

### 4.- DEFMODULE

Permite que una base de conocimientos sea particionado. Cada constructor definido debe ser colocado en un modulo. El programador puede explícitamente controlar cuales constructores en un modulo serán visibles a otros módulos y cuales constructores de los otros módulos son visibles a un modulo. La visibilidad de los hechos y instancias entre módulos pueden ser controladas de una manera similar.

## G.7 CONSTRUCTORES DEL SHELL CLIPS

### G.7.1 EL CONSTRUCTOR DEFTEMPLATE

Este constructor es usado para crear una plantilla (**template**), la cual puede ser usada por hechos no ordenados para acceder campos del hecho por el nombre. Los hechos

ordenados codifican posicionalmente la información. Para acceder a esa información, un usuario debe conocer no solo que datos están almacenados en un hecho, sino cuales campos contienen los datos. El constructor **deftemplate** es análogo a la definición de un registro o estructura en lenguajes de programación tales como Pascal y C.

### Sintaxis

```
(deftemplate <nombre-deftemplate> [<comentario>]
  <definición-slot >*)
...
< definición-slot > ::= <definición-single-slot >|<definición-multislot>
```

### Ejemplo

CLIPS >

```
(deftemplate objeto
  (slot nombre)
  (slot posición)
  (slot encima-de)
  (slot peso)
  (multislot contenidos))
```

#### G.7.1.1 VALORES POR DEFECTO DE SLOT

El **<default-attribute>** especifica el valor a ser usado para slots sin especificación de un hecho template cuando la acción de aseveración es desarrollada. El atributo por defecto especifica un valor estático por defecto.

CLIPS > (clear)

CLIPS >

```
(deftemplate foo
  (slot w (default ?NONE))
  (slot x (default ?NONE))
  (slot y (default (gensym*)))
  (slot z (default-dynamic (gensym*))))
```

**CLIPS >** (assert (foo))

### **G.7.1.2 RESTRICCIONES A LOS SLOTS POR DEFECTO PARA MATCHEO DE PATRONES**

Los slots de un solo campo por defecto son especificados por el carácter comodín (?) mientras que los slots multicampo son especificados por el carácter (\$?).

#### **G.7.1.2.1 WILDCARD ?**

Supongamos que estamos buscando un hecho que contenga el nombre de una persona. Este nombre consiste de un primer nombre, segundo nombre y el apellido paterno. Por ejemplo

(nombre María Jesús de la Fuente)

Para matchear a alguien cuyo apellido paterno fuera **de la Fuente**, sin importarnos su primer y segundo nombres, usaríamos el patrón

(nombre ?? de la Fuente)

donde cada carácter comodín representa un único campo.

#### **G.7.1.2.2 WILDCARD \$?**

Supongamos ahora, que no conocemos el segundo nombre de esa persona, usando este carácter comodín

(nombre ? \$? de la Fuente)

El cual matchearía a cualquiera e los siguientes hechos

(nombre Lucia de la Fuente)

(nombre María Jesús de la Fuente)

(nombre Rosa María Cecilia de la Fuente)

### **G.7.1.3 ATRIBUTOS DE LAS RESTRICCIONES DEL VALOR DEL SLOT**

Estos atributos pueden estar asociados con **deftemplates** y **defclasses** de modo que el chequeo de tipos puede desarrollarse sobre los valores de slot, cuando los hechos template o instancias son creadas. Dos tipos de chequeo son soportados: estática y dinámica.

### Sintaxis

```
<constraint-attribute > ::= <type-attribute> |  
                                <allowed-constant-attribute> |  
                                <range-attribute> |  
                                <cardinality-attribute>
```

### Ejemplo

CLIPS >

```
(deftemplate object  
  (slot name)  
    (type SYMBOL)  
    (default ?DERIVE))  
(slot location)  
  (type SYMBOL)  
  (default ?DERIVE))  
(slot on-top-of)  
  (type SYMBOL)  
  (default floor))  
(slot weight)  
  (allowed-values light heavy)  
  (default light))  
(multislot contents))  
(type SYMBOL)  
(default ?DERIVE))
```

## G.7.2 EL CONSTRUCTOR DEFFACTS

Con este constructor, una lista de hechos puede definirse las cuales son automáticamente aseveradas siempre que el comando **reset** es ejecutado. Las expresiones dinámicas pueden ser incluidas en un hecho, al integrar la expresión directamente dentro del hecho. Todas las expresiones son evaluadas cuando el CLIPS es "reseteado".

## Sintaxis

```
(defacts <nombre-defacts> [<comentario>]
  <patrón-RHS >*)
```

## Ejemplo

### CLIPS >

```
(defacts startup "Refrigerator Status"
  (refrigerator light on)
  (refrigerator door open)
  (refrigerator temp (get-temp)))
```

Una vez ejecutado y luego de un comando **clear**, CLIPS construye automáticamente el siguiente deftemplate y hechos.

```
(deftemplate initial-fact)
```

```
(defacts initial-fact
  (initial-fact))
```

Los **defacts** *initial-fact* pueden ser tratados idénticamente como cualquier otro **defact** definido por el usuario.

### G.7.3 EL CONSTRUCTOR DEFRULE

Una regla es una colección de condiciones y las acciones se toman si se cumplen las condiciones. Las reglas son definidas usando el constructor **defrule**.

## Sintaxis

```
(defrule <nombre-regla > [<comentario>]
  [<declaración>] ; propiedades de regla
  <elemento-condicional>* ; miembro izquierdo (LHS)
  =>
  <acción>*) ; miembro derecho (RHS)
```

El **LHS** esta hecho de series de elementos condicionales (**CEs**), las cuales típicamente consisten de elementos condicionales patrón (o justamente patrones simples) para ser matcheado contra entidades patrón.

El **RHS** contiene una lista de acciones a ser desarrollado cuando el LHS de una regla es satisfecha. Además, el LHS de una regla también puede contener declaraciones acerca de la propiedades de la regla inmediatamente siguiente al nombre de la regla y comentario.

### Ejemplo

```
(defrule ejemplo-regla " Este es un ejemplo de una regla simple"  
  ( refrigerador luz encendido)  
  ( refrigerador puerta abierto)  
  =>  
  (assert (refrigerador alimento corrupto))  
  )
```

La **agenda** es la lista de todas las reglas que tienen sus condiciones satisfechas (y las que aun no han sido ejecutados). Cada módulo tiene su propia agenda. La agenda actúa igual que un **stack FIFO** (la regla que está en el tope de la agenda es la primera en ser ejecutada).

CLIPS provee seis estrategias de resolución de conflictos: profundidad, ancho, simplicidad, complejidad, LEX, MEA y aleatorio. La estrategia por defecto es la profundidad.

### **G.7.3.1 SINTAXIS LHS**

La **LHS** de una regla CLIPS esta compuesta de una serie de elementos condicionales (**CEs**) que debe ser satisfecha para la regla a ser colocada en la agenda.

### Sintaxis

```
<elemento-condicional > ::= <pattern-CE> ;  
                           < assigned- pattern-CE> ;  
                           <not-CE> ;  
                           <and-CE> ;  
                           <or-CE> ;  
                           <logical-CE> ;
```

<test-CE> !  
<exists-CE> !  
<forall-CE>

#### G.7.4 EL CONSTRUCTOR DEFGLOBAL

Con este constructor, las variables globales pueden ser definidas, establecidas y accedidas dentro del ambiente CLIPS. Las variables globales pueden ser accedidas como parte del proceso de matcheo de patrón, pero cambiarlo no invoca la proceso **pattern matching**.

##### Sintaxis

(defglobale [<nombre-defmodule>] <asignación-global>\*)

donde:

< asignación-global > ::= < variable-global > = < expresión >

< variable-global > ::= ?\*< símbolo >

Los comandos que operan sobre los **defglobal** tales como **ppdefglobal** y **undefglobal** esperan el nombre simbólico de la variable global sin los asteriscos. (es decir, usa el símbolo *max* cuando se quiera referir a la variable global *?\*max\**).

#### G.7.5 EL CONSTRUCTOR DEFFUNCTION

Una **deffunction** debe tener un nombre único diferente de todas las otras funciones y funciones genéricos

##### Sintaxis

(deffunction < nombre > [<comentario>]  
(<parámetro-regular>\* [<parámetro-wildcard>])  
<acción>\*)

donde:

<parámetro-regular> ::= <variable-único-campo>

<parámetro-wildcard> ::= <variable-multicampo>

Una **deffunction** puede aceptar exactamente o al menos un número especificado de argumentos, dependiendo si se ha usado un parámetro *wildcard* o no. Cuando una

**deffunction** es llamada, sus acciones son ejecutadas en orden. El valor de retorno de una **deffunction** es la evaluación de la última acción. Las **deffunction** pueden ser auto y mutuamente recursivos.

### Ejemplo

```
(deffunction factorial (?a)
  (if (or (not (integerp ?a)) (< ?a 0)) then
    (printout t "Factorial Error! " crlf)
  else
    (if (= ?a 0) then
      1
    else
      (* ?a (factorial (- ?a 1))))))
```

## G.8 PROGRAMACION PROCEDURAL EN CLIPS

Como se ha delineado anteriormente, el CLIPS original consistió de

- un lenguaje de reglas de producción, y
- un lenguaje procedural.

En esta sección, nosotros miraremos estos dos módulos, ilustrando sus principales características con ejemplos. Los componentes principales del lenguaje basado en reglas, son la **base de hechos** y la **base de reglas**. Estas dos atienden las siguientes funciones:

- La base de hechos representa el estado inicial del problema.
- La base de reglas contiene operadores las cuales pueden transformar el estado del problema en una solución.

El **motor de inferencia** del CLIPS matchea estos hechos contra las reglas para ver cuales reglas son aplicables. Este funciona en un modo cíclico como sigue:

- (1) Matchea los hechos contra las reglas.
- (2) Escoge cual instanciación de regla se dispara.
- (3) Ejecuta las acciones asociadas con esta regla.

Este proceso de tres pasos es algunas veces llamado el **ciclo del acto reconocido**.

### G.8.1 HECHOS

Una vez que usted ha lanzado la aplicación CLIPS, verá el *prompt* del sistema, el cual le dice a usted que está interactuando con un intérprete.

**CLIPS>**

Entonces, varios comandos están disponibles para usted. Así pueden aseverarse explícitamente hechos en la base de hechos al más alto nivel del intérprete, usando el comando **assert**, por ejemplo.

**CLIPS>** (*assert (hoy es domingo)*)

<Fact-0>

**CLIPS>** (*assert (el clima es caluroso)*)

<Fact-1>

Para una identificación conveniente, las entradas del usuario se darán en tipo cursivo, mientras el *prompt* del sistema y las respuestas estarán en el tipo normal. Los hechos en la base de hechos, entonces pueden listarse con el comando **facts**:

**CLIPS>** (*facts*)

f-0 (*hoy es domingo*)

f-1 (*el clima es caluroso*)

En versiones más recientes de **CLIPS**, por ejemplo para Windows, comandos tales como *facts* están disponibles en menús *pull-down*. Los hechos también pueden ser removidos de la Base de Hechos con el comando **retract**.

**CLIPS>** (*retract 1*)

**CLIPS>** (*facts*)

f-0 (*hoy es domingo*)

Sin embargo; **assert** y **retract** son más normalmente usados en la parte de acción de las reglas para manipular la base de hechos. Un comando útil que se usaría al más alto nivel del intérprete (usualmente vía un menú *pull-down*) es **clear**, el cual destruye todos los hechos actuales.

**CLIPS>** (*clear*)

**CLIPS>** (*facts*)

Juegue brevemente con estos comandos para conseguir percibir al sistema. En lugar que usted esté divagando alrededor de aseveraciones individuales **assert**, CLIPS provee de un mecanismo para definir un racimo completo de hechos a la vez, usando el comando **deffacts**.

```
(deffacts hoy
  (hoy es domingo)
  (el clima es caluroso)
)
```

La sentencia **deffacts** es por consiguiente una expresión parecida al LISP que empieza con el comando **deffacts**, luego cita un nombre para la lista de hechos que usted está a punto de definir, tal como 'hoy', y posteriormente define cuantos hechos le gustaría a usted añadir a la lista. Este conjunto de hechos puede ser después indefinido o limpiado por

**CLIPS>** (*undeffacts hoy*)

Uno podría teclear la sentencia **deffacts** en el buffer de **CLIPS**, pero lo más inteligente de hacer es cargarlo de un archivo que usted ha creado usando al editor del **CLIPS**, o algún otro editor de su preferencia. La carga de archivos se lleva a cabo típicamente vía el menú '**File**', aunque

**CLIPS>** (*load "c://practicass\_clips//miarchivo"*)

podría también trabajar si la sentencia **deffacts** estuviera en un archivo llamado "miarchivo" ubicado en la carpeta *practicass\_clips* del disco duro C de su PC.

Sin embargo, una vez que el archivo es cargado, los hechos definidos todavía no están realmente en la base de hechos del **CLIPS**, **deffacts** simplemente define 'hoy' como un conjunto potencial de hechos. El comando clave para instalar los hechos se denomina **reset**.

**CLIPS>** (*reset*)

**reset** remueve cualesquiera hechos en la base de hechos e inserta los hechos asociados con todos los conjuntos de hechos actualmente definidos. Esto también adiciona un único hecho definido por el sistema:

```
f-0 (initial-fact)
```

Esto es visto como una conveniencia, porque a menudo tiene sentido escribir una 'regla de inicio' la cual se matchea contra este hecho y se consigue que el ciclo de acto reconocido continúe. Sin embargo, no se tiene que usarlo. Se puede vigilar como trabaja **reset** si sigue el ejemplo dado anteriormente, cambiando del comando '**facts**' al comando '**watch...**' del menú '**execution**'.

## G.8.2 REGLAS

Las reglas del **CLIPS** tienen la sintaxis siguiente.

```
(defrule <rule-name>
  <optional comment>
  <optional declaration>
  <premise1>
    ...
  <premisen>
                                     =>
  <action1>
    ...
  <actionn>
)
```

### Ejemplo

```
(defrule quehaceres
  "cosas para hacer el domingo"
  (salience 10)
  (hoy es domingo)
  (el clima es caluroso)
=>
  (assert (lavar automóvil))
  (assert (cortar madera))
)
```

"*quehaceres*" es justamente un nombre arbitrario para la regla. La parte de la premisa de la regla

(hoy es domingo)  
(el clima es caluroso)

se matchea contra la base de hechos, mientras la parte de acción luego del '=>' insertará los dos hechos

(lavar automóvil)  
(cortar madera)

en la base de hechos, siempre que la regla se dispare. El comentario "*cosas para hacer el domingo*" es simplemente una pieza de documentación que usted se alegrará de escribir cuando la base de reglas tenga puntajes de regla en él, mientras la sentencia

(saliencia 10)

hablando vulgarmente, le dice cuan importante es la regla.. Por ejemplo, si hubiese una competencia entre la anterior regla y esta nueva regla:

```
(defrule diversión
  "Mejoras cosas para hacer el domingo "
  (saliencia 100)
  (hoy es domingo)
  (el clima es caluroso)
=>
  (assert (beber cerveza))
  (assert (tocar guitarra))
)
```

la regla "*diversión*" sería la seleccionada por el motor de inferencia en lugar de la regla "*quehaceres*", debido a que su saliencia es mayor. Las saliencias pueden ser especificadas a cualquier entero en el rango de [-10000, 10000]. Si usted no especifica una saliencia, por defecto esta es 0. Además, típicamente las reglas contendrán variables, para hacerlas más aplicables, por lo tanto:

```
(defrule escoger-un-quehacer
  "Asignar quehaceres para los días"
  (hoy es ?día)
  (quehacer es ?trabajo)
  =>
  assert (hacer ?trabajo el ?día)
)
```

matchearía contra una base de hechos conteniendo

```
(hoy es domingo)
(quehacer es lavar carro)
```

y insertaría:

```
(hacer lavar carro el domingo)
```

en la base de hechos, si esa regla fuera seleccionada para disparar. De igual manera, la regla

```
(defrule descartar~un-quehacer
  " Asignar quehaceres para los días "
  (hoy es ?día
  ?quehacer (hacer ?trabajo el ?día)
  =>
  (retract ?quehacer)
)
```

cancelaría a *"quehacer"*. Nótese que las instancias ?día deben estar limitadas al mismo valor. Nótese también que hemos tenido que asignar una variable, ?quehacer, al hecho que deseamos remover, y que esta asignación ocurre a través de la premisa que fue matcheada.

Por lo tanto esta regla matchearía contra una base de hechos conteniendo

```
(hoy es domingo)
(hacer lavar automóvil el domingo)
```

y borraría

```
(hacer lavar automóvil el domingo)
```

de la base de hechos, si esa regla fuera seleccionada para disparar.

Los detalles del matcheo de patrones soportados en CLIPS pueden ser encontrados en el manual, pero el hecho

(hacer lavar automóvil el domingo)

podría matchear cualquiera de los siguientes patrones

(hacer ? ? domingo)

(hacer ? el ?)

(hacer el ?cuando)

(hacer \$?)

(hacer \$? domingo)

(hacer ?quehacer \$?cuando)

Nótese que el prefijo **\$?** denota una variable multicampo que se ligaría a una lista de 0 o más campos. Por lo tanto, la variable  **\$?cuando** se ligaría a

(el domingo)

en el último ejemplo. Queda claro, que **?** y  **\$?**, sin un sufijo de nombre de variable, son simplemente *wildcards* (caracteres comodín) que matchearían una lista de ítems o campos, respectivamente, pero que no se ligarían a nada.

### G.8.3 VIGILANCIA (WATCHING) Y DRIBLEO (DRIBBLING)

Empecemos con un ejemplo más simple para ilustrar algunas características de la depuración proporcionados por el ambiente CLIPS.

```
(defrule inicio
  (initial-fact)
  =>
  (printout t "hola, mundo" crlf)
)
```

Típee esto en un archivo y luego cárguelo en el **CLIPS**. Ejecute un **reset**, o bien típee

**CLIPS>** (*reset*)

o seleccione **E**xecution/**R**eset del menú de comandos (en la versión de Windows), o típee **CTRL-U** (en la versión de Windows).

Luego corra el programa, bien sea tipeando

**CLIPS>** (*run*)

o seleccione **E**xecution/**R**un, del menú de comandos (en la versión de Windows), o típee **CTRL-R** (en la versión de Windows). El programa debe entonces imprimir las palabras inmortales 'hola, mundo' . Para invocar el programa de nuevo, simplemente resetee y córralo como antes.

Si usted hubiera chequeado la caja de reglas, seleccionando el menú **E**xecution/**W**atch, o tipeando

**CLIPS>** (*watch rules*)

antes de correr el programa, entonces usted podría ver la traza

**CLIPS>** (*run*)

FIRE 1 inicio: f-0

hola, mundo

donde FIRE denota una regla disparada, inicio es el nombre de la regla que disparó, y f-0 es el nombre del hecho que lo satisfizo. La facilidad 'watch' le permite acceder a varios niveles de traza, como se describió en el manual.

Si usted ha tipeado

**CLIPS>** (*dribble-on "dribble.clp"*)

TRUE

Antes de correrlo, entonces

**CLIPS>** (*\*run*)

FIRE 1 inicio: f-0

hola, mundo

la traza, podría ser salvado en el archivo 'dribble.clp' luego

**CLIPS>** (*dribble-off*)

TRUE

de ejecutarse. Ésta es una facilidad muy útil, sobre todo cuando usted está empezando.

#### **G.8.4 PLANTILLAS**

En lugar de usar estructuras semejantes al LISP, usualmente es más conveniente usar **templates** (plantillas) que se asemejan a simples registros. (Elas no se parecen para nada, a las plantillas de C++). Las plantillas muestran algo parecido a esto:

```
(deftemplate estudiante "un récord estudiantil "  
  (slot nombre (type STRING))  
  (slot edad (type NUMBER) (default 18))  
)
```

Cada declaración de plantilla consiste de un arbitrario nombre para la plantilla, un comentario opcional, y algún número de declaraciones de slot. Un slot consiste en un campo de datos, tal como 'nombre' y un tipo de datos, tal como 'STRING'. Los valores por defecto pueden también ser declarados como en el anterior ejemplo.

Siguiendo tal declaración, la sentencia

```
(defacts estudiantes  
  (estudiante (nombre Fred))  
  (estudiante (nombre Freda) (edad 19))  
)
```

podría resultar en

```
(estudiante (nombre Fred) (edad 18))  
(estudiante (nombre Freda) (edad 19))
```

siendo añadido a la base de hechos al tiempo de reseteo.

#### **G.8.5 FUNCIONES**

Una función CLIPS tiene una apariencia similar a LISP, con la importante diferencia que las variables deben empezar con un prefijo ?, como en la siguiente definición.

```
(deffunction hipotenusa (?a ?b)
  (sqrt (+ (* ?a ?a) (+ ?b ?b)
  )
```

En general, las funciones CLIPS tienen la siguiente forma:

```
(deffunction <function-name> (<arg> . . . <arg>)
<expression>
<expression>
```

El valor de la última expresión es el valor retornado por la función. Pero a menudo las funciones, realmente se ejecutan por sus efectos laterales, como por ejemplo,:

```
(deffunction inicial (?día)
  (reset)
  (assert (hoy es ?día))
  )
```

Por lo tanto

```
CLIPS> (inicial domingo)
```

se ejecutaría un reseteo, limpiando por consiguiente la base de hechos, y luego insertaría

```
(hoy es domingo)
```

en la base de hechos.

## **G.9 PROGRAMACION ORIENTADA A OBJETOS EN CLIPS**

Los objetos son útiles para manejar la complejidad en CLIPS porque ellos le permiten al programador mantener las reglas limpias y simples al implementar los mecanismos para la actualización de los datos así como los manejadores de mensajes asociados con una clase. En esta sección, nosotros ilustraremos este principio escribiendo código el cual simula como manejar y disparar de modo seguro una pistola semiautomática. Las reglas todavía manejarán el cómputo, pero ellos quedarán fuera de los detalles de la simulación por el paso de mensajes.

Primero, permítanos definir la clase "*pistola*" en **COOL**, el lenguaje orientado a objetos, junto con algunas propiedades necesarias para la simulación.

```

(defclass pistola
  (is-a USER)
  (role concrete)
  (pattern-match reactive)
  (slot seguro (type SYMBOL) (create-accessor read-write))
  (slot rastrillo (type SYMBOL) (create-accessor read-write))
  (slot martillo (type SYMBOL) (create-accessor read-write))
  (slot cámara (type INTEGER) (create-accessor read-write))
  (slot funda (type SYMBOL) (create-accessor read-write))
  (slot bala (type INTEGER) (create-accessor read-write))
)

```

Los primeras tres slots son 'slots del sistema' necesarios para el **COOL**. Ellos le dicen al lenguaje que

- "pistola" es una clase definida por el usuario;
- "pistola" es una clase concreta que tendrá instancias, lo contrario a una clase abstracta, la cual no podrá ser instanciada, pues existe únicamente para estructurar la jerarquía de clases;
- Las instancias de "pistola" deben estar disponibles como objetos dato para matchearse contra las condiciones de la regla y serán afectadas por las acciones de la regla.

Los próximos cinco slots declaran las siguientes propiedades o miembros dato de la clase:

- El slot *seguro* contendrá el símbolo "on" o "off";
- El slot *rastrillo* contendrá "forward" o "back" para denotar la posición del rastrillo;
- El slot *martillo* dice si el martillo está "back" o "down";
- El slot *cámara* contendrá "1" o "0", dependiendo si hay o no una bala en la cámara;
- El slot *funda* contendrá "in" (dentro) o "out" (fuera) dependiendo si la pistola está o no colocada en la funda;
- El slot *bala* mostrará cuantas balas están en la cacerina.

Si queremos ser capaces de 'poner' (**put**) y 'coger' (**get**) valores desde estos slots, necesitamos habilitar esto, creando una función automático **accessor** vía la faceta (**facet**) **create-accessor**. Recuerde que los **slots** describen instancias, mientras los **facets** describen **slots**.

Nosotros, ahora podemos definir una instancia de pistola, como sigue.

```
(definstances pistolas
  (PPK of pistola
    (seguro on)
    (rastrillo forward)
    (martillo down)
    (cámara 0)
    (funda out)
    (bala 6))
)
```

Así, PPK está correctamente definida con la funda en *out* (fuera) , el seguro en *on* (puesto), el rastrillo en *forward* (hacia delante), el martillo en *down* (hacia abajo) y una cámara vacía. La cacerina está cargada con seis balas. Ahora que nosotros tenemos una clase y una instancia, queremos escribir reglas y manejadores de mensajes que nos permitan realizar con seguridad, pasos tales como cargar el arma, dispararlo una vez, y descargarlo luego. Una manera de hacer esto es construir una plantilla *tarea* que guiará la aplicación de las reglas. Nosotros queremos seguirle la pista a dos cosas:

- si es que hay o no una bala en la cacerina;
- si nosotros hemos o no disparado el arma.

La siguiente plantilla servirá para este propósito.

```
(deftemplate range-test
  (field chequeo (type SYMBOL) (default no))
  (field disparado (type SYMBOL) (default no))
)
```

Nuestra primera regla preparará *range-test* como una tarea en la memoria activa.

```
(defrule inicio
  (initial-fact)
  =>
  (assert (range-test))
)
```

Esta regla agregará

```
(range-test (chequeo no) (disparado no))
```

a la memoria activa cuando esta se dispare. Nuestras siguientes tres reglas verificarán que el arma, de hecho, fue guardada correctamente.

```
(def rule chequeo
  (object (nombre [PPK] ) (seguro on) (funda out)
  ?T <- (range-test (chequeo no))
  =>
  (send (PPK] clear)
  (modify ?T (chequeo si))
  )
```

La regla *chequeo* le dice que si el seguro está puesto (*on*) , el arma fuera de la funda, y nosotros no hemos verificado la pistola, debemos limpiar la cacerina; o chequear que esta esté limpio. Nosotros podemos escribir un manejador de mensajes *clear* para la clase pistola como sigue.

```
(defmessage~hand1er pistola clear ()
  (dynamic-put cámara 0)
  (ppinstance)
  )
```

La primera línea simplemente declara que *clear* es un manejador de mensajes para la clase pistola, y este no toma argumentos. La segunda línea vacea la cámara. Por lo tanto, la cámara ya puede estar vacía, pero nosotros sin embargo hacemos la asignación. La tercera línea le dice a la instancia "*pretty print*", de modo que nosotros veamos el estado de sus slots.

Las siguientes dos reglas se refieren al caso donde la pistola se ha guardado incorrectamente, sin seguro, o fuera de la funda. La regla "*correcto1*" pone el seguro, mientras la regla "*correc2*" coloca el arma en la funda.

```
(defrule correctoo1
  (object (nombre [PPK] ) (seguro off))
  (range-test (chequeo no))
  =>
  (send [PPK] seguro on)
  )
```

```
(defrule correcto2
  (object (nombre [PPK]) (seguro on) (funda in)
  (range-test (chequeo no))
  =>
  (send [PPK] caida)
  )
```

Como antes, nosotros debemos asociar los manejadores de mensajes con los mensajes *seguro* y *caida*

```
(detmessage-handler pistola seguro (?on-off)
  (dynamic-put seguro ?on-off)
  (if (eq ?on-off on)
    then (dynamic-put martillo down)
  )
  )
```

El manejador de mensajes *seguro* solo toma un argumento, ya sea el símbolo *on* o el símbolo *off*. Por ello, nosotros podríamos haber escrito dos manejadores de mensaje, uno para *seguro-on* y otro para *seguro-off*. Nótese, que en un PPK Walther, *seguro* funciona también como un desmartillador; de modo que al poner el seguro, se tiene la seguridad que si deja caer el martillo, este se arrastrará hacia atrás.

El manejador de mensajes "*caida*" simplemente hace que la pistola esté fuera de la funda.

```
(defmessage-handler pistola caida ()
  (dynamic-put funda out)
  )
```

Ahora que al arma se le ha puesto seguro, nosotros podemos prepararlo para disparar. La próxima regla lleva a la inserción de la pistola en la funda.

```
(defrule mag-in
  (object (nombre [PPK]) (seguro on) (inagazine out))
  (range-test (disparado no) (chequeo si))
  =>
  (send [PPK] seat)
  )
```

El manejador de mensajes "seat" es justamente lo inverso de la operación *caída*.

```
(defmessage-handler pistola seat ()  
  (dynamic-put funda in)  
)
```

Por lo tanto, podríamos escribir *mag-in* como

```
(defrule mag-in  
  ?gun <- (object (nombre [PPK]) (seguro on) (funda out))  
  (range-test (disparado no) (chequeo si))  
  =>  
  (modify ?gun (funda in))  
)
```

pero adheriéndonos al principio de tener objetos que manejan sus propios datos. La siguiente regla carga una bala en la cámara

```
(defrule carga  
  (object (nombre [PPK]) (funda in) (cámara 0))  
  =>  
  (send [PPK] rack)  
)
```

El cuerpo del manejador de mensajes "rack" muestra la ventaja de permitir que los objetos manejen sus propios datos, dado que este debe contener una lógica pequeña de su entorno.

```
(defmessage-handler pistola rack  
  (if (> (dynamic-get bala) 0)  
    then (dynamic-put cámara 1)  
    (dynamic-put bala (- (dynamic-get bala) 1))  
    (dynamic-put rastrillo forward)  
  else (dynamic-put cámara 0)  
  (dynamic-put rastrillo back)  
)  
)
```

Se rastrilla completamente y sólo se cargará una bala en la cámara si la funda no está vacía. Si la funda está vacía, entonces la cámara permanece vacía y el rastrillo estará hacia atrás y no retornará a la batería. La siguiente regla hace que el arma esté lista para disparar. Note que nosotros conseguimos reusar el manejador de mensajes *seguro*

```
(defrule listo
  (object (nombre [PPK]) (cámara 1))
  =>
  (send [PPK] seguro off)
  )
```

Finalmente, estaremos listos para disparar el arma.

```
(defrule disparo
  (object (nombre [PPK]) (seguro off))
  ?T <- (range-test (disparado no))
  =>
  (if (eq (send [PPK] disparo) TRUE)
    then (rmodify ?T (disparado si)))
  )
```

Nótese que el manejador de mensajes devuelve un valor cuando este es invocado y nosotros podemos probar este valor para ver si el arma realmente disparó. Si la cámara está cargada y sin seguro, entonces el arma disparará, y la función retornará TRUE (después de imprimir **BANG!**). Por otra lado, éste retornará FALSE (después de imprimir **click**). La regla sólo indica la prueba del rango como disparo exitoso del arma si el valor correcto es retornado.

```
(defmessage-handler pistola disparo()
  (if (and
    (eq (dynamic~get cámara) 1)
    (eq (dynamic-get seguro) off)
  )
  then (printout t crlf "BANG!" t crlf)
        TRUE
  else (printout t crlf "click" t crlf)
        FALSE
  )
```

)

Esto es correcto para que el manejador de mensajes verifique una condición (se le está quitando el seguro) que ya habíamos chequeado en la regla, porque nosotros podemos querer llamar a este manejador de mensaje desde otra regla que no realiza esta prueba. El punto es hacer el código en el manejador tan autónomo como sea posible. Habiendo disparado el arma, debemos ahora asegurarlo, lo cual se inicia colocando el seguro hacia atrás, usando el manejador de mensajes *seguro* que nosotros ya escribimos.

```
(defrule no-listo
  (object (nombre [PPK]) (seguro off))
  (range~test (disparado si))
  =>
  (send [PPK] seguro on)
)
```

Seguidamente, colocamos el arma en la funda. Nótese que podemos reusar al manejador de mensajes *caída*.

```
(defrule caida
  (object (nombre [PPK]) (seguro on))
  (range-test (disparado si))
  =>
  (send [PPK] caida)
)
```

Finalmente limpiaremos la cámara, reusando el manejador de mensajes *clear*.

```
(defrule descarga
  (object (nombre [PPK]) (seguro on) (funda out))
  (range-test (disparado si))
  =>
  (send [PPK] clear)
)
```

Este programa ilustra como las reglas y objetos coexisten en CLIPS. Las reglas retienen el control del cómputo, pero delegan cierto manejo de datos a los objetos. El objeto no reside en la memoria activa, pero el miembro izquierdo de las reglas puede matchear

contra sus slots. Las reglas también pueden manipular sus slots, aunque yo abogaría por lo que es una buena práctica de la programación al permitir que los objetos realicen su propia manipulación de datos. Los objetos no 'llaman' reglas, pero ellas pueden retornar valores a las reglas para alimentar la lógica en sus miembros derechos.

## NOTACIÓN B.N.F. DEL CLIPS

### G.10 TIPOS DE DATOS

```
<float> ::= <integer> <exponent> |  
           <integer> . [exponent]  
           <unsigned integer> [exponent]  
           <integer> . <unsigned integer> [exponent]
```

```
<symbol>
```

```
<string>
```

```
<unsigned-integer> ::= <digit>+
```

```
<exponent> ::= e | E <integer>
```

```
<integer> ::= [+ | -] <digit>+
```

```
<digit> ::= 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9
```

```
<instance-name>
```

```
<number> ::= <float> | <integer>
```

```
<lexeme> ::= <symbol> | <string>
```

```
<constant> ::= <symbol> | <string> | <integer> |  
              <float> | <instance-name>
```

```
<var-symbol> ::= Un símbolo inicial con un carácter alfabético
```

<function-name> ::= Cualquier símbolo el cual corresponda al sistema o a una función definida por el usuario, el nombre de una deffunction o el nombre de una defgeneric.

<file-name> ::= Un símbolo o string el cual es un nombre válido de archivo (incluyendo información de la ruta) para el sistema operativo bajo el cual CLIPS está corriendo.

<slot-name> ::= Un nombre válido de slot de template

<...-name> ::= Un <símbolo> donde los puntitos indican lo que el símbolo representa. Por ejemplo, <rule-name> es un símbolo, lo cual significa el nombre de una regla.

<comment> ::= <string>

## G.11 VARIABLES Y EXPRESIONES

<single-field-variable> ::= ?<variable-symbol>

<multifield-variable> ::= \$?<variable-symbol>

<global-variable> ::= ?\*<symbol>\*

<variable> ::= <single-field-variable> |  
<multifield-variable> |  
<global-variable>

<function-call> ::= (<function-name> <expression>\*)

<expression> ::= <constant> | <variable> |  
<function-call>

<action> ::= <expression>

<...-expression> ::= Una <expression> la cual retorna el tipo indicada por los puntitos. Por ejemplo, <integer-expression> debería retornar un entero.

## G.12 CONSTRUCTORES

<CLIPS-program> ::= <construct>\*

<construct> ::= <deffacts-construct> |  
                  <deftemplate-construct> |  
                  <defglobal-construct> |  
                  <defrule-construct> |  
                  <deffunction-construct> |  
                  <defgeneric-construct> |  
                  <defmethod-construct> |  
                  <defclass-construct> |  
                  <definstance-construct> |  
                  <defmessage-handler-construct> |  
                  <defmodule-construct>

### G.12.1 CONSTRUCTOR DEFFACTS

<deffacts-construct> ::= (deffacts <deffacts-name> [<comment>]  
                                  <RHS-pattern>\*)

### G.12.2 CONSTRUCTOR DEFTEMPLATE

<deftemplate-construct>  
                  ::= (deftemplate <deftemplate-name>  
                                  [<comment>]  
                                  <slot-definition>\*)

<slot-definition> ::= <single-slot-definition> |  
                                  <multislot-definition>

<single-slot-definition>  
                  ::= (slot <slot-name> <template-attribute>\*)

<multislot-definition>  
                  ::= (multislot <slot-name>  
                                  <template-attribute>\*)

<template-attribute>  
 ::= <default-attribute> |  
 <constraint-attribute>

<default-attribute>  
 ::= (default ?DERIVE | ?NONE | <expression>\*) |  
 (default-dynamic <expression>\*)

### G.12.2.1 ESPECIFICACIONES DE HECHO

<RHS-pattern> ::= <ordered-RHS-pattern> |  
 <template-RHS-pattern>

<ordered-RHS-pattern> ::= (<symbol> <RHS-field>+)

<template-RHS-pattern> ::= (<deftemplate-name> <RHS-slot>\*)

<RHS-slot> ::= <single-field-RHS-slot> |  
 <multifield-RHS-slot>

<single-field-RHS-slot> ::= (<slot-name> <RHS-field>)

<multifield-RHS-slot> ::= (<slot-name> <RHS-field>\*)

<RHS-field> ::= <variable> |  
 <constant> |  
 <function-call>

### G.12.3 CONSTRUCTOR DEFRULE

<defrule-construct> ::= (defrule <rule-name> [<comment>]  
 [<declaration>]  
 <conditional-element>\*  
 =>  
 <action>\*)

<declaration> ::= (declare <rule-property>+)

<rule-property> ::= (salience <integer-expression>) |

(auto-focus <boolean-symbol>)

<boolean-symbol> ::= TRUE | FALSE

<conditional-element> ::= <pattern-CE> | <assigned-pattern-CE> |  
<not-CE> | <and-CE> | <or-CE> |  
<logical-CE> | <test-CE> |  
<exists-CE> | <forall-CE>

<test-CE> ::= (test <function-call>)

<not-CE> ::= (not <conditional-element>)

<and-CE> ::= (and <conditional-element>+)

<or-CE> ::= (or <conditional-element>+)

<exists-CE> ::= (exists <conditional-element>+)

<forall-CE> ::= (forall <conditional-element>  
<conditional-element>+)

<logical-CE> ::= (logical <conditional-element>+)

<assigned-pattern-CE> ::= ?<variable-symbol> <- <pattern-CE>

<pattern-CE> ::= <ordered-pattern-CE> |  
<template-pattern-CE> |  
<object-pattern-CE>

<ordered-pattern-CE> ::= (<symbol> <constraint>\*)

<template-pattern-CE> ::= (<deftemplate-name> <LHS-slot>\*)

<object-pattern-CE> ::= (object <attribute-constraint>\*)

<attribute-constraint> ::= (is-a <constraint>) |  
(name <constraint>) |  
(<slot-name> <constraint>\*)

<LHS-slot> ::= <single-field-LHS-slot> |  
                  <multifield-LHS-slot>

<single-field-LHS-slot> ::= (<slot-name> <constraint>)

<multifield-LHS-slot> ::= (<slot-name> <constraint>\*)

<constraint> ::= ? | \$? | <connected-constraint>

<connected-constraint>  
                  ::= <single-constraint> |  
                  <single-constraint> & <connected-constraint> |  
                  <single-constraint> | <connected-constraint>

<single-constraint> ::= <term> | ~<term>

<term> ::= <constant> |  
          <single-field-variable> |  
          <multifield-variable> |  
          :<function-call> |  
          =<function-call>

#### **G.12.4 CONSTRUCTOR DEFGLOBAL**

<defglobal-construct> ::= (defglobal [<defmodule-name>]  
                                  <global-assignment>\*)

<global-assignment> ::= <global-variable> = <expression>

<global-variable> ::= ?\*<symbol>\*

#### **G.12.5 CONSTRUCTOR DEFFUNCTION**

<deffunction-construct>  
                  ::= (deffunction <name> [<comment>]  
                  (<regular-parameter>\* [<wildcard-parameter>])  
                  <action>\*)

<regular-parameter> ::= <single-field-variable>

<wildcard-parameter> ::= <multifield-variable>

### G.12.6 CONSTRUCTOR DEFGENERIC

<defgeneric-construct> ::= (defgeneric <name> [<comment>])

### G.12.7 CONSTRUCTOR DEFMETHOD

<defmethod-construct>

::= (defmethod <name> [<index>] [<comment>]  
 (<parameter-restriction>\*  
 [<wildcard-parameter-restriction>])  
 <action>\*)

<parameter-restriction>

::= <single-field-variable> |  
 (<single-field-variable> <type>\* [<query>])

<wildcard-parameter-restriction> ::=

<multifield-variable> |  
 (<multifield-variable> <type>\* [<query>])

<type> ::= <class-name>

<query> ::= <global-variable> | <function-call>

### G.12.8 CONSTRUCTOR DEFCLASS

<defclass-construct> ::= (defclass <name> [<comment>]  
 (is-a <superclass-name>+)  
 [<role>]  
 [<pattern-match-role>]  
 <slot>\*  
 <handler-documentation>\*)

<role> ::= (role concrete | abstract)

```

<pattern-match-role>
    ::= (pattern-match reactive | non-reactive)

<slot> ::= (slot <name> <facet>*) |
    (single-slot <name> <facet>*) |
    (multislot <name> <facet>*)

<facet> ::= <default-facet> | <storage-facet> |
    <access-facet> | <propagation-facet> |
    <source-facet> | <pattern-match-facet> |
    <visibility-facet> | <create-accessor-facet>
    <override-message-facet> | <constraint-attributes>

<default-facet> ::=
    (default ?DERIVE | ?NONE | <expression>*) |
    (default-dynamic <expression>*)

<storage-facet> ::= (storage local | shared)

<access-facet>
    : ::= (access read-write | read-only | initialize-only)

<propagation-facet> ::= (propagation inherit | no-inherit)

<source-facet> ::= (source exclusive | composite)

<pattern-match-facet>
    ::= (pattern-match reactive | non-reactive)

<visibility-facet> ::= (visibility private | public)

<create-accessor-facet>
    ::= (create-accessor ?NONE | read | write | read-write)

<override-message-facet>
    ::= (override-message ?DEFAULT | <message-name>)

<handler-documentation>

```

::= (message-handler <name> [<handler-type>])

<handler-type> ::= primary | around | before | after

### G.12.9 CONSTRUCTOR DEFMESSAGE-HANDLER

<defmessage-handler-construct>

::= (defmessage-handler <class-name> <message-name>  
    [<handler-type>] [<comment>]  
    (<parameter>\* [<wildcard-parameter>])  
    <action>\*)

<handler-type> ::= around | before | primary | after

<parameter> ::= <single-field-variable>

<wildcard-parameter> ::= <multifield-variable>

### 6.12.10 CONSTRUCTOR DEFINSTANCES

<definstances-construct>

::= (definstances <definstances-name>  
    [active] [<comment>]  
    <instance-template>\*)

<instance-template> ::= (<instance-definition>)

<instance-definition> ::= <instance-name-expression> of  
    <class-name-expression>  
    <slot-override>\*

<slot-override> ::= (<slot-name-expression> <expression>\*)

### 6.12.11 CONSTRUCTOR DEFMODULE

<defmodule-construct> ::= (defmodule <module-name> [<comment>]  
    <port-spec>\*)

<port-specification> ::= (export <port-item>) |

(import <module-name> <port-item>)

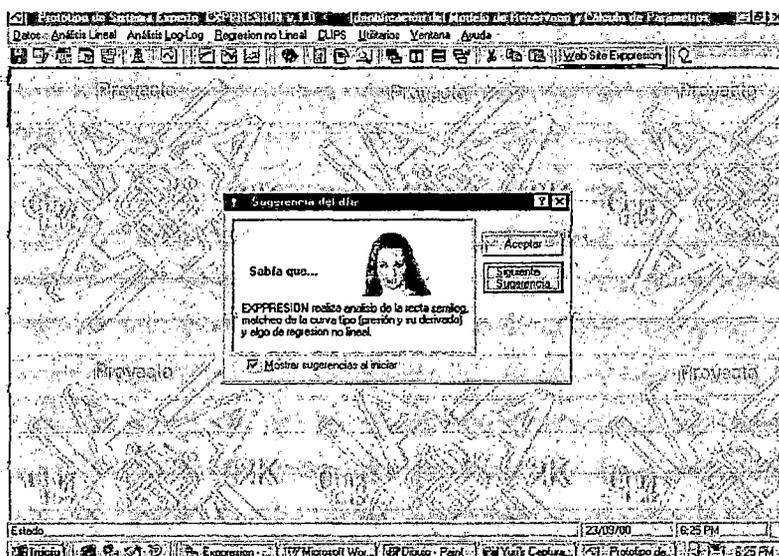
<port-item> ::= ?ALL |  
              ?NONE |  
              <port-construct> ?ALL |  
              <port-construct> ?NONE |  
              <port-construct> <construct-name>+

<port-construct> ::= deftemplate | defclass |  
                  defglobal | deffunction |  
                  defgeneric

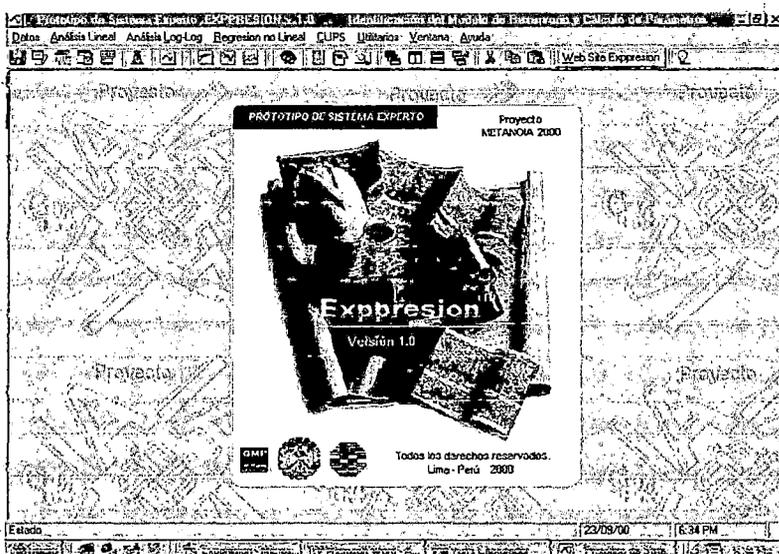
## ANEXO H

### PANTALLAS VARIAS DEL SOFTWARE EXPRESION v.1.2

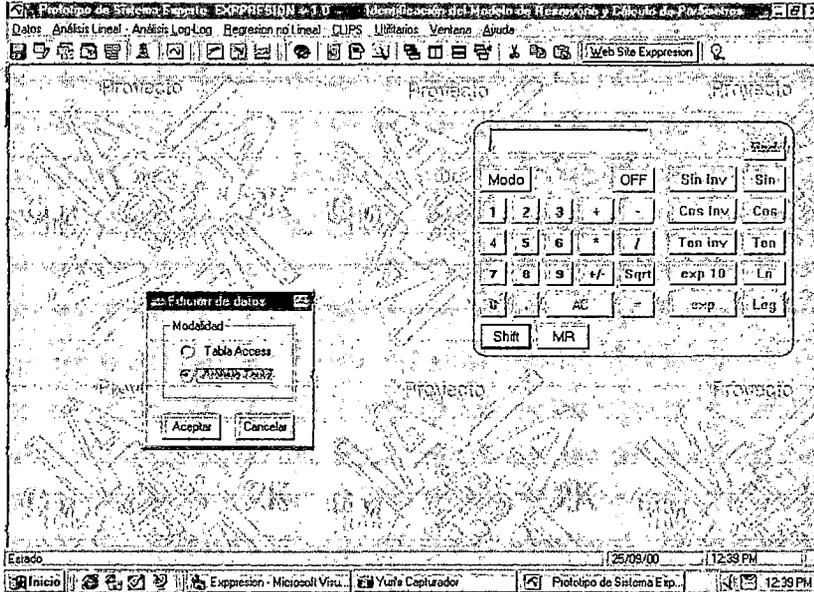
01. Pantalla inicial de la aplicación.



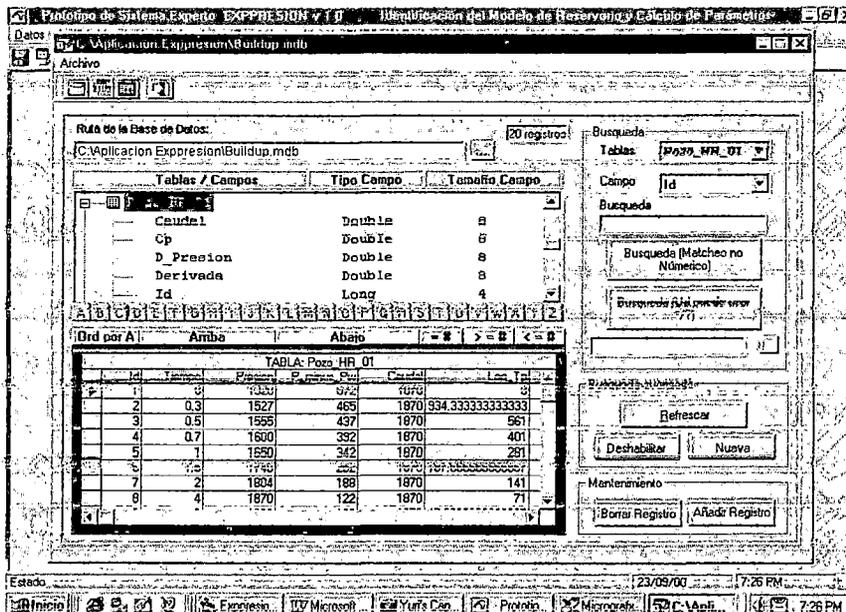
02. Acerca del Proyecto



03. Seleccionando el modo de ingreso de datos. Activada la calculadora científica.



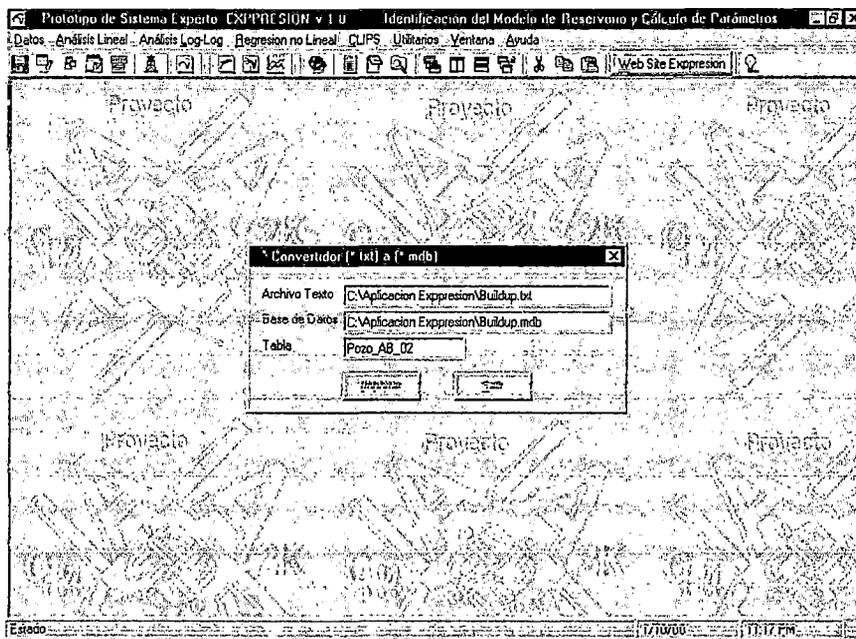
04. Ingresando los datos del pozo en formato tipo tabla. Creación, modificación de tablas y bases de datos. Búsqueda de datos.



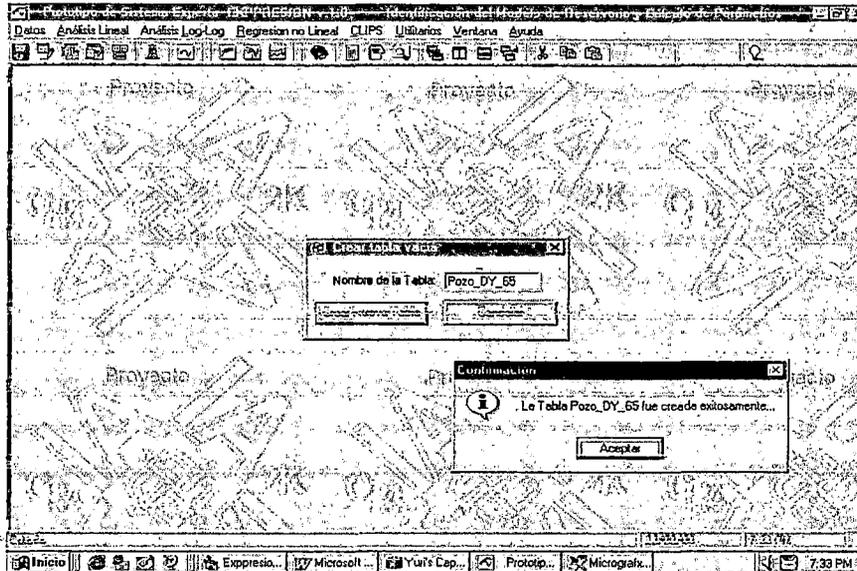
05. Ingresando los datos en formato tipo texto.

Presión	Tiempo	Caudal
2614.67	0.1812	0.541
3636.56	0.2322	0.3004
3678.20	0.3004	0.4051
3719.66	0.4051	0.5321
3752.26	0.5321	1.0922
4033.15	2.3465	4.5234
4160.61	4.5234	0.0000

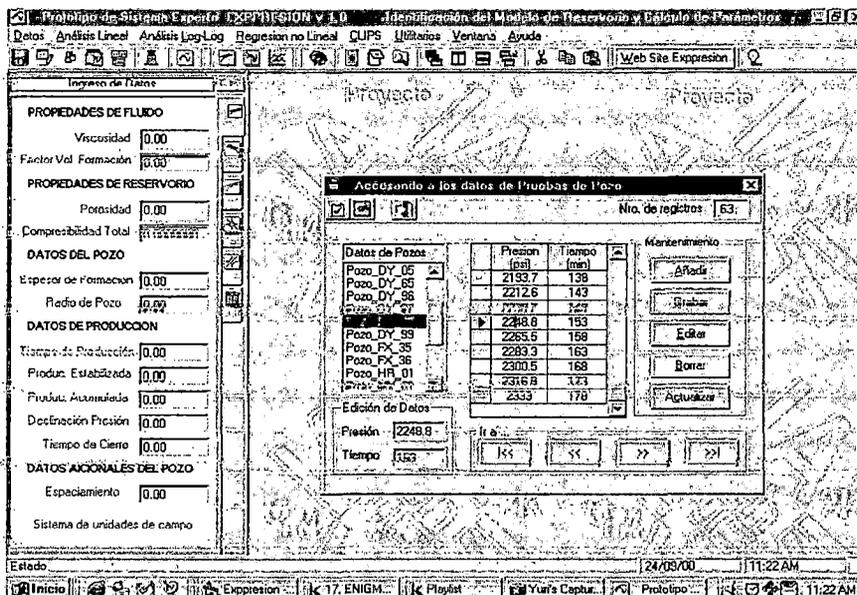
06. Convirtiendo archivos texto a archivos de formato tabla.



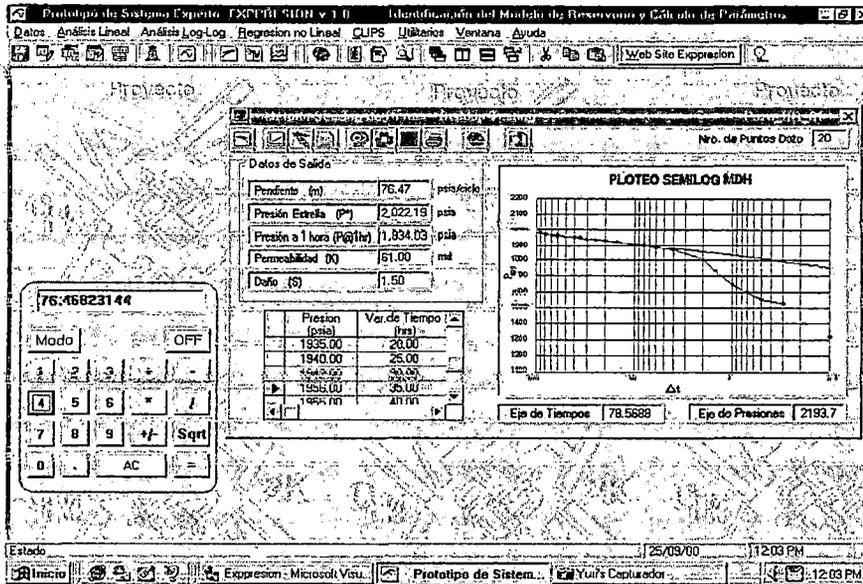
07. Creando una tabla vacía.



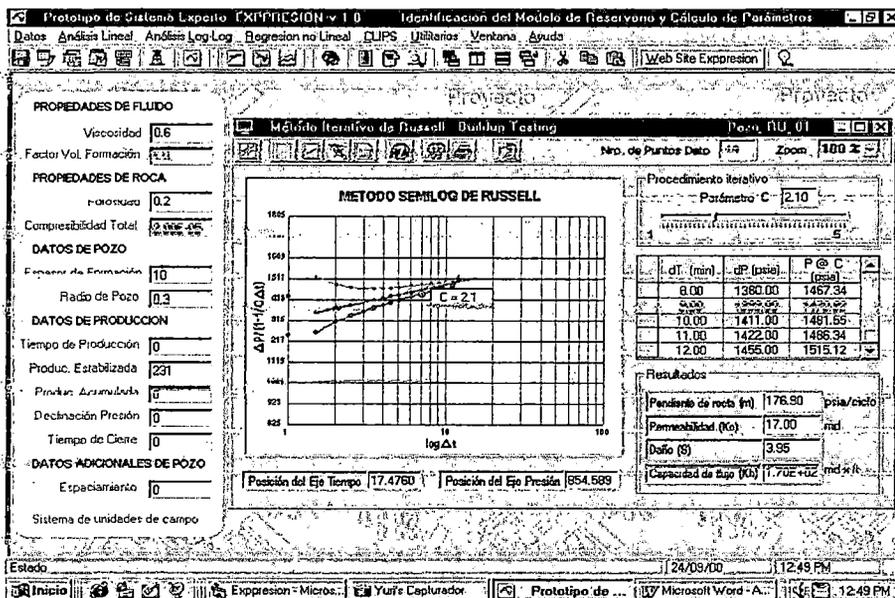
08. Seleccionando el pozo para ingresar los datos manualmente o leerlos directamente de la base de datos. Opciones de adición, eliminación y modificación de los datos.



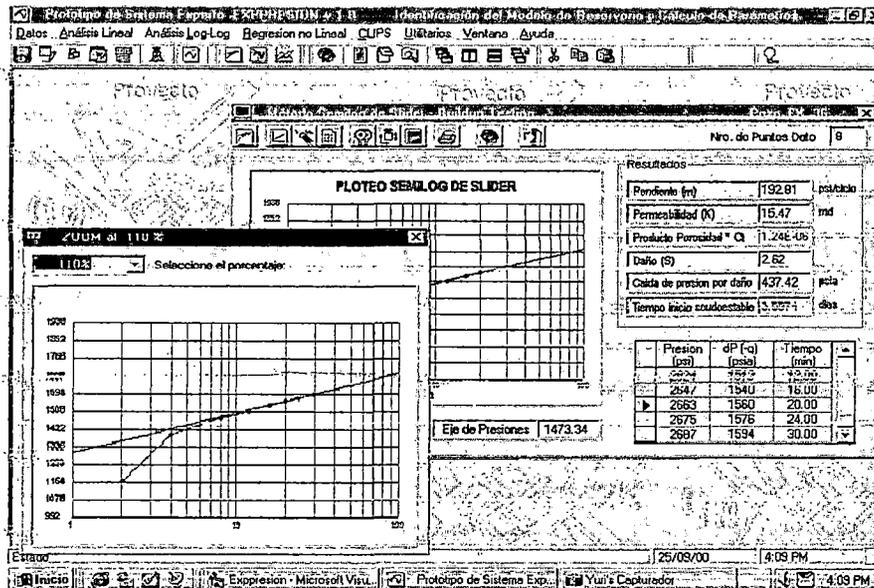
09. Método semilog MDH. Activada la calculadora convencional.  
Método de análisis de la recta semilog.



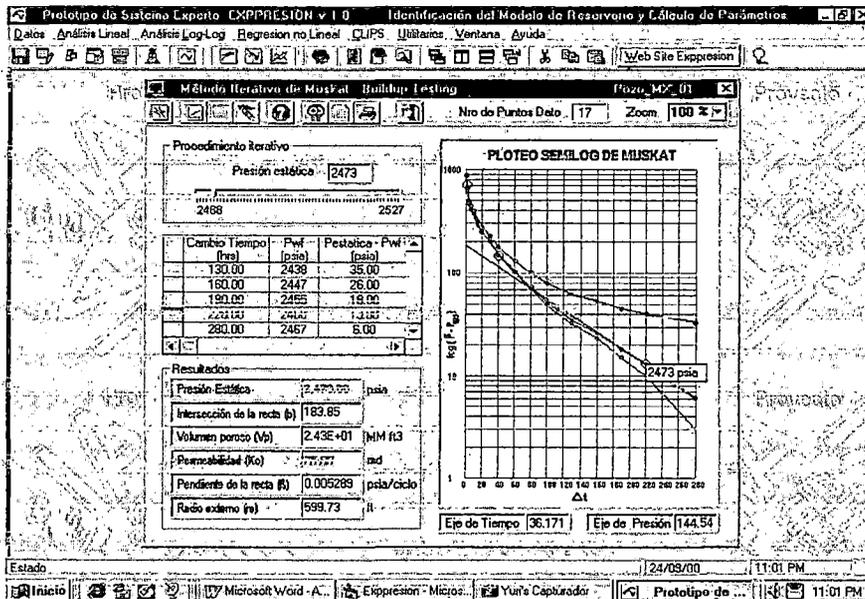
10. Método semilog de Russell. Activada la ventana de ingreso de datos.  
Método de análisis de la recta semilog.



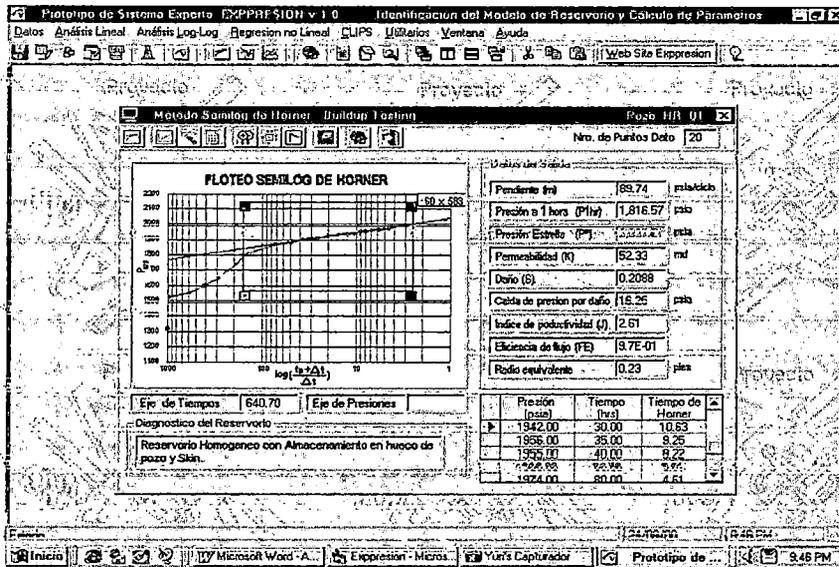
11. Método semilog de Slider. Zoom del gráfico a 110% (Varia de 10% a 200%)  
Método de análisis de la recta semilog.



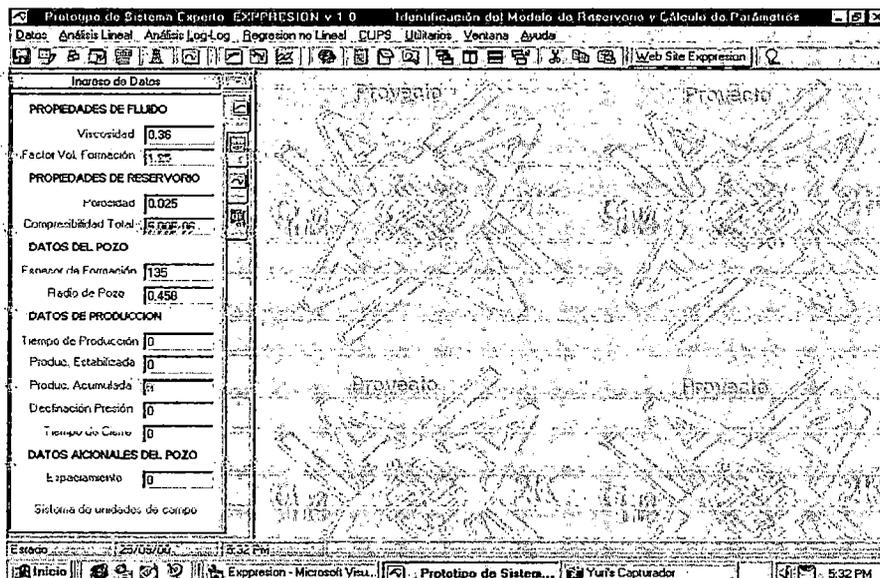
12. Método iterativo de Muskat.  
Método de análisis de la recta semilog.



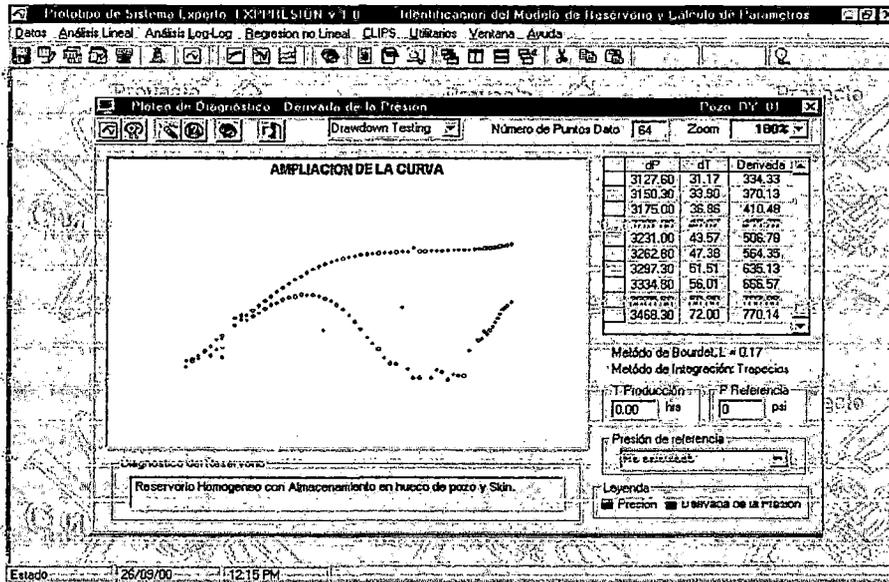
13. Método semilog de Horner. Se selecciona el número de puntos necesarios para modificar la pendiente de la recta determinada automáticamente. Método de análisis de la recta semilog.



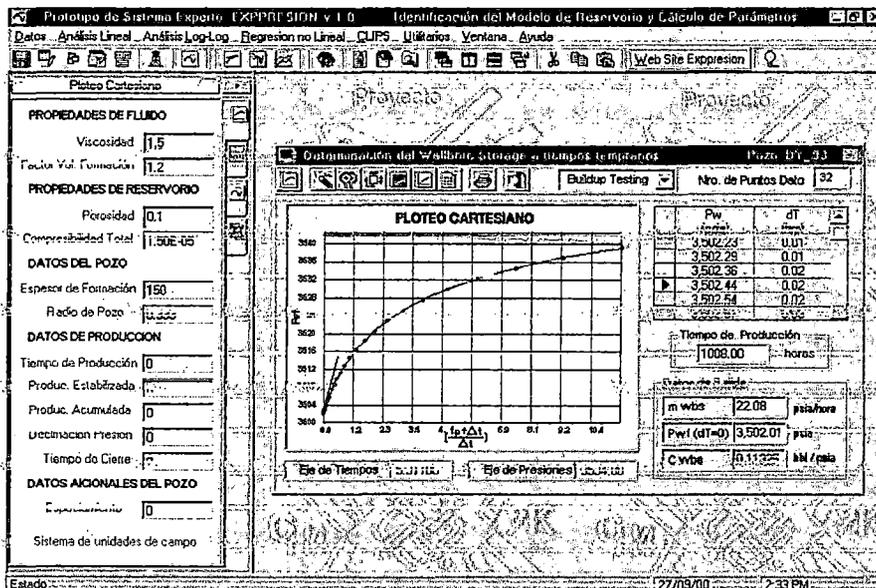
14. Métodos Cartesiano, de flujos y de diagnóstico



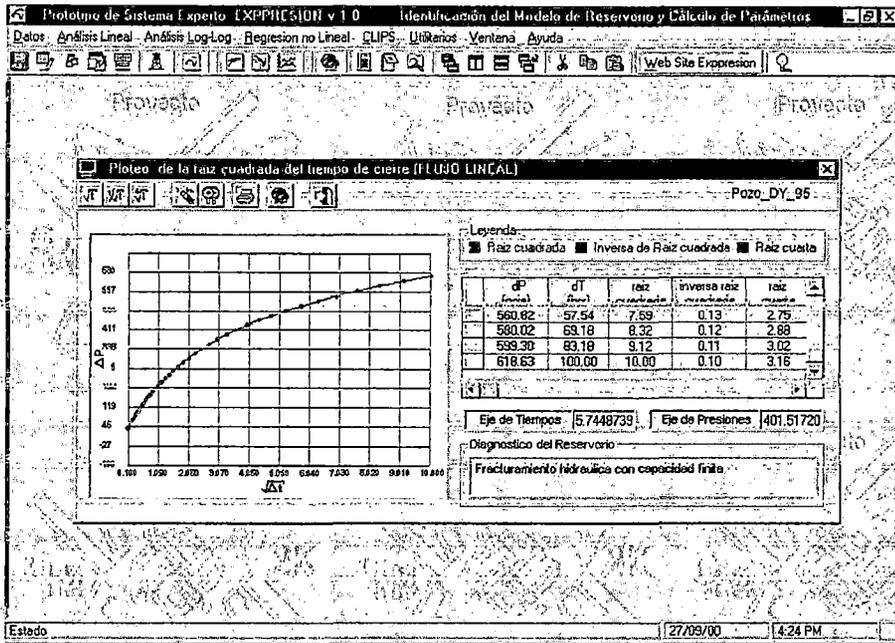
- Visualizando las curvas ampliadas de la presión y derivada de presión. Diagnostico a partir de la consulta inteligente usando el Shell CLIPS.



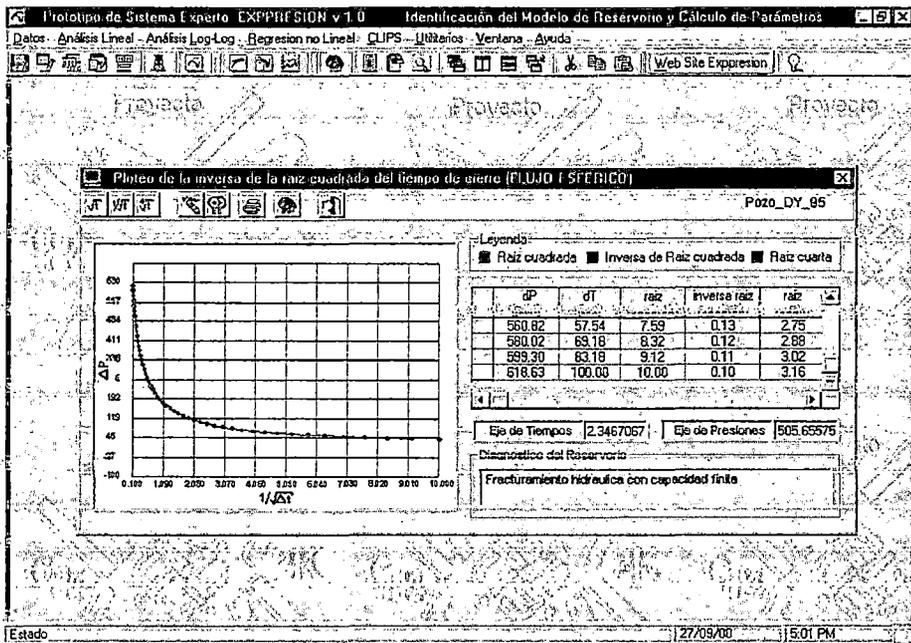
- Ploteo cartesiano. Se puede seleccionar porciones de área de acuerdo a tiempos tempranos, medios y tardíos.



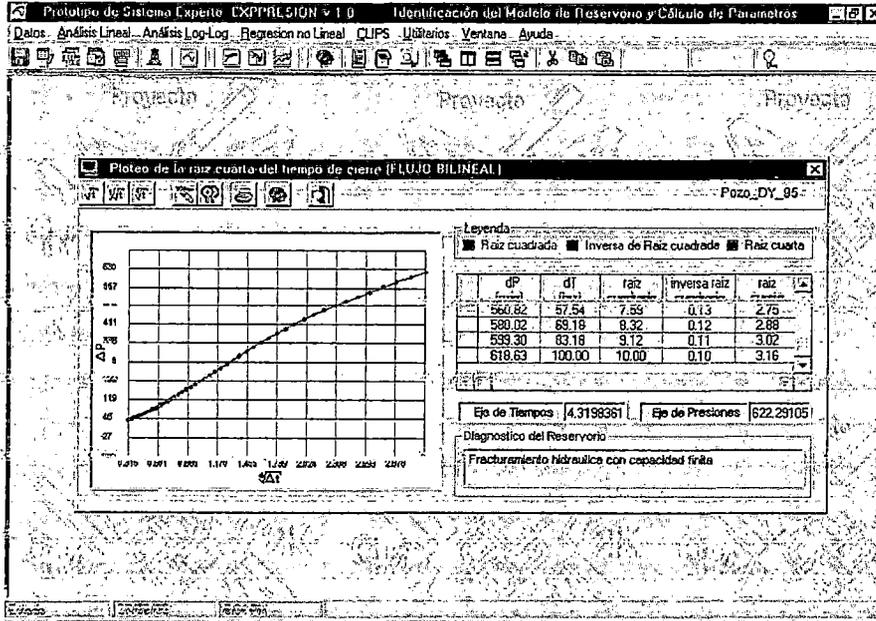
17. Ploteo de flujo lineal.



18. Ploteo de flujo esférico.



19. Ploteo de flujo bilineal.



20. Método de análisis de matcheo de la curva tipo (presión y derivada de la presión).

**Ingreso de Datos**

PROPIEDADES DE FLUIDO

- Viscosidad: 0.36
- Factor Vol. Formación: 1.125

PROPIEDADES DE RESERVOIRIO

- Porosidad: 0.059
- Permeabilidad Total: 6.66E-08

DATOS DEL POZO

- Espesor de Formación: 95
- Radio de Pozo: 6.425

DATOS DE PRODUCCION

- Tiempo de Producción: 0
- Produc. Estabilizada: 150000
- Produc. Acumulada: 0
- Presión de Flujo: 0
- Tiempo de Cierre: 0

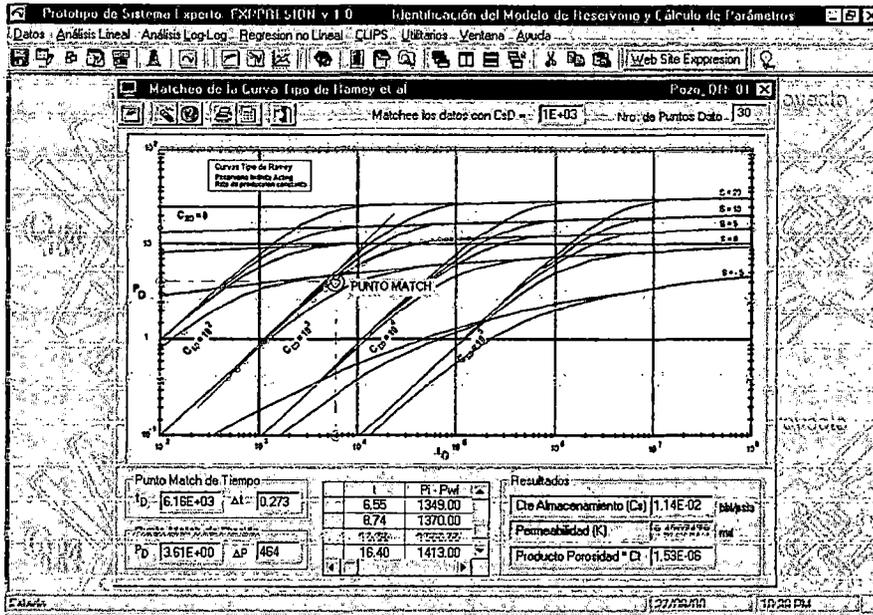
DATOS ADICIONALES DEL POZO

- Equivalencia: 0

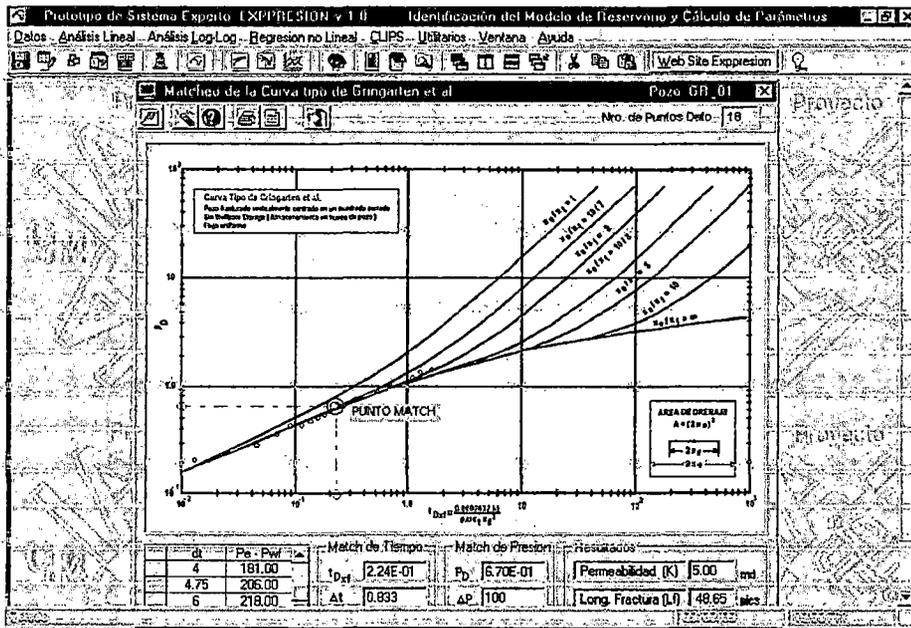
Sistema de unidades de campo

21. Matcheo con la curva tipo de Ramey.

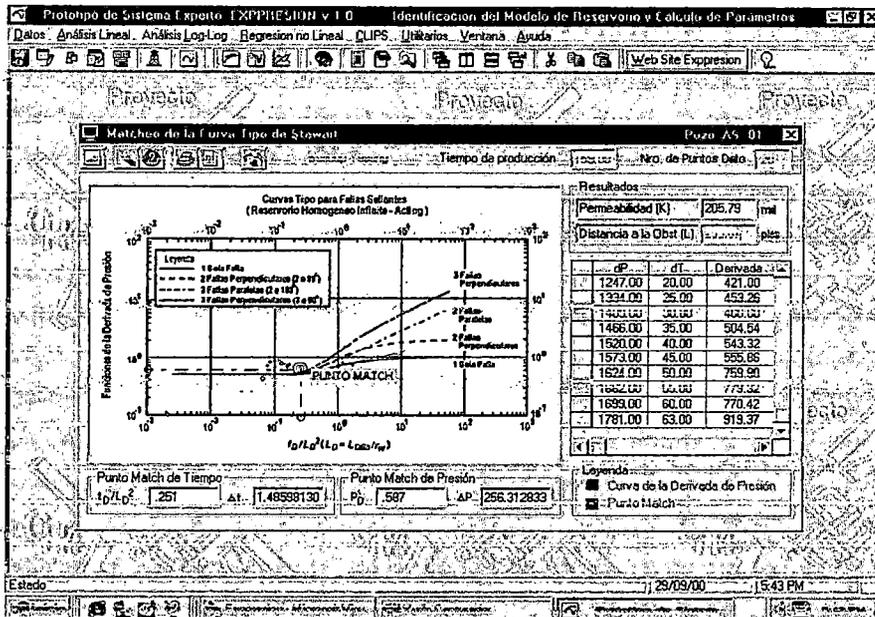
El usuario con el mouse desplaza horizontal y verticalmente la curva generada de acuerdo al valor calculado de  $C_{SD}$ . Cuando el matcheo es exitoso se clickea, obteniendo la lectura del PUNTO MATCH, válido para la abscisa y la ordenada.



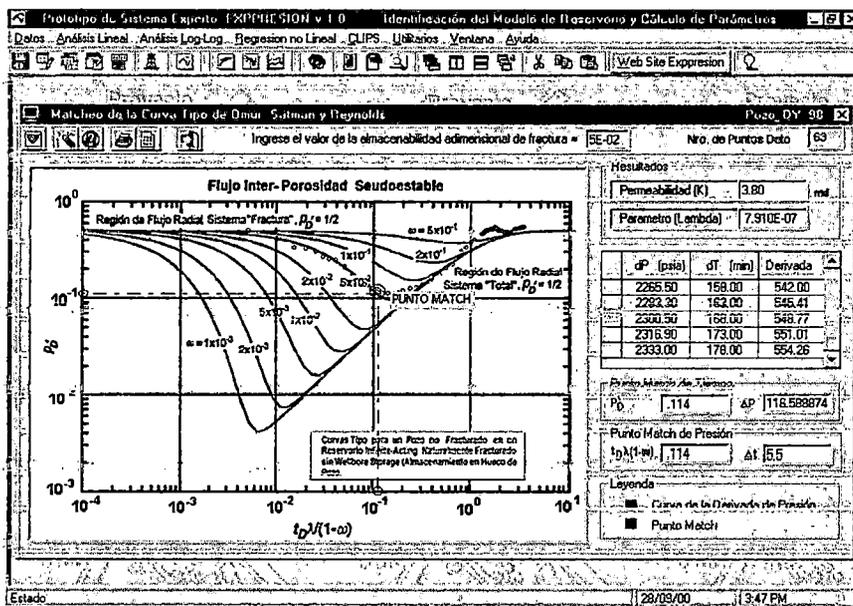
22. Matcheo de la curva tipo de Gringarten.



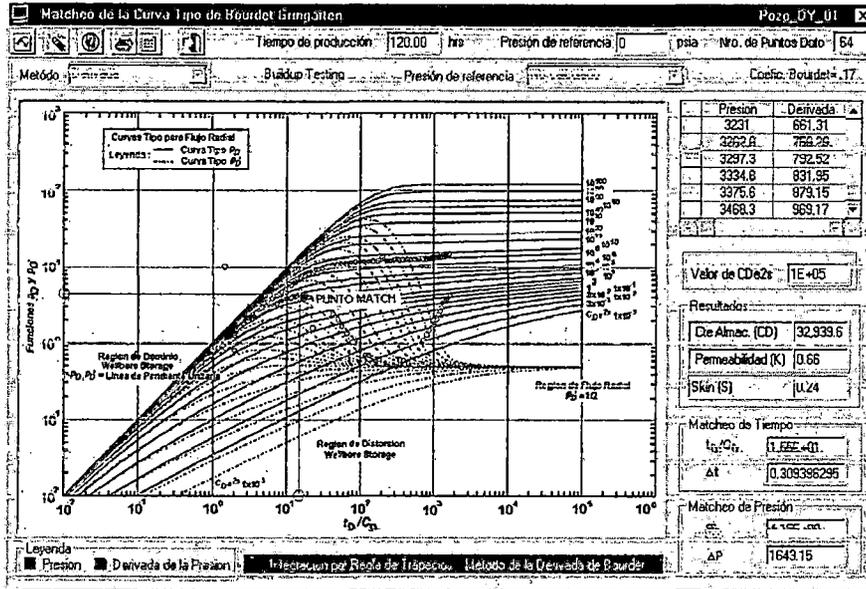
23. Matcheo de la curva tipo de Stewart.



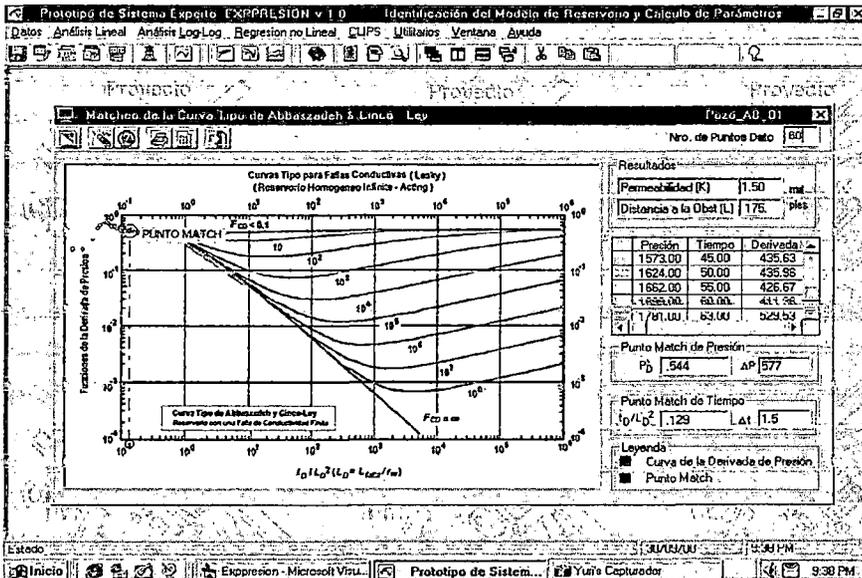
24. Matcheo de la curva tipo de Omur, Satman y Reynolds.



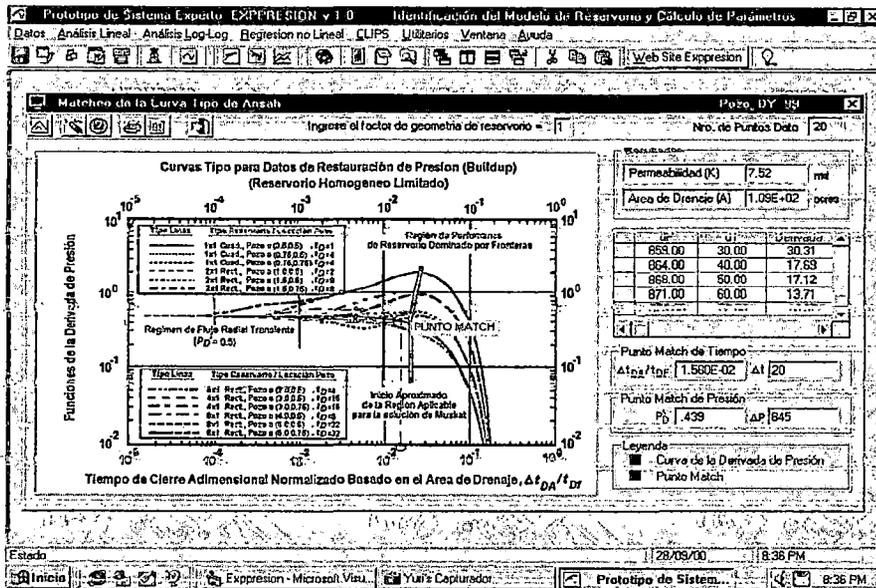
25. Matcheo de la curva tipo de Bourdet-Gringarten. Algoritmos de la diferenciación. Determinación de la derivada, integral de la derivada, etc.



26. Matcheo de la curva tipo de Abbaszadeh & Cinco-Ley.



27. Matcheo de la curva tipo de Anisah.



30. Pantallas varias de la interfase inteligente con CLIPS para la determinación del modelo de reservorio.  
(Análisis semilog, de la derivada de presión y log-log)

