



\*D-8775\*

622.159  
B687  
C.2



# **ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería Geología, Minas y Petróleo**

"REDUCCION DEL MODELO  
TRIFASICO - TRIDIMENSIONAL A UN MODELO  
SECCIONAL EN DIRECCIONES (X-Z) TECNICA  
DE KYTE-BERRY CON ACUIFERO LATERAL"

**TESIS DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de  
**INGENIERO EN PETROLEO**

Presentada por:

**MANUEL BOLAÑOS SILVERA**

Guayaquil - Ecuador

1.988

## A G R A D E C I M I E N T O

A los Sres. Dr. Boris P. Abad e Ing. Luis Alban Granizo(Director de Tesis), por las valiosas colaboraciones técnicas, la cual fue utilizada satisfactoriamente para la realización del presente estudio.

D E D I C A T O R I A



- A MI MADRE SENORA VICTORIA SILVERA, que por su sacrificio y esfuerzo a hecho posible la culminación de mis estudios.
  
- A MIS HERMANOS MARCOS, CLORINDA Y WASHINGTON.

-----  
Ing. Miguel Angel Chavez  
SUB-DECANO DE LA FACULTAD  
DE ING. GEOLOGIA, MINAS Y  
PETROLEO

-----  
Ing. Luis Alban Granizo  
DIRECTOR DE TESIS

-----  
Ing. Carlos Arnao Ramirez  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

-----  
Ing. Ricardo Gallegos Orta  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Titulos Profesionales de la ESPOL).

---

BOLANOS SILVERA MANUEL



BIBLIOTECA

## RESUMEN

En el presente trabajo se ha elaborado un manual de operación para un modelo de 3 fases-3 dimensiones con técnica IMPES. El mismo que posteriormente será tratado como un modelo areal (X-Y) a partir de un modelo seccional (X-Z).

✓ El estudio de modelos seccionales se lo realiza por las características verticales del yacimiento a través de análisis de las permeabilidades relativas y de la presión capilar. ✓

✓ Si el yacimiento cumple con los requisitos de equilibrio vertical se determinan las pseudo-curvas de permeabilidad relativa al agua, al petróleo y la pseudo-curva de presión capilar, pero si el yacimiento no alcanza las condiciones de equilibrio vertical, se utilizarán los criterios de las condiciones dinámicas del yacimiento para determinar las pseudo-funciones. ✓

Los procedimientos de cálculo son explicados por medio de

un diagrama de flujo, en los cuales se muestra la procedencia de los datos y la secuencia de operaciones para obtener los valores de las pseudo-funciones.

- ✓ Las pseudo-funciones generadas son utilizadas para linealizar las funciones de permeabilidades relativas y presiones capilares, las cuales son utilizadas en la ecuación diferencial parcial altamente no lineal y resueltas a través del Simulador 3F-3D con Técnica Impes, para luego predecir el comportamiento futuro del yacimiento en estudio. ✓

## INDICE GENERAL

PAGINA

RESUMEN

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS

NOMENCLATURA

INTRODUCCION

REVISION DE LITERATURA

### CAPITULO # I

1.1 ECUACIONES DE FLUJO PARA UN SISTEMA (PETROLEO NEGRO).....	23
1.2 SIMULADOR 3 FASES, 3 DIMENSIONES.....	24
1.3 FORMULACION DEL PROBLEMA.....	26
1.4 USO DEL PROGRAMA 3 FASES, 3 DIMENSIONES.....	27
1.5 DESCRICCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL Y SUB- RUTINAS.....	36

### CAPITULO # II

SEUDO-FUNCIONES .....	45
-----------------------	----



2.1	HIDROSTATICA DE LOS FLUIDOS INMISIBLES.....	49
2.2	PRESION CAPILAR POR INBIBICION.....	50
2.3	MODELO DE EQUILIBRIO VERTICAL	
2.3.1	PRINCIPIO DE EQUILIBRIO VERTICAL.....	52
2.3.2	CONDICIONES DE YACIMIENTO PARA E- QUILIBRIO VERTICAL.....	54
2.3.3	APROXIMACION DE EQUILIBRIO VERTICAL ...	59
2.3.4	FUNDAMENTO MATEMATICO PARA EQUILI- BRIO VERTICAL.....	60
2.3.5	PRESION CAPILAR Y AJUSTE PARA ELI- MINAR LOS ERRORES DE SATURACION.....	63
2.4	MODELO DINAMICO.	
2.4.1	CONDICIONES DINAMICAS DEL YACIMIEN- TO .....	70
2.4.2	SEUDO-FUNCIONES DINAMICAS.	
2.4.2.1	SECUENCIAS DE ETAPAS DE EQUILIBRIO VERTICAL.....	71
2.4.2.2	ECUACIONES DE PREDICCION.....	72

### CAPITULO # III

#### PROCEDIMIENTO COMPUTACIONAL

3.1	FUNCION SPLINE.....	73
3.2	ALGORITMO DE THOMAS.....	75
3.3	DESCRIPCION DEL PROGRMA PRINCIPAL Y SUBROUTINAS.....	76

CAPITULO # IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 GENERALIDADES.....	83
4.1.1 INFLUENCIA DE LA PRODUCTIVIDAD.....	85
4.1.2 AJUSTE DE CURVAS.....	85
4.2 APLICACION A UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	86

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

## INDICE DE FIGURAS

- FIG. # 1.1 Dirección de flujo
- FIG. # 2.1 Distribución Hidrostática de saturación
- FIG. # 2.2 Perturbación en la saturación de agua promedio bajo condiciones de E.V.
- FIG. # 2.3 Curva de presión Capilar
- FIG. # 2.4 Presión capilar vs distribución de saturaciones
- FIG. # 2.5 Pseudo presión capilar en una formación homogénea para diferentes espesores del reservorio
- FIG. # 2.6 Saturación vertical para un elemento del reservorio.
- FIG. # 2.7 Representación de la pseudo curva de presión capilar en el sistema agua-petróleo para un bloque de espesor H.
- FIG. # 2.8 Contacto agua-petróleo es  $0.25 H$  por arriba de la base del bloque.
- FIG. # 2.9 Modelo seccional y areal de KYTE-BERRY
- FIG. # 3.1 Aproximación de función spline (tercer grado)
- FIG. # 4.1 Modelo areal de un yacimiento en coordenadas X-Y.
- FIG. # 4.2 Representación del modelo Seccional.
- FIG. # 4.3 Isopacas CAMPO FANNY

FIG. # 4.4 Seudo-permeabilidades relativas al petròleo y  
agua vs saturaciòn de agua.

FIG. # 4.5 Curva y Seudo-curva de presiòn capilar vs  
saturaciòn de agua.

FIG. # 4.6 Presiòn vs tasa de producciòn de petròleo.

FIG. # 4.7 Recuperaciòn vs tasa de producciòn de  
petròleo.



BIBLIOTECA

## NOMENCLATURA

### Nomenclatura de formulas

$P_c$	Presión Capilar, lpc.
$S_o$	Saturación de petróleo, fracción.
$S_w$	Saturación de agua, fracción.
$S_g$	Saturación de gas, fracción.
$\rho_{o,w,g}$	Densidades de petróleo, agua y gas, lbm/pc.
$K_v$	Permeabilidad vertical, md.
$K_h$	Permeabilidad horizontal, md.
$\Delta P_c$	Incremento de la presión capilar, evaluado en el punto medio de la saturación de agua y la saturación de agua crítica y 1.0, lpc.
$A$	Área de la sección transversal, pies. <sup>2</sup>
$\mu$	Viscosidad del fluido más viscoso, cps.
$\cos \theta$	Coseno del ángulo de buzamiento, adimensional.
$q$	Tasa total de flujo, BY/día.
$h$	Espesor del yacimiento, pies.
$L$	Longitud del yacimiento, pies.
$\Delta P$	Cambio de presión relativa al plano de referencia, a través de la longitud del yacimiento, lpc.

$\Delta \rho$	Diferencia de densidad, lpc/pie.
$K_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua, fracción.
$K_{ro}$	Permeabilidad relativa al petróleo, fracción.
$\bar{K}_{ro}$	Seudo - permeabilidad relativa al petróleo, fracción.
$\bar{K}_{rw}$	Seudo - permeabilidad relativa al agua, fracción.
$\bar{S}_w, \bar{S}_o$	Seudo-saturación de agua y petróleo respectivamente, fracción.
$\phi(z)$	Porosidad de cada capa, fracción.
$\bar{P}_c$	Seudo - Presión capilar, lpc.

#### Nomenclatura del programa de Seudo-Funciones

NCELI	Número de celdas en la dirección X (máximo 40)
NCELJ	Número de celdas en la dirección Z (máximo 20)
NBLOCK	Número de bloques (máximo 40 y siempre menor que NCELI).
NREG	Número de regiones (máximo 5).
ITIME	Número de intervalos de tiempo leídos para la generación de seudo-funciones.
RHO	Densidad del petróleo (Lbm/ pie <sup>3</sup> ).
RHW	Densidad del agua (Lbm/ pie <sup>3</sup> ).
DELY	Tamaño de la celda en la dirección Y (puede usarse 1 pie), pies.
GRADIE	Gradiente de presión de hidrocarburos a lo largo del plano de referencia, lpc/pie.

VISW           Viscosidad del agua, cp.

BWAT           Factor volumétrico del agua de formación,  
BBL/STB.

SINA           Angulo de buzamiento, grados.

NBREG          Número de regiones por celdas.

DELZ(I,J)     Espesor de la capa en dirección Z, pies.

PHI(I,J)      Porosidad por capa, fracción.

DELX(I,J)     Longitud de la celda en la dirección X, pie.

KABS(I,J)     Permeabilidad absoluta por celda, md.

L              Número de datos en la tabla # 1 (Sw versus  
Kro,Krw,Pc).

ICONT          Indicador para escribir las ecuaciones de  
interpolación:  
Si ICONT=1 se escriben las ecuaciones.  
Si ICONT=0 no se escriben las ecuaciones.

WS(I)          Saturación de agua, fracción.

KRO(I)          Permeabilidad relativa al petróleo, fracción.

KRW(I)          Permeabilidad relativa al agua, fracción.

PCD(I)          Presión capilar petróleo-agua, lpc.

PT(I)          Presión en tabla.

L              Número de datos en la tabla # 2 (presión  
versus BOO,DMU).

ICONT          Indicador para escribir las ecuaciones de  
interpolación:  
Si ICONT=1 escribe las ecuaciones.  
Si ICONT=0 no escribe las ecuaciones.

BOO(I)          Fac. vol. de form. del petróleo BBL/STB.

OMI(I) Viscosidad del petròleo, cp.  
 PO(I,J) Presiòn del petròleo en la celda, lpc.  
 SO(I,J) Saturaciòn de petròleo en la celda, fracciòn.  
 SW(I,J) Saturaciòn de agua en la celda, fracciòn.  
 SG(I,J) Saturaciòn de gas en la celda, fracciòn.  
 SOB(I) Saturaciòn de petròleo por bloque, fracciòn.  
 SOR(I) Saturaciòn de petròleo por regiones, fracciòn.  
 H(I) Valor entre dos valores adyacentes de saturaciòn.  
 R(I) Elementos de la primera diagonal de la matriz A.  
 Q(I) Elementos de la diagonal principal de A.  
 B(I) Elementos del lado derecho de las ecuaciones.  
 P(I) Elementos de la diagonal inferior de A.  
 PHIO Segunda derivada de la ecuaciòn entre dos valores adyacentes de saturaciòn.  
 KOCAC Permeabilidad relativa al petròleo por columna.  
 KOCAB Permeabilidad relativa al petròleo por blòque.  
 KOCAR Permeabilidad relativa al petròleo por regiones.  
 RATO(I,KJ) Producciòn de petròleo por celda, Bbl/dia.  
 RATW(I,J) Producciòn de agua por celda, Bbl/dia.  
 PSKRO(I) Seudo-permeabilidad relativa al petròleo por bloque, Lpc.  
 PSKRW(I) Seudo-permeabilidad relativa al agua por bloque, fracciòn.  
 PSpow(I) Seudo-presiòn capilar por bloque, fracciòn.



## INTRODUCCION

✓ El procedimiento actual para predecir el comportamiento futuro de un yacimiento es realizado mediante el uso de modelos matemáticos. Estos modelos se representan mediante ecuaciones, las cuales están sujetas a ciertas suposiciones, así como a los procesos físicos activos en un yacimiento: Conservación de masa o energía, flujo de fluidos en medios porosos, efecto de la segregación gravitacional, equilibrio vertical, etc.

✓ Los modelos matemáticos para el estudio en tres dimensiones de un yacimiento, son representados por ecuaciones diferenciales parciales no lineales tipo parabólico, su solución es encontrada en función de procedimientos numéricos cuyos costos de ejecución resultan ser muy altos.

El estudio de la simulación de yacimientos a través de los modelos seccionales es realizado con el objeto de definir las características de las capas involucradas, así como de las permeabilidades relativas respectivas que van a ser utilizadas en el comportamiento del yacimiento.

✓ El estudio de un modelo de 3 dimensiones es más completo que el areal, pero la diferencia de costos es de una magnitud considerable(3), por lo que actualmente se desarrollan técnicas apropiadas para incorporar en los modelos areales, varias de las características verticales del yacimiento(9).

Los resultados generados en los modelos seccionales muchas veces permitirá al Ingeniero decidir sobre una planificación adecuada de producción del yacimiento, para lo cual se toman diferentes secciones bidimensionales en la dirección X-Z, analizando y extendiendo a todo el yacimiento en estudio. sin que sea necesario realizar un estudio de investigación de todo el yacimiento.

El objetivo de este trabajo es predecir el comportamiento de los yacimientos sometidos a diferentes tipos de producción, utilizando principios de equilibrio vertical o de condiciones dinámicas, a través del estudio de los modelos seccionales.



BIBLIOTECA

## REVISION DE LITERATURA

1. HUCK RENE (1), realiza un estudio de las ecuaciones de difusividad determinando sus soluciones y aplicaciones para diferentes condiciones de contorno.
2. STONE(2), contribuyo con la base teórica y el procedimiento de calculo de las permeabilidades en un sistema trifásico usando la información de sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, aplicables tanto a formaciones hidrófilas como oleófilas, así como a la estimación del petróleo residual.
3. SOLORZANO/ALBAN(3), utiliza la metodología IMPES , para modelos matemáticos para el flujo en tres fases-tres dimensiones, con el fin de simplificar el sistema de ecuaciones no lineales expresada en función de presión y saturación, aplicadas a un bloque y reduciéndolas a una sola ecuación implícita en presión, para luego encontrar la solución de saturación explícitamente; además utiliza el algoritmo SIP justificando su aplicación sobre el metodo directo de solución

cuando mayor sea el número de ecuaciones a resolver.

4. KYTE/BERRIT(11), presenta un procedimiento para el cálculo de las pseudo-funciones dinámicas, que es usado para yacimientos seccionales (cross-seccional), determinando la pseudo-presión capilar dinámica, transfiriendo los efectos de los diferentes gradientes de presión de las diferentes capas del modelo seccional al modelo areal.
5. WALSH/AHLBERG(7), justifica el análisis numérico a los polinomios interpolantes, generándose primeras derivadas y ajustando polinomios cúbicos interpolantes entre pares de puntos, determinando pendientes y curvaturas continuas en los puntos que se ajustan.
6. JOHN HUPPLER(12), estudia los efectos de estratificaciones en serie y en paralelo, en un yacimiento, con permeabilidades altas y bajas en el proceso de inyección de agua.
7. HEARN(13), presenta un método para desarrollar las curvas de pseudo-permeabilidades relativas para la simulación de Yacimientos Hidrocarburíferos en dos dimensiones, donde los fluidos desplazados tienen una velocidad vertical primaria que es afectada por la variación de permeabilidad.

8. COATS/DEMPSEY(6), usa el estudio de Equilibrio Vertical para reducir un yacimiento de tres a dos dimensiones, el cual fue aplicado a Yacimientos donde la zona de transición es pequeña comparada con el espesor del bloque del yacimiento, generando las aproximaciones de las pseudo-curvas de permeabilidades y presiones capilares.
  
9. SMITH/MATTAX(14), desarrolla el uso de las pseudo-permeabilidades relativas dinámicas que son utilizadas en un modelo areal, las mismas que las compara con resultados generados en un modelo seccional.
  
10. R. CHOO/WELCH(15), utilizan la técnica IMPES para desarrollar el estudio de un modelo tridimensional ( 10 \* 10 \* 3), el mismo que lo aplicaron a diferentes sistemas de microcomputadores y así como al micro Harris 300, determinando la velocidad de procesamiento de datos y ejecución en función de los datos utilizados y capacidad de almacenamiento de archivos.

## CAPITULO # I

### 1.1 ECUACIONES DE FLUJO PARA UN SISTEMA DE PETROLEO NEGRO

La representación del flujo de fluidos en un yacimiento en tres direcciones está dada por una ecuación expresada en derivadas parciales, la cual es obtenida a través de los siguientes principios físicos(1):

- Ley de la conservación de la masa
- Ley de Darcy
- Ecuación de estado del fluido.

La cual es expresada para cada líquido de la siguiente forma:

#### ECUACION PARA EL PETROLEO

$$\begin{aligned}
 & \frac{\delta}{\delta x} \left( \frac{K_x K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \rho_o \frac{\delta \bar{p}_o}{\delta x} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left( \frac{K_y K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \rho_o \frac{\delta \bar{p}_o}{\delta y} \right) + \\
 & + \frac{\delta}{\delta z} \left( \frac{K_z K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \rho_o \frac{\delta \bar{p}_o}{\delta z} \right) + q_o = \frac{1}{5.615} \frac{\delta}{\delta t} \left( \frac{\phi S_o}{\beta_o} \right) \quad (1)
 \end{aligned}$$

### ECUACION PARA EL AGUA

$$\begin{aligned}
 & \frac{\delta}{\delta x} \left( \frac{K_x K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \frac{\delta \bar{\phi}_w}{\delta x} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left( \frac{K_y K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \frac{\delta \bar{\phi}_w}{\delta y} \right) \\
 & + \frac{\delta}{\delta z} \left( \frac{K_z K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \frac{\delta \bar{\phi}_w}{\delta z} \right) + q_w = \frac{1}{5.615} \frac{\delta}{\delta t} \left( \frac{\phi S_w}{\beta_w} \right) \quad (2)
 \end{aligned}$$

### ECUACION PARA EL GAS

$$\begin{aligned}
 & \frac{\delta}{\delta x} \left( \frac{k_x K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \frac{\delta \bar{\phi}_g}{\delta x} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left( \frac{K_y K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \frac{\delta \bar{\phi}_g}{\delta y} \right) + \\
 & + \frac{\delta}{\delta z} \left( \frac{K_z K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \frac{\delta \bar{\phi}_g}{\delta z} \right) - \frac{\delta}{\delta x} \left( \frac{R_s K_x K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \frac{\delta \bar{\phi}_o}{\delta x} \right) + \\
 & + \frac{\delta}{\delta y} \left( \frac{R_s K_y K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \frac{\delta \bar{\phi}_o}{\delta y} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left( \frac{R_s K_z K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \frac{\delta \bar{\phi}_o}{\delta z} \right) \\
 & + q_g = \frac{1}{5.615} \frac{\delta}{\delta t} \left( \frac{\phi S_g}{\beta_g} + \frac{\phi R_s S_o}{\beta_o} \right) \quad (3)
 \end{aligned}$$

Además se tiene que la  $S_w$ ,  $S_o$  y  $S_g$  cumplen con la relación:

$$S_w + S_o + S_g = 1.0 \quad (4)$$

Para formaciones hidrófilas las presiones capilares y permeabilidades relativas están dadas por :



$$K_{rw} = f(S_w)$$

$$P_{cwo}(S_w) = P_o - P_g$$

$$K_{rg} = f(S_g) \text{ BIBLIOTECA}$$

$$P_{cgo}(S_g) = P_g - P_o$$

$$K_{row} = f(S_w)$$

$$K_{rog} = f(S_w + S_o)$$

H.L Stone(2) establece que la permeabilidad relativa en un sistema trifásico es:

$$K_{ro} = \frac{(K_{row} + K_{rw})(K_{rog} + K_{rg})}{K_{ro}(S_o = 1 - S_{wc})} - (K_{rw} + K_{rg}) \quad (5)$$

## 1.2 SIMULADOR 3F-3D

Este modelo ha sido desarrollado con propósitos investigativos. Los cambios volumétricos del gas y del líquido en el yacimiento se consideran función de la presión. Así como la solubilidad del gas en el petróleo, despreciando la del petróleo en el gas (petróleo negro) (3).

Las ecuaciones que se utilizan son, para:

- a) fase petróleo,
- b) fase gas (libre y en solución)
- c) fase agua

La malla utilizada es la de bloques. El principio en



que se basa el planteamiento de las ecuaciones es:

$$\left[ \begin{array}{l} \text{masa de fluido que} \\ \text{ingresa al elemen-} \\ \text{to en un intervalo} \\ \text{de tiempo,DT} \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \text{masa de fluido que} \\ \text{sale del elemento} \\ \text{en un intervalo de} \\ \text{tiempo,DT} \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{cambio de} \\ \text{masa en el} \\ \text{intervalo} \\ \text{tiempo,DT} \end{array} \right]$$

El sentido del flujo es corriente arriba, se considera tambien la fuente externa que consiste en la inyección o producción del fluido al elemento, con el signo positivo(+) o el negativo(-), respectivamente. Las saturaciones y permeabilidades se utilizan con el criterio de corriente arriba, fig(1.1).

Los operadores utilizados para expresar las ecuaciones diferenciales en diferencias finitas son: progresivo, regresivo y central. Se utiliza el esquema mixto para evaluar las presiones en función del tiempo.

Los gradientes de presión son evaluadas al tiempo N+1(implícito) y las transmisibilidades al tiempo N(explicito). Las saturaciones se evalúan según el esquema explicito.

El método de solución aplicado es el IMPES, lo que significa que la presión es evaluada implícitamente y la saturación explícitamente. Las presiones capilares son evaluadas al tiempo explícitamente, con el

tratamiento explicado anteriormente, por lo que las ecuaciones de flujo se reducen a ecuaciones en función de la presión al petróleo solamente. La condición de contorno del modelo es de yacimiento cerrado lo que equivale a expresar que los bloques externos al modelo son igual a cero para lo cual la transmisibilidad se hace cero.

### 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Presión original del yacimiento (contacto agua/petróleo) Lpc	1654
Temperatura de yacimiento, °F	170
Contacto inicial agua petróleo, pies	7060
Porosidad	0.25
Saturación de agua residual	0.05
Propiedades de hidrocarburos	
Presión de burbujeo, lpc	1664
Densidad del petróleo, lbm/pie <sup>3</sup>	45.99
Densidad del gas (aire=1)	0.15
Propiedades del agua:	
Densidad ( a cond. inicial ) lbm/pie <sup>3</sup>	62.40
Viscosidad, cp	0.77
Compresibilidad de formación	0.000005

Los datos del factor de solubilidad del gas, factores de expansión, viscosidades del petróleo, gas y agua son leídos de curvas en función de la presión. Los

datos de permeabilidad relativa al agua y petróleo con las presiones capilares son leídos de curvas en función de la saturación de agua. Los datos de permeabilidad relativa al gas y al petróleo son leídos de curvas en función de la saturación de líquido.

#### 1.4 USO DEL PROGRAMA

El programa 3f-3d está escrito en lenguaje fortran IV y fue ejecutado con el uso de la computadora IBM 4341. Generándose los resultados en función del programa computacional principal, así como de los datos petrofísicos, PVT y producción, de la siguiente forma:

```
FI 1 disk nombre archivo de datos# fi 6 disk nombre
de archivo de resultados # start
```

Los datos requeridos por el programa son descritos a continuación e ilustrados con valores apropiados para el ejemplo.

#### IDENTIFICACIONES

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1-80	20A4	IDENT	Identificación de la corrida, cualquier dato alfanumérico puede ser usado.
1-80	20A4	IDENT	

Pantalla:  
 IDENT  
 SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL CORRIDO PARA EL  
 CAM. GUAYAS DEL 1 DE ENERO DEL 84 AL 1 DE ENERO DEL 88.

#### DIMENSIONES DEL YACIMIENTO Y NUMERO DE POZOS

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1- 5	I5	NX	Número de bloques en X.
6-10	I5	NY	Número de bloques en Y.
11-15	I5	NZ	Número de bloques en Z.
16-20	I5	NW	Número de pozos.

Pantalla:  
 NX NY NZ NW  
 ....4....1....1....2

#### DATOS DE FLUJO EN BLOQUES

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1-80	20I4	IND	Indicadores del bloque 0 No flujo 1 Flujo )0 Pozo

Pantalla:  
 IND(I,J,K)  
 ....0....1....1....1

#### CONTROL DE TIEMPO

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1-10	F10.2	TIMEI	Tiempo inicial de simulación.
11-20	F10.2	TIMEF	Tiempo final de simulación
21-30	F10.2	TDATA	Tipo de producción válido en ese periodo.
30-40	F10.2	DT	Intervalo de tiempo.

41-50            F10.2        DTMAX    Máximo intervalo de tiempo

Pantalla:

```
TIMEI            TIMEF            TDATA        DT            DTMAX
.....0.00...1824.00.....1.00.....91.20.....91.20
```

### INDICADORES DE LECTURA

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1- 5	I5	ILEC(1)	Porosidad.
6-10	I5	ILEC(2)	Permeabilidad X.
11-15	I5	ILEC(3)	Permeabilidad Y.
16-20	I5	ILEC(4)	Permeabilidad Z.
21-25	I5	ILEC(5)	Profundidad al centro del bloque.
26-30	I5	ILEC(6)	Longitud en X.
31-35	I5	ILEC(7)	Longitud en Y.
36-40	I5	ILEC(8)	Longitud en Z.

El indicador puede ser 1 ó 0 :

Si es 0 significa que las características varían en los bloques del modelo; si es 1, las características se mantienen constantes en todos los bloques.

Pantalla:

```
ILEC(1) ILEC(2) ..... ILEC(7) ILEC(8)
....1....1....1....0....1....1....1....1
```

### INDICADORES DE IMPRESION

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMAT</u>	<u>VARIABLES</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1- 5	I5	JPRINT(1)	Transmisibilidades.
6-10	I5	JPRINT(2)	Potenciales.
11-15	I5	JPRINT(3)	Presión.
16-20	I5	JPRINT(4)	Saturación.

El indicador puede ser 1 ó 0 :

Si es 0 no se imprimen los resultados. Si es 1 se

imprimen los resultados.

Pantalla:

JPRINT(1) JPRINT(2) JPRINT(3) JPRINT(4)  
.....1.....1.....1.....1

### ACCION DE PRESION CAPILAR Y VALORES DE SATURACIONES CRITICAS.

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1- 5	I5	JPC	Activa efecto capilar.
6-10	F5.4	SWCR	Saturaciòn agua connata.
11-15	F5.4	SDR	Saturaciòn petròleo resi- dual.
16-20	F5.4	SGR	Saturaciòn de gas residual

Si JPC = 0, Se activa el efecto de presiòn capilar.

Si JPC = 1, No se considera efecto de presiòn capilar.

Pantalla

JPC SWCR SDR SGR  
.....0.0.0..0.0..0.0..

### PARAMETROS DE TOLERANCIA

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1-10	I10	NPAR	# de parámetros de itera- ciòn alpha.
11-20	F10.4	TOLOP	Tolerancia de presiòn.
21-30	F10.4	TOMB	Tolerancia de balance de materia para el petròleo
31-40	F10.4	TGMB	Tolerancia de balance de materia para el gas.
41-50	F10.4	TWMB	Tolerancia de balance de materia para el agua.
51-60	F10.4	DSMAX	Tolerancias para el mà- ximo cambio de saturaciòn
61-70	F10.4	DPMAX	Tolerancia para el màximo cambio de presiòn.

Pantalla:

```

      NPAR   TOLOP   TOMB   TGMB   TWMB
.....6....0.0100....0.0100....0.0190....0.0200
      DSMAX   DPMAX
.....0.0500...30.0000

```

LECTURA DE DATOS PETROFISICOS Y GEOMETRIA DEL YACI-  
MIENTO

Estos dependen si el indicador de lectura es 1 o 0, asumimos que todos los indicadores de lectura son 0, es decir como si fuera un solo bloque (Un solo valor para todo el yacimiento).

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-10	F10.2	PORO(I,J,K)	Porosidad.
1-10	F10.2	PERMX(I,J,K)	Permeabilidad X.
1-10	F10.2	PERMY(I,J,K)	Permeabilidad Y.
1-10	F10.2	PERMZ(I,J,K)	Permeabilidad Z.
1-10	F10.2	DX(I,J,K)	Longitud del bloque en X
1-10	F10.2	DY(I,J,K)	Longitud del bloque en Y
1-10	F10.2	DZ(I,J,K)	Longitud del bloque en Z
1-10	F10.2	TOPE(I,J,K)	Profundida del bloque.

```

Pantalla:
PORO(I,J,K)
.....0.25
PERMX(I,J,K)
....250.00
PERMY(I,J,K)
....250.00
PERMZ(I,J,K)
....250.00
DX(I,J,K)
....700.00
DY(I,J,K)
....500.00
DZ(I,J,K)
....100.00
TOPE(I,J,K)
...6972.00

```

Asumiendo que NX=4, NY = 2 y NZ = 1 y manteniendose

constantes los valores de permeabilidad en las tres direcciones asi como la porosidad, las distancias X,Y,Z para todos los bloques y variando la profundidad de los bloques(ILEC(5) =1) tenemos:

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-80	8F10.2	TOPE(I,J,K)	Profundidad.

Pantalla:

```

TOPE(I,J,K) TOPE(I,J,K) TOPE(I,J,K) TOPE(I,J,K)
...6920.00...6930.00...6940.00...6950.00
...6920.00...6930.00...6940.00...6950.00

```

#### LECTURA DE CONTACTOS

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-10	F10.2	WCOD	Profundidad del contacto agua petr�leo.
11-20	F10.2	GOCD	Profundidad del contacto gas-petr�leo.
21-30	F10.2	WOCF	Presi�n en el contacto agua petr�leo.
31-40	F10.2	REFD	Nivel de referencia en función de la profundidad.
41-50	F10.2	REFP	Nivel referencia de presión.

Pantalla:

```

WCOD GOCD WOCF REFD REFP
...7060.00...7030.00...1654.00.....0.00.....0.00

```

#### LECTURA DE DATOS PVI, PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESIONES CAPILARES

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1- 5	I5	NVTABF	Número de presiones en tablas



6-10	I5	NVTABS	Número de saturaciones en tablas.
11-20	F10.4	RHOOSC	Densidad del petróleo.
21-30	F10.4	RHOGSC	Densidad del gas.
31-40	F10.4	RHOWSC	Densidad del agua.
41-50	F10.7	CF	Compresibilidad de formación.
51-68	F8.2	PBURP	Presión de burbujeo.

Pantalla:

```

NVTABP NVTABS RHOOSC RHOGSC RHOWSC CF
...13...13...45.9900...0.1500...62.4000.0.0000050
PBURP
.1644.00

```

### PARA PRESIONES

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-10	F10.3	PTAB(I)	Presión.
11-20	F10.3	RSTAB(I)	Solubilidad del gas.
21-30	F10.6	BOTAB(I)	Factor de expansión petróleo.
31-40	F10.6	BGTAB(I)	Factor de expansión gas.
41-50	F10.6	BWTAB(I)	Factor de expansión del agua.
51-60	F10.6	VOTAB(I)	Viscosidad del petróleo.
61-70	F10.6	VG TAB(I)	Viscosidad del gas.
71-80	F10.6	VWTAB(I)	Viscosidad del agua.

Pantalla:

```

I TAB(I) RSTAB(I) BOTAB(I) BGTAB(I) BWTAB(I) VOTAB(I)
1..3000.000...434.000..1.249000..0.0.....0.980400
.....
.....
13..500.000...180.000..1.141000..0.005895..1.000000
VOTAG VG TAB(I) VO
..0.697000..0.000000..0.500000
.....
.....
..0.866000..0.013010..0.500000

```

### PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS AL AGUA Y PETROLEO.

#### PRESION CAPILAR

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
---------	---------	----------	-------------

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-10	F10.6	SWTAB(I)	Saturación de agua.
11-20	F10.6	RKRWT(I)	Perme. relativa al agua.
21-30	F10.6	PKROT(I)	Perme relativa al petróleo.
31- 40	F10.6	PCWOT(I)	Presión capilar W - O.

Pantalla:

I	SWTAB(I)	RKRWT(I)	PKROT(I)	PCWOT(I)
1	..0.200000	..0.000000	..0.900000	..2.000000
2	..0.250000	..0.010000	..0.845000	..1.875000
.	.....	.....	.....	.....
13	..1.000000	..0.620000	..0.0.....	..0.250000

PARA PERMEABILIDADES RELATIVAS AL GAS Y PETROLEO  
Y PRESION CAPILAR

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-10	F10.6	SLTAB(I)	Saturación de líquido.
11-20	F10.6	RKRGT(I)	Permeabilidad relativa al gas.
21-30	F10.6	RKROGT(I)	Permeabilidad relativa G - O.
31-40	F10.6	PCGOT(I)	Presión capilar O - G.

Pantalla:

I	SLTAB(I)	RKRGT(I)	RKROGT(I)	PCGOT(I)
1	..0.350000	..0.162000	..0.0.....	..2.000000
2	..0.40.....	..0.500000	..0.012.....	..1.846600888
.	.....	.....	.....	.....
.	.....	.....	.....	.....
13	..1.000000	..0.00.....	..0.9000.....	..0.000

NUMERO DE POZOS Y TIEMPO DE PRODUCCION

COLUMNA	FORMATO	VARIABLE	DESCRIPCION
1-10	I5,5X	NWELLS	Número de pozos.
11-20	F10.2	TDATA	Tiempo de producción.
21-30	I5,5X	INDTM	Indicador del tiempo.
31-40	F10.2	DTXX	Variaciones de producción.

Pantalla:

NWELLS          TDATA          INDTM          DTXX  
...02.....1824.40....0.....0.00

### CARACTERISTICAS DEL POZO

<u>COLUMNA</u>	<u>FORMATO</u>	<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
1- 7	I5,2	IWN	Número del pozo.
8-12	A4	NAMEW1(IWN)	Nombre del pozo.
13-16	A4	NAMEW2(IWN)	Nombre del pozo.
17-21	I5	IW(IWN)	Localización del pozo en X
22-26	I5	JW(IWN)	Localización del pozo en Y
27-31	I5	KW1(IWN)	Localización del pozo en Z
32-36	I5	KW2(IWN)	Bloque hasta que llega el pozo en la dirección Z.
37-41	I5	IWT(IWN)	Tipo de pozo.
42-46	I5	IBC(IWN)	Condición inicial de contorno.
1- 8	F8.2	PLIM(IWN)	Presión límite.
9-16	F8.4	XRAP(IWN)	Relación agua petróleo.
17-24	F8.4	XGOR(IWN)	Relación gas - petróleo.
25-32	F8.4	SKIN(IWN)	Factor de daño.
33-37	F5.4	RPZ(IWN)	Diámetro de pozo.
1-10	F10.2	Q(IWN)	Tasa de agua, petróleo o gas.

El tipo de pozo, IWT puede ser:

- 1 - Cerrado.
- 2 - Producción de fluido.
- 3 - Inyección de agua.
- 4 - Inyección de gas.
- 5 - Inyección de petróleo.

Condiciones de contorno, (IBC):

- 1 - Cerrado.
- 2 - Tasa total.
- 3 - Tasa de líquido.

- 4 - Tasa de petróleo.
- 5 - Tasa de agua.
- 6 - Tasa de gas.
- 7 - Presión de fondo fluyente - modelaje de pozo.
- 8 - Comportamiento vertical -(Modelaje de pozo).

La tasa de petróleo, gas o agua depende del tipo de contador.

Pantalla:

```

IWN      NAME1-2   IW   JW   KW1 KW2  IWT  IBC
...01...CHAR-01...06...03...1...1...2...4
PLIM     XRAF     XGOR   SKIN  RPZ
..300.00..9.500..5.0000..0.0000..0.33
  Q
....300.00

```

## 1.5 DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL Y SUBROUTINAS.

### PROGRAMA PRINCIPAL

Lee e imprime el número de bloques(NX,NY,NZ) y pozos(NW) igualmente los indicadores(0,1) e identificadores de pozos(+1,-1,-2). Inicializa las variables y usa al subprograma IMPES(3). Las ecuaciones utilizadas por las diferentes subprogramas y subrutinas estan indicados en el anexo(A).

### SUBPROGRAMA IMPES

Es la aplicación del método de solución para resolver el sistema de ecuaciones de flujo denominado implícito en presión, explícito en saturación. El mismo

que llama a las diferentes subrutinas del simulador.

- 1.- Lectura de datos generales:Subrutina INPUT
- 2.- Cálculo de condiciones iniciales y de contorno:Subrutina INABC
- 3.- Inicializa acumuladores de producción / inyección
- 4.- Control del intervalo de tiempo y actualización
- 5.- Cálculo de transmisibilidades: Subrutina TRANS
- 6.- Cálculo de los coeficientes de la ecuación que involucra el término de acumulación en función de los términos de presión (CO1,CO2,CG1,CG2,GG3,CW1,CW2) y saturación de las tres fases al nivel de tiempo n : Subrutina RHSCOE.
- 7.- Inicializa el cálculo del proceso de producción-inyección para cada ciclo.
- 8.- Cálculo en cada bloque de:
  - a.- Tasa de producción-inyección en el bloque donde esta el pozo:Subrutina RATE.
  - b.- Coeficientes de la ecuación de presión que forman matriz M;
    - Cálculo de las constante, involucradas en el paso 6. Ecu. # 1.1
    - Coeficiente de los términos de presión, evaluados a nivel de tiempo n,Ecu.# 1.2
  - c.- Términos dependientes de presión capilar y

- gravedad, Ecu. # 1.3.
- d.- Cálculo de los elemento matriz Q, Ecu. # 1.4.
- 9.- Ejecución del algoritmo SIP aplicado al cálculo de las presiones.
- 10.- Cálculo de saturaciones y presiones de fases tiempo, Ecu. # 1.5.
- 11.- Balance de materia:Subrutina MATBAL.
- Si no satisface las tolerancias regresa al paso 7.
- 12.- Producción acumulada por pozo.
- 13.- Actualización de variables de porosidad, saturación y estimación de la presión del siguiente intervalo.
- 14.- Cálculo de potenciales : Subrutina POTENC.
- 15.- Impresión de resultados : Subrutina OUTPUT.
- 16.- Si el tiempo total de predicción,expira regresa al programa principal. Caso contrario va al paso 4.

#### SUBROUTINA INPUT.

Lectura de intervalos de tiempos, límites de tiempos,tolerancias de presión y balance de materiales. Lectura de dimensiones y profundidades de bloques, porosidad, tablas de saturaciones y permeabilidades relativas.

### SUBROUTINA READA

Procedimiento de propósito general para lectura de tablas y datos.

M = 1, 1 dimensión

= 2, 2 dimensiones

= 3, 3 dimensiones

IM = 0, lee datos tabulados

= 1, lee un solo valor

### SUBROUTINA PRINTA

Procedimiento de propósito general para imprimir títulos y líneas de detalle.

### SUBROUTINA INABC

- 1.- Imprime saturaciones, permeabilidades, datos PVT
- 2.- Calcula parte constante de las transmisibilidades, CXF, CXB, CYF, CYB, CZX, CZY, Ecu. # 2.1.
- 3.- Es 0 para los bloques de contorno.
- 4.- Si la permeabilidad en dirección Y es 0 la iguala a la permeabilidad X.
- 5.- Calcula el volumen total de cada bloque.
- 6.- Imprime porosidad, dimensiones, volumen y constante de transmisibilidad de cada bloque.
- 7.- Calcula profundidad de cada bloque considerando

- el ángulo de buzamiento, Ecu. # 2.2.
- 8.- Calcula los parámetros de iteración.(alpha), Ecu. # 2.3.
- 9.- Cálculo del datum como promedio entre la máxima y mínima profundidad(datum), Ecu. # 2.4.
10. Cálculo de la presión inicial a condiciones estáticas y de las saturaciones de petróleo, gas y agua a estas condiciones, Ecu. # 2.5.
11. Cálculo de petróleo gas, y agua en sitio,(STOIIP-STGIIP,STWIIP), Ecu. # 2.6.
12. Cálculo de las presiones al nuevo intervalo de tiempo considerando presiones capilares para el caso de gas y agua, Ecu. # 2.7.
13. Impresión de resultados - presiones y profundidad de contacto.

#### SUBROUTINA WELLIN

Ingreso de identificación, código , tasas y localización de cada pozo en la malla.

#### SUBROUTINA POTENC

Calcula el potencial en el plano superior de un bloque respecto al plano referencial,(datum).

Usa la densidad promedio entre el datum y el plano superior del bloque I,J,K, Ecu. # 3.



#### SUBROUTINA TRANS.

Cálculo de transmisibilidades entre bloques continuos en las tres direcciones, Ecu. # 4.

#### SUBROUTINA RHSCOE

Cálculo de los coeficientes del lado derecho de cada ecuación de balance, para petróleo, gas y agua. (CO1,-CO2,CW1,CW2,CG1,CG2,CG3.) Ecu. # 5.

#### SUBROUTINA RATE

Cálculo de la tasa producción/inyección de cada bloque donde existen pozos utilizando la razón de movilidad. Se usan los códigos de tipo de pozo y condición de contorno:

Pozo Cerrado, Ecu. # 6.1.

Pozo productor, tasa total especificada, Ecu. # 6.2.

Pozo productor, tasa especificada por bloque, Ecu. # 6.3.

Pozo inyector, Ecu. # 6.4.

#### SUBPROGRAMA SIPSE

Algoritmo de solución para el sistema de ecuaciones que resultan de la aplicación de la ecuación dife-

rencial parcial de balance de materia. El vector solución es la presión y la representación matricial es.  $M * P = Q$ .

El procedimiento fuertemente implícito, SIP, es iterativo y en esta subrutina está aplicado al conjunto de ecuaciones para iteración impar que comprende:

- 1.- Factorización.
- 2.- Solución progresiva.
- 3.- Solución regresiva.

Cuando el mayor residuo es inferior a la tolerancia especificada TOLOP o cuando el número de iteraciones supera un máximo de iteraciones establecido a priori, se procede a imprimir resultados.

Algoritmo de factorización, Ecu. # 7.1.

Residuo en pasos iterativos, Ecu. # 7.2.

Vector V, Ecu # 7.3.

Diferencia de presión entre pozos, en cada intervalo de tiempo, Ecu # 7.4.

Cálculo de presión, Ecu. # 7.5.

Convergencia, Ecu. # 7.6.

#### SUBROUTINA WPROD

Cálculo de producción de petróleo gas y agua durante

el intervalo de tiempo. Se utiliza la razón de movilidad (movilidad en una capa/movilidad total).

#### SUBROUTINA MATBAL

Verifica el balance de materiales para petróleo gas y agua, con respecto a los valores de tolerancias asignados. Se compara la mayor diferencia (1 - cociente balance materia) contra las tolerancias establecidas para petróleo, gas y agua, respectivamente. KMATBA es la señal cuando vale cero, Ecu. # 8.

#### SUBROUTINA UPDATE

- Actualiza la porosidad.
- Determina los mayores cambios de saturaciones, presiones, residuos del SIP y su localización en la malla.
- Estima la nueva presión y actualiza la saturación.
- Actualiza los acumuladores de producción.

#### SUBROUTINA OUTPUT

Impresión de resultados obtenidos para el intervalo de tiempo DT:

- Presiones, saturaciones, producción.
- Balance de materia y variaciones máximas de pre-

siòn, saturaciòn y residuo.

- Ecuaciones bases del modelaje del pozo, Ecu. # 9.

### SUBROUTINA PVTIAB

Procedimiento de interpolaciòn lineal para datos PVT.  
Las tablas de presiòn estan clasificadas descendente-  
mente.

Si el argumento de busqueda(P) excede los límites de  
la tabla, la interpolaciòn se efectua entre los dos  
primeros valores o entre los dos últimos, segùn sea  
el caso.



## CAPITULO II

### SEUDO-FUNCIONES

(1) Este concepto fue utilizado en la simulación de yacimientos para describir las variaciones de los valores de permeabilidades relativas y presiones capilares, que se obtienen en el laboratorio (4). ✓

Las variaciones o modificaciones en este caso fueron desarrolladas para reflejar los efectos tridimensionales en un simulador areal de dos dimensiones. La expresión para pseudo-funciones posiblemente mas apta es la que describe los parámetros petrofísicos de laboratorio medidos en la muestra, así como en los fluidos de la roca.

Frecuentemente las pseudo-funciones están identificadas con las pseudo-permeabilidades relativas y las pseudo-presiones capilares. Luego tenemos pseudo-permeabilidades, pseudo-porosidades, pseudo-tasas de flujo, pseudo-presiones capilares, etc.

(2) Las pseudo-funciones son valores promedios pesantes de un

parámetro en particular sobre el volumen total del yacimiento. Por volumen total del yacimiento se entiende, un volumen elemental del mismo, pero en una escala mayor que aquel que se utiliza en el laboratorio para hacer las medidas de las propiedades de las rocas. ✓

Un conjunto de bloques o un bloque individual tomado de un yacimiento es considerado como un volumen total del yacimiento. En ciertas ocasiones se habla de permeabilidades relativas, presiones capilares relativas de los fluidos dentro de la roca los cuales son utilizados con referencia a todo el yacimiento, al fluido y a los propios parámetros de la roca y del fluido medidos en el laboratorio; lo que involucra un volumen más pequeño que un volumen total del yacimiento.

3

Por ejemplo, se puede apreciar que la permeabilidad medida en una pequeña muestra puede diferir significativamente del valor promedio tomado en el volumen total del yacimiento a partir de la cual la muestra fue tomada. El primero es simplemente permeabilidad, el segundo es la pseudo-permeabilidad. ✓

Esencialmente los métodos que se discuten son técnicas sencillas que comienzan con los parámetros de la roca y a partir de las cuales se derivan las pseudo-funciones, lo cual es realizado con la ayuda de un simulador de yaci-

mientos bajo las suposiciones o restricciones impuestas.

Una vez que las pseudo-funciones son obtenidas, ellas pueden ser utilizadas en el mismo u otro modelo para obtener una simulación que mas se acerque al comportamiento del yacimiento, lo cual es reconocido como equivalente a la función de ajuste de historia; lo que significa realizar una modificación de los datos de laboratorio para ajustar el rendimiento o comportamiento de un yacimiento. La medida de los datos de laboratorio que son ajustados al comportamiento del yacimiento son realizados a través de las pseudo-funciones.

La generación y utilización de las pseudo-funciones antes de la etapa de ajuste de historia es importante, porque por lo general no se tiene especificado una historia de producción del yacimiento. Además cuando se tiene un yacimiento en tres dimensiones, se puede simular su comportamiento con un modelo en dos dimensiones con ayuda de las pseudo-funciones.

- ④ En el modelo areal, el volumen total del yacimiento para el cual se derivan las propiedades promedios pesantes o pseudo-funciones, es caracterizado por un solo bloque en la dirección normal, esto es, en la dirección perpendicular al plano de estratificación. ✓

5) Las pseudo-funciones reflejan las condiciones en las cuales estaba el yacimiento al inicio de la etapa de producción. ✓

Si las pseudo-funciones reflejan las condiciones en las cuales existía el yacimiento, ellas deberían absorber el efecto en la dirección vertical. Estas necesidades requieren de varias suposiciones a cerca de la distribución del estado de los fluidos a lo largo de los ejes coordenados.

Las pseudo-funciones derivadas para yacimientos que satisfacen estas condiciones capturan estos efectos en la tercera dimensión (plano z), los cuales son excluidas e implícitamente transferidas al plano de simulación areal (X-Y). Este efecto de transformación permite la reducción de la dimensionabilidad del problema del yacimiento.

Si una sección del yacimiento constituida de un bloque o grupo de bloques los cuales son pequeños, son utilizados por un simulador cuando las pseudo-funciones son generadas, ellas transfieren sus efectos de este refinamiento de malla a su respectivo bloque equivalente de mayor dimensión; esto significa que la pseudo-funciones generadas por un mallado fino, absorben el efecto de la dispersión numérica siendo transferido este efecto al respectivo



bloque equivalente.

## 2.1 HIDROSTATICA DE FLUIDOS INMISIBLES.

La distribución de presión estática es determinada considerando la presencia de 2 fluidos inmiscibles (agua-petróleo) de densidades desiguales (5), en equilibrio hidrostático y con sus densidades aproximadamente constantes sobre el intervalo de presión, estando representada por la ecuación (2.1). La distribución de presión puede ser expresada como la ecuación (2.2) y (2.3).

$$p = p_1 + \int_1^z g(D - D_1) \quad (2.1)$$

$$p_w = p_{w1} + \int_w^z g(D - D_1) \quad (2.2)$$

$$p_o = p_{o1} + \int_o^z g(D - D_1) \quad (2.3)$$

La ecuación (2.2) y (2.3) son aplicados solamente cuando los fluidos están en contacto, en virtud de que permeabilidad es distinta de cero, por lo que denotando la diferencia de presión entre las fases o presión capilar como  $P_c$ , se tiene:

$$p_o - p_w = P_c \quad (2.4)$$

La diferencia de presión entre las fases o distribu-

ción de presión capilar de los fluidos, en una fase que están en contacto, en equilibrio hidrostático puede ser expresado como:

$$P_c = P_{c1} - \left( \int_w - \int_o \right) g (D - D_1) \quad (2.5)$$

La diferencia de presión o distribución de presión entre las fases (distribución de presión capilar de los fluidos), que están en contacto y en equilibrio hidrostático puede ser expresado por la ecuación (2.5), luego si la  $P_{c1}$  es conocida, la presión capilar en cualquier otro punto en el yacimiento puede ser determinada de la ecuación (2.5).

La  $P_c$  vs  $S_w$  esto es  $P_c = P_c(S_w)$ , puede ser conocida a través de la ecuación (2.5) ver fig (2.1).

## 2.2 PRESION CAPILAR POR INBIBICION

Dos fluidos pueden fluir en dirección opuesta o en sentidos contrario si los fluidos no están en equilibrio entre la fuerza de la gravedad y las capilares. La diferencia del gradiente de potencial y de la densidad de los fluidos está dado por la siguiente ecuación:

$$\int_o v \frac{d\phi}{dx} - \int_w v \frac{d\phi}{dx} = v P_c + \left( \int_w - \int_o \right) g v D \quad (2.6)$$

Si la densidad es aproximadamente constante en el intervalo de presiones, luego se tiene:

$$\int_0^V v \bar{\rho} - \int_w^V v \bar{\rho} = V(P_c + (\int_w - \int_0) g D) \quad (2.7)$$

Considerando que diferencia del producto del gradiente entre la densidad y el potencial es cero, se tiene:

$$(P_c + (\int_w - \int_0) g D) = \text{constante.} \quad (2.8)$$

Sin embargo esto es justamente la presión de equilibrio hidrostático dado por la ecuación (2.5).

Si  $(P_c + (\int_w - \int_0) g D)$  no es constante

luego existira una fuerza entre los dos fluidos que produce movimiento de ellos, por lo que la relación de  $P_c$  vs  $S_w$  puede ser expresada por la ecuación:

$$P_c = P_c(S_w) \quad (2.9)$$

La ecuación 2.6 puede ser expresada así

$$\int_0^V v \bar{\rho} - \int_w^V v \bar{\rho} = \frac{dP_c}{dS_w} (S_w) * V S_w + (\int_w - \int_0) g V D \quad (2.10)$$

Por lo que la distribución de saturación, además de la distribución de los fluidos en equilibrio contribuirá al movimiento de los fluidos entre ellos. Esta fuerza algunas veces resulta o genera una recuperación de petróleo favorable a partir de zona pobremente barridas por este proceso de flujo opuesto, en el proceso de inbibición. El significado de esta fuerza puede ser demostrado en la ecuación de equilibrio vertical entre la gravedad y la capilaridad.

6

## 2.3 MODELO DE EQUILIBRIO VERTICAL (E.V)

(5)

### 2.3.1 PRINCIPIO DE EQUILIBRIO VERTICAL

Equilibrio vertical significa que en cualquier punto del yacimiento los fluidos, separados por su respectiva densidad, están distribuidos de tal forma que las condiciones de equilibrio vertical se mantienen. Más aún, cualquier perturbación en las saturaciones promedias de los fluidos en cualquier punto del desplazamiento, resultará en la distribución instantánea de los fluidos con respecto a la altura, de tal manera que el equilibrio hidrostático se mantiene en este nuevo plano de saturación.

Este principio es ilustrado en la fig.(2.2)

aplicado a un yacimiento homogéneo. La línea sólida representa la distribución de la saturación de agua en un punto del modelo lineal como función de la presión capilar  $P_c$ , la cual tiende a sacar el agua del yacimiento (hacia arriba); esta fuerza de dirección opuesta al de la gravedad.

$$\rho g h$$

Para la condición de equilibrio hidrostático:  
 $P_c = \rho g h$  la cual es aplicada para todos los valores de  $h$ , sin existir movimiento vertical de los fluidos.

La altura de cualquier plano de saturación puede ser leída directamente a partir de la ordenada de la derecha.

La línea punteada muestra el resultado de un incremento espontáneo en la saturación de agua promedio en  $X$ . Asumiendo la condición de equilibrio vertical, la nueva distribución de saturación, será reestablecida instantáneamente.

Esta condición es satisfecha en la mayoría de los yacimientos, especialmente en aquellos que no son de gran espesor.

- 2) ✓ Físicamente la condición de E.V. significa que las fuerzas gravitacionales y las capilares, las cuales actúan en la dirección normal (perpendicular) a los planos de estratificación del yacimiento, exceden sustancialmente a las fuerzas viscosas las cuales originan el flujo de los fluidos en forma paralela a los planos de estratificación. ✓
- 3) ✓ Debido a ello, la tasa de redistribución de los fluidos en la dirección vertical es mayor a la que ocurre en la dirección areal (fuerza viscosa areal). ✓
- 9) ✓ En resumen, se dice que un Yacimiento está en E.V. cuando las presiones y saturaciones de cada fase fluyendo, se distribuyen en la dirección normal a los planos de estratificación de acuerdo a un balance entre la fuerza de gravedad y la capilar. ✓

### 2.3.2 CONDICIONES DEL YACIMIENTO PARA EQUILIBRIO VERTICAL

Si la distribución de presión en la dirección normal a los planos de estratificación representa equilibrio hidrostático, ecuación (2.5),

luego las ecuaciones de conservación pueden promediarse en función del espesor del yacimiento. Esta condición será utilizada para determinar la distribución de saturación a través del espesor y derivar las relaciones existentes entre: permeabilidad relativa promedio, pseudo-presión capilar y saturación promedio.

La condición de E.V. existirá si la tasa de redistribución de los fluidos en la dirección vertical es mayor a la del movimiento de los fluidos en la dirección areal.

El equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales con el gradiente de flujo está dado por:

$$\left( \int_0^V V \bar{q} - \int_w^V V \bar{q} \right) = \frac{dP_c}{dS_w} V S_w + \int_g^V V D \quad (2.11)$$

donde:  $\int = \int_w - \int_0$

La componente en la dirección normal al plano de estratificación, puede aproximarse como:

$$\left( \int_0^V V \bar{q} - \int_w^V V \bar{q} \right) \approx \frac{\hat{P}_c}{h} + \int \cos \theta \quad (2.12)$$

donde: 
$$\frac{\hat{P}_c}{h} \approx \frac{dP_c}{dS_w} \frac{dS_w}{dh}$$

Esta aproximación es realizada en función de que, la altura de la zona de transición es pequeña comparada con el espesor del bloque.

El incremento de la presión capilar,  $\hat{P}_c$ , es interpretada como el cambio que ocurre en la sección curva cercana a la saturación de agua irreducible, el cual representa el efecto de la zona de transición.

Luego la tasa de redistribución en la dirección normal al plano de estratificación puede aproximarse como:

$$\hat{\mu} \approx \frac{K_v}{\mu} \left( \int_0^v V \bar{\xi} - \int_w^w V \bar{\xi} \right) \quad (2.13)$$

Aplicando 2.13 en 2.12 se tiene:

$$\approx \frac{K_v \hat{P}_c}{\mu h} + \frac{K_v \hat{\rho} g \cos \theta}{\mu} \quad (2.14)$$

En estas dos últimas ecuaciones, la viscosidad,  $\mu$ , es la del fluido más viscoso, controladora de la tasa de flujo.



Con respecto a las fuerzas viscosas, las cuales originan el flujo de los fluidos en forma paralela a los planos de estratificación, éstas son aproximadas a partir de: tasa características, caídas de presión, áreas seccionales y longitudinales.

$$\mu \frac{(1)}{h} \approx \frac{q}{A} \quad (2.15)$$

o

$$\mu \frac{(2)}{h} \approx \frac{Kh}{\mu} \frac{\hat{P}}{L} \quad (2.16)$$

donde  $\hat{P}$  plano de referencia, es relativo a algún plano de referencia en el yacimiento.

El grupo adimensional que caracteriza la condición a algún plano de referencia en el yacimiento.

El grupo adimensional que caracteriza la condición de E.V. está definido como la relación entre la tasa de redistribución a la del movimiento de los fluidos paralela a los planos de estratificación.

$$\text{Nev} \frac{(1)}{} = \frac{\hat{\mu} v}{\mu h}$$

$$\frac{K_v \hat{P}_c A}{\mu h q} + \frac{K_v \hat{\rho} g \cos \theta A}{\mu q} \quad (2.17)$$

o

(10)

$$N_{ev} = \frac{K_v \hat{P}_c L}{K_h \hat{P}_{datum}} + \frac{K_v \hat{\rho} g \cos \theta L}{K \hat{P}_{datum}} \quad (2.18)$$

(11)

Luego el número adimensional de E.V. es la suma de las relaciones de la presión capilar y las fuerzas gravitacionales, con respecto a las fuerzas viscosas que originan el flujo en forma paralela, a los planos de estratificación respectivamente.

En unidades practicas el  $N_{ev}$  está dado por:

$$N_{ev} = \frac{K_v \hat{P}_c A}{887 \mu q h} + \frac{K_v \hat{\rho} g \cos \theta A}{887 \mu q} \quad (2.19)$$

$$N_{ev} = N_{Pc/\mu} + N_{\rho/\mu} \quad (2.20)$$

Otro grupo que caracteriza el significado del efecto capilar al gravitacional en la distribución vertical de los fluidos, es obtenido de la ecuación (2.18):

$$N_{Pc/\rho} = \frac{\hat{P}_c}{h \hat{\rho} g \cos \theta} \quad (2.21)$$

En resumen el número de E.V. ,  $N_{ev}$ , es una medida de aproximación de las condiciones de yacimiento a las condiciones de yacimiento a las de equilibrio vertical. Si el término que involucra la presión capilar es despreciable, lo que significa ecuación (2.21)  $\ll 1$ , luego se simplifica la determinación de la pseudo curva de permeabilidad relativa así como la presión capilar.

12) Para que exista E.V.,  $N_{ev} \approx N \geq 1.0$   
 $\left\{ \frac{\rho}{\mu} \right.$

### 2.3.3 APROXIMACION DE EQUILIBRIO VERTICAL

Si el yacimiento satisface las condiciones de E.V., lo que significa que las fuerzas gravitacionales y las capilares dominan a las fuerzas viscosas, luego la distribución vertical de los fluidos puede ser determinada.

La condición de E.V. es de que  $N_{ev}$ , ecuación (2.19), sea suficientemente grande.

Si  $N_{ev} < 1.0$  y el desplazamiento tiene una razón de movilidad desfavorable, será necesario realizar una comparación entre un **modelo seccional en 2 direcciones X-Z** utilizando las

curvas de permeabilidades relativas del laboratorio, con un **modelo unidimensional** utilizando la pseudo-curva de permeabilidades relativas. Si el modelo unidimensional no genera resultados similares al seccional-bidimensional; luego la pseudo-curva de permeabilidades relativas serán ajustadas empíricamente, hasta obtener el ajuste de resultados. ✓

13  
F

#### 2.3.4 FUNDAMENTO MATEMATICO PARA EQUILIBRIO VERTICAL

Las condiciones matemáticas para EV son:

$$\frac{\delta \bar{\rho}_w}{\delta z} = \frac{\delta \bar{\rho}_o}{\delta z} = 0 \quad (2.22)$$

$$P_c(x, y, z) = P_c(x, y, z) - \cos \theta \int_0^h g \rho dz \quad (2.23)$$

Integrando las ecuaciones de flujo para agua y petróleo en una región bidimensional, donde la integral es con respecto a la dirección vertical z, se tienen las siguientes expresiones:

$$\bar{K}_{rw} = \frac{\int_0^h K_{xy}(z) K_{rw}(z) dz}{\int_0^h K_{xy}(z) dz} \quad (2.24)$$

$$\bar{\bar{K}}_{ro} = \frac{\int_0^h K_{xy}(z) K_{ro}(z) dz}{\int_0^h K_{xy}(z) dz} \quad (2.25)$$

$$\bar{\bar{S}}_w = \frac{\int_0^h \vartheta(z) S_w(z) dz}{\int_0^h \vartheta(z) dz} \quad (2.26)$$

$$\bar{\bar{S}}_o = \frac{\int_0^h \vartheta(z) S_o(z) dz}{\int_0^h \vartheta(z) dz} \quad (2.27)$$

donde :  $K_{xy}(z) = K_x(z) = K_y(z)$

Diferenciando la ecuación (2.23) con respecto a  $z$ :

$$dz = \frac{dP_c}{\rho g \cos \theta} \quad (2.28)$$

y sustituyendo en las ecuaciones (2.24)-(2.27) se obtiene (6).

$$(14) \quad \bar{\bar{K}}_{rw} = \left[ \frac{1}{\int_0^h \cos \theta} \int_{P_c}^{P_c + h \cos \theta} K_{xy} K_{rw} dP_c \right] \int_0^h K_{xy} dz \quad (2.29)$$

$$(15) \quad \bar{\bar{K}}_{ro} = \left[ \frac{1}{\int_0^h \cos \theta} \int_{P_c}^{P_c + h \cos \theta} K_{xy} K_{ro} dP_c \right] \int_0^h K_{xy} dz \quad (2.30)$$

$$(16) \quad \bar{\bar{S}}_w = \left[ \frac{1}{\int_0^h \cos \theta} \int_{P_c}^{P_c + h \cos \theta} \phi_{xy} S_w dP_c \right] \int_0^h \phi dz \quad (2.31)$$

Para un valor dado de  $z, 0 \leq z \leq h$ , la  $\bar{P}_c$  es calculado a partir de la ecuación (2.23) utilizando la curva de presión capilar versus saturación de agua, generada en el laboratorio fig (2.3).

Luego  $\bar{\bar{K}}_{rw}, \bar{\bar{K}}_{ro}$  y  $\bar{\bar{S}}_w$  son calculadas a través de las ecuaciones (2.29)-(2.31) y  $S_o$  es calculada como:

$$(17) \quad \bar{\bar{S}}_o = 1 - \bar{\bar{S}}_w \quad (2.32)$$

### 2.3.5 PRESION CAPILAR

La curva de presión capilar medida en el laboratorio es una relación de las presiones de las fases, mojante y no mojante así como de la saturación promedio en el núcleo(4). Mientras que la pseudo-curva de presión capilar es la relación de la diferencia de presiones de las fases, en el centro del bloque y considerando la saturación promedio en el bloque.

Si el yacimiento es modelado arealmente y en 2 direcciones, luego la pseudo-curva de presión capilar, es una relación en función de la diferencia de presión de las fases, en el centro del espesor del yacimiento y considerando la saturación promedio en el bloque.

La pseudo-curva de presión capilar es determinada asumiendo que los fluidos están en equilibrio hidrostático en el bloque.

Asumiendo que la presión del petróleo inicial es especificada en algún punto D inicial dentro de la zona de petróleo, la  $P_o$  en cualquier otro punto en la columna de petróleo, puede calcularse de la siguiente manera:

$$P_o = P_o^{inicial} + \int \rho g (D - D^{inicial}) \quad (2.33)$$

La presión en el contacto agua-petróleo es:

$$P_o^{woc} = P_o^{inicial} + \int \rho g (D^{woc} - D^{inicial}) \quad (2.34)$$

Utilizando la definición de presión capilar, se tiene una expresión para  $P_w$  en el contacto agua-petróleo:

$$P_w^{woc} = P_o^{woc} - P_{cwo} = P_o^{inicial} - P_{cwo} + \int \rho g (D^{woc} - D^{inicial}) \quad (2.36)$$

La  $P_w$  en cualquier otro punto del yacimiento puede relacionarse a la  $P_w$  en el contacto agua-petróleo:

$$P_w = P_w^{woc} + \int \rho_w g (D - D^{woc}) = P_o^{inicial} - P_{cwo} + \int \rho g (D - D^{inicial}) + \int \rho_w g (D - D^{woc}) \quad (2.36)$$

La  $P_c$  del sistema agua-petróleo en cualquier punto puede ser calculada como la diferencia de las presiones del petróleo y del agua:

$$P_{cwo} = P_o - P_w = P_{cwo} + g (\rho_w - \rho_o) (D - D^{woc}) \quad (2.37)$$



Bajo la suposición que el yacimiento está inicialmente en equilibrio capilar, podemos calcular la saturación de agua promedia para cada bloque.

$$S_w = S_w(P_{cwo} | \text{centro del bloque}) \quad (2.38)$$

La distribución de  $P_c$  y Saturación aparecen en la Fig.(2.4). El cambio en profundidad en el bloque está dado por  $(h \cos \alpha)$ . La pseudo-saturación puede determinarse por las ecuaciones (2.26) y (2.27).

La configuración de la pseudo-curva de presión capilar para diferentes espesores, así como la curva de presión capilar obtenida del laboratorio, se encuentra mostradas (curvas sólidas) en la fig.(2.5).

Los parámetros de  $N_{Pc/\ell}$  es una medida de la relación entre la altura de la zona de transición y el espesor del yacimiento.

El caso de  $N = \infty$  corresponde al caso de saturación uniforme en el espesor del bloque. En este caso, la pseudo-curva de presión capilar es

idéntica a la curva de la presión obtenida del laboratorio.

A medida de que el espesor aumenta, con la misma curva de presión capilar del laboratorio, la zona de transición se hace despreciable. La curva para 80 pies de espesor se aproxima a la pseudo-curva de presión capilar con una zona de transición igual a cero,  $N_{Pc/\rho} = 0$ , la cual está mostrada con la curva punteada.

Para el caso de una zona de transición igual a cero, el valor de la pseudo-presión capilar es solamente función de la columna hidrostática de los fluidos ubicados entre el contacto agua-petróleo, owc ó goc, y el centro del bloque. El valor de la saturación promedio es una función de la posición del contacto, relativo al espesor del bloque.

#### AJUSTE DE LA PRESION CAPILAR PARA ELIMINAR LOS ERRORES DE SATURACION

Los errores de las saturaciones iniciales pueden eliminarse utilizando las pseudo-curvas de presión capilar .

La fig. (2.6) es una representación de la distribución de la saturación de agua versus la profundidad. Se considera que el bloque fue originalmente cortado por el contacto agua-petróleo y su ubicación está designada por  $H_{min}$ . Además se ha asumido que la saturación de agua ha aumentado debido al mecanismo de empuje de agua de fondo, moviéndose al contacto hacia arriba hasta localizarse en  $H_w$ .

Cerca del tope del bloque, la saturación de agua es la  $S_{wc}$  y en su intermedio, la zona de transición.

La saturación de agua promedio en este bloque,  $S_w$ , está dada por la siguiente expresión:

$$H S_w = H_{wmin} + (H_w - H_{wmin}) (1 - S_{orw}) + \int_{D_1}^{D_2} S_w(D) dD \quad (2.39)$$

donde :

$$D_1 = D_{i,j,k} + (H/2 - H_w)$$

$$D_2 = D_{i,j,k} - H/2$$

La ecuación (2.39) puede escribirse como:

$$S_w = h_{wmin} + (h_w - h_{wmin}) (1 - S_{orw}) + 1/H \int_{D_1}^{D_2} S_w(D) dD \quad (2.40)$$

donde :

$$hw_{min} = Hw_{min}/H$$

$$hw = Hw / H$$

Resolviendo el integral de profundidad de la saturación de agua, se tiene:

$$\int_{D1}^{D2} Sw(D) = \int_{Pc1}^{Pc2} Sw(Pc) \frac{dD}{dPc} \quad (2.41)$$

$$= \frac{1}{g(\rho_w - \rho_o)} \int_{Pc1}^{Pc2} Sw(Pc) dPc \quad (2.42)$$

donde:

$$Pc1 = g(\rho_w - \rho_o) D \quad \frac{w_{OC}}{2} - (D_{i,j,k} + H/2 - Hw)$$

$$Pc2 = g(\rho_w - \rho_o) D \quad \frac{w_{OC}}{2} - (D_{i,j,k} - H/2)$$

Lo que significa que para calcular la saturación de agua promedia, en el bloque, a cualquier profundidad del contacto agua-petróleo, se debe integrar la ecuación (2.42) y reemplazarla en (2.40).

Graficando la saturación de agua promedia versus la presión capilar, como la estimada por la ecuación (2.37) obtenemos una correlación de la pseudo-presión capilar para un bloque espe-

cífico.

Como se ilustra en la figuras (2.7) y (2.8), la pseudo-presión capilar es función de:

- contacto agua-petróleo
- espesor del bloque
- diferencia de densidades del agua y petróleo
- la curva de presión capilar del laboratorio.

En la fig.(2.7) la curva sólida, titulada "CORRECTA" muestra la pseudo-presión capilar. El segmento entre los puntos 2 y 3 es una línea recta que tiene como pendiente  $m = - \frac{H_g \rho}{(1 - S_{orw} - S_{wc})}$ .

Los segmentos entre los puntos 1 y 2 así como entre 3 y 4 representan los efectos de la zona de transición por arriba del contacto agua-petróleo. Luego la  $S_w$  del bloque comenzará a aumentar antes de que el contacto agua petróleo alcance el fondo del bloque. El efecto de la intersección del contacto original agua-petróleo en el bloque se ilustra graficamente en la fig.(2.8).

En la práctica usualmente no se evalúa matemá-

ticamente el integral de la ecuación (2.41), sino que se utiliza la técnica gráfica para obtener la pseudo-curva de presión capilar.

## 18 2.4 MODELO DINAMICO

### 2.4.1 CONDICIONES DINAMICAS DEL YACIMIENTO

19 Cuando un yacimiento no alcanza las condiciones de equilibrio debido a que: la comunicación vertical es pobre, el flujo vertical es elevado, existe variación de las tasas de flujo, etc. los conceptos de equilibrio vertical resultan ser inadecuados en virtud de que las perturbaciones verticales, al no disiparse rápidamente comparado con las horizontales, generan gradientes de potenciales normales a los planos de estratificación, originando que la tasa de redistribución de los fluidos en la dirección vertical sea menor a lo que ocurre en la dirección areal (paralela a los planos de estratificación); lo que significa que no se mantiene el equilibrio entre las fuerzas gravitacionales y capilares. Luego se dice que el yacimiento está en condiciones **CONDICIONES DINAMICAS.** ✓

Obviamente, si las pseudo-funciones son utilizadas para reducir de 3 a 2 dimensiones, deberán reflejar la condición dinámica en el yacimiento relativo a las variaciones verticales y horizontales, esperadas a existir durante el periodo a ser simulado con el modelo areal. En principio, las pseudo-funciones no solamente varían con el tiempo, sino que son diferentes para cada bloque del modelo areal.

#### 2.4.2 SEUDO-FUNCIONES DINAMICAS

##### 2.4.2.1 SECUENCIA DE ETAPAS DE EQUILIBRIO VERTICAL

Consiste en aproximar el flujo dinámico en el yacimiento por una serie de etapas de equilibrio vertical. Para definir estas series de etapas de Equilibrio Vertical, es necesario realizar la simulación de una sección transversal del yacimiento, sujeta a las condiciones de producción representativas de las esperadas a existir durante el periodo a ser simulado con el método areal.

Esta técnica fue desarrollada por JACKS, SMITH AND MATTAX (14), puesto que el cálculo de la pseudo-curva de permeabilidad relativa, utilizando la técnica de KYTE-BERRY (11), es dependiente de la longitud areal del bloque; bloques cuadrados deberán ser usados.

Sin embargo esta limitación ha sido considerada en el desarrollo del programa de pseudo-funciones dinámicas con una técnica apropiada, la cual considera los cambios tanto en el tamaño de los bloques como en la permeabilidad.

KYTE-BERRY (anexo B) aplicaron su técnica en un modelo seccional con 9 capas en la dirección Z y 5 celdas por bloque del modelo areal en la dirección I.

#### 2.4.2.2 ECUACIONES DE PREDICCIÓN

La fig. (2.9) representa una comparación entre el modelo seccional, X-Z y el modelo areal unidimensional (1-D).



Porosidad areal

$$\bar{h}_{10} \bar{\phi}_{10} \hat{x}_{10} = \sum_{j=1}^9 \bar{h}_{10,j} \bar{\phi}_{10,j} \hat{x}_{10,j} \quad (2.43)$$

$$\bar{\phi}_{II} = \frac{\sum_{i=6}^{10} \bar{h}_i \bar{\phi}_i \hat{x}_i}{1/2(\bar{h}_I + \bar{h}_{II}) \hat{x}_{II}} \quad (2.44)$$

Permeabilidad areal

$$\frac{\bar{\hat{x}}_{10}}{\bar{h}_{10} \bar{k}_{10}} = \sum_{j=1}^9 \frac{1/2(\hat{x}_{10,j} + \hat{x}_{11,j})}{\bar{h}_{10,j} \bar{k}_{10,j}} \quad (2.45)$$

$$K_{II} = \frac{\bar{\hat{x}}_{II}}{\sum_{i=8}^{12} \frac{\hat{x}_i}{\bar{h}_i \bar{k}_i}} \quad (2.46)$$



BIBLIOTECA

Saturación en el bloque

$$S_{p_{wII}} = \frac{\sum_{i=6}^{10} \bar{h}_i \bar{\phi}_i S_{w_i} \hat{x}_i}{\bar{\phi}_{II} 1/2(\bar{h}_I - \bar{h}_{II}) \hat{x}_{II}} \quad (2.47)$$

### Tasa de flujo

$$q_{pwII} = \sum_{j=1}^9 q_{w10,j} \quad (2.48)$$

$$q_{poII} = \sum_{j=1}^9 q_{o10,j} \quad (2.49)$$

$$q_{wi,j} = \frac{1.127 \cdot 10^{-3} K_{i,j} K_{rw,i,j} A}{\mu_w \beta_w} \frac{dP_w}{dx} + 0.433 r_w \sin \theta \quad (2.50)$$

$$q_{oi,j} = \frac{1.127 \cdot 10^{-3} K_{i,j} K_{ro,i,j} A}{\mu_o \beta_o} \frac{dP_o}{dx} + 0.433 r_o \sin \theta \quad (2.51)$$

### Presión en el bloque

$$P_{pwII} = \frac{\sum_{j=1}^9 \left( P_{w8,j} + \frac{\rho_w \gamma_{8,j}}{144} \right) K_{8,j} K_{rw8,j} h_{8,j}}{\sum_{j=1}^9 K_{8,j} K_{rw8,j} h_{8,j}} \quad (2.52)$$

### Seudo-Presion Dinàmica

$$P = \frac{\rho}{\rho_{oII}} \left( P_{oII} + \sum_{j=1}^n \frac{\rho_{oII} \gamma_{8,j}}{144} \right) \frac{K}{K_{roII}} \frac{h}{h_{8,j}} \quad (2.53)$$

### Seudo-permeabilidad relativa

$$K = \frac{888 q \bar{\mu} \bar{x}_{II}}{\rho_{wII} w_{II}} \frac{K_{II} h_{II} (P_{II} - P_{III})}{\rho_{wII} \rho_{wIII} 144} \frac{\bar{w}_{II} \bar{x}_{II} \text{sen } \theta_{II}}{144} \quad (2.54)$$

$$K = \frac{888 q \mu \bar{x}_{II}}{\rho_{oII} \rho_{oII}} \frac{K_{II} h_{II} (P_{II} - P_{III})}{\rho_{oII} \rho_{oIII} 144} \frac{\bar{\rho}_{oII} \bar{x}_{II} \text{sen } \theta_{II}}{144} \quad (2.55)$$

### Seudo-Presiòn Capilar Dinàmica

(arena hidròfila)

$$P_{cII} = P_{oII} - P_{wII} \quad (2.56)$$

Para calcular el flujo entre 2 bloques, las ecuaciones mencionadas anteriormente utilizan el concepto de permeabili-

dades relativas corriente arriba, concordante con el procedimiento de cálculo utilizado en el modelo areal en 2 dimensiones X-Y.

La permeabilidad areal calculada a través de ecuación, es una permeabilidad horizontal armónica promedia para todas las columnas entre los puntos intermedios del bloque areal corriente arriba, N, y el bloque areal corriente abajo, N + 1.

## CAPITULO # III

### 3.1 FUNCION CUBICA TIPO SPLINE(16)

Es utilizada para interpolar entre los valores de la tabla de las permeabilidades relativas al agua(7), petr leo y presión capilar versus saturaci n de agua, también para interpolar entre los valores de la viscosidad del petr leo, factor de expansion del petr leo versus presión.

La tabla es proporcionada por el usuario y leida en el programa, el polinomio cúbico spline a utilizarse para aproximar  $f(x)$ , fig(3.1), en cada intervalo sucesivo, tiene la siguiente forma general(7):

$$P_{i,i} = \frac{\phi_i}{3} \left( \frac{X - X_{i+1}}{h_i} \right)^3 + \frac{f_{i+1}}{6h_i} \left( \frac{X - X_i}{h_i} \right)^3 + \left( \frac{\phi_{i+1}}{h_i} - \frac{h_i \phi_i}{6} \right) \left( \frac{X - X_i}{h_i} \right)^2 + \left( \frac{f_i}{h_i} - \frac{h_i \phi_i}{6} \right) \left( \frac{X - X_{i+1}}{h_i} \right)^2 \quad (3.1)$$

Para  $i = 1, 2, \dots, (n-1)$

donde  $\phi_i = P''_{,i}(X_i)$ , segunda derivada de la ecuación entre dos puntos de saturación adyacente.

$h_i = X_{i+1} - X_i$ , intervalo entre los nodos  $i$  e  $i+1$ , es referida a la saturación de agua.

$f_i = f(X_i)$ , valor de la función en el nodo  $i$ , es referida a la permeabilidad relativa al petróleo, agua y presión capilar, según el caso.

Puesto que cada polinomio cúbico involucra 4 coeficientes arbitrarios, existen en total  $4(n-1)$  coeficientes que son determinados en base al siguiente sistema de ecuaciones lineales en  $\phi_i$  :

$$\frac{h_{i-1}}{h_i} \phi_{i-1} + 2 \left( 1 + \frac{h_{i-1}}{h_i} \right) \phi_i + \phi_{i+1} = \frac{6}{h_i} \left( \frac{f_{i+1} - f_i}{h_i} - \frac{f_i - f_{i-1}}{h_{i-1}} \right) \quad (3.2)$$

para  $i=2,3,4,\dots,n-1$

$$\text{con } \phi_1 = 0 \quad ; \quad \phi_n = 0 \quad (3.3)$$

Note que las ecuaciones (3.2), (3.3) generan su siste-

ma de  $n$  ecuaciones lineales con  $n$  variables desconocidas  $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \dots, \theta_4$ , cuyos valores necesitan ser determinados.

### 3.2 ALGORITMO DE THOMAS

Se lo utiliza para resolver un sistema tridiagonal de ecuaciones. La función cubica tipo Spline genera un sistema cuyos coeficientes forman una matriz tridiagonal, y luego las ecuaciones pueden ser resueltas directamente utilizando el algoritmo de Thomas(8). Pueden ser usados otros métodos iterativos pero estos requieren de mucho tiempo computacional.

Para un sistema de  $n$  ecuaciones con  $n$  valores desconocidos  $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$  representados por

la ecuación matricial:  $Ax = D$ , su configuración es:

$$\begin{array}{cccccc|c|c|c}
 b_1 & c_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & x_1 & d_1 \\
 a_2 & b_2 & c_2 & 0 & 0 & 0 & x_2 & d_2 \\
 0 & a_3 & b_3 & c_3 & 0 & 0 & x_3 & d_3 \\
 0 & 0 & a_4 & b_4 & c_4 & 0 & x_4 & d_4 \\
 & & & \cdot & \cdot & & \cdot & \cdot \\
 & & & & \cdot & & \cdot & \cdot \\
 & & & & a_{n-1} & b_{n-1} & c_{n-1} & x_{n-1} & d_{n-1} \\
 & & & & & a_n & b_n & x_n & d_n
 \end{array} =$$

El sistema de ecuaciones formado es resuelto por las siguientes relaciones:

$$i = 1 \quad W_1 = c_1/b_1 \quad (3.4)$$

$$i = 2,3,4.. n-1, \quad W_i = c_i / (b_i - a_i W_{i-1}) \quad (3.5)$$

$$i = 1 \quad g_1 = d_1/b_1 \quad (3.6)$$

$$i = 2,3,4.....n \quad g_i = (d_i - a_i g_{i-1}) / (b_i - a_i W_{i-1}) \quad (3.7)$$

$$i = n \quad X_n = g_n \quad (3.8)$$

$$i = n-1, n-2, \dots, 3, 2, 1 \quad x_i = g_i - W_i x_{i+1} \quad (3.9)$$

Primeramente todos los valores de W y g calculados utilizando los coeficientes de la matriz a,b,c y los valores de x son calculados en el orden descendente. Encontrando la solución del vector columna.

### 3.3 DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL Y SUBROUTINAS

#### PROGRAMA PRINCIPAL

Se lo utiliza como conector de cada una de las subrutinas utilizadas, el mismo que utiliza las subrutinas para interpolación. El programa principal tiene las siguientes funciones(9):

- Leer la información del archivo creado.
- Llamar a diferentes subrutinas de cálculo.
- Escribir los resultados de los cálculos realizados,



en cada subrutina de cálculo.

La principal función es calcular los datos necesarios para la utilización de la subrutina `tasas`, la que calcula las pseudo-curvas, el diagrama de flujo es representado por la fig. (3.2).

#### SUBROUTINA PORROC

Calcula la porosidad promedio por bloque, por columna y por regiones, utilizando la ecuación (2.44). Escribe el arreglo de porosidad para el sistema `NCELI * NCELJ`.

#### SUBROUTINA ARREGL

Utiliza el espesor de las columnas, leído en el programa principal y escribe el arreglo de espesores para el sistema `NCELI * NCELJ`, con respecto a un datum.

#### SUBROUTINA EKABSO

Calcula la permeabilidad absoluta promedio por columna, bloques y regiones utilizando la ecuación (2.46). Escribe el arreglo de las permeabilidades absolutas para el sistema `NCELI * NCELJ`, las

permeabilidades promedias por columnas, bloques y regiones.

#### SUBROUTINA READA1

Esta subrutina lee informaci3n a partir del SIMULADOR 3F-3D TECNICA IMPES. La presi3n al petr3leo y las saturaciones al petr3leo, gas y agua son leidas para los diferentes intervalos de tiempo ITIME.

Calcula las saturaciones de petr3leo promedio por columna, bloques y regiones utilizando la ecuaci3n (2.47) . Escribe el arreglo de saturaci3n para el sistema NCELI \* NCELJ, por columna, bloques y regiones.

#### SUBROUTINA READA2, READA3

Calcula las saturaciones de gas y agua promedio por columna, bloques y regiones . Escribe el arreglo de saturaci3n para el sistema NCELI \* NCELJ, por columna, bloques y regiones.

#### SUBROUTINE SPLNK

Calcula los coeficientes de una funci3n c3bica tipo "SPLINE" la cual es utilizada para interpolar los

valores de permeabilidad relativa al petróleo y al agua en función de la Tabla de Saturación de agua.

#### SUBROUTINA THOMAS

El sistema de N ecuaciones lineales generadas a través de la función cúbica tipo "SPLINE", forman una matriz tridiagonal , que es resuelto por esta subrutina.

#### SUBROUTINA SPEVF

Realiza los mismo calculos que la subrutina SPLNK pero interpola los valores del factor volumétrico y viscosidad del petróleo en función de la tabla de presiones.

#### SUBROUTINA SPLNPC

Realiza los mismos calculos que la subrutina SPLNK pero interpola los valores de presión capilar en el sistema agua-petróleo en función de la tabla de saturaciones.

#### SUBROUTINA KRELAI

Calcula y escribe la permeabilidad relativa al agua y

al petróleo en función de las saturaciones dadas por la subrutina READA1 Y READA2, para el sistema NCELI \* NCELJ columnas, bloques y regiones, utilizando los polinomios de las subrutinas SPLNK y llamando a las subrutinas INTCEL y INTREG.

#### SUBROUTINA PCAPIL

Realiza los mismos calculos de KRELAT pero aplicada a la presión capilar.

#### SUBROUTINA SEUDOP

Realiza los mismos calculos de KRELAT pero aplicada a el factor volumétrico y viscosidad del petróleo en función del petróleo.

#### SUBROUTINA EYEQIL

Calcula las seudos-curvas de presión dinámica por columna, bloque y regiones en base a las ecuaciones (2.52) y (2.53), escribiendo las presiones al petróleo y al agua así como para las seudo-curvas de presiones dinámicas del sistema NCELI \* NCELJ por columna, bloques y regiones.

### SUBROUTINA IASAS

Calcula la tasas de petróleo y agua en base a las ecuaciones (2.48), (2.49), (2,50) y (2.51) así como las pseudo-curvas de permeabilidad relativas dinámicas ecuación (2.54), (2,55) y la pseudo-curva de presión capilar dinámica ecuación (2.56).

Esta subrutina escribe las tasas de petróleo y agua para el sistema NCELI \* NCELJ por columnas, bloques y regiones.

### SUBROUTINA OUTPUT

Escribe todas las pseudo-curvas para los intervalos de tiempo ITIME.

### SUBROUTINA INICEL

Interpola valores de la tabla de:

- Presión capilar versus saturación de agua
- Permeabilidad relativa al agua y petróleo versus saturación de agua.
- Factor volumétrico del petróleo versus presión.
- Viscosidad del petróleo.

Calcula la presión capilar, permeabilidad relativas,

factor volumétrico del petróleo para cada celda del sistema NCELI \* NCELJ.

#### SUBROUTINA INTREG

Realiza los mismos calculos que INTCEL pero aplicada a presión capilar , factor volumétrico del petróleo por columnas, bloques y regiones.

## CAPITULO # IV

### GENERALIDADES

- (21) Para realizar el procedimiento de cálculo para determinar las pseudo-curvas de permeabilidad relativa y presión capilar en el modelo dinámico, utilizando la técnica de KYTE-BERRY se siguen los siguientes pasos(10):
- (22) ✓ 1.- Seleccionar y desarrollar un modelo areal bidimensional para el yacimiento. El modelo seleccionado debe tener las características del flujo corriente arriba.
  - (23) ✓ 2.- De acuerdo a la información que se disponga, se debe desarrollar más de un modelo seccional.
  - (24) ✓ 3.- Determinar el modelo seccional en función del número de bloques que representan la región en estudio.
  - (26) ✓ 4.- Realizar un ajuste de curvas de acuerdo a los datos de pseudo-funciones obtenidos del simulador seccional, para las presiones capilares y las permeabilidades relativas.

Utilizar información adicional del modelo seccional para corregir datos sobre porosidades, permeabilidades en los bloques en las direcciones X-Y.

24 ✓ 5.- Utilizar la tasa de producción de petróleo acumulativo por bloque, determinada en el simulador seccional y en base a esta, optimizar la tasa de producción del yacimiento.

25 6.- Los datos suministrados al modelo seccional a través del Simulador 3F-3D, Técnica Impes(3) son : Presión de la fase petróleo, saturación de petróleo, agua y gas, para cada intervalo de tiempo en estudio, hasta que el modelo haya sido barrido por el agua.

El modelo seccional(9) debe ser ejecutado para cada intervalo de tiempo(tiempo estimado para graficar los valores de las pseudo-curvas). ✓

7.- Construir los graficos de las pseudo-curvas para cada bloque y realizar los ajustes necesarios.

28 8.- Verificar la validez de las pseudo-funciones, utilizando una malla más grande.

29 9.- Con los ajustes realizados, optimizar la producción del yacimiento en estudio.



#### 4.1.1 INFLUENCIA DE LA PRODUCTIVIDAD

Una vez que se ha orientado la malla areal, usualmente a lo largo de la dirección de flujo (eje mayor del yacimiento), el modelo seccional o la sección transversal es seleccionada a partir de una sección del yacimiento en donde uno o más pozos han sido perforados. fig.(4.1), fig.(4.2).

Del simulador de pseudo-funciones se obtiene la tasa de producción inicial óptima, para así lograr un barrido total del yacimiento en estudio.

#### 4.1.2 AJUSTE DE CURVAS

En el estudio de la presión capilar y permeabilidades relativa al petróleo y agua, se debe realizar comparaciones de los resultados de las pseudo-funciones generadas por el simulador seccional y las curvas determinadas en el laboratorio.

La comprobación y el ajuste respectivo de las curvas con las pseudo-curvas, generan datos iniciales para el simulador areal. Las cuales se utilizan hasta que el yacimiento este completamente inundado de agua.

Si no se tiene resultados satisfactorios debe ajustarse empíricamente la curva.

30

#### 4.2 APLICACIONES A UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO

31

El yacimiento en estudio es el Campo Fanny, que está localizado en el flanco este del Oriente Ecuatoriano. La zona de producción perteneciente a la formación Napo del cretácico, es la arenisca M-1, la cual está constituida de granos pobremente cementados de material cuarzoso con una alta permeabilidad entre (20 - 6500 mds). Se considera el mecanismo de producción por empuje de agua, el mismo que tiene las siguientes características: ✓

32

Presión original del yacimiento	3250 lpc
Profundidad del contacto agua-petróleo	7015 pies
Porosidad	20 %
Saturación Residual de agua	15 %
Saturación de petróleo residual	15 %

#### Propiedades de hidrocarburos.

Presión en el punto de burbuja	532 lpc
FVF del petróleo a Pb	
Gas en solución inicial, Rsi	128 Pc/Bbl
Viscosidad del petróleo a C.N.	8,6 cps
Densidad del petróleo a C.N	52,41 Lbs/pie

### Propiedades del agua

Densidad inicial a C.N	63,58 Lbs/pie <sup>3</sup>
Viscosidad	0,35 cp
Compresibilidad de formación	4.1*E-6 1/Lpc

33

Los datos PVT, permeabilidades y presiones capilares fueron leídos de pruebas de laboratorio y registros eléctricos. Los datos correspondientes a la geometría del yacimiento y localización de pozos son tomados de fig. (4.3).

34

La tabla I muestran los resultados de las pseudo-funciones, para 365 días, los mismos que son altamente satisfactorios, (fig. (4.4) y (4.5)) después de realizar los ajustes necesarios entre las curvas del laboratorio y las respectivas pseudo-curvas.

Procediéndose luego a determinar la caída de presión para diversas tasas de producción, teniendo como tasa inicial la determinada por el simulador de pseudo-funciones, (tabla III, las fig. (4.6) y (4.7)), las cuales representan las caídas de presión y recuperación de petróleo para diversas tasas de producción. ✓

La tabla II compara resultados generados para una misma tasa, igual incremento de tiempo, con curvas ajustadas por pseudo-funciones con aquellos generados

por las curvas de laboratorio.



BIBLIOTECA

35

TABLA I

DATOS DE CURVAS Y SEUDO-CURVAS PARA TIEMPO INICIAL  
BLOQUES

	1	2	3	4	5	6	7	8
KRD	0.316	0.258	0.12	0.07	0.001	0	0	0
KRW	0.007	0.009	0.042	0.06	0.165	0.777	1	1
PC	2.96	2.55	1.9	1.52	0.94	0.36	0	0
SW	0.319	0.346	0.427	0.467	0.606	0.932	1	1
SKRD	0.3161	0.2584	0.1198	0.0704	0.0006	0	0	0
SKRW	0.0073	0.0092	0.0419	0.0603	0.1649	0.7795	0.9991	1
SPC	3.15	2.74	2.03	1.71	1.13	0.55	0	0
Q	9.88	12	1.87	2.2	0.03	0	0	0

TABLA II

CORRIDAS PARA SIMULADOR 3F-3D CON SEUDO-CURVAS Y CURVAS

TASA	DT	CONVER	BALANCE MATERIA	RECUPE RACION	TIEMPO TOTAL	PRESIO	ITERACION ACUMULADA
1000	30.4	ESTABLE	0.004	0.024	364.8	967	223
1000	30.4	ESTABLE	0.000	0.012	152.0	433.6	425

36

TABLA III

DETERMINACION DE CAIDA DE PRESION PARA  
VARIOS INCREMENTOS DE TIEMPOS

TASA	DT	CONVER	BALANCE MATERIA	RECUPE RACION	TIEMPO TOTAL	PRESION	ITERACI ACUMULA
100	15	ESTABLE	0.0	0.002	364.8	3010.9	108
	30.4	ESTABLE	0.0	0.002	364.8	3010.5	84
	91.2	ESTABLE	0.0	0.002	364.8	3009.0	96
400	15	ESTABLE	0.0	0.01	364.8	2335.7	175
	30.4	ESTABLE	0.0	0.01	364.8	2335.4	153
	91.2	ESTABLE	0.0	0.01	364.8	2335.0	142
700	15	ESTABLE	0.001	0.017	364.8	1664.6	209
	30.4	ESTABLE	0.001	0.017	364.8	1664.3	188
	91.2	ESTABLE	0.003	0.017	364.8	1664.9	172
1000	15	ESTABLE	0.002	0.024	364.8	967.7	256
	30.4	ESTABLE	0.004	0.024	364.8	967.0	223
	91.2	ESTABLE	0.004	0.024	364.8	966.5	182
1300	15	ESTABLE	0.0002	0.032	364.8	507	330
	30.4	ESTABLE	0.0002	0.032	364.8	514.6	260
	91.2	ESTABLE	0.0004	0.032	364.8	567.6	187
1500	15	ESTABLE	0.0001	0.033	330.0	447.7	358
	30.4	ESTABLE	0.0002	0.034	334.4	441.8	245
	91.2	ESTABLE	0.0005	0.037	364.8	305.7	197
1700	15	ESTABLE	0.0001	0.032	285.0	479.6	320
	30.4	ESTABLE	0.0002	0.035	304.0	400.6	225
	91.2	ESTABLE	0.0006	0.024	364.8	139	198

## CONCLUSIONES

- 1) La presión del Campo Fanny determinada por CITY INVESTING COMPANY(17), fue de 3261 lpca, mientras que utilizando el simulador 3F-3D, se encuentra una presión promedio de 3247 lpca lo que justifica los cálculos iniciales para el yacimiento.
- 2) De acuerdo a la distribución del números de pozos es notorio el efecto de interferencia, lo cual es observado por una rápida disminución de la presión.
- 3) El ajuste de curvas demostró que son satisfactorios los resultados de las pseudo-funciones con las curvas de permeabilidad relativa al petróleo, agua y presión capilar generadas en el laboratorio.
- 4) Con los datos ajustados y realizando la predicción a un año, se observó que para una producción entre 100-1500 barriles/día de producción, el sistema es estable; lo que justifica una tasa promedio real de producción del yacimiento de 600 barriles/día, por lo que se estima que con esta tasa se tendría un mayor reco-

bro, para un periodo de producción mayor y manteniéndose la presión del yacimiento.

- 5) El uso de las pseudo-funciones representa un ahorro significativo tanto en tiempo de simulación, como en dinero.

### RECOMENDACIONES

- 1) Comparar el análisis de pseudo-funciones con el análisis de ajuste de historia.
- 2) Realizar las interpolaciones de las curvas de datos PVT, utilizando el polinomio de Interpolación de Lagrange en el Simulador 3F-3D. (3)
- 3) Desarrollar las transmisibilidades implícitamente, en el simulador 3F-3D, con el fin de eliminar el problema de configuración de matrices singulares no simétricas.
- 4) Realizar un estudio con variaciones de dimensiones de malla, para distintos números de pozos con diferentes tasas de producción.



# ANEXOS

ANEXO A

FORMULAS UTILIZADAS EN EL SIMULADOR 3F - 3D CON TECNICA  
IMPES

ECUACION # 1.1

$$a1 = 1.00$$

$$a2 = (C_{o2} / (C_{g2} - C_{g3}))_{i,j,k}$$

$$a3 = (a2 * C_{g2} / C_w)_{i,j,k}$$

$$c = a1 C_{o1} + a2 C_{w1} + a3 C_{g1}$$

ECUACION # 1.2

$$Z = ( a1 T_{oz} + a2 T_{wz} + a3 ( T_{gz} + T_{oz} R_s ) )_{i,j,k-1/2}$$

$$B = ( a1 T_{oy} + a2 T_{wy} + a3 ( T_{gy} + T_{oy} R_s ) )_{i,j-1/2,z}$$

$$D = ( a1 T_{ox} + a2 T_{wx} + a3 ( T_{gx} + T_{ox} R_s ) )_{i-1/2,j,k}$$

$$F = ( a1 T_{ox} + a2 T_{wx} + a3 ( T_{gx} + T_{ox} ) )_{i+1/2,j,k}$$

$$H = ( a1 T_{oy} + a2 T_{wy} + a3 ( T_{gy} + T_{oy} ) )_{i,j+1/2,k}$$

$$S = ( a1 T_{oz} + a2 T_{wz} + a3 ( T_{gz} + T_{oz} ) )_{i,j,k+1/2}$$

$$E = - ( E + B + D + F + H + S + C )$$

ECUACION # 1.3

$$CP = a2 \left[ \begin{array}{l} Tw_{i+\frac{1}{2}} \hat{P}_{cw,o} - Tw_{i-\frac{1}{2}} \hat{P}_{cw,o} + Tw_{j+\frac{1}{2}} \hat{P}_{cw,o} - \\ Tw_{j-\frac{1}{2}} \hat{P}_{cw,o} + Tw_{k+\frac{1}{2}} \hat{P}_{cw,o} - Tw_{k-\frac{1}{2}} \hat{P}_{cw,o} \end{array} \right] +$$

$$a3 \left[ \begin{array}{l} Tg_{i+\frac{1}{2}} \hat{P}_{cg,o} - Tg_{i-\frac{1}{2}} \hat{P}_{cg,o} + Tg_{j+\frac{1}{2}} \hat{P}_{cg,o} - \\ Tg_{j-\frac{1}{2}} \hat{P}_{cg,o} + Tg_{k+\frac{1}{2}} \hat{P}_{cg,o} - Tg_{k-\frac{1}{2}} \hat{P}_{cg,o} \end{array} \right]$$

$$GR = a1 \hat{(To \tau_o \hat{D})} + a2 \hat{(Tw \tau_w \hat{D})} + a3 \hat{(Tg \tau_g \hat{D})} +$$

$$a3 \hat{(Rs To \tau_o \hat{D})}$$

ECUACION # 1.4

$$Q = - C_{Po} \frac{n}{i,j,k} - (a1 q_o + a2 q_w + a3 q_g) \frac{n}{i,j,k} + CP + GR$$

ECUACION # 1.5

$$S_o^{n+1} = S_o^n + \frac{1}{Co2} (\hat{(To \hat{Po})} - \hat{(To \tau_o \hat{D})} + q_o -$$

$$Co1 \hat{t Po})_{i,j,k}$$

$$S_w^{n+1} = S_w^n + \frac{1}{Cw2} (\hat{(Tw \hat{Po})} - \hat{(Tw \tau_w \hat{D})} + q_w -$$

$$\hat{(Tw \hat{P}_{cw,o})} - Cw1 \hat{t Po})_{i,j,k}$$

$$S_g^{n+1} = 1 - S_w^{n+1} - S_o^{n+1}$$

$$P_w^{n+1} = P_o^{n+1} - P_{cw,o}^{n+1}$$

$$P_g^{n+1} = P_o^{n+1} - P_{cg,o}^{n+1}$$

ECUACION # 2.1

$$C_x^{i-\frac{1}{2},j,k} = 0,001127 \left( \frac{2K_x^{i-1} K_x^i \hat{Y}_j \hat{Z}_k}{K_x^{i-1} \hat{X}_i + K_x^{i-1} \hat{X}_i} \right)_{j,k}$$

$$C_x^{i+\frac{1}{2},j,k} = 0,001127 \left( \frac{2K_x^{i+1} K_x^i \hat{Y}_j \hat{Z}_k}{K_x^{i+1} \hat{X}_i + K_x^{i+1} \hat{X}_i} \right)_{j,k}$$

ECUACION # 2.2

$$\theta_x = \text{tg}^{-1} \left( \frac{\frac{DT}{i} - \frac{DT}{i+1}}{\sqrt{\left(0.5(\hat{X}_i + \hat{X}_{i+1})\right)^2 - \left(\hat{DT}_i - \hat{DT}_{i+1}\right)^2}} \right)_{j,k=1}$$

$$\theta_y = \text{tg}^{-1} \left( \frac{\frac{DT}{j} - \frac{DT}{j+1}}{\sqrt{\left(0.5(\hat{X}_j + \hat{X}_{j+1})\right)^2 - \left(\hat{DT}_j - \hat{DT}_{j+1}\right)^2}} \right)_{i,k=1}$$

$$\theta_z = 0.5 (\theta_x + \theta_y)$$

$$D_{i,j,k} = DT_{i,j,k} + \left( \sum_{k=k-1}^{X=NZ} \hat{Z} + 0.5 \hat{Z} \right) \cos \theta_z$$

ECUACION # 2.3

$$\frac{\pi^2}{2 N_X (1 + f_1)} ; \frac{\pi^2}{2 N_Y (1 + f_2)} ; \frac{\pi^2}{2 N_Z (1 + f_3)}$$

$$\alpha_{\max} = 1 - h_{\min}$$

con  $m=1,2,3,\dots,N$   
 $m = \#$  parámetros  
 $N =$  total de parámetros

$$\alpha_m = 1 - (1 - \alpha_{\max})^{m/N}$$

ECUACION # 2.4

$$\text{DATUM} = 1/2 (D_{\max} + D_{\min})$$

ECUACION # 2.5

$$P_{w,i,j,k} = P_{o,i,j,k} - P_{cw,o}$$

$$P_{g,i,j,k} = P_{o,i,j,k} - P_{cg,o}$$

$$P_{o,i,j,k} = P_w/o - f_o (D_w/o - D_{i,j,k}) / 144$$

ECUACION # 2.6

$$V_o = \sum_{i,j,k}^{N_X, N_Y, N_Z} ( \emptyset V_T S_o / \beta_o )_{i,j,k}$$

$$V_w = \sum_{i=1,1,1}^{NX,NY,NZ} (\emptyset VT S_w / \beta_w)_{i,j,k}$$

$$V_g = \sum_{i=1,1,1}^{NX,NY,NZ} (\emptyset VT S_g / \beta_g + R_s VT \emptyset S_o / \beta_o)_{i,j,k}$$

ECUACION # 2.7

$$P_{\text{fase}} = 1/2 (P_{\text{max}} + P_{\text{min}})_{\text{fase}}$$

$$P_{f \text{ datum}} = P_{f \text{ fase}} + \bar{f} \left( \frac{D_{\text{datum}} - D_{i,j,k}}{144} \right)$$

$$\bar{P} = 1/2 (P_{\text{fase}} + P_{i,j,k})$$

ECUACION # 3

$$\bar{z} = \int_P^P \frac{dP}{f(P)} - g D$$

$$P_{o0} = P_o(i,j,k) - f_o(P) (0.5 P_{o \text{ dat}} + P_o(i,j,k)) * \text{Temp}$$

$$P_{w0} = P_w(i,j,k) - f_w(P) (0.5 P_{w \text{ dat}} + P_w(i,j,k)) * \text{Temp}$$

$$P_{g0} = P_g(i,j,k) - f_g(P) (0.5 P_{g \text{ dat}} + P_g(i,j,k)) * \text{Temp}$$

ECUACION # 4

$$\text{Si } P_{f \text{ datum}}(i+1,j,k) > P_{f \text{ datum}}(i,j,k)$$

$$T_{xf} \quad = \quad C_{xf} \quad \left( \frac{K_{ro}}{\beta_o \mu_o} \right) \quad i+1, j, k$$

Caso contrario

$$T_{xf} \quad = \quad C_{xf} \quad \left( \frac{K_{ro}}{\beta_o \mu_o} \right) \quad i, j, k$$

ECUACION # 5

$$b_o' = \frac{\delta}{\delta P} (1/\beta_o) = \left[ \frac{1}{\beta_o^{n+1}} - \frac{1}{\beta_o^n} \right] / [P_o^{n+1} - P_o^n]$$

$$\left( \frac{R_o}{\beta_o} \right)' = \frac{\delta}{\delta P} (R_s/\beta_o) = \left[ \frac{R_s}{\beta_o^{n+1}} - \frac{R_s}{\beta_o^n} \right] / [P_o^{n+1} - P_o^n]$$

$$b_g' = \frac{\delta}{\delta P} (1/\beta_g) = \left[ \frac{1}{\beta_g^{n+1}} - \frac{1}{\beta_g^n} \right] / [P_g^{n+1} - P_g^n]$$

$$b_w' = \frac{\delta}{\delta P} (1/\beta_w) = \left[ \frac{1}{\beta_w^{n+1}} - \frac{1}{\beta_w^n} \right] / [P_w^{n+1} - P_w^n]$$

$$Z_{10} = C_{o1} = \frac{V_t}{\Delta t} \left[ \theta (1 + C_{fr} \Delta t P_o) (b_o') + \frac{\theta b C_{fr}}{\beta_o} \right] S_o$$

$$Z_{11} = C_{o2} = \frac{V_t}{\Delta t} \left[ \theta (1 + C_{fr} \Delta t P_o) / \beta_o \right]^{n+1}$$

$$Z20 = Cw1 = \frac{Vt}{\hat{t}} \left[ \theta^n (1 + Cfr \hat{t} Po) (bw') + \frac{\theta b Cfr}{\beta w} \right] S_w^n$$

$$Z21 = Cw2 = \frac{Vt}{\hat{t}} \left[ \theta^n (1 + Cfr \hat{t} Po) / \beta w \right]^{n+1}$$

$$Z30 = Cg1 = \frac{Vt}{\hat{t}} \left[ \theta^n (1 + Cfr \hat{t} Po) (bg') + \frac{\theta b Cfr}{\beta g} \right] S_g^n$$

$$+ \left[ \theta^n (1 + Cfr \hat{t} Po) \left( \frac{Rs}{\beta g} \right)' + \frac{\theta b Cfr Rs}{\beta o} \right] S_o^n$$

$$Z31 = Cg2 = \frac{Vt}{\hat{t}} \left[ \theta^n (1 + Cfr \hat{t} Po) / \beta g \right]^{n+1}$$

$$Z33 = Cg3 = \frac{Vt}{\hat{t}} \left[ \theta^n (1 + Cfr \hat{t} Po) \left( \frac{Rs}{\beta g} \right)^{n+1} \right]$$

ECUACION # 6.1

$$qo = 0 \quad qg = 0 \quad qw = 0$$

ECUACION # 6.2

$$qo = qt \left[ \frac{\sum_{i,j,k} (J(Kx Ky)) \hat{Z} \left( \frac{Kro}{\mu o} \right)}{k=k2} \right]$$

$$\beta o \sum_{k=k1} \left( \sum_{ijk} (J(Kx Ky)) \hat{Z} \left( \frac{Kro}{\mu o} + \frac{Krg}{\mu g} + \frac{Krw}{\mu w} \right) \right)$$



ECUACION # 6.3

$$q_{ijk} = q_0 \left[ \frac{(K_x K_y) \sum_{i,j,k} \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right)}{\sum (J(K_x K_y) \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right))} \right]$$

$$q_{g,ijk} = q_0 \left[ R_s + \frac{K_{ro} K_{rg} K_{rw}}{\mu_o \mu_g \mu_w} \right]$$

$$q_{w,ijk} = q_0 \left[ \frac{K_{ro} K_{rg} K_{rw}}{\mu_o \mu_g \mu_w} \right]$$

ECUACION # 6.4

$$q_w = -q_w \left[ \frac{(J(K_x K_y)) \sum \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right)}{\sum \left( J(K_x K_y) \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g} + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \right) \right)} \right]$$

ECUACION # 7.1

$$S_A = Z_{ijk} / (1 + \alpha_m SE_{ij,k-1} + \alpha_m SF_{ij,k-1})$$

$$S_B = B_{ijk} / (1 + \alpha_m SB_{i,j-1,k} + \alpha_m SF_{i,j-1,k})$$

$$S_C = D_{ijk} / (1 + \alpha_m SB_{i-1,j,k} + \alpha_m SF_{i-1,j,k})$$

$$CA = SA_{ijk} - SE_{i,j,k-1}$$

$$CC = SB_{i,j,k} - SE_{i,j-1,k}$$

$$CG = SC_{ijk} - SF_{i-1,j,k}$$

$$CW = SC_{ijk} - SG_{i-1,j,k}$$

$$CT = SA_{ijk} - SF_{i-1,j,k}$$

$$CV = SB_{ijk} - SG_{i,j-1,k}$$

$$SD = E_{ijk} + \alpha_m (CA + CW) + \alpha_m (CT + CU) + \alpha_m (CC + CG) \\ - SC_{i-1,j,k} SE_{i,j,k} - SB_{i,j-1,k} SF_{i,j-1,k} - SA_{i,j,k-1} SG_{i,j,k-1}$$

$$SE_{ijk} = (F_{ijk} - \alpha_m CA - \alpha_m CC) / SD$$

$$SF_{ijk} = (H_{ijk} - \alpha_m CT - \alpha_m CG) / SD$$

$$SG_{ijk} = (S_{ijk} - \alpha_m CW - \alpha_m CU) / SD$$

ECUACION # 7.2

$$R_{ijk}^m = Q_{ijk} - [ Z_{ijk}^m Po_{ijk-1} + B_{ijk}^m Po_{ij-1k} + D_{ijk}^m Po_{i-1jk} \\ + E_{ijk}^m Po_{ijk} + F_{ijk}^m Po_{i+1jk} + H_{ijk}^m Po_{ij+1k} + \\ S_{ijk}^m Po_{ijk+1} ]$$

ECUACION # 7.3

$$V_{ijk} = [ R_{ijk}^m - SA V_{ijk-1} - SB V_{ij-1k} - SC V_{i-1jk} ] / SD$$

ECUACION # 7.4

$$DP_{ijk}^{m+1} = V_{ijk} - SE_{ijk} DP_{ij+1k}^{m+1} - SF_{ijk} DP_{ij+1k}^{m+1} - SG_{ijk} DP_{ij+1k}^{m+1}$$

ECUACION # 7.5

$$P_{ijk}^{m+1} = P_{ijk}^m + DP_{ijk}^{m+1}$$

ECUACION # 7.6

$$| DP_{ijk}^{m+1} |_{\max} < \epsilon$$

ECUACION # 8

$$Rf = \frac{Vf_{\text{presente}} + \sum Q}{Vf_{\text{inicial}}} = 1$$

$$Rf = \frac{Vf_{\text{inicial}} - Vf_{\text{presente}}}{\sum Q} = 1$$

$$Rf = \frac{Vf_{\text{inicial}} - \sum Q}{Vf_{\text{presente}}}$$

## ANEXO B

### TECNICA DE KYTE-BERRY

Esta técnica asume que el gradiente potencial vertical para los fluidos(11), es igual a cero; lo cual es valido, cuando se reduce el número de bloques en la dirección vertical, a uno solo. Por otro lado, las pseudo-funciones generadas en el modelo seccional en X-Z transfieren con mucha exactitud, los efectos de las variaciones(propiedades petrofísicas, presiones de los fluidos y saturaciones), al respectivo modelo areal en X-Y.

Otra diferencia principal entre esta técnica y el método generalizado para el cálculo de pseudo-funciones dinámicas en la manera de evaluar las permeabilidades promedias en la interfase entre 2 bloques.

Cuando un yacimiento se encuentra en condiciones dinámicas, variaciones significativas en la saturación pueden ocurrir tanto en dirección horizontal como en la vertical. Bajo estas circunstancias la pseudo-función está dada por:

$$f = \frac{\int_0^h \int_0^L \frac{f}{w} dx dz}{\int_0^h \int_0^L \frac{f}{w} dx dz} \quad (1)$$

donde:

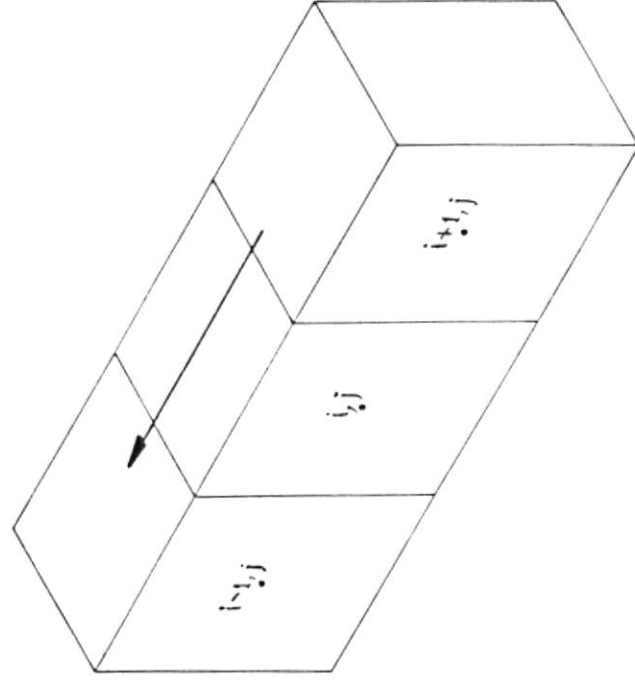
$$a \leq x \leq L \quad ; \quad 0 \leq z \leq h$$

Aplicando la ecuación (1) a una capa intermedia se tiene.

$$f = \frac{\sum_{j=1}^j \sum_{i=1}^L (f_w)_{ij} \hat{x}_i \hat{z}_{ij}}{\sum_{j=1}^j \sum_{i=1}^L (w)_{ij} \hat{x}_i \hat{z}_{ij}} \quad (2)$$

FIGURAS

Fig. 1.1



BIBLIOTEKA

Fig. 1.2. Diagram illustrating the addition of two numbers.

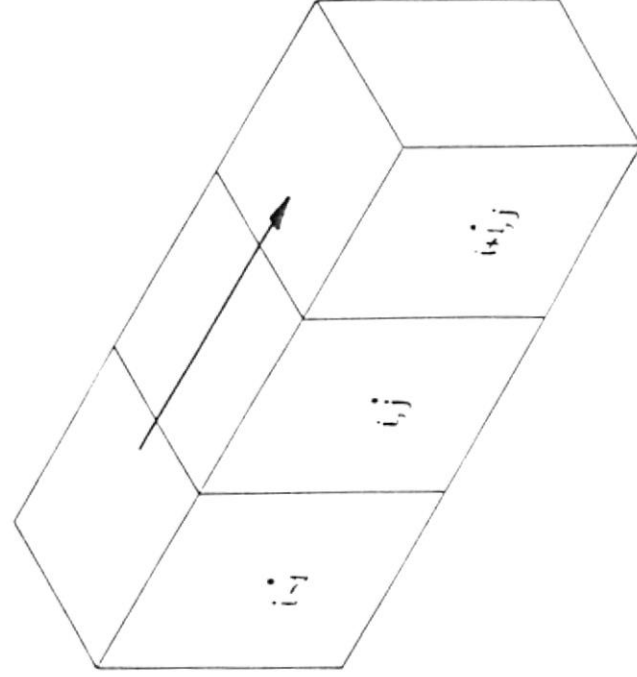


Fig. 1.3. Diagram illustrating the addition of two numbers.

Fig. 1.3. Diagram illustrating the addition of two numbers.

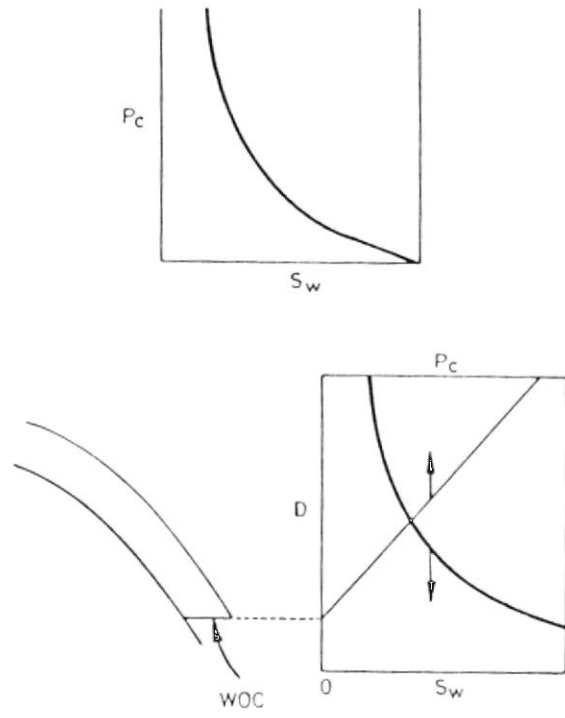
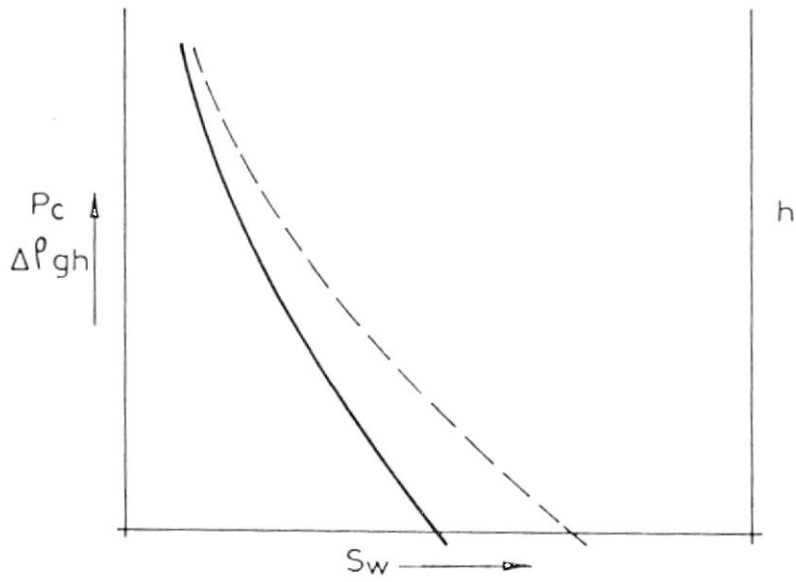


FIG. B.2.1 Perturbación Hidro Estática de Saturación



Curva sólida ——— Distribución de saturación original

Curva punteada — — — Distribución por perturbación

FIG. B.2.2 Perturbación en la saturación de zona promedio bajo condiciones de E.M.



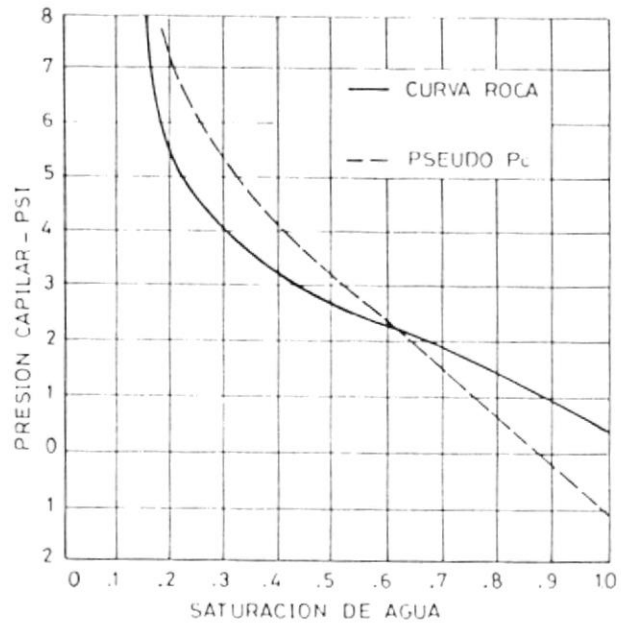


FIG. # 2.3 Curvas de presión capilar

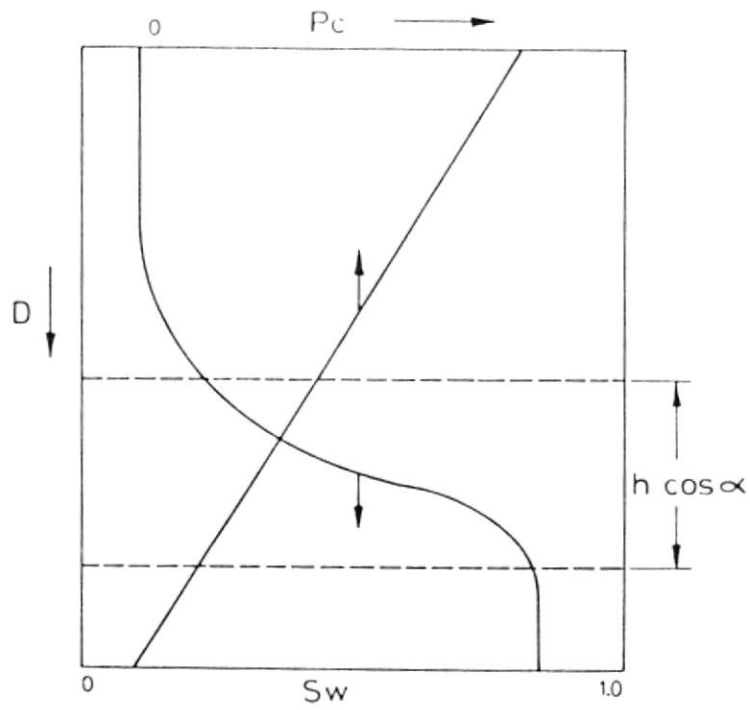


FIG # 2.4 Presión capilar vs distribución de saturaciones

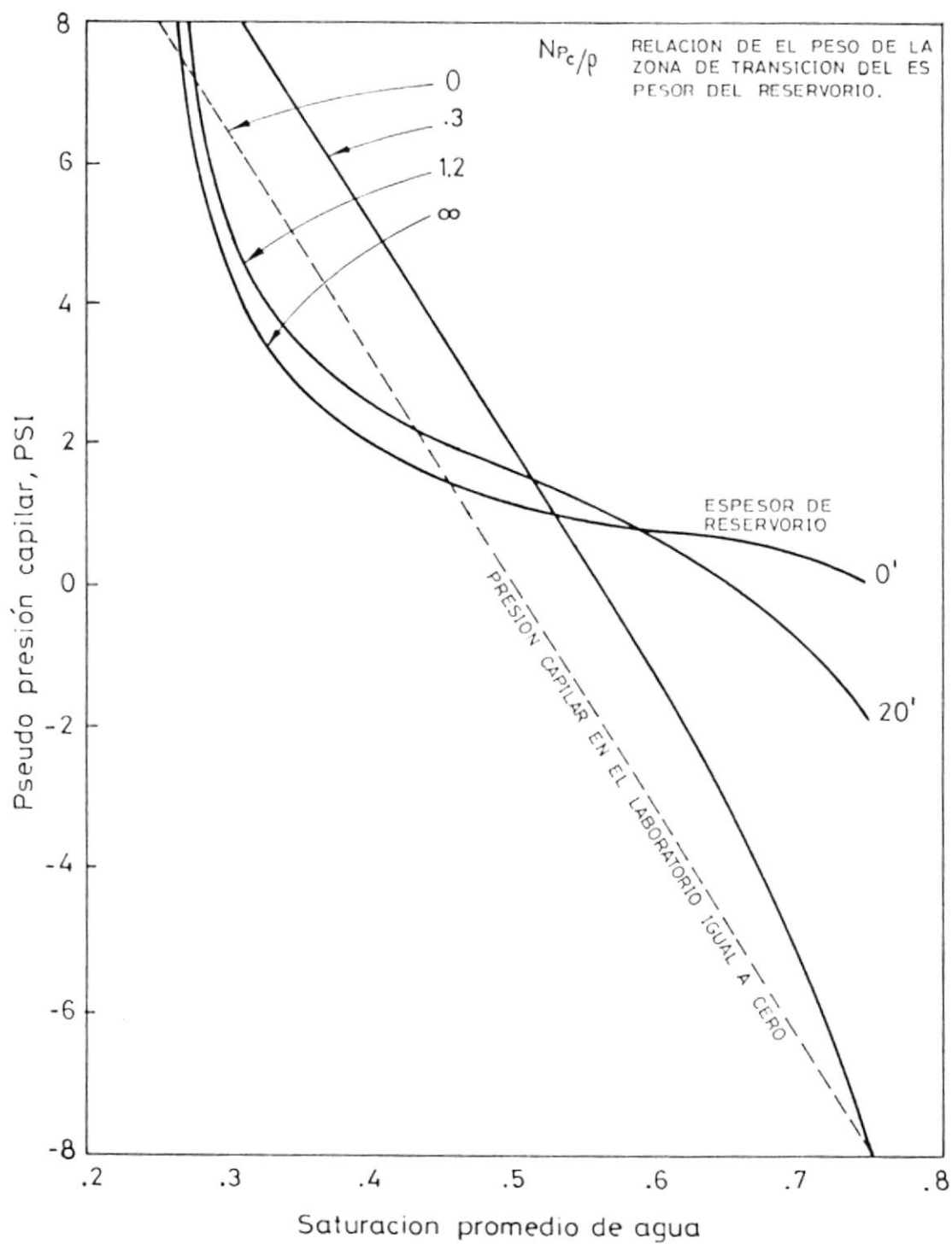


FIG. # 2.5 Pseudo presión capilar en una formación homogénea para diferentes espesores del reservorio

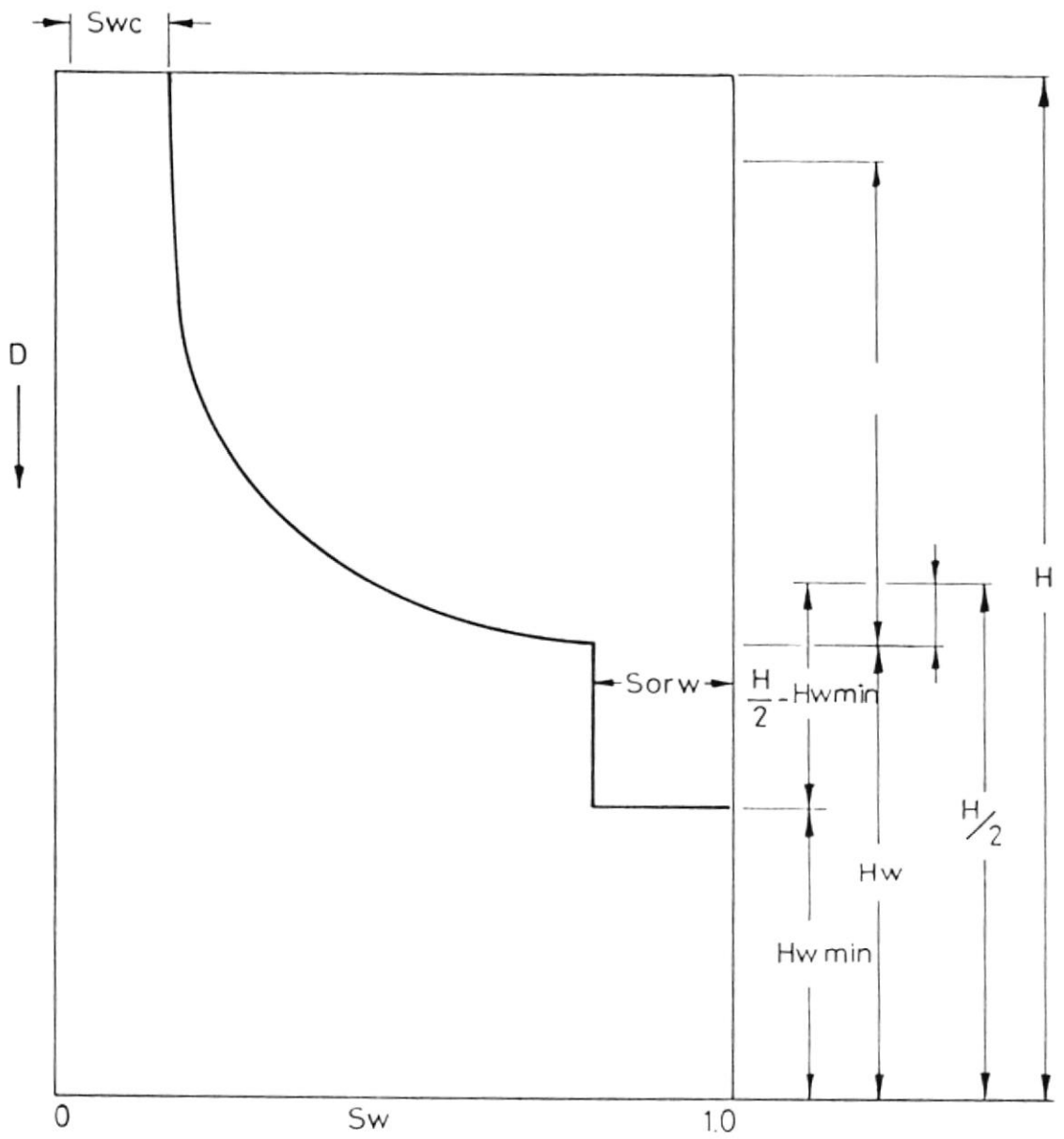


FIG. # 2.6 Saturación vertical para un elemento del reservorio.

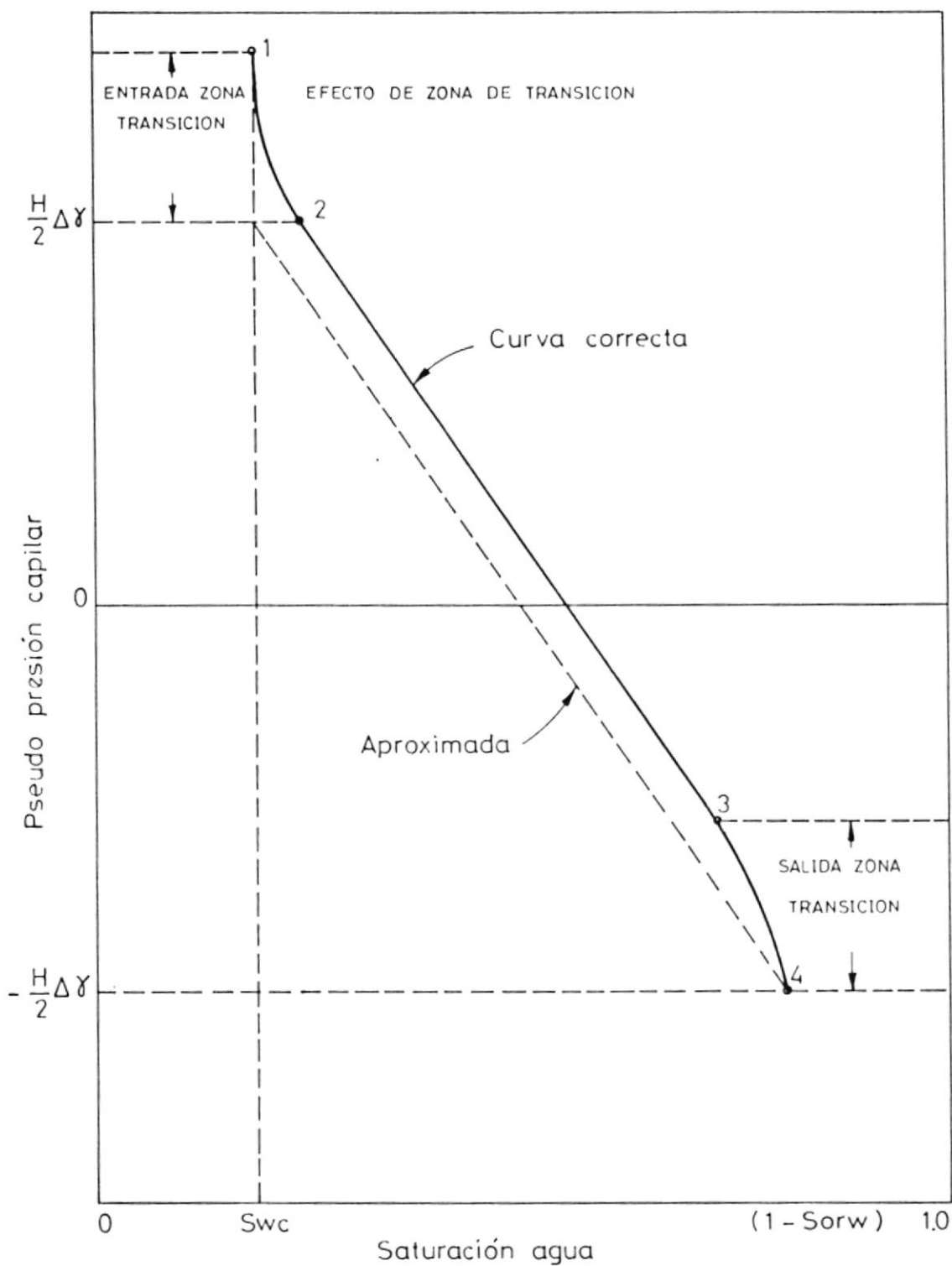


FIG. # 2.7 Representación de la pseudo curva de presión capilar en el sistema agua-petróleo para un bloque de espesor H. No existe el contacto agua-petróleo en el bloque. Altura de la zona de transición es 0.22 H.

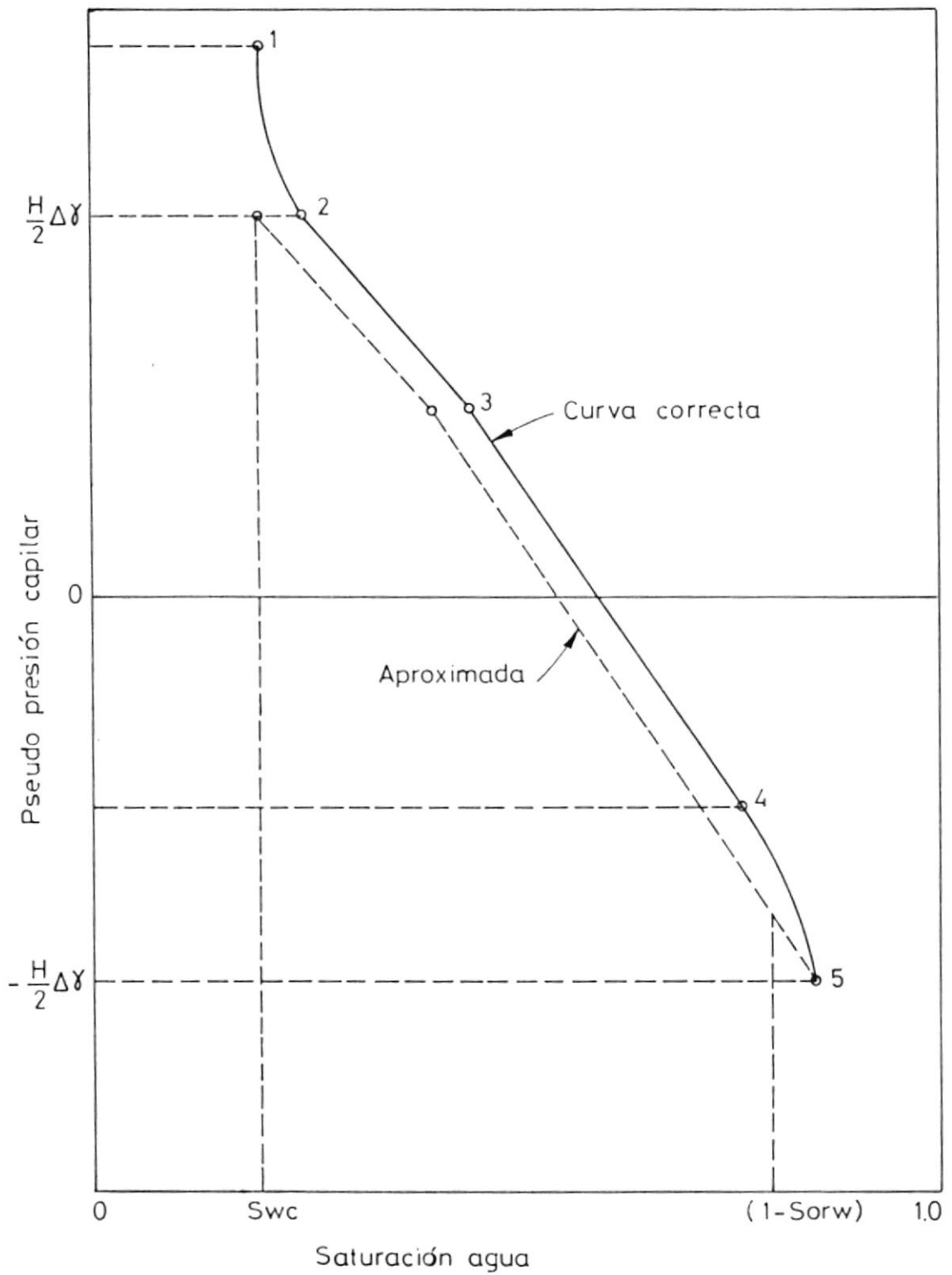


FIG. # 2.8 Contacto agua-petróleo es  $0.25 H$  por arriba de la base del bloque.

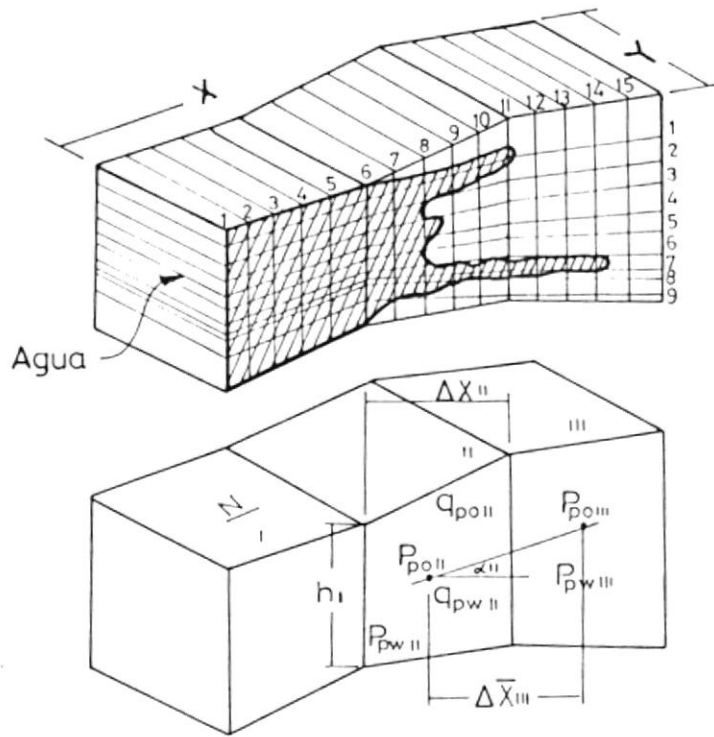


FIG # 2.9 Modelo seccional y areal de FITE-BERRY

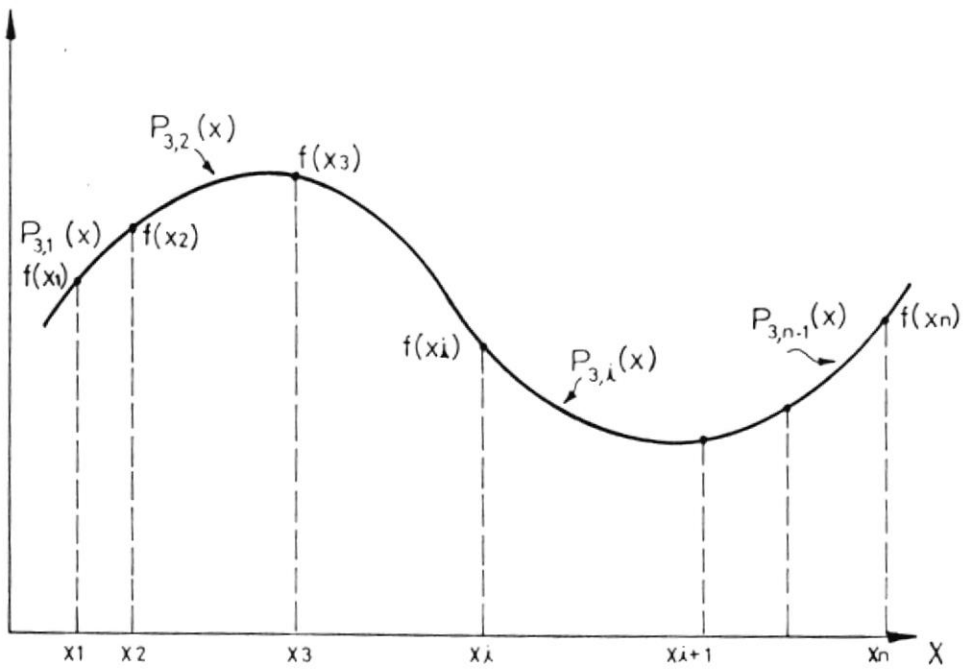


FIG # 3.1 Aproximación de función soline (tercer grado)

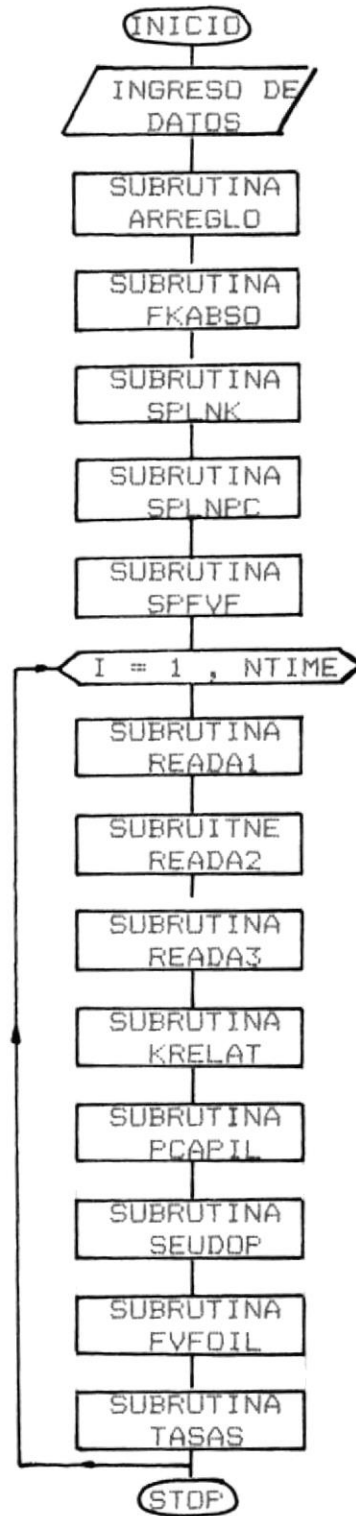


FIG. # 3.2 Diagrama de flujo para determinar las pseudo-funciones.

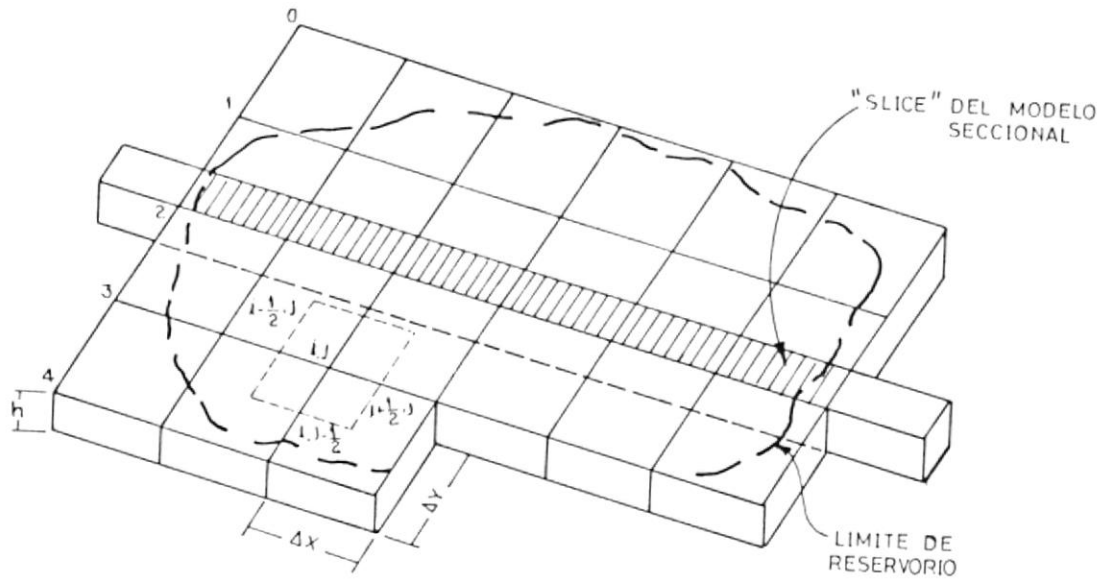


FIG # 4.1 modelo areal de un yacimiento en coordenadas x-y.

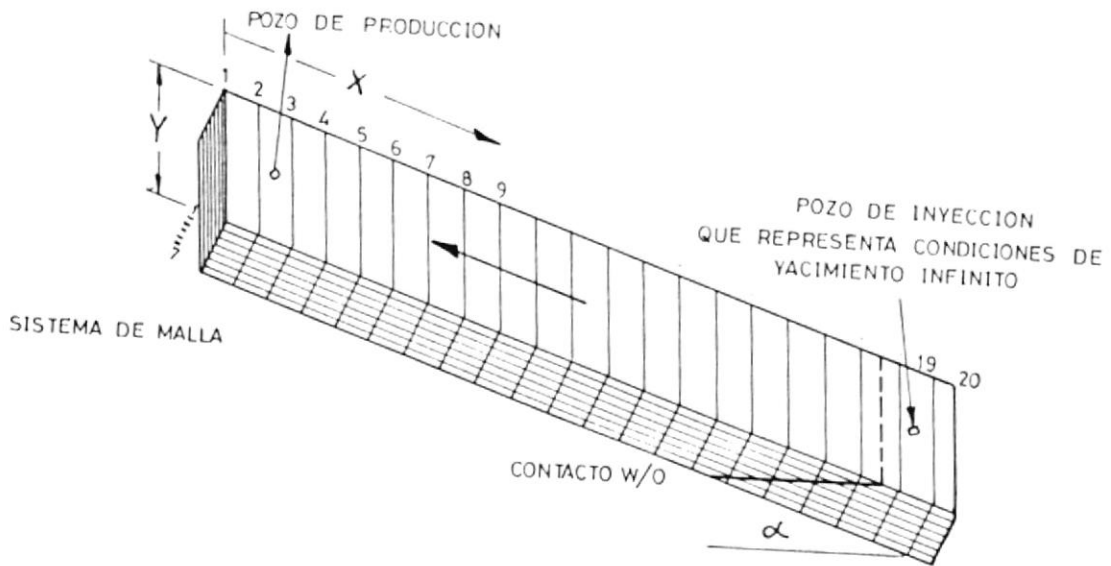


FIG # 4.2 Representación del modelo Seccional.



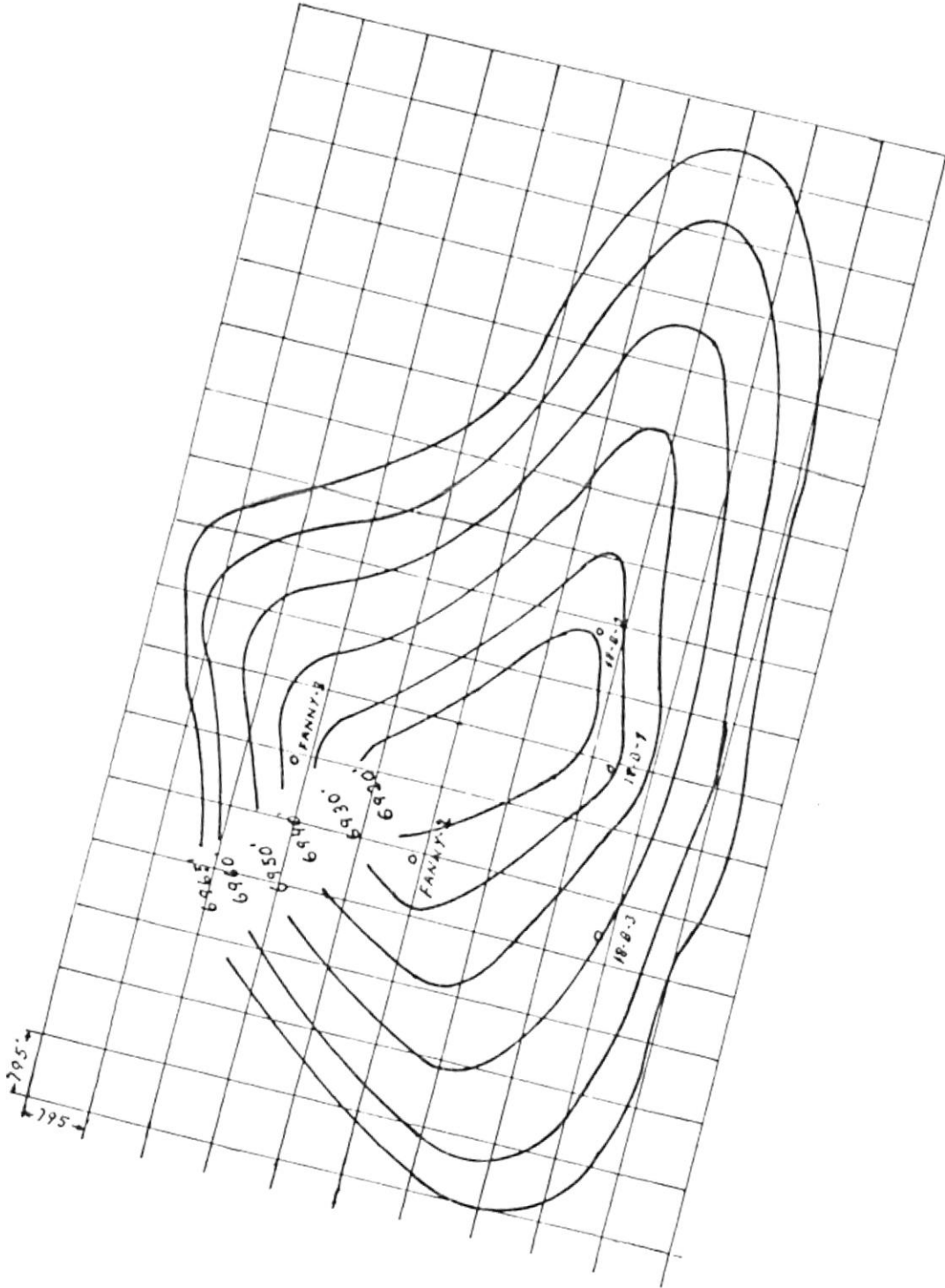


FIG. # 4.3 Campo Fanny, Mapa de Isopacas

FIG. 4.4

SEUDO-CURVAS VS SATURACION DE AGUA

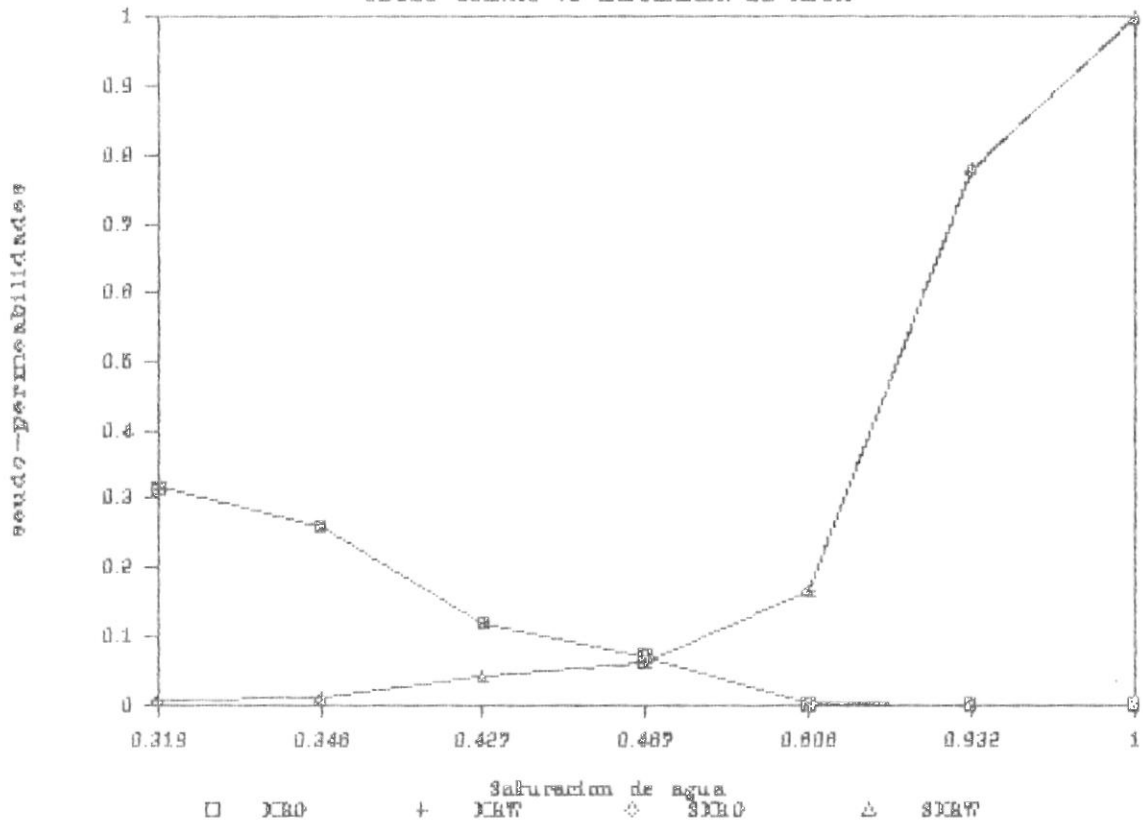


FIG. 4.5

SEUDO-CURVA VS SATURACION DE AGUA

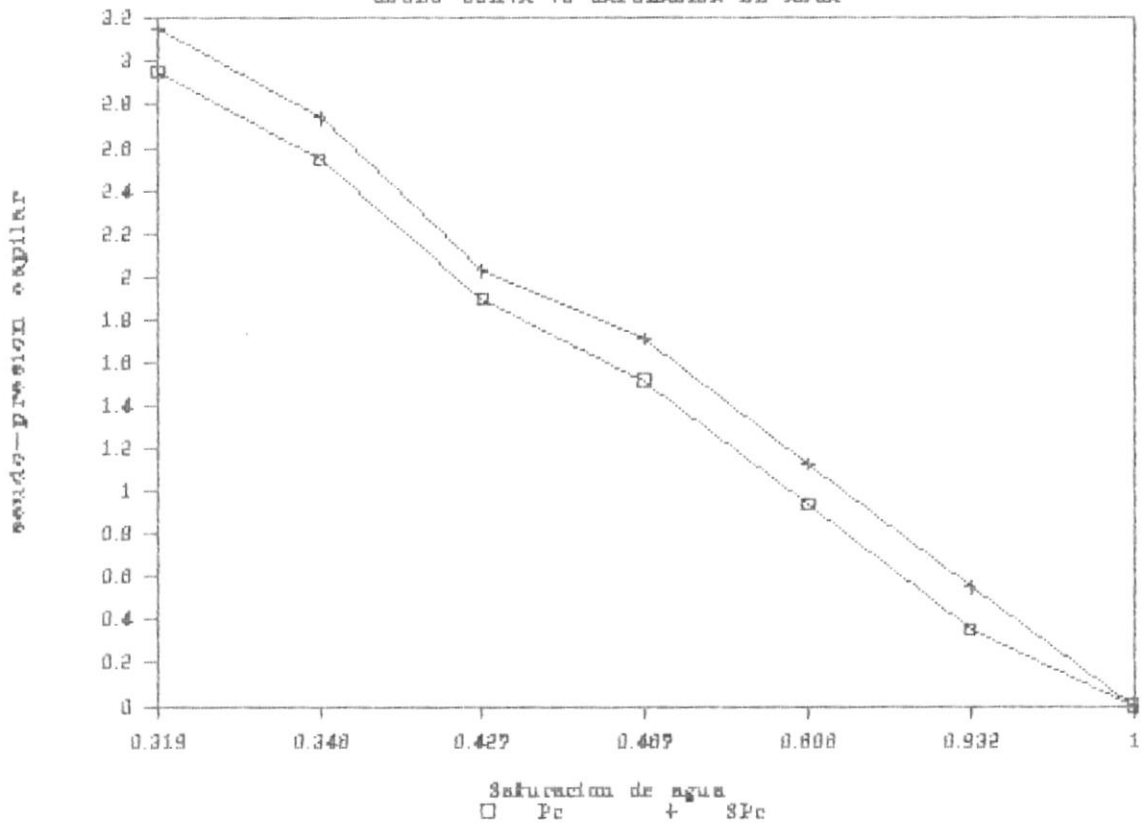


FIG. 4.6

CAIDA DE PRESION PARA 5 POZOS

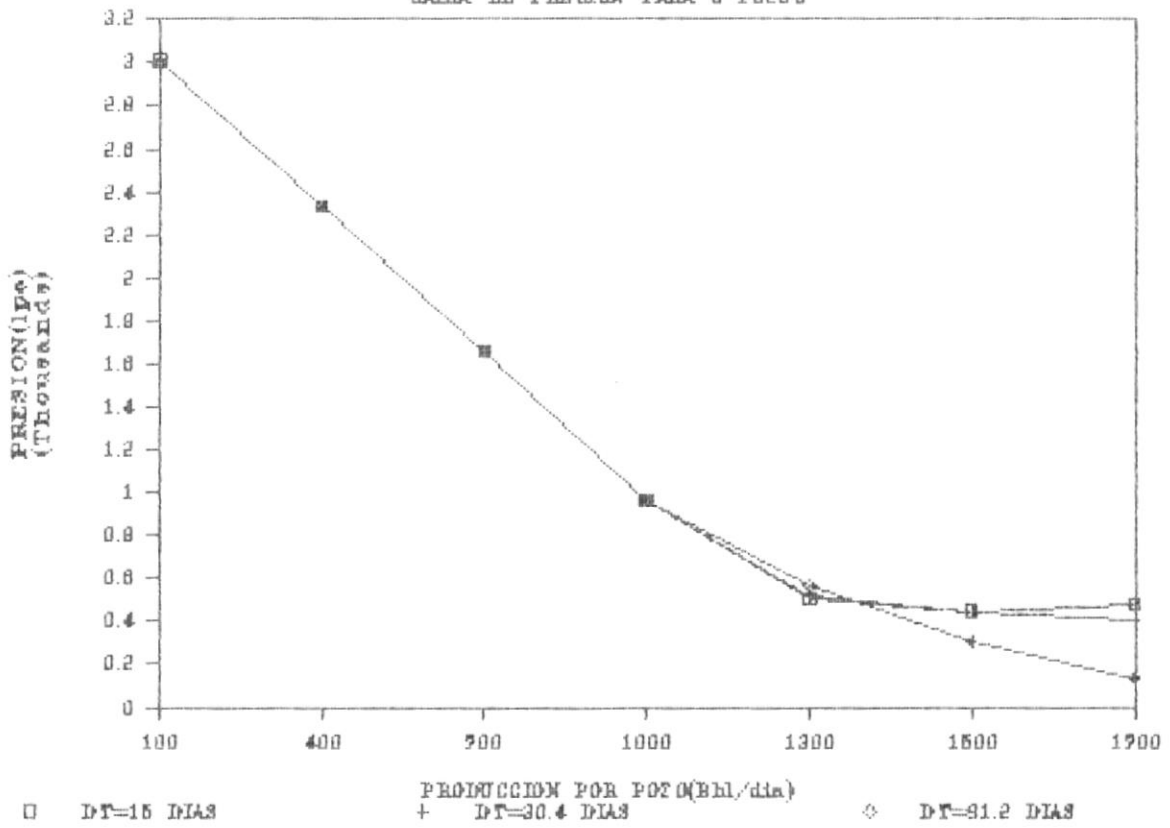
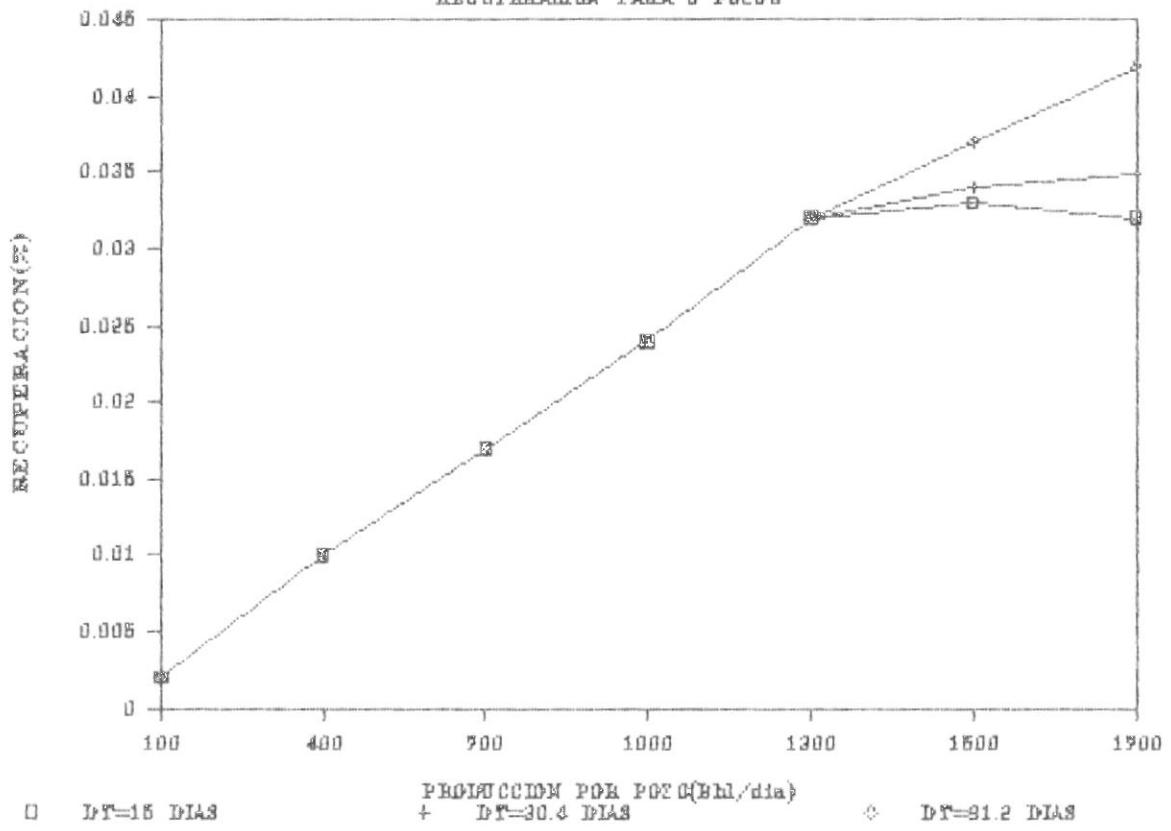


FIG. 4.7

RECUPERACION PARA 5 POZOS



## BIBLIOGRAFIA

1. Huck Rene " Soluciones y Aplicaciones de Ecuaciones de Difusividad". 1971-1972.
2. Stone. H.L. y Gardner A.O Jr. " Analisis of Gas Cap or Dissolved Gas Drive Reservoirs". Soc. Pet. Eng, J. (Junio, 1961) pp. 92 - 104.
3. Solorzano J. y Alban L. Simulador Trifasico-Tridimensional Hipotético Método de Solución Impes, Tesis de grado ESPOL 1986.
4. Scientific Software - Intercomp "Reservoir Simulation Practice", Denver, Colorado 1983.
5. Comsin - Course: "Numerical Reservoir Simulation. Caracas 1976.
6. Coats, K.H Dempsey, J.R and Henderson J.H.: "The Use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance", SPE Journal, March 1971. Trans. AIME

vol 251.



BIBLIOTECA

7. Walsh J.L, Ahlberg J.H y Nilson En.N. "Best Aproximatiòn Propectos of Spline Fit".
8. Alban L. " Seminario de Simulaciòn Nùmerica de Yacimientos ", Sep. 1985.
9. Abad Boris P.: " Computer Progran to Compute Pseudo-Relative Permeabilities and Pseudo-Capillary Pressure. The Kyte and Berry Approach " Derecho reservado, Agosto 1984.
10. Abad Boris P.: " Application of Pseudo-Funtions (Kro - Rrw - Pc) to the Numerical Simulation of the Triassic Reservoir "c" structure", 1984.
11. Kyte J.R y Berry D.W: " New Pseudo Funtions to Control Numerical Dispersion" Annual Fall Meeting, Houston 1974, SPE Journal Agosto de 1975.
12. Huppler D. John: "Numerical Investigation of the Effect of Core Heterogenetus on Water Flood Relative Permeabilite", Soc. Pet. Eng, Vol 249, 1970 pag. (381-392)
13. Hearn C.C: " Simulatiòn of Stratied Wather Floo-

- ding by Pseudo Relative Permeability Curves". J. Pet. Tech, July 1971, pag. (805-813).
14. Smith/Mattax, : "The Modeling of a Three Dimensional Reservoir with a Two Dimensional Reservoir Simulator - The Use of Dinamic Pseudo-Funtions", Soc. Pet. Eng. June 1973, pag.(175-185).
  15. Choo R./ Welch II V.S., : "A Comprehensive Black Oil Reservoir Simulator for Microcomputer Applications", II Simposio Internacional Sobre Recuperación Mejorada de Crudo Trabajo Técnico, Maracaibo, Venezuela ,1987, pag. (23 -36).
  16. Alban L. : " Uso y Aplicación de la Función Cúbica y Algoritmo Tridiagonal en la Simulación de Yacimientos Hidrocàrburiferos", I Simposio Internacional de Matemáticas, Guayaquil, Escuela Superior Politècnica del Litoral, Mayo 25-29 1988.
  17. Pazmiño L. y Vintimilla R.:" Estudio de Yacimien- to Arenisca "M-1", Cuerpo Principal Fanny-18-B, Quito, Corporación Estatal Petròlera Ecuatoriana, Diciembre,1979.