

T
622.159
5689
C.2.

Escuela Superior Politécnica del Litoral

**FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA, MINAS
Y PETROLEO**

**Simulador Trifásico Tridimensional Hipotético,
Método de Solución IMPES**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

PRESENTADA POR:

Jhonny Solórzano Villacís

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.985

AGRADECIMIENTO



BIBLIOTECA



D-9419

Al ING. LUIS ALBAN GRANIZO
Director de Tesis, por su ayuda
y colaboración para la realiza-
ción de este trabajo.



D E D I C A T O R I A

- A MIS PADRES

Para quienes la culminación de mi carrera es una realización de sus esfuerzos y sueños de - toda una vida.

- A MIS HIJAS

Verónica, Johanna y María Alexandra.



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 Títulos Profesionales de la
ESPOL).



JHONNY SOLORZANO VILLACIS



R E S U M E N

La formulación del modelo matemático que describe el flujo de tres fases (agua, petróleo y gas) en un medio poroso - tridimensional ha sido realizado considerando:

1. Que el sistema de hidrocarburos es volumétrico y de petróleo negro;
2. El efecto de las permeabilidades relativas, viscosidades, factores volumétricos de las fases, efectos gravitacionales, capilares y compresibilidad de la formación.

Las ecuaciones diferenciales de flujo han sido aproximadas por el método de diferencias finitas, usando los operadores de diferencia central δ y progresivo Δ adoptando el esquema implícito para plantear las ecuaciones en presión y el esquema explícito para la solución de las funciones de saturación. El algoritmo SIP ha sido utilizado para resolver en forma iterativa el sistema de ecuaciones lineales, que resultan al aplicar el esquema implícito en presión a los bloques -



BIBLIOTECA

rectangulares de la malla. Un programa de computadora ha verificado el comportamiento del modelo, aplicado a un yacimiento hipotético en el que se modificaron el número de pozos productores y las dimensiones de la malla. Los resultados considerando el control de balance de materiales y el comportamiento de los datos de producción fueron satisfactorios. La condición inicial fue de equilibrio hidrostático, con presión del contacto agua - petróleo cercana a la presión de saturación y las condiciones de contorno, de no flujo en los límites del yacimiento y de tasa de petróleo especificada en los pozos.



CAPITULO II

TECNICA DE SOLUCION -----	53
2.1. ESQUEMA IMPLICITO EN PRESION -----	53
2.2. ESQUEMA EXPLICITO EN SATURACION -----	54
2.3. PROCEDIMIENTO FUERTEMENTE IMPLICITO -----	55

CAPITULO III

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO HIPOTETICO

3.1. SELECCION Y TAMAÑO DE LA MALLA -----	76
3.2. PROPIEDADES PETROFISICAS Y DATOS PVT -----	80
3.3. CONDICIONES INICIALES Y DE CONTORNO -----	80

CAPITULO IV

DOCUMENTACION DE LA PROGRAMACION UTILIZADA

4.1. DIAGRAMA DE FLUJO -----	83
4.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL Y SUBROUTINAS	86

CAPITULO V

DISCUSION DE RESULTADOS

5.1. CONSIDERACIONES GENERALES -----	96
5.2. EFECTO DEL NUMERO DE POZOS -----	106
5.3. EFECTO DE LAS DIMENSIONES DE LA MALLA -----	129
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	139



PAGS.

BIBLIOTECA

ANEXOS :

APENDICE A1 -----	142
NOMENCLATURA -----	144
BIBLIOGRAFIA -----	152



INDICE DE FIGURAS

<u>Nº</u>		<u>PAGS.</u>
CAPITULO I		
1.1.	ELEMENTO UNITARIO DE UN VOLUMEN POROSO -----	18
1.2.	MODELAJE DEL YACIMIENTO -----	29
1.3.	MALLA DE BLOQUES 15 x 6 x 1 -----	30
1.4.	MALLA RECTANGULAR DE BLOQUES IRREGULARES ----	30
1.5.	BLOQUES QUE INTERVIENEN EN EL CALCULO DE $P_{i,j,k}$	46
1.6.	REPRESENTACION MATRICIAL DEL SISTEMA DE ECUACIONES DE UNA MALLA 3 x 2 x 2 -----	50
CAPITULO II		
2.1.	ESQUEMA IMPLICITO DE PRESION -----	53
2.2.	ESQUEMA EXPLICITO -----	54
2.3.	FACTORIZACION DE MATRIZ M -----	56
2.4.	MATRIZ M + N -----	57
2.5.	MATRIZ TRIANGULAR INFERIOR L -----	57
2.6.	MATRIZ TRIANGULAR SUPERIOR U -----	57
2.7.	MATRIZ DEL PRODUCTO L * U -----	60
2.8.	UBICACION DE LAS NUEVAS PRESIONES - PLANO XY--	61
CAPITULO III		
3.1.	MODELAJE SOBRE EL MAPA ESTRUCTURAL -----	78



Nº

PAGS.

Bi. 2

3.2.	MODELAJE VERTICAL -----	78
	OBTENCION DE Δz y BUZAMIENTO -----	
3.3.	DISTRIBUCION INICIAL HIDROSTATICA DE FLUIDOS--	81

CAPITULO IV

4.1.a.	DATOS PETROFISICOS SISTEMA AGUA -PETROLEO----	101
4.1.b.	DATOS PETROFISICOS SISTEMA GAS - PETROLEO----	103
4.2.	DATOS PVT -----	105



INDICE DE TABLAS

<u>No.</u>		<u>PAGS.</u>
I.	DATOS DE GEOMETRIA Y PRESIONES REPE RENCIALES -----	98
II	DATOS PETROFISICOS	99
III	DATOS PETROFISICOS -SISTEMA AGUA-PE TROLEO -----	100
IV	DATOS PETROFISICOS-SISTEMA GAS-PETRO LEO -----	102
V	DATOS PVT -----	104
VI	INFORMACION DE LOS 10 POZOS -----	107
VII	RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACI- MIENTO- 3 POZOS 91.2 DIAS 15x6x1	108
VIII	PRESIONES Y SATURACIONES DE LOS POZOS 820 DIAS -----	111
IX	PERMEABILIDADES RELATIVAS, VISCOSIDA- DES, MOVILIDADES Y RAZONES DE MOVILI- DAD -----	112
X	EXPANSION DE LIQUIDOS-COMPARACION EN- TRE SOLUCION EXACTA Y DIFERENCIAS FI- NITAS -----	114
XI	GAS EN SOLUCION-COMPARACION ENTRE SO- LUCION EXACTA Y DIFERENCIAS FINITAS	115
XII	COMPARACION DE PRESION EN EL LIMITE DEL VOLUMEN DE DRENAJE DE CADA POZO- PRODUCCION INDIVIDUAL PRI Y PRODUCCION SIMULTANEA-PRS -----	118
XIII	RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACI- MIENTO. 5 POZOS 91.2 DIAS 15x6x1	119

XI.b

<u>No.</u>		<u>PAGS.</u>
XIV	GAS EN SOLUCION - 5 POZOS- COMPARACION SOLUCION BM Y DIFERENCIAS FINITAS -----	123
XV	RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO - 8 POZOS - 91.2 DIAS 15x6x1	125
XVI	RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO -10POZOS 91.2 DIAS 15x6x1	128
XVII	.RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO. 3 POZOS 91.2 DIAS 8x3x1	130
XVIII	.RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO. 5 POZOS 91.2 DIAS 8x3x1	131
XIX	RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO. 3 POZOS 91.2 DIAS 18x6x1	132
XX	RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO. 5 POZOS - 91.2 DIAS 18x6x1	133
XXI	VALORES FINALES DE LOS PARAMETROS REFERENCIADOS -----	135
XXII.a	COMPORTAMIENTO DE PRESION	136
XXII.b	COMPRESION DEL COMPORTAMIENTO COMPUTACIONAL	137
XXIII	COMPARACION DE DESVIACIONES	138





I N T R O D U C C I O N

Existen varios métodos para establecer el comportamiento futuro de un yacimiento, que van mejorando con los nuevos conocimientos. Evaluar alternativas que permitan seleccionar estrategias de desarrollo para producir un yacimiento de hidrocarburos, es de suma importancia en la industria petrolera, con mayor razón si algún método artificial de levantamiento va a ser utilizado, ya que la recuperación final y los costos de producción determinarán la rentabilidad del proyecto.

La experimentación en el campo puede llevar asociados altos costos. Esto hizo que los modelos físicos primero y los modelos matemáticos después, proporcionen esquemas que simulen los procesos que se producen en un yacimiento sin incurrir en los mismos costos. Los métodos matemáticos empiezan a desarrollarse excluyendo variables que involucran procesos físicos. Los métodos numéricos se orientarán a la búsqueda de soluciones exactas y de eficiencia computacional después. Es una necesidad el desarrollo de procedimientos que simulen lo más exacta-

mente posible el comportamiento de un perímetro sometido a métodos artificiales de producción.

El desarrollo de un simulador trifásico tridimensional y el uso de un método iterativo de mejor eficiencia computacional es el propósito de este trabajo, con lo cual se contribuye al desarrollo científico y tecnológico de la especialidad de Ingeniería de Petróleo en el Ecuador.



REVISION DE LITERATURA

La metodología IMPES fue utilizada por Stone y Col⁽¹²⁾ y Sheldon y Col⁽¹¹⁾, en modelos matemáticos para el flujo de dos fases. La idea fundamental del método es simplificar el sistema de ecuaciones no lineales expresadas en función de presión y saturación, aplicadas a un bloque, reduciéndolas a una sola ecuación implícita en presión, para luego encontrar la solución de saturación explícitamente.

Dogulas y Col⁽⁶⁾ en su modelo bifásico destinado a calcular eficiencia de barrido y desplazamiento, consideraron las permeabilidades relativas, viscosidades, densidades de las fases, gravedad y presión capilar.

El modelo de Coats y Col⁽⁵⁾ para flujo tridimensional de petróleo y gas, considero la solubilidad del gas en el petróleo, factor altamente deseable en ese tipo de modelos.

Peery y Herron⁽¹⁰⁾, desarrollaron un modelo trifásico-bidi

mensional que incluyó los efectos más importantes del comportamiento trifásico, incluyendo la estimación de permeabilidades relativas trifásicas y la solubilidad del gas en el petróleo.

Los artículos de Breitenback, Thurneau y Van Poolen^{(3), (4)} contribuyeron a una mejor descripción del modelo trifásico tridimensional, planteando sus ecuaciones, el tratamiento de pozos, la geometría y las alternativas de solución.

Dos publicaciones de Stone^{(13), (14)}, contribuyeron con la base teórica y el procedimiento de cálculo de las permeabilidades en un sistema trifásico usando la información de sistemas bifásicos agua - petróleo y gas - petróleo, aplicable tanto a formaciones hidrófilas como oleófilas, así como a la estimación del petróleo residual.

Stone⁽¹⁵⁾, proporciona la base matemática para la derivación del algoritmo SIP justificando su aplicación sobre el método directo de solución cuando mayor sea el número de ecuaciones a resolver. Esta publicación trata sobre el problema de conducción de calor, flujo en estado continuo y bidimensional. Posteriormente Westein, Stone y Kwan^{(17), (18)} publican sobre la derivación y aplicación - del SIP en la solución de sistemas de ecuaciones parabólicas y elípticas en problemas de flujo tridimensional en la primera

referencia y al flujo bidimensional trifásico tratado con el método de solución simultánea en la segunda referencia.

El trabajo de Suárez A.⁽¹⁶⁾, trata de la derivación y valuación del SIP en problemas de flujo bifásico tridimensional, usando la metodología de solución simultánea, considerando las ecuaciones para iteración par e impar mencionada por los autores del algoritmo.

Finol A.⁽⁸⁾, recopila en su trabajo académico la información sobre el simulador trifásico tridimensional, revisando a varios autores.

En esta revisión de literatura, los elementos a considerar para el modelaje tridimensional trifásico han sido identificados, así como la metodología IMPES. El algoritmo SIP fue aplicado por sus autores a soluciones simultáneas de las ecuaciones de flujo. El enfoque de este trabajo implicará revisar la teoría del SIP y su aplicación al flujo trifásico tridimensional, para ecuaciones obtenidas con la metodología IMPES.



BIBLIOTECA

C A P I T U L O I

FORMULACION DEL MODELO

1.1. DERIVACION DE LAS ECUACIONES DE FLUJO PARA EL SISTEMA TRIFASICO

La derivación de la formulación matemática, que se aplica al flujo de fluidos en un simulador, parte de la aplicación del principio de conservación de masa.

La figura N° 1.1., muestra un elemento unitario de un volumen poroso, de dimensiones ΔX, ΔY, ΔZ, al que se inyecta externamente un fluido a la tasa volumétrica Q* (moles/día); en el que fluyen las fases agua (w), hidrocarburo líquido (l) y vapor (v), expresadas como tasa de flujo molar (N), donde cada fase tiene n componentes.

La conversión de masa del componente i en la dirección x es:

$$\{(N_{il} + N_{iw} + N_{iv})_x \Delta Y \Delta Z - (N_{il} + N_{iw} + N_{iv})_{x+\Delta x} \Delta Y \Delta Z + Q_i^* \Delta X \Delta Y \Delta Z\} \Delta t =$$



BIBLIOTECA

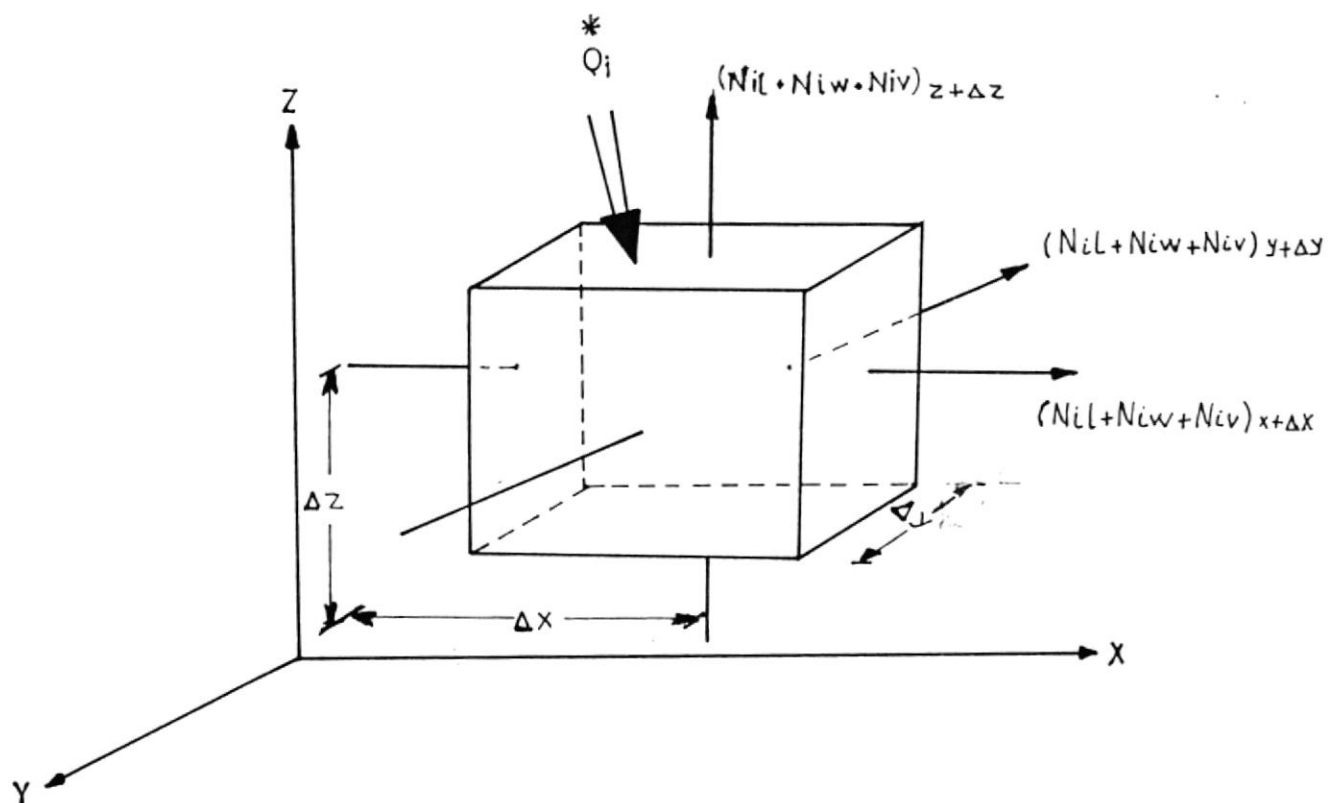


FIGURA N° 1.1.

ELEMENTO UNITARIO DE UN VOLUMEN POROSO

$$\Delta X \Delta Y \Delta Z \{ (\rho_{Cil} S_l + \rho_{Ciw} S_w + \rho_{Civ} S_v)_{t+\Delta t} - (\rho_{Cil} S_l + \rho_{Ciw} S_w + \rho_{Civ} S_v)_t \}$$

(1.1)

Las velocidades volumétricas de flujo, implícitas en la tasa de flujo molar, serán expresadas por la ecuación de Darcy:

$$v_{fn} = - \frac{K_n K_{rf}}{\mu_f} \rho_f \frac{\partial \Phi}{\partial n} \quad (1.2)$$

donde n representa a las direcciones (X, Y, Z) y f a las fases (l, w, v).

En base al procedimiento matemático detallado en el Apéndice A.1., la ecuación para el modelo composicional, así como para otros modelos aplicables al flujo de petróleo y gas, es:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial X} \left(\chi_{il} \frac{\rho_l}{M_l} \frac{K_x K_{rl}}{\mu_l} \rho_l \frac{\partial \Phi_l}{\partial X} + \chi_{iw} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{K_x K_{rw}}{\mu_w} \rho_w \frac{\partial \Phi}{\partial X} \right. \\ & \qquad \qquad \qquad \left. + \chi_{iv} \frac{\rho_v}{M_v} \frac{K_x K_{rv}}{\mu_v} \rho_v \frac{\partial \Phi_v}{\partial X} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial Y} \left(\chi_{il} \frac{\rho_l}{M_l} \frac{K_y K_{rl}}{\mu_l} \rho_l \frac{\partial \Phi_l}{\partial Y} + \chi_{iw} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{K_y K_{rw}}{\mu_w} \rho_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial Y} \right. \\ & \qquad \qquad \qquad \left. + \chi_{iv} \frac{\rho_v}{M_v} \frac{K_y K_{rv}}{\mu_v} \rho_v \frac{\partial \Phi}{\partial Y} \right) \quad (v) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{\partial}{\partial z} \left\{ \alpha_{il} \frac{\rho_l}{M_l} \frac{KzK_{rl}}{\mu_l} \rho_l \frac{\partial \Phi_l}{\partial z} + \chi_{iw} \frac{\rho_w}{M_w} \frac{KzK_{rw}}{\mu_w} \rho_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \right. \\
 & \left. + \chi_{iv} \frac{\rho_v}{M_v} \frac{KzK_{rv}}{\mu_v} \rho_v \frac{\partial \Phi_v}{\partial z} + \frac{Q^*}{5.615} \right\}
 \end{aligned}$$



$$= \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \alpha_{il} \frac{\rho_l}{M_l} S_l + \chi_{iw} \frac{\rho_w}{M_w} S_w + \chi_{iv} \frac{\rho_v}{M_v} S_v \right\} \quad (1.3)$$

Para simplificar el modelo composicional se consideran a los fluidos representados por los pseudocomponentes gas y petróleo.

Los pseudocomponentes a considerar son:

- a. Petróleo, en la fase Hidrocarburo líquido (ol)
- b. Gas disuelto, en la fase Hidrocarburo líquido (gl)
- c. Gas únicamente en la fase Hidrocarburo vapor (gv)
- d. Agua, únicamente en la fase agua (ww).

Al gas se aplica el tratamiento de Thurnau, Breitenbank y Van Paollen⁽³⁾ para calcular la velocidad total.

Las expresiones 1.4., serán aplicadas para el modelo de petróleo negro.

$$\begin{aligned}
 \chi_{ol} &= \frac{\rho_{OCN} M_l}{\beta_o \rho_l M_o} & \chi_{wl} &= 0 & \chi_{gl} &= \frac{R_s M_l}{\beta_o 379.41 * 5.615} \\
 \chi_{ow} &= 0 & \chi_{ww} &= 1 & \chi_{gw} &= 0 \\
 \chi_{ov} &= 0 & \chi_{wv} &= 0 & \chi_{gv} &= 1
 \end{aligned} \tag{1.4}$$



Aplicando el conjunto de relaciones 1.4., a la ecuación 1.3., se obtiene:

ECUACION PARA EL PETROLEO:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_x K_{ro}}{\mu \alpha \beta_o} \rho_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{K_y K_{ro}}{\mu \alpha \beta_o} \rho_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{K_z K_{ro}}{\mu \alpha \beta_o} \rho_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \right) \\
 + q_o = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\beta S_o}{\beta_o} \right)
 \end{aligned} \tag{1.5.a}$$

ECUACION PARA EL AGUA:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_x K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \rho_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{K_y K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \rho_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{K_z K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \rho_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \right) \\
 + q_w = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\beta S_w}{\beta_w} \right)
 \end{aligned} \tag{1.5.b}$$

ECUACION PARA EL GAS:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_x K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \rho_g \frac{\partial \Phi_g}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{K_y K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \rho_g \frac{\partial \Phi_g}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{K_z K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \rho_g \frac{\partial \Phi_g}{\partial z} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{R_s K_x K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \rho_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{R_s K_y K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \rho_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{R_s K_z K_{ro}}{\mu_o \beta_o} \rho_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \right) \\ & + q_g = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\emptyset S_g}{\beta_g} + \frac{\emptyset R_s S_o}{\beta_o} \right) \quad (1.5.c) \end{aligned}$$

ECUACIONES DE APOYO AL SIMULADOR

Las saturaciones de cada fase, representadas por S_w , S_o y S_g , cumplen la relación:

$$S_w + S_o + S_g = 1.0 \quad (1.6)$$

Para formaciones hidrófilas, la presión capilar en el sistema agua - petróleo es función de la saturación de agua:

$$P_o - P_w = P_{cwo}(S_w) \quad (1.7)$$

mientras que, para el sistema gas - petróleo, es función de la saturación de gas:

$$P_g - P_o = P_{cgo}(S_g) \quad (1.8)$$



Las ecuaciones 1.5., 1.6., 1.7., y 1.8., describen matemáticamente el desarrollo del simulador de petróleo negro, para 3 fases, 3 direcciones.

Similarmente, la permeabilidad relativa de cada fase es función de la saturación.

Para el caso de formaciones hidrófilas:

La permeabilidad relativa al agua, es función de la saturación de agua

$$K_{rw} = f(S_w) \quad (1.9)$$

La permeabilidad relativa al gas es función de la saturación de gas

$$K_{rg} = f(S_g) \quad (1.10)$$

La permeabilidad relativa al petróleo en un sistema bifásico es función de la saturación de agua.

$$K_{row} = f(S_w) \quad (1.11)$$

La permeabilidad relativa al gas en un sistema bifásico gas petróleo con agua connata es:

$$K_{rog} = f(S_{wc} + S_o) \quad (1.12)$$

La permeabilidad relativa en un sistema trifásico, según el modelo de H.L. Stone (14), es:

$$K_{ro} = \left\{ \frac{(K_{row} + K_{rw}) (K_{rog} + K_{rg})}{K_{ro} (S_o = 1 - S_{wc})} \right\} - (K_{rw} + K_{rg}) \quad (1.13)$$

1.2. REPRESENTACION DE LAS ECUACIONES DE FLUJO POR DIFERENCIAS FINITAS

La ecuación del gradiente de potencial de flujo en las direcciones X, Y, Z, es:

$$\rho \frac{\partial \phi}{\partial x} = \frac{\partial \rho}{\partial x} - \gamma \frac{\partial D}{\partial x} \quad (1.14.a)$$

$$\rho \frac{\partial \phi}{\partial y} = \frac{\partial \rho}{\partial y} - \gamma \frac{\partial D}{\partial y} \quad (1.14.b)$$

$$\rho \frac{\partial \phi}{\partial z} = \frac{\partial \rho}{\partial z} - \gamma \frac{\partial D}{\partial z} \quad (1.14.c)$$



BIBLIOTECA

Introduciendo las ecuaciones 1.14., en las ecuaciones 1.5., se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_x K_{rf}}{\mu f \beta f} \left(\frac{\partial P_f}{\partial x} - \gamma_f \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right) \quad (1.15)$$

y expresiones similares en las direcciones Y y Z.

Aproximación de las derivadas parciales por diferencias finitas

Aplicando el operador de diferencia central (δ) al término que involucra la movilidad K/μ , y el operador de diferencia progresiva (Δ) al gradiente de potencial $\frac{\partial \Phi}{\partial x}$, la expresión 1.15., es aproximada como:

$$\delta_x \left\{ T_f \left(\Delta_x P_f - \gamma \Delta_x D \right) \right\} \quad (1.16)$$

donde T, es la transmisibilidad entre bloques y para el caso de bloques irregulares, se expresa como:

$$T_{x \ i+1/2} = \frac{2 K_{xi} K_{x+1} \Delta Y \Delta Z}{\{K_{xi+1}(\Delta_{xi} + \Delta_{xi-1}) + K_{xi}(\Delta_{xi} + \Delta_{xi+1})\}} \left(\frac{K_{rf}}{\beta f \mu f} \right) \quad (1.17)$$

Aproximación de las derivadas parciales del lado derecho de la ecuación 1.5., por diferencias finitas

La porosidad y el factor volumétrico son funciones de presión. Para el agua y el petróleo un desarrollo conveniente es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_f}{\beta_f} \right) = \phi \frac{\partial S_f}{\partial t} + \left(S_f \phi \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{1}{\beta_f} \right) + \frac{S_f}{\beta_f} \frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.18)$$

La derivada del factor volumétrico en la ecuación 1.18., es aproximada usando la pendiente de la función $(1/\beta_f) = f(p)$ evaluada entre los tiempos $n + 1$ y n ,

La derivada se expresa como:

$$\left(\frac{1}{\beta_f} \right)' = \frac{(1/\beta_f)^{n+1} - (1/\beta_f)^n}{p^{n+1} - p^n} \quad (1.19)$$

La aproximación de la ecuación 1.18., en diferencias finitas, usando la diferencia progresiva, es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_f}{\beta_f} \right) \approx \frac{V_T}{\Delta t} \Delta_t \left(\frac{\phi S_f}{\beta_f} \right)$$



$$\approx \frac{V_T}{\Delta t} \left\{ \frac{\phi^{n+1}}{\beta_f^{n+1}} \Delta t S_f + \left\{ \phi^{n+1} S_f \left(\frac{1}{\beta_f} \right)' + \frac{\phi b C f r}{\beta_f^n} \right\} \Delta t P_f \right\} \quad (1.20)$$

y la aproximación para la ecuación del gas es:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{\beta_g} + \frac{R_s \phi S_o}{\beta_o} \right) &= \frac{V_T}{\Delta t} \Delta t \left(\frac{\phi S_g}{\beta_g} + \frac{R_s \phi S_o}{\beta_o} \right) \\ &= \frac{V_T}{\Delta t} \left\{ \left(\frac{\phi^{n+1}}{\beta_g^{n+1}} \right) \Delta t S_g + \left\{ \phi^{n+1} \left(\frac{1}{\beta_g} \right)' + \frac{\phi b C f r}{\beta_g^n} \right\} S_g^n \Delta t P_g \right. \\ &+ \left. \left(\phi^{n+1} \frac{R_s}{\beta_o^{n+1}} \right) \Delta t S_o + \left\{ \phi^{n+1} \left(\frac{R_s}{\beta_o} \right)' + \frac{\phi b C f r}{\beta_o^n} \right\} S_o^n \Delta t P_o \right\} \end{aligned} \quad (1.21)$$

Ecuaciones de flujo en diferencias finitas

Usando las aproximaciones 1.16., 1.20., 1.21., las ecuaciones de flujo 1.5., expresadas en diferencias finitas son:

$$\delta \{ T_o (\Delta P_o - \gamma_o \Delta D) \} + q_o = \frac{V_T}{V_T} \left(\frac{\phi S_o}{\beta_o} \right) \quad (1.22.a)$$

$$\delta \{ T_w (\Delta P_w - \gamma_w \Delta D) \} + q_w = \frac{V_T}{V_T} \left(\frac{\phi S_w}{\beta_w} \right) \quad (1.22.b)$$

$$\delta \{T_g(\Delta P_g - \gamma_g \Delta D)\} + \delta \{T_o R_s(\Delta P_o - \gamma_o \Delta D)\} + q_g$$

$$= \frac{V_T}{\Delta t} \Delta t \left(\frac{\phi S_g}{\beta_g} + \frac{\phi R_s S_o}{\beta_o} \right) \quad (1.22.c)$$

1.3. SISTEMA DE MALLAS

El tipo de malla utilizado en el simulador trifásico - tridimensional es el de bloques, donde se utilizan valores promedios de los parámetros petrofísicos y fluídos del yacimiento.

Las ecuaciones de flujo deducidas previamente son aplicables a un bloque de la malla, donde se expresan variaciones de la presión respecto al espacio y de la saturación con el tiempo. La discretización de las funciones mediante la aplicación de las diferencias finitas permite obtener ecuaciones que se ajustan al Sistema de mallas y que una vez resueltas, la presión y saturación que se obtienen deben entenderse como valores promedios, representativos de los existentes en el bloque.

Representando las variables dependientes P y S por V, lo anteriormente expuesto se expresa como:



$$V(x, y, z, t) \approx V(\Delta X_i, \Delta Y_j, \Delta Z_k) = V_{i,j,k}^n \quad (1.23)$$

Donde: $V_{i,j,k}$ es el valor promedio de $V(x,y,z,t)$ al tiempo t_n , en el volumen asociado al punto i,j,k .

La aplicación de la malla al yacimiento demanda ajustar la a la forma del mismo, aproximando el contorno no lineal del yacimiento al contorno rectilíneo del modelo, observando que el volumen del modelo sea equivalente al volumen del yacimiento.

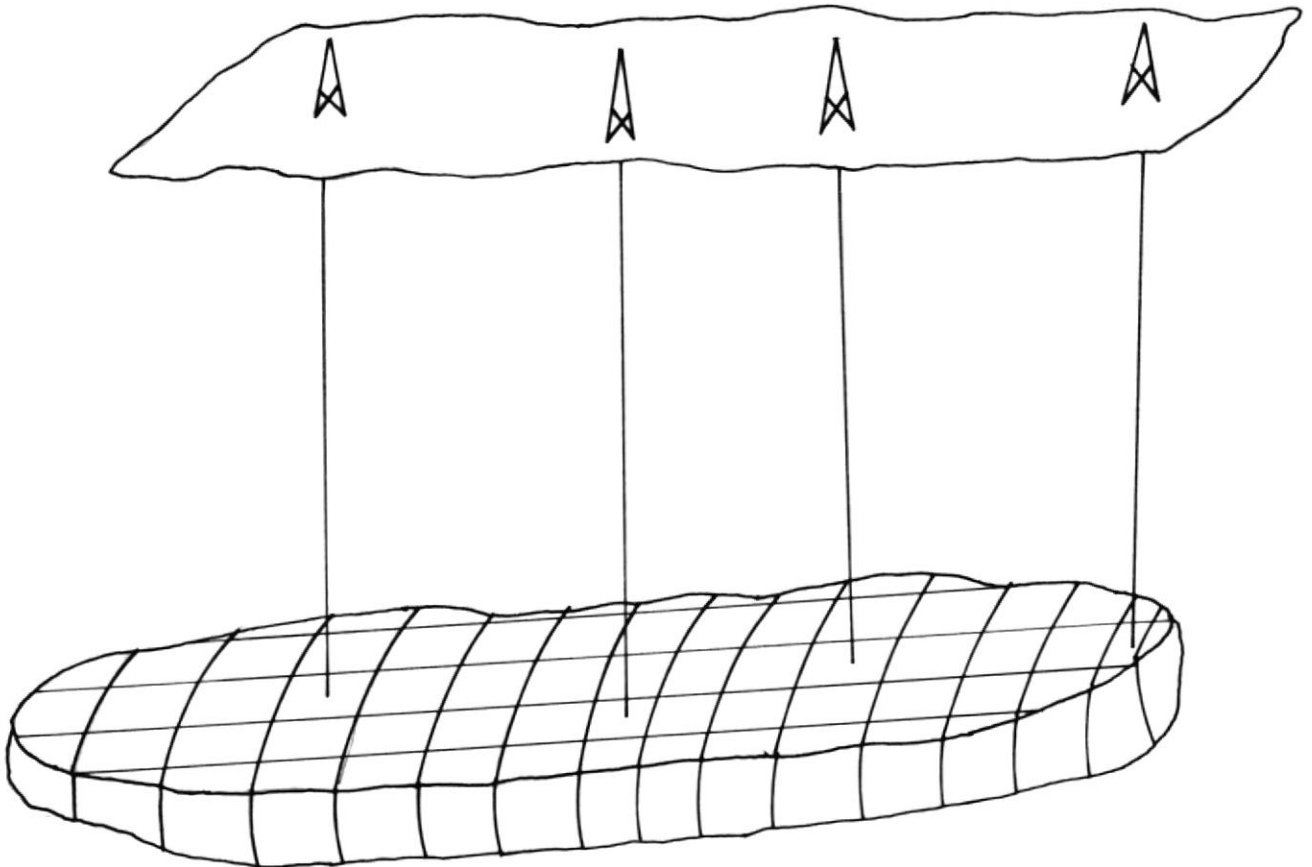


FIGURA N° 1.2. MODELAJE DEL YACIMIENTO

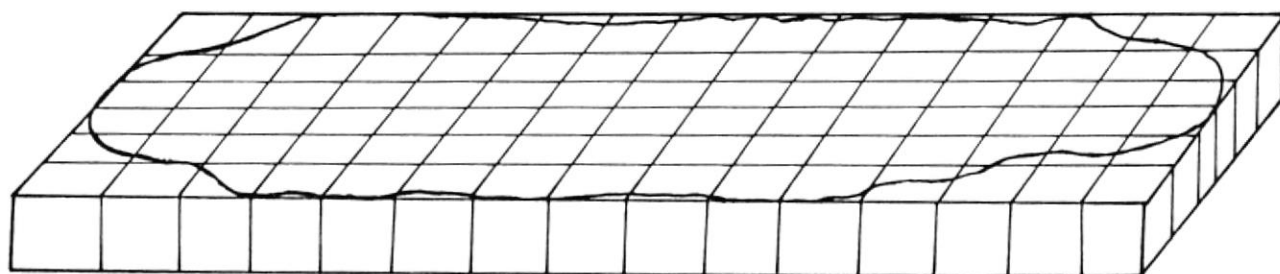


FIGURA N° 1.3. MALLA DE BLOQUES 15x6x1

Malla rectangular irregular

La representación gráfica de una malla rectangular irregular considerando tres bloques contiguos del modelo en base a la figura 1.3., es:

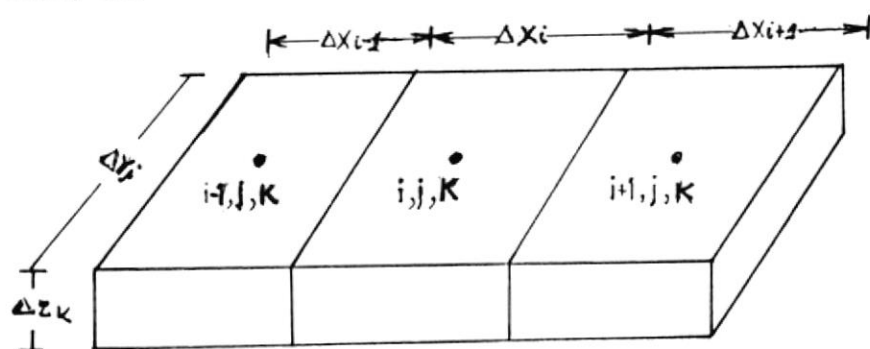


FIGURA N° 1.4. MALLA RECTANGULAR DE BLOQUES IRREGULARES

En la figura N°1.4., los intervalos X_i , Y_j , Z_k son conocidos y varían en dimensión de un bloque a otro.

Los puntos donde se realizan las evaluaciones están en el centro de cada bloque.

En el sistema de malla rectangular, la aproximación de las direcciones espaciales en x , y , z , es:

$$\Delta \bar{x}_i = \frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \quad ; \quad \Delta \bar{x}_{i-1} = \frac{\Delta X_{i-1} + \Delta X_i}{2} \quad (1.24.a)$$

$$\Delta \bar{y}_j = \frac{\Delta Y_j + \Delta Y_{j+1}}{2} \quad ; \quad \Delta \bar{y}_{j-1} = \frac{\Delta Y_{j-1} + \Delta Y_j}{2} \quad (1.24.b)$$

$$\Delta \bar{z}_k = \frac{\Delta Z_k + \Delta Z_{k+1}}{2} \quad ; \quad \Delta \bar{z}_{k-1} = \frac{\Delta Z_{k-1} + \Delta Z_k}{2} \quad (1.24.c)$$

1.4. FORMULACION DEL METODO IMPLICITO EN PRESION, EXPLICITO EN SATURACION

La expresión del lado derecho de las ecuaciones 1.22., - expresadas por las ecuaciones 1.20 y 1.21., presentan - términos del tipo ΔtS y ΔtP ; sus expansiones requieren - ser calculados al nivel de tiempo $n + 1$ y al nivel de tiempo n , siendo incógnitas S^{n+1} y P^{n+1} .

Una expresión implícita en presión es obtenida, en base a :



1. La identidad

$$\Delta t P_o = \Delta t P_w = \Delta t P_g \quad (1.25)$$

que aplicada a las ecuaciones 1.22., resulta ser:

$$\delta \{T_o(\Delta P_o - \gamma_o \Delta D)\} + q_o = C_{o2} \Delta t S_o + C_{o1} \Delta t P_o \quad (1.26.a)$$

$$\delta \{T_w(\Delta P_w - \gamma_w \Delta D)\} + q_w = C_{w2} \Delta t S_w + C_{w1} \Delta t P_o \quad (1.26.a)$$

$$\begin{aligned} & \delta \{T_g(\Delta P_g - \gamma_g \Delta D)\} + \delta \{T_o R_s(\Delta P_o - \gamma_o \Delta D)\} + q_g \\ & = C_{g2} \Delta t S_g + C_{g3} \Delta t S_o + C_{g1} \Delta t P_o \end{aligned} \quad (1.26.c)$$

Siendo C_{o1} , C_{o2} , C_{w1} , C_{w2} , C_{g1} , C_{g2} , y C_{g3} los coeficientes de términos t_S y t_P de las expansiones 1.20 y 1.21.

2. La eliminación de los términos Δt_S

Observando el principio de independencia lineal, al encontrar las condiciones que satisfacen

$$\Delta t S_w + \Delta t S_o + \Delta t S_g = 0 \quad (1.27.a)$$

$$a_2 C_{w2} \Delta t S_w + (a_1 C_{o2} + a_3 C_{g3}) \Delta t S_o \quad (1.27.b)$$

$$+ a_3 C_{g2} \Delta t S_g = 0$$



Siendo a_1 , a_2 y a_3 las constantes que eliminan en 1.26 - los mencionados términos ΔtS

3. Las relaciones de presión capilar

Al nivel de tiempo n :

$$\Delta P_w^{n+1} = \Delta P_o^{n+1} - \Delta P_{cwo} (S_w^n) \quad (1.28.a)$$

$$\Delta P_g^{n+1} = \Delta P_o^{n+1} + \Delta P_{cgo} (S_g^n) \quad (1.28.b)$$

Una ecuación única (1.29) con términos de presión P_o^{n+1} y ΔtP_o , se aplica a cada uno de los bloques de la malla, generándose un sistema de $NX*NY*NZ$ ecuaciones y $NX*NY*NZ$ incógnitas para la presente aplicación del modelo trifásico - tridimensional, sistema a ser resuelto utilizando el algoritmo del SIP.

La ecuación es:

$$\{a_1 \delta (T_o^n \Delta P_o^{n+1}) + a_2 \delta (T_w^n \Delta P_o^{n+1}) + a_3 \{ \delta (T_g^n \Delta P_o^{n+1}) + \delta (R_s^n T_o^n \Delta P_o^{n+1}) \} \quad (1.29)$$



$$- \text{CPTER})^n - \text{GRTER})^n + q^n \}_{i,j,k} = C \Delta t P_{o_{i,j,k}}$$

donde a_1 , a_2 , a_3 , CPTERM , GRTERM y C son constantes definidas de la siguiente manera:

$$a_1 = 1.0 \quad (1.30.a)$$

$$a_2 = a_3 \text{Cg}_2 / \text{Cw}_2 \quad (1.30.b)$$

$$a_3 = \text{Co}_2 / \text{Cg}_2 - \text{Cg}_3 \quad (1.30.c)$$

$$\text{CPTERM} = a_2 \delta (\text{Tw}^n \Delta \text{Pcwo}^n) - a_3 \delta (\text{Tg}^n \Delta \text{Pcgo}^n) \quad (1.30.d)$$

$$\text{GRTERM} = a_1 \delta (\text{To}^n \gamma_o^n \Delta D) + a_2 \delta (\text{Tw}^n \gamma_w^n \Delta D) \quad (1.30.e)$$

$$+ a_3 \{ \delta (\text{Tg}^n \gamma_g^n \Delta D) + \delta (\text{Rs}^n \text{To}^n \gamma_o^n \Delta D) \}$$

$$q^n = a_1 q_o + a_2 q_w + a_3 q_g \quad (1.30.f)$$

$$C = a_1 \text{Co}_1 + a_2 \text{Cw}_1 + a_3 \text{Cg}_2 \quad (1.30.g)$$

Expresiones explícitas en saturación para petróleo, agua y gas son obtenidas una vez conocidas las presiones - aplicando en 1.26 las expresiones 1.28.

$$S_{o,i,j,k}^{n+1} = S_{o,i,j,k}^n + \frac{1}{Co_2} \{ \delta (To^n \Delta Po^{n+1}) - \delta (To^n \gamma_o^n \Delta D) + q_o^n - Co_1 \Delta t Po \}_{i,j,k} \quad (1.31.a)$$

$$S_{w,i,j,k}^{n+1} = S_{w,i,j,k}^n + \frac{1}{Cw_2} \{ \delta (Tw^n \Delta Po^{n+1}) - \delta (Tw^n \gamma_w^n \Delta D) - \delta (Tw^n \Delta Pcwo^n) + q_w^n - Cw_1 \Delta t Po \}_{i,j,k} \quad (1.31.b)$$

$$S_{g,i,j,k}^{n+1} = 1 - S_{o,i,j,k}^{n+1} - S_{w,i,j,k}^{n+1} \quad (1.31.c)$$

Conocidas las saturaciones de petróleo, gas y agua, se evalúan las presiones capilares al nivel de tiempo n+1.

$$P_{cwo,i,j,k}^{n+1} = f(S_w) \Big|_{i,j,k}^{n+1} \quad (1.32.a)$$

$$P_{cgo,i,j,k}^{n+1} = f(S_g) \Big|_{i,j,k}^{n+1} \quad (1.32.b)$$

Condición de contorno del Yacimiento

Para el modelo trifásico - tridimensional, se ha considerado la condición de no flujo en el contorno, la cual se expresa por:



$$\frac{K}{\mu} \rho \frac{\partial \Phi}{\partial n} = 0$$

BIBLIOTECA (1.33)

Donde:

$\frac{K}{\mu}$ es la movilidad

ρ es la densidad del fluido

n es la dirección normal al contorno

$\frac{\partial \Phi}{\partial n}$ es el gradiente de potencial en la dirección normal al contorno.

En la aproximación en diferencias finitas, la movilidad K/μ forma parte de la transmisibilidad, para la cual se aplica la condición de contorno, resultando:

$$T_x \pm 1/2 = T_y \pm 1/2 = T_z \pm 1/2 = 0 \quad (1.34)$$

Condición de Contorno de los pozos

La condición considerada en los pozos del modelo trifásico - tridimensional es la de tasa de flujo de petróleo, donde cada bloque (i,j,k) por el que atraviesa el pozo, contribuye a la tasa de producción del pozo.

$$q_{o\ i,j,k} = \frac{\lambda_{i,j,k}}{\lambda_{i,j}} q_{o\ i,j} \quad (1.35)$$

Donde:

$q_{o\ i,j}$ es la tasa de petróleo del pozo

$\lambda_{i,j,k}$ es la movilidad total en el bloque

$\lambda_{i,j}$ es la movilidad total en todos los bloques por los que atravieza el pozo.

La razón de movilidad gas - petróleo, $M_{g,o}$, a condiciones de superficie en el bloque i,j,k es calculada por:

$$M_{g,o\ i,j,k} = \left\{ R_s + \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g \beta_g} \right) \left(\frac{\mu_o \beta_o}{K_{ro}} \right) \right\} i,j,k \quad (1.36.a)$$

Luego, la tasa de gas en dicho bloque es:

$$q_{g\ i,j,k} = (q_o \times M_{g,o})_{i,j,k} \quad (1.36.b)$$

La razón de movilidad agua - petróleo, $M_{w,o}$ en un bloque i,j,k es calculada por:

$$M_{w,o\ i,j,k} = \left\{ \left(\frac{K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \right) \left(\frac{\mu_o \beta_o}{K_{ro}} \right) \right\} i,j,k \quad (1.37.a)$$

Luego, la tasa de agua para dicho bloque es:

$$q_{w\ i,j,k} = (q_{o\ i,j} M_{w,o})_{i,j,k} \quad (1.37.b)$$

La presión promedio en un sistema de flujo radial limitado para fluido incompresible se aproxima a:

$$P_{\text{prom}} = P_w + \frac{\mu q_{cn} \beta_o}{7.08Kh} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{1}{2} + s \right) \quad (1.38.a)$$

que también corresponde la situación de no flujo en el límite exterior, considerando que el volumen de drenaje está inscrito en el bloque i,j,k , cuya presión promedio es conocida y con un radio de drenaje aproximado por $r_e = \sqrt{\frac{\Delta x \Delta y}{\pi}}$

Reemplazando la ecuación anterior P_{prom} por $P_{i,j,k}$; q_{cn} por la tasa q_o , la presión del pozo puede calcularse en función de la presión promedio.

$$P_w = P_{i,j,k} - \frac{\mu o q_o \beta_o}{7.08Kh} \left\{ \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 1/2 + \right\} \quad (1.38.b)$$

La presión en el límite exterior del radio de drenaje, P_e , para fluido incompresible es:

$$P_e = P_w + \frac{\mu q_{cn} \beta_o}{7.08Kh} \left\{ \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right\} \quad (1.38.c)$$

y dado que :

$$P_e - P_{i,j,k} = (P_e - P_w) - (P_{i,j,k} - P_w) \quad (1.38.d)$$

Resulta:

$$P_e - P_{i,j,k} = \frac{\alpha \mu \beta_0}{14.16 Kh}$$



BIBLIOTECA

que permite conocer la presión en el límite externo en función de la presión promedio.

$$P_e = P_{i,j,k} + \frac{\alpha \mu \beta_0}{14.16 Kh} \quad (1.39)$$

y corresponde a la consideración de flujo en el límite exterior.

Las ecuaciones 1.38.b y 1.39, son utilizadas en el modelaje de flujo radial en el intervalo de completación del pozo.

Condición inicial del yacimiento

En el modelo trifásico tridimensional la condición de - equilibrio hidrostático es utilizada, siendo el gradiente del potencial de flujo de cada fase en el yacimiento :

$$\nabla \phi_f = 0 \quad (1.40)$$

por lo que los cambios de presión son expresadas -
 en función de los cambios gravitacionales.

$$\frac{\partial P}{\partial n} = \gamma_f \frac{\partial D}{\partial n} \quad (1.41)$$

Presión inicial del Petróleo

La presión al petróleo en el bloque i, j, k , obtenida de la integración de la ecuación (1.41) y en base a un plano de referencia es:

$$P_{o_{i,j,k}} = P_{Dat} - \gamma_o (D_{Dat} - D_{i,j,k}) \quad (1.42)$$

Si el plano de referencia es el contacto agua - petróleo, se tiene:

$$P_{o,i,j,k} = P_{w/o} - \gamma_o (D_{w/o} - D_{i,j,k}) \quad (1.43)$$

Siendo conocidas las condiciones del plano de referencia, - puede calcularse la presión en el contacto agua - petróleo, aplicando 1.42 .

$$P_{w/o} = P_{Dat} - \gamma_o (D_{Dat} - D_{w/o}) \quad (1.44)$$

Presión Inicial del Agua

La condición de equilibrio hidrostático, aplicada a dos - fluídos inmiscibles en una formación hidrófila, permite expresar el cambio de presión capilar como:

$$\frac{\partial P_{cwo}}{\partial n} = \frac{\partial P_o}{\partial n} - \frac{\partial P_w}{\partial n} = (\gamma_o - \gamma_w) \frac{\partial D}{\partial n} \quad (1.45)$$

La integración de la ecuación 1.45, considerando las condiciones del plano en que $S_w = 1$, permite conocer la presión capilar del bloque i, j, k .

$$P_{cwo,i,j,k} = (\gamma_o - \gamma_w) (D_w - D_{i,j,k}) \quad (1.46)$$

lo cual es válido si $D_{i,j,k} \leq D_w$; si $D_{i,j,k} > D_w$, la presión capilar $P_{cwo_{i,j,k}} = 0$; luego, la presión del agua en el bloque i,j,k , se calcula por:

$$P_{w_{i,j,k}} = P_{o_{i,j,k}} - P_{cwo_{i,j,k}} \quad (1.47)$$

Presión Inicial del gas

La presión capilar del sistema gas - petróleo en el bloque i,j,k , se calcula integrando la ecuación

$$\frac{\partial P_{cgo}}{\partial h} = \frac{\partial P_g}{\partial h} - \frac{\partial P_o}{\partial h} = (\gamma_g - \gamma_o) \frac{\partial h}{\partial h} \quad (1.48)$$

Aplicando el límite a las condiciones del plano en que $S_L = 1$, se obtiene:

$$P_{cgo_{i,j,k}} = (\gamma_g - \gamma_o) (D_L - D_{i,j,k}) \quad (1.49)$$

que es válido si $D_{i,j,k} \leq D_L$; si $D_{i,j,k} > D_L$, la presión capilar $P_{cgo} = 0$; luego, la presión al gas, en el bloque i,j,k está dada por la relación.

$$P_{g_{i,j,k}} = P_{o_{i,j,k}} + P_{cgo_{i,j,k}} \quad (1.50)$$

Saturaciones

Las saturaciones iniciales de las fases presentes en el yacimiento son expresadas en función de las presiones capilares de los sistemas agua - petróleo y gas - petróleo de acuerdo a las relaciones.

$$S_{w_{i,j,k}} = S_w (P_{cwo})_{i,j,k} \quad (1.51.a)$$

$$S_{g_{i,j,k}} = S_g (P_{cgo})_{i,j,k} \quad (1.51.b)$$

$$S_{o_{i,j,k}} = (1 - S_w - S_g)_{i,j,k} \quad (1.51.c)$$

Balance de Materiales

El principio de conservación de masa aplicado a los fluidos del yacimiento, se expresa como

PRODUCCION NETA ACUMULADA	=	CONTENIDO INICIAL DE FLUIDO EN EL SITIO.	-	CONTENIDO PRESENTE DE FLUIDO EN EL SITIO.
------------------------------	---	--	---	---

La producción neta acumulada se define como: (1.52.a)

PRODUCCION NETA ACUMULADA	=	PRODUCCION TOTAL ACUMULADA	-	INYECCION ACUMULADA
---------------------------------	---	----------------------------------	---	------------------------

(1.52.b)

Una expresión del balance de materiales en este modelo trifásico - tridimensional es obtenido utilizando la ecuación 1.22 , en todos los bloques de la malla y durante el tiempo a simularse:

$$\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} \sum_{n=0}^{N-1} \{ \Delta t_{n-1} \{ \delta (Tf (Pf - \gamma f \Delta D)) + q_f \} - V_T \Delta t \left(\frac{\partial S_f}{\beta f} \right) \} = 0$$



BIBLIOTECA

(1.53)

Un análisis del desarrollo de 1.53 , permite establecer que:

$$a. \quad \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} q = \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} \sum_{0}^{N-1} q_{f,i,j,k} \Delta t_{n+1} \quad (1.54)$$

$$b. \quad \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} \sum_{n=0}^{N-1} V_T \Delta t \left(\frac{\partial S_f}{\beta f} \right) = - \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} \quad (1.55)$$

$$V_T \left\{ \left(\frac{\partial S_f}{\beta f} \right)^N - \left(\frac{\partial S_f}{\beta f} \right)^0 \right\}$$

Donde:

$$\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} V_T \left(\frac{\partial S_f}{\beta f} \right)^0 \quad (1.55.a)$$

es el contenido inicial de fluido en el sitio

$$y \quad \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} V_T (\emptyset S_f / \beta_f)^N \quad (1.55.b)$$

es el contenido presente de fluidos en el sitio

$$c. \quad \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} \delta \{ T_f (\Delta P_f - \gamma_f \Delta D) \} = 0 \quad (1.56)$$

El control del balance de materiales, se calcula en base a las definiciones 1.54 y 1.55 , relacionando el acumulado de producción con los volúmenes inicial y presente de fluidos, mediante cocientes igualados a uno, por lo cual:

$$\frac{\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} V_T (\emptyset S_f / \beta_f)^N + \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} q}{\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} V_T (\emptyset S_f / \beta_f)^0} = R_{1f} = 1 \quad (1.57.a)$$

$$\frac{\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} (\emptyset S_f / \beta_f)^0 - \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} (\emptyset S_f / \beta_f)^N}{\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} q} = R_{2f} = 1 \quad (1.57.b)$$

$$\frac{\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} V_T (\emptyset S_f / \beta_f)^0 - \sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} q}{\sum_{i,j,k}^{N_x, N_y, N_z} V_T (\emptyset S_f / \beta_f)^N} = R_{3f} = 1 \quad (1.57.c)$$

1.5. FORMULACION MATRICIAL

La representación gráfica de la expansión de las ecuaciones 1.29. y 1.30., aplicadas a un bloque i,j,k , de la malla tridimensional, y que involucra los términos de presiones de los bloques vecinos en base a la figura N° 1.5., es:

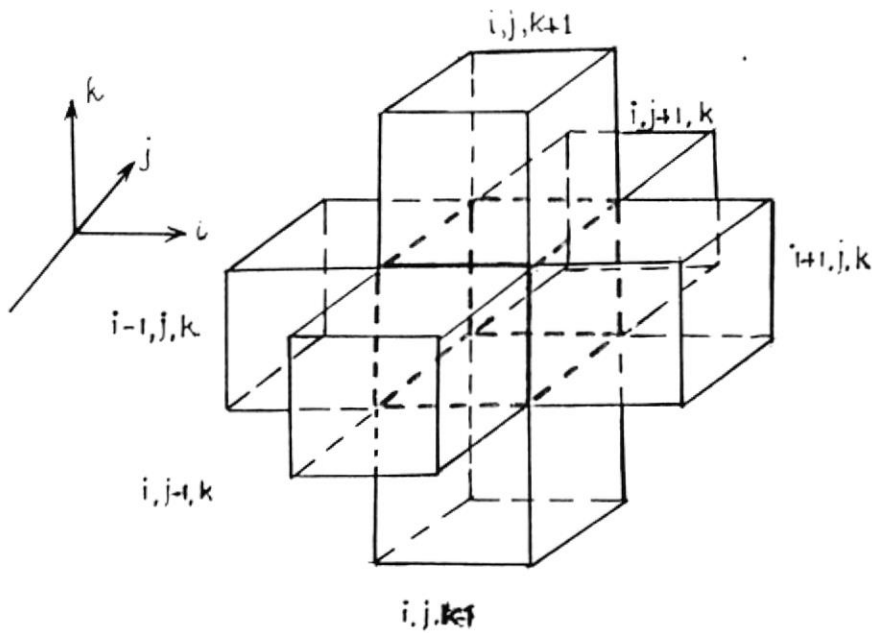


FIGURA N° 1.5. BLOQUES QUE INTERVIENEN EN EL CALCULO DE $P_{i,j,k}$

El desarrollo consiste en:

a. Expansión espacial del término de presión al petróleo

$$\Delta P_o^{n+1}_{i,j,k} \quad \text{según:}$$

$$\delta(T_f \Delta P_o^{n+1})_{i,j,k} = \delta i(T_f^n \Delta i P_o^{n+1})_{j,k} \quad (1.58.a)$$

$$+ \delta j(T_f^n \Delta j P_o^{n+1})_{i,k} \quad (1.58.b)$$

$$+ \delta k(T_f^n \Delta k P_o^{n+1})_{i,j} \quad (1.58.c)$$

donde eligiendo la fase petróleo y la dirección i para aplicar 1.58.a en 1.29, se obtiene:

$$\begin{aligned} a_1^{To^n} P_o^{n+1}{}_{i+1/2,j,k} - a_1^{To^n} P_o^{n+1}{}_{i,j,k} \\ + a_1^{To^n} P_o^{n+1}{}_{i-1/2,j,k} - a_1^{To^n} P_o^{n+1}{}_{i-1,j,k} \end{aligned} \quad (1.59)$$

Desarrollos similares son obtenidos en las direcciones i, j, k , para todas las fases.

b. Desarrollo del término $\Delta t P_o$ _{i,j,k} donde

$$C \Delta t P_o{}_{i,j,k} = C P_o^{n+1}{}_{i,j,k} - C P_o^n{}_{i,j,k} \quad (1.60)$$

c. Desarrollo del término Q _{i,j,k} ^{n} , que agrupa las constantes conocidas al nivel de tiempo n ;

$$Q_{i,j,k}^n = CPTERM + GRTERM - q_{i,j,k}^n - C P_o^n{}_{i,j,k} \quad (1.61)$$

Agrupando los términos de presión al petróleo al nivel de tiempo $n+1$ implícitos en 1.59 y 1.60, que pertenezcan a un mismo bloque adyacente a i,j,k , o al propio bloque i,j,k , se obtienen los coeficientes



BIBLIOTECA

$$Z_{i,j,k} = \sum_{m=1}^3 a_m T_f^n_{i,j,k-1/2} + a_3 R_s^n (T_o)^n_{i,j,k-1/2} \quad (1.62.a)$$

$$B_{i,j,k} = \sum_{m=1}^3 a_m T_f^n_{i,j-1/2,k} + a_3 R_s^n T_o^n_{i,j,-1/2,k} \quad (1.62.b)$$

$$D_{i,j,k} = \sum_{m=1}^3 a_m T_f^n_{i-1/2,j,k} + a_3 R_s^n T_o^n_{i-1/2,j,k} \quad (1.62.c)$$

$$F_{i,j,k} = \sum_{m=1}^3 a_m T_f^n_{i+1/2,j,k} + a_3 R_s^n T_o^n_{i+1/2,j,k} \quad (1.62.d)$$

$$H_{i,j,k} = \sum_{m=1}^3 a_m T_f^n_{i,j+1/2,k} + a_3 R_s^n T_o^n_{i,j+1/2,k} \quad (1.62.e)$$

$$S_{i,j,k} = \sum_{m=1}^3 a_m T_f^n_{i,j,k+1/2} + a_3 (R_s T_o)^n_{i,j,k+1/2} \quad (1.62.f)$$

$$E_{i,j,k} = - Z_{i,j,k} - B_{i,j,k} - D_{i,j,k} - F_{i,j,k} \quad (1.62.g)$$

$$- H_{i,j,k} - S_{i,j,k} - C$$

Utilizando las definiciones anteriores, 1.62 y 1.61, resul

ta una ecuación cuya forma es conveniente para la aplicación del algoritmo SIP

$$\begin{aligned}
 & Z_{i,j,k} P_{i,j,k-1}^{n+1} + B_{i,j,k} P_{i,j-1,k}^{n+1} + D_{i,j,k} P_{i-1,j,k}^{n+1} \\
 & + E_{i,j,k} P_{i,j,k}^{n+1} + F_{i,j,k} P_{i+1,j,k}^{n+1} + H_{i,j,k} P_{i,j+1,k}^{n+1} \\
 & + S_{i,j,k} P_{i,j,k+1}^{n+1} = Q_{i,j,k}^n
 \end{aligned} \tag{1.63}$$



Aplicando la ecuación 1.63., a la malla, empezando en el punto(1.1.1.), e incrementando sucesivamente i, j, k , se genera un sistema de ecuaciones, que se representa en forma matricial como:

$$\bar{M} \hat{P} = \hat{Q} \tag{1.64}$$

donde M es una matriz formada por todos los coeficientes de los términos de presión al petróleo, al nivel de tiempo $n+1$.

\hat{P} es el vector columna de presiones
 \hat{Q} es el vector columna, de todos los valores conocidos, provenientes de la presión capilar, efecto gravitacional y presión al nivel de tiempo N , así como porosidades, factores volumétricos, compresibilidad de la formación y saturaciones al nivel de tiempo N .



1.6. PRUEBA DE CONVERGENCIA

Las aproximaciones usadas en el método de solución de la ecuación diferencial 1.5., del simulador trifásico - tridimensional implican una desviación respecto a la solución verdadera. Los componentes de ésta desviación en el método IMPES son:

- a. Error de truncamiento, resultante de la aproximación de la ecuación de difusividad a diferencias finitas y que se define como:

$$e_t = \frac{\text{ec. en forma diferencial}}{\text{ec. en diferencias finitas}} \quad (1.65)$$

- b. Tratamiento explícito de variables como saturación, presión capilar y transmisibilidad evaluadas al nivel de tiempo n.
- c. Errores de redondeo, a los que es insensitivo el algoritmo de naturaleza iterativa, para el cálculo de la solución. SIP ⁽¹⁸⁾

El criterio aplicado para aceptar las soluciones del simulador es el de convergencia, que se define como el

acercamiento a la solución verdadera P y cuyo simbolismo es

$$\underline{P} \rightarrow P \text{ cuando } \Delta x \text{ y } \Delta t \rightarrow 0$$

Una medida de la convergencia de la solución calculada es la estimación del error, y que tratándose de un método iterativo es:

$$|P^{m+1} - P^m| \rightarrow 0 \quad (1.66)$$

La prueba de convergencia en el simulador consiste en lo siguiente:

- a. Determinar el máximo absoluto entre dos pasos iterativos comparándolo luego con un valor pre-establecido TOLP

$$\max | P_{i,j,k}^{m+1} - P_{i,j,k}^m | < \text{TOLP} \quad (1.67)$$

- b. Establecer el máximo error absoluto del balance de materiales al concluir cada intervalo de tiempo y compararlo con una tolerancia también pre-establecida.

$$\max | \{ (1 - R_{1f}), (1 - R_{2f}), (1 - R_{3f}) \} | < \text{TOLM}_f \quad (1.68)$$



BIBLIOTECA

C A P I T U L O I I

TECNICA DE SOLUCION

La ecuación 1.5., representa la ecuación general de difusividad, que es de tipo parabólico.

La transmisibilidad y presiones involucradas en los esquemas empleados en este trabajo, han sido evaluadas utilizando por ejemplo, la ecuación de flujo para una fase y en una dirección.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\partial p}{\partial t} \tag{2.1}$$

que aproximada por las diferencias finitas es:

$$T_{x_{i+1/2}} (P_{i+1} - P_i) - T_{x_{i-1/2}} (P_i - P_{i-1}) = \frac{V_T}{\Delta t} (P_i^{n+1} - P_i^n) \tag{2.2}$$

2.1. ESQUEMA IMPLICITO EN PRESION

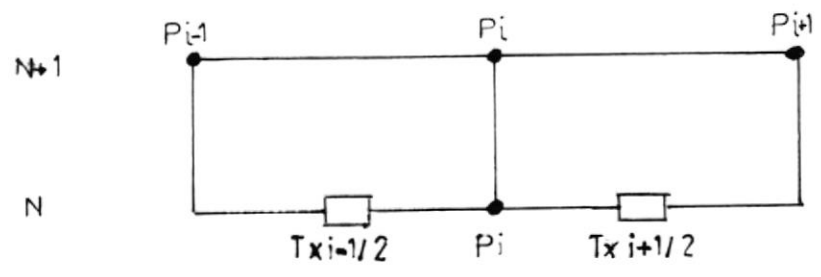


FIGURA N°2.1. ESQUEMA IMPLICITO DE PRESION

Se evalúan las presiones del lado izquierdo de la ecuación (2.2) al nivel de tiempo $n+1$, según el esquema implícito, mientras que las transmisibilidades se evalúan al nivel de tiempo n , tal como en el esquema explícito, de todo lo cual resulta:

$$T_{i+1/2}^n (P_{i+1}^{n+1} - P_i^{n+1}) - T_{i-1/2}^n (P_i^{n+1} - P_{i-1}^{n+1}) = \frac{V_T}{\Delta t} (P_i^{n+1} - P_i^n) \quad (2.3)$$

donde las incógnitas son P_{i+1}^{n+1} , P_i^{n+1} , P_{i-1}^{n+1}

La ecuación (2.3) es aplicada para la deducción de la ecuación (1.29).

2.2. ESQUEMA EXPLICITO EN SATURACION

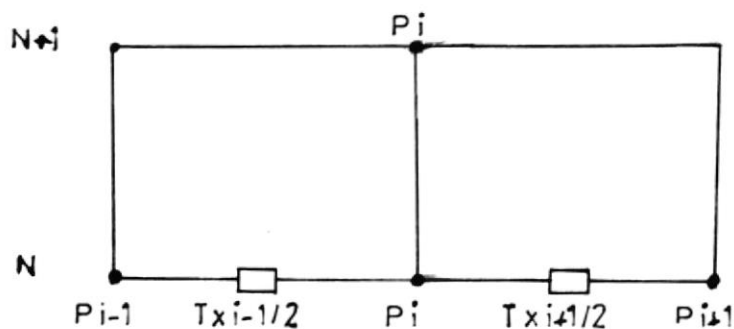


FIGURA N°2.2. ESQUEMA EXPLICITO EN SATURACION

Todos los términos de la expresión del lado izquierdo de la ecuación (2.2) se evalúan al nivel de tiempo n , resultando:

$$T_{x_{i+1/2}}(P_{i+1}^n - P_i^n) - T_{x_{i-1/2}}(P_i^n - P_{i-1}^n) = \frac{V_T}{t} (P_i^{n+1} - P_i^n) \quad (2.4)$$

y donde la única incógnita es P_i^{n+1}

Este esquema fue utilizado para el cálculo de las saturaciones expresadas en las ecuaciones (1.31).

2.3. PROCEDIMIENTO FUERTEMENTE IMPLICITO

Es un algoritmo iterativo desarrollado para resolver sistemas de ecuaciones, que surgen en la solución de problemas de flujo multifásico.⁽⁴⁾ En el presente caso, la ecuación (1.63) aplicada a la malla tridimensional.

a. Observación a la solución directa:

La solución directa del sistema $M \cdot P = Q$ es factible de obtenerse factorizando M en dos matrices L' y U' , siendo L' la matriz triangular inferior y U' la matriz triangular superior. Puesto que la matriz M tiene diagonales formadas por los coeficientes Z hasta S (Ver figura 2.3)) la factorización es realizada en tal forma que L' contiene las diagonales inferiores Z hasta E y U' contiene las diagonales superiores E hasta S .⁽¹⁶⁾

Existen posibilidades diferentes de factorización; la más conveniente es obtenida, cuando el lugar de la dia

gonal E, en la matriz triangular superior U', lo ocupa la matriz identidad⁽¹⁸⁾, lo cual demanda menor esfuerzo computacional.

La teoría del SIP introduce la modificación de la matriz M, utilizando otra matriz N, (Ver figura N° 2.4) de manera que:

$$M + N = L * U \quad (2.5)$$

Las matrices L y U son triangular inferior y superior respectivamente y además son matrices ralas. La suma de ambas reproduce la estructura de la matriz original M. (Ver figura N°s 2.5 y 2.6).

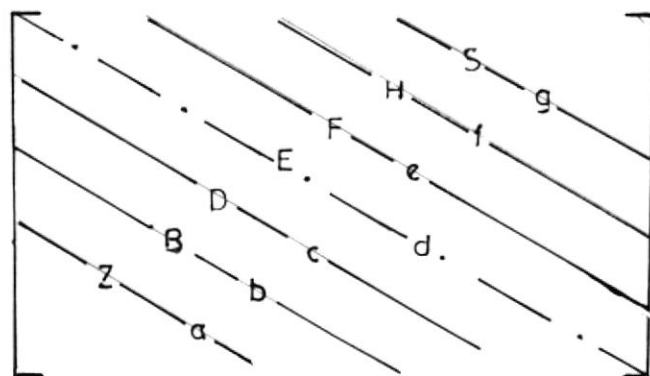
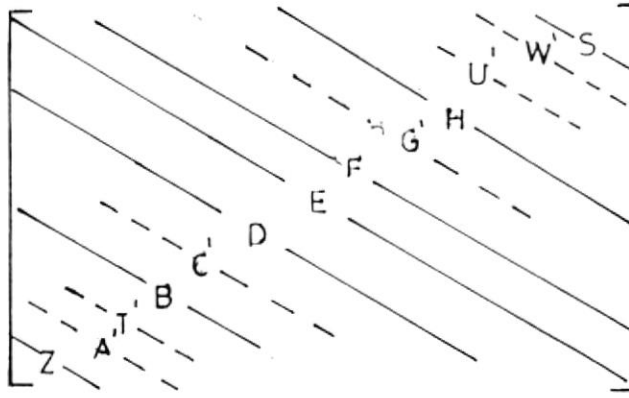
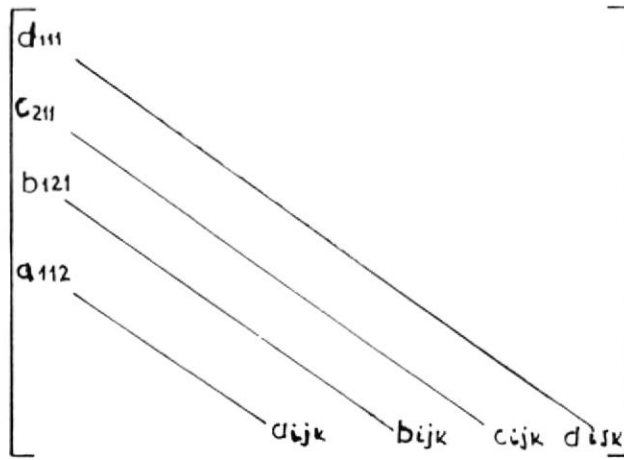
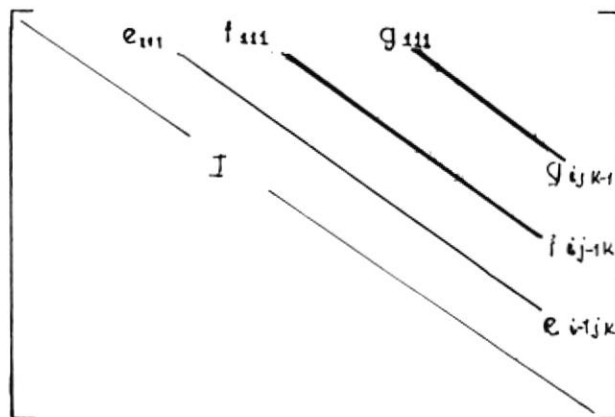


FIGURA N°2.3.FACTORIZACION DE MATRIZ M

FIGURA N^o 2.4. MATRIZ M + NFIGURA N^o 2.5. MATRIZ TRIANGULAR INFERIOR LFIGURA N^o 2.6. MATRIZ TRIANGULAR SUPERIOR U



b. Factorización para un problema de Flujo multifásico en tres dimensiones. Ecuaciones para iteración impar.

Para la presente deducción se aplican las definiciones de las matrices triangulares L y U de las figuras N° 2.5 y 2.6.

Al efectuar el producto L*U se encuentran los elementos de la matriz modificada M+N, formándose un sistema de ecuaciones que no puede resolverse aún, por desconocerse los valores de los elementos relacionados al punto i, j, k

$$A'_{i,j,k} = a_{i,j,k} c_{i,j,k} \tag{2.6.a}$$

$$B'_{i,j,k} = b_{i,j,k} \tag{2.6.b}$$

$$C'_{i,j,k} = b_{i,j,k} c_{i,j-1,k} \tag{2.6.c}$$

$$D'_{i,j,k} = c_{i,j,k} \tag{2.6.d}$$

$$E_{i,j,k} = a_{i,j,k} g_{i,j,k} + b_{i,j,k} f_{i,j-1,k} \tag{2.6.e}$$

$$+ c_{i,j,k} e_{i-1,j,k} + d_{i,j,k}$$

$$F'_{i,j,k} = d_{i,j,k} e_{i,j,k} \tag{2.6.f}$$



$$G'_{i,j,k} = c_{i,j,k} f_{i-1,j,k} \quad (2.6.g)$$

$$H'_{i,j,k} = d_{i,j,k} f_{i,j,k} \quad (2.6.h)$$

$$W'_{i,j,k} = c_{i,j,k} g_{i-1,j,k} \quad (2.6.i)$$

$$S'_{i,j,k} = d_{i,j,k} g_{i,j,k} \quad (2.6.j)$$

$$T'_{i,j,k} = a_{i,j,k} f_{i,j,k} \quad (2.6.k)$$

$$U'_{i,j,k} = b_{i,j,k} g_{i,j-1,k} \quad (2.6.l)$$

$$Z'_{i,j,k} = a_{i,j,k} \quad (2.6.m)$$

La ecuación de flujo que corresponde a los elementos de (M+N) será:

$$\begin{aligned} & Z'_{i,j,k} P_{i,j,k-1} + A'_{i,j,k} P_{i+1,j,k-1} + T'_{i,j,k} P_{i,j+1,k-1} \\ & + B'_{i,j,k} P_{i,j-1,k} + C'_{i,j,k} P_{i+1,j-1,k} + D'_{i,j,k} P_{i-1,j,k} \\ & + E'_{i,j,k} P_{i,j,k} + F'_{i,j,k} P_{i+1,j,k} + G'_{i,j,k} P_{i-1,j+1,k} \end{aligned}$$



$$+ H'_{i,j,k} P_{i,j+1,k} + U'_{i,j,k} P_{i,j-1,k+1}$$

$$+ W'_{i,j,k} P_{i-1,j,k+1} + S'_{i,j,k} P_{i,j,k+1} = Q_{i,j,k} \tag{2.7}$$

y la ubicación de los elementos en M+N es de acuerdo al siguiente gráfico.

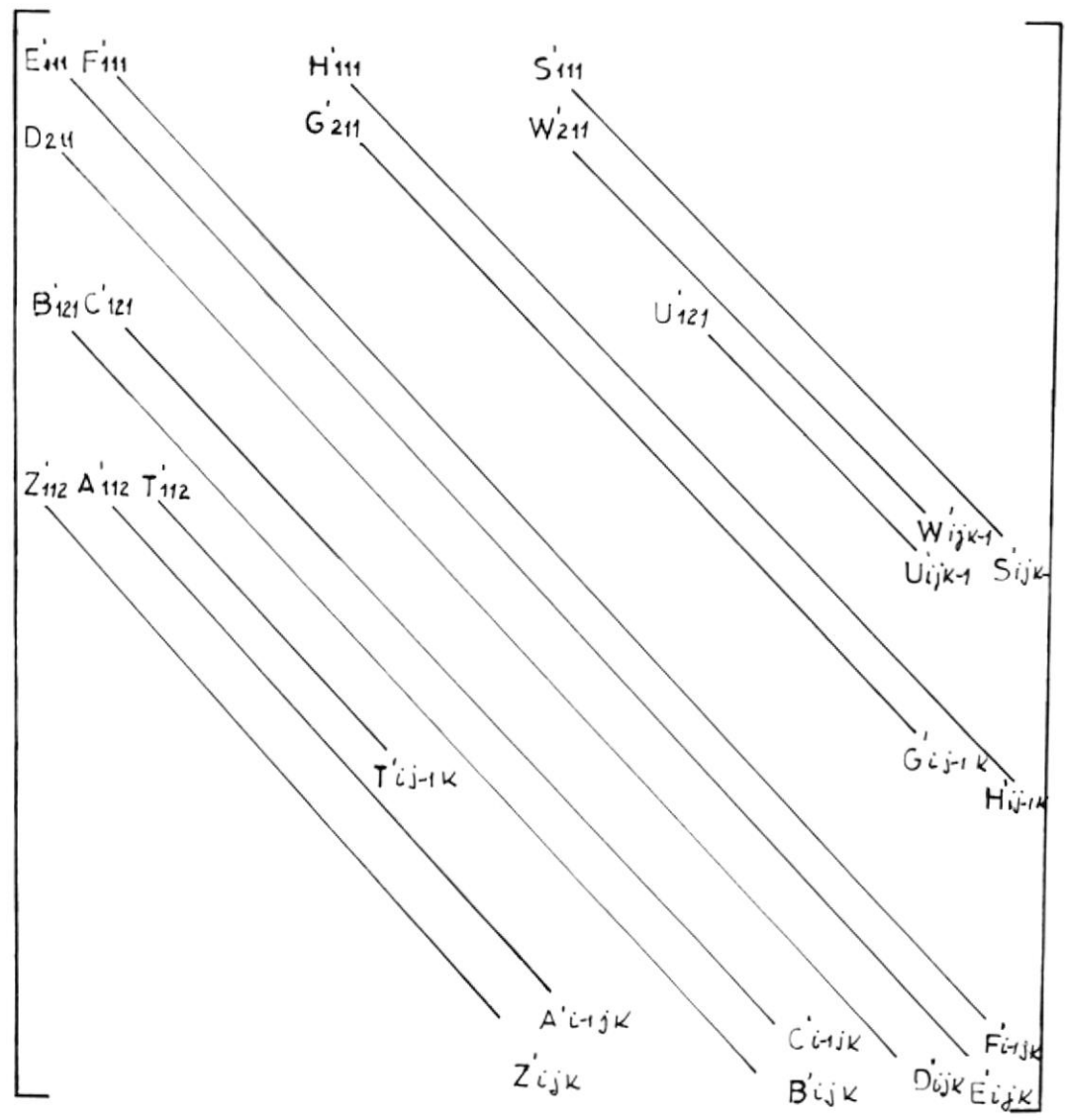


FIGURA Nº 2.7. MATRIZ DEL PRODUCTO L X U

La diferencia con la matriz original M es la existencia de seis diagonales más.

En la ecuación (2.7), se observa que los nuevos coeficientes

$$A'_{i,j,k}; T'_{i,j,k}; C'_{i,j,k}; G'_{i,j,k}; U'_{i,j,k}; W'_{i,j,k}$$

corresponden a las presiones

$$P_{i+1,j,k-1}; P_{i,j+1,k-1}; P_{i+1,j-1,k}; P_{i-1,j+1,k};$$

$$P_{i,j-1,k+1}; P_{i-1,j,k+1}$$

De acuerdo a la teoría del SIP,⁽¹⁵⁾ aplicando la expansión de la Serie de Taylor a los nuevos puntos de presión en la ve cindad del punto i,j,k y restando expansiones similares de puntos de presiones conocidas, se minimiza la influencia de las nuevas presiones.

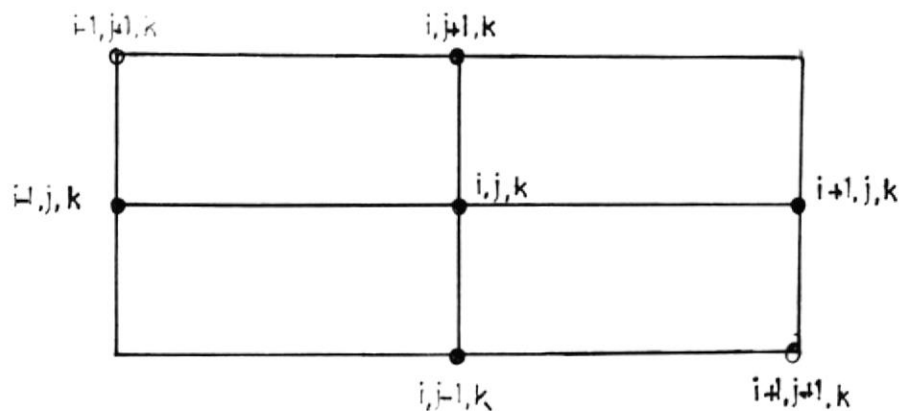


FIGURA N° 2.8. UBICACION DE LAS NUEVAS PRESIONES. PLANO XY



Se expande $P_{i-1,j+1,k}$, $P_{i,j+1,k}$ y $P_{i-1,j,k}$, despreciando términos del orden $(\Delta x)^3$, $(\Delta y)^3$ y $(\Delta x \Delta y)$ y la diferencia $P_{i-1,j+1,k} - (P_{i,j+1,k} + P_{i-1,j,k})$ es:

$$P_{i-1,j+1,k} \approx P_{i,j,k} - \Delta x \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{i,j,k} + \Delta y \frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{i,j,k} + \frac{(\Delta x)^2}{2} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \Big|_{i,j,k}$$

$$+ \frac{(\Delta y)^2}{2} \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \Big|_{i,j,k}$$

$$- (P_{i,j+1,k}) \approx - (P_{i,j,k} + \Delta y \frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{i,j,k} + \frac{(\Delta y)^2}{2} \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \Big|_{i,j,k})$$

$$- (P_{i-1,j,k}) \approx - (P_{i,j,k} - \Delta x \frac{\partial P}{\partial x} \Big|_{i,j,k} + \frac{(\Delta x)^2}{2} \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \Big|_{i,j,k})$$

$$P_{i-1,j+1,k} - P_{i,j+1,k} - P_{i-1,j,k} \approx - P_{i,j,k} \quad (2.8)$$

resultando:

$$P_{i-1,j+1,k} \approx P_{i,j+1,k} + P_{i-1,j,k} - P_{i,j,k} \quad (2.9.a)$$

Similarmente serán obtenidos

$$P_{i+1,j,k-1} \approx P_{i+1,j,k} + P_{i,j,k-1} - P_{i,j,k} \quad (2.9.b)$$

$$P_{i,j+1,k-1} \approx P_{i,j+1,k} + P_{i,j,k-1} - P_{i,j,k} \quad (2.9.c)$$



$$P_{i+1,j-1,k} \approx P_{i+1,j,k} + P_{i,j-1,k} - P_{i,j,k} \quad (2.9.d)$$

$$P_{i,j-1,k+1} \approx P_{i,j-1,k} + P_{i,j,k+1} - P_{i,j,k} \quad (2.9.e)$$

$$P_{i-1,j,k+1} \approx P_{i-1,j,k} + P_{i,j,k+1} - P_{i,j,k} \quad (2.9.f)$$

La ecuación (1.63), será escrita introduciendo las definiciones 2. 9, de manera que se cancelen los términos de la matriz M de acuerdo al valor de α resultando así una ecuación útil para definir la familia de matrices modificadas M+N, por lo cual:

$$\begin{aligned} Z_{i,j,k} P_{i,j,k-1} + A'_{i,j,k} \{ P_{i+1,j,k-1} - \alpha(P_{i+1,j,k} + P_{i,j,k-1} - P_{i,j,k}) \} \\ + T'_{i,j,k} \{ P_{i,j+1,k-1} - \alpha(P_{i,j+1,k} + P_{i,j,k-1} - P_{i,j,k}) \} \\ + B_{i,j,k} P_{i,j,-1,k} + C'_{i,j,k} \{ P_{i+1-j-1,k} - \alpha(P_{i+1,j,k} + P_{i,j-1,k} - P_{i,j,k}) \} \\ + D_{i,j,k} P_{i-1,j,k} + E_{i,j,k} P_{i,j,k} + F_{i,j,k} P_{i+1,j,k} \\ + G'_{i,j,k} \{ P_{i-1,j+1,k} - \alpha(P_{i-1,j,k} + P_{i,j+1,k} - P_{i,j,k}) \} + H_{i,j,k} P_{i,j+1,k} \\ + U'_{i,j,k} \{ P_{i,j-1,k+1} - \alpha(P_{i,j-1,k} + P_{i,j,k+1} - P_{i,j,k}) \} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + W'_{i,j,k} \{ P_{i-1,j,k+1} - \alpha(P_{i,j,k+1} + P_{i-1,j,k} - P_{i,j,k}) \} \\
 & + S_{i,j,k} P_{i,j,k+1} = Q_{i,j,k} \quad (2.10)
 \end{aligned}$$

La comparación de (2.10) con (2.7) permite establecer las igualdades

$$Z'_{i,j,k} = Z_{i,j,k} - \alpha (A'_{i,j,k} + T'_{i,j,k}) \quad (2.11.a)$$

$$B'_{i,j,k} = B_{i,j,k} - \alpha (C'_{i,j,k} + U'_{i,j,k}) \quad (2.11.b)$$

$$D'_{i,j,k} = D_{i,j,k} - \alpha (G'_{i,j,k} + W'_{i,j,k}) \quad (2.11.c)$$

$$E'_{i,j,k} = E_{i,j,k} + \alpha (G'_{i,j,k} + C'_{i,j,k} + A'_{i,j,k}) \quad (2.11.d)$$

$$+ W'_{i,j,k} + T'_{i,j,k} + U'_{i,j,k}) \quad (2.11.d)$$

$$F'_{i,j,k} = F_{i,j,k} - \alpha (C'_{i,j,k} + A'_{i,j,k}) \quad (2.11.e)$$

$$H'_{i,j,k} = H_{i,j,k} - \alpha (G'_{i,j,k} + T'_{i,j,k}) \quad (2.11.f)$$

$$S'_{i,j,k} = S_{i,j,k} - \alpha (W'_{i,j,k} + U'_{i,j,k}) \quad (2.11.g)$$

En (2.11.a) encontramos agrupados coeficientes que acompañan al punto de presión $P_{i,j,k-1}$. Introduciendo en 2.11.a., las -



ecuaciones (2.6.a, 2.6.k y 2.6.m), resulta una ecuación donde queda explícito el valor de $a_{i,j,k}$:

$$a_{i,j,k} = Z_{i,j,k} \{ 1 + \alpha (e_{i,j,k-1} + f_{i,j,k-1}) \}^{-1} \quad (2.12.a)$$

Siguiendo un procedimiento similar son encontrados los valores de los elementos de la matriz triangular inferior L, efectuando los reemplazos en 2.11.b y 2.11.c.; luego:

$$b_{i,j,k} = B_{i,j,k} \{ 1 + \alpha (e_{i,j-1,k} + g_{i,j+1,k}) \}^{-1} \quad (2.12.b)$$

$$c_{i,j,k} = D_{i,j,k} \{ 1 + (f_{i-1,j,k} + g_{i-1,j,k}) \}^{-1} \quad (2.12.c)$$

Los elementos de la matriz N, definidos en las ecuaciones (2.6.a ; (2.6.c. ; (2.6.g.; (2.6.i.; (2.6.k.; (2.6.l.), se resuelven directamente usando los valores que proporcionan las ecuaciones (2.12) (Ver resultado de ecuaciones (2.13.d) a 2.13.i).

Al combinar con 2.11.d., las ecuaciones 2.6.c., y las mencionadas en el párrafo anterior (2.13.d. a 2.13.i.), se despeja el elemento $d_{i,j,k}$ y queda resuelto (ver ecuación 2.13.j.).

Los elementos $e_{i,j,k}$, $f_{i,j,k}$ y $g_{i,j,k}$ de la matriz triangular superior U pueden encontrarse al aplicar en las definiciones 2.11., las correspondientes definiciones de 2.6., (Ver -



BIBLIOTECA

ecuaciones 2.13.k. a 2.13.m.).

El algoritmo de Factorización queda definido por el siguiente grupo de ecuaciones.

$$a_{i,j,k} = Z_{i,j,k} \{ 1 + \alpha(e_{i,j,k-1} + f_{i,j,k-1}) \}^{-1} \quad (2.13.a)$$

$$b_{i,j,k} = B_{i,j,k} \{ 1 + \alpha(e_{i,j-1,k} + g_{i,j-1,k}) \}^{-1} \quad (2.13.b)$$

$$c_{i,j,k} = D_{i,j,k} \{ 1 + \alpha(f_{i-1,j,k} + g_{i-1,j,k}) \}^{-1} \quad (2.13.c)$$

$$A'_{i,j,k} = a_{i,j,k} e_{i,j,k-1} \quad (2.13.d)$$

$$C'_{i,j,k} = b_{i,j,k} e_{i,j-1,k} \quad (2.13.e)$$

$$G'_{i,j,k} = c_{i,j,k} f_{i-1,j,k} \quad (2.13.f)$$

$$W'_{i,j,k} = c_{i-1,j,k} g_{i-1,j,k} \quad (2.13.g)$$

$$T'_{i,j,k} = a_{i,j,k} f_{i,j,k-1} \quad (2.13.h)$$

$$U'_{i,j,k} = b_{i,j,k} g_{i,j-1,k} \quad (2.13.i)$$

$$d_{i,j,k} = E_{i,j,k} + \alpha (A'_{i,j,k} + W'_{i,j,k} + T'_{i,j,k} + U'_{i,j,k} + C'_{i,j,k} + G'_{i,j,k}) - c_{i,j,k} e_{i-1,j,k} - b_{i,j,k} f_{i,j-1,k}$$

$$-a_{i,j,k} g_{i,j,k-1} \quad (2.13.j)$$

$$e_{i,j,k} = d_{i,j,k}^{-1} \{ F_{i,j,k} - \alpha (C'_{i,j,k} + A'_{i,j,k}) \} \quad (2.13.k)$$

$$f_{i,j,k} = d_{i,j,k}^{-1} \{ H_{i,j,k} - \alpha (G'_{i,j,k} + T'_{i,j,k}) \} \quad (2.13.l)$$

$$g_{i,j,k} = d_{i,j,k}^{-1} \{ S_{i,j,k} - \alpha (W'_{i,j,k} + U'_{i,j,k}) \} \quad (2.13.m)$$

c. Procedimiento Iterativo

Las siguientes operaciones se efectúan sobre la ecuación (2.5.): i.- sumar NP en ambos miembros y adoptar un esquema iterativo

$$(\bar{M} + \bar{N}) P^{m+1} = Q^m + NP^m \quad (2.14)$$

ii.- Sumar MP^m en ambos miembros y agrupar términos comunes, resultando

$$(\bar{M} + \bar{N}) (P^{m+1} - P^m) = Q^m - MP^m \quad (2.15)$$

En 2.15. se aplican las definiciones

$$\text{Residuo } R^m = Q^m - MP^m \quad (2.16.a)$$

$$\text{Cambio de presión } \delta P^{m+1} = P^{m+1} - P^m \quad (2.16.b)$$

De lo cual resulta:

$$(\bar{M} + \bar{N}) \delta P^{m+1} = R^m \quad (2.17)$$

y la solución es

$$\delta P^{m+1} = (\bar{M} + \bar{N})^{-1} * R^m \quad (2.18)$$

En este esquema, cuando converja P^m a P^{m+1} , R^m deberá ser cero y δP^{m+1} tendrá un valor que resulta de la convergencia de P^m , calculado de acuerdo a (2.18).

d. Método de Cálculo

En la ecuación residual 2.17. se introduce el producto $L*U$

$$(L*U) * \delta P^{m+1} = R^m \quad (2.19)$$

Definiendo el vector V^{m+1} como

$$V^{m+1} = U * \delta P^{m+1} \quad (2.20)$$

La ecuación 2.19. queda en la forma

$$L * V^{m+1} = R^m \quad (2.21)$$

en donde se obtiene la solución al vector V^{m+1} , según

$$V^{m+1} = L^{-1} * R^m \quad (2.22)$$

y la solución al vector δP^{m+1} será

$$\delta P^{m+1} = U^{-1} * V^{m+1} \quad (2.23)$$

De la ecuación 2.16.b. , se obtiene la solución de P^{m+1} , quedando

$$P^{m+1} = P^m + \delta P^{m+1} \quad (2.24)$$

El algoritmo de factorización que permite hallar los elementos de L y U para un punto i, j, k están definidos en 2.13. , faltando definir el cálculo de R^m , de los vectores V^{m+1} y δP^{m+1} , para dicho punto.

Usando la ecuación 2.16.a.

$$\begin{aligned} R^m_{i,j,k} = & Q_{i,j,k} - (Z_{i,j,k} P^m_{i,j,k-1} + B_{i,j,k} P^m_{i,j-1,k} + D_{i,j,k} \\ & P^m_{i-1,j,k} + E_{i,j,k} P^m_{i,j,k} + F_{i,j,k} P_{i+1,j,k} + H_{i,j,k} P_{i,j+1,k} \\ & + S_{i,j,k} P_{i,j,k+1}) \end{aligned} \quad (2.25)$$

Introduciendo la definición de L en 2.21. , se obtiene $V^{m+1}_{i,j,k}$ de acuerdo a:

$$\begin{aligned} V^{m+1}_{i,j,k} = & (R^m - a_{i,j,k} V^{m+1}_{i,j,k-1} - b_{i,j,k} V^{m+1}_{i,j-1,k} - c_{i,j,k} V^{m+1}_{i-1,j,k}) / \\ & d_{i,j,k} \end{aligned} \quad (2.26)$$

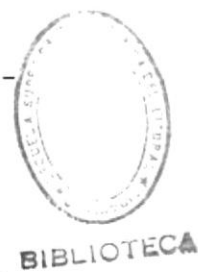
Introduciendo la definición de U en 2.20. , se obtendrá $\delta P_{i,j,k}^{m+1}$ por la ecuación

$$\delta P_{i,j,k}^{m+1} = V_{i,j,k}^{m+1} - e_{i,j,k} \delta P_{i+1,j,k}^{m+1} - f_{i,j,k} \delta P_{i,j+1,k}^{m+1} - g_{i,j,k} \delta P_{i,j,k+1}^{m+1}$$

$$\delta P_{i,j,k+1}^{m+1} \tag{2.27}$$

En resumen, el algoritmo SIP aplicado a la malla del modelo trifásico tridimensional comprende los siguientes pasos, para calcular $P_{i,j,k}$ de cada bloque en cada iteración:

1. Calcular los elementos de las matrices triangulares L y U (Ecuaciones 2.13).
2. Calcular el residuo R^m (Ecuación 2.25.)
3. Calcular el vector V, barriendo la malla de izquierda a derecha y de arriba hacia abajo, esto es, ascendentemente (Ecuación 2.26.).
4. Calcular el vector δP , barriendo la malla de derecha a izquierda y de abajo hacia arriba; esto es, regresivamente (Ecuación 2.27.)
5. Cálculo de P^{m+1} (Ecuación 2.24.).
6. Prueba de convergencia (Ecuación 1.68.)



d. Parámetros de iteración

Considerando las tres dimensiones, en la ampliación del trabajo del SIP⁽¹⁸⁾ se define la siguiente ecuación:

$$1 - \alpha_{\max} = \min \left\{ \frac{\pi^2}{2NX (1+\rho_1)}, \frac{\pi^2}{2NY (1+\rho_2)}, \frac{\pi^2}{2NZ (1+\rho_3)} \right\} \quad (2.28.a)$$

siendo:

NX, número de bloques en x

NY, número de bloques en y

NZ, número de bloques en z

Donde:

$$\rho_1 = \frac{Ky\Delta x^2}{Kx\Delta y^2} + \frac{Kz \Delta x^2}{Kx \Delta z^2} \quad (2.28.b)$$

$$\rho_2 = \frac{Kx\Delta y^2}{Ky\Delta x^2} + \frac{Kz\Delta y^2}{Ky\Delta z^2} \quad (2.28.c)$$

$$\rho_3 = \frac{Kx\Delta z^2}{Kz\Delta y^2} + \frac{Ky\Delta z^2}{Kz\Delta y^2} \quad (2.28.d)$$

Siendo deseable usar entre cuatro y diez parámetros, cada uno usado dos veces por ciclo., según Stone.⁽¹⁵⁾

Cada parámetro es espaciado geométricamente de acuerdo a:

$$1 - \alpha_m = (1 - \alpha_{\max})^{m/M-1}; m = 0, 1, \dots, M-1 \quad (2.29)$$

Donde:

M es el número de parámetro en un ciclo



BIBLIOTECA

e. Ecuaciones para la iteración par del algoritmo SIP

La versión del SIP aplicable a la iteración par, de acuerdo a la derivación presentada por A. Suárez⁽¹⁶⁾, parte del reordenamiento de la ecuación 1.63., que es escrita como

$$\begin{aligned} & S_{i,j,k} P_{i,j,k+1}^{n+1} + H_{i,j,k} P_{i,j+1,k}^{n+1} + D_{i,j,k} P_{i-1,j,k}^{n+1} \\ & + E_{i,j,k} P_{i,j,k}^{n+1} + F_{i,j,k} P_{i+1,j,k}^{n+1} + B_{i,j,k} P_{i,j-1,k}^{n+1} \\ & + Z_{i,j,k} P_{i,j,k+1}^{n+1} = Q_{i,j,k}^n \end{aligned} \quad (2.30)$$

y aplicada a la malla empezando por el punto (1,NY,NZ), incrementando sucesivamente i, decrementando j, así como k.

El algoritmo de factorización comprende las siguientes ecuaciones:

$$a_{i,j,k} = S_{i,j,k} \{ 1 + \alpha(e_{i,j,k+1} + f_{i,j,k+1}) \}^{-1} \quad (2.30.a)$$

$$b_{i,j,k} = H_{i,j,k} \{1 + \alpha(e_{i,j+1,k} + g_{i,j+1,k})\}^{-1} \quad (2.30.b)$$

$$c_{i,j,k} = D_{i,j,k} \{1 + \alpha(f_{i-1,j,k} + g_{i-1,j,k})\}^{-1} \quad (2.30.c)$$

$$A'_{i,j,k} = a_{i,j,k} e_{i,j,k+1} \quad (2.30.d)$$

$$C'_{i,j,k} = b_{i,j,k} e_{i,j+1,k} \quad (2.30.e)$$

$$G'_{i,j,k} = c_{i,j,k} f_{i-1,j,k} \quad (2.30.f)$$

$$W'_{i,j,k} = c_{i,j,k} g_{i-1,j,k} \quad (2.30.g)$$

$$T'_{i,j,k} = a_{i,j,k} f_{i,j,k+1} \quad (2.30.h)$$

$$U'_{i,j,k} = b_{i,j,k} g_{i,j+1,k} \quad (2.30.i)$$

$$d_{i,j,k} = E_{i,j,k} + \alpha(G'_{i,j,k} + C'_{i,j,k} + A'_{i,j,k}$$

$$+ W'_{i,j,k} + T'_{i,j,k} + U'_{i,j,k})$$

$$- a_{i,j,k} g_{i,j,k+1} - b_{i,j,k} f_{i,j+1,k}$$

$$- c_{i,j,k} e_{i-1,j,k} \quad (2.30.j)$$



$$e_{i,j,k} = d_{i,j,k}^{-1} \{ F_{i,j,k} - \alpha(C'_{i,j,k} + A'_{i,j,k}) \} \quad (2.30.k)$$

$$f_{i,j,k} = d_{i,j,k}^{-1} \{ B_{i,j,k} - \alpha(T'_{i,j,k} + G'_{i,j,k}) \} \quad (2.30.l)$$

$$g_{i,j,k} = d_{i,j,k}^{-1} \{ Z_{i,j,k} - \alpha(U'_{i,j,k} + W'_{i,j,k}) \} \quad (2.30.m)$$

El residuo es expresado por la ecuación 2.25 .

El vector $V_{i,j,k}^{m+1}$ es obtenido por la relación:

$$V_{i,j,k}^{m+1} = (R^m - a_{i,j,k} V_{i,j,k+1}^{m+1} - b_{i,j,k} V_{i,j+1,k}^{m+1} - c_{i,j,k} V_{i-1,j,k}^{m+1}) / d_{i,j,k} \quad (2.31)$$



BIBLIOTECA

Procediendo en forma regresiva, esto es desde el punto $(NX, 1, 1)$, decrementando i , e incrementando tanto j como k , se calcula $\delta P_{i,j,k}^{m+1}$ con la siguiente ecuación

$$\delta P_{i,j,k}^{m+1} = V_{i,j,k}^{m+1} - e_{i,j,k} \delta P_{i+1,j,k}^{m+1} - f_{i,j,k} \delta P_{i,j-1,k}^{m+1} - g_{i,j,k} \delta P_{i,j,k-1}^{m+1} \quad (2.32)$$

f. Condiciones de contorno de matrices triangulares L y U

De acuerdo a las definiciones de matrices triángulares inferior (L) y superior (U), se aplican las siguientes condiciones

Iteración Impar:

$$a_{i,j,1} = 0 \quad b_{i,1,k} = 0 \quad c_{1,j,k} = 0 \quad (2.33.a)$$

$$g_{i,j,NZ} = 0 \quad f_{i,NY,k} = 0 \quad e_{NX,j,k} = 0 \quad (2.33.b)$$

Iteración Par:

$$a_{i,j,NZ} = 0 \quad b_{i,NY,k} = 0 \quad c_{1,j,k} = 0 \quad (2.34.a)$$

$$g_{i,j,1} = 0 \quad f_{i,1,k} = 0 \quad e_{NX,j,k} = 0 \quad (2.34.b)$$





C A P I T U L O I I I

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO HIPOTETICO

Se ha considerado un yacimiento hipotético, en un medio isotrópico y con buzamiento, en donde los fluidos están distribuidos por segregación gravitacional y están en equilibrio las fuerzas -capilares y gravitacionales.

3.1. SELECCION Y TAMAÑO DE LA MALLA^{(8), (9)}

El modelaje del yacimiento es realizado utilizando el sistema de coordenadas curvilíneas, siendo necesarias la información de los mapas estructural e isópaco para aplicar el siguiente procedimiento:

1. Superponer sobre el mapa estructural una malla bidimensional cartesiana en X i Y. El tamaño de los intervalos X y Y, se seleccionan considerando fallas y heterogeneidad del yacimiento, de tal forma que dos bloques conteniendo pozos, no deban estar uno a continuación del otro.

El eje x de la malla se alinea en el sentido de mayor longitud del yacimiento (Ver figura N° 3.1).

2. Hacer un corte a lo largo del eje principal x de la malla y obtener la proyección x' del eje sobre el plano de sedimentación. La dirección Z será la perpendicular a dicho plano. A partir de cada punto del eje proyectado se delinean perpendiculares al plano de sedimentación (estratigráfico) que limitan a cada bloque en la dirección Z (Ver figura N° 3.2).

El mismo procedimiento se sigue con el resto de dimensiones x, paralelas al eje principal.

3. Determinar Δx y Δz usando las siguientes consideraciones geométricas.

- a. Encontrar el ángulo de buzamiento promedio entre dos bloques contiguos

$$\theta = \text{tg}^{-1} (D_{i+1} - D_i) / 0.5 (\Delta x_i^o + \Delta x_{i+1}^o) \quad (3.1.)$$

- b. Calcular el intervalo Δx_i

$$\Delta x_i = \Delta x_i^o / \text{Cos } \theta \quad (3.2.)$$

- c. Calcular el espesor normal a los planos estratigráficos,

FIGURA 3.1 MODELAJE SOBRE EL MAPA ESTRUCTURAL

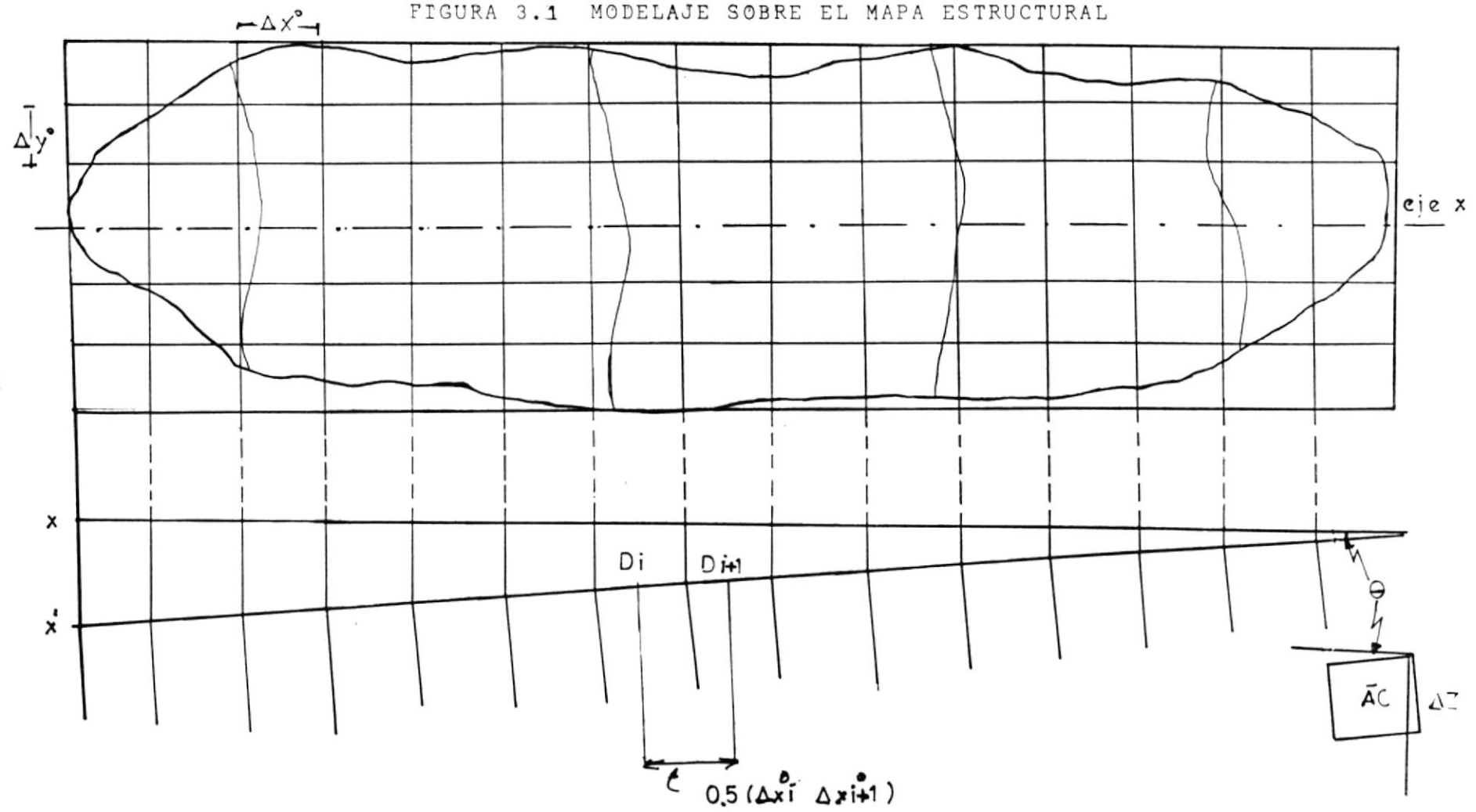


FIGURA N° 3.2. MODELAJE VERTICAL, OBTENCION Az Y BUZAMIENTO

$$\Delta z = \bar{\bar{AC}} \cos \theta \quad (3.3)$$

$\bar{\bar{AC}}$ es obtenido del mapa isópaco

4. Aplicar los pasos 2 y 3 a lo largo del eje Y para determinar ΔY y ΔZ .

Seleccionada la malla se asigna un índice a cada blo que siguiendo una convención que permita establecer si el bloque está dentro o fuera del yacimiento y si con tiene o no un pozo.

La norma aplicada en este simulador es:

- a. Índice igual a cero, $IND = 0$, para un bloque fuera del yacimiento.
- b. Índice igual a uno, $IND = 1$, para señalar un bloque que está dentro del yacimiento y que no contiene pozo.
- c. Índice negativo, $IND = -1$, para un bloque que contiene un pozo. El valor absoluto del índice es el número del pozo.

3.2. PROPIEDADES PETROFISICAS Y DATOS PVT

De los registros de pozos, análisis petrofísico en el laboratorio y las cartas de presión (DST) se obtienen los diferentes datos de propiedades de la roca y de los fluidos para el yacimiento en estudio, que se resumen a continuación:

- a. Porosidad
- b. Permeabilidades en x, y, z .
- c. Profundidad de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo y presión en el contacto agua-petróleo.
- d. Solubilidad del gas en el petróleo; factores volumétricos del petróleo, gas y agua; viscosidad del petróleo, gas y agua. Todos estos datos son relacionados con presión.
- e. Permeabilidades relativas del agua y del petróleo, presión capilar en el sistema bifásico agua-petróleo; relacionados todos ellos con la saturación de agua.
- f. Permeabilidad relativa del gas y del petróleo, presión capilar en el sistema bifásico gas-petróleo; relacionados todos ellos con la saturación de líquido (agua connata más petróleo).

3.3. CONDICIONES INICIALES Y DE CONTORNO

La condición inicial de los fluidos del yacimiento es la de

"equilibrio hidrostático", existiendo por lo tanto un balance entre las fuerzas gravitacionales y la presión capilar. Las presiones del plano de referencia (DATUM PLANE), del contacto agua - petróleo y las presiones capilares entre las fases, sirven para establecer las distribuciones iniciales de presión y saturación de cada fase.

Al considerar segregación de fluidos, existen zonas perfectamente definidas, siendo la distribución de fluidos en el yacimiento tal como lo muestra el gráfico N° 3.

Si no se considera el efecto capilar, la estimación de saturaciones depende los valores iniciales estimados en laboratorio o de información de campo.

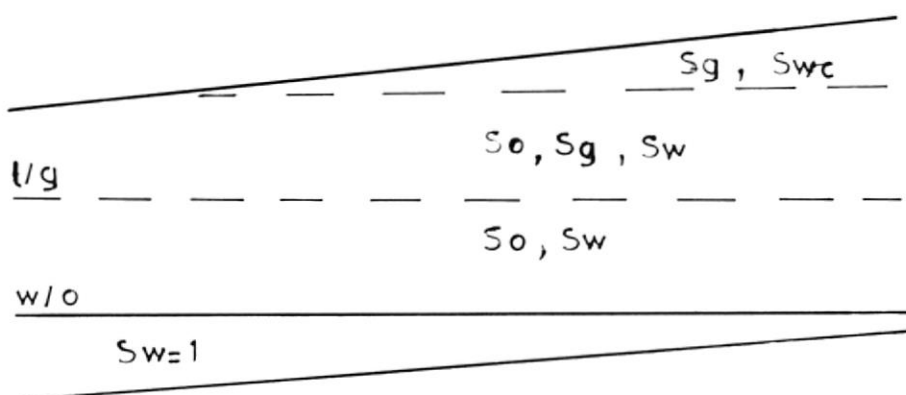


FIGURA N° 3.3 DISTRIBUCION INICIAL HIDROSTATICA DE FLUIDOS

El yacimiento hipotético presenta la condición de no flujo en el contorno, lo cual implica que en el modelo, las caras de los bloques del contorno tienen transmisibilidad igual a cero.

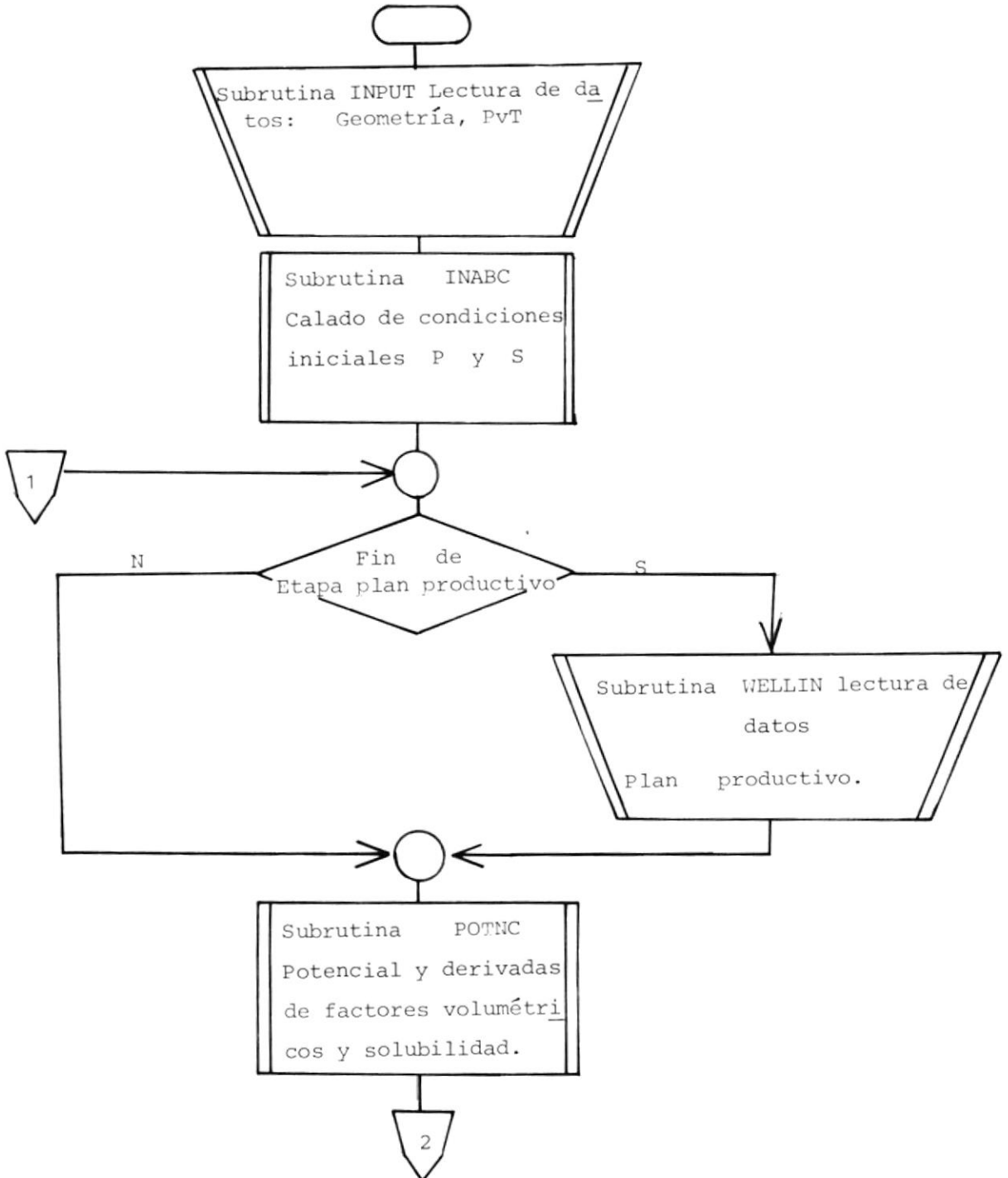
CAPITULO IV



BIBLIOTECA

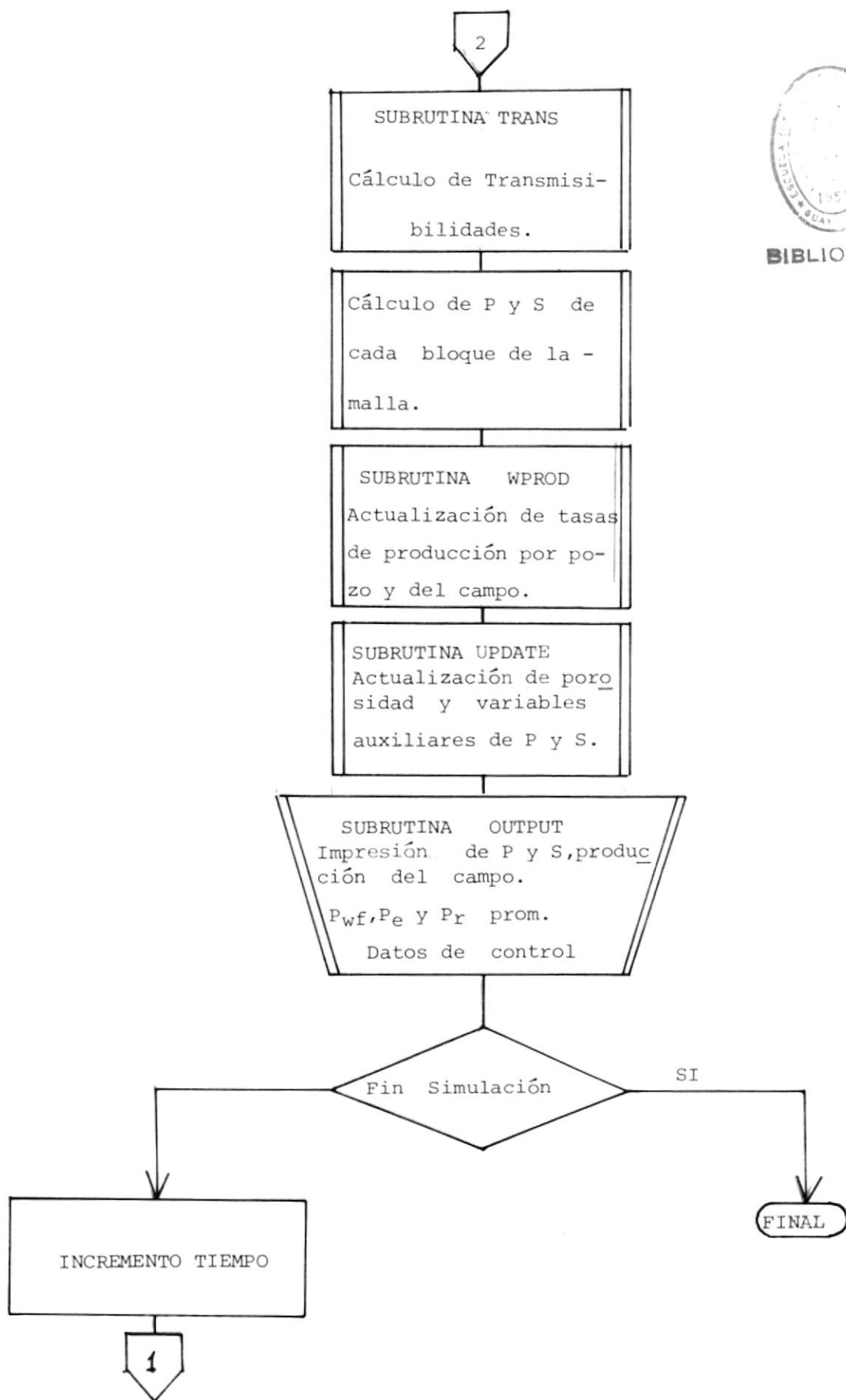
DOCUMENTACION DE LA PROGRAMACION UTILIZADA

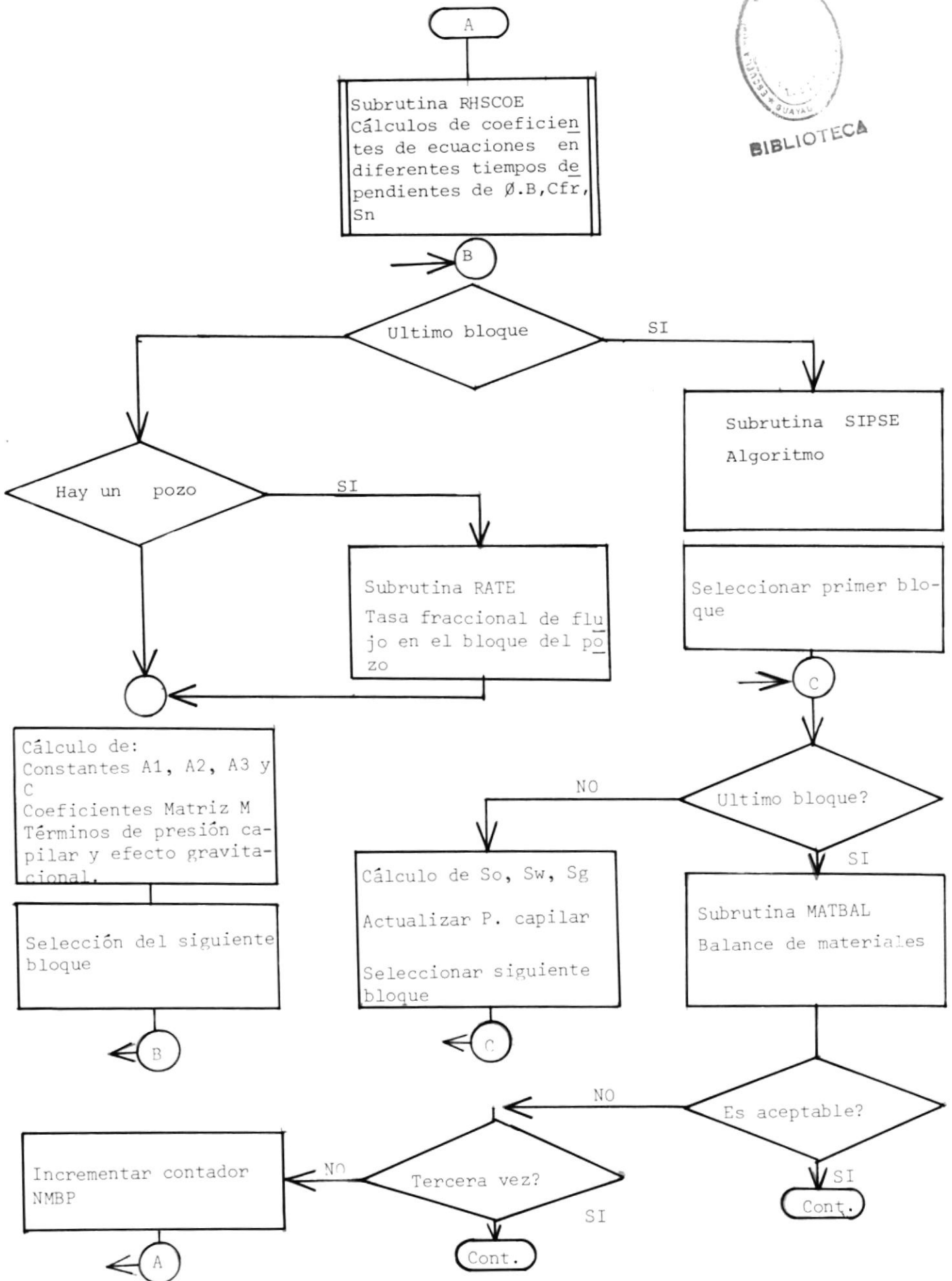
4.1. DIAGRAMA DE FLUJO





BIBLIOTECA





4.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA PRINCIPAL Y SUBRUTINAS

Programa Principal:

Lee y almacena en memoria:

- a. Número de bloques en las direcciones x,y i z (NX,NY,NZ).
- b. Indicadores de condición de flujo para cada bloque (IND)

Llama a ejecución al subprograma IMPES.

SUBRUTINA IMPES

Llama a ejecución a los diferentes subprogramas del simulador. Las ecuaciones que resuelve son las del método implícito en presión-explicito en saturación (IMPES).

Llama a la subrutina INPUT , que entrega los datos leídos de geometría del yacimiento, parámetros petrofísicos y datos PVT. Luego del llamado y ejecución de la subrutina INABC, está en trega valores calculados de volúmenes de fluidos, presión y saturación inicial, los parámetros de iteración (ALPHA) que serán usados por el algoritmo SIP.

El proceso de simulación se inicia y se ejecutan dos secciones del subprograma, documentados a continuación; ejecución que se repite hasta que el acumulado de intervalos de tiempo (TIMEN) iguale o supere al tiempo total de simulación (TIMEF).

BIBLIOTECA

a. Sección Externa:

Se ejecuta una vez por cada paso de tiempo, DT. En la primera pasada y cada vez que el período TDATA de cada esquema productivo expira, llama a ejecución a la subrutina WELLIN, que lee las tasas de producción o inyección de cada pozo del yacimiento.

Se llama a ejecución las subrutinas POTENC que entrega los potenciales de cada fase y luego TRANS que proporciona las transmisibilidades de cada bloque.

Las instrucciones de la sección interior del subprograma calculan la presión al petróleo (PON) de cada bloque, las saturaciones de cada fase (SON, SWN, SGN) y las presiones de agua y gas (PWN, PGN) del nuevo nivel de tiempo.

La subrutina WPROD es llamada y devuelve actualizados los acumulados de producción. Luego del llamado a la subrutina UPDATE las presiones y saturaciones del nuevo paso de tiempo, que dan almacenadas en POO, PGO, PWO, SGO, SWO; y, SOO; queda también actualizada el acumulado de tiempo TIMEN, que es confrontado con TIMEF.

b. Sección Interna:

Calcula las nuevas presiones de cada fase, las saturaciones y

presiones capilares. En cada paso de tiempo DT , es ejecutado el bloque hasta un máximo de tres veces, en caso de no ser alcanzada la convergencia del balance de materia.

La secuencia de pasos es:

- Llamado a la subrutina RHSCOE, que entrega calculados los coeficientes de la ecuación implícita en presión ($Co1, Co2, Cw1, Cw2, Cg1, Cg2, Cg3$).
- Si el bloque de la malla contiene un pozo, llamar a ejecución a la subrutina RATE, que entrega la tasa fraccional de petróleo, gas y agua ($QGAU, QGAU, QWAU$).
- En cada bloque de la malla calcular
 - . Las constantes $A1, A2$, y $A3$ y los coeficientes de la ecuación implícita en presión Z, B, D, F, H, S y E .
 - . Los términos dependientes de efecto gravitacional y agruparlos en GRTERM.
 - . Los términos dependientes de presión capilar y agruparlos en CPTERM.
 - . Calcular el vector Q de la ecuación en forma matricial.





BIBLIOTECA

- Llamado a ejecución a la subrutina SIPSE que entrega resuelto el sistema matricial para la presión PON.
- Cálculo de las saturaciones de cada fase SON, SGN, SWN y las presiones PGN y PWN en cada bloque.
- Llamado a ejecución de la subrutina MATBAL y cuando concluye, prueba de los controles KMATBA (señal de convergencia) y NMBP (contador de las veces que se va ejecutando MATBAL en el paso de tiempo DT). El valor máximo de NMBP en un paso de tiempo es 3.

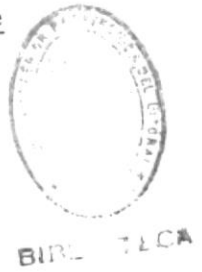
SUBROUTINA INPUT

Lee y almacena en memoria datos que son asignados a los tiempos: inicio de simulación (TIME I), final de simulación (TIMEF), período del primer esquema productivo (TDATA), incremento de tiempo en cada paso (DT) máximo incremento de tiempo (DTMAX).

Lee y almacena datos de contro, tales como:

Número de parámetros de iteración (NPAR), Tolerancias en presión (TOLOP); Balance de materiales (TOMB, TGMB, TWMB); Cambio de máximo de saturación (DSMAX) y de presión (DPMAX) en cada paso de tiempo.

La lectura de datos de geometría, PVT y parámetros petrofísicos se ejecuta mediante la subrutina READA.



SUBROUTINA INABC

Imprime datos PVT y parámetros petrofísicos y ejecuta luego la siguiente secuencia:

1. Calcula la parte constante de la transmisibilidad por el promedio armónico de permeabilidades absolutas.
2. Iguala permeabilidad K_y con K_x en caso de ser K_y igual a cero.
3. Calcula el volumen de fluido en cada bloque.
4. Imprime porosidad, dimensiones, volumen y parte constante de la transmisibilidad en cada bloque.
5. Calcula e imprime la profundidad a que está localizado el centro de cada bloque considerando buzamiento.
6. Calcula los parámetros de iteración a ser usados en el SIP.
7. Calcula la profundidad del plano de referencia (DATUM).

8. Calcula presiones y saturaciones iniciales.
9. Calcula el volumen total de fluídos.
10. Imprime resultados mediante subrutina PRINTA

SUBROUTINA WELLIN

Lectura y almacenamiento de datos:

- Número de pozos perforados (NWELLS) y duración del período (TDATA) en el cual es válido el esquema productivo.
- Identificación (NAME), número del pozo (IWN), ubicación en la malla, códigos de la condición del pozo, tasa (QO) y límites de producción.
- Impresión de datos almacenados.

SUBROUTINA POTENC

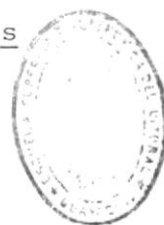
Cálculo e impresión de potenciales de cada fase en cada bloque, referidos a las condiciones del plano datum.

SUBROUTINA TRANS

Calcula las transmisibilidades en las caras de cada blo

que de la malla (TXF, TXB, TYB, TYF, TZF, TZB), en las direcciones x, y, i z. La comparación del potencial de dos bloques contiguos establece el sentido de flujo corriente arriba, aplicado en la evaluación de factores volumétricos, permeabilidades relativas y viscosidades.

SUBROUTINA RHSCOE



BIBLIOTECA

Cálculo de los coeficientes CO1, CO2, CW1, CW2, CG1, - CG2, CG3, que son funciones de porosidad, factores volumétricos, compresibilidad de la formación y saturación al nivel anterior de tiempo. Las derivadas, de factores volumétricos y solubilidad, se evalúan usando valores interpolados a la presión más reciente (tiempo n) y a una presión estimada con la última caída de presión (tiempo n+1).

SUBROUTINA RATE

Evalúa la parte proporcional en la tasa de producción o inyección, de un bloque por el que atravieza un pozo, usando el cociente entre la movilidad total en el bloque (RAMDA) y la movilidad de todos los bloques del pozo (SUMLAN).

La tasa de gas (Q_{GAU}) y de agua (Q_{WAU}) son calculadas usando las razones de movilidad gas - petróleo y agua - petróleo, respectivamente.

SUBROUTINA SIPSE

Implementa la ejecución del algoritmo SIP.

En cada paso iterativo un parámetro de iteración, - el que comprenda:

1. Barrido de los bloques en secuencia progresiva, - donde en cada bloque:
 - a. Aplica fórmulas del algoritmo de factorización que encuertran los elementos de las matrices triangulares L y U . Los elementos de U se almacenan para ser usados posteriormente.
 - b. Calcula el residuo de la ecuación matricial del paso de iteración anterior.
 - c. Calcula el vector V .
2. A continuación se efectúa el barrido regresivo calculando el diferencial de presión DP .



El proceso concluye cuando se cumple la condición de convergencia o se han realizado cien iteraciones.

SUBROUTINA WPROD

Calcula la producción de petróleo, gas y agua del intervalo de tiempo considerado y las acumula en CQO, CQG y CQW.

SUBROUTINA MATBAL

Verifica el balance de materiales para las fases petróleo, gas y agua. Asigna un valor igual a cero al indicador de convergencia KMATBA que es modificado a 1 si la convergencia no fue lograda. Incrementa el contador de ejecución de la subrutina cuando no hay convergencia.

SUBROUTINA UPDATE

Actualiza variables, que guardan los valores del paso de tiempo anterior, tales como: porosidad, presión y saturación.

Localiza los máximos cambios de saturación, presión y residuo del SIP así como la ubicación del bloque don

de se detectó dicho cambio en la malla.

Actualiza los grandes acumulados de producción.

Estima la presión para la evaluación de coeficientes en el nuevo paso de tiempo, por la Subrutina RHSCOE.

SUBROUTINA OUTPUT

Calcula las relaciones gas - petróleo y agua - petróleo del yacimiento y de cada pozo.

También la presión promedio del yacimiento y las presiones de fondo y en el límite del radio de drenaje de cada pozo.

Imprime tasas, relaciones y acumulados de producción, las nuevas presiones y saturaciones de cada fase, los valores de verificación y control.





C A P I T U L O V

DISCUSION DE RESULTADOS

5.1. CONSIDERACIONES GENERALES

La evaluación del comportamiento del simulador trifásico - tridimensional (3F - 3D) usando la técnica IMPES, es to es implícito en presión y explícito en saturación, con datos de un yacimiento hipotético, se ha realizado variando el número de pozos y las dimensiones de la malla.

En las pruebas realizadas se consideró la presión inicial del yacimiento cercana a la presión de saturación. (Valor promedio 1649).

La resolución de la ecuación diferencial parcial tipo parabólica puesta en diferencias finitas con el objeto de obtener la presión de la fase no mojante, se realizó con el algoritmo SIP aplicando alternadamente

TABLA I

DATOS DE GEOMETRIA Y PRESIONES REFERENCIALES

Número de bloques:

- Dirección X	15
- Dirección Y	6
- Dirección Z	1



Dimensiones de cada bloque, (pies):

- Largo (X)	700
- Ancho (Y)	500
- Espesor (Z)	100

Contactos entre fases:

Agua/petróleo - profundidad (pies)	7060
Presión (Lpca)	1654
Gas/Petróleo - profundidad (pies)	7030

PROFUNDIDADES DEL TOPE DE LA FORMACION PRODUCTIVA

<u>BLOQUES</u>		<u>PROFUNDIDAD (PIES)</u>
I, J, K	I, J, K	
1, 1, 1 a	1, 6, 1	7016
2, 1, 1 a	2, 6, 1	7013
3, 1, 1 a	3, 6, 1	7010
4, 1, 1 a	4, 6, 1	7007
5, 1, 1 a	5, 6, 1	7004
6, 1, 1 a	6, 6, 1	7001

Continua....

Viene..Tabla I.....

7,1,1	a	7,6,1	6998
8,1,1	a	8,6,1	6995
9,1,1	a	9,6,1	6992
10,1,1	a	10,6,1	6989
11,1,1	a	11,6,1	6986
12,1,1	a	12,6,1	6983
13,1,1	a	13,6,1	6980
14,1,1	a	14,6,1	6977
15,1,1	a	15,6,1	6974

TABLA II

DATOS PETROFISICOS

Permeabilidad absoluta (mds):	
- Dirección X	250
- Dirección Y	250
- Vertical	250
Porosidad (relación Vol por/vol roc)	0,25

TABLA III

DATOS PETROFISICOS - SISTEMA AGUA - PETROLEO(*)

Sw	Krw	Krow	Pcw,o
0.20	0.	0.900	2.00
0.25	0.010	0.845	1.875
0.30	0.018	0.780	1.750
0.35	0.030	0.700	1.625
0.40	0.042	0.620	1.500
0.50	0.075	0.400	1.250
0.60	0.120	0.175	1.000
0.65	0.145	0.105	0.875
0.70	0.177	0.050	0.750
0.75	0.220	0.020	0.625
0.80	0.270	0.0	0.500
0.90	0.450	0.	0.250
1.00	1.000	0.	0.00

(*) Las permeabilidades relativas Krw y Krow, así como las presiones capilares del sistema agua - petróleo Pcw,o están en función de la saturación de agua, Sw.

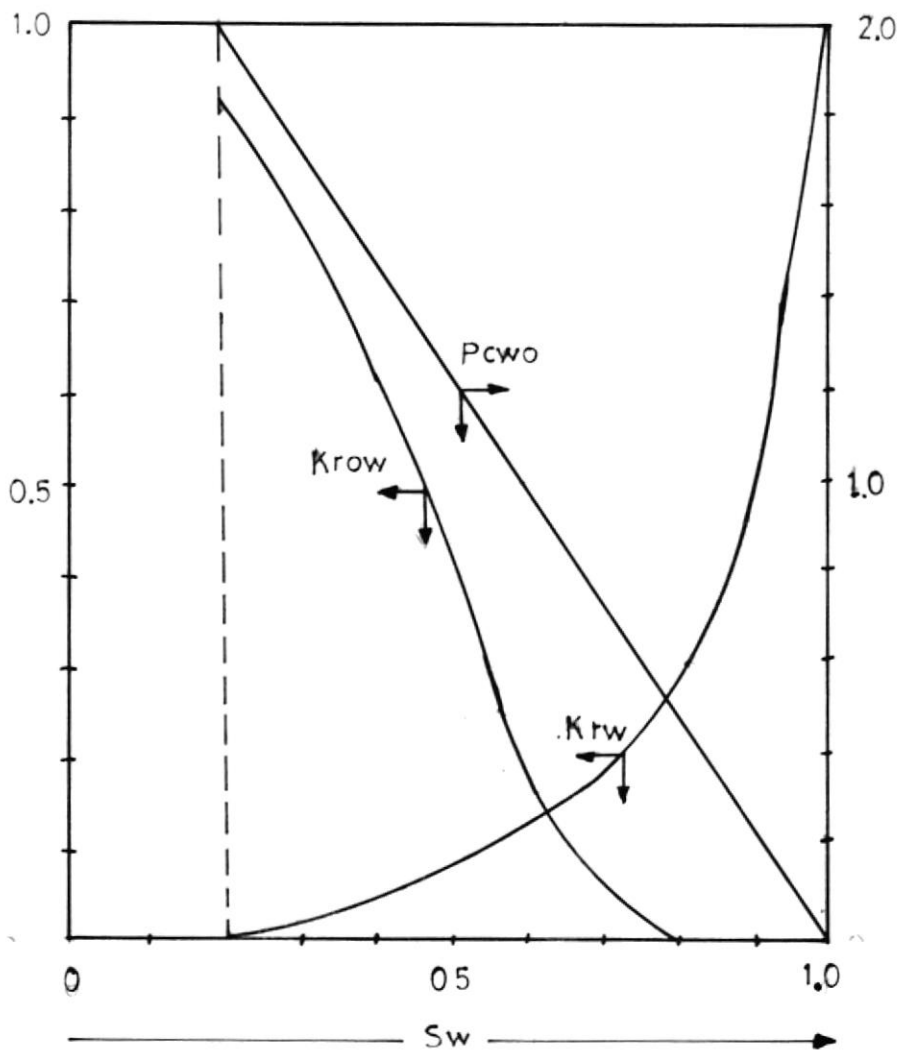


FIGURA 4.1.a.

DATOS PETROFISICOS SISTEMA AGUA - PETROLEO



BIBLIOTECA

TABLA IV

DATOS PETROFISICOS - SISTEMA GAS -PETROLEO (*)			
SL	Krg	Krog	Pcg,o
0.35	0.620	0.0	2.00
0.40	0.500	0.012	1.846
0.45	0.360	0.029	1.692
0.50	0.250	0.050	1.538
0.60	0.120	0.112	1.231
0.70	0.055	0.210	0.923
0.80	0.023	0.360	0.615
0.90	0.008	0.590	0.308
1.00	0.0	0.900	0.00

(*) Las permeabilidades relativas Krg y Krog así como la presión capilar del sistema gas - petróleo Pcg,o están en función de la saturación de líquido

$$SL = Swc + So$$

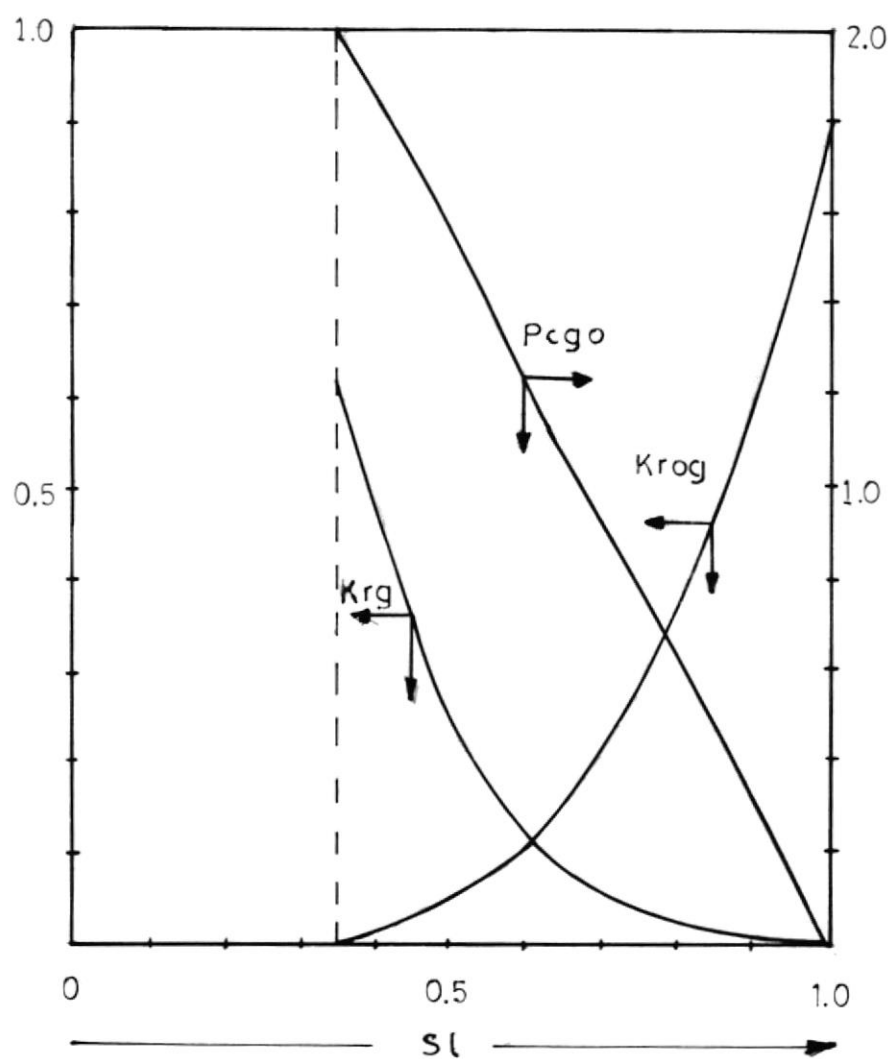


FIGURA 4.1.b.

DATOS PETROFISICOS SISTEMA GAS - PETROLEO

TABLA V

DATOS PVT

Densidad del petróleo	50.00 lb/PCN	60°F y 14.7 lpca
Densidad del gas	0.15 lb/PCN	60°F y 14.7 lpca
Densidad del agua	62.40 lb/PCN	60°F y 14.7 lpca
Compresibilidad de la formación	5×10^{-6} lpca	

P lpca	Rs PCN/BN	Bo BY/BN	Bg BY/PCN	Bw BY/BN	μ_o cps	μ_g cps	μ_w cps
3500	434	1.2460		0.9790	0.704		0.5
3300	434	1.2490		0.9804	0.697		0.5
3000	434	1.2528		0.9825	0.683		0.5
2700	434	1.2580		0.9846	0.662		0.5
2400	434	1.2620		0.9867	0.644		0.5
2200	434	1.2650		0.9881	0.632		0.5
2000	434	1.2668		0.9895	0.619		0.5
1800	434	1.2698		0.9909	0.607		0.5
1644	434	1.2721	0.001674	0.9923	0.596	0.0171	0.5
1300	352	1.2340	0.002155	0.9944	0.677	0.0156	0.5
900	260	1.1899	0.003188	0.9972	0.768	0.0141	0.5
700	217	1.1650	0.004150	0.9986	0.823	0.01355	0.5
500	180	1.1410	0.005895	1.	0.886	0.0131	0.5

Presión de saturación = 1644 lpca



BIBLIOTECA

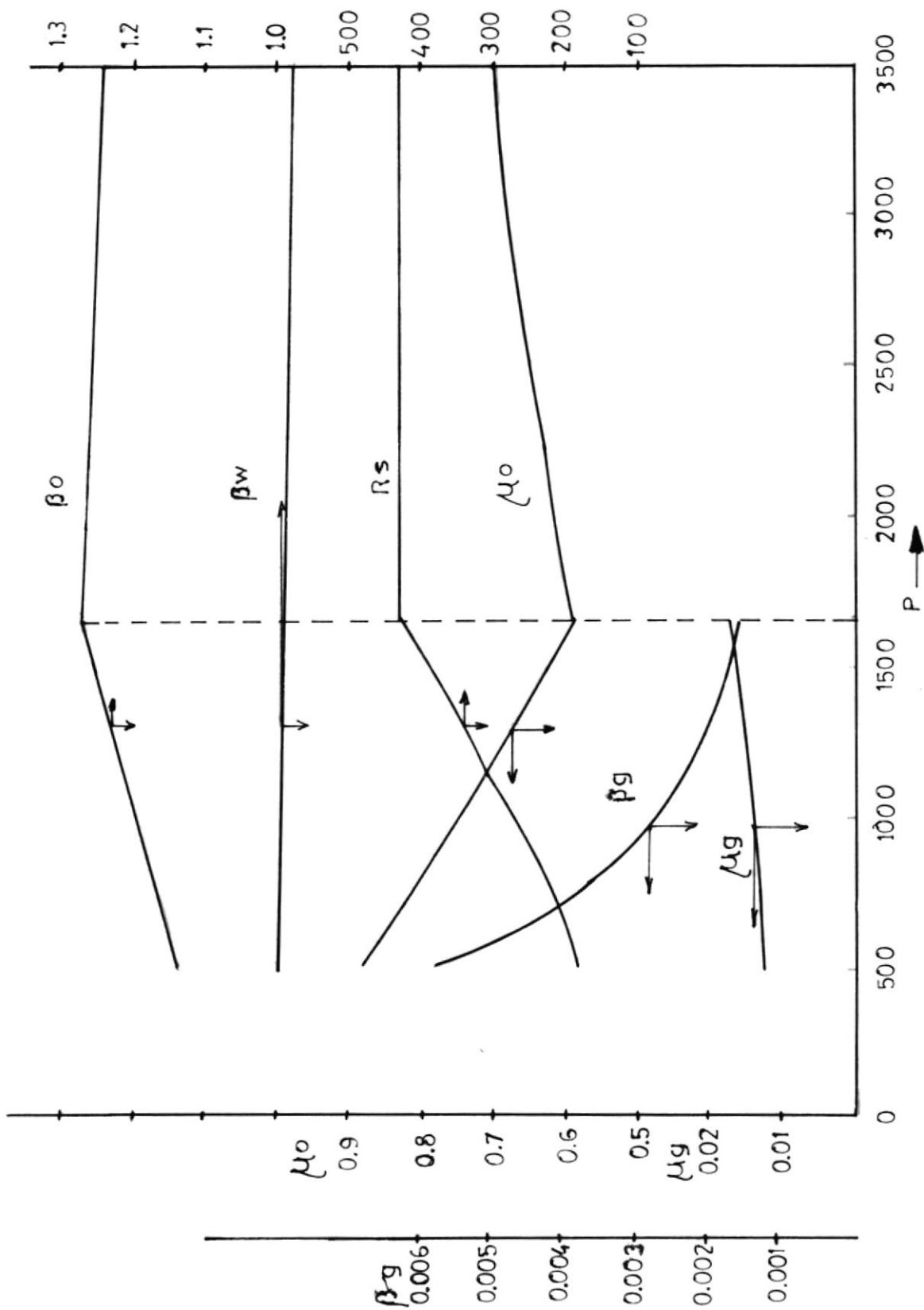


FIGURA 4.2. DATOS PVT

El contenido inicial de fluídos en el lugar para cada fase fue:

Volumen de petróleo	50.6	MMBM
Volumen de gas	2401	MMMPCN
Volumen de agua	60.3	MMBN



BIBLIOTECA

La condición inicial fue la de equilibrio hidrostático y la condición de contorno la de no flujo en los límites del yacimiento. La presión inicial en el contacto agua - petróleo fue de 1.654 lpca.

5.2. VARIACION DEL NUMERO DE POZOS

Se realizaron diferentes corridas de computación, partiendo de la condición de equilibrio hidrostático CEH, variando el número de pozos en cada corrida (3,5,8, y 10 pozos como máximo) y manteniendo las tasas de producción de petróleo constante en cada pozo. (Ver tabla VI).

Las tolerancias utilizadas en todas las corridas fueron:

- Diferencia de presión entre dos pasos iterativos del SIP:
0.01 lpca.
- Desviación permitida en el balance de materiales:

Petróleo	1%
Gas	5%
Agua	2%



Cada intervalo de tiempo (Δt) fue de 91.2 días y el tiempo total de simulación en todas las corridas fue de 5 años.

Los resultados obtenidos en cada caso son presentados a continuación:

TABLA VI
INFORMACION DE LOS 10 POZOS

Nº POZO	UBICACION EN LA MALLA		TASA DE PRODUCCION PETROLEO qo BN/día
	I	J	
1	6	, 3	300
2	7	, 2	700
3	12	, 2	400
4	14	, 5	300
5	10	, 5	800
6	7	, 4	700
7	9	, 2	800
8	10	, 3	800
9	12	, 4	400
10	13	, 3	300

El espesor de completación de todos los pozos fue de 100 - pies. El radio de cada pozo (r_w) fue de 0.33 pies.

a. Tres pozos (1, 2 y 3):

TABLA VII

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 3 POZOS-- $\Delta T = 91,2$ días 15 x 6 x 1

PER	NP MBN	GP MMPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	127.68	55.41	23.58	434.	0.18	1617.	0.25	0.16	0.65	0.01	15
2	255.36	109.91	47.59	430.	0.19	1608.	0.51	0.16	0.57	0.01	28
3	383.04	165.02	71.80	431.	0.19	1599.	0.76	0.16	0.57	0.01	38
4	510.72	220.82	96.13	432.	0.19	1589.	1.01	0.16	0.57	0.01	45
5	638.40	277.33	120.57	434.	0.19	1580.	1.26	0.16	0.57	0.01	51
6	766.08	334.61	145.12	437.	0.19	1571.	1.52	0.16	0.57	0.01	57
7	893.76	392.69	169.78	439.	0.19	1561.	1.77	0.16	0.57	0.01	62
8	1021.44	451.60	194.57	442.	0.19	1552.	2.02	0.16	0.57	0.01	67
9	1149.12	511.36	219.47	445.	0.19	1542.	2.27	0.16	0.57	0.01	72
10	1276.12	572.02	244.51	448.	0.19	1533.	2.53	0.16	0.57	0.01	75
11	1404.47	633.30	269.67	451.	0.19	1524.	2.78	0.16	0.57	0.01	76
12	1532.15	696.12	294.96	454.	0.19	1514.	3.03	0.16	0.57	0.01	77
13	1659.83	759.62	320.38	458.	0.19	1505.	3.29	0.16	0.57	0.01	78
14	1787.51	824.13	345.93	461.	0.19	1495.	3.54	0.16	0.57	0.01	83
15	1915.19	889.71	371.61	465.	0.19	1486.	3.79	0.16	0.57	0.01	85
16	2042.87	956.39	397.42	468.	0.19	1476.	4.04	0.16	0.57	0.01	89
17	2170.54	1024.23	423.37	472.	0.20	1467.	4.30	0.16	0.57	0.01	94
18	2298.22	1093.27	449.46	476.	0.20	1457.	4.55	0.16	0.57	0.01	99
19	2425.90	1163.56	475.71	480.	0.20	1448.	4.80	0.16	0.57	0.01	104
20	2553.58	1235.14	502.13	484.	0.20	1438.	5.05	0.16	0.57	0.01	109

Curva de Producción Acumulada de Petróleo N_p , Vs. Tiempo:

El N_p incrementa constantemente, en $128 \text{ MBN}/\Delta t$, siendo el valor de la recuperación del 1% anual.

Curva de Producción acumulada de gas G_p , Vs. Tiempo:

El G_p inicial fue 55 MMPCN y el final de 1235 MMPCN . La razón de cambio $\Delta G_p / \Delta t$ fue $0.61 \text{ MMPCN}/\text{día}$ al inicio y finalizó en $0,80 \text{ MMPCN}/\text{día}$.

Igual tendencia se observa en la relación gas - petróleo neta acumulativa del yacimiento (R_p). El valor inicial fue $434 \text{ PCN}/\text{BN}$ y el final $484 \text{ PCN}/\text{BN}$.

Curva de producción acumulada de agua W_p , Vs. tiempo:

La producción inicial fue de $24 \text{ MBN}/\Delta t$, la cual representa una tasa de $259 \text{ BN}/\text{día}$ y finalizó en 502 MBN acumulados, siendo la tasa de producción de $295 \text{ BN}/\text{día}$.

La misma tendencia se observó en la relación de producción - agua - petróleo RAP.

Razones de Movilidad ($M_{g,o}$; $M_{w,o}$):

Se observó que el pozo 1 presentó una razón gas-petróleo

TABLA N^o VIII

PRESIONES Y SATURACIONES DE DOS POZOS -820 DIAS -

	POZO 1	POZO 2
Sw	0.56	0.41
So	0.43	0.58
SL	0.98	0.98
Sg	0.01	0.01
Pw	1523	1523
P _O	1524	1524
P _g	1524	1524



TABLA N^o IX

PERMEABILIDADES RELATIVAS, VISCOSIDADES, MOVILIDADES Y
RAZONES DE MOVILIDAD

	POZO 1	POZO 2
Krg	0.0008	0.0008
Krog	0.6210	0.6210
Krw	0.1020	0.0453
Krow	0.3100	0.4220
Kro(c)	0.1818	0.2768
μ_w	0.5000	0.5000
μ_o	0.6245	0.6245
μ_g	0.0166	0.0166
Mw	0.2057	0.0913
Mo	0.2312	0.3520
Mg	23	23
Mw,o	0.8897	0.2593
Mg,o(d)	474	440

(c) calculado por ecuación 1-13

(d) sumando Rs



El comportamiento de la presión fue verificado aplicando la ecuación de Balance de Materiales (BM). La presión - promedio del yacimiento en condiciones iniciales fue cercana a la presión de saturación, y particularmente la de bloques próximos al contacto agua - petróleo, por lo que se aplicó la ecuación de hidrocarburos ligeramente compresibles (1) considerando la producción de los pozos 1 y 2. La tabla N° X muestra los resultados.

La PBM calculada para el volumen poroso de 595 MMPC - fue 1600 lpca valor cercano a la presión promedio PPV calculada para el mismo volumen. La desviación de la PBM respecto a $\overline{P_y}$ fue del 1 %.

Se utilizó el procedimiento de prueba y error para la solución del BM, estimando la solubilidad del gas - en el petróleo (Rs), obteniendo un valor de presión para el yacimiento de 1619 lpca. Esta presión es comparable al valor promedio de las presiones en el volumen considerado, que fue de 1617 lpca. La presión obtenida por BM presenta una desviación de 0.12% respecto a la presión promedio del yacimiento, calculado por diferencias finitas.

Quedó demostrado con el cálculo anterior que la declinación de presión en conjunto se efectuó de acuerdo al meca



TABLA N^o X

EXPANSION DE LIQUIDOS-COMPARACION ENTRE SOLUCION EXACTA
Y DIFERENCIAS FINITAS

DATOS:

Petróleo original en sitio N	40	MMBN
Volumen poroso del yacimiento		
12/15 del volumen total	595	MMpc3
Saturación de agua	0.54	
Relación Np/N	0.0026	
Relación Wp/N	0.0006	
Petróleo producido dos pozos Np	84	MBN
Compresibilidad de la formación Cf	5×10^{-6}	lpca ⁻¹
Compresibilidad del petróleo Co	12×10^{-6}	lpca ⁻¹
Compresibilidad del agua Cw	9×10^{-6}	lpca ⁻¹
Presión inicial	1655	lpca

RESULTADOS:

Presión calculada con solución exacta PBM	1600	lpca
---	------	------

DIFERENCIAS FINITAS

Presión promedio del volumen PPV	1600	lpca
Presión promedio yacimiento \bar{P}_y	1617	lpca



TABLA N^o XI

GAS EN SOLUCION: COMPARACION ENTRE SOLUCION EXACTA
Y DIFERENCIAS FINITAS

DATOS:

Petróleo original en sitio N	52 MMBM
Saturación de agua	0.30
Saturación de gas	0.0
Petróleo producido	127 MBN
Gas producido	55 MMPCN
Compresibilidad de formación	$5 \times 10^{-6} \text{lpca}^{-1}$
Presión inicial	1654 lpca

RESULTADOS:

Presión calculada con solución exacta PBM	1614 lpca
---	-----------

DIFERENCIAS FINITAS:

Presión promedio del yacimiento Py	1617 lpca
------------------------------------	-----------



nismo de gas en solución. y que en los bloques con presión inicial superior a P_s opera la expansión del líquido. La caída total de presión del yacimiento fué de 211 lpc.

Curvas de la desviación del Balance de Materiales, DBM, Vs. tiempo

Las DBM respecto al 100% para las fases petróleo DBMO y agua DBMW, no superaron las tolerancias establecidas (tabla N^o 8) y se mantuvieron constantes, así, la DBMO fue de 0.16% y la DBMW fue del 0,01 %, la desviación - en el balance de materiales para el gas (DBMG) fue de 0.57%. Los factores que contribuyeron a este comportamiento son: la técnica de interpolación usada por el programa y la evaluación del potencial respecto al Datum.

Se observó que la interpolación lineal podía manejarse con dos ecuaciones, según el tipo de curva en las funciones de saturación (figuras 18-a y 18.b). Una ecuación se aplicó para las funciones de la fase mojante y se implementó en la subrutina SATFU1; la otra se aplicó para la fase no mojante y se implantó en la subrutina SATFU2.

Hecho los cambios, una nueva corrida del programa demos

tró que la DBM no superaba las tolerancias lo que con
firma que el cambio efectuado fue el apropiado para sa
tisfacer el balance de materiales.

La evaluación del potencial de cada fase respecto a un
plano datum, implantando la convención $\Phi = P - \rho g(D_{i,j,k} -$
 $D_{datum})$, mejoró notablemente el balance de materiales, ya
que el potencial lo utiliza el cálculo de transmisibilidad en
tre bloques para establecer el criterio corriente arriba.

Curva de Iteraciones Acumuladas, IT, Vs. Tiempo

El trabajo computacional debido a la aplicación del algorito
SIP se muestra relacionando número de iteraciones acumu
ladas (IT) Vs. Tiempo

Una vez estabilizado el modelo, el SIP necesitó de 4 iteracio
nes $/\Delta t$. Se acumularan en total 109 iteraciones.

Comportamiento de Presión

Se efectuaron tres corridas, cada una con un solo pozo -
produciendo a la tasa fijada (pozos 1, 2 y 3 de la tabla
Nº 6), durante un tiempo de simulación de un año.


La tabla N^o X II permite comparar las presiones en el lí-



mite externo del volumen de drenaje (P_e) de cada pozo, entre los dos casos: producción individual y producción si multánea; confirmando la existencia de interferencias en tre pozos.

TABLA N° XII

COMPARACION DE PRESION EN EL LIMITE DEL VOLUMEN DE DRENAJE
DE CADA POZO - PRODUCCION INDIVIDUAL PRI Y PRODUCCION SI
MULTANEA - PRS



PERIODO	POZO 1		POZO 2		POZO 3	
	PRI	PRS	PRI	PRS	PRI	PRS
1	1628	1599	1616	1596	1636	1626
2	1624	1589	1611	1589	1633	1618
3	1620	1580	1605	1580	1630	1608
4	1617	1571	1600	1571	1627	1599

b. Cinco Pozos

La tabla N° XIII muestra los resultados de la simulación.

TABLA XIII

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 5 POZOS- $\Delta T = 91.2$ días 15 x 6 x 1

PER	NP MBN	GP MMPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	228.00	144.46	23.58	634.	0.10	1602.	0.45	0.27	0.93	0.01	12
2	456.00	292.78	47.86	642.	0.10	1584.	0.90	0.27	0.91	0.01	24
3	684.00	455.17	72.69	665.	0.11	1564.	1.35	0.27	0.91	0.01	35
4	912.00	622.66	98.05	683.	0.11	1544.	1.81	0.27	0.91	0.01	43
5	1140.00	792.35	124.02	695.	0.11	1524.	2.26	0.27	0.92	0.01	50
6	1368.00	962.98	150.69	704.	0.11	1503.	2.71	0.27	0.92	0.01	57
7	1596.00	1134.16	178.10	711.	0.11	1483.	3.16	0.27	0.92	0.01	63
8	1823.99	1306.09	206.30	716.	0.11	1462.	3.61	0.27	0.92	0.01	69
9	2051.99	1479.20	235.31	721.	0.11	1442.	4.06	0.27	0.92	0.01	75
10	2279.99	1653.97	265.16	725.	0.12	1421.	4.51	0.27	0.92	0.01	80
11	2507.99	1830.87	295.84	730.	0.12	1400.	4.96	0.27	0.92	0.01	87
12	2735.99	2010.33	327.37	735.	0.12	1380.	5.42	0.27	0.92	0.01	94
13	2963.98	2192.74	359.75	740.	0.12	1359.	5.87	0.27	0.92	0.01	102
14	3191.98	2378.49	393.01	745.	0.12	1338.	6.32	0.27	0.92	0.01	109
15	3419.98	2567.92	427.13	751.	0.12	1317.	6.77	0.27	0.92	0.01	116
16	3647.98	2761.36	462.14	757.	0.13	1296.	7.22	0.27	0.91	0.01	123
17	3875.97	2959.18	498.04	763.	0.13	1278.	7.67	0.27	0.91	0.01	131
18	4103.97	3161.50	534.80	770.	0.13	1259.	8.12	0.27	0.91	0.01	139
19	4331.97	3368.76	572.40	778.	0.13	1240.	8.57	0.27	0.91	0.01	147
20	4559.96	3581.73	610.86	785.	0.13	1221.	9.03	0.27	0.91	0.01	154

Las tasas de petróleo asignadas a cada pozo se mantuvieron constantes totalizando un valor de 2500 BN/día.

Curva de producción acumulada de petróleo N_p , Vs. Tiempo

El N_p incrementó constantemente en 228 MBN/ Δt , siendo la recuperación del 1.8 % anual.



Curva de producción acumulada de gas G_p , Vs. Tiempo

El G_p inicial fue de 144 MMPCN, incrementándose en cada intervalo hasta finalizar en 3581 MMPCN.

Una tendencia similar se observó en la R_p , que fue al inicio de 634 PCN/BN y al final de 785 PCN/BN.

Curva de Producción Acumulada de Agua W_p Vs. Tiempo

La W_p inicial fue de 23 MBN y finalizó en 610 MBN.

El mismo comportamiento se observó para la RAP, que se inició en 0.10 y finalizó en 0.13.

Movilidad

La RGP inicial del pozo 4 fue de 2000 PCN/BN, siendo la más

alta relación gas - petróleo obtenida entre los cinco pozos, condición que la mantuvo hasta el fin de la simulación.

Esto se explica considerando las saturaciones iniciales de las fases petróleo y gas que fueron $S_o = 0.61$ y $S_g = 0.19$, donde la movilidad del gas a la concentración del 19 % es mayor a la movilidad del petróleo a la saturación de 61%. En consideraciones dinámicas, el volumen de petróleo producido es reemplazado por el gas liberado remanente, incrementándose la concentración del gas así como su movilidad y disminuyendo la concentración de petróleo y su movilidad, siendo más alto el valor de la RGP.

Comparando las relaciones gas-petróleo de los tres primeros pozos en los casos a y b, se observa un aumento de dicha relación para el caso b a los 5 años, que es función del comportamiento de la razón de la razón de movilidad gas - petróleo.

P O Z O	CASO A	CASO B
	R G P	R G P
1	800	900
2	600	700
3	600	800

Curva de presión promedio volumétrica, P_y , Vs. Tiempo

La P_y declinó a los 90 días a 1602 lpca, lo que significó una caída de 47 lpca, o sea 0.206 lpca/1000 BN producidos.

Posteriormente, la presión declinó constantemente a razón de 20 lpca/ Δt , lo que representa una disminución de 0.089 lpca/1000 BN de petróleo producidos.

La ecuación de BM(10) para mecanismo de gas en solución - dió mejor resultado en el caso a; y fue aplicada para calcular la presión del yacimiento, agrupando la tabla N^o XIV, los datos y resultados.

La presión del yacimiento calculada por BM fue 1598 lpca, - siendo su desviación del 0.3 % respecto a la $\overline{P_y}$ calculada por el simulador.

Curvas de balance de materia DBM Vs. Tiempo e iteraciones acumuladas Vs. Tiempo

Las DBM para las tres fases se mantuvieron inferiores a las tolerancias asignadas.

Los valores máximos de DBMO, DBMG, y DBMW fueron 0.27 y



0.91 % y 0.01, respectivamente.

El número máximo de iteraciones utilizadas para la convergencia de la presión al petróleo fue de 12 los tres primeros Δt . En los intervalos posteriores se requirieron 7 iteraciones por Δt , en promedio acumulándose para todo el proceso de simulación 154 iteraciones.

TABLA N^o XIV

GAS EN SOLUCION-5 POZOS - COMPARACION SOLUCION BM
Y DIFERENCIAS FINITAS

DATOS:

Petróleo original en sitio	50 MMBN	
Saturación de agua	0.25	
Saturación de gas	0.19	
Petróleo producido	456 MBN	
Gas producido	286 MMPCN	
Compresibilidad de la formación	5×10^{-6}	lpca ⁻¹
Presión inicial	1650	lpca
Agua producida	50	MBN

RESULTADOS:

Presión calculada por la solución exacta PBM	1518	lpca
--	------	------

DIFERENCIAS FINITAS:

Presión promedio del yacimiento	1602	lpca
---------------------------------	------	------



BIBLIOTECA

c. Caso Ocho Pozos

Los resultados están tabulados en la tabla N° XV para cada período.

Las tasas de producción de cada pozo fueron constantes y suman 4800 BN/días.

Curva de Producción Acumulada de Petróleo, N_p , Vs. Tiempo

N_p incrementó constantemente a razón de 438 MBN/ Δt y finalizó en 8.75 MMBN. La recuperación anual fue de 3.4 %.

Curva de producción acumulada de Gas, G_p , Vs. Tiempo

El GP fue de 235 MMPCN y finalizó en 7849 MMPCN.

Un comportamiento similar se obtuvo para la R_p que inició en 538 PCN/BN y finalizó en 897 PCN/BN.

Curva de Producción Acumulada, W_p , Vs. Tiempo

La W_p inicial fue 31 MBN y finalizó en 987 MBN. La RAP inicial fue 0.07 y finalizó en 0.11.

Movilidad

El mayor cambio de saturación ΔS se produjo en el bloque -

TABLA XV

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

8 POZOS- $\Delta T = 91,2$ días 15 x 6 x 1

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

PER	NP MBN	GP MMPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	437.76	235.50	31.18	538.	0.07	1563.	0.87	0.56	2.05	0.02	12
2	875.52	472.41	64.37	540.	0.07	1532.	1.73	0.57	2.01	0.02	26
3	1313.28	731.17	99.27	557.	0.08	1500.	2.60	0.57	2.01	0.02	37
4	1751.04	1011.17	135.82	578.	0.08	1467.	3.47	0.57	2.01	0.02	45
5	2188.79	1304.59	174.25	596.	0.08	1433.	4.33	0.57	2.01	0.02	53
6	2626.55	1608.97	214.82	613.	0.08	1398.	5.20	0.57	2.01	0.02	61
7	3064.31	1924.17	257.79	628.	0.08	1363.	6.07	0.57	2.01	0.02	69
8	3502.07	2250.73	303.38	643.	0.09	1326.	6.93	0.57	2.01	0.02	77
9	3939.82	2589.97	351.84	657.	0.09	1290.	7.80	0.57	2.01	0.02	85
10	4377.58	2942.64	403.26	672.	0.09	1257.	8.66	0.57	2.01	0.02	95
11	4815.34	3310.74	457.76	688.	0.10	1224.	9.53	0.57	2.01	0.02	103
12	5253.09	3697.49	515.46	704.	0.10	1189.	10.40	0.57	2.01	0.02	111
13	5690.85	4107.74	576.50	722.	0.10	1153.	11.26	0.57	2.01	0.02	119
14	6128.61	4542.73	641.10	741.	0.10	1116.	12.13	0.57	2.00	0.02	127
15	6566.36	5004.45	709.60	762.	0.11	1076.	13.00	0.57	2.00	0.02	135
16	7004.12	5497.60	782.21	785.	0.11	1035.	13.86	0.57	2.00	0.02	143
17	7441.87	6026.17	859.30	810.	0.12	990.	14.73	0.57	2.00	0.02	151
18	7879.63	6592.91	941.47	837.	0.12	942.	15.60	0.57	2.00	0.02	160
19	8317.38	7201.30	1029.49	866.	0.12	893.	16.46	0.57	2.00	0.02	168
20	8755.14	7849.53	1124.15	897.	0.13	845.	17.33	0.57	2.00	0.02	176

del pozo 7 y fue 1.26 %; en general respecto a los casos (a) y (b), los cambios de saturación fueron mayores durante toda la simulación.

Las RGP en los cinco primeros pozos fueron mayores que las - del caso (b), durante la mayor parte de la simulación, manteniéndose lo observado anteriormente en cuanto a los cambios de movilidad que afectan a la RGP, influenciados por los cambios mayores de saturación.

Curva de Presión promedio volumétrica, P_y , Vs. Tiempo

La $\overline{P_y}$ declinó inicialmente a 1563 lpca y al finalizar la simulación a los 5 años, fue su valor de 845 lpca. Durante todo el proceso se comportó de acuerdo al mecanismo de gas en solución.

Curvas de Balance de material DBM Vs. Tiempo e iteraciones acumuladas Vs. Tiempo

Las tolerancias del BM no fueron excedidas, finalizando DBMO en 0.57, DBMG en 2.00 % y DBMW en 0.02. Las iteraciones para convergencia del SIP se mantuvieron entre 8 iteraciones/ Δt ; en los tres primeros Δt las iteraciones acumuladas fueron 37 y al finalizar el proceso el acumulado fue de 176 iteraciones.

TABLA XVI

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 10 POZOS- $\Delta T = 91.2$ días 15 x 6 x 1

PER	NP MBN	GP MMPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	501.60	263.20	31.18	525.	0.06	1558.	0.99	0.62	2.12	0.02	12
2	1003.20	531.10	64.47	529.	0.06	1524.	1.99	0.62	2.07	0.02	22
3	1504.80	826.10	99.59	549.	0.07	1489.	2.98	0.62	2.08	0.02	29
4	2006.39	1147.76	136.62	572.	0.07	1452.	3.97	0.62	2.08	0.02	36
5	2507.99	1488.45	175.87	593.	0.07	1414.	4.96	0.62	2.08	0.02	41
6	3009.59	1846.51	217.70	614.	0.07	1374.	5.96	0.62	2.08	0.02	48
7	3511.19	2221.61	262.47	633.	0.07	1333.	6.95	0.62	2.08	0.02	53
8	4012.78	2614.89	310.54	652.	0.08	1292.	7.94	0.62	2.07	0.02	60
9	4514.38	3027.50	362.15	671.	0.08	1255.	8.94	0.62	2.07	0.02	67
10	5015.98	3461.98	417.45	690.	0.08	1216.	9.93	0.62	2.07	0.02	74
11	5517.57	3922.42	476.69	711.	0.09	1176.	10.92	0.62	2.06	0.02	80
12	6019.17	4414.56	540.13	733.	0.09	1134.	11.91	0.62	2.06	0.02	87
13	6520.77	4940.32	608.20	758.	0.09	1090.	12.91	0.62	2.06	0.02	93
14	7022.36	5502.86	681.44	784.	0.10	1043.	13.90	0.62	2.06	0.02	100
15	7523.95	6110.64	760.16	812.	0.10	992.	14.89	0.62	2.06	0.02	106
16	8025.55	6768.80	845.13	843.	0.11	937.	15.89	0.62	2.05	0.02	113
17	8527.14	7482.22	937.41	877.	0.11	881.	16.88	0.62	2.05	0.02	119
18	9028.74	8245.35	1037.80	913.	0.11	827.	17.87	0.62	2.05	0.02	124
19	9530.33	9060.80	1147.59	951.	0.12	767.	18.86	0.62	2.04	0.02	131
20	10004.57	9803.23	1268.41	980.	0.13	708.	19.80	0.62	2.05	0.02	139

Curva de Presión promedio volumétrica P_y Vs. Tiempo

En el primer paso de simulación la caída de presión promedio fue de 90 lpca/ Δt ; en promedio final de $\overline{P_y}$ fue 708 lpca.

Curvas de Balance de Materia, DBM, Vs. Tiempo e iteraciones acumuladas Vs. Tiempo

Las tolerancias del BM no fueron excedidas para las fases agua y gas; y se mantuvieron en 0.02%, 20.62% y 2.06% en promedio.

El número de iteraciones utilizadas fue de 139.

5.3. EFECTO DE LAS DIMENSIONES DE LA MALIA

Conservando el volumen de roca del modelo utilizado para el efecto del número de pozos, se realizaron corridas del simulador trifásico tridimensional con dos modelos, de 8 x 3 x 1 bloques, el uno y de 18 x 6 x 1 el otro.

En ambas configuraciones se ubicaron tres pozos productores - inicialmente y luego cinco, usando las tasas mostradas en la tabla VI.

Los resultados se muestran en las tablas XVII, XVIII, XIX y XX.

TABLA XVII

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 3 POZOS- $\Delta T = 91,2$ días 8 x 3 x 1

PER	NP MBN	GP MPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	127.68	55.41	1.60	434.	0.01	1626.	0.26	0.11	0.44	0.01	14
2	255.36	111.34	3.21	436.	0.01	1617.	0.53	0.11	0.44	0.01	24
3	383.04	168.09	4.85	439.	0.01	1608.	0.79	0.11	0.44	0.01	31
4	510.72	225.61	6.52	442.	0.01	1599.	1.05	0.11	0.44	0.01	38
5	638.40	283.89	8.23	445.	0.01	1589.	1.32	0.11	0.44	0.01	45
6	766.08	342.92	9.97	448.	0.01	1580.	1.58	0.11	0.44	0.01	52
7	893.76	402.71	11.75	451.	0.01	1570.	1.84	0.11	0.44	0.01	59
8	1021.44	463.28	13.56	454.	0.01	1560.	2.10	0.11	0.44	0.01	66
9	1149.12	524.64	15.41	457.	0.01	1550.	2.37	0.11	0.44	0.01	73
10	1276.80	586.80	17.30	460.	0.01	1541.	2.63	0.11	0.44	0.01	80
11	1404.47	649.77	19.23	463.	0.01	1531.	2.89	0.11	0.44	0.01	87
12	1532.15	713.57	21.20	466.	0.01	1522.	3.16	0.11	0.44	0.01	94
13	1659.83	778.22	23.22	469.	0.01	1512.	3.42	0.11	0.44	0.01	101
14	1787.51	843.74	25.28	272.	0.01	1503.	3.68	0.11	0.44	0.01	108
15	1915.19	910.13	27.38	475.	0.01	1493.	3.95	0.11	0.44	0.01	115
16	2042.87	977.42	29.53	478.	0.01	1484.	4.21	0.11	0.44	0.01	122
17	2170.74	1045.63	31.72	482.	0.01	1474.	4.47	0.11	0.44	0.01	129
18	2298.22	1114.76	33.96	485.	0.01	1465.	4.73	0.11	0.44	0.01	136
19	2425.90	1184.86	36.25	488.	0.01	1455.	5.00	0.11	0.44	0.01	143
20	2553.58	1255.92	38.59	492.	0.02	1445.	5.26	0.11	0.44	0.01	150

TABLA XVIII

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 5 POZOS- $\Delta T = 91,2$ días 8 x 3 x 1

PER	NP MBN	GP MMPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	228.00	98.95	1.60	434.	0.01	1612.	0.47	0.21	0.86	0.02	14
2	456.00	199.14	3.22	437.	0.01	1596.	0.94	0.21	0.85	0.02	24
3	684.00	301.53	4.90	441.	0.01	1581.	1.41	0.21	0.85	0.02	31
4	912.00	406.15	6.63	445.	0.01	1564.	1.88	0.21	0.85	0.02	38
5	1140.00	513.04	8.42	450.	0.01	1548.	2.35	0.21	0.85	0.02	45
6	1368.00	622.27	10.28	455.	0.01	1532.	2.82	0.21	0.85	0.02	52
7	1596.00	733.91	12.20	460.	0.01	1516.	3.29	0.21	0.85	0.02	59
8	1823.99	848.05	14.20	465.	0.01	1499.	3.76	0.21	0.85	0.02	66
9	2051.99	964.80	16.27	470.	0.01	1482.	4.23	0.21	0.85	0.02	73
10	2279.99	1084.26	18.42	476.	0.01	1465.	4.70	0.21	0.85	0.02	80
11	2507.99	1206.54	20.65	481.	0.01	1449.	5.17	0.21	0.85	0.02	87
12	2735.99	1331.78	22.97	487.	0.01	1432.	5.64	0.21	0.85	0.02	94
13	2963.98	1460.40	25.37	493.	0.01	1416.	6.11	0.21	0.85	0.02	101
14	3191.98	1592.80	27.88	499.	0.01	1398.	6.58	0.21	0.85	0.02	108
15	3419.98	1729.06	30.48	506.	0.01	1381.	7.04	0.21	0.85	0.02	115
16	3647.98	1869.32	33.18	512.	0.01	1364.	7.51	0.21	0.85	0.02	122
17	3875.98	2013.69	36.00	520.	0.01	1347.	7.98	0.21	0.85	0.02	127
18	4103.97	2162.33	38.93	527.	0.01	1328.	8.45	0.21	0.85	0.02	134
19	4331.97	2315.36	41.98	534.	0.01	1311.	8.92	0.21	0.85	0.02	141
20	4559.96	2472.69	45.15	542.	0.01	1294.	9.39	0.21	0.85	0.02	148

TABLA XIX

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 3 POZOS = $\Delta T = 91,2$ días 18 x 6 x 1

PER	NP	MPCN	GP	WP	WBN	PCN/BN	RP	RAP	%	LPY	LPYA	REC	%	DBMO	%	DBMG	%	DBMW	ACUR	ITER
1	127.68	55.51	177.35	434.	1.39	1623.	0.24	0.83	0.81	0.00	36	0.00	0.83	0.81	0.00	36	0.00	0.81	0.00	36
2	255.36	133.75	321.30	524.	1.26	1601.	0.48	0.83	0.87	0.00	47	0.00	0.83	0.87	0.00	47	0.00	0.83	0.00	47
3	383.04	204.09	455.60	533.	1.19	1584.	0.71	0.83	0.88	0.00	55	0.00	0.83	0.88	0.00	55	0.00	0.83	0.00	55
4	510.72	278.29	575.92	545.	1.13	1568.	0.95	0.83	0.88	0.00	62	0.00	0.83	0.88	0.00	62	0.00	0.83	0.00	62
5	638.40	352.03	687.45	551.	1.08	1554.	1.19	0.83	0.88	0.00	69	0.00	0.83	0.88	0.00	69	0.00	0.83	0.00	69
6	766.08	426.26	791.74	556.	1.03	1541.	1.43	0.83	0.88	0.00	74	0.00	0.83	0.88	0.00	74	0.00	0.83	0.00	74
7	893.76	500.99	890.32	561.	1.00	1528.	1.67	0.83	0.88	0.00	79	0.00	0.83	0.88	0.00	79	0.00	0.83	0.00	79
8	1021.44	576.24	984.26	564.	0.96	1516.	1.90	0.83	0.88	0.00	83	0.00	0.83	0.88	0.00	83	0.00	0.83	0.00	83
9	1149.12	652.13	1074.38	568.	0.93	1504.	2.14	0.83	0.88	0.00	86	0.00	0.83	0.88	0.00	86	0.00	0.83	0.00	86
10	1276.79	728.71	1161.26	571.	0.91	1492.	2.38	0.83	0.87	0.00	90	0.00	0.83	0.87	0.00	90	0.00	0.83	0.00	90
11	1404.47	805.96	1245.25	574.	0.89	1480.	2.62	0.83	0.87	0.00	93	0.00	0.83	0.87	0.00	93	0.00	0.83	0.00	93
12	1532.15	883.90	1326.51	577.	0.87	1469.	2.86	0.83	0.87	0.00	98	0.00	0.83	0.87	0.00	98	0.00	0.83	0.00	98
13	1659.83	962.63	1405.56	580.	0.85	1457.	3.09	0.83	0.87	0.00	101	0.00	0.83	0.87	0.00	101	0.00	0.83	0.00	101
14	1787.51	1042.18	1482.69	583.	0.83	1446.	3.33	0.83	0.87	0.00	104	0.00	0.83	0.87	0.00	104	0.00	0.83	0.00	104
15	1915.19	1122.64	1558.22	586.	0.81	1434.	3.57	0.83	0.87	0.00	107	0.00	0.83	0.87	0.00	107	0.00	0.83	0.00	107
16	2042.87	1204.00	1632.30	589.	0.80	1423.	3.81	0.83	0.87	0.00	110	0.00	0.83	0.87	0.00	110	0.00	0.83	0.00	110
17	2170.54	1286.34	1705.15	593.	0.79	1412.	4.05	0.83	0.87	0.00	113	0.00	0.83	0.87	0.00	113	0.00	0.83	0.00	113
18	2298.22	1369.66	1776.88	596.	0.77	1401.	4.28	0.83	0.87	0.00	116	0.00	0.83	0.87	0.00	116	0.00	0.83	0.00	116
19	2425.90	1454.01	1847.63	599.	0.76	1389.	4.52	0.83	0.87	0.00	119	0.00	0.83	0.87	0.00	119	0.00	0.83	0.00	119
20	2553.58	1539.40	1917.48	603.	0.75	1378.	4.76	0.83	0.87	0.00	122	0.00	0.83	0.87	0.00	122	0.00	0.83	0.00	122

TABLA XX

SIMULADOR TRIFASICO TRIDIMENSIONAL

RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO 5 POZOS $\Delta T = 91,2$ días 18 x 6 x 1

PER	NP MBN	GP MMPCN	WP MBN	RP PCN/BN	RAP %	PPY LPCA	REC %	DBMO %	DBMG %	DBMW %	ITER ACUM
1	228.00	98.95	177.78	434.	0.78	1620.	0.43	0.98	1.02	0.01	36
2	456.00	227.43	324.62	499.	0.71	1590.	0.85	0.98	1.08	0.01	47
3	684.00	349.38	463.48	511.	0.68	1566.	1.28	0.98	1.08	0.01	55
4	912.00	477.52	589.13	524.	0.65	1544.	1.70	0.98	1.09	0.01	62
5	1140.00	606.88	706.91	532.	0.62	1523.	2.13	0.98	1.09	0.01	69
6	1368.00	738.67	818.06	540.	0.60	1503.	2.55	0.98	1.09	0.01	74
7	1596.00	872.82	924.01	547.	0.58	1484.	2.98	0.98	1.09	0.01	79
8	1823.99	1009.46	1025.78	553.	0.56	1464.	3.40	0.98	1.09	0.01	83
9	2051.99	1148.76	1124.17	560.	0.55	1446.	3.83	0.98	1.09	0.01	88
10	2279.99	1290.87	1219.78	566.	0.53	1427.	4.25	0.98	1.09	0.01	93
11	2507.99	1435.91	1312.93	573.	0.52	1408.	4.68	0.98	1.08	0.01	96
12	2735.99	1583.96	1403.75	579.	0.51	1390.	5.10	0.98	1.08	0.01	100
13	2963.98	1735.29	1492.73	585.	0.50	1371.	5.53	0.98	1.08	0.01	105
14	3191.98	1890.11	1580.26	592.	0.50	1353.	5.95	0.98	1.09	0.01	108
15	3419.98	2048.60	1666.67	599.	0.49	1334.	6.38	0.98	1.09	0.01	113
16	3647.98	2210.92	1752.16	606.	0.48	1316.	6.80	0.98	1.09	0.01	118
17	3875.97	2377.32	1837.07	613.	0.47	1298.	7.23	0.98	1.08	0.01	121
18	4103.97	2548.00	1921.54	621.	0.47	1280.	7.65	0.98	1.08	0.01	126
19	4331.96	2724.03	2005.69	629.	0.46	1262.	8.08	0.98	1.08	0.01	129
20	4559.86	2905.86	2089.58	637.	0.46	1245.	8.50	0.98	1.09	0.01	134

Parámetros dependientes de la movilidad y la tasa de producción

El volumen de roca de cada bloque considerando las configuraciones 8 x 3 x 1, 15 x 6 x 1, 18 x 3 x 1 están ordenados de mayor a menor y la variación implica que ΔX y ΔY fueron disminuidos cada vez y la profundidad del tope de cada bloque fue diferente. Por estas razones la distribución inicial de fluídos varía, siendo diferentes los volúmenes iniciales - de petróleo gas y agua en cada caso, así como la distribución de presión. Los cálculos afectados por estas diferencias son: gas producido (G_p), agua producida (W_p), razón de producción gas - petróleo (R_p) y agua - petróleo (R_{AP}), que tienen tendencia a aumentar en las configuraciones de menor volumen de roca por bloque y el porcentaje de recuperación ($R = N_p/N$) que tiene tendencia a disminuir.

La tabla XXI que está en la siguiente página, muestra los valores finales de los parámetros referenciados.



TABLA XXI

Nº POZOS	CONFIGURACION	VALORES FINALES DE LOS PARAMETROS		REFERENCIADOS		R %
		Gp MMPN	Rp PCN/BN	Wp MEN	RAP %	
3	8 x 3 x 1	1256	492	32	0.02	5.26
	15 x 6 x 1	1235	484	502	0.20	5.05
	18 x 6 x 1	1539	603	1917	0.75	4.76
5	8 x 3 x 1	2472	542	45	0.01	9.39
	15 x 6 x 1	3581	785	610	0.13	9.03
	18 x 6 x 1	2905	637	2089	0.46	8.5



Comportamiento de presión y trabajo computacional

BI-UTELCA

La primera caída de presión en todas las configuraciones estuvo fuertemente afectada por el comportamiento de presión en aquellos pozos cuya presión inicial estuvo sobre la presión de saturación, donde operó la expansión de líquidos. Otro factor que afectó la caída de presión promedio fue la proximidad de los pozos.

En la tabla XXII se relaciona la presión promedio luego de la primera caída, la distancia y la caída promedio ($\Delta P_y/\Delta t$) desde el segundo paso de simulación.

La configuración de 15 x 6 x 1 estuvo afectada mayormente por el efecto de interferencia; en las otras configuraciones, la caída de presión promedio aumentó para bloques de menor volumen, ya que la transmisibilidad fue menor y es inversamente proporcional a los cambios de presión.

TABLA XXII.a
PRESION PROMEDIO INICIAL 1649 lpca

Nº POZOS	CONFIGURACION	P ₁	DISTANCIA 1-2	ENTRE 2-3	POZOS $\Delta P_y/\Delta t$
3	8 x 3 x 1	1626	1600	2650	9.0
	15 x 6 x 1	1617	880	3500	8.9
	18 x 6 x 1	1623	1269	2900	11.7
5	8 x 3 x 1	1612	1600	2650	17.7
	15 x 6 x 1	1602	880	3500	21.3
	18 x 6 x 1	1620	1259	2900	20.3

En las configuraciones de bloques de mayor volumen se observó un mayor trabajo computacional medido como $\Sigma \text{iteraciones}/\#\Delta t$ y como $\Sigma \text{iteraciones}/\#\Delta t/\#\text{bloques}$. También se presentó una excepción a la tendencia. La tabla XXII muestra las comparaciones.

TABLA XXII .b

Nº POZO	CONFIGURACION	$\Sigma \text{IT}/\#\Delta t$	$\Sigma \text{IT}/\#\Delta t/\#\text{bloq.}$
3	8 x 3 x 1	7.5	0.310
	15 x 6 x 1	5.4	0.051
	18 x 6 x 1	6.1	0.056
5	8 x 3 x 1	7.4	0.30
	15 x 6 x 1	7.7	0.08
	18 x 6 x 1	6.7	0.06



Balance de materiales

Para las diferentes corridas del simulador las tolerancias máximas no fueron excedidas para las tres fases.

Las fases agua y gas mostraron la tendencia a que sus desviaciones aumenten para bloques de menor volumen, ocurriendo lo contrario para la fase agua.

La comparación de las desviaciones se muestra en la tabla XXIII.

TABLA XXIII
COMPARACION DE LAS DESVIACIONES

Nº POZOS	CONFIGURACION	DBMO %	DBMG %	DBMW %
3	8 x 3 x 1	0.11	0.44	0.01
	15 x 6 x 1	0.16	0.57	0.01
	18 x 6 x 1	0.83	0.87	0.00
5	8 x 3 x 1	0.21	0.85	0.02
	15 x 6 x 1	0.27	0.97	0.01
	18 x 6 x 1	0.98	1.09	0.01



BIBLIOTECA

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



BIBLIOTECA

CONCLUSIONES

1. Para $\Delta t = 90$ días la presión calculada por BM para los casos de tres y cinco pozos presenta desviaciones del 0.12 % y 0.3 %, respecto a la obtenida por el simulador, lo que significa que la solución del simulador es consistente con la solución analítica del BM.
2. La interpolación lineal para obtener permeabilidad relativa , aplicada independientemente a las fases mojante y no mojante, mejoró el balance de materiales del simulador.
3. Las caídas totales de presión aumentaron con el número de pozos, en el intervalo del tiempo total de simulación.
4. La R_p fue insensible a la tasa total de producción.
5. Al aumentar el número de pozos, fue más notorio el efecto de interferencia.
6. Se obtuvieron buenos resultados para el balance de materiales

de petróleo, gas y agua con tolerancias máximas de 0.98 , 1,09, 0.01.

7. La variación de las dimensiones de la malla que se utilizó para modelar el yacimiento, tuvo un ligero buzamiento, y afectó a la distribución inicial de fluídos y a los comportamientos de presión y saturación.
8. En el modelo de bloques de mayor volumen se produjo - mayor trabajo computacional para la convergencia del SIP.

RECOMENDACIONES

1. Las pendientes de B_g Vs. P y B_o Vs. P ., presentan cambios - bruscos. La estimación de estos factores volumétricos - deberá hacerse por interpolaciones cuadráticas y no por interpolación lineal.
2. Deberá incluirse en el simulador el uso de ecuaciones, en caso de que no estén completos los datos PVT, que permiten obtener dichos valores.
3. Una mejor información sobre tolerancias al BM será obtenida inte

vestigando variaciones de t , x , y z .

4. Se realizaron pruebas, no publicadas en este trabajo, aumentando el número de bloques en la dirección Z ., ya que la evaluación de presión fue hecho bajo un esquema mixto, los resultados acusaron inestabilidad debido a sobreflujo de agua o gas. Se recomienda probar el método IMPES, usando una técnica semi-ímplicita para la evaluación de transmisibilidades y producción, ya que las restricciones de tiempo no modificaron el comportamiento inestable.



BIBLIOTECA

A P E N D I C E A

El principio de conservación de masa aplicado al componente i de un sistema multifásico que fluye en un elemento volumétrico poroso, en el intervalo de tiempo Δt .

Masa del componente i que ingresa al elemento volumétrico	Masa del componente i que sale del elemento volumétrico.	Cambio del contenido de masa del componente.
-	-	=

Las fases a considerar son w, l, v y las tasas de flujo molar por unidad de área del componente i en cada una de las fases son:

N_{iw}, N_{il}, N_{iv}

La concentración molar del componente i en cada fase es C_{il}, C_{iv}, C_{iw} y el contenido de masa en cada fase será $S_w C_{iw}, S_l C_{il}, X_v C_{iv}$.

El desarrollo de A1 utilizando las tasas de flujo molares, la concentración molar del componente i , y considerando la

tasa de inyección Q^*_i , resulta:

$$\{(Niw + Nil + Niv)_x \Delta Y \Delta Z + (Niw + Nil + Niv)_y \Delta X \Delta Z +$$

$$(Niw + Nil + Niv)_z \Delta X \Delta Y + Q^*_i \Delta X \Delta Y \Delta Z \} \Delta t -$$

$$\{(Niw + Nil + Niv)_{x+\Delta x} \Delta X \Delta Y \Delta Z + (Niw + Nil + Niv)_{y+\Delta y} \Delta X \Delta Z$$

$$+ (Niw + Nil + Niv)_{z+\Delta z} \Delta X \Delta Y \} \Delta t =$$

$$\Delta X \Delta Y \Delta Z \{(\rho CiwSw + \rho CilsL + \rho CivSv)_{t+\Delta t}$$

$$- (\rho CiwSw + \rho CilsL + \rho CivSv)_t \}$$

(A.2)

La división por $\Delta X, \Delta Y, \Delta Z$ agrupando términos y considerando el límite cuando $\Delta X, \Delta Y, \Delta Z$ y Δt tienden a cero obtiene la expresión diferencial de la conservación de masa.



NOMENCLATURA

a_1, a_2 y a_3	Constantes de igualación
α	Parámetro de iteraciones del algoritmo SIP
\overline{AC}	Espesor leído del mapa isópaco al construir el modelo de malla.
ρ_g, ρ_o y ρ_w	Factor volumétrico de formación del gas (By/PCN) del petróleo (By/BN) y del agua (By/BN).
ρ_f	Factor volumétrico de formación de la fase f.
$B_{i,j,k}$	Coefficiente de la presión en el bloque $P_{i,j-1,k}$ evaluada al tiempo $n + 1$.
C_{il}, C_{iv}, C_{iw}	Concentración, molar del componente i en las fases líquido vapor y agua (moles/día-pie ³).
Cfr	Compresibilidad de la formación (lpca ⁻¹).
C_{g1}, C_{g2}, C_{g3}	Coefficiente de términos de gas.
C_{o1}, C_{o2}	Coefficientes de términos de petróleo.
C_{w1}, C_{w2}	Coefficientes de términos de agua.
ΔX	Longitud en el sentido x de un bloque de la malla (pies).
ΔY	Longitud en el sentido y de un bloque de la malla (pies).
ΔZ	Espesor de un bloque de la malla (pies).

Δt	Intervalo de tiempo
$\frac{\partial \phi}{\partial n}$	Gradiente de potencial de flujo en dirección n en la fase f .
$D_{i,j,k}$	Profundidad medida desde la superficie al punto medio de un bloque de la malla (pies).
Δ	Operador progresivo de diferencias finitas.
δ	Operador central de diferencias finitas.
Δx	Aplicación del operador progresivo en dirección x
δx	Aplicación del operador central en dirección x .
Δt	Operador progresivo aplicado al tiempo
D_{dat}	Profundidad medida desde la superficie al plano datum (pies).
∇	Gradiente ($\frac{\partial}{\partial x}$; $\frac{\partial}{\partial y}$; $\frac{\partial}{\partial z}$; $\frac{\partial}{\partial n}$)
$\nabla \phi f$	Gradiente de potencial de la fase f
$D_{w/o}$	Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)
D_w	Profundidad del lugar de presión capilar agua - petróleo igual a cero.
D_l	Profundidad del lugar de presión capilar gas - petróleo igual a cero.
$D_{g/o}$	Profundidad del contacto gas - petróleo (pies).
$D_{i,j,k}$	Coefficiente de la presión $P_{i-1,j,k}$ evaluada al tiempo $n+1$.
δP^{m+1}	Diferencia de presión calculada por el algoritmo SIP, entre los pasos iterativos m y $m+1$.

Δx_i^o	Longitud de un bloque de la malla en sistema cartesiano.
$E_{i,j,k}$	Coficiente de la presión $P_{i,j,k}$ evaluada al tiempo $n+1$.
Φ	Potencial de flujo (pies)
Φ_f	Potencial de flujo de la fase f (pies)
Φ_b	Porosidad a una presión base
$F_{i,j,k}$	Coficiente de la presión $P_{i+1,j,k}$ evaluada al tiempo $n+1$.
γ_f	Peso específico de la fase f (lpca/pie)
$H_{i,j,k}$	Coficiente de la presión $P_{i,j+1,k}$ evaluada al tiempo $n+1$.
K_n	Permeabilidad absoluta en la dirección de flujo n (1.127×10^{-3} md)
K_{rf}	Permeabilidad relativa a la fase f (fracción)
K_x, K_y, K_z	Permeabilidad absoluta en la dirección x, y, z , respectivamente. (mds)
K_{rg}, K_{ro}, K_{rw}	Permeabilidad relativa al gas, al petróleo y al agua, respectivamente
K_{row}, k_{rog}	Permeabilidad relativa al petróleo en el sistema agua - petróleo y gas - petróleo, respectivamente.
$\lambda_{i,j}$	Suma de la movilidad total de bloques en paralelo.
$\lambda_{i,j,k}$	Movilidad total en el bloque i, j, k

L	Matriz triangular inferior formada por las diagonales principal.
N_{il}, N_{iv}, N_{iw}	Tasa de flujo molar del componente i en la fase hidrocarburo líquido (moles/día-pie ²)
n	Valor puntual del tiempo al inicio de un intervalo t (días)
n+1	Valor final del tiempo al final de un intervalo t (días)
\bar{N}	Matriz que modifica a la matriz original \bar{M} en el algoritmo SIP.
N_x, N_y, N_z	Número de bloques en x,y,z, respectivamente.
M_l, M_v, M_w	Peso molecular de las fases, hidrocarburo líquido, vapor y agua (lbm/mol)
$M_{g,o}$ y $M_{w,o}$	Razón de movilidad gas - petróleo y agua - petróleo, respectivamente.
\bar{M}	Matriz de los coeficientes de los términos de presión al petróleo (Z,B,D,E,F,H,S).
P_o, P_g, P_w	Presión al petróleo, gas y agua, respectivamente. (lpca).
P_{cgo}, P_{cwo}	Presión capilar en el sistema gas - petróleo , agua - petróleo, respectivamente. (lpca)
P_{prom}	Presión promedio en el modelo de flujo radial aplicado a un bloque de la malla que contiene un pozo. (lpca)
P_w	Presión en el fondo del pozo (lpca)

P_e	Presión en el límite exterior del volumen de drenaje del modelo de flujo radial, (lpca)
$P_{w/o}$	Presión en el contacto agua - petróleo (lpca)
$P_{i,j,k}$	Presión promedio de un bloque i,j,k de la malla.
\hat{P}	Vector columna de las presiones $P_{i,j,k}^{n+1}$
π	Constante 3.1416.
Q_i^*	Tasa molar de inyección (moles/día-pie ³ pca)
q_o, q_g, q_w	Tasa de inyección de petróleo, gas y agua (PCN/día - pie ³) (BN/día-pie ³).
$q_{o,1,j}$	Tasa de producción de petróleo de un pozo (BN/día)
$q_{o,i,j,k}^{qg}, q_{g,i,j,k}$ y	
$q_{w,i,j,k}^w$	Tasa fraccional de producción de petróleo, gas y agua del bloque i,j,k , respectivamente (PCN/día) (BN/día).
q_f	Tasa de flujo de la fase f (BN/día)
q	Producción acumulada de la comprobación del balance de materia (BN)
$Q_{i,j,k}^n$	Constante que agrupa términos de los efectos de gravedad, presión capilar y tasa de flujo, evaluados al tiempo n .
\hat{Q}	Vector columna de la representación matricial - del sistema de ecuaciones de la malla-comprende las constantes $Q_{i,j,k}^n$.
ρ_f	Densidad de la fase f (lbm/pie ³)
ρ_l, ρ_v, ρ_w	Densidad de la fase hidrocarburo líquido, vapor y agua, respectivamente (lbm/pie ³)
R_S	Solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

ρ_g, ρ_o, ρ_w	Densidad del gas, petróleo y agua (lb/pie ³) a cond. de yacimiento.
r_e	Radio exterior del volumen de drenaje del pozo
r_w	Radio del pozo
R1f	Relación para la fase f (Fluido remanente en sitio + fluido producido)/ fluido original en sitio
R2f	Relación para la fase f (Fluido original en sitio - fluido remanente en sitio)/fluido producido.
R3f	Relación para la fase f (Fluido original en sitio - fluido producido)/ fluido remanente en sitio.
ρ_1, ρ_2, ρ_3	Razón de transmisibilidad del algoritmo SIP $\rho_1 = \frac{K_y \Delta x^2}{K_x \Delta y^2} + \frac{K_z \Delta x^2}{K_x \Delta z^2}$ $\rho_2 = \frac{K_x \Delta y^2}{K_y \Delta x^2} + \frac{K_z \Delta y^2}{K_y \Delta z^2}$ $\rho_3 = \frac{K_x \Delta z^2}{K_z \Delta y^2} + \frac{K_y \Delta z^2}{K_z \Delta y^2}$

S_l, S_v, S_w, S_o, S_g	Saturación de la fase hidrocarburo líquido vapor, agua, petróleo y gas, respectivamente. (fracción).
S_f	Saturación de la fase f Factor de daño/estimulación
$S_{i,j,k}$	Coficiente de la presión $P_{i,j,k}$ evaluada al tiempo $n+1$
S_{wc}	Saturación de agua connata.
t	Tiempo (días)
T_f	Transmisibilidad a la fase f
$T_{xi+1/2}$	Transmisibilidad evaluada en la dirección X en la cara del bloque i a la distancia $i+1/2$.
T_o, T_g, T_w	Transmisibilidad al petróleo, gas y agua, respectivamente.
TOLP	Tolerancia a la diferencia de presión entre dos pasos iterativos del algoritmo SIP
TOLMF	Tolerancia a la desviación del balance de materia de la fase f, respecto al 100 %.
θ	Angulo de buzamiento promedio entre dos bloques contiguos.
μ_l, μ_v, μ_w	Viscosidad de las fases líquida, vapor y agua - respectivamente (cps)
μ_g, μ_o, μ_w	Viscosidad del gas, petróleo y agua, respectivamente (cps)
μ_f	Viscosidad de la fase
U	Matriz triangular superior formada por las diagonales e, f, g siendo la diagonal principal la -

	matriz identidad.
v_n	Velocidad volumétrica de flujo de la fase f en la dirección n normal al flujo (bbl/pie ² -día)
V_T	Volumen total de roca de un bloque de la <u>ma</u> lla
$\chi_{iy}, \chi_{iv}, \chi_{iw}$	Fracción molar del componente i en la fase - hidrocarburo líquido, vapor y agua, respectivamente.
o_l, o_v, o_w	Fracción molar del seudo componente petróleo, en la fase hidrocarburo líquido, vapor y agua respectivamente.
g_l, g_v, g_w	Fracción molar del seudo componente gas en la fase hidrocarburo líquido, vapor y agua, respectivamente.
w_l, w_x, w_w	Fracción molar del seudo componente agua en la fase hidrocarburo líquido, vapor y agua respectivamente.
$Z_{i,j,k}$	Coficiente de la presión $P_{i,j,k-1}$ evaluada al tiempo $n+1$.



B I B L I O G R A F I A

1. Amyx, Bass & Whiting, Petroleum Reservoir Engineering (1a. edición, Mc Graw Hill, 1960) pp 571-572.
2. Amyx, Bass & Whiting, Petroleum Reservoir Engineering (1a. edición Mc Graw Hill, 1960) pp.566.
3. Breitenback, E.A.; Thurneau, D.H.; Van Poolen, H.K., The Fluid Flow Simulation Equations (Trabajo SPE-2020 presentado al Simposium de Simulación Numérica, Dallas, Texas, Abril, 1.968).
4. Breitenback, E.A; Thurneau, D.H.; Van Poolen, H.K."Treatment of Individuals wells and grids in reservoir modelling", Soc. Pet. Eng. J. (Dic., 1968)pp. 341-346.
5. Coats, K.H.; Neilsen, R.L.; Terhune, M.H; Weber, A.G., "Simulation of Three Dimensional, Two-Phase Flow in Oil and Gas Reservoirs". Soc. Pet Eng. J.(Dic., 1977)pp. 377-388.
6. Douglas, Jim Jr.; Peaceman, D.W. y Rachford H.H Jr "A Method of Calculating Multidimensional Inmiscible Displacement", Trans. AIME, volumen 216 (1959)pp.297.
7. Finol Alberto, Simulación Numérica de Yacimientos, Volumen 2 (Caracas, FIMP, Colegio de Ingenieros de Venezuela - Agosto, 1976).

8. Finol Alberto.- Simulación Numérica de Yacimientos, Volumen 3 (Caracas, FIMP Colegio de Ingenieros de Venezuela - Agosto 1976).
9. Hirasaky G.J. & O'Dell P.M., "Representation of reservoir - Geometry for numerical simulation". Trans. AIME, Volumen - 249 (1970).
10. Peery J.H.; Herrow E.h.Jr."Three Phase Reservoir Simulation", Trans. AIME, Volumen 246 (1969) pp 211.
11. Sheldon J.W; Harris C.D. y Booley D., "A Method for general Reservoir Behavior simulation on digital Computers" (Trabajo 1521-G presentado a la 35ava. Conferencia anual de la SPE, Denver Colorado.
12. Stone, H.L. y Gardner A.O Jr. "Analysis of gas cap or dissolved gas drive Reservoirs". Soc. Pet. Eng, J. (Junio, 1961)pp. 92 - 104.
13. Stone H.L."Probability Model for estimating Three Phase Relative Permeability", J.Pet. Tech. (Febrero, 1970)pp. 214-218.
14. Stone H.L., "Estimation of Three Phase Relative Permeability and Residual Oil Data" (Trabajo presentado a la 24ava. reunión anual de Tecnología de la Pet.Soc. of CIM, Edmonton, Alberta, Mayo 8 - 12, 1973).
15. Stone H.l., "Iterative Solutions of Implicit Approximations of Multidimensional Partial Differential Equations",SIAM J.on Numerical Analysis, Volumen 5 (1.968) pp 530.
16. Suárez Adalberto, "Comparative Evaluation of the different -

- versions of the SIP Algorithm" (Tesis de Maestría, Escuela - de Graduados, The Pennsylvania State University, Marzo 1975).
17. Wenstein, H.G.; Stone H.L.; Kwan T.V. "Iterative Procedure - for Solution of Systems of Parabolic and Elliptic Equations in Three Dimensions" Ind. and Eng. Chem. Fundamentals Volumen 8 (Mayo de 1969)pp 282.
18. Wenstein, H.G.;Stone H.L.; Kwan T.V.- "Simultaneous Solution - of Multiphase Reservoir Flow Problems", Soc. Pet. Eng.J. (Junio 1970) pp.99.

