



D-6957

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

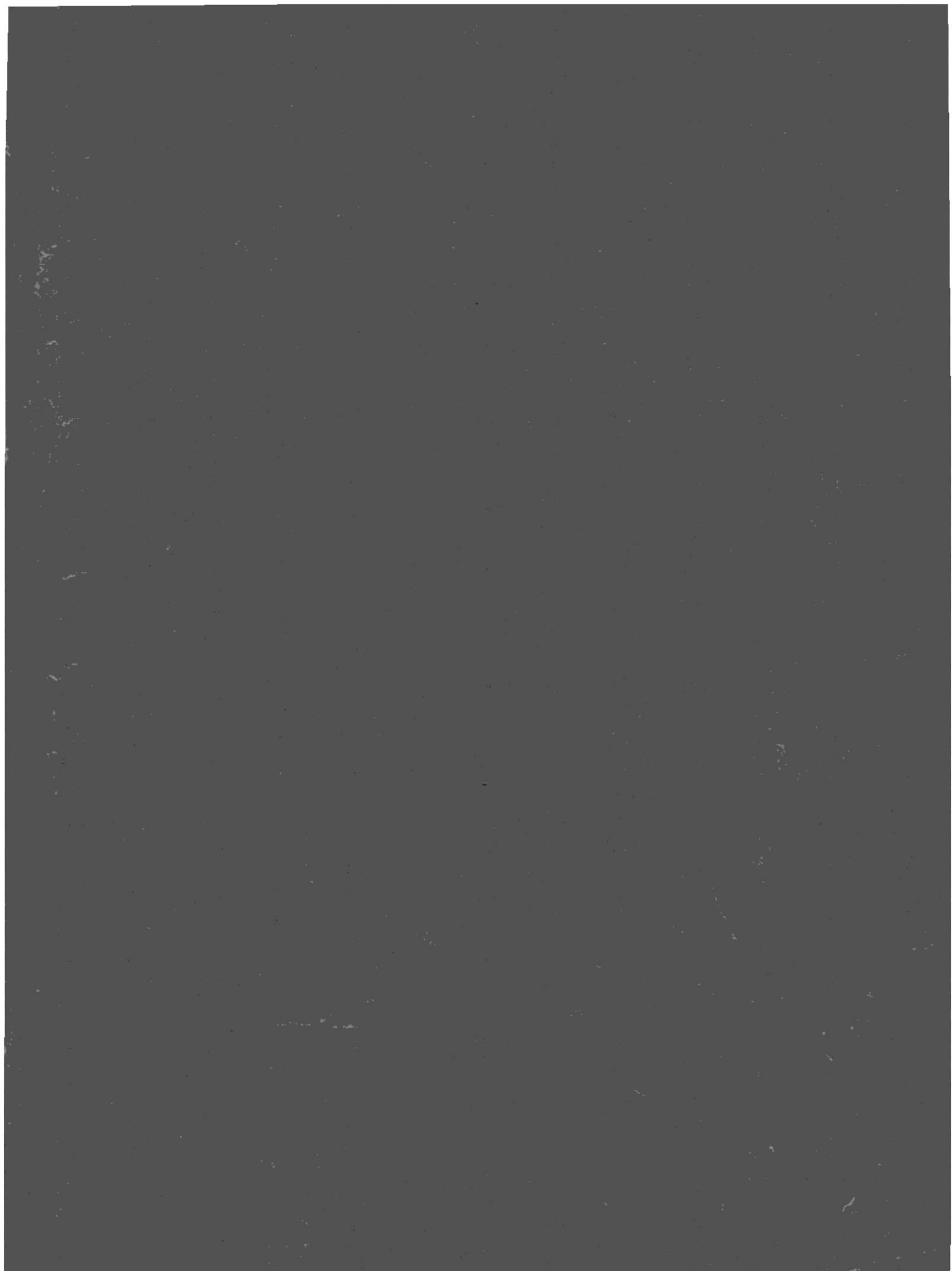
**Departamento de Ingeniería
de Geología, Minas y Petróleos**

**Proyecto Piloto de Inyección de Agua
en un Yacimiento del Oriente Ecuatoriano
Aplicando Computadoras Digitales**

Jorge E. Velásquez Jara

GUAYAQUIL — ECUADOR

1974



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
"PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE AGUA EN UN YACIMIENTO
DEL ORIENTE ECUATORIANO APLICANDO COMPUTADORAS
DIGITALES"

T E S I S D E G R A D O

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO DE PETROLEOS

PRESENTA

JORGE VELASQUEZ JARA

GUAYAQUIL-ECUADOR



DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta Tesis de grado son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma, corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la E.S.P.L.)

JORGE E. VELASQUEZ JARA

AGRADECIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

Al Ing. RICARDO GALLEGOS ORTA
Director de Tesis

A la DIRECCION GENERAL
DE HIDROCARBUROS.

A MIS PADRES

José U. Velásquez Pardo

Blanca J. Jara de Velásquez

A MIS HERMANOS

Juanita

José

Pablo

Judith

"PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE AGUA EN UN YACIMIENTO
DEL ORIENTE ECUATORIANO APLICANDO COMPUTADORAS
DIGITALES"

AUTOR

DIRECTOR DE TESIS



JORGE VELASQUEZ JARA



ING. RICARDO GALLEGOS ORTA

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	1
RESUMEN	4
CAPITULO I	
CONSIDERACIONES TEORICAS	6
I.1. Modelo lineal de Buckley - Leverett	
Teoría del desplazamiento	6
Ecuación de flujo fraccional	8
Ecuación de la velocidad del frente de Invasión	16
Saturación de agua promedia en el es- trato	19
Calculo de la derivada $(\partial f_w / \partial S_w)_t$ por métodos analíticos y/o Numéricos	25
I.2. Método de Higgins y Leighton	
Descripción del Método	26
Etapa comprendida entre el inicio de la inyección de agua y la surgencia de pe- tróleo.	32
Etapa comprendida entre la surgencia del petróleo y la surgencia del agua.	36
Etapa comprendida desde la surgencia de agua hasta la relación agua-petróleo fijada co- mo límite.	37

	Pág.
CAPITULO II	
PROCESAMIENTO DE DATOS	
Secuencia de cálculo	42
Programa de calculo y datos	49
Diagramas de Flujo	
Programa de CALFW	57
Subroutine Areas	58
Programa FRAWO	59
Subroutine SPI	62
Subroutine SUMA1	63
Programa COCAM	65
Subroutine VIADM	78
Programa PIROC	79
Programa COPTY	82
CAPITULO III	
DATOS	88
Discusión de resultados	89
III.1. Relación agua-petróleo	91
III.2. Petróleo producido	
III.3. Agua inyectada	92
III.4. Agua producida	93
LISTADOS	

<i>Programa CALFW</i>	94
<i>Subroutine Areas</i>	95
<i>Programa FPAWO</i>	96
<i>Subroutine SPI</i>	98
<i>Subroutine SUMA1</i>	99
<i>Programa COCAM</i>	100
<i>Subroutine VIADM</i>	104
<i>Programa PIROC</i>	105
<i>Programa COPTY</i>	107
<i>CAPITULO IV</i>	
<i>Conclusiones</i>	111
<i>Sugerencias</i>	113
<i>Apendice A</i>	114
<i>Apendice B</i>	119
<i>Apendice C</i>	124
<i>Apendice D</i>	127
<i>Apendice E</i>	133
<i>Apendice F</i>	137
<i>Monogramas</i>	139
<i>Tablas</i>	145
<i>Figuras</i>	160
<i>Bibliografía</i>	167

INTRODUCCION

Debido al alto consumo de petróleo en el mundo y debido a que pocos son los campos nuevos que poseen petróleo comercial que se han descubierto, se vio la necesidad imperiosa de aplicar nuevas técnicas de recobro de petróleo de campos considerados depletados y es así como los hombres de ciencia se han dedicado por completo a este estudio de nuevas y mejores técnicas para obtener un mayor porcentaje del petróleo original en el lugar.

Los estudios de Ingeniería de Petróleos tienen especial interés en aquellos yacimientos en los que el petróleo ha sido parcialmente producido por la expansión del gas disuelto y que eran abandonadas cuando la presión del yacimiento era tan baja que la energía de empuje del gas no era suficiente para seguir produciendo hidrocarburos, a pesar de quedar en el yacimiento la mayor parte del petróleo original. Por lo que se han aplicado diferentes técnicas de invasión externa de agua y/o gas para recobrar algo del petróleo que se había quedado remanente después de la producción natural del yacimiento.

Cuando el agua es bombeada a este tipo de Yacimientos, obtendremos un flujo de tres fases, la fase de gas libre debi

do al escape del gas de solución con el petróleo a causa de la disminución de presión por abajo de la presión de saturación, la fase petróleo y la fase agua formada por el agua original existente en el Yacimiento más el agua inyectada para procesos de recobro secundario.

Métodos para predecir el comportamiento de invasión de agua en arreglos de 5 pozos han sido propuestos por muchos autores pero la mayoría de estos métodos tienen demasiadas suposiciones como la de no considerar el efecto de la movilidad de los diferentes fluidos en el yacimiento, otros han reducido su posiciones considerando la fase gas, en los métodos de predicción.

Slider usa las movilidades en la vecindad inmediata de los pozos de entrada y salida como una ayuda para simular el efecto de resistencia en el modelo de 5 pozos del flujo de petróleo, gas y agua. Prats disminuye suposiciones pero usando datos previamente determinados en laboratorios para la determinación de la eficiencia de barrido en el arreglo de 5 pozos, sin embargo ninguno ha considerado el efecto tan importante de las curvas de Permeabilidad-Saturación que afecta al perfil de las Saturaciones.

El Método de Higgins - Leighton emplea continuamente los cambios del perfil de Saturación usando las curvas de permeabilidades - Saturación, tiene un mínimo de suposiciones y no necesita una eficiencia de barrido previa, este método es directo y fácil para aplicar y requiere poco tiempo de computación para el cálculo de una predicción. En este método la presión individual no tiene que ser calculada, considera flujo de tres fases, fluyendo a través de canales, a cada uno de los cuales los divide en celda; la resistencia al flujo (Factores de forma) en cada celda es determinado a partir de datos obtenidos - de un modelo potenciométrico cuando la razón de movilidad es uno.

RESUMEN

El presente trabajo sirve para predecir el comportamiento del Yacimiento Oriente (Figura 1), campo Agua-Pasta del Oriente Ecuatoriano sometido a inyección de agua por medio de arreglos de 5 pozos, el análisis reportado corresponde al caso específico en que el yacimiento se encuentra totalmente desarrollado y la inyección de agua se efectúa en forma integral, es decir, afectando simultáneamente a todo el Yacimiento (31 pozos inyectoros, 33 productores). El procedimiento descrito se aplica considerando que la inyección integral de agua se efectúa por medio de patrones repetidos (107 modelos).

La producción primaria del Yacimiento Oriente ha sido por empuje de gas en solución desde una presión inicial de 4000 lpc hasta una presión de abandono de 400 lpc., habiendo recuperado solamente el 29% del petróleo original⁽¹³⁾.

El Método de Higgins - Leighton utilizado exige un mínimo de suposiciones y un máximo de información real, requiere el empleo de un modelo potenciométrico (arreglo de 5 pozos, - Figura 2) de donde se obtienen los factores de forma y las áreas paralelas al flujo de cada celda en que se encuentran divididos los canales de un modelo (Pozo productor - pozo inyector).

Como la información obtenida de las características de las rocas y de los fluidos es bastante restringida se utilizan propiedades promedias del Yacimiento en estudio.

Los canales que forman el modelo se los divide en celdas de igual volumen, por lo que se considera un desplazamiento lineal en cada celda, utilizando las ecuaciones de Buckley - Leverett y Welge antes y después de la ruptura del agua.

Como la predicción se la realiza celda por celda a las cuales se las considera como un Yacimiento con características de permeabilidades, saturaciones y presiones del canal en que se encuentra alojada, para los cálculos se han utilizado los siguientes programas: CALFW, FPAWO, COCAM, PIROC, COPTY, en lenguaje FORTRAN IV para un sistema de computación IBM-1130.

CAPITULO 1

CONSIDERACIONES TEORICAS

I.1. MODELO LINEAL DE BUCKLEY Y LEVERETT ⁽¹⁾

TEORIA DEL DESPLAZAMIENTO

Bajo ciertas condiciones, particularmente a muy bajas tasas de producción y en arenas altamente permeables, segregación vertical producida por fuerzas gravitacionales podría sobreponerse al mecanismo de empuje de gas disuelto, formando en la parte superior de la estructura de la formación zonas de gas libre, las que en realidad son zonas de alta saturación de gas y baja saturación de petróleo en la parte superior del yacimiento, tal segregación acarrea la posibilidad de selección del mecanismo de producción.

Si las áreas de alta saturación de gas pueden ser incrementadas por segregación continua o por retorno del gas producido al reservorio, y por control de producción de solamente los pozos inferiores en la estructura, desplazamiento de petróleo en el yacimiento sería el efecto que se logra cuando una área de alta saturación de gas invade en el área de alta saturación de petróleo, mecanismo muy similar a aquel por el cual agua invade y desplaza petróleo desde una arena. En cualquier caso el fluido desplazante se mueve desde una región de alta saturación a una

de menor saturación removiendo petróleo y convirtiendo la región invadida a una de alta saturación del fluido desplazante.

La cantidad actual de petróleo desplazado durante el proceso depende de la relativa facilidad con la cual los dos fluídos pueden moverse. Sabiendo que la rapidez con la cual un fluído fluye a través de una arena incrementa con su saturación en la arena. Entonces, cuando el desplazamiento comienza, la saturación de petróleo en la arena sería alta y la saturación del fluído desplazante sería baja; petróleo fluiría rápidamente y el fluído desplazante a una pequeña dimensión solamente. En esta etapa el fluido desplazante sería casi 100% efectivo. Mientras el desplazamiento prosigue la permeabilidad de la arena al petróleo decrecería continuamente y la permeabilidad al fluido desplazante (en este caso agua) continuamente incrementaría hasta durante la parte posterior del proceso donde grandes volúmenes de fluido desplazante efectuaría mudanza de solamente una pequeña cantidad de petróleo adicional. El petróleo recobrado obviamente es determinado por la disponibilidad del fluido desplazante y por su acumulación neta durante el proceso de desplazamiento.

Este desarrollo teórico supone que un desplazamiento inmiscible puede ser modelado matemáticamente, basado en los conceptos de permeabilidades relativas y de la idea del llamado pistón con fugas, esto significa que mientras el desplazamiento puede ser considerado del tipo pistón, existe considerable cantidad de petróleo que queda atrás de la cara del pis

ción imaginario. Esta teoría de Buckley y Leverett permite la de terminación de una eficiencia de barrido de poro a poro promedio de la fase desplazante en un sistema lineal. La teoría de exten sión de Welge⁽²⁾ permite un detallamiento de las eficiencias de barrido que pueden ser obtenidas después del rompimiento de la fase desplazante en la cara de salida.

ECUACION DE FLUJO FRACCIONAL⁽³⁾

El flujo fraccional es la fracción del flujo total corres pondiente a un determinado fluido. Si a través de una cierta zo na de un medio poroso, están fluyendo 30 unidades volumétricas de agua y 50 de petróleo, el flujo fraccional del agua es 30/80 y el del petróleo 50/80.

El desarrollo de la ecuación de flujo fraccional puede ser atribuída a Leverett. Por lo que el flujo de 2 fluidos inmisci bles a través de un medio poroso puede ser modelado, la aproxima ción lógica es escribiendo la ecuación de Darcy para cada uno de los fluidos, de lo que el obtuvo:

$$f_w = \frac{1 - \frac{K_o}{V_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + g \Delta \rho \text{Sen } \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{ro}}{K_{rw}}} \quad (I.1)$$

donde:

f_w = fracción de agua en la corriente transitoria fluyendo

a cualquier punto en la roca.

K = Permeabilidad absoluta de la formación.

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo.

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo.

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua.

μ_o = Viscosidad del petróleo.

μ_w = Viscosidad del agua.

V_t = Velocidad total del fluido (q_t/A)

P_c = Presión capilar = $p_w - p_o$ = presión en la fase agua menos presión en la fase petróleo.

X = Distancia a lo largo de la dirección del movimiento.

g = Aceleración debida a la gravedad.

$\Delta \rho$ = Diferencias de densidades agua - petróleo = $\rho_w - \rho_o$

\mathcal{L} = Angulo de buzamiento de la formación con la horizontal.

La derivación de esta ecuación está presentada en el Apéndice A (Ecuación 1-1 en este capítulo es idéntica a ecuación A-13 en Apéndice A). Esta ecuación es dimensionalmente correcta, así las unidades fundamentales de darcys, centipoise, centímetro cúbico por segundo por centímetro cuadrado ($\text{cm}^3/\text{seg}/\text{cm}^2$) atmósferas, centímetros, gramos por centímetro cúbico (gm/cc), centímetro por segundo al cuadrado (cm/seg^2), son usados para permeabilidad, viscosidad, tasa de flujo total por unidad de

sección de área transversal, presión, distancia, diferencia de densidades y para la constante gravitacional respectivamente.

La ecuación (I.1) se diferencia de la ecuación de Leverett solamente en los signos, ya que él estableció las siguientes condiciones:

$$P_c = p_o - p_w$$

$$\Delta \rho = \rho_o - \rho_w$$

$$L = \text{positivo para flujo buzamiento abajo.}$$

Pirson⁽⁴⁾ prefiere la formación de la ecuación (I.1), en donde P_c representa la succión ejercida sobre el agua en un Vacimiento hidrófilo; por consiguiente, la presión capilar ayuda al movimiento de agua, ya que P_c es negativa y su gradiente es positivo en la dirección del movimiento. En el caso de un Vacimiento oleófilo, las condiciones se invierten.

Se nota también que la gravedad se opone a la velocidad del agua cuando se mueve buzamiento arriba, debido a que la densidad del agua es mayor que la del petróleo. Por lo tanto, se justifica el signo negativo que lleva en el numerador de la ecuación de f_w . En movimientos buzamiento abajo, las condiciones se invierten debido a que ahora la gravedad ayuda a la velocidad del agua con respecto a la velocidad del petróleo. Se puede

ver que la velocidad total, V_t , tiene su efecto sobre el flujo fraccional de un líquido dentro de los poros de un medio poroso cuando el gradiente de presión capilar y el efecto de gravedad aumentan en forma considerable el numerador de la ecuación. La velocidad total, V_t , es una función del gradiente de presión dentro del Yacimiento y su efecto sobre la recuperación se puede evaluar por medio de las ecuaciones del flujo fraccional. El denominador de estas ecuaciones es afectado solamente por la relación de permeabilidades relativas de la roca del Yacimiento y la relación de las viscosidades de los fluidos existentes. A las relaciones $\frac{K_{ro}}{\mu_o}$ y $\frac{K_{rw}}{\mu_w}$ se les llama movilidades del petróleo y agua, respectivamente.

Una vez que las características de los fluidos μ_o , μ_w , ρ_o , ρ_w se estipulan, el flujo fraccional sigue siendo una función de la velocidad total, V_t , del buzamiento de la formación \mathcal{L} , y de las saturaciones de los fluidos, ya que K_o , $\frac{K_{ro}}{K_{rw}}$ y P_c son funciones de la saturación en un punto determinado y a un tiempo dado. Si la velocidad total de flujo y el buzamiento se mantienen consta^{ntes}, el flujo fraccional es una función de la saturación solamente. Si el gradiente de presión capilar $\frac{\partial P_c}{\partial x}$ y los efectos de gravedad ($g \Delta \rho \text{ Sen } \mathcal{L}$) se pueden ignorar, entonces la ecuación del flujo fraccional toma una forma más simple:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (I.2)$$

Esta forma de la ecuación de flujo fraccional indica que la fracción es dependiente solamente de las razones de permeabilidades relativas y viscosidades si los términos de presión capilar y fuerza de gravedad son despreciables.

En unidades prácticas de campo la ecuación (I.1) se transforma en:

$$f_w = \frac{1 - 1.127 \frac{K_o}{Vt \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} + 0,434 \Delta \rho \text{ Sen } \mathcal{L} \right)}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (I.3)$$

donde, $\Delta \rho$ es ahora la gravedad específica diferencial de los fluidos en movimiento.

Estas unidades prácticas son: darcys, centipoises, barriles/día/pie cuadrado, psi y pie para permeabilidad, viscosidad, tasa de flujo total por unidad de área seccional transversal, presión y distancia, respectivamente.

La examinación de los varios términos de la ecuación (I.3) revela los siguientes factores implícitos y explícitos, influenciando la fracción del flujo de fluido desplazante a un punto

dado del sistema⁽⁵⁾:

1. El desplazamiento se realiza a temperatura y presión constante, composición constante de la fase y tasa de flujo total constante, debido a las suposiciones consideradas en el desarrollo matemático. Donde hay una mezcla parcial de fluidos miscibles, resultando en cambios en composiciones de fases y tensiones interfaciales.
2. Las propiedades explícitas de los fluidos considerados son: μ_o , μ_w , ρ_o , ρ_w , S_o y S_w . Las propiedades implícitas son: humectabilidad, tensiones superficial e interfacial y saturaciones geométricas de los fluidos, debido a la inclusión del término presión capilar, P_c .
3. Las propiedades de las rocas están representadas a través del término de permeabilidad efectiva, K_o , y la relación de permeabilidades relativas, K_{ro}/K_{rw} . El tamaño del grano, composición, estructura y materiales de cementación influyen directamente a la permeabilidad, estos factores entran en la ecuación de flujo fraccional indirectamente.

Obviamente si el término $[0,434 \Delta\rho \text{ Sen } \mathcal{L}]$ es positivo debido a un ángulo de inclinación positivo, \mathcal{L} , y una diferencia de gravedad específica, $\Delta\rho$, luego para una saturación de agua par-

icular en un punto dado del yacimiento, el valor calculado del agua fluyendo como una fracción del flujo total, f_w , sería más pequeño que si el término fuera despreciable, o tenga un signo negativo. Figura I-1 ilustra este punto. Esto sería evidente si la fracción de agua fluyendo es conservada a un mínimo mientras la saturación de agua promedio incrementa por el control de los factores en la ecuación (I-3), resultaría el máximo desplazamiento del petróleo. Adicional examen de la ecuación (I-3) indica que forzando el término:

$$1.127 \frac{K_o}{q_t \mu_o} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} + 0.434 \Delta \rho \text{ sen } \alpha \right]$$

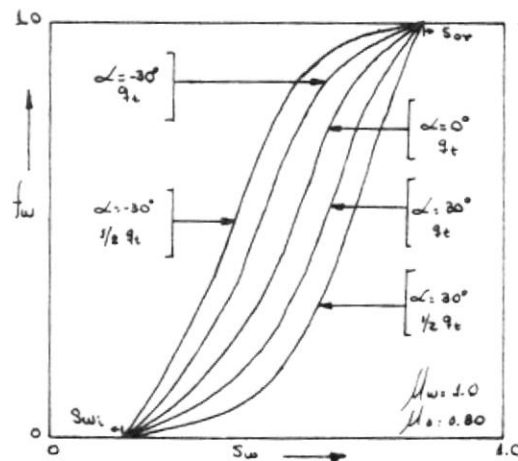


FIG. I-1. Bosquejo de relaciones de flujo fraccional de la fase humectante inyectada como una función de la inclinación del yacimiento y la tasa de Flujo.

Ser un número positivo tan grande como posible sería normalmente beneficioso para el caso en que agua desplaza petróleo en un sistema mojado por agua. Esto podría ser hecho por decrecimiento de la tasa de inyección del agua, q_t , por alteración de la tensión interfacial entre agua - petróleo (por medios químicos) así como la máxima tendencia del agua a ser embebida en la roca, por inyección del agua más pesada disponible (salmuera) y para mayor seguridad inyectar el fluido más denso (agua) en la parte baja de la estructura cuando existe ángulo de buzamiento.

Cuando fluidos inmiscibles son usados en el proceso de desplazamiento y si los términos $\Delta P_c / \Delta x$ y $0,434 \Delta \rho \text{ Sen } \angle$ tienen valores numéricos no pueden ser despreciados.

La influencia relativa de los términos en el numerador de la ecuación (I-3), excluyendo el número uno, puede ser controlado por la tasa de flujo total por unidad de área de la sección transversal, q_t . La Figura I-1, ilustra la relación entre el flujo fraccional y la saturación de la fase de desplazamiento (agua), mientras la tasa de flujo y el buzamiento varían, donde la fase de desplazamiento (mojante) es más densa que la fase desplazada (no mojante). Así vemos el comportamiento relativo que ocurriría para dos tasas de inyección diferentes, q_t y $1/2 q_t$

y donde la inyección es buzamiento arriba, buzamiento abajo, o en un plano horizontal. Desplazamiento de la curva a la izquierda en el diagrama podría representar menor recobramiento del fluido desplazado (petróleo), a un volumen dado de inyección, - que si la curva fuera desplazada a la derecha. Para el caso de inyección de agua, mejor recobro podría ser realizado por inyección en la parte inferior de la estructura, de moderadas a bajas tasas. Como bajas tasas serían requeridas, para una máxima eficiencia de desplazamiento dependería de todos los factores presentados en ecuación (1-3), no exactamente de la tasa de inyección de agua. Para sistemas fuertemente mojados por agua e inyecciones buzamiento abajo, la tasa de inyección q_t , sería bastante grande, y no impone restricciones en las tasas de inyección al campo que podrían ser logradas. En el caso actual del campo, el problema de tasa y economía son inseparables desde el punto de vista de la ingeniería.

ECUACION DE LA VELOCIDAD DEL FRENTE DE INVASION⁽¹⁾

Buckley y Leverett derivaron esta ecuación, consideraron - un elemento pequeño dentro de un medio poroso continuo, ellos expresaron la diferencia a la cual el fluido desplazante entra en este elemento y la tasa a la cual sale en términos de acumulación de fluido desplazante. Aplicando la ley de conservación

de la materia, se puede escribir una ecuación de balance de materiales en un instante dado, la ecuación de la velocidad del frente puede ser obtenida

$$\left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_t \quad (1-4)$$

La derivación de esta ecuación es presentada en el Apéndice B. Las únicas suposiciones necesarias para la derivación son que (1) No existe interferencia de masas entre las fases y (2) las fases son incompresibles.

Esta ecuación expresa que la tasa de avance de un plano de saturación de agua fija es igual a la velocidad total del fluido multiplicada por el cambio en composición de la corriente - fluyendo causada por un pequeño cambio en la saturación del - fluido desplazante. Esto es, cualquier saturación de agua, S_w , se mueve a lo largo de la senda de flujo a una velocidad igual a $\frac{q_t}{A\phi} \frac{df_w}{dS_w}$. Siendo la tasa de flujo total q_t , directamente proporcional a la velocidad del plano de saturación. Si la saturación de fluidos es la única variable independiente en un sistema determinado, la velocidad de avance es también función de saturación solamente.

La composición de la corriente total del fluido con una ta

sa q_t se obtiene con la ecuación de flujo fraccional (I-3), la cual es función de saturación solamente en un lugar determinado de la roca del yacimiento y a un tiempo establecido.

DETERMINACION DE LA SATURACION CON LA DISTANCIA

Conocida la saturación en el frente:

$$S_{wx} = S_{wi} + \frac{\delta w_x}{\left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_{t, S_{wx}}} \quad (I-5)$$

La derivación de esta ecuación es presentada en el Apéndice C. Puede obtenerse la distribución de saturación con distancia, utilizando la ecuación de avance del frente (I-4).

Considerando el frente de invasión en el extremo de salida del estrato, o sea cuando se produce la ruptura del frente de invasión de agua.

$$\begin{aligned} \frac{\partial x}{\partial t} &= \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w} \right) \\ \int_0^L dx &= \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w} \right) \int_0^{tr} dt \\ L &= \frac{q_t \times tr}{A\phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w} \right) S_{wx} \quad (I-6) \end{aligned}$$

Mientras que un frente de saturación S_w mayor que S_{wx} se hallará a una distancia X , dada por:

$$X = \frac{q_t \times tr}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad (I-7)$$

Dividiendo (I-7) para (I-6)

$$\frac{X}{L} = \frac{\frac{q_t \times tr}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}}{\frac{q_t \times tr}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}}}$$

$$\frac{X}{L} = \frac{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}}}$$

Por lo que:

$$X = L \frac{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}}} \quad (I-8)$$

La ecuación (I-8) puede utilizarse para determinar la distribución de saturación hallando $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}}$ de la ecuación (I-6) y eligiendo valores de $S_w > S_{wx}$ se obtiene $\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$ y usando (I-8) se halla la distancia X donde se encuentra el plano de saturación S_w , medida a partir del punto de inyección.

SATURACION DE AGUA PROMEDIA EN EL ESTRATO⁽⁶⁾

Hasta el momento en que se produce la ruptura y para la re

gión detrás del frente de agua se puede escribir:

$$A\phi X_{Swx} (S_{wp} - S_{wi}) = A\phi \left[X_{Swx} (S_{wx} - S_{wi}) + \int_{S_{wx}}^{S_{wm}} X_{Sw} dS_w \right] \quad (1-9)$$

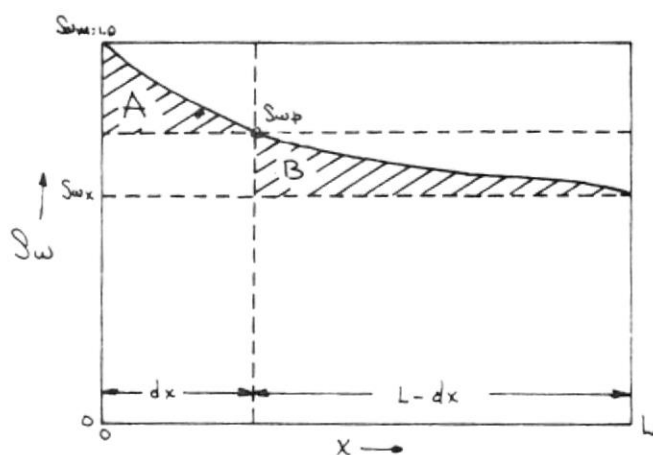


FIG. 1-2. Distribución de Saturación con distancia.

Consideraciones:

1. Una saturación promedia S_w , ha llegado a la salida del sistema después de la ruptura.
2. S_{wp} es la saturación promedia del fluido desplazante en un volumen de yacimiento barrido por el fluido desplazante después de la ruptura.
3. Los planos de saturaciones entre S_{wi} y $S_{wm} = 1.0$ avanzan linealmente de acuerdo a las ecuaciones de la tasa de avance del frente.

Para calcular la saturación de agua promedio hasta el momento de la ruptura del agua, o sea hasta que solo se tenga el petróleo remanente reemplazable por infinita inyección de agua, realizando un balance de áreas, figura (I-2), entre las áreas A y B, debiendo el volumen de yacimiento representado por el área A ser igual al volumen del yacimiento representado por el área B.

El volumen del yacimiento representado por el área A:

$$\int_{S_{wp}}^{S_{wm}} A \phi dx dS_w \quad (I-10)$$

El volumen representado por el área B:

$$\int_{S_{wx}}^{S_{wp}} A \phi (L - dx) dS_w \quad (I-11)$$

Sabemos que:

$$dx = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} dt$$

$$L = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_{wx}} dt$$

Iguando (I-10) y (I-11) y reemplazando valores:

$$\int_{Swx}^{Swp} A \emptyset \left[\frac{q_t}{A \emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Swx} dt - \frac{q_t}{A \emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dt \right] dSw = \int_{Swp}^{Sum} A \emptyset \frac{q_t}{A \emptyset} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dt dSw$$

$$\int_{Swx}^{Swp} \left[\left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Swx} - \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} \right] dSw = \int_{Swp}^{Sum} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dSw$$

$$\int_{Swx}^{Swp} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Swx} dSw - \int_{Swx}^{Swp} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dSw = \int_{Swp}^{Sum} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dSw$$

$$\int_{Swx}^{Swp} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Swx} dSw = \int_{Swx}^{Swp} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dSw + \int_{Swp}^{Sum} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dSw$$

$$\int_{Swx}^{Swp} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Swx} dSw = \int_{Swx}^{Sum} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw} dSw$$

Cambiando los límites:

$$Sum \rightarrow f_w = 1.0$$

$$Swx \rightarrow f_{wx}$$

$$\int_{Swx}^{Swp} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Swx} dSw = \int_{f_{wx}}^{1.0} df_w$$

Integrando:

$$\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Swx} (Swp - Swx) = 1 - fw_x$$

$$Swp - Swx = \frac{1 - fw_x}{\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Swx}}$$

$$Swp = Swx + \frac{1 - fw_x}{\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Swx}} \quad (I-12)$$

despejando:

$$\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{Swx} = \frac{1 - fw_x}{Swp - Swx} \quad (I-13)$$

De la ecuación (I-13) puede deducirse que la Swp puede determinarse directamente de la intersección de la recta tangente a la curva fw -vs- Sw, donde fw = 1.0; puesto es sabido que tal tangente debe pasar por los puntos (Swx, fw_x) y (Swp, 1.0), tal como se demuestra en la figura (I-3).

Similar procedimiento se puede usar para obtener la saturación promedio en el estrato para tiempos posteriores a la ruptura:

$$\text{Analíticamente: } S'_{wp} = S'_{wx} + \frac{1 - fw'_x}{\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw}\right)_{S'_{wx}}} S'_{wx} \quad (I-14)$$

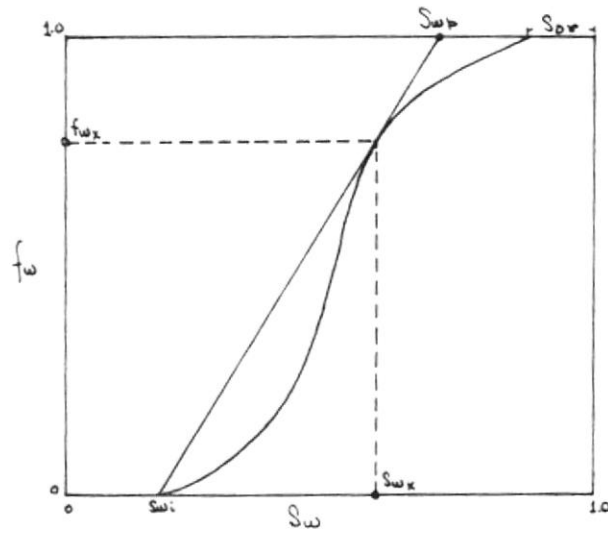


FIG. 1-3. Determinación de la saturación de agua promedio en el momento de la ruptura.

Gráficamente:

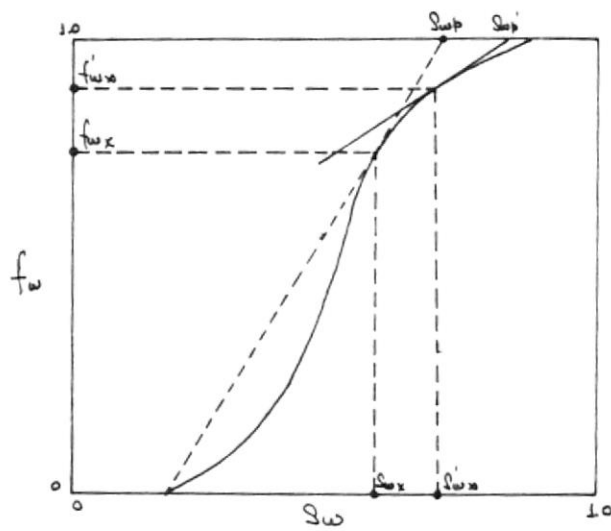


FIG. 1-4. Determinación de la saturación de agua promedio después de la ruptura.

CALCULO DE LA DERIVADA $(\partial f_w / \partial S_w)_t$ POR METODOS ANALITICOS
Y/O NUMERICOS⁽⁶⁾

Utilizando la ecuación de flujo fraccional en su forma sim
plificada, es posible en algunos casos encontrar la derivada de
esa función como una expresión analítica, si se puede expresar
la razón k_o/k_w en función de la saturación de agua; para esto
se han presentado varias expresiones, una de las más conocidas
es:

$$\frac{k_o}{k_w} = a e^{-bS_w} \quad (I-15)$$

Donde a y b son constantes.

Así la ecuación de flujo fraccional queda:

$$f_w = \frac{1}{1 + a e^{-bS_w} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)} \quad (I-16)$$

Derivando f_w en función de la saturación:

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) = \frac{ab \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) e^{-bS_w}}{\left[1 + a e^{-bS_w} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) \right]^2} \quad (I-17)$$

Esta expresión puede ser utilizada para el cálculo de la
derivada por medio de computadoras. En el caso de que no sea po
sible obtener expresiones analíticas para la relación k_o/k_w pue
den utilizarse métodos numéricos; así como el uso de la aproxi
mación central para la primera derivada.

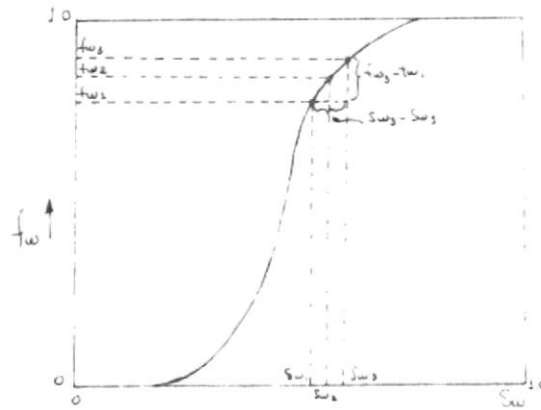


FIG. 1-5 Cálculo Numérico de la derivada $(\partial f_w / \partial S_w)$.

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} = \frac{f_{w3} - f_{w1}}{2 \Delta S_w} \quad (1-18)$$

1.2. METODO DE HIGGINS Y LEIGHTON (7, 8, 9)

DESCRIPCION DEL METODO:

La ecuación de balance de materia

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_x = - \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial x} \right) =$$

Ecuación (B-7) en el Apéndice B, relaciona variables cuando un fluido desplazante entra en un pequeño elemento de arena, ha sido expuesta por Buckley y Leverett⁽⁷⁾. Ellos mostraron que, en términos de Q_T la cantidad de fluido desplazante entrando en

el sistema, la ecuación anterior puede ser expresada:

$$\Delta x = \frac{\phi_T}{A \phi} \left(\frac{\partial h_w}{\partial S_w} \right) \quad (I-19)$$

Considerando varios conductos como aproximadamente de una dimensión y despreciando el gradiente de presión transversal al flujo, la ecuación (I-19) puede ser expresada aproximadamente como:

$$\int_{x_1}^{x_2} \phi(x) A(x) dx = \phi_T h'_w \quad (I-20)$$

El término integral, un volumen, tiene propiedades similares a las que encontró Buckley y Leverett.

Higgins y Leighton dividieron los canales (Fig. I-6) de flujo de un arreglo de 5 pozos en celdas de igual volumen, si bien, el volumen de cada celda en cada canal es el mismo, el volumen de una celda de un canal no es el mismo que el de otros canales porque los volúmenes de los canales son diferentes entre sí. La división de canales en celdas de igual volumen es conveniente para los cálculos de flujos de tres fases porque el movimiento del gas y petróleo desde las celdas invadidas pueden ser determinados en término del número de celdas invadidas y -

fracciones de ellas a través de las cuales las fases gas y petróleo son desplazadas.

La entrada de la fase agua forma un banco en la forma de un pistón, cuya forma es determinada por las permeabilidades al agua y al petróleo en la presencia de gas irreductible. Holmgren and Morse⁽¹⁰⁾, Richardson and Perkins⁽¹¹⁾, han presentado muestras conteniendo gas libre antes de la invasión de agua. El pistón desplaza el gas a la saturación de gas irreductible mientras se mueve de celda a celda. La eficiencia de desplazamiento del pistón depende de la viscosidad del petróleo siendo desplazado y de las características de la roca. La forma del pistón es determinado por las derivadas de la ecuación de flujo fraccional extendida para intervalos iguales desde la suma de las saturaciones de petróleo y gas residual a la saturación a la cual podría ocurrir el primer rompimiento del agua. Después del rompimiento del agua, la última derivada corresponde a la saturación a la cara de salida.

La forma del pistón, la distribución de saturación y la permeabilidad media (o su recíproca, la resistencia) son obtenidas de Figura(I-7) La S_w promedia determina la cantidad de petróleo y gas desplazado por el agua. La permeabilidad media combinada con el factor de forma G de la celda determina la resistencia de

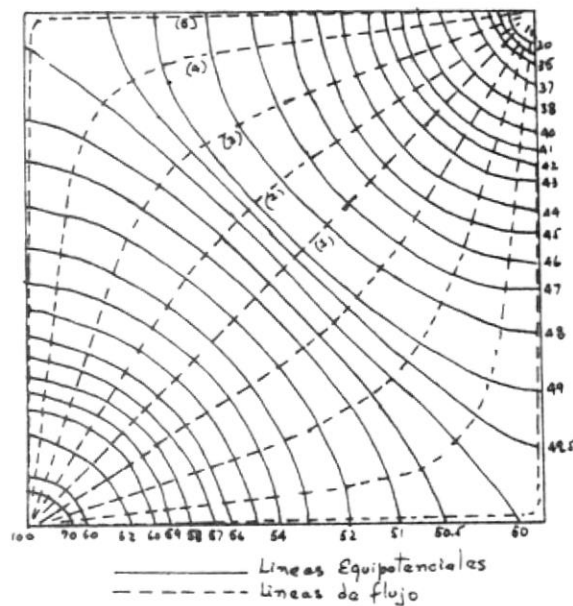


FIG. I-6. Líneas equipotenciales y de flujo usadas para calcular el comportamiento de un arreglo de 5 pozos, canal 1 fue obtenido entre las líneas - de flujo 1 y 2.

bida a las fases agua y petróleo en la celda o celdas invadidas.

Datos de laboratorios y cálculos de Buckley - Leverett mostraron que la fase gas es disminuida a su saturación irreductible abruptamente. En la ausencia de datos de laboratorios para el desplazamiento de gas mezclado con petróleo por agua, es asumido que el desplazamiento del gas es rápido y completo porque la viscosidad del gas es baja y la permeabilidad relativa al - gas es alta; esto es, el gas tiene una alta movilidad.

En los cálculos después de que la primera celda es invadida, el pistón es alargado de celda a celda de acuerdo a una for

ma normalizada. El petróleo y gas desplazado se mueven a la cabeza del pistón, y la cantidad de gas y petróleo desplazado depende de la distribución de saturación de agua y petróleo asociados con el pistón.

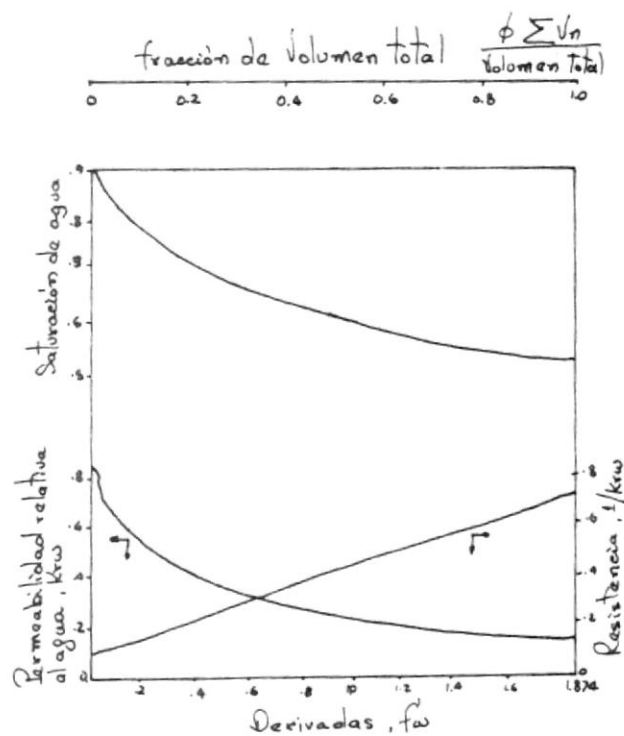


FIGURA I-7. Saturación de agua y permeabilidad al Agua Vs. Derivada del flujo fraccional y fracción de volumen total detrás del frente de invasión.

La resistencia al flujo en cada celda debido a la presencia de las fases de petróleo, agua y gas en cada celda es determinado después de cada invasión progresiva del agua. Esta resistencia al flujo combinada con el factor de forma de cada celda y la caída de presión desde el pozo de entrada al de salida, determina el flujo de un canal. El flujo combinado de todos los canales al mismo tiempo transcurrido da el comportamiento neto de un modelo de 5 pozos.

Las únicas suposiciones son que el banco de petróleo ha desplazado el gas completamente a la Sgr como determinada en el laboratorio, petróleo no es desplazado por el gas móvil y los cálculos del comportamiento de flujo pueden ser realizados por el uso de canales. La última suposición fue encontrada válida por los autores ⁽⁸⁾ para flujo de 2 fases por comparación con comportamientos en laboratorios de un arreglo de 5 pozos en las cuales la razón de viscosidades petróleo-agua varía desde 0,083 a 754.

Puesto que el método de Higgins y Leighton está basado, esencialmente, en el cálculo del comportamiento de cada uno de los canales en que se considera dividida la formación. Dicho cálculo incluye 3 etapas: (a) Desde el instante en que se inicia la inyección del agua hasta la surgencia del petróleo. (b) En-

tre la surgencia del petróleo y la del agua. (c) A partir de la surgencia del agua hasta una relación de agua petróleo fijada como límite para la predicción.

ETAPA COMPRENDIDA ENTRE EL INICIO DE LA INYECCION DE AGUA Y LA SURGENCIA DE PETROLEO

Para las dos primeras etapas el cálculo del comportamiento de un canal se realiza por pasos relacionados a la invasión, en orden sucesivo, de cada una de las celda.

En el banco de gas y debido a la gran diferencia entre la movilidad de éste y la del petróleo, se considera que solo fluye gas⁽¹²⁾. Por lo que al invadirse la primera celda de un canal se forma un banco de gas, un banco de petróleo y una fase subordinada, (ver figura I-8). Sucediendo esto cuando la saturación inicial de agua es igual o menor que la crítica, considerando el agua existente como inmóvil.

El gasto instantáneo de inyección de agua al canal, al final de la invasión de cada celda, se calcula con la ecuación I-21, la que se obtiene aplicando la ecuación de Darcy para flujo lineal a cada una de las celdas y sumando la caída de presión que ocurre en cada una de ellas.

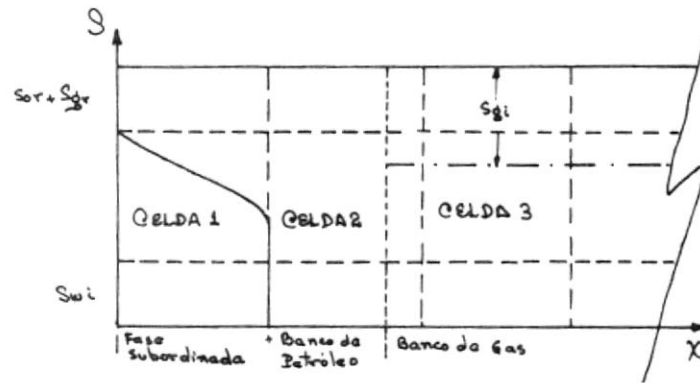


FIGURA I-8. Distribución de saturaciones en un canal cuando $S_{wi} \leq S_{wc}$.

$$q_{wi} = \frac{K \Delta p}{\sum_{i=1}^{c_i} \frac{G_i}{\bar{K}_{roi} \mu_o} + \frac{G_i}{\bar{K}_{rwi} \mu_w} + \sum_{j=c_i+1}^{FA} \frac{G_j}{K_{roiw} \mu_o} + \sum_{k=FA}^{40} \frac{G_k \mu_g}{K_{gr}}} \quad (I-21)$$

La deducción de esta ecuación se presenta en el Apéndice - D.

Las permeabilidades medias relativas al agua y al petróleo en la fase subordinada se calculan de las ecuaciones (I-22) y (I-23), respectivamente, y los datos necesarios se obtienen de los gráficos de la figura (I-9), para lo cual se divide el área bajo la curva correspondiente en tantos sectores como celdas invadidas haya. Para determinar la amplitud de dichos sectores, Δf_{wbr} , se divide la abscisa, f_{wbr} , entre el número de celdas invadidas.

$$\bar{k}_{rwj} = \frac{\int_{\delta'_j}^{\delta'_{j+1}} d\delta'_w}{\int_{\delta'_j}^{\delta'_{j+1}} \frac{1}{k_{rw}(\delta'_w)} d\delta'_w} \quad (I-22)$$

$$\bar{k}_{roj} = \frac{\int_{\delta'_j}^{\delta'_{j+1}} d\delta'_w}{\int_{\delta'_j}^{\delta'_{j+1}} \frac{1}{k_{ro}(\delta'_w)} d\delta'_w} \quad (I-23)$$

La división de cada una de las áreas entre $\Delta\delta'_w$ proporcióna los valores medios de las permeabilidades relativas al a gua y al petróleo, según la curva de que se trate, a las condi ciones existentes en cada celda invadida.

Las curvas de k_{ro} y k_{rw} -vs- S_w , obtenidas de análisis pe trofísicos, sirven para obtener la curva de flujo fraccional de agua contra la saturación de agua, que a su vez se utiliza para obtener sus derivadas, necesarios para construir las curvas de la figura (I-9), en las cuales se considera solamente la parte correspondiente a la zona invadida, o sea, desde la saturación

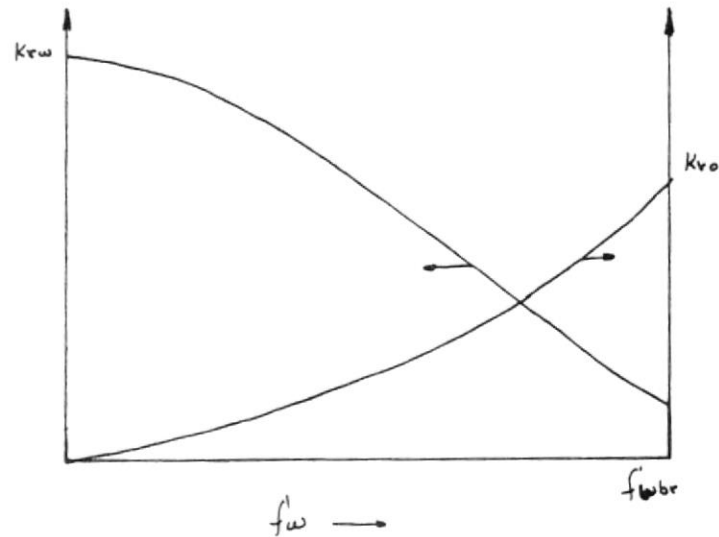


FIGURA I-9. Permeabilidades relativas Vs. Las derivadas del flujo fraccional de agua.

de agua a la surgencia hasta $(1 - S_{or} - S_{gr})$.

El volumen de agua inyectada necesario para la invasión sucesiva de cada celda se calcula con la ecuación (I-24), y, debido a que los volúmenes de poros de las celdas son iguales, los incrementos son constantes hasta el momento en que se invade la última celda del canal.

$$\Delta W_i = V_p (S_{wp} - S_{wi}) \quad (I-24)$$

Como se supone que el gas móvil es desplazado primero y después el petróleo, la posición del frente de petróleo puede determinarse. Así, al invadirse la primera celda el frente de

petróleo avanza un valor dado por:

$$FA' = \frac{SWP - Swi}{Sgm} \quad (I-25)$$

Puesto que el incremento de volumen de agua inyectada es constante, la posición del frente de petróleo, FA, es proporcional al número de celdas invadidas:

$$FA = FA' \times ci \quad (I-26)$$

El tiempo transcurrido en invadirse cada una de las celdas se obtiene dividiendo el volumen de agua inyectada entre la tasa media de inyección del canal que la contiene:

$$\Delta t_j = \frac{\Delta w_i(j)}{\frac{q_{wi}(j) + q_{wi}(j-1)}{2}} \quad (I-27)$$

En esta etapa las producciones de agua y petróleo son nulas.

ETAPA COMPRENDIDA ENTRE LA SURGENCIA DEL PETRÓLEO Y LA SURGENCIA DEL AGUA.

Para los canales en que la saturación de gas móvil sea nula, los cálculos para determinar su comportamiento se inician en esta etapa.

Durante esta etapa, los volúmenes de agua inyectada y los tiempos necesarios para la invasión de las celdas se determinan utilizando el procedimiento de la etapa anterior. La ecuación q_{wi} se modifica haciendo desaparecer el tercer término del denominador, resultando:

$$q_{wi} = \frac{c_i K \Delta p}{\sum_{i=1}^{c_i} \frac{G_i}{\frac{K_{ro_i}}{\mu_o} + \frac{K_{rw_i}}{\mu_w}} + \sum_{j=c_i+1}^{40} \frac{\mu_o G_j}{K_{ro_{iw}}} } \quad (I-28)$$

En esta etapa el incremento de petróleo producido se calcula mediante la ecuación (I-29).

$$\Delta N_p = \Delta W_i \left(\frac{\beta_w}{\beta_o} \right) \quad (I-29)$$

En esta etapa la producción de agua todavía es nula.

ETAPA COMPRENDIDA DESDE LA SURGENCIA DE AGUA HASTA LA RELACION AGUA PETROLEO FIJADA COMO LIMITE.

Al comienzo de esta etapa, el frente de agua inyectada está justamente en la cara de salida, por lo que el valor de saturación y el del flujo fraccional de agua, en dicha cara, aumentan a medida que la inyección de agua continúa.

El gasto de agua inyectada se calcula a partir de la ecuación (I-30).

$$q_{wi} = \frac{K \Delta p}{40} \sum_{i=1} \frac{G_i}{\frac{\bar{k}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{k}_{rwi}}{\mu_w}} \quad (I-30)$$

Iniciado la surgencia de agua, el cálculo se divide en 20 etapas, basadas en la división en 20 partes iguales del eje que representa la derivada del flujo fraccional, figura (I-9). En cada etapa, el valor de la derivada en la cara de salida del canal disminuye un vigésimo del valor original.

$$\dot{f}_{wbr-m}(j) = \dot{f}_{wbr-m}(j-1) - \Delta \dot{f}_{wbr} \quad (I-31)$$

Donde:

(j) = es el número de etapas

$\Delta \dot{f}_{wbr}$ = es la vigésima parte de \dot{f}_{wbr}

Las permeabilidades relativas al agua y al petróleo en la fase subordinada se calculan de las ecuaciones (I-22) y (I-23) y los datos necesarios se obtienen de los gráficos de la figura (I-10), para lo cual se divide el área sombreada bajo la curva

correspondiente en 40 sectores de igual espesor, pues ya han sido invadidas todas las celdas del canal, estas áreas serán cada vez menores, a medida que f'_{wbr-m} disminuye.

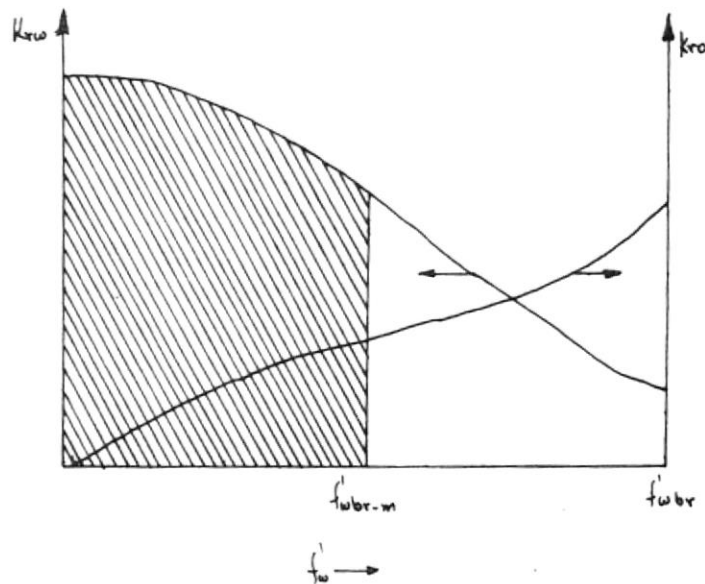


FIGURA I-10. Permeabilidades relativas Vs. las derivadas del Flujo fraccional de agua.

El incremento del volumen de petróleo producido se obtiene a partir de las saturaciones de agua promedias calculadas para el canal.

$$\Delta N_p(j) = V_p (S_{wp}(j) - S_{wp}(j-1)) \quad (I-32)$$

La saturación de agua promedia, para cada paso, se obtiene

de la ecuación de Welge⁽²⁾.

$$S_{wp}(j) = S_{wbr-m}(j) + \frac{1 - f_{wbr-m}(j)}{f'_{wbr-m}(j)} \quad (I-33)$$

Con el valor de f'_{wbr-m} , obtenido de la ecuación (I-31), se determina los valores K_{ro} y K_{rw} en la cara de salida del canal, estos valores sirven para obtener la relación agua petróleo producido en ese instante.

$$R_{AP}(j) = \frac{K_{rw}(j)}{K_{ro}(j)} \times \frac{\mu_o}{\mu_w} \times \frac{\beta_o}{\beta_w} \quad (I-34)$$

La tasa instantánea de petróleo producido

$$q_o(j) = \frac{q_{wi}(j)}{1 + R_{AP}(j)} \quad (I-35)$$

El tiempo necesario, para que el proceso cubra cada uno de los pasos, se calcula dividiendo el incremento de volumen de petróleo producido en cada paso entre la tasa promedio de petróleo.

$$\Delta t_{(j)} = \frac{2 \times \Delta N_p(j)}{q_o(j) + q_o(j-1)} \quad (I-36)$$

El volumen de agua producida en cada paso

(1-38)

$$\Delta W_r(f) = \Delta N_p(f) + \Delta W_p(f)$$

El volumen de agua inyectada en cada paso

(1-37)

$$\Delta W_p(f) = \frac{\Delta N_p(f) (R_{AP}(f) - R_{AP}(f-1))}{2}$$

CAPITULO II

PROCESAMIENTO DE DATOS

SECUENCIA DE CALCULO:

Este Método de Higgins - Leighton utilizado para el cálculo del comportamiento del Yacimiento Oriente, se basa fundamentalmente en el cálculo del comportamiento de cada uno de los canales que componen dicho yacimiento, por lo que la secuencia de cálculo está enfocada al comportamiento de un canal.

1. Primera Etapa

1.1. Se obtiene la relación agua-petróleo en el frente de invasión

$$RAP = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w}$$

1.2. Se determina la saturación media atrás del frente, utilizando la ecuación de Welge.

$$S_{wp} = S_{wf} + \frac{1 - f_w}{FPBR}$$

El valor de la saturación de agua promedio, S_{wp} , se mantiene constante durante la invasión sucesiva de las cel

das hasta la surgencia del agua.

1.3. Cálculo del volumen poroso de una celda.

$$V_p = \frac{A_c \times (E_{sc})^2 \times \emptyset \times E_v \times h}{40}$$

Si no existe saturación de gas móvil, S_{gm} , el cálculo se prosigue en el paso 2.1.

1.4. Al invadirse la primera celda, se calcula el número de celdas y fracción de ellas que avanza al frente de petróleo.

$$F_A = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{S_{gm}}$$

1.5. Se calcula el gasto de inyección al inicio de la inyección, o sea para un número de celdas invadidas igual a cero.

$$q_{wi} = \frac{K \times K_{rg} \times \Delta p}{\mu_g \sum_{i=1}^{40} G_i}$$

1.6. Se incrementa en uno el número de celdas invadidas y se determina la posición del frente de petróleo en el canal.

$$F_R = F_A \times C_i$$

Para $Fr < 40$ se continúa el cálculo en el siguiente paso, en caso contrario el cálculo prosigue en el paso 2.1

- 1.7. Cálculo del gasto instantáneo de inyección al canal.

$$q_{wi} = \frac{K \times \Delta p \times H}{\sum_{i=1}^{c_i} \frac{G_i}{\frac{K_{roi}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}} + \sum_{j=c_i+1}^{FR} \frac{\mu_o G_j}{K_{roiw}} + \sum_{k=FR}^{40} \frac{\mu_g G_k}{K_{rg}}}$$

- 1.8. Se determina el gasto medio de inyección durante la invasión de la celda

$$q_{wi}(j-1/2) = \frac{q_{wi}(j) + q_{wi}(j-1)}{2}$$

- 1.9. Volumen de agua necesario para invadir cada una de las cuarenta celdas que componen el canal.

$$\Delta W_i = (S_{wp} - S_{wi}) \times V_p$$

Este incremento de agua inyectada es constante durante la invasión sucesiva de las celdas hasta la surgencia del agua.

- 1.10. Se determina el volumen de agua inyectada acumula-

tiva, el volumen de gas producido acumulativo y el tiempo acumulativo empleado.

$$VA_i(j) = VA_i(j-1) + \Delta W_i$$

$$V_{gp}(j) = V_{gp}(j-1) + \frac{VA_i(j)}{B_g}$$

$$T(j) = \frac{\Delta W_i}{q_{wi}(j-1/2)} + T(j-1)$$

La secuencia se continua con el paso 1.6

2. Segunda Etapa

2.1. El número de celdas invadidas, c_i , se aumenta en uno, y se calcula el gasto instantáneo de inyección al canal.

$$q_{wi} = \frac{K \times \Delta p \times H}{\sum_{i=1}^{c_i} \frac{G_i}{\frac{\bar{k}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{k}_{rwi}}{\mu_w}} + \sum_{j=c_i+1}^{40} \frac{\mu_o G_j}{\bar{k}_{roi} \mu_w}}$$

2.2. Se determina el gasto medio de inyección durante la invasión de la celda

$$q_{wi}(j-1/2) = \frac{q_{wi}(j) + q_{wi}(j-1)}{2}$$

2.3. Se determina el tiempo acumulativo empleado para la invasión del número de celdas hasta este instante.

$$T(j) = \frac{\Delta W_i}{q_{wi}(j-1/2)} + T(j-1)$$

2.4. El volumen de agua inyectada acumulativa, el incremento de petróleo producido y el volumen de petróleo producido acumulativo.

$$VA_i(j) = \Delta W_i + VA_i(j-1)$$

$$\Delta N_p = \frac{\Delta W_i}{\beta_o}$$

$$VP_p(j) = VP_p(j-1) + \Delta N_p$$

2.5. Se calcula la tasa de petróleo producido

$$q_o = \frac{q_{wi}(j-1/2)}{1 + RAP}$$

Si el número de celdas invadidas, c_i , es menor o igual a cuarenta el cálculo se continúa el paso 2.1, en caso contrario se prosigue en el paso 3.1.

3. Tercera Etapa

3.1. El valor obtenido para la primera derivada del flujo - fraccional f'_{wbr} , se divide entre 20

$$\Delta f'_{wbr} = \frac{f'_{wbr}}{20}$$

3.2. Cálculo del gasto de petróleo al surgir el agua.

$$q_0 = \frac{q_{wbr}}{1 + RAP}$$

Donde q_{wbr} es el último gasto de inyección, obtenido en el paso 2.1 para $c_i = 40$

3.3. El valor de la derivada del flujo fraccional se disminuye un vigésimo del valor original.

$$f'_{wbr}(j) = f'_{wbr}(j-1) - \Delta f'_{wbr}$$

3.4. Se determina el gasto instantáneo de inyección al canal.

$$q_{wi} = \frac{K \times \Delta p \times H}{\sum_{i=1}^{40} \frac{G_i}{\frac{\bar{K}_{roi}}{\mu_o} \frac{\bar{K}_{rwi}}{\mu_w}}}$$

3.5. Con el valor de $f'_{wbr}(j)$ se obtienen valores de K_{ro} y K_{rw} , que sirven para calcular la relación agua-petróleo en la cara de salida del canal.

$$RAP(j) = \frac{K_{rw}(j)}{K_{ro}(j)} \times \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

3.6. Se calcula el gasto de petróleo para este caso

$$q_o(j) = \frac{q_{wi}(j)}{1 + RAP(j)}$$

3.7. Se calcula la saturación media de agua en el canal

$$S_{wp}(j) = S_{wf}(j) + \frac{1 - f_{wi}(j)}{f_{wbr}(j)}$$

3.8. Cálculo del incremento y el volumen de petróleo producido acumulativo, el incremento y el tiempo acumulativo, el incremento y el volumen acumulativo de agua producida, el incremento y el volumen acumulativo de agua inyectada.

$$\Delta N_p(j) = 40 \times V_p \frac{[S_{wp}(j) - S_{wp}(j-1)]}{\beta_o}$$

$$V_{Pp}(j) = V_{Pp}(j-1) + \Delta N_p(j)$$

$$\Delta T(j) = \frac{2 \times \Delta N_p(j)}{q_o(j) + q_o(j-1)}$$

$$T(j) = T(j-1) + \Delta T(j)$$

$$\Delta W_p(j) = \Delta N_p(j) \times \beta_o \times \frac{[RAP(j-1) + RAP(j)]}{2}$$

$$V_{wp}(j) = V_{wp}(j-1) + \Delta W_p(j)$$

$$\Delta W_i(j) = \Delta N_p(j) \beta_0 + \Delta W_p(j)$$

$$VA_i(j) = VA_i(j) + \Delta W_i(j)$$

- 3.9. Si la RAP fijado como límite es mayor que $RAP(j)$, ver si f'_{wbr} , es mayor que $\Delta f'_{wbr}$, si lo es, continuar en el paso 3.3. en caso contrario finaliza el cálculo del comportamiento de un canal.

PROGRAMAS DE CALCULO Y DATOS

Los datos de las características del yacimiento y de los fluidos, así como datos relativos a la operación de cada programa que intervienen constituyen la información necesaria para emplear este procedimiento.

PROGRAMA CALFW

Este programa calcula el flujo fraccional del agua y sirve para graficar la curva de flujo fraccional Vs. Saturación de agua, Figura 4.

DATOS:

SW = Saturación de agua

- PRW = Permeabilidad relativa al agua
 PRO = Permeabilidad relativa al petróleo
 UO = Viscosidad del petróleo en el Yacimiento cps.
 UW = Viscosidad del agua en el yacimiento cps.
 N = Número de filas del arreglo Sw, Krw, Kro.

PROGRAMA FPAWO

Toma valores de Krw, Kro, de la figura 3, a partir de valores de Saturación de agua del frente al momento de la ruptura ($S_{wf} = 0.50$) y calcula valores de flujo fraccional del agua, derivadas de flujo fraccional en función de la saturación de agua, las áreas bajo las curvas de Krw y Kro, Vs. f_w' , a partir del valor de $S_{wf} = 0.50$, hasta la saturación de agua promedia i gual a:

$$S_{wp} = 1 - S_{or} - S_{gr}$$

Para determinar los valores de las áreas utilizó la SUB-ROUTINE AREAS⁽¹²⁾

Para la obtención de las derivadas del flujo fraccional de agua y las áreas bajo las curvas Kro y Krw vs. f_w' se utilizan las ecuaciones II.1 y II.2 respectivamente⁽¹²⁾:

$$f'w(j) = FD1 + \frac{\frac{f'w(j+1) - f'w(j)}{Sw(j+1) - Sw(j)} - FD1}{Sw(j+1) - Sw(j-1)} \times (Sw(j) - Sw(j-1)) \quad (II-1)$$

Donde:

$$FD1 = \frac{f'w(j) - f'w(j-1)}{Sw(j) - Sw(j-1)}$$

$$\int_M^L f(x) df'w = \frac{FX(k) - FX(k+1) - FX1}{f'w(k) - f'w(k+2)} \left\{ \frac{(f'w(L))^3 - (f'w(M))^3}{3} - \right.$$

$$\left. (f'w(k+2) + f'w(k+1)) \times X2 + f'w(k+2) f'w(k+1) \times X1 \right\} +$$

$$FX1 (X2 - f'w(k+2) \times X1) + FX(k+2) \times X1 \quad (II-2)$$

Donde:

$$FX1 = \frac{FX(k+1) - FX(k+2)}{f'w(k+1) - f'w(k+2)}$$

$$X1 = f'w(L) - f'w(M)$$

$$X2 = \frac{(f'w(L))^2 - (f'w(M))^2}{2}$$

FX = Valor de la ordenada, ya sea K_{rw} o K_{ro}

El índice k , en la ecuación II.2, corresponde al primer punto dado de la curva.

Deducción de las fórmulas II.1 y II.2 en el Apéndice E.

DATOS:

1. Valores del Arreglo S_w , K_{rw} , K_{ro} .
2. S_{wdri} = Valores de saturación de agua después de la ruptura del frente de agua.
3. NP = Número de filas del arreglo S_w , K_{rw} , K_{ro} .
4. UW = Viscosidad del agua en el yacimiento cps.
5. UO = Viscosidad del petróleo, a condiciones medias de desplazamiento cps.

Obtenemos como resultado el arreglo S_w , K_{rw} , K_{ro} , f_w , f_w' , A_w y A_o ; que se utilizaron de datos del programa COCAM.

PROGRAMA COCAM

Este programa encierra en sí, el procedimiento utilizado para calcular el comportamiento de cada uno de los canales que componen a un yacimiento y utiliza los resultados del programa FPAWO y además la SUBROUTINE $SPI^{(12)}$ y la SUBROUTINE $SUMA1^{(12)}$

DATOS:

1. A_c = Area del canal; pies²
2. β_o = Factor volumétrico del petróleo, bbls/BSTO
3. G = Factores de forma de las celdas que componen un canal.
4. h = Espesor promedio de la arena productiva, pies
5. K = Permeabilidad absoluta de la arena, Darcys.
6. K_{gr} = Permeabilidad relativa al gas en el banco de gas.
7. S_{gm} = Saturación de gas móvil, fracción
8. S_{gr} = Saturación de gas residual, fracción.
9. S_{or} = Saturación de petróleo residual, fracción.
10. S_{wi} = Saturación de inicial de agua, fracción.
11. ϕ = Porosidad media de la arena, fracción.
12. S_{wf} = Saturación de agua en el frente de cada capa, fracción.
13. K_{roiw} = Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua residual.
14. μ_g = Viscosidad del gas a condiciones medias de desplazamiento, cps.
15. μ_o = Viscosidad del petróleo a condiciones medias de desplazamiento, cps.
16. μ_w = Viscosidad del agua a condiciones medias de desplazamiento, cps.

17. Arreglo S_w , K_{rw} , K_{ro} , f_w , f_w' , A_w , A_o ; dentro del intervalo comprendido entre la saturación de agua en el punto de inflexión y $(1 - S_{or} - S_{gr})$ en la curva correspondiente de flujo fraccional Vs. Saturación de agua.
18. Esc = Escala lineal utilizada para convertir las dimensiones de las áreas de los canales a dimensiones reales.
19. Ev = Eficiencia Vertical.
20. NP = Número de renglones del arreglo.
21. NCAN = Número de canales entre un pozo inyector y un pozo productor.
22. RAP = Relación agua petróleo fijada como límite, $BSTO / BSTO$.
23. Δp = Caída de presión entre un pozo inyector y un pozo productor.

PROGRAMA PIROC

Considera como datos los arreglos T, VOLGP, QWI, VAIN, - VOLPP, QOPR, VOLAP, RAP2, obtenidos para cada canal con el desarrollo del programa COCAM, y mediante la utilización de la SUBROUTINE VIADM, se interpolan en cada arreglo, valores de VOLGP, QWI, VAIN, VOLPP, QOPR, VOLAP, RAP2; a un tiempo determinado.

DATOS:

1. NJ = Número de iteraciones de tiempo.
2. NI = Número de renglones de cada uno de los arreglos.
3. T = Tiempo, años
4. VOLGP = Volumen de gas producido acumulativo en cada canal, PCN.
5. QWI = Tasa de agua inyectada a cada canal, BSTO/día
6. VAIINT = Volumen de agua inyectada acumulativa en cada canal, BSTO.
7. VOLPP = Volumen de petróleo producido acumulativo en cada canal, BSTO.
8. QOPR = Tasa de petróleo producido de cada canal, BSTO/día.
9. VOLAP = Volumen de agua producida acumulativa de cada canal, BSTO.
10. RAP2 = Relación agua - petróleo de cada canal, BSTO/BSTO.
11. JFIN = Variable de control que puede tomar los siguientes valores:

Cero o negativo = otro canal

positivo = Fin del programa

PROGRAMA COPTY

Programa para calcular el comportamiento parcial y total del Yacimiento, utilizando de datos los arreglos, T, VOLGP, QWI, VAIINT, VOLPP, QOPR, VOLAP, RAP2 de cada canal.

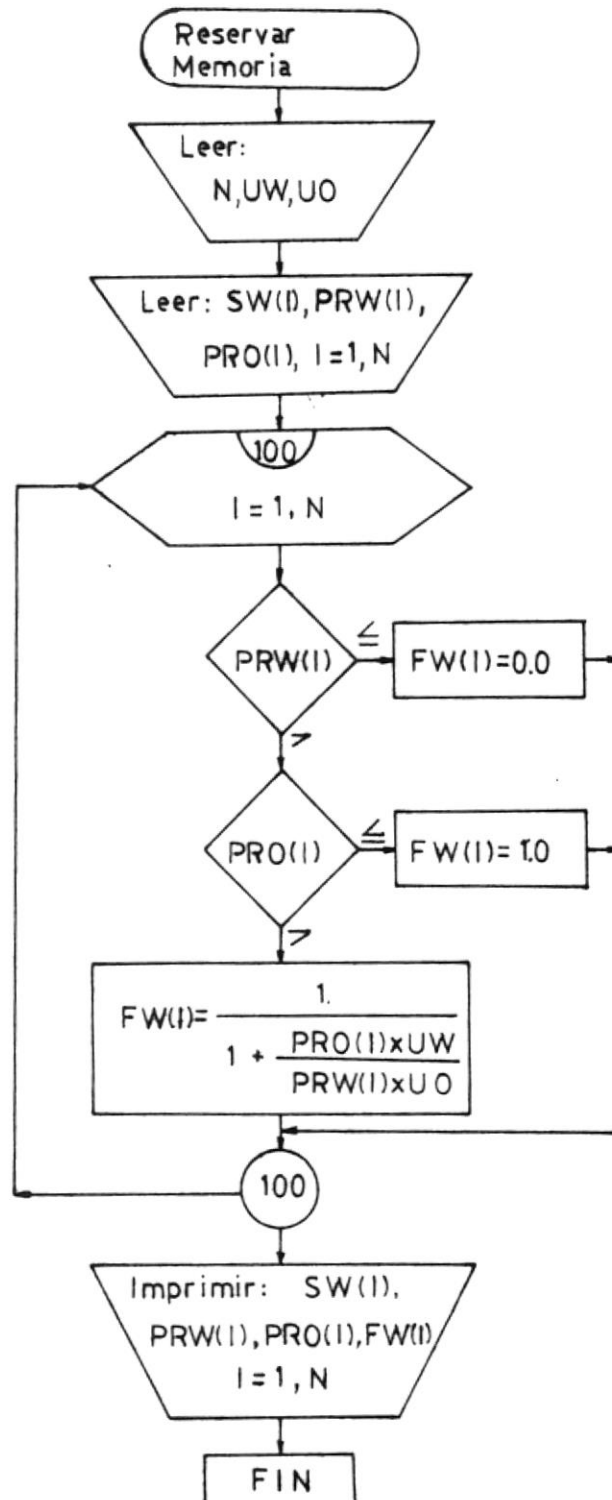
DATOS:

1. Los arreglos para cada canal obtenidos del programa PIROC
2. NI = Número de renglones de cada uno de los arreglos.

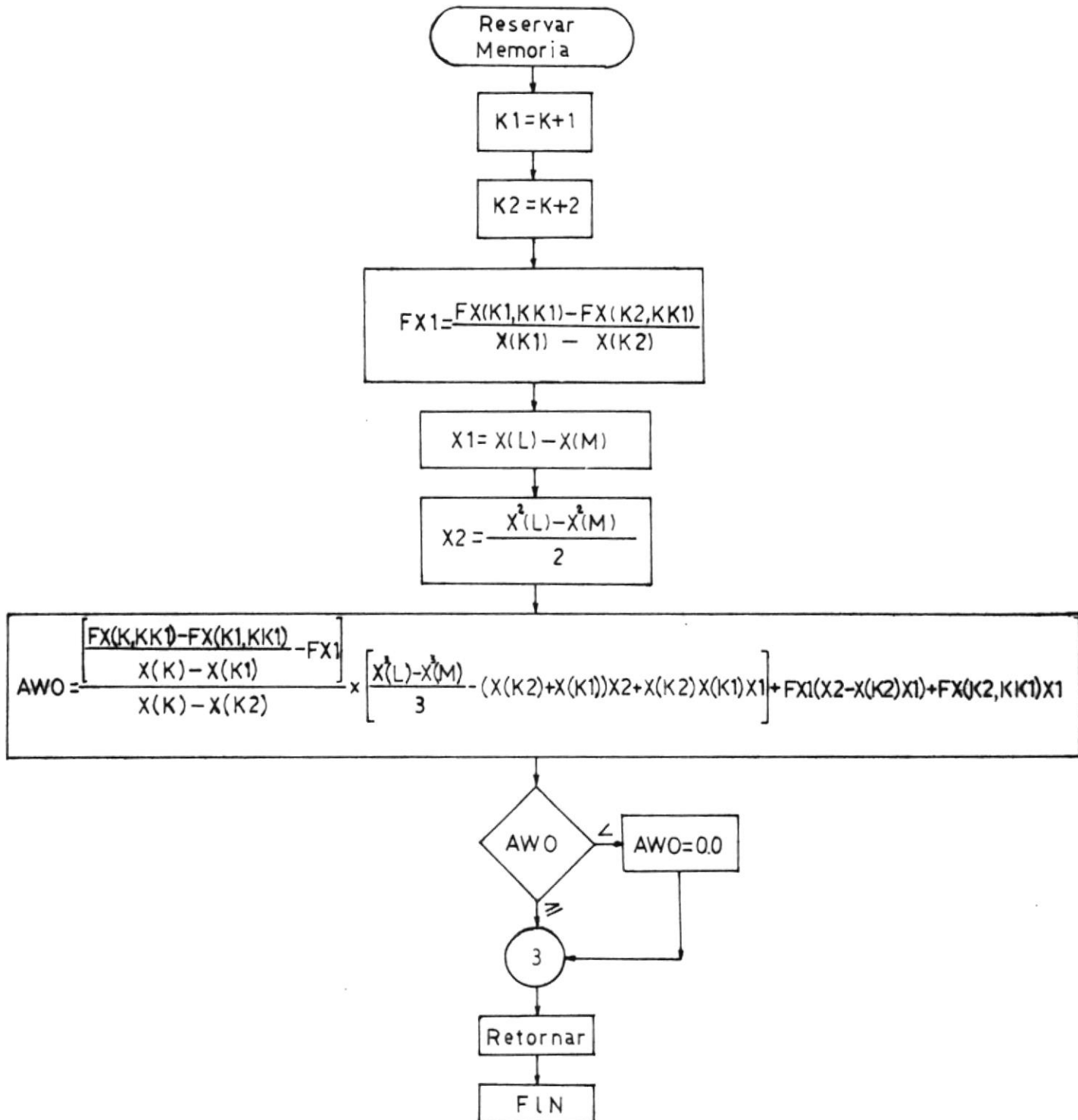
De este programa son tabulados los resultados finales, ta
blas 4,5,6.

DIAGRAMA DE FLUJO

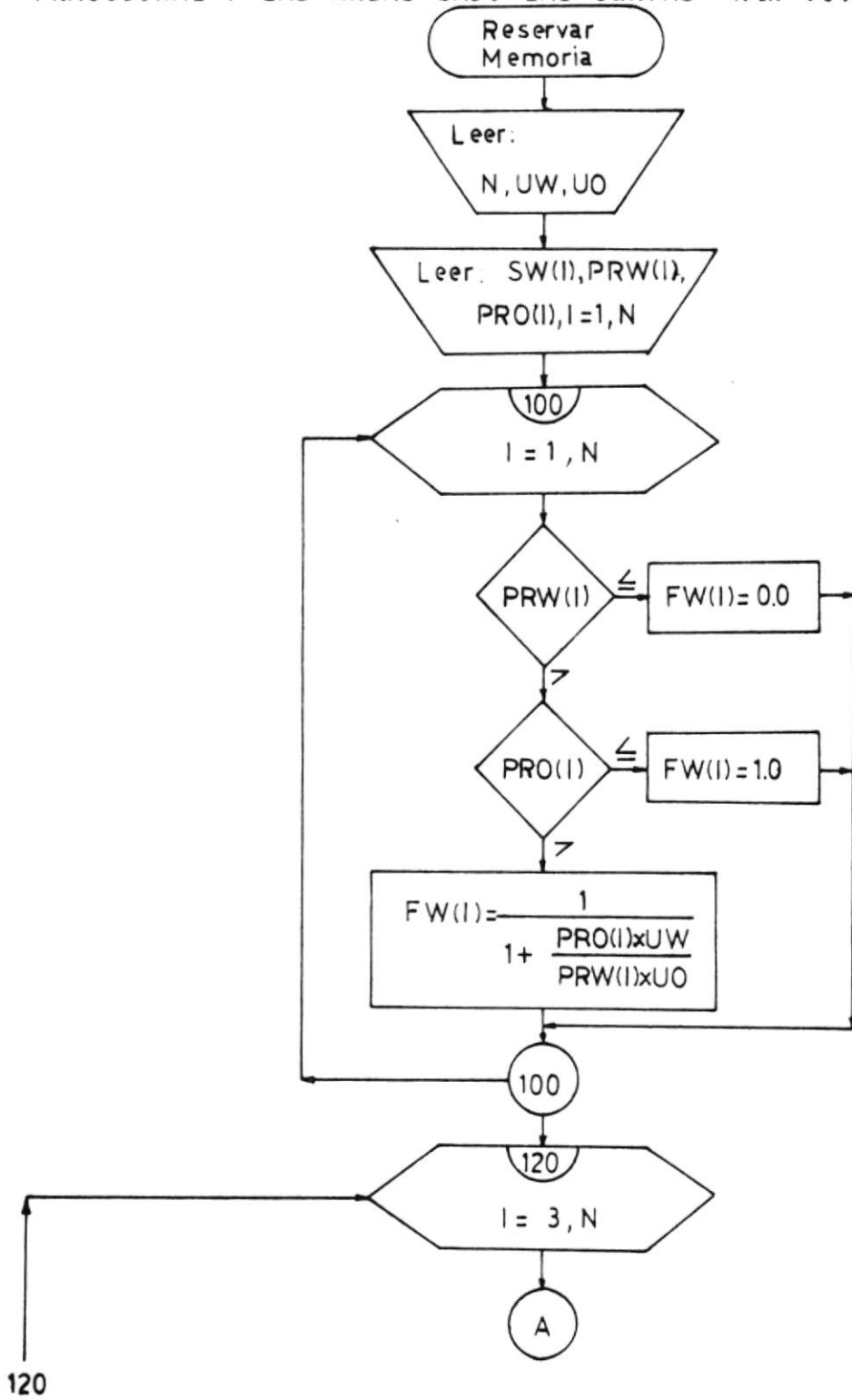
PROGRAMA CALFW: PARA CALCULAR EL FLUJO FRACCIONAL DE AGUA "fw"



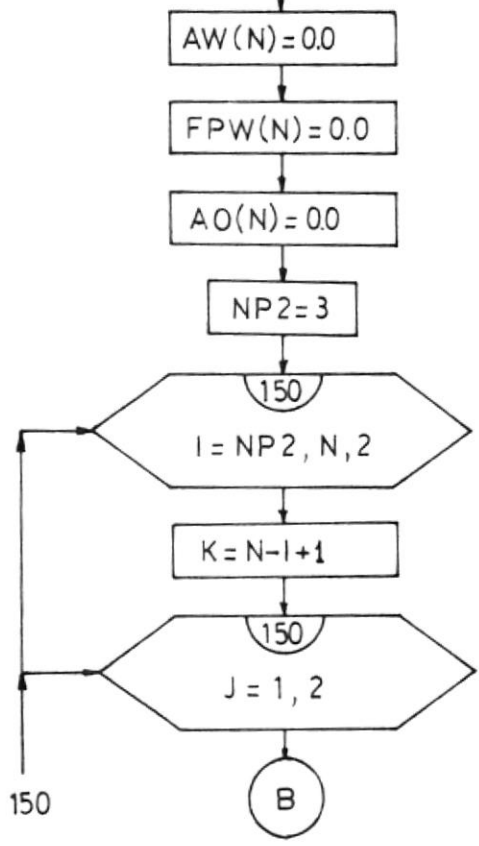
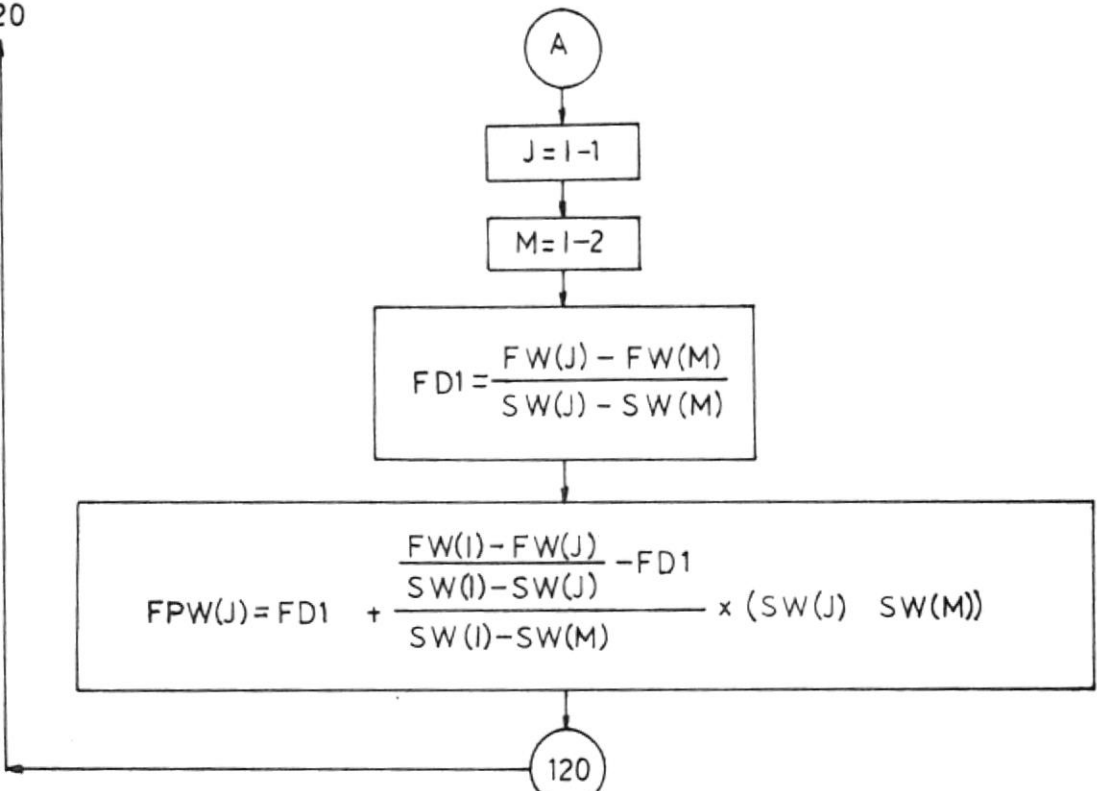
SUB-PROGRAMA PARA CALCULAR AW y A0

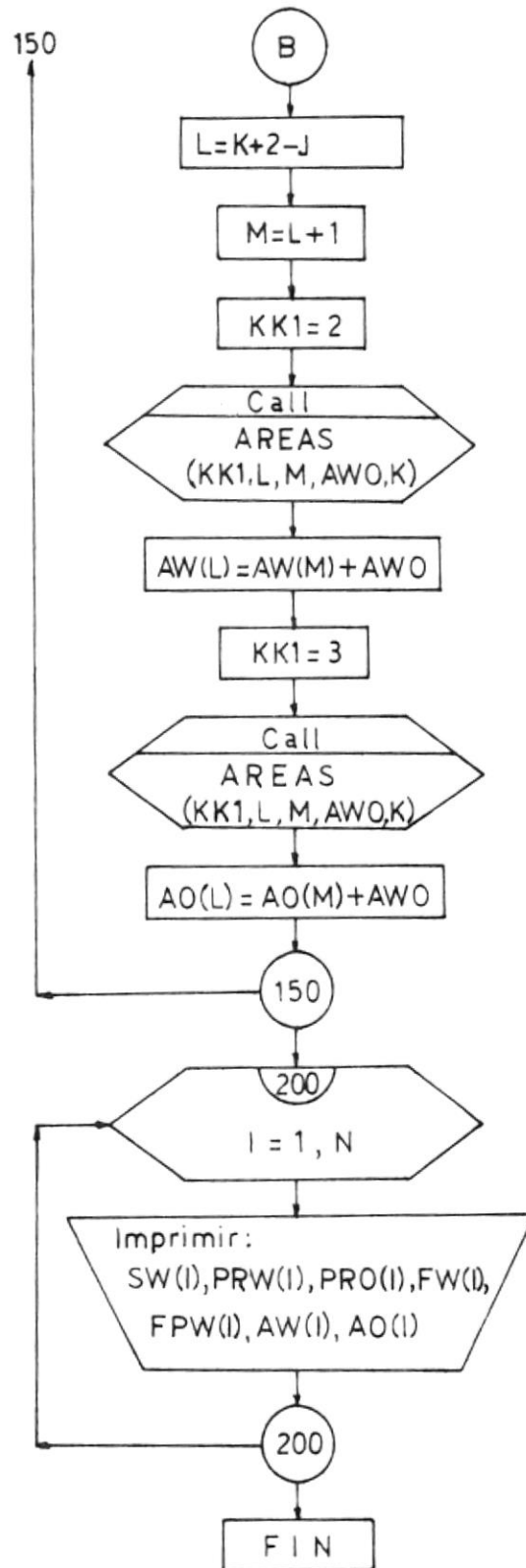


PROGRAMA FPAWO.- PARA CALCULAR LA DERIVA PRIMERA DEL FLUJO
 FRACCIONAL Y LAS AREAS BAJO LAS CURVAS K_{rw} vs. f_w' y K_{ro} vs. f_w'

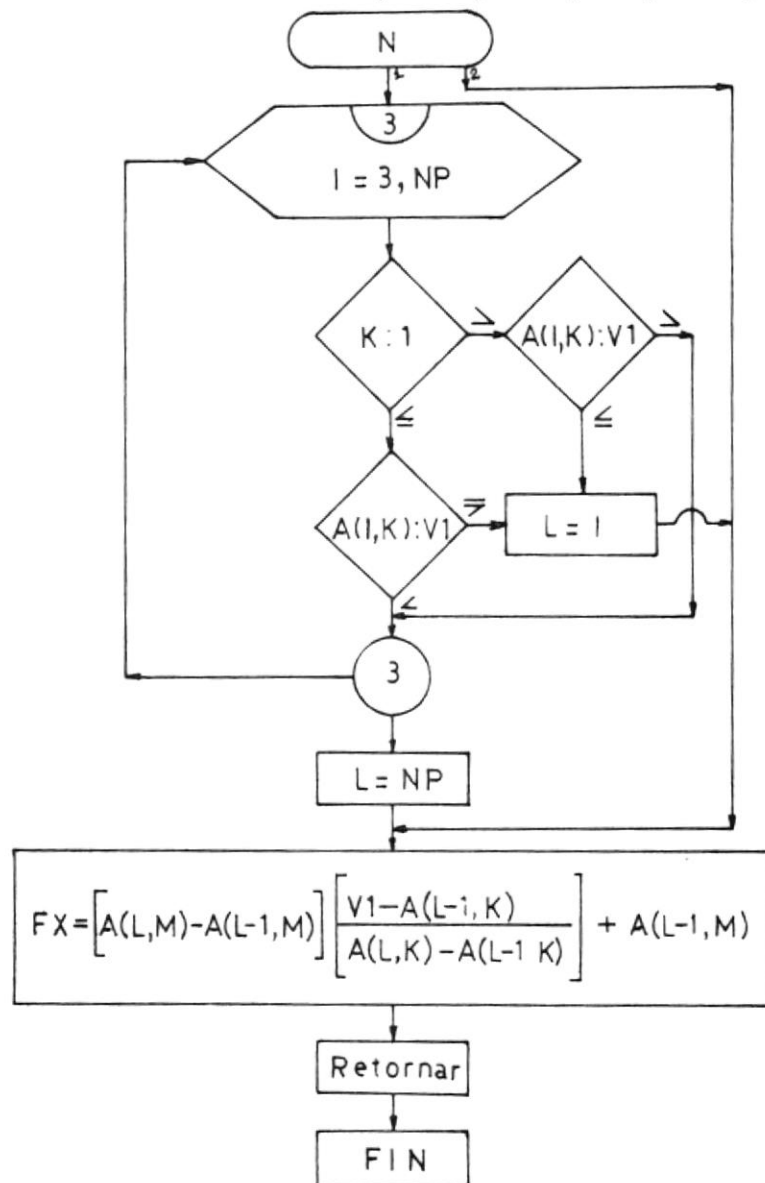


120

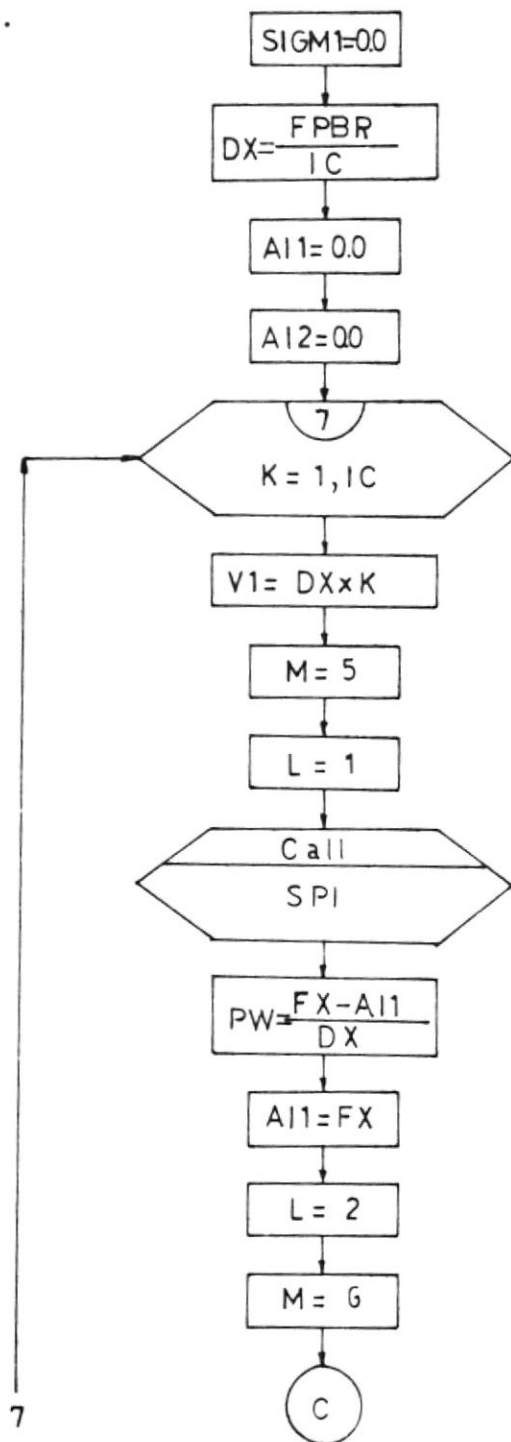


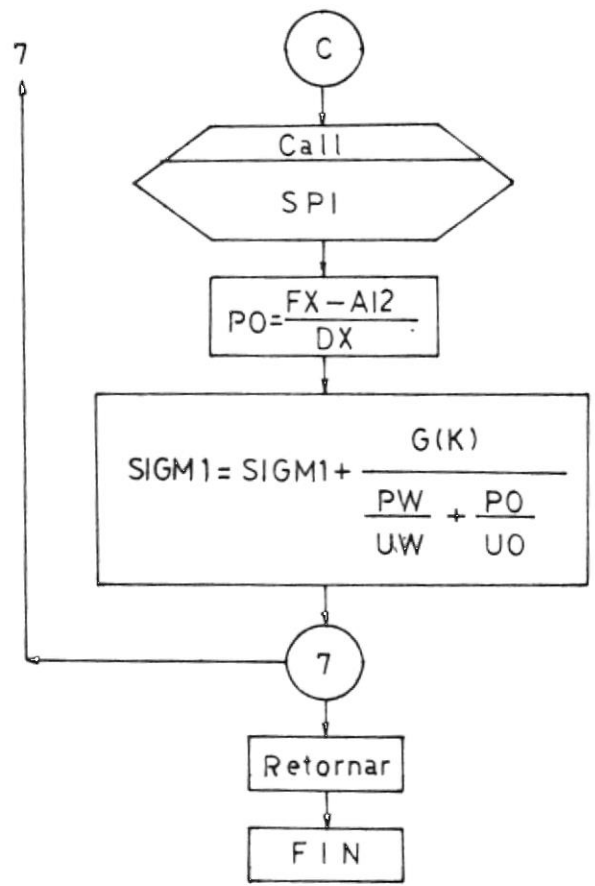


SUBROUTINE SPI.- SUBPROGRAMA PRA INTERPOLAR EN EL ARREGLO FORMADO POR LAS VARIABLES SW, PRW, PRO, FW, FPW, AW, AO

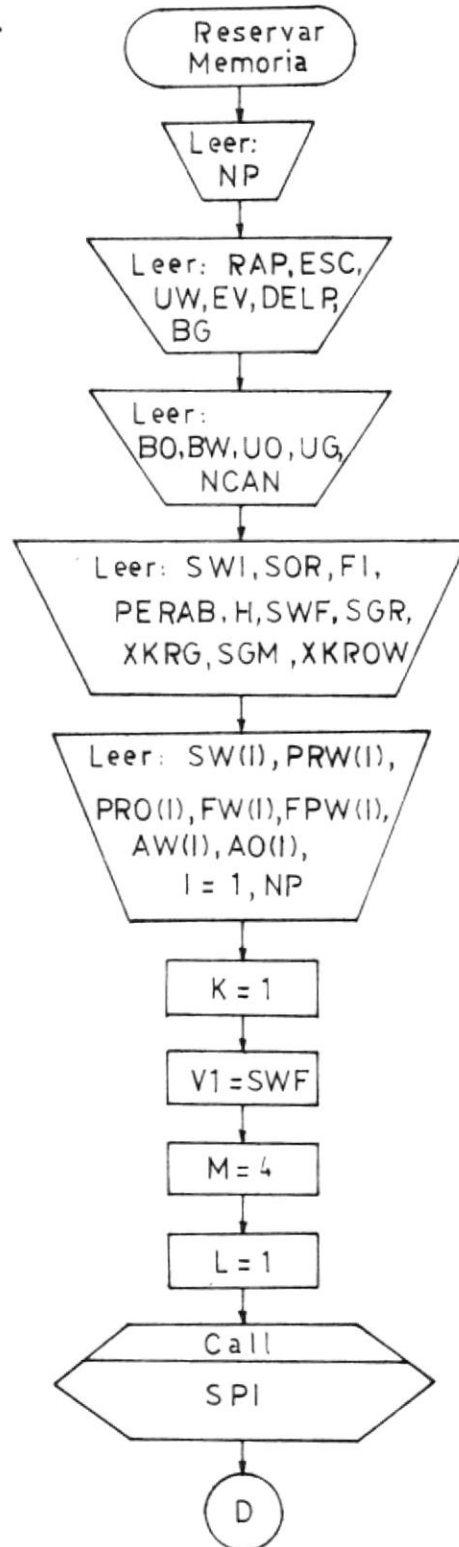


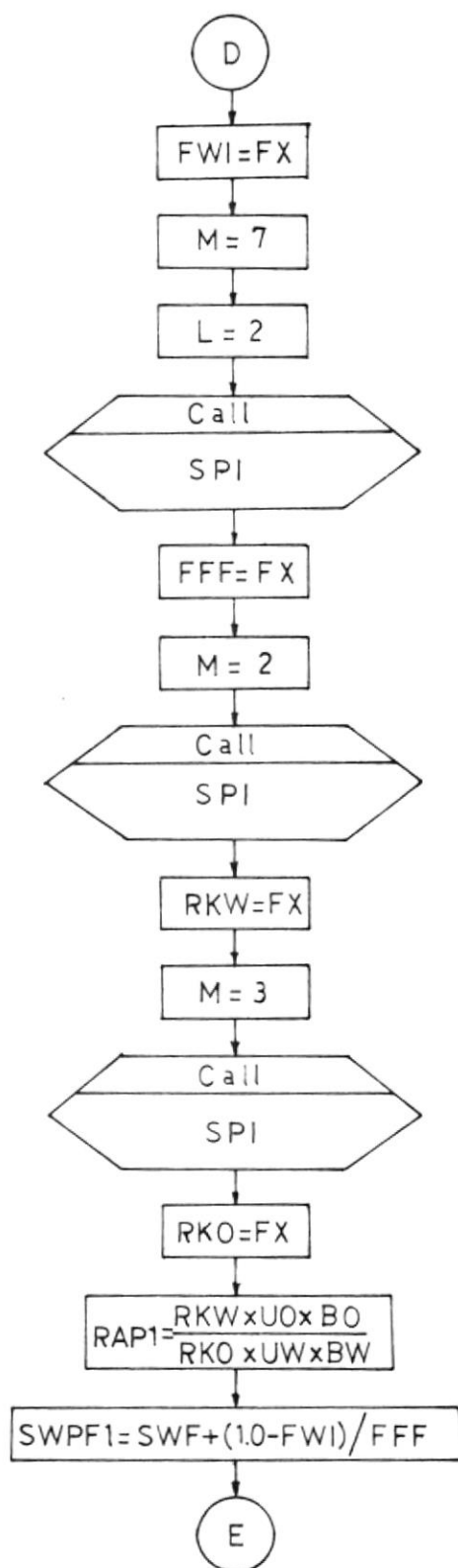
SUBROUTINE SUMA1.- SUBPROGRAMA PARA CALCULAR EL PRIMER TERMINO DEL DENOMINADOR EN LA ECUACION DE GASTO INSTANTANEO DE INYECCION DE AGUA.

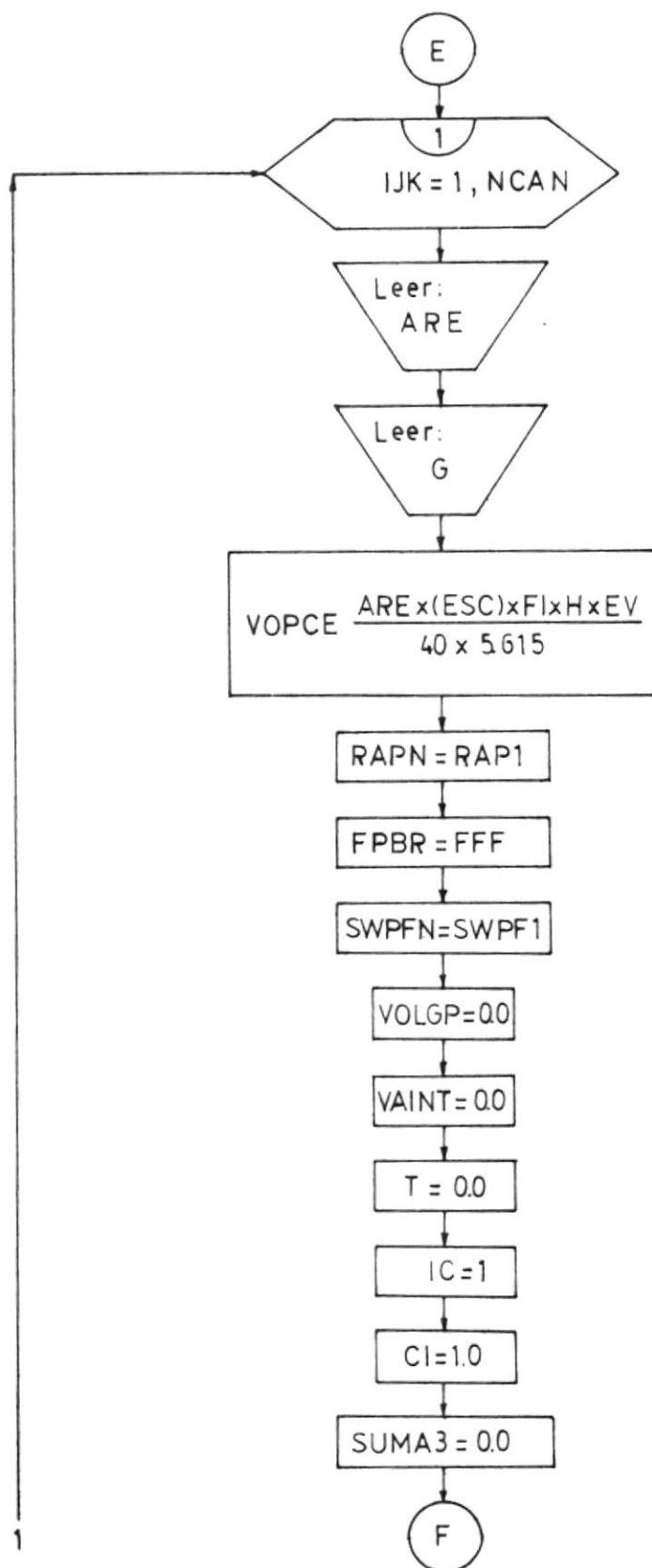


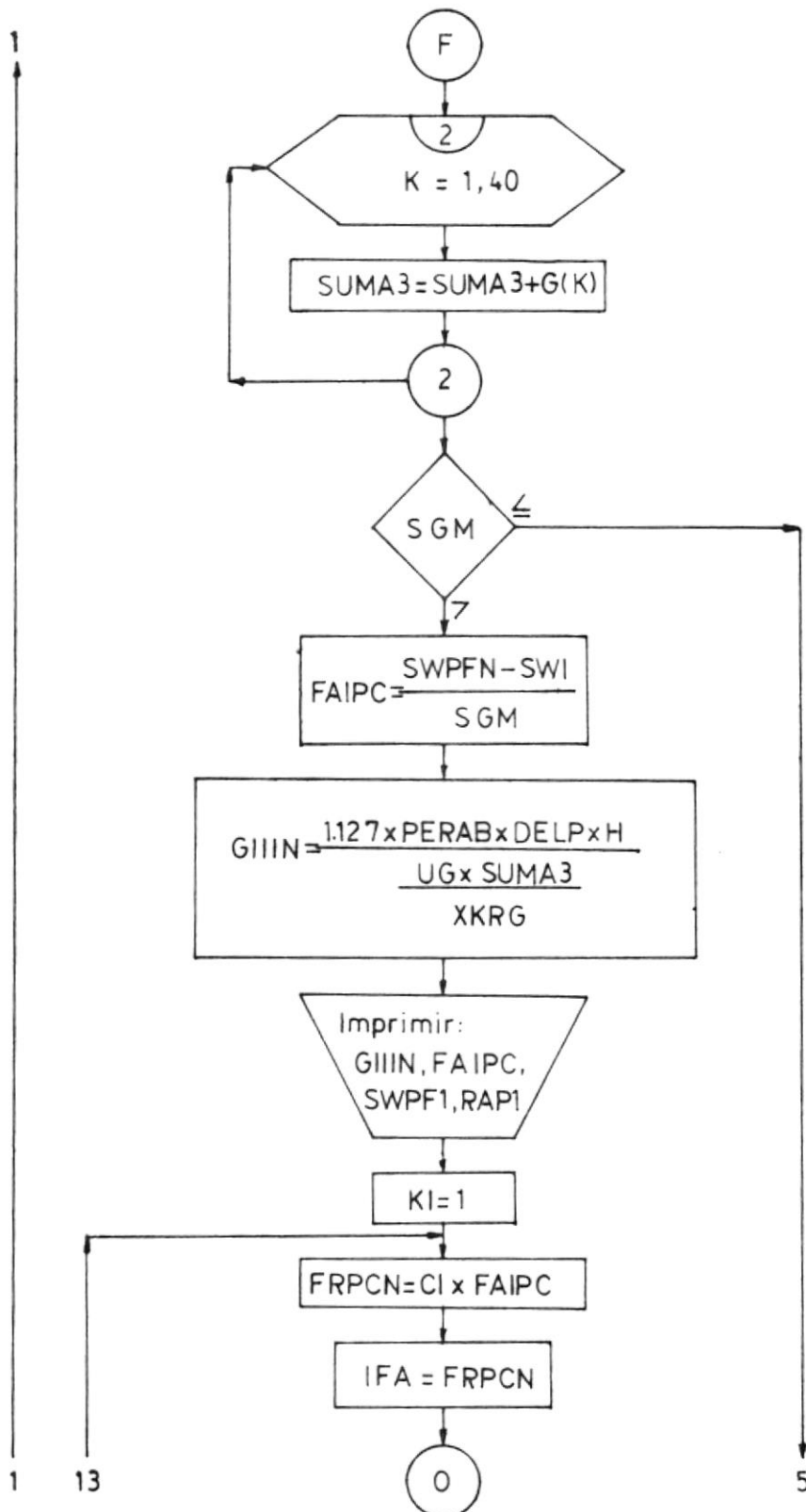


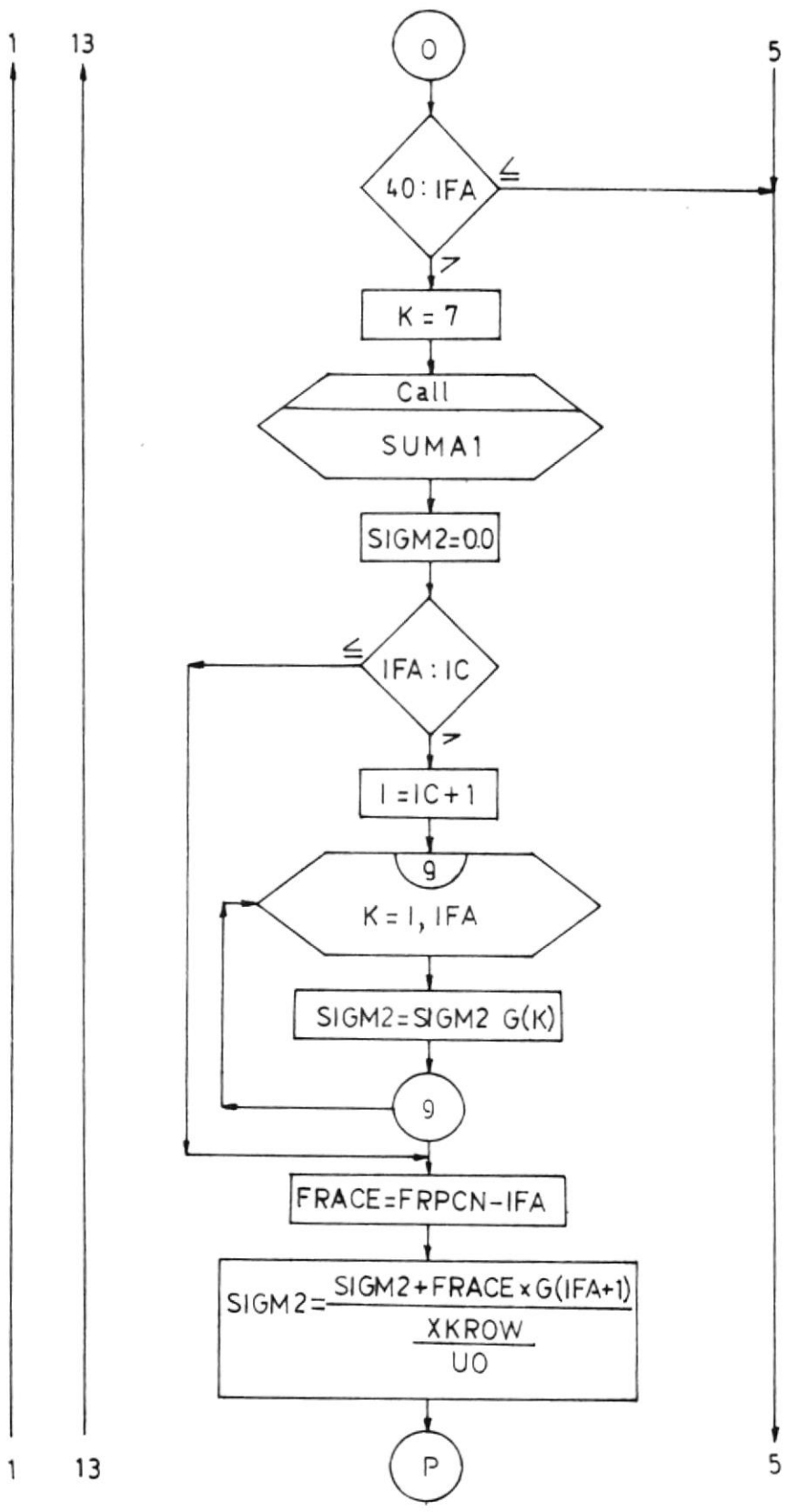
PROGRAMA COCAM.- PARA EL CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DE YACI-
MIENTOS SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA MEDIANTE EL USO DE A-
RREGLOS DE 5 POZOS.

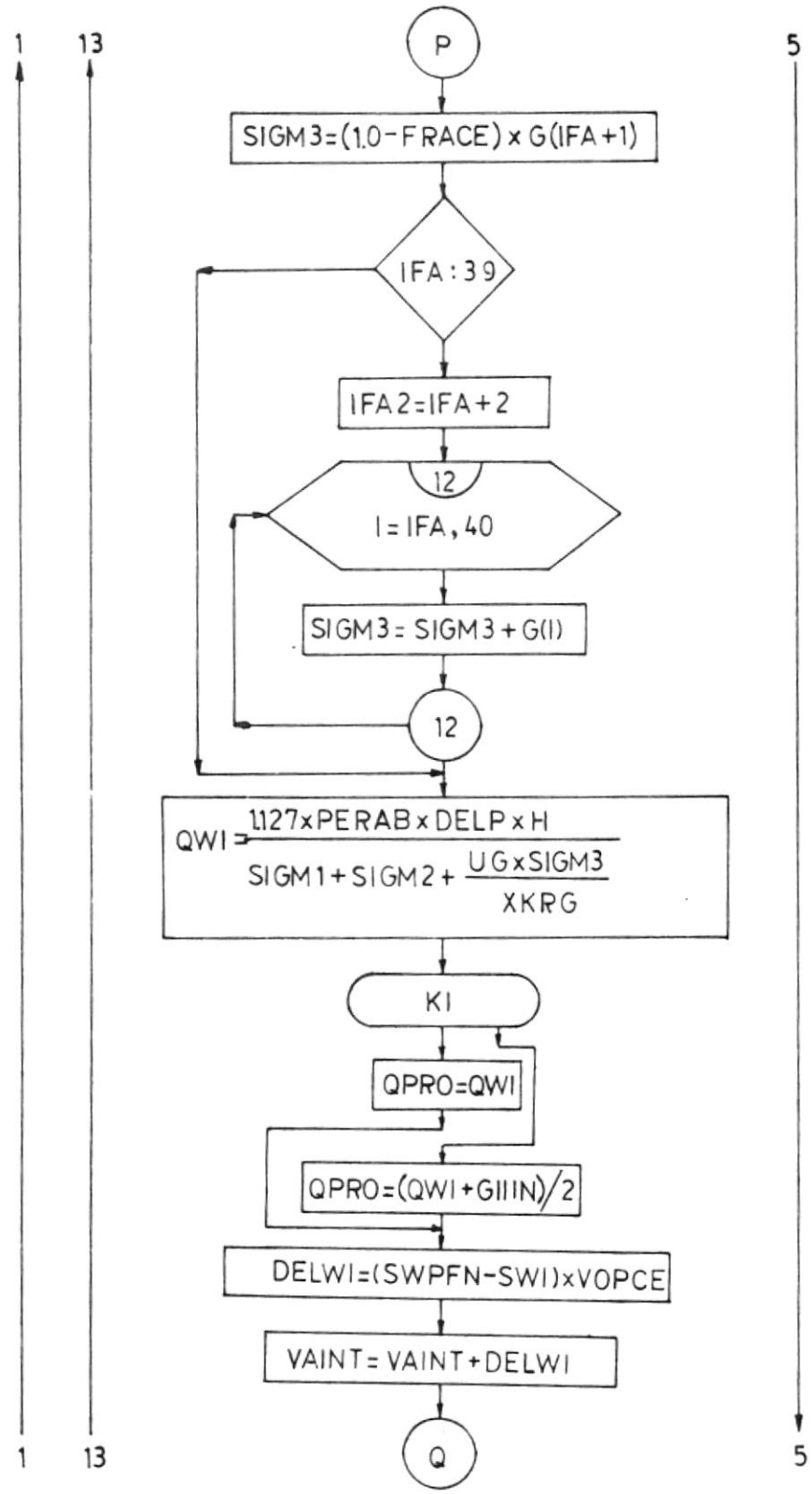












$$QWI = \frac{1127 \times PERAB \times DELP \times H}{SIGM1 + SIGM2 + \frac{UG \times SIGM3}{XKRG}}$$

$$DELWI = (SWPFN - SWI) \times VOPCE$$

$$VAINT = VAINT + DELWI$$



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
BIBLIOTECA CENTRAL

HOJA DE TRABAJO PARA DESCRIPCION DE TESIS

- 1. NOMBRE DEL ARCHIVO ESPOL
2. NUMERO DE ACCESO
3. UBICACION FISICA ESPOL -BC%T
4. TIPO DE LITERATURA T
5. NIVEL BIBLIOGRAFICO m
6. NIVEL DE REGISTRO m
7. NOMBRE CENTRO PARTICIPANTE EC - ESPOL - BC 553.1 / U434
8. NUMERO CONTROL CENTRO PARTICIPANTE 593-3111000-00040

006957D

NIVEL MONOGRAFICO

- 16. AUTOR PERSONAL % Velazquez Jara, Jorge
18. TITULO proyecto piloto de inyección de agua en un yacimiento del oriente Ecuador aplicando computadores digitales
20. PAGINAS p
21. NUMERO DE VOLUMEN

DATOS DE EDICION

- 38. EDITORIAL
39. CIUDAD DE LA EDITORIAL
40. PAIS EDITORIAL EC
42. INFORMACION DESCRIPTIVA
43. FECHA DE PUBLICACION 1974

TESIS

- 22. DIRECTOR DE TESIS Golliger Arte, Ricardo
50. INSTITUCION ESPOL
51. GRADO ACADEMICO

INFORMACION COMPLEMENTARIA

- 68. NOTAS T-9
ANALISIS DE CONTENIDO Petroleros - fentis

ANALISIS DE CONTENIDO

- 73. NUMERO DE REFERENCIAS
76. DESCRIPTORES: CONTENIDO TEMATICO (ORIENTE ECUATORIANO)
80. CATEGORIA TEMATICA PRIMARIA (CP-TEC) POZOS INYECTORAS
81. CATEGORIA TEMATICA SECUNDARIA (CS -) (CS -)

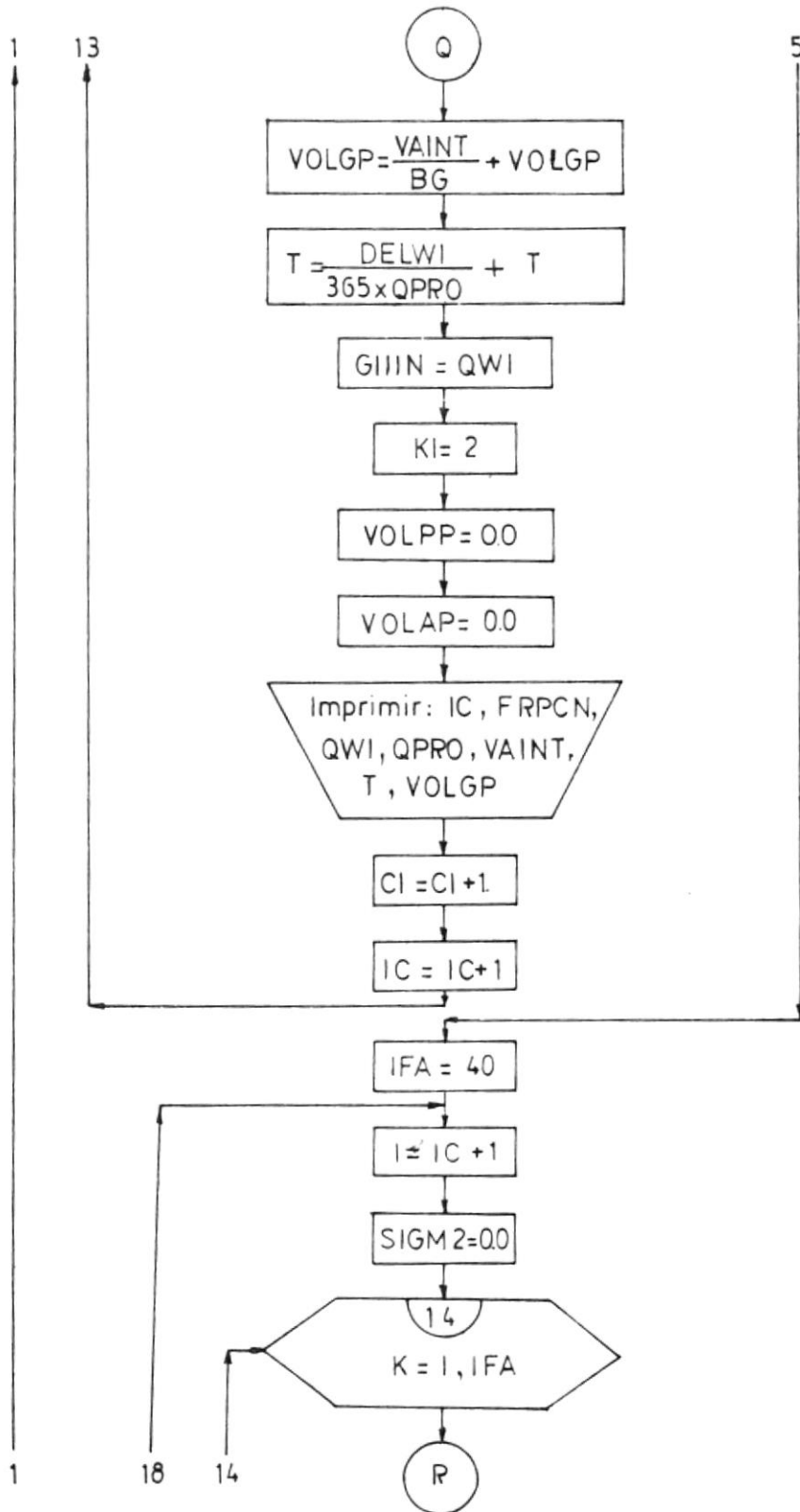
ANALISIS DE CONTENIDO

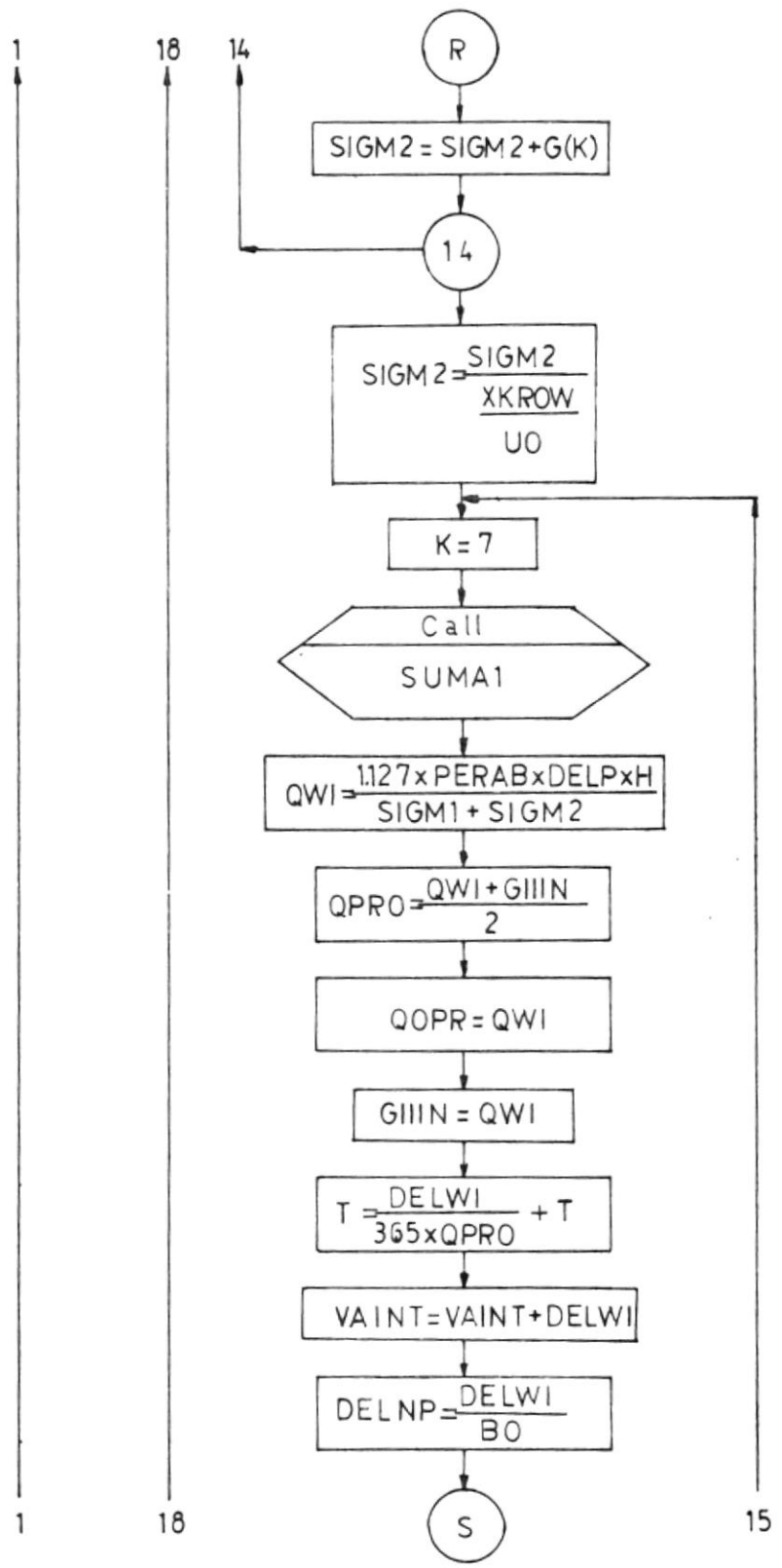
- 72. RESUMEN Determina la predicción del comportamiento del yacimiento Oriente, campo Agua Santa del Oriente Ecuatoriano sometido de una inyección de agua por medio de orogatos de 5 pozos...
INFORMACION ADICIONAL

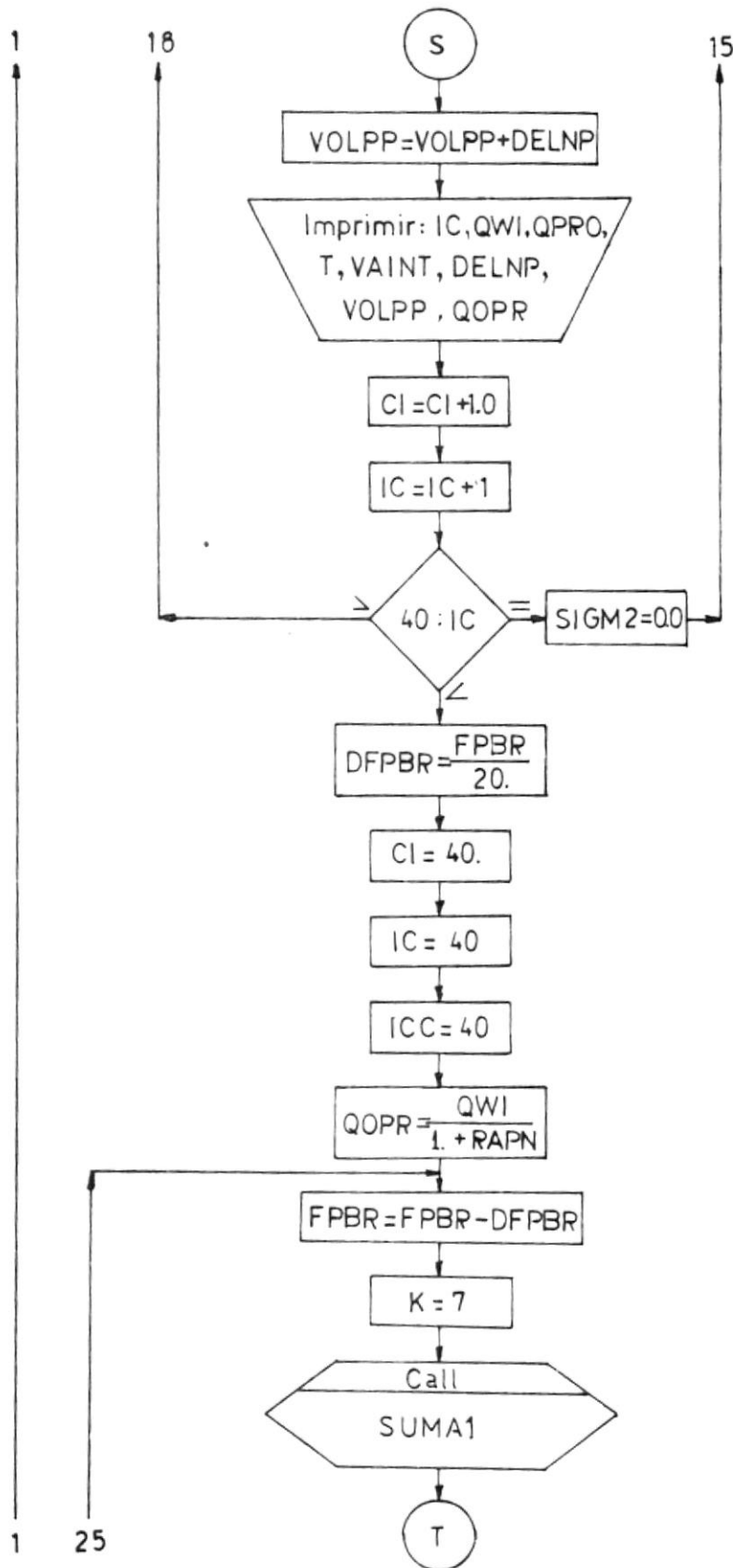
- 90. CONTROL: FECHAS DE PROCESAMIENTO en yacimiento con características de permeabilidad
91. DOCUMENTALISTAS
153. FECHA EN REGISTRO ENTRADA
100. MES DE ENTRADA A LA BASE
154. NUMERO EJEMPLAR EN REGISTRO
155. MENCION DE AUTOR

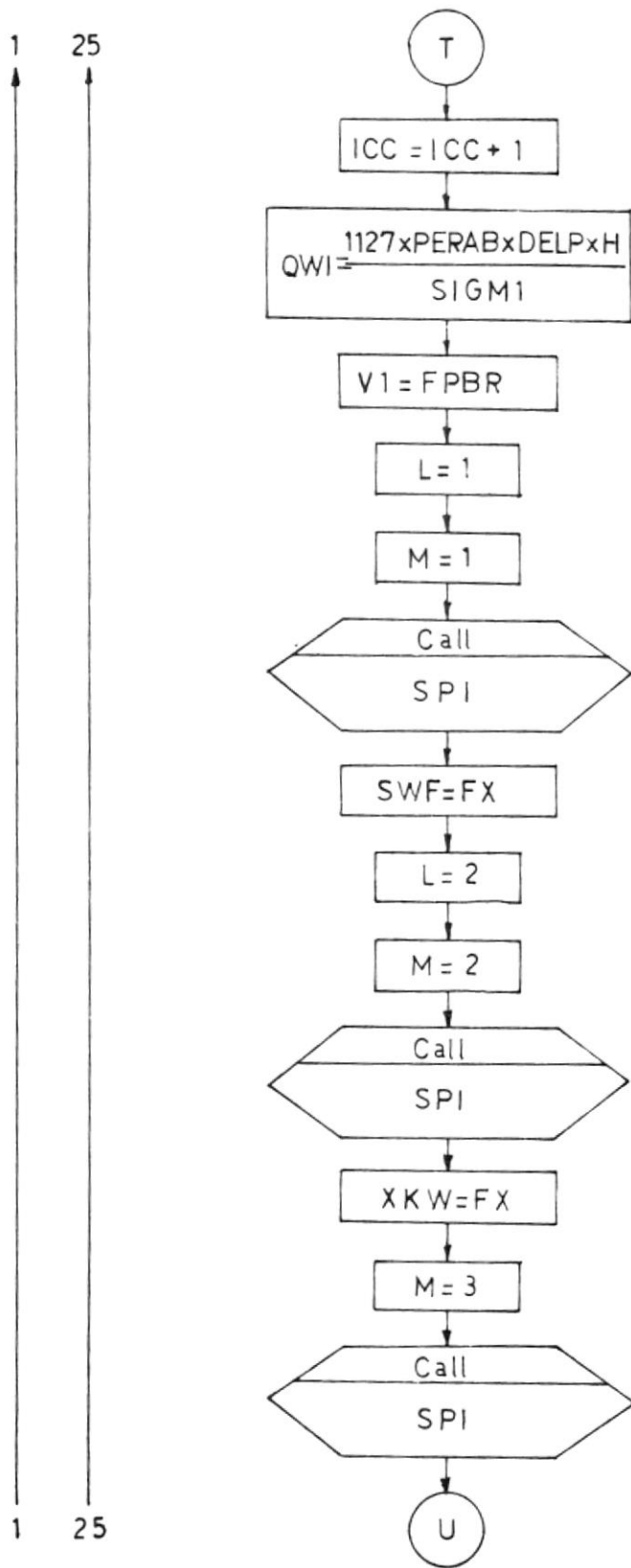
5/2/74

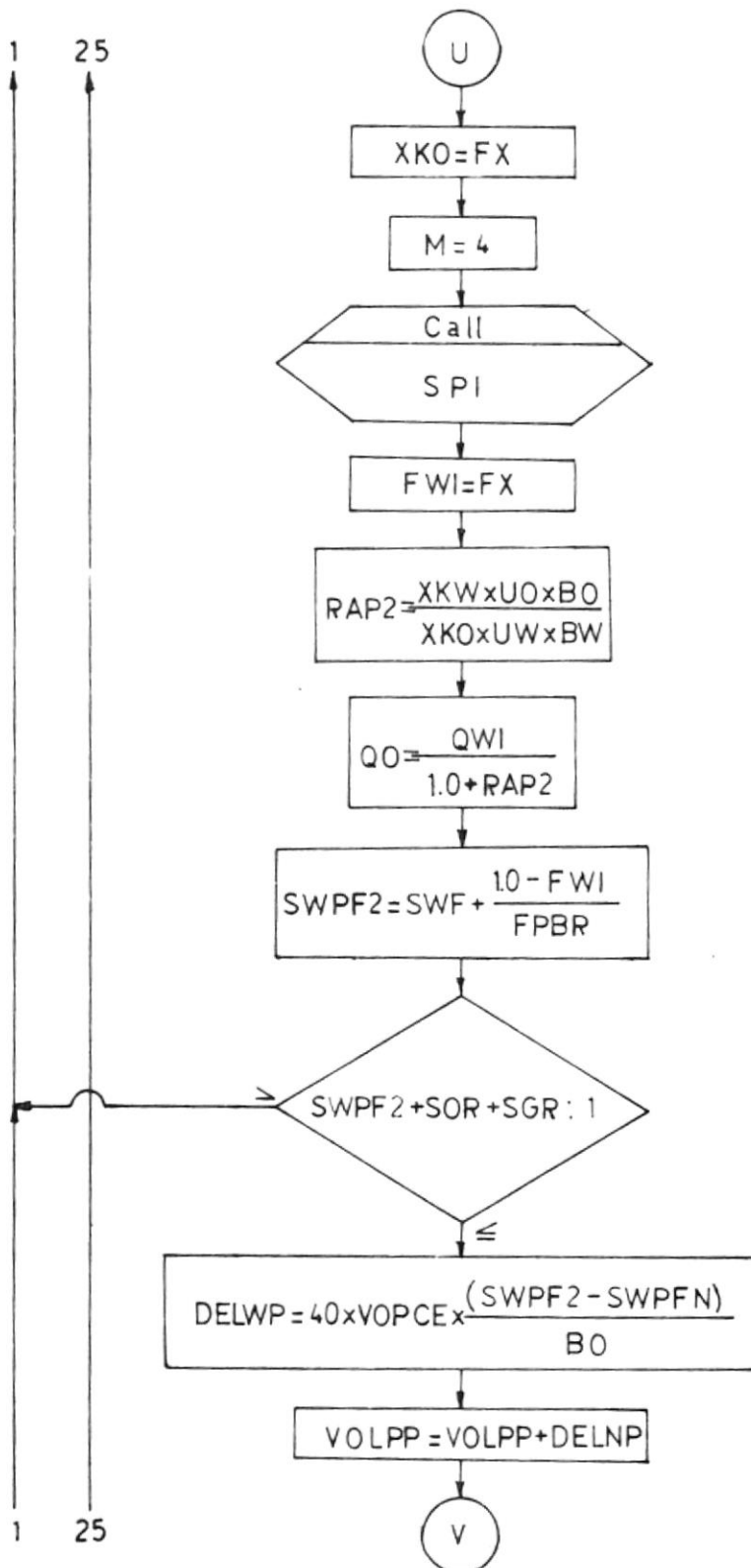
des, instrucciones y previos del Canal en q' se encuentran...
C. ALFONSO, F. P. A. W. O., COCA M., P. R. O. C., COPTX en lenguaje Fortran

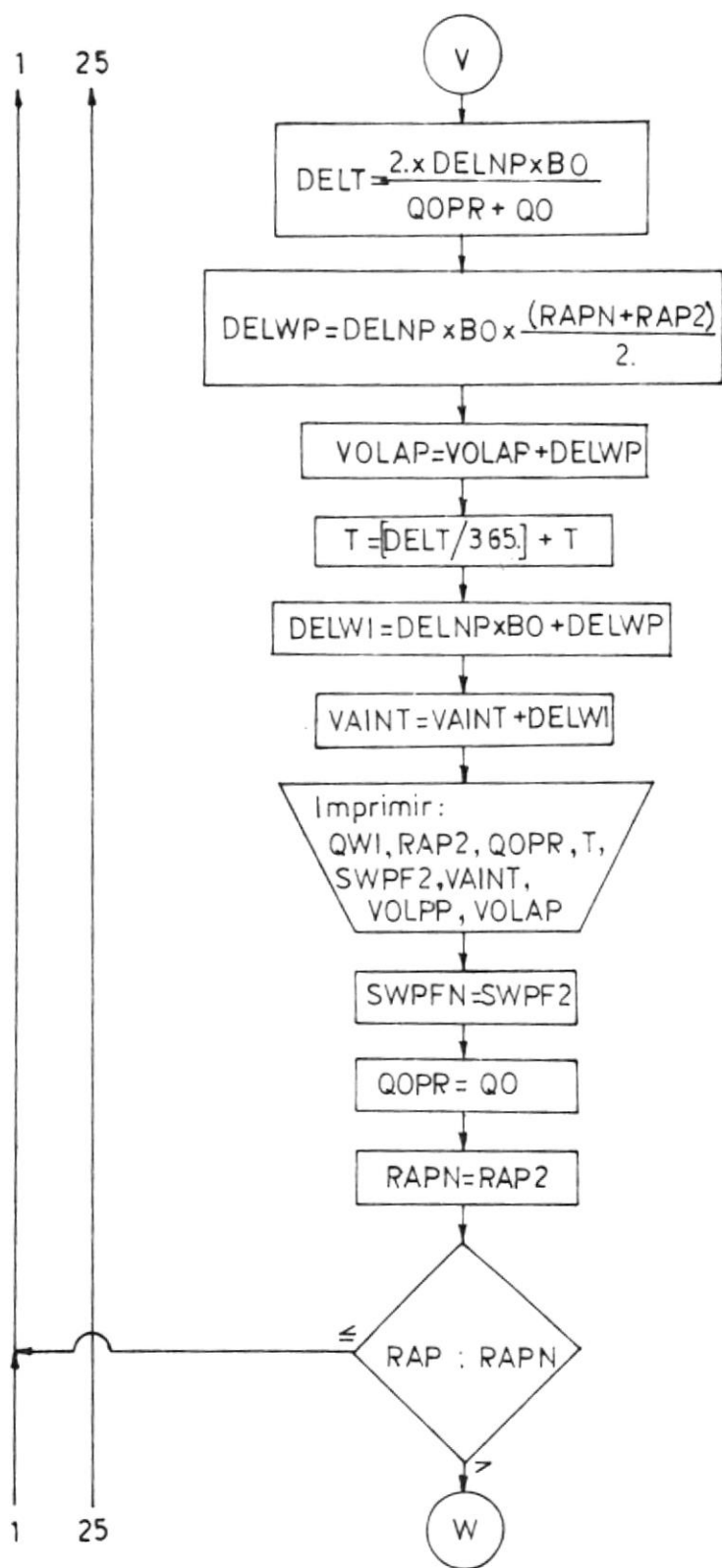


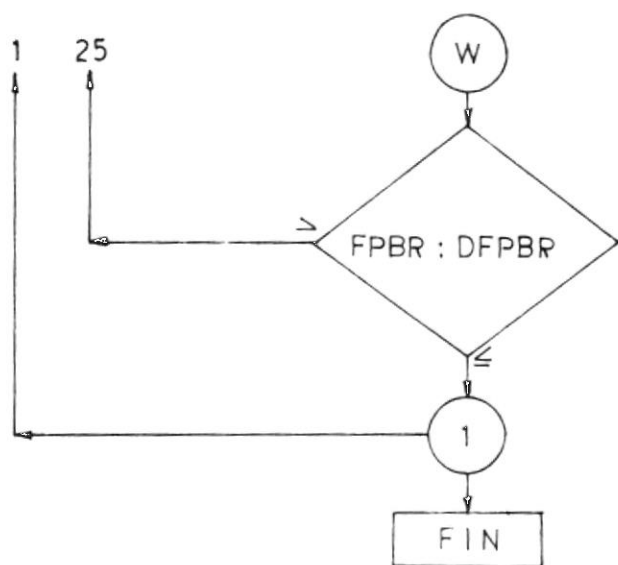




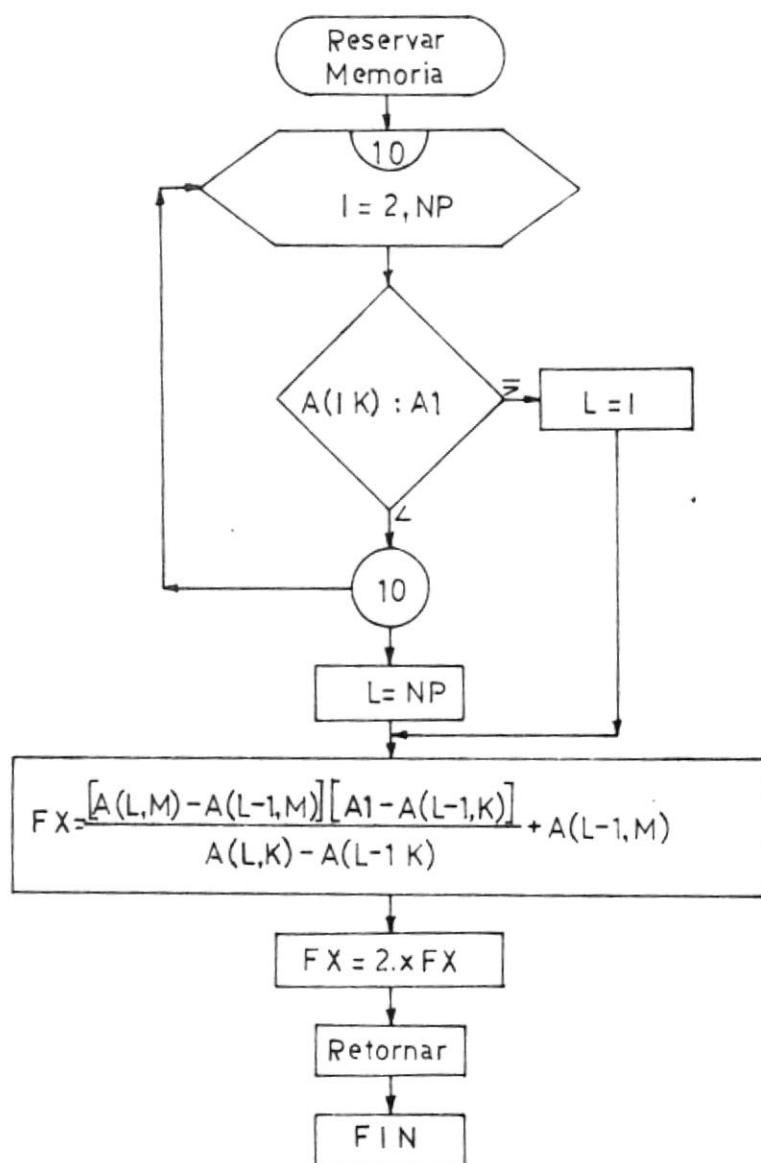




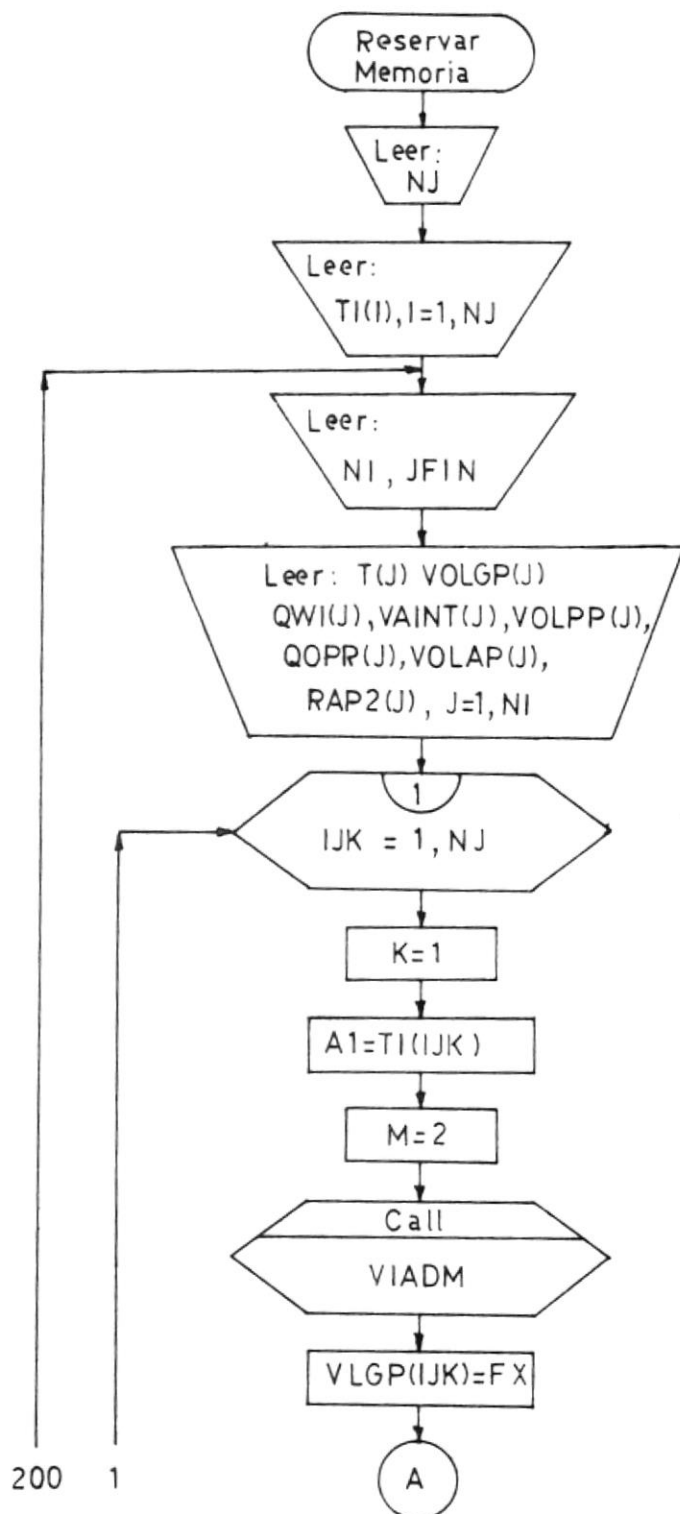


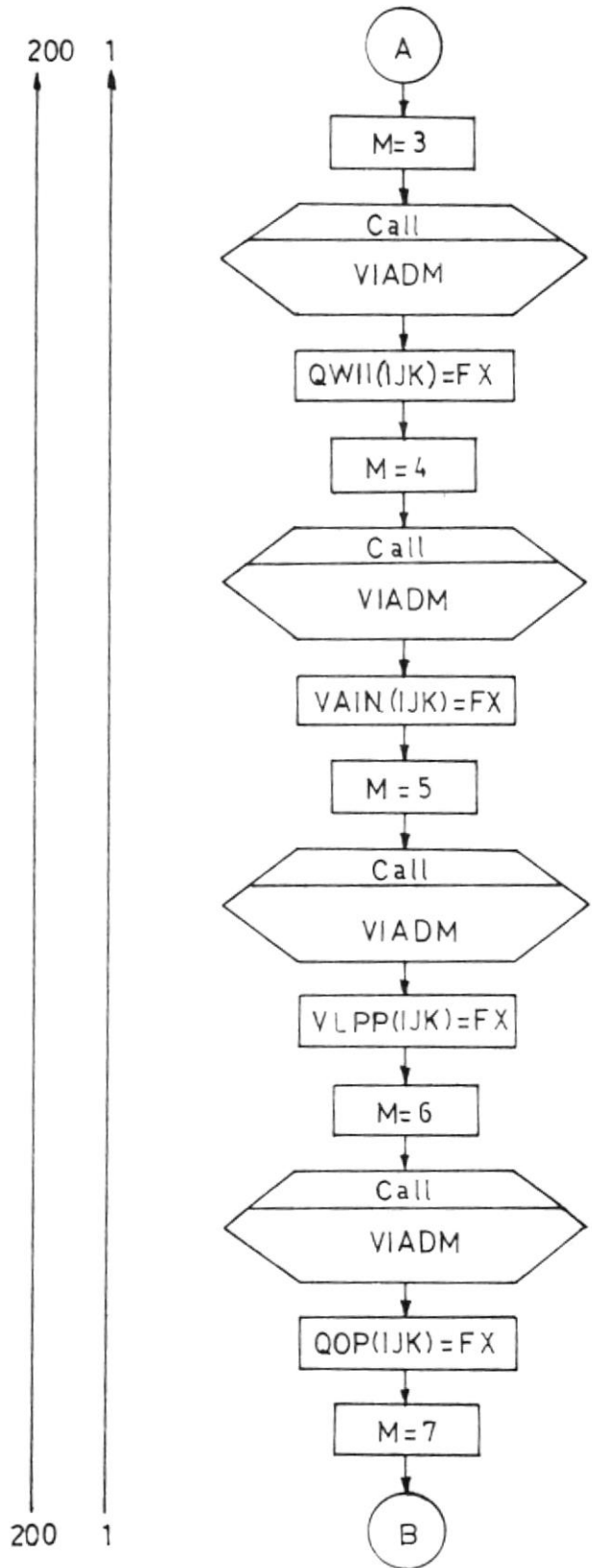


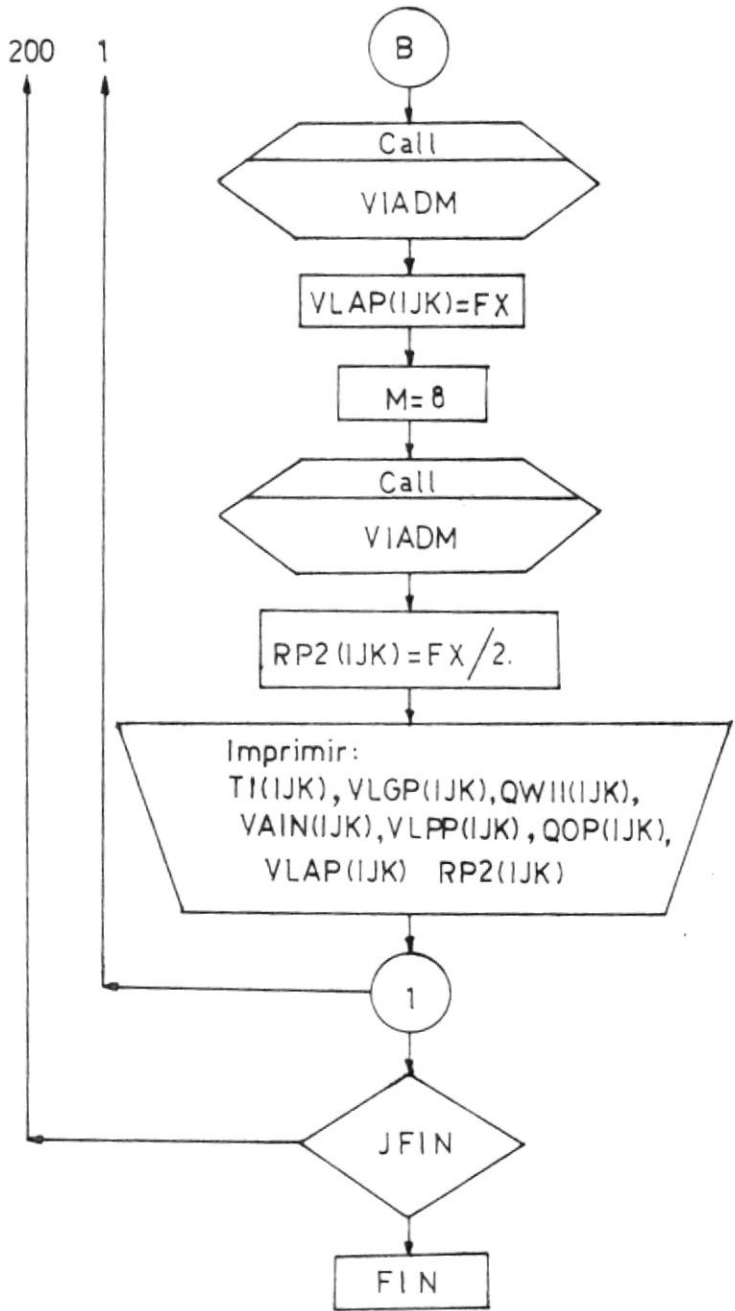
SUBROUTINE VIADM, PARA INTERPOLAR EN EL ARREGLO VOLGP, QWI, VOLPP, QOPR, VAIINT, VOLAP, RAP2, A UN DETERMINADO VALOR DE TIEMPO.



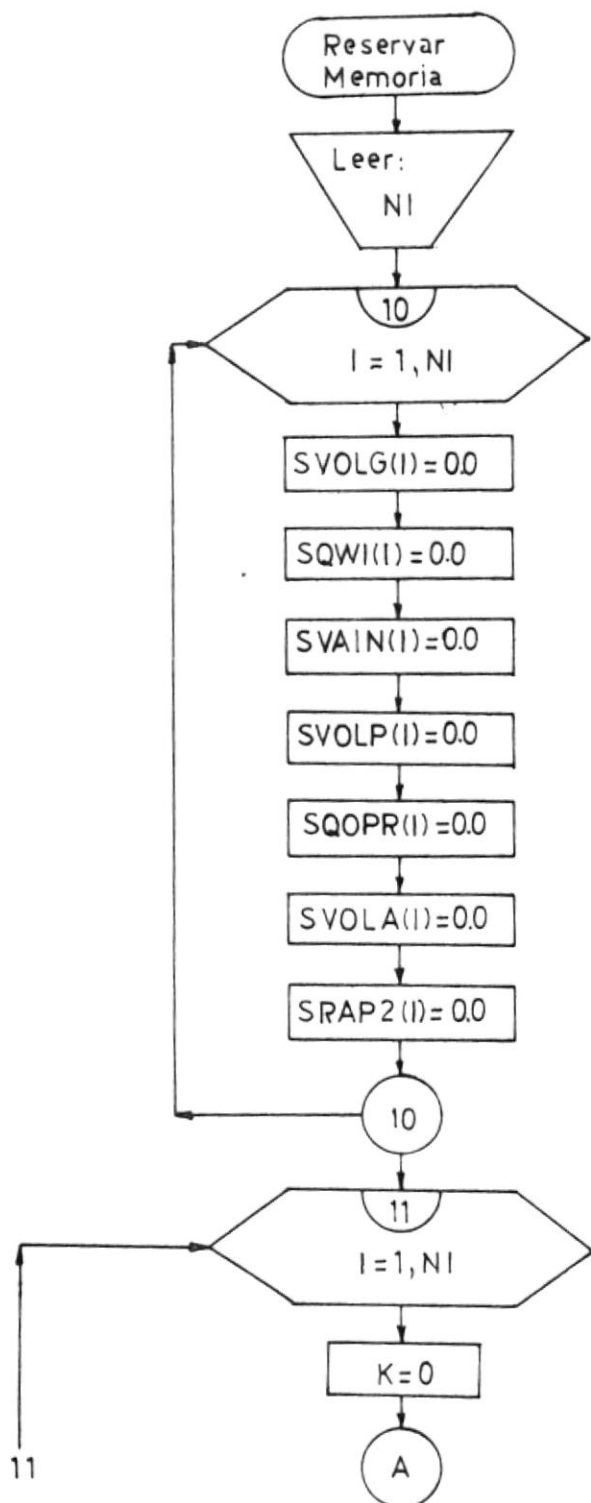
PROGRAMA PIROC.- PARA INTERPOLAR LOS RESULTADOS DEL COMPORTAMIENTO DE CADA CANAL A UN DETERMINADO TIEMPO.

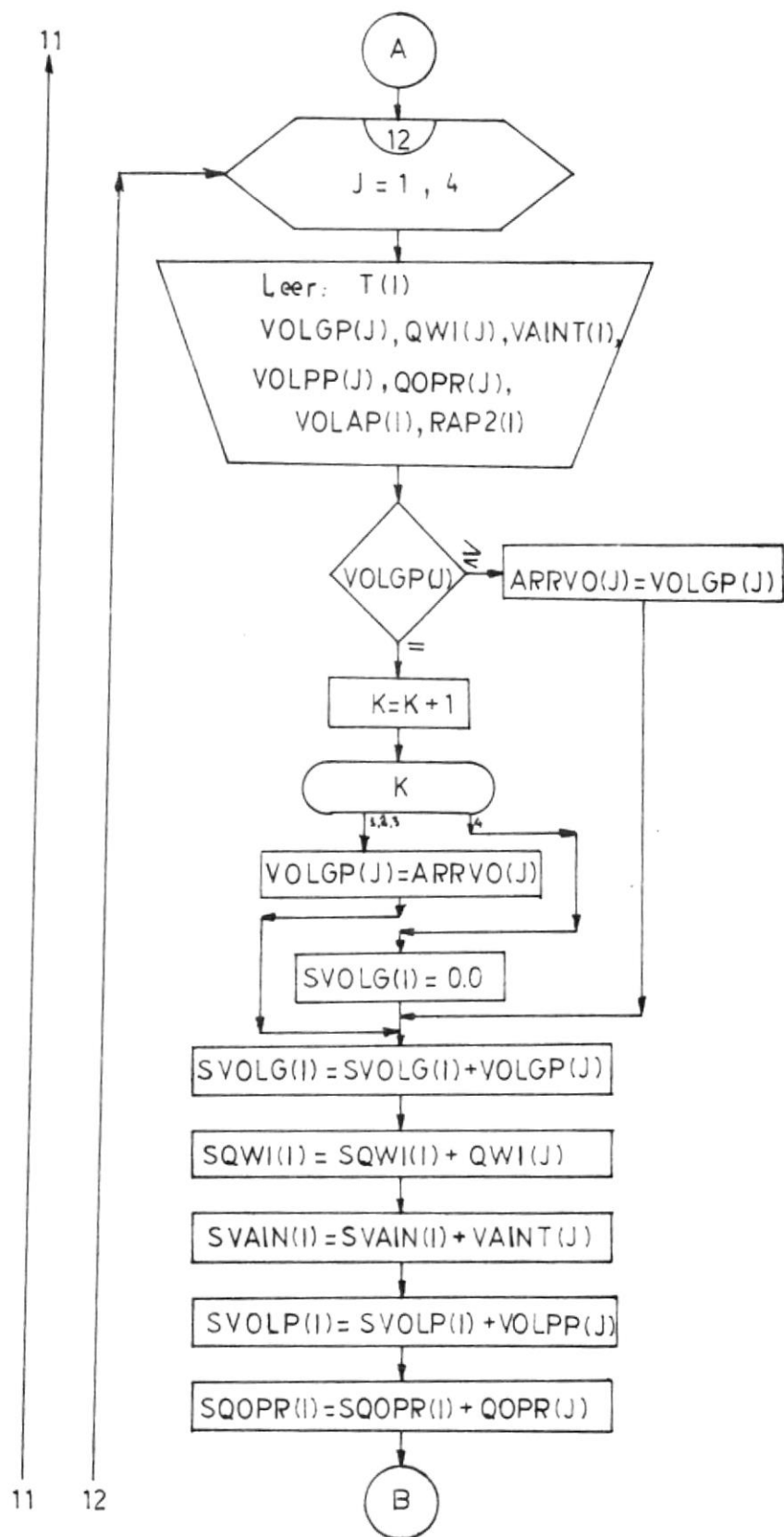


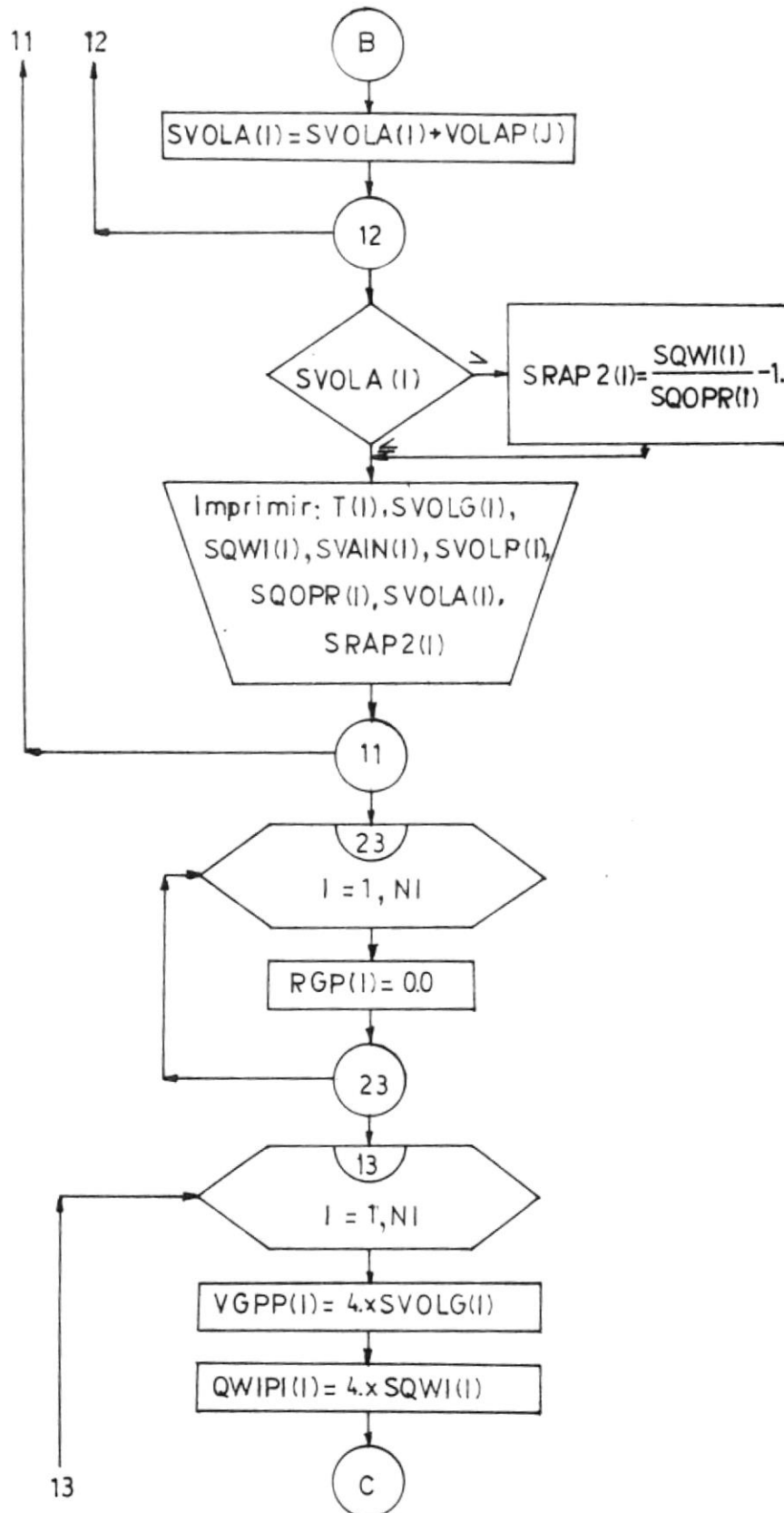


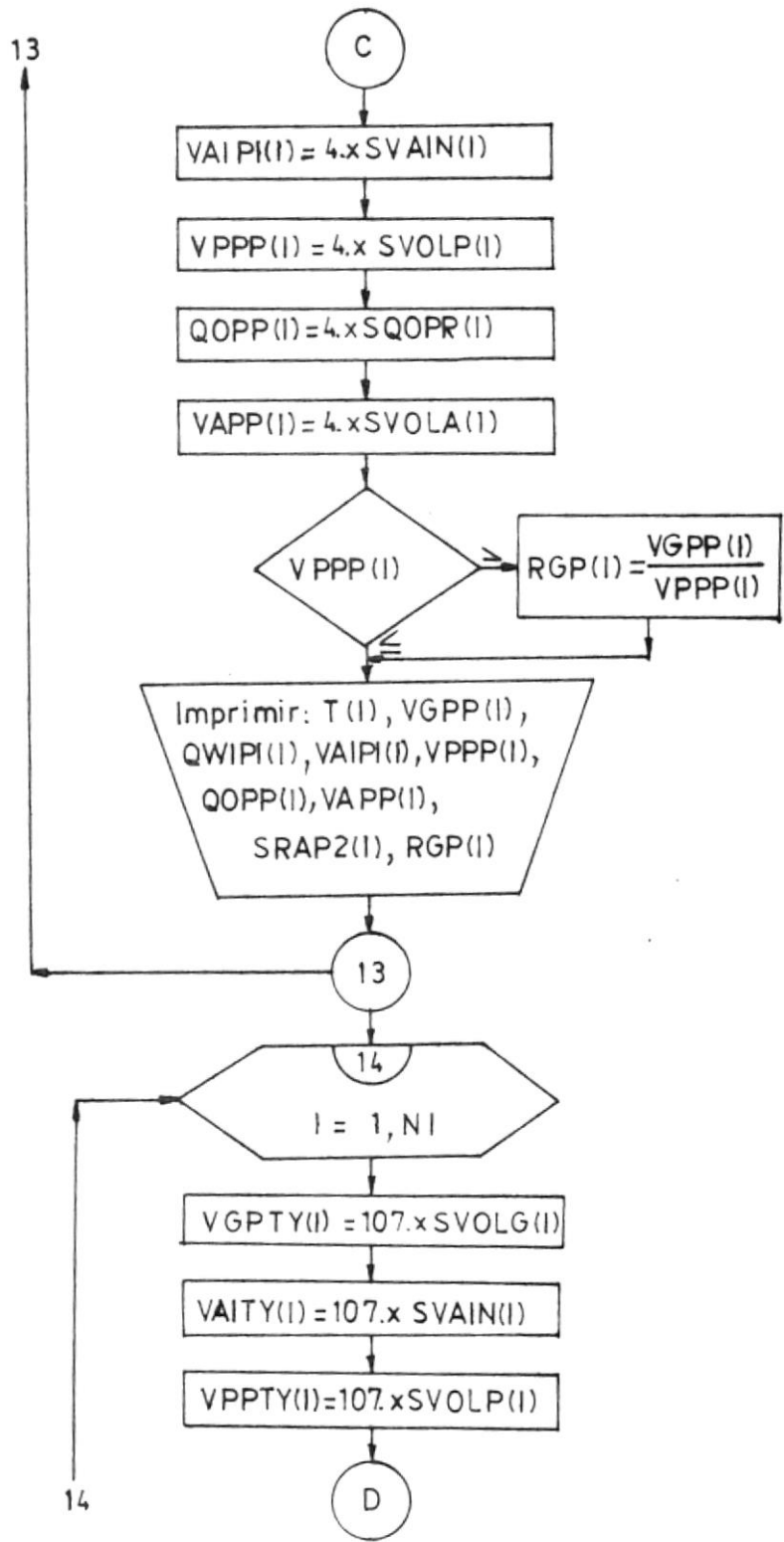


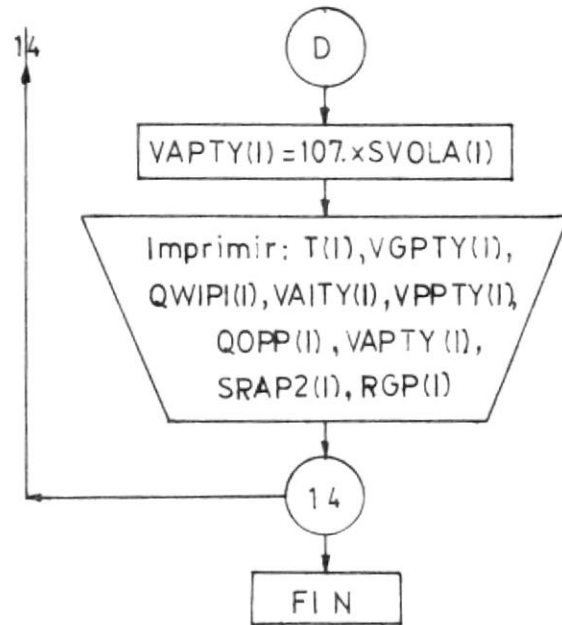
PROGRAMA COPTY.- PARA LA IMPRESION DEL COMPORTAMIENTO PARCIAL
Y TOTAL DEL YACIMIENTO SOMETIDO A INYECCION DE AGUA.











CAPITULO III

DATOS:

1. Número de Pozos inyectoros = 31
2. Número de Pozos productores = 33
3. Número de modelos (pozo productor - pozo inyector) = 107
4. Area de cada canal paralela al flujo.

CANAL	Ac(pies ²)
1	0.829×10^{-2}
2	1.098×10^{-2}
3	0.926×10^{-2}
4	0.775×10^{-2}
5	0.775×10^{-2}
6	0.926×10^{-2}
7	1.098×10^{-2}
8	0.829×10^{-2}

Areas planimetreadas de un modelo . Figura 2.

5. Los factores de forma utilizados son los obtenidos de un modelo potenciométrico para un arreglo de 5 pozos (Tabla 1).
6. Número de canales en un modelo = 8.
7. Espesor promedio de la arena = 30 pies.
8. Permeabilidad absoluta = 175 md.

9. Permeabilidad relativa al gas = 0.0188
10. Saturación móvil de gas = 0.162
11. Saturación residual de gas = 0.05
12. Saturación residual de petróleo = 0.236
13. Saturación de agua en el frente = 0.50
14. Saturación de agua inicial, considerada irreductible = 0.12
15. Porosidad promedio de la arena = 0.1625
16. Permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua crítica = 0.234
17. Relación agua - petróleo límite = 20 BSTO/BSTO
18. Viscosidad del agua = 1.0 cps.
19. Viscosidad del petróleo = 0.888 cps.
20. Viscosidad del gas = 0.0112 cps.
21. Factor volumétrico del agua = 1.0 bbls/BSTO
22. Factor volumétrico del petróleo = 1.129 bbls/BSTO
23. Arreglo de S_w , K_{rw} , K_{ro} , f_w , f_w' , A_w , A_o ; obtenido del programa FPAWO, Tabla 3.
24. Arreglo S_w , K_{rw} , K_{ro} , f_w , obtenido del programa CALFW, Tabla 2.
25. Esc = 11820.
26. Ev = 0.8
27. Número de renglones del arreglo S_w , K_{rw} , K_{ro} , f_w , f_w' , A_w , A_o ; es igual a 24.
28. P = 3000 lpc.

29. Factor volumétrico del gas = 0.0078 bbls/PCN
30. Volumen original = 1.142×10^9 bbls.
31. Volumen de petróleo producido por recobro primario =
 0.2973×10^9 BSTO.
32. Saturación de petróleo al término del recobro primario =
 0.668.
33. Saturación de gas = 0.212.

Los datos 9, 30, 31, 32, 33; Ver apéndice F.

DISCUSION DE RESULTADOS

EL comportamiento primario del Yacimiento Oriente, fue un característico empuje de gas en solución, con una rápida declinación de la presión del Yacimiento y un rápido incremento de la razón gas-petróleo, la producción acumulativa primaria fue de 2.973×10^8 BSTO. Siendo 8.67×10^8 bbls. el volumen de petróleo residual en el Yacimiento hasta la presión de abandono de 400 lpc., formándose una capa de gas libre en la parte superior de la estructura. En este yacimiento existen 64 pozos perforados, de los cuales 31 los considera inyectores y los 33 restantes productores, y están distribuidos formando arreglos regulares de 5 pozos, en cada arreglo 4 pozos son los inyectores y se encuentran localizados en los vértices de un cuadrado y un productor en el centro.

Suponiendo un espesor medio de la arena, una porosidad promedia de la misma y características iguales en todo el Yacimiento, considerando cada arreglo formado por cuatro modelos. Fig. 2, dividido en canales, en los que al producirse la invasión del agua se forman 3 zonas:

- a) La zona de gas
- b) La zona de petróleo
- c) La zona subordinada (agua más petróleo)

Y debido a que la viscosidad del gas es pequeña y la permeabilidad relativa de la arena al gas es elevada, resulta una alta movilidad del gas en el reservorio.

Considero durante el desarrollo de la predicción la existencia de tres etapas de producción:

1. a. Solo producción de gas, que va desde el inicio de la invasión de agua hasta que se produce la ruptura del petróleo en los canales 4° y 5°.
- b. Producción de gas y petróleo, hasta que los canales 1° y 8°, comienzan a producir petróleo.
2. Producción de únicamente petróleo, hasta que el frente de agua de invasión llega al pozo productor en los canales 4° y 5°.

3. Producción combinada de agua y petróleo.

III.1. RELACION AGUA - PETROLEO

Después de un tiempo de producción de 11.25 años del Yacimiento Oriente, los pozos empiezan a producir agua y petróleo combinado, dicha relación a partir de este tiempo tiene una variación directamente proporcional al incremento de volumen de agua producida, o sea como es lógico incrementa con el tiempo.

Este valor de la relación agua - petróleo es calculado - en función de las razones de movilidad del agua y del petróleo, llegando a un valor máximo de 2.45 BSTO/BSTO. a los 20 años, - tiempo fijado como límite de la predicción; es decir que por - cada barril de petróleo producido se producen 2.45 barriles de agua, Fig. 7. Tabla 6.

Es de notar que de los resultados del programa COCAM, que a este tiempo de 20 años en los canales 1º y 8º de cada modelo, el frente de agua no llega a los pozos productores, por lo que en aquellos canales la relación agua - petróleo es cero.

III.2. PETROLEO PRODUCIDO

Observando la figura 5, 6, 7 y la Tabla 6, nos damos cuen

ta que el yacimiento solo produce gas hasta 2.68 años de producción, por lo que durante este tiempo no se considera el cálculo de la razón gas - petróleo, puesto que se tendría un valor indeterminado; a partir de este tiempo el Yacimiento empieza a producir petróleo con la consiguiente disminución de la relación gas- petróleo.

La tasa de producción de petróleo por pozo tiene un rápido aumento con ciertas etapas de transición que corresponde a la ruptura del petróleo en los diversos canales, hasta un tiempo de 6.50 años que llega a su máximo valor de 2095 BSTO/Día, estabilizándose hasta los 10.65 años de producción, a partir de este tiempo la tasa de producción varía indirectamente con el tiempo. La relación gas - petróleo se hace cero ($RGP=0$) a los 6.25 años de producción.

La producción acumulativa de gas de todo el yacimiento es de 9.93×10^{10} PCN, y el volumen de petróleo producido acumulativo durante los 20 años es de 2.088×10^8 BSTO, que representa el 27.19% del petróleo residual (después del recobro primario).

III. 3. AGUA INYECTADA

El gasto de inyección al inicio, o sea para un número

de celdas invadidas = 0 es de 16836 BSTO/Día y por pozo inyector.

La tasa de agua inyectada por pozo va disminuyendo con el transcurso del tiempo hasta llegar a los 20 años que es de 1597 BSTO/Día.

El volumen de agua inyectada aumenta con el tiempo, necesitando inyectarse 4.15×10^8 BSTO, durante el período de la predicción. Fig. 6, 7 y Tabla 6.

III. 4. AGUA PRODUCIDA

Después de 11.25 años de producción del yacimiento Oriente, recién los canales 4º y 5º comienzan a producir agua y petróleo, mientras los restantes canales siguen produciendo solamente petróleo, aumentando la producción de agua con el tiempo. Como se considera desplazamiento volumétrico, después de calcular la tasa de producción de agua por pozo durante esta etapa con la relación

$$q_w = Q_o \times RAP2$$

Siendo la tasa de producción de agua a los 20 años de 1130 BSTO/Día y el volumen acumulativo de agua producida de 6.57×10^7 BSTO. Fig. 5 T.6.

PAGE 1

// JOB T

94

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 6K

// FOR

*EXTENDED PRECISION

*IOCS(CARD,1132 PRINTER)

*ONE WORD INTEGERS

*LIST SOURCE PROGRAM

*NAME CALFW

 DIMENSION SW(100),PRW(100),PRO(100),FW(100)

10 FORMAT(I4,2F6.3)

11 FORMAT(3F15.6)

12 FORMAT('1',//////////,34X,'PUNTOS',2X,'SATURACION',2X,'PERMEABILI-',
12X,'PERMEABILI-',2X,'FLUJO FRAC-',/,42X,'DE AGUA',5X,'DAD RELATI-',
2,2X,'DAD RELATI-',2X,'CIONAL DEL',/,54X,'VA AL AGUA',3X,'VA AL PET
3RO',2X,'AGUA',/,67X,'LEO',/,44X,'SW(I)',6X,'PRW(I)',7X,'PRO(I)',8X
4,'FW(I)',/)

13 FORMAT(35X,I3,2F12.6,2F13.6)

 READ(2,10)N,UW,UO

 READ(2,11)(SW(I),PRW(I),PRO(I),I=1,N)

 DO 100 I=1,N

 IF(PRW(I))20,20,21

20 FW(I)=0.0

 GO TO 100

21 IF(PRO(I))19,19,22

19 FW(I)=1.0

 GO TO 100

22 FW(I)=1./(1.+(PRO(I)*UW)/(PRW(I)*UO))

100 CONTINUE

 WRITE(3,12)

 WRITE(3,13)(I,SW(I),PRW(I),PRO(I),FW(I),I=1,N)

 CALL EXIT

 END

FEATURES SUPPORTED

 ONE WORD INTEGERS

 EXTENDED PRECISION

 IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR CALFW

 COMMON 0 VARIABLES 1212 PROGRAM 320

END OF COMPILATION

// XEQ

PAGE 1

// JOB

95

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*EXTENDED PRECISION

*ONE WORD INTEGERS

*LIST SOURCE PROGRAM

```
SUBROUTINE APEAS (KK1,L,M,AWO,K)
COMMON FX(100,6),X(100),UO,UW,N
K1=K+1
K2=K+2
FX1=(FX(K1,KK1)-FX(K2,KK1))/(X(K1)-X(K2))
X1=X(L)-X(M)
X2=(X(L)*X(L)-X(M)*X(M))/2.
AWO=((FX(K,KK1)-FX(K1,KK1))/(X(K)-X(K1))-FX1)/(X(K)-X(K2))*((X(L)*
1X(L)*X(L)-X(M)*X(M)*X(M))/3.-(X(K2)+X(K1))*X2+X(K2)*X(K1)*X1)+FX1*
2(X2-X(K2)*X1)+FX(K2,KK1)*X1
IF(AWO)2,3,3
2 AWO=0.0
3 CONTINUE
RETURN
END
```

FEATURES SUPPORTED

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR AREAS

COMMON 2108 VARIABLES 44 PROGRAM 262

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 0037 (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

*DELETE

AREAS

CART ID 0003 DB ADDR 6011 DB CNT 0014

*STORE

WS UA AREAS

CART ID 0003 DB ADDR 601A DB CNT 0014

PAGE 1

// JOB T

96

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*EXTENDED PRECISION

*IOCS(CARD,1132 PRINTER)

*LIST SOURCE PROGRAM

*ONE WORD INTEGERS

*NAME FPAWO

COMMON SW(100),PRW(100),PRO(100),FW(100),AW(100),AO(100),FPW(100),
1UO,UW,N

10 FORMAT(I4,2F6.3)

11 FORMAT(3F15.6)

30 FORMAT('1',//////////,13X,'SATURACION',3X,'PERMEABILIDAD',2X,'PERMEABILIDAD',
11LI-',2X,'FLUJO FRAC-',2X,'DERIVADA',5X,'AREA BAJO LA',5X,'AREA BAJO LA',
2JO LA',/,13X,'DE AGUA',6X,'DAD RELATIVA',2X,'DAD RELATIVA',2X,'FRACCIONA
3L DE',4X,'DEL FLUJO',4X,'CURVA PRW VS',5X,'CURVA PRO VS',/,26X,'VA
4 AL AGUA',3X,'VA AL PETRO',2X,'AGUA',9X,'FRACCIONAL',3X,'FPW',14X,
5'FPW',/)

31 FORMAT(16X,'SW(I)',7X,'PRW(I)',7X,'PRO(I)',8X,'FW(I)',7X,'FPW(I)',
111X,'AW',15X,'AO',/)

25 FORMAT(11X,5E13.5,2E17.9)

READ(2,10)N,UW,UO

READ(2,11)(SW(I),PRW(I),PRO(I),I=1,N)

DO 100 I=1,N

IF(PRW(I))20,20,21

20 FW(I)=0.0

GO TO 100

21 IF(PRO(I))19,19,22

19 FW(I)=1.0

GO TO 100

22 FW(I)=1./(1.+(PRO(I)*UW)/(PRW(I)*UO))

100 CONTINUE

DO 120 I=3,N

J=I-1

M=I-2

FD1=(FW(J)-FW(M))/(SW(J)-SW(M))

120 FPW(J)=FD1+(((FW(I)-FW(J))/(SW(I)-SW(J))-FD1)/(SW(I)-SW(M)))*(SW(J)
1)-SW(M))

AW(N)=0.000000

FPW(N)=0.000000

AO(N)=0.000000

NP2=3

DO 150 I=NP2,N,2

K=N-I+1

DO 150 J=1,2

L=K+2-J

M=L+1

KK1=2

CALL AREAS(KK1,L,M,AWO,K)

AW(L)=AW(M)+AWO

KK1=3

CALL AREAS(KK1,L,M,AWO,K)

PAGE 2

```
150 CONTINUE
    WRITE(3,30)
    WRITE(3,31)
    DO 200 I=2,N
200 WRITE (3,25)SW(I),PRW(I),PRO(I),FW(I),FPW(I),AW(I),AO(I)
    CALL EXIT
    FND
```

97

FFEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR FPAWO
COMMON 2108 VARIABLES 26 PROGRAM 634

END OF COMPILATION

// XFQ

PAGE 1

// JOB

99

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*EXTENDED PRECISION

*LIST SOURCE PROGRAM

*ONE WORD INTEGERS

```
SUBROUTINE SUMA1
COMMON APWO(100,7),DO,UW,1, NP,G(40),IC,FPBR,SIGM1,L,M,V1,FX
SIGM1=0.0
DX=FPBR/IC
AI1=0.00
AI2=0.00
DO 7 K=1,IC
V1=DX*K
M=5
L=1
CALL SPI
PW=(FX-AI1)/DX
AI1=FX
L=2
M=6
CALL SPI
PO=(FX-AI2)/DX
AI2=FX
7 SIGM1=SIGM1+G(K)/(PW/UW+PO/UO)
RETURN
END
```

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR SUMA1

COMMON 2244 VARIABLES 20 PROGRAM 116

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 001B (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

*DELETE SUMA1
CART ID 0003 DB ADDR 45A7 DB CNT 000A

*STORE WS UA SUMA1
CART ID 0003 DB ADDR 6028 DB CNT 000A

PAGF 1

// JOB T

100

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

*EXTENDED PRECISION

*ONE WORD INTEGERS

*LIST SOURCE PROGRAM

*NAME COCAM

COMMON SW(100),PRW(100),PRO(100),FW(100),AW(100),AO(100),FPW(100),
1UO,UW,K,NP,G(40),IC,FPBR,SIGM1,L,M,V1,FX

100 FORMAT(I2)

101 FORMAT(6F6.0)

102 FORMAT(4F10.4,I4)

104 FORMAT(10F8.0)

105 FORMAT(7F10.4)

103 FORMAT(F14.7)

250 FORMAT(10F7.0)

70 FORMAT('1')

150 FORMAT(38X,'CANAL NUMERO = ',I2, '//')

71 FORMAT(38X,'GIIIN',12X,'FAIPC',10X,'SWPF1',10X,'RAP1',/)

40 FORMAT(30X,4F15.4, '// //')

73 FORMAT(5X,'IC',11X,'FRPCN',12X,'QWI',14X,'QPRO',11X,'VAINT',15X,
1T',13X,'VOLGP',/)

41 FORMAT(5X,I2,6(2X,F15.4))

74 FORMAT('1')

75 FORMAT(7X,'IC',10X,'QWI',11X,'QPRO',12X,'T',11X,'VAINT',11X,'DELNP
1',9X,'VOLPP',13X,'QOPR',/)

42 FORMAT(7X,I2,7F15.4)

76 FORMAT('1')

79 FORMAT(6X,'QWI',6X,'RAP2',7X,'QOPR',5X,'SWPF2',16X,'T',13X,'VAINT'
1,13X,'VOLPP',13X,'VOLAP',/)

44 FORMAT(1X,4F10.4,4F18.4)

READ (2,100)NP

READ(2,101)RAP,FSC,UW,EV,DFLP,BG

READ(2,102)BO,BW,UO,UG,NCAN

READ(2,104)SWI,SOR,PERAB,FI,H,SWF,SGR,XKRG,SGM,XKROW

READ(2,105)((SW(I),PRW(I),PRO(I),FW(I),FPW(I),AW(I),AO(I),I=1,NP)

K=1

V1=SWF

M=4

L=1

CALL SPI

FWI=FX

M=7

L=2

CALL SPI

FFF=FX

M=2

CALL SPI

RKW=FX

M=3

CALL SPI

RKO=FX

```

RAP1=RKW*UO*BO/(RKO*UW*BW)
SWPF1=SWF+(1.0-FWI)/FFF
DO 1 IJK=1,NCAN
READ(2,103)ARE
READ(2,250)G
WRITE(3,70)
VOPCE=ARF*FSC*ESC*FI*H*EV*C.025/5.615
RAPN=RAP1
FPRR=FFF
SWPFN=SWPF1
VOLGP=0.0
VAINT=0.0
T=0.0
IC=1
CI=1.0
SUMA3=0.0
DO 2 K=1,40
2 SUMA3=SUMA3+G(K)
IF(SGM)5,5,4
4 FAIPC=(SWPFN-SWI)/SGM
GIIIN=(1.127*PERAP*DELP*XKRG*H)/(UG*SUMA3)
WRITE(3,150)IJK
WRITE(3,71)
WRITE(3,40)GIIIN,FAIPC,SWPF1,RAP1
WRITE(3,73)
KI=1
13 FRPCN=CI*FAIPC
IFA=FRPCN
IF(40-IFA)5,5,6
6 K=7
CALL SUMA1
SIGM2=0.0
IF(IFA-IC)7,7,8
8 I=IC+1
DO 9 K=I,IFA
9 SIGM2=SIGM2+G(K)
7 FRACE=FRPCN-IFA
SIGM2=(SIGM2+FRACE*G(IFA+1))/(XKROW/UO)
SIGM3=(1.0-FRACE)*G(IFA+1)
IF(IFA-39)10,11,11
10 IFA2=IFA+2
DO 12 I=IFA2,40
12 SIGM3=SIGM3+G(I)
11 QWI=1.127*PERAP*DELP*H/(SIGM1+SIGM2+UG*SIGM3/XKRG)
GO TO (204,205),KI
204 QPRO=QWI
GO TO 201
205 QPRO=(QWI+GIIIN)/2.
201 DELWI=(SWPFN-SWI)*VOPCE
VAINT=VAINT+DELWI
VOLGP=VAINT/BG+VOLGP
T=(DELWI/(365.*QPRO))+T)
GIIIN=QWI
KI=2
VOLPP=0.0
VOLAP=0.0
WRITE(3,41)IC,FRPCN,QWI,QPRO,VAINT,T,VOLGP
CI=CI+1.

```

```

IC=IC+1
GO TO 13
C SURGENCIA DEL PETROLEO
5 IFA=40
WRITE(3,74)
WRITE(3,75)
18 I=IC+1
SIGM2=0.0
DO 14 K=I,IFA
14 SIGM2=SIGM2+G(K)
SIGM2=SIGM2/(XKROW/UO)
15 K=7
CALL SUMA1
QWI=(1.127*PFRAB*DFLP*H)/(SIGM1+SIGM2)
QPRO=(QWI+GIIIN)/2.
QOPR=QWI
GIIIN=QWI
T=(DELWI/(365.*QPRO))+T)
VAINT=VAINT+DELWI
DELNP=DELWI/BO
VOLPP=VOLPP+DELNP
WRITE(3,42)IC,QWI,QPRO,T,VAINT,DELNP,VOLPP,QOPR
CI=CI+1.0
IC=IC+1
IF(40-IC)16,17,18
17 SIGM2=0.0
GO TO 15
C SURGENCIA DE AGUA
16 DFPBR=FPBR/20.
WRITE(3,76)
WRITE(3,79)
CI=40.
IC=40
ICC=40
QOPR=QWI/(1.+RAPN)
25 FPBR=FPBR-DFPBR
K=7
CALL SUMA1
ICC=ICC+1
QWI=(1.127*PERAB*DELP*H)/SIGM1
V1=FPBR
L=1
M=1
CALL SPI
SWF=FX
L=2
M=2
CALL SPI
XKW=FX
M=3
CALL SPI
XKO=FX
M=4
CALL SPI
FWI=FX
RAP2=XKW*UO*BO/(XKO*UW*BW)
QO=QWI/(1.+RAP2)
SWPF2=SWF+(1.-FWI)/FPBR

```

```
IF(SWPF2+SOR+SGR-1,120,20,1
20 DELNP=40.*VOPCF*(SWPF2-S/PFN, /BO
VOLPP=VOLPP+DELNP
DELT=(2.*DELNP*BO)/(QOPR+QO)
DFLWP=DELNP*BO*(RAPN+RAP2)/2.0
VOLAP=VOLAP+DELWP
T=DELT/365.+T
DELWI=DELNP*BO+DFLWP
VAINT=VAINT+DELWI
WRITE(3,44)QWI,RAP2,QOPR,SWPF2,T,VAINT,VOLPP,VOLAP
SWPFN=SWPF2
QOPR=QO
RAPN=RAP2
IF(RAP-RAPN)1,1,23
23 IF(FPBR-DFPBR)1,1,25
1 CONTINUE
CALL EXIT
END
```

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR COCAM
COMMON 2244 VARIABLES 176 PROGRAM 1318

END OF COMPILATION

PAGE 1

// JOB

104

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PLY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*EXTENDED PRECISION

*ONE WORD INTEGERS

*LIST SOURCE PROGRAM

 SUBROUTINE VIADM

 COMMON A(90,8),K,NP,L,A1,FX,TI(90),M

 DO 10 I=2,NP

 IF(A(I,K)-A1)10,4,4

 4 L=I

 GO TO 5

 10 CONTINUE

 L=NP

 5 FX=(A(L,M)-A(L-1,M))*(A1-A(L-1,K))/(A(L,K)-A(L-1,K))+A(L-1,M)

 FX=2.*FX

 RETURN

 END

FEATURES SUPPORTED

 ONE WORD INTEGERS

 EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR VIADM

 COMMON 2440 VARIABLES 12 PROGRAM 110

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 0010 (HEX)

END OF COMPILATION

// DUP

*DELETE

 VIADM

CART ID 0003 DB ADDR 6001 DB CNT 0009

*STORE

 WS UA VIADM

CART ID 0003 DB ADDR 6029 DB CNT 0009


```
M=5
CALL VIADM
VLPP(IJK)=FX
M=6
CALL VIADM
GOP(IJK)=FX
M=7
CALL VIADM
VLAP(IJK)=FX
M=8
CALL VIADM
RP2(IJK)=FX/2.
TT=TI(IJK)
IF(IJK-46)1,22,1
22 WRITE(3,70)
   WRITE(3,500)
   WRITE(3,400)
   WRITE(3,20)
   WRITE(3,21)
1  WRITE(3,14)TT,VLGP(IJK),CWI(IJK),VAIN(IJK),VLPP(IJK),GOP(IJK),VLA
   1P(IJK),RP2(IJK)
   IF(JFIN)300,200,300
300 CALL EXIT
END
```

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR PIROC
COMMON 2440 VARIABLES 1900 PROGRAM 650

END OF COMPILATION

// JOB T

107

LOG DRIVE	CART SPEC	CART AVAIL	PHY DRIVE
0000	0003	0003	0000

V2 M10 ACTUAL BK CONFIG BK

// FOR

*EXTENDED PRECISION

*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

*LIST SOURCE PROGRAM

*ONE WORD INTEGERS

*NAME COPY

DIMENSION T(84),VOLGP(84),QWI(84),VAINT(84),QOPR(84),VOLPP(84),VOL
 1AP(84),RAP2(84),SVOLG(84),SQWI(84),SVAIN(84),SVOLP(84),SQOPR(84),S
 2VOLA(84),SRAP2(84),VGPP(84),QWPI(84),VAIPI(84),VPPP(84),QOPP(84),
 3VAPP(84),VGPTY(84),VAITY(84),VPPTY(84),VAPTY(84),ARRVO(4),RGP(84)
 EQUIVALENCE (VGPP(1),VOLGP(1)),(QWPI(1),QWI(1))
 EQUIVALENCE (VAIPI(1),VAINT(1)),(VPPP(1),VOLPP(1))
 EQUIVALENCE (QOPP(1),QOPR(1)),(VAPP(1),VOLAP(1))
 EQUIVALENCE (VGPTY(1),VOLGP(1)),(VAITY(1),VAINT(1))
 EQUIVALENCE (VPPTY(1),VOLAP(1)),(VAPTY(1),VOLPP(1))
 EQUIVALENCE (RGP(1),RAP2(1))

80 FORMAT(I2)

90 FORMAT('1',////////,41X,'ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL',
 1,///,33X,'DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA',13X,'CENTRO DE COMPUTACION',/,
 237X,'MINAS Y PETROLEOS',22X,'DIGITAL',///,46X,'COMPORTAMIENTO DE Y
 3ACIMIENTOS',/,46X,'SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA',/,47X,'EN ARREG
 4OS DE CINCO POZOS',//,53X,'CAMPO AGUAPASTA',/,51X,'YACIMIENTO ORIE
 5NTE',/)

31 FORMAT(2X,'TIEMPO',1X,'VOLUMEN DE',4X,'TASA DE',7X,'VOLUMEN DE',4X
 1,'VOLUMEN DE',4X,'TASA DE',7X,'VOLUMEN DE',4X,'RELACION',6X,'RELAC
 2ION',/,9X,'GAS PRODU-',4X,'AGUA INYEC-',3X,'AGUA INYEC-',3X,'PETRO
 3LEO',6X,'PETROLEO',6X,'AGUA PRODU-',3X,'AGUA PETRO-',3X,'GAS PETRO
 4',/,9X,'CIDO ACUMU',4X,'TADA POR PO',3X,'TADA ACUMU',4X,'PRODUCCIO
 5',5X,'PRODUCIDO',5X,'CIDA ACUMU',4X,'LEO POR PO',4X,'LEO INSTAN')

32 FORMAT(9X,'LATIVO',8X,'ZO INYECTOR',3X,'LATIVA',8X,'ACUMULATIVO',3
 1X,'POR POZO',6X,'LATIVA',8X,'ZO PRODUCTOR',2X,'TANEA ACUMU-',/,65X
 2,'PRODUCTOR',33X,'LATIVA',//,3X,'ANOS',6X,'PCN',9X,'BSTO/DIA',7X,'
 3RSTO',10X,'BSTO',8X,'BSTO/DIA',8X,'BSTO',8X,'BSTO/BSTO',6X,'PCN/BST
 40',/)

33 FORMAT(43X,'COMPORTAMIENTO TOTAL DEL YACIMIENTO',//)

34 FORMAT(47X,'COMPORTAMIENTO DE UN MODELO',/,47X,'POZO INYECTOR POZO
 1 PRODUCTOR',/,54X,'DEL YACIMIENTO',//)

35 FORMAT(47X,'COMPORTAMIENTO DE UN ARREGLO DE',/,47X,'CINCO POZOS DE
 1L YACIMIENTO',/,47X,'UNO INYECTOR Y CUATRO PRODUCTORES',//)

36 FORMAT(6X,'TIEMPO',1X,'VOLUMEN DE',5X,'TASA DE AGUA',3X,'VOLUMEN D
 1F',5X,'VOLUMEN DE',5X,'TASA DE PETRO',2X,'VOLUMEN DE',5X,'RELACION
 2 AGUA',/,13X,'GAS PRODUCIDO',2X,'INYECTADA',6X,'AGUA INYECTA-',2X,
 3 'PETROLEO PRO',3X,'LEO PRODUCIDO',2X,'AGUA PRODUCI-',2X,'PETROLEO
 4POR',/,13X,'ACUMULATIVO',19X,'IDA ACUMULATI-',2X,'DUCIDO ACUMU-',17
 5X,'IDA ACUMULATI-',2X,'POZO PRODUC-',/,43X,'VA',13X,'LATIVO')

37 FORMAT('+',87X,'VA',13X,'TOR',//,6X,'ANOS',7X,'PCN',10X,'BSTO/DIA'
 1,8X,'BSTO',11X,'BSTO',9X,'BSTO/DIA',9X,'BSTO',9X,'BSTO/BSTO',/)

81 FORMAT(F5.2,F15.4,F9.4,F13.4,F12.4,F8.4,F11.4,F7.4)

82 FORMAT(4X,F7.2,7E15.7)

83 FORMAT(1X,F7.2,8E14.7)

READ(2,90)NI

```

WRITE(3,30)
WRITE(3,34)
WRITE(3,36)
WRITE(3,37)
DO 10 I=1,NI
SVOLG(I)=0.0
SQWI(I)=0.0
SVAIN(I)=0.0
SVOLP(I)=0.0
SQOPR(I)=0.0
SVOLA(I)=0.0
SRAP2(I)=0.0
10 CONTINUE
DO 11 I=1,NI
K=0
DO 12 J=1,4
READ(2,81)T(I),VOLGP(J),QWI(J),VAINT(J),VOLPP(J),QOPR(J),VOLAP(J)
IF(VOLGP(J))15,16,15
15 ARRVO(J)=VOLGP(J)
GO TO 19
16 K=K+1
GO TO (17,17,17,18),K
17 VOLGP(J)=ARRVO(J)
GO TO 19
18 SVOLG(I)=0.
19 SVOLG(I)=SVOLG(I)+VOLGP(J)
SQWI(I)=SQWI(I)+QWI(J)
SVAIN(I)=SVAIN(I)+VAINT(J)
SVOLP(I)=SVOLP(I)+VOLPP(J)
SQOPR(I)=SQOPR(I)+QOPR(J)
SVOLA(I)=SVOLA(I)+VOLAP(J)
12 CONTINUE
IF(SVOLA(I))99,99,98
98 SRAP2(I)=(SQWI(I)/SQOPR(I))-1.
99 IF(I-22)11,40,41
40 WRITE(3,30)
WRITE(3,34)
WRITE(3,36)
WRITE(3,37)
GO TO 11
41 IF(I-43)11,42,53
42 WRITE(3,30)
WRITE(3,34)
WRITE(3,36)
WRITE(3,37)
GO TO 11
53 IF(I-63)11,54,11
54 WRITE(3,30)
WRITE(3,34)
WRITE(3,36)
WRITE(3,37)
11 WRITE(3,82)T(I),SVOLG(I),SQWI(I),SVAIN(I),SVOLP(I),SQOPR(I),SVOLA(
11),SRAP2(I)
WRITE(3,30)
WRITE(3,35)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
DO 23 I=1,NI

```

```

23 RGP(1)=0.
DO 13 I=1,N1
VGRP(1)=4.*SVOLG(I)
GMIP1(I)=4.*SVALN(I)
VAIP1(I)=4.*SVALN(I)
VPP(1)=4.*SVOLP(I)
GOPP(1)=4.*SGOPP(I)
VAPP(1)=4.*SVOLA(I)
IF(VPP(1))22,22,21
RGP(1)=VGRP(1)/VPPP(1)
22 IF(I=22)13,43,44
43 WRITE(3,30)
WRITE(3,35)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
GO TO 13
44 IF(I=43)13,45,55
45 WRITE(3,30)
WRITE(3,35)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
GO TO 13
55 IF(I=53)13,56,13
56 WRITE(3,30)
WRITE(3,35)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
13 WRITE(3,83)T(1),VGRP(1),GMIP1(I),VAIP1(I),VPPP(1),GOPP(1),VAPP(1),
1SRAP2(I),RGP(1)
WRITE(3,30)
WRITE(3,33)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
DO 14 I=1,N1
VGRP(1)=107.*SVOLG(I)
VGP1Y(1)=107.*SVALN(I)
VAITY(1)=107.*SVALN(I)
VPPY(1)=107.*SVOLP(I)
VAPY(1)=107.*SVOLA(I)
IF(I=22)14,46,47
46 WRITE(3,30)
WRITE(3,33)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
GO TO 14
47 IF(I=42)14,48,57
48 WRITE(3,30)
WRITE(3,33)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
GO TO 14
57 IF(I=43)14,58,14
58 WRITE(3,30)
WRITE(3,33)
WRITE(3,31)
WRITE(3,32)
14 WRITE(3,83)T(1),VGRP(1),GMIP1(I),VAITY(1),VPPY(1),GOPP(1),VAPY,
CALL EXIT
11)SRAP2(1),RGP(1)

```

END

110

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR COPT
COMMON 0 VARIABLES 3798 PROGRAM 1642

END OF COMPILATION

// XEQ

CAPITULO IV

CONCLUSIONES

Para la realización de este proyecto piloto de recuperación del petróleo residual existente en el Yacimiento Oriente (produciendo por empuje de gas en solución) por inyección de agua basado en la teoría de Higgins - Leighton se han empleado 5 programas: CALFW, FPAWO, COCAM, PIROC, COPTY, (capítulo 2), para computadores 1130 en el lenguaje FORTRAN IV, de los cuales el COCAM, es el más importante pues sirve para la predicción del comportamiento de cada uno de los canales.

En sí el estudio del comportamiento del Yacimiento Oriente está hecho considerando características promedias del mismo, por lo que su estudio total es una extensión del comportamiento de un modelo (cuarta parte de un arreglo de 5 pozos, figura 2).

De los resultados del Programa COCAM, es necesario que se hallan invadidas 13 celdas en cada canal para que dicho canal deje de producir gas y comience a producir petróleo, que los primeros canales en los que se produce la ruptura del frente de petróleo, son los canales cuarto y quinto (fig. 2, canales centrales) y en los canales extremos el primero y

el octavo el frente de petróleo llega a los pozos productores cuando los otros canales ya están produciendo petróleo, de la misma manera, las 40 celdas de los canales cuarto y quinto son las primeras en invadirse y las de los canales primero y octavo son las últimas.

De los resultados del programa COPTY (Tabla 6) para este proyecto puedo determinar las producciones diarias promedio de gas, petróleo y agua en el yacimiento en cada etapa de producción.

TIEMPO (años)	PRODUCCION PROMEDIA DIARIA DE GAS PCN/Día	PRODUCCION PROMEDIA DIARIA DE PETROLEO BSTO/Día	PRODUCCION PROMEDIA DIA RIA DE AGUA BSTO/ Día
0.25	1.18×10^7	_____	_____
2.25 - 2.50	1.002×10^8 (máximo)	_____	_____
2.68 - 2.75	_____	1.7×10^4	_____
6.25 - 6.50	_____	5.00×10^4 (máximo)	_____
9.75 - 10.00	_____	4.88×10^4	_____
11.25- 11.50	_____	3.63×10^4	9.9×10^3
19.75- 20.00	_____	1.06×10^4	3.07×10^4

Con un 27.2% de recobro del petróleo residual (de la producción primaria).

SUGERENCIAS

1. Realizar la predicción del Yacimiento considerando las variaciones verticales de permeabilidad de la formación en estudio (no se ha realizado una predicción de este tipo por carecer de información). Además se sugiere tomar en cuenta en este trabajo las variaciones de K_{rg} en función de la saturación de petróleo.
2. Dividir el modelo en mayor número de canales para obtener una mayor exactitud de los resultados.
3. Efectuar un estudio técnico - económico de la perforación de 12 pozos productores y 9 Inyectores. (Fig. 1) para obtener un mayor rendimiento del campo, de acuerdo a la aplicación del método Higgins y Leighton a este Yacimiento.
4. Hacer un estudio técnico-económico sobre la factibilidad de comenzar el proyecto de inyección de agua a la presión de saturación.
5. Efectuar un estudio similar al realizado, tomando en consideración la perforación de pozos en la periferia del Yacimiento.

APENDICE "A"

DERIVACION DE LA ECUACION DE FLUJO FRACCIONAL

Considerando la formación de la figura A-1, saturada con petróleo y agua connata, sometida a la inyección de fluidos a una tasa q_i ; tal formación se considera homogénea con permeabilidades y porosidades constantes. La arena tiene una longitud, L , área seccional transversal, A , y está inclinada un ángulo α con respecto a un plano horizontal, considerando el ángulo positivo buzamiento arriba, y aplicando la ley de Darcy a cada una de las fases tenemos:

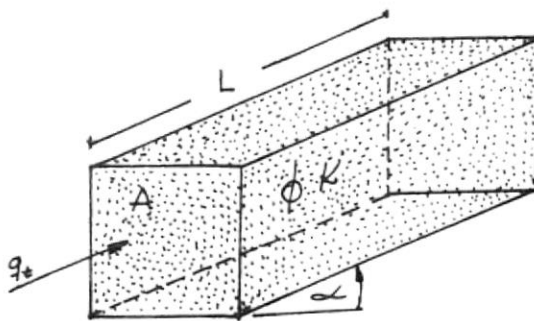


FIGURA A-1. Formación sometida
a invasión

Las velocidades para las fases petróleo y agua en cualquier punto del sistema son:

$$v_o = -\frac{K \times K_{ro}}{\mu_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} = -\frac{K \times K_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \quad (A-1)$$

y

$$v_w = -\frac{K \times K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial \phi_w}{\partial x} = -\frac{K \times K_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w g \sin \alpha \right) \quad (A-2)$$

La presión capilar relaciona las presiones en la fase mo-
jante (agua) y en la fase no mojanete (petróleo) ó sea:

$$P_c = P_w - P_o \quad (A-3)$$

Puesto que la presión capilar es una función de varias va-
riables, puede diferenciarse parcialmente con respecto a la dis-
tancia:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad (A-4)$$

Reemplazando (A-4) en (A-1) obtenemos:

$$v_o = -\frac{K \times K_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{\partial P_c}{\partial x} + \rho_o g \sin \alpha \right) \quad (A-5)$$

Las ecuaciones (A-2) y (A-5) pueden combinarse para eliminar

$\frac{\partial P_w}{\partial X}$ así:

De (A-2):

$$\frac{\partial P_w}{\partial X} = - \frac{v_w \times \mu_w}{K \times K_{rw}} - \rho_w g \sin \alpha \quad (A-6)$$

De (A-5):

$$\frac{\partial P_w}{\partial X} = - \frac{v_o \mu_o}{K \times K_{ro}} + \frac{\partial P_c}{\partial X} - \rho_o g \sin \alpha \quad (A-7)$$

Igualando las ecuaciones (A-6) y (A-7)

$$- \frac{v_w \mu_w}{K \times K_{rw}} - \rho_w g \sin \alpha = - \frac{v_o \mu_o}{K \times K_{ro}} + \frac{\partial P_c}{\partial X} - \rho_o g \sin \alpha$$

$$- \frac{v_w \mu_w}{K \times K_{rw}} + \frac{v_o \mu_o}{K \times K_{ro}} = \frac{\partial P_c}{\partial X} + \rho_w g \sin \alpha - \rho_o g \sin \alpha$$

$$- \frac{v_w \mu_w}{K \times K_{rw}} + \frac{v_o \mu_o}{K \times K_{ro}} = \frac{\partial P_c}{\partial X} + g (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \quad (A-8)$$

Considerando fluidos incompresibles

$$v_t \text{ (Velocidad total)} = v_w + v_o \quad (A-9)$$

Multiplicando ambos miembros de (A-9) por $\mu_o / K \times K_{ro}$

$$\frac{v_t \mu_o}{K \times K_{ro}} = \frac{v_w \mu_o}{K \times K_{ro}} + \frac{v_o \mu_o}{K \times K_{ro}} \quad (\text{A-10})$$

Reemplazando (A-10) en (A-8)

$$- \frac{v_w \mu_w}{K \times K_{rw}} + \frac{v_t \mu_o}{K \times K_{ro}} + \frac{v_w \mu_o}{K \times K_{ro}} = \frac{\partial P_c}{\partial X} + g(\rho_w - \rho_o) \sin \alpha$$

$$- v_w \left(\frac{\mu_w}{K \times K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K \times K_{ro}} \right) + \frac{v_t \mu_o}{K \times K_{ro}} = \frac{\partial P_c}{\partial X} + g \Delta \rho \sin \alpha$$

$$v_w \left(\frac{\mu_w}{K \times K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K \times K_{ro}} \right) = \frac{v_t \mu_o}{K \times K_{ro}} - \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} + g \Delta \rho \sin \alpha \right) \quad (\text{A-11})$$

Despejando la velocidad del agua, v_w , de (A-11)

$$v_w = \frac{\frac{v_t \mu_o}{K \times K_{ro}} - \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} + g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{\frac{\mu_w}{K \times K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K \times K_{ro}}} \quad (\text{A-12})$$

Multiplicando y dividiendo el segundo miembro de (A-12) por

$\frac{K \times K_{ro}}{v_t \mu_o}$ y sabiendo que $K_o = K \times K_{ro}$

$$v_w = \frac{1 - \frac{K_o}{v_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial X} + g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{\frac{\mu_w}{K \times K_{rw}} \times \frac{K \times K_{ro}}{v_t \mu_o} + \frac{\mu_o}{K \times K_{ro}} \times \frac{K \times K_{ro}}{v_t \mu_o}}$$

Siendo:

$$f_w = \frac{v_w}{v_t}$$

finalmente:

$$f_w = \frac{1 - \frac{k_o}{v_t \mu_o} \left(\frac{dp_c}{dx} + \rho \Delta \phi \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{k_{ro}}{k_{rw}}}$$

(A-13)

APENDICE "B"

DERIVACION DE LA ECUACION DE VELOCIDAD DEL FRENTE DE INVASION

La derivación de la ecuación de la velocidad del frente de invasión involucra solamente 2 suposiciones: (1) No existe transferencia de masas entre las fase, y (2) las fases son incompresibles. Además se está inyectando fluidos a una tasa q_t .

Considerando un elemento de roca Yacimiento Fig. B-1 con un área de sección transversal A , y una porosidad volumétrica, ϕ . También se supone que la porosidad volumétrica es equivalente a la porosidad superficial. Por consiguiente en la cara frontal se dispone de un área de sección transversal ϕA disponible para el paso del fluido. También se consideran constantes la presión P , la temperatura T_f , y la composición de la fase fluída. Únicamente dos fluidos se mueven y un tercer fluido puede estar presente, pero en un estado inmóvil.

El volumen de agua en el elemento será:

$$V_w = A \Delta X \phi S_w \quad (B-1)$$

Y el cambio de este volumen de agua con respecto al tiempo será

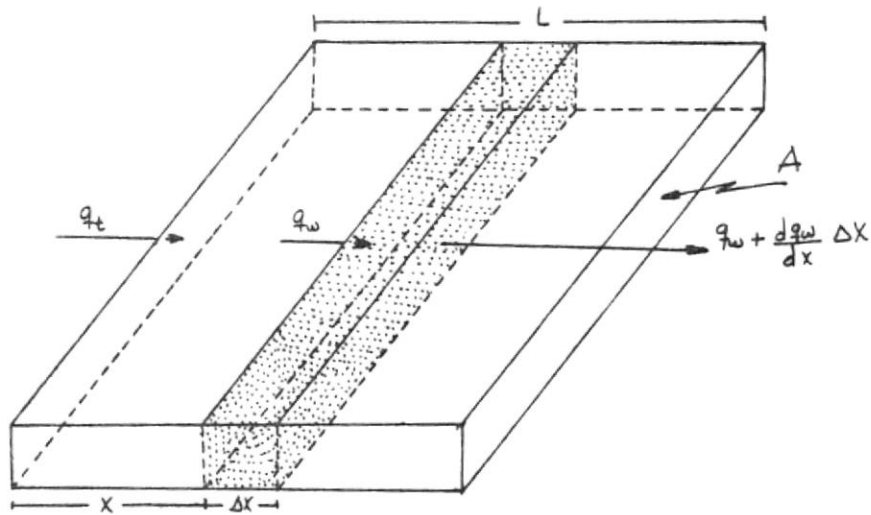


FIGURA B-1. Esquema de la formación sometida a invasión

igual a:

$$\begin{aligned} \frac{dV_w}{dt} &= \frac{d}{dt} (A \Delta x \phi S_w) \\ &= A \phi \Delta x \left(\frac{dS_w}{dt} \right)_x \end{aligned} \quad (B-2)$$

Dicha variación de volumen con respecto al tiempo puede obtenerse también como sigue:

$$\frac{dV_w}{dt} = q_w - \left| q_w + \left(\frac{dq_w}{dx} \right)_t \Delta x \right| \quad (B-3)$$

Iguando (B-2) y (B-3)

$$A\phi \Delta x \left(\frac{dS_w}{dt} \right)_x = q_w - q_w - \left(\frac{dq_w}{dx} \right)_t \Delta x$$

$$A\phi \left(\frac{dS_w}{dt} \right)_x = - \left(\frac{dq_w}{dx} \right)_t \quad (B-4)$$

Pero: $q_w = f_w q_t$ (B-5)

Como la tasa de flujo total q_t , es constante se puede escribir, derivando con respecto a la distancia:

$$\left(\frac{dq_w}{dx} \right)_t = q_t \left(\frac{df_w}{dx} \right)_t \quad (B-6)$$

Sustituyendo (B-6) en (B-4) y despejando $\left(\frac{dS_w}{dt} \right)_x$ obtenemos:

$$\left(\frac{dS_w}{dt} \right)_x = - \frac{q_t}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dx} \right)_t \quad (B-7)$$

Siendo la saturación de agua S_w , función de distancia x , y de tiempo t ,

$$S_w = f(x, t) \quad (B-8)$$

Diferenciándola

$$dS_w = \left(\frac{\partial S_w}{\partial X} \right)_t dX + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_X dt \quad (B-9)$$

Como queremos conocer el avance de un plano de saturación cons
tante, tenemos que $dS_w = 0$

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial X} \right)_t dX + \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_X dt = 0 \quad (B-10)$$

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial X} \right)_t dX = - \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_X dt \quad (B-11)$$

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial X} \right)_t \left(\frac{dX}{dt} \right)_{S_w} = - \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} \right)_X \quad (B-12)$$

Sustituyendo (B-7) en (B-12)

$$\left(\frac{\partial S_w}{\partial X} \right)_t \left(\frac{dX}{dt} \right)_{S_w} = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dx} \right)_t \quad (B-13)$$

despejando $\left(\frac{dX}{dt} \right)_{S_w}$ en (B-13)

$$\left(\frac{dX}{dt} \right)_{Sw} = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dX} \right)_t \left(\frac{dX}{dSw} \right)_t \quad (B-14)$$

$$V_{Sw} = \left(\frac{dx}{dt} \right)_{Sw} = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dSw} \right)_t \quad (B-15)$$

Esta ecuación (B-15) nos permite obtener la velocidad de avance de un frente de saturación Sw , si se conoce la curva de flujo fraccional; puede calcularse la tangente a dicha curva a una saturación determinada.

APENDICE "C"

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA EN EL FRENTE

Solución de Calhoun

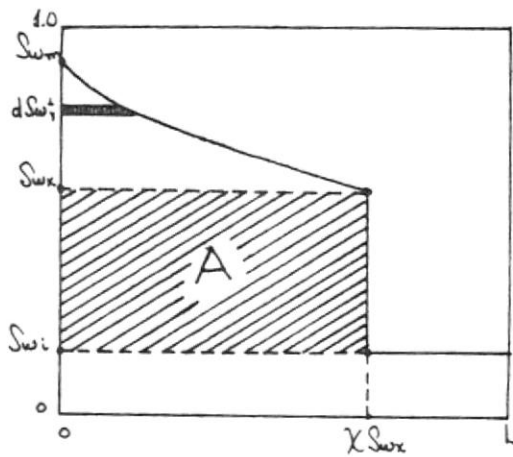


FIGURA C-1. Curva saturación Vs.
Distancia

El agua inyectada: $qt \times t$ (C-1)

Agua acumulada en el estrato:

$$A\phi \left[x_{Swx} (Swx - Swi) + \int_{Swx}^{Swm} x_{Sw} dSw \right] \quad (C-2)$$

Por ecuación de avance del frente

$$x_{Swx} = \frac{qt \times t}{A\phi} \left(\frac{\partial w}{\partial Sw} \right)_{t, Swx} \quad (C-3)$$

$$x_{Sw} = \frac{qt \times t}{A\phi} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, Sw} \quad (C-4)$$

Como, el agua inyectada es igual al agua acumulada, igualando (C-1) y (C-2)

$$qt \times t = A\phi \left[x_{Swx} (Swx - Swi) + \int_{Swx}^{Swm} x_{Sw} d Sw \right] \quad (C-5)$$

Sustituyendo (C-3) y (C-4) en (C-5)

$$qt \times t = A\phi \left[\frac{qt \times t}{A\phi} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, Swx} (Swx - Swi) + \int_{Swx}^{Swm} \frac{qt \times t}{A\phi} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, Sw} d Sw \right]$$

Simplificado:

$$1 = \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, Swx} (Swx - Swi) + \int_{Swx}^{Swm} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, Sw} d Sw \quad (C-6)$$

$$Swm = 1.0$$

$$Swx = fwx$$

$$1 = \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, Swx} (Swx - Swi) + \int_{fwx}^1 d fw$$

$$1 = S_{wx} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}} - S_{wi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}} + 1 - f_{wx}$$

$$S_{wx} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}} = S_{wi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}} + f_{wx}$$

$$S_{wx} = \frac{S_{wi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}}} + \frac{f_{wx}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}}}$$

$$S_{wx} = S_{wi} + \frac{f_{wx}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{t, S_{wx}}}$$

(C-7)

APENDICE "D"

DESARROLLO DE LAS ECUACIONES PARA CALCULAR EL GASTO INSTANTANEO DE INYECCION.

Primera Etapa

En el desarrollo de la ecuación para el gasto de inyección en esta etapa, se supone la existencia de una saturación de gas móvil y una saturación de agua inicial igual a la irreductible, por lo que, se tiene un banco de gas, un banco de petróleo y una fase subordinada, Figura D-1

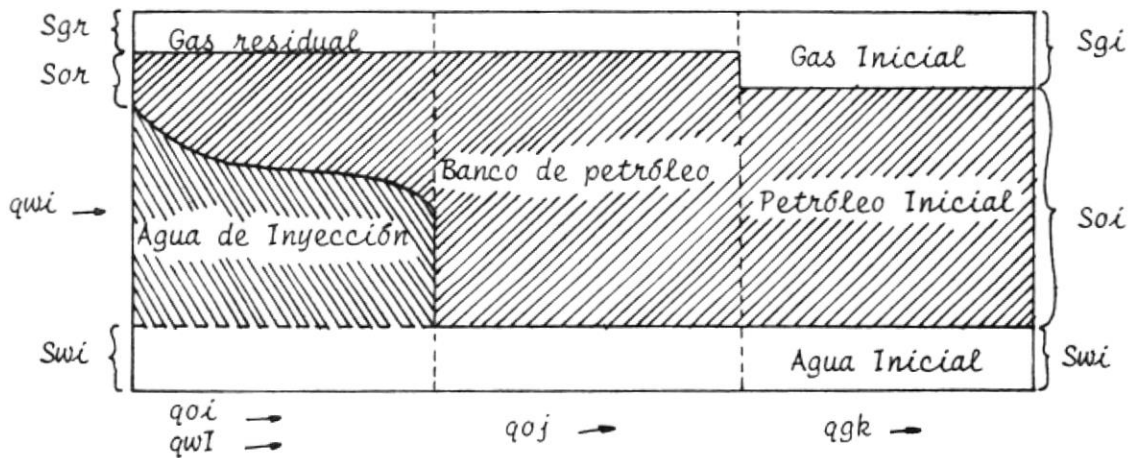


FIGURA D-1. (No a escala)

Considerando que el proceso ocurre en régimen permanente, el gasto total que entra en cualquier celda del canal es igual al que sale de ella, o sea:

$$q_{wi} = q_{oi} + q_{wi} = q_{oj} = q_{gk} \quad (D-1)$$

Aplicando la ecuación de Darcy para flujo lineal a las celdas donde agua y petróleo están fluyendo, se obtiene:

$$q_{wi} = \frac{\Delta p_i K \times \bar{k}_{roi} A_i}{\mu_o L_i} + \frac{\Delta p_i K \times \bar{k}_{rwi} A_i}{\mu_w L_i}$$

$$q_{wi} = \frac{\Delta p_i K A_i}{L_i} \left(\frac{\bar{k}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{k}_{rwi}}{\mu_w} \right) \quad (D-2)$$

Sustituyendo $G_i = \frac{L_i}{A_i}$ en la ecuación anterior

$$q_{wi} = \frac{\Delta p_i K}{\frac{G_i}{\frac{\bar{k}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{k}_{rwi}}{\mu_w}}} \quad (D-3)$$

Esta ecuación (D-3) puede aplicarse a las celdas donde se tiene la fase subordinada. Para las celdas donde solo fluye petróleo, se tiene:

$$q_{wi} = q_{oj} = \frac{\Delta p_j K x K_{roiw} A_j}{\mu_o L_j} = \frac{\Delta p_j K}{\frac{G_j \mu_o}{K_{roiw}}} \quad (D-4)$$

Para las celdas donde únicamente fluye gas, tenemos:

$$q_{wi} = q_{gk} = \frac{\Delta p_k K x K_{rg} A_k}{\mu_g L_k} = \frac{\Delta p_k K}{\frac{G_k \mu_g}{K_{rg}}} \quad (D-5)$$

De las ecuaciones (D-3), (D-4) y (D-5) se determina la caída de presión para cada una de las celdas del canal.

Para la fase subordinada, la caída de presión en cada celda está dada por:

$$\Delta p_i = \frac{q_{wi}}{K} x \frac{G_i}{\frac{\bar{K}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{K}_{rwi}}{\mu_w}} \quad (D-6)$$

Para el banco de petróleo:

$$\Delta p_j = \frac{q_{wi}}{K} x \frac{\mu_o G_j}{K_{roiw}} \quad (D-7)$$

Para el banco de gas

Para el banco de gas:

$$\Delta p_k = \frac{q_{wi}}{K} \times \frac{\mu_g \times G_k}{K r_g} \quad (D-8)$$

La caída de presión entre la cara de entrada y la cara de salida del canal es la suma de las caídas de presión en cada una de las celdas, o sea:

$$\Delta p = \sum_{i=1}^{c_i} \Delta p(i) + \sum_{j=c_i+1}^{FA} \Delta p(j) + \sum_{k=FA}^{40} \Delta p(k) \quad (D-9)$$

Sustituyendo las ecuaciones (D-6), (D-7), (D-8) en la ecuación (D-9):

$$\Delta p = \sum_{i=1}^{c_i} \frac{q_{wi}}{K} \frac{G_i}{\frac{K r_{oi}}{\mu_o} + \frac{K r_{wi}}{\mu_w}} \sum_{j=c_i+1}^{FA} \frac{q_{wi}}{K} \frac{\mu_o \times G_j}{K r_{oiw}} + \sum_{k=FA}^{40} \frac{q_{wi}}{K} \cdot \frac{\mu_g \times G_k}{K r_g}$$

Simplificando y despejando q_{wi} , se obtiene

$$q_{wi} = \frac{K \Delta p}{\sum_{i=1}^{c_i} \frac{G_i}{\frac{K r_{oi}}{\mu_o} + \frac{K r_{wi}}{\mu_w}} + \sum_{j=c_i+1}^{FA} \frac{\mu_o \times G_j}{K r_{oiw}} + \sum_{k=FA}^{40} \frac{G_k \mu_g}{K r_g}} \quad (D-10)$$

Segunda Etapa:

En esta etapa se presenta la surgencia del petróleo, desapareciendo la fase móvil de gas, por lo que el término correspondiente al gas, en la ecuación (D-9), desaparece:

$$\Delta p = \sum_{i=1}^{c_i} \Delta p_i + \sum_{j=c_i+1}^{40} \Delta p_j \quad (D-11)$$

Sustituyendo (D-6) y (D-7) en la ecuación (D-11) y despejando el gasto de inyección q_{wi} :

$$q_{wi} = \frac{K \Delta p}{\sum_{i=1}^{c_i} \frac{G_i}{\frac{\bar{k}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{k}_{rwi}}{\mu_w}} + \sum_{j=c_i+1}^{40} \frac{\mu_o G_j}{\bar{k}_{roj}}} \quad (D-12)$$

Tercera Etapa:

La caída total de presión, en esta etapa, se obtiene considerando únicamente la fase subordinada en el cual:

$$\Delta p = \sum_{i=1}^{40} \frac{q_{wi}}{K} \frac{G_i}{\frac{\bar{k}_{roi}}{\mu_o} + \frac{\bar{k}_{rwi}}{\mu_w}}$$

Despejando q_{wi} :

$$q_{wi} = \frac{K \Delta p}{\sum_{i=1}^4 \frac{G_i}{\frac{\bar{K} \rho_{oi}}{\mu_o} + \frac{\bar{K} \rho_{wi}}{\mu_w}}} \quad (D-13)$$

APENDICE "E"

FORMULA PARA OBTENER LA DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL

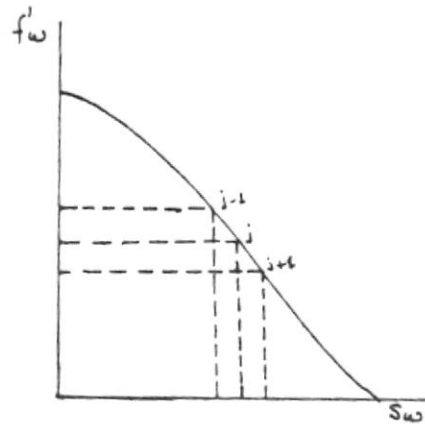


FIGURA E - 1

Utilizando el método de interpolación lineal entre los puntos $(j+1)$ y $(j-1)$ para el punto (j) en Figura E - 1.

$$f'_w(j) = \frac{f'_w(j+1) - f'_w(j-1)}{S_w(j+1) - S_w(j-1)} [S_w(j) - S_w(j-1)] + f'_w(j-1) \quad (E-1)$$

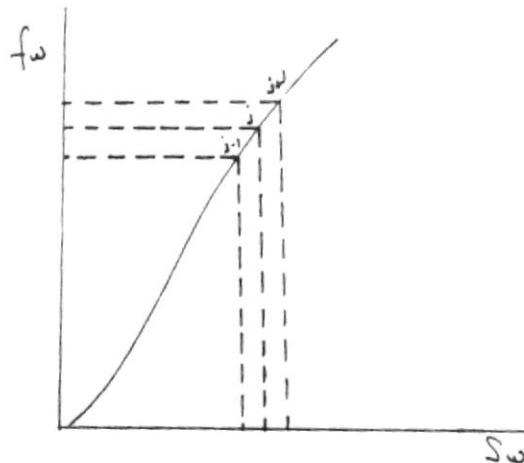


FIGURA E - 2

Reemplazando en E-1, los valores de $f'w(j+1)$, $f'w(j-1)$ obtenidos por diferencias (Figura E-2).

$$f'w(j) = \frac{fw(j) - fw(j-1)}{Sw(j) - Sw(j-1)} + \frac{\frac{fw(j+1) - fw(j)}{Sw(j+1) - Sw(j)} - \frac{fw(j) - fw(j-1)}{Sw(j) - Sw(j-1)}}{Sw(j+1) - Sw(j-1)} [Sw(j) - Sw(j-1)]$$

(E-2)

FORMA PARA ENCONTRAR AREAS BAJO CURVAS

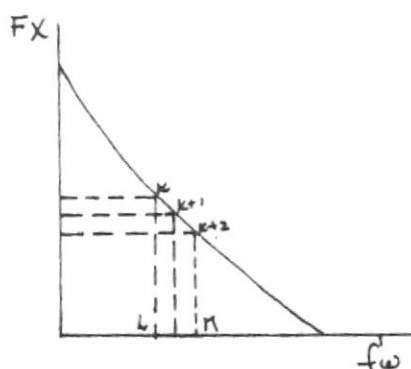


FIGURA E - 3

La ecuación polinomial de n grados truncada en el tercer término

$$f(f'w) = C(k+2) + C(k+1)(f'w - f'w(k+2)) + C(k)(f'w - f'w(k+2))(f'w - f'w(k+1))$$

(E-3)

Este polinomio satisface la relación

$$f(f'w_i) = FX_i \quad (i = k+2, k+1, k)$$

Reemplazando:

$$\begin{aligned} f(f'w(k+2)) &= C(k+2) &&= FX(k+2) \\ f(f'w(k+1)) &= C(k+2) + C(k+1)(f'w(k+1) - f'w(k+2)) &&= FX(k+1) \\ f(f'w(k)) &= C(k+2) + C(k+1)(f'w(k) - f'w(k+2)) + C(k)(f'w(k) - f'w(k+1)) &&= FX(k) \end{aligned}$$

Ecuaciones (E-4), (E-5), y (E-6) respectivamente, de las cuales obtenemos los coeficientes

$$C(k+2) = FX(k+2) \quad (E-7)$$

$$C(k+1) = \frac{FX(k+1) - FX(k+2)}{\delta'w(k+1) - \delta'w(k+2)} \quad (E-8)$$

$$C(k) = \frac{\frac{FX(k) - FX(k+1)}{\delta'w(k) - \delta'w(k+1)} - \frac{FX(k+1) - FX(k+2)}{\delta'w(k+1) - \delta'w(k+2)}}{\delta'w(k) - \delta'w(k+2)} \quad (E-9)$$

Integrando (E-3)

$$\begin{aligned} \int_n^L \delta(\delta'w) d\delta'w &= \int_n^L \left\{ C(k+2) + C(k+1) (\delta'w - \delta'w(k+2)) + C(k) (\delta'w - \delta'w(k+2)) \right. \\ &\quad \left. (\delta'w - \delta'w(k+1)) \right\} d\delta'w \\ \int_n^L \delta(\delta'w) d\delta'w &= \int_n^L \left\{ C(k+2) + C(k+1) [\delta'w - \delta'w(k+2)] + C(k) \left[\delta'w^2 - \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \{ \delta'w(k+2) + \delta'w(k+1) \} \delta'w + \delta'w(k+2) \delta'w(k+1) \right] \right\} d\delta'w \\ \int_n^L \delta(\delta'w) d\delta'w &= \left\{ C(k+2) \delta'w + C(k+1) \left[\frac{\delta'w^2}{2} - \delta'w(k+2) \delta'w \right] + \right. \\ &\quad \left. C(k) \left[\frac{\delta'w^3}{3} - \{ \delta'w(k+2) + \delta'w(k+1) \} \frac{\delta'w^2}{2} + \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \delta'w(k+2) \delta'w(k+1) \delta'w \right] \right\}_n^L \end{aligned}$$

Reemplazando límites y simplificando:

$$\begin{aligned} \int_n^L \delta(\delta'w) d\delta'w &= C(k+2) [\delta'w(L) - \delta'w(M)] + C(k+1) \left\{ \frac{\delta'w(L)^2}{2} - \delta'w(M)^2 - \right. \\ &\quad \left. \delta'w(k+2) [\delta'w(L) - \delta'w(M)] \right\} + C(k) \left\{ \frac{\delta'w(L)^3}{3} - \delta'w(M)^3 - \right. \\ &\quad \left. [\delta'w(k+2) + \delta'w(k+1)] \frac{\delta'w(L)^2 - \delta'w(M)^2}{2} + \right. \end{aligned}$$

$$\delta'w(k+2)\delta'w(k+1)\left[\delta'w(L) - \delta'w(M)\right] \quad (E-10)$$

Reemplazando (E-7), (E-8), (E-9) en (E-10) se tiene:

$$\begin{aligned} \int_{\pi}^L \delta(\delta'w) d\delta'w &= \frac{\frac{FX(k) - FX(k+1)}{\delta'w(k) - \delta'w(k+1)} - \frac{FX(k+1) - FX(k+2)}{\delta'w(k+1) - \delta'w(k+2)}}{\delta'w(k) - \delta'w(k+2)} \left\{ \frac{\delta'w(L)^3 - \delta'w(M)^3}{3} - \right. \\ &\quad \left. \left[\delta'w(k+2) + \delta'w(k+1) \right] \left[\frac{\delta'w(L)^2 - \delta'w(M)^2}{2} \right] + \right. \\ &\quad \left. \delta'w(k+2)\delta'w(k+1) \left[\delta'w(L) - \delta'w(M) \right] \right\} + \\ &\quad \frac{FX(k+1) - FX(k+2)}{\delta'w(k+1) - \delta'w(k+2)} \left\{ \frac{\delta'w(L)^2 - \delta'w(M)^2}{2} - \delta'w(k+2) \left[\delta'w(L) - \delta'w(M) \right] \right\} + \\ &\quad FX(k+2) \left[\delta'w(L) - \delta'w(M) \right] \quad (E-11) \end{aligned}$$

APENDICE "F"

CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL IN SITU

$$N \beta_{oi} = Ah\phi (1 - S_{wi})$$

$$N \beta_{oi} = \frac{0.15 \times 10^{10} \times 30 \times 0.1625 (1-0.12)}{5.615} = 1.142 \times 10^9$$

$$N \text{ Boi} = 1.142 \times 10^9 \text{ barriles en el Yacimiento}$$

Volumen de petróleo producido por recobro primario

$$N_p = 0.2973 \times 10^9 \text{ BSTO.}$$

Cálculo de las saturaciones de petróleo y gas después del re
cobro primario⁽¹⁴⁾

$$S_o = \frac{(N - N_p) \beta_o (1 - S_{wi})}{N \beta_{oi}}$$

$$N = \frac{N \beta_{oi}}{\beta_{oi}} = \frac{1.142 \times 10^9}{1.135} = 1.005 \times 10^9 \text{ BSTO.}$$

$$S_o = \frac{(1.005 \times 10^9 - 0.2973 \times 10^9) \times 1.129 \times (1-0.12)}{1.142 \times 10^9} = 0.668$$

$$S_o = 0.668$$

$$S_g = 1 - S_L = 1 - S_o - S_{wi}$$

$$S_g = 1 - 0.668 - 0.12$$

$$S_g = 0.212$$

Petróleo residual a condiciones de Yacimiento

$$(N-N_p)\beta_o = (1.065 \times 10^9 - 0.2973 \times 10^9) \times 1.129 = 0.867 \times 10^9 \text{ bbls.}$$

Permeabilidad relativa al gas⁽⁵⁾

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = b (0.0435 + 0.4556 b)$$

$$b = \frac{1 - S_{gc} - S_{wi} - S_o}{S_o - c}$$

Donde $c \approx S_{or}$

$$b = \frac{1 - S_{gc} - S_{wi} - S_o}{S_o - S_{or}}$$

$$b = 0.375$$

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = 0.0805$$

$$K_{rg} = 0.0188$$

MONOGRAMAS

SIMBOLO	FORTRAN	
Ac	ARE	Area Superior paralela al flujo correspondiente a cada canal.
Ao	AO	Area bajo la curva de Kro Vs. f_w'
Aw	AW	Area bajo la curva de Krw Vs. f_w'
β_o	BO	Factor volumétrico del Petróleo
β_w	BW	Factor volumétrico del agua
β_g	BG	Factor volumétrico del gas
ci	JC.CI	Número de celdas invadidas
Esc	ESC	Escala lineal utilizada para <u>con</u> vertir las dimensiones del área de cada canal a dimensiones reales.
Ev	EV	Eficiencia vertical
FA	FRPCN	Posición del frente de petróleo
FR	FAIPC	Posición del frente de petróleo al invadirse la primera celda.
f_w	FW	Flujo fraccional de agua.
f_w'	FPW	Primera derivada de f_w con respecto a Sw.
f_wbr		f_w a la surgencia de agua.

SIMBOLO	FORTRAN	
f'_{wbr}	FPBR	f'_w a la surgencia de agua.
f_{wbr-m}	FPBR	f'_{wbr} después de surgir el agua
$f(x)$	FX	Valor de la ordenada
G	G(I)	Factor de forma de cada celda.
h	H	Espesor promedio de la arena
K	PERAB	Permeabilidad absoluta.
K_{rg}	XKRG	Permeabilidad relativa al gas.
K_{ro}	XKO, PRO(I)	Permeabilidad relativa al petr <u>ó</u> leo.
K_{roiw}	XKROW	Permeabilidad relativa al petr <u>ó</u> leo a la saturación de agua i-rreductible.
K_{rw}	XKW, PRW(I)	Permeabilidad relativa al agua.
\bar{K}_{ro}	PO	Permeabilidad media relativa al petr <u>ó</u> leo.
\bar{K}_{rw}	PW	Permeabilidad media relativa al agua.
	NP	Número de renglones del arreglo, $S_w, K_{rw}, K_{ro}, f_w, f'_w, A_w, A_o$.
	NCAN	Número de canales
q_o	QO	Gasto de petr <u>ó</u> leo
q_{wi}	QWI	Gasto instantáneo de inyección
q_{wi}	QPRO	Gasto medio de inyección

SIMBOLO	FORTTRAN	
RAP	RAP	Relación agua-petróleo
Sgi		Saturación inicial de gas
Sgm	SGM	Saturación de gas móvil
Sgr	SGR	Saturación de gas residual
Soi		Saturación inicial de petróleo
Sor	SOR	Saturación de petróleo residual.
Sw	SW	Saturación de agua
Swp	SWPF	Saturación promedia de agua de <u>trás</u> del frente
Swi	SWI	Saturación de agua
Swf	SWF	Saturación de agua en el frente a la ruptura del agua.
	SQOPR	Tasa de petróleo producido en un modelo.
	SQWI	Tasa de agua inyectada en un modelo.
	QWIPI	Tasa de agua inyectada por <u>pozo</u> inyector.
	QOPP	Tasa de petróleo producido por pozo productor.
	RGP	Relación gas-petróleo <u>instantáneo</u> acumulativo

SIMBOLO

FORTRAN

SRAP2	Relación agua-petróleo por pozo productor.
SVOLG	Volumen de gas producido <u>acumulativo</u> en un modelo.
SVAIN	Volumen de agua inyectada <u>acumulativa</u> en un modelo.
SVOLP	Volumen de petróleo producido <u>acumulativo</u> en un modelo.
SVOLA	Volumen de agua producida <u>acumulativa</u> en un modelo.
VAIPI	Volumen de agua inyectada <u>acumulativa</u> por pozo inyector.
VGPP	Volumen de gas producido <u>acumulativo</u> por pozo productor.
VPPP	Volumen de petróleo producido <u>acumulativo</u> por pozo productor.
VAPP	Volumen de agua producida <u>acumulativa</u> por pozo productor.
VGPTY	Volumen de gas producido <u>acumulativo</u> del Yacimiento.
VAITY	Volumen de agua inyectada <u>acumulativa</u> del Yacimiento.

SIMBOLO	FORTRAN	
	VPPTY	Volumen de petróleo producido acumulativo del <u>Yacimien</u> to.
	VAPTY	Volumen de agua producida <u>a</u> cumulativa del Yacimiento.
t	T	Tiempo
V_p	VOPCE	Volumen poroso de una celda.
V_{gp}	VOLGP	Volumen de gas producido <u>acu</u> mulativo por cada canal.
VA_i	VAINT	Volumen de agua inyectada <u>a</u> cumulativa por cada canal.
VP_p	VOLPP	Volumen de petróleo producido acumulativo por cada canal
V_{wp}	VOLAP	Volumen de agua producido <u>a</u> cumulativo por cada canal.
Δp	DELP	Caída de presión
Δt	DELT	Incremento de tiempo
ΔN_p	DELNP	Incremento de petróleo produ- cido.
ΔW_i	DELWI	Incremento de agua inyectada.
ΔW_p	DELWP	Incremento de agua producida.
\emptyset	FI	Porosidad

SIMBOLO

FORTRAN

μ_g	UG	Viscosidad del gas
μ_o	UO	Viscosidad del petróleo
μ_w	UW	Viscosidad del agua
$\int (f(x) d\hat{f}w$	AWO	Area bajo la curva de $f(x)$ vs $\hat{f}w$ ya sea $f(x) = K_{rw}$ o K_{ro} .

TABLA 1

Factores de forma para los canales en un arreglo de 5 pozos

Celdas Nº	C A N A L E S							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	36,582	19,620	17,880	17,372	17,372	17,880	19,620	36,582
2	2,920	1,696	1,558	1,506	1,506	1,558	1,696	2,920
3	1,848	0,950	0,900	0,886	0,886	0,900	0,950	1,848
4	1,197	0,670	0,639	0,631	0,631	0,639	0,670	1,197
5	0,928	0,536	0,495	0,495	0,495	0,495	0,536	0,928
6	0,768	0,440	0,397	0,397	0,397	0,397	0,440	0,768
7	0,643	0,363	0,331	0,325	0,325	0,331	0,363	0,643
8	0,535	0,306	0,282	0,286	0,286	0,282	0,306	0,535
9	0,451	0,262	0,245	0,256	0,256	0,245	0,262	0,451
10	0,378	0,229	0,220	0,231	0,231	0,220	0,229	0,378
11	0,310	0,203	0,200	0,211	0,211	0,200	0,203	0,310
12	0,253	0,182	0,185	0,196	0,196	0,185	0,182	0,253
13	0,205	0,166	0,172	0,183	0,183	0,172	0,166	0,205
14	0,167	0,152	0,162	0,173	0,173	0,162	0,152	0,167
15	0,139	0,139	0,155	0,166	0,166	0,155	0,139	0,139
16	0,121	0,128	0,150	0,161	0,161	0,150	0,128	0,121
17	0,108	0,118	0,147	0,158	0,158	0,147	0,118	0,108
18	0,096	0,110	0,144	0,155	0,155	0,144	0,110	0,096
19	0,088	0,105	0,139	0,152	0,152	0,139	0,105	0,088
20	0,082	0,101	0,124	0,150	0,150	0,124	0,101	0,082
21	0,082	0,101	0,124	0,150	0,150	0,124	0,101	0,082
22	0,088	0,105	0,139	0,152	0,152	0,139	0,105	0,088
23	0,096	0,110	0,144	0,155	0,155	0,144	0,110	0,096
24	0,108	0,118	0,147	0,158	0,158	0,147	0,118	0,108
25	0,121	0,128	0,150	0,161	0,161	0,150	0,128	0,121
26	0,139	0,139	0,155	0,166	0,166	0,155	0,139	0,139
27	0,167	0,152	0,162	0,173	0,173	0,162	0,152	0,167
28	0,205	0,166	0,172	0,183	0,183	0,172	0,166	0,205
29	0,253	0,182	0,185	0,196	0,196	0,185	0,182	0,253
30	0,310	0,203	0,200	0,211	0,211	0,200	0,203	0,310
31	0,378	0,229	0,220	0,231	0,231	0,220	0,229	0,378
32	0,451	0,262	0,245	0,256	0,256	0,245	0,262	0,451
33	0,535	0,306	0,282	0,286	0,286	0,282	0,306	0,535
34	0,643	0,363	0,331	0,325	0,325	0,331	0,363	0,643
35	0,768	0,440	0,397	0,397	0,397	0,397	0,440	0,768
36	0,928	0,536	0,495	0,495	0,495	0,495	0,536	0,928
37	1,197	0,670	0,639	0,631	0,631	0,639	0,670	1,197
38	1,848	0,950	0,900	0,886	0,886	0,900	0,950	1,848
39	2,920	1,696	1,558	1,506	1,506	1,558	1,696	2,920
40	36,582	19,620	17,880	17,372	17,372	17,880	19,620	36,582

TABLA 2

PUNTOS	SATURACION DE AGUA	PERMEABILI- DAD RELATI- VA AL AGUA	PERMEABILI- DAD RELATI- VA AL PETRO- LEO	FLUJO FRAC- CIONAL DEL AGUA
	SW(1)	KRW(1)	KRO(1)	Fw(1)
1	0.120000	0.000000	0.000000	0.000000
2	0.270000	0.019000	0.0175000	0.090039
3	0.290000	0.030000	0.0190000	0.150221
4	0.315000	0.042000	0.0210000	0.240350
5	0.334000	0.055000	0.0225000	0.326057
6	0.362000	0.069000	0.0240000	0.407281
7	0.405000	0.078000	0.0250000	0.552598
8	0.425000	0.080700	0.0250000	0.598068
9	0.444000	0.080000	0.0250000	0.678603
10	0.435000	0.092000	0.0260000	0.726056
11	0.475000	0.095000	0.0270000	0.753483
12	0.493000	0.104000	0.0280000	0.814736
13	0.530000	0.113000	0.0140000	0.873470
14	0.545000	0.117200	0.0110000	0.904409
15	0.550000	0.120500	0.0096000	0.917670
16	0.562000	0.124000	0.0090000	0.924440
17	0.575000	0.127000	0.0087000	0.938423
18	0.595000	0.135000	0.0080000	0.950828
19	0.625000	0.147000	0.0070000	0.970268
20	0.640000	0.152000	0.0062500	0.981815
21	0.658000	0.157000	0.0051000	0.989355
22	0.670000	0.163000	0.0037000	0.995201
23	0.687000	0.170000	0.0024000	0.997357
24	0.701000	0.177000	0.0013000	0.998094
25	0.714000	0.184000	0.0000000	1.000000

TABLA 3

SATURACION DE AGUA	PERMEABILIDAD VA AL AGUA	PERMEABILIDAD REFLATIVA	PERMEABILIDAD VA AL PETRO	FLUJO FRACCIONAL DE AGUA	DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL	AREA BAJO LA CURVA PRW VS FPW	AREA BAJO LA CURVA PRO VS FPW
SW(I)	PRW(I)	PRO(I)	FW(I)	FPW(I)	AW	AO	AO
0.50000E 00	0.10435E 00	0.20250E-01	0.82065E 00	0.21542E 01	0.285689824E 00	0.186749840E-01	0.186749840E-01
0.51000E 00	0.10740E 00	0.18000E-01	0.84122E 00	0.19680E 01	0.266034590E 00	0.150879978E-01	0.150879978E-01
0.52000E 00	0.11070E 00	0.16000E-01	0.86001E 00	0.18636E 01	0.254676374E 00	0.133111812E-01	0.133111812E-01
0.53000E 00	0.11400E 00	0.14000E-01	0.87850E 00	0.17062E 01	0.236957866E 00	0.109571841E-01	0.109571841E-01
0.54000E 00	0.11700E 00	0.12300E-01	0.89414E 00	0.14435E 01	0.206551166E 00	0.754779401E-02	0.754779401E-02
0.55000E 00	0.12025E 00	0.10900E-01	0.90737E 00	0.13068E 01	0.190334613E 00	0.595820846E-02	0.595820846E-02
0.56000E 00	0.12350E 00	0.95000E-02	0.92023E 00	0.11909E 01	0.176213436E 00	0.477411454E-02	0.477411454E-02
0.57000E 00	0.12650E 00	0.83000E-02	0.93119E 00	0.10313E 01	0.156521492E 00	0.328542090E-02	0.328542090E-02
0.58000E 00	0.13000E 00	0.72500E-02	0.94050E 00	0.95332E 00	0.151645772E 00	0.298869726E-02	0.298869726E-02
0.59000E 00	0.13350E 00	0.61000E-02	0.95106E 00	0.88614E 00	0.137525329E 00	0.227572765E-02	0.227572765E-02
0.60000E 00	0.13700E 00	0.52500E-02	0.95563E 00	0.78219E 00	0.125467619E 00	0.161600301E-02	0.161600301E-02
0.61000E 00	0.14060E 00	0.43000E-02	0.96670E 00	0.64632E 00	0.104579281E 00	0.103509507E-02	0.103509507E-02
0.62000E 00	0.14495E 00	0.37500E-02	0.97155E 00	0.58521E 00	0.959821961E 01	0.788701851E-03	0.788701851E-03
0.63000E 00	0.14900E 00	0.32000E-02	0.97841E 00	0.54862E 00	0.906313775E-01	0.667906071E-03	0.667906071E-03
0.64000E 00	0.15280E 00	0.24000E-02	0.98252E 00	0.40190E 00	0.664051467E-01	0.536918653E-03	0.536918653E-03
0.65000E 00	0.15770E 00	0.19000E-02	0.98646E 00	0.35115E 00	0.606035191E-01	0.227262358E-03	0.227262358E-03
0.66000E 00	0.16260E 00	0.15000E-02	0.98945E 00	0.30274E 00	0.529613645E-01	0.145257331E-03	0.145257331E-03
0.67000E 00	0.16660E 00	0.11000E-02	0.99250E 00	0.25565E 00	0.453357092E-01	0.843674109E-04	0.843674109E-04
0.68000E 00	0.16990E 00	0.80000E-03	0.99466E 00	0.21192E 00	0.380759149E-01	0.430661582E-04	0.430661582E-04
0.69000E 00	0.17225E 00	0.50000E-03	0.99674E 00	0.17117E 00	0.311525240E-01	0.165648785E-04	0.165648785E-04
0.70000E 00	0.17650E 00	0.30000E-03	0.99808E 00	0.14432E 00	0.264736030E-01	0.582134663E-05	0.582134663E-05
0.71000E 00	0.18170E 00	0.20000E-04	0.99962E 00	0.11034E 00	0.203812426E-01	0.000000000E 00	0.000000000E 00
0.71400E 00	0.18400E 00	0.09000E 00	0.10000E 01	0.00000E 00	0.000000000E 00	0.000000000E 00	0.000000000E 00

TABLA 4

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA MINAS Y PETROLEOS CENTRO DE COMPUTACION DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO DE UN MODELO POZO INYECTOR POZO PRODUCTOR DEL YACIMIENTO

AÑOS	PCN	TASA DE AGUA INYECTADA	VOLUMEN DE AGUA INYECTADA ACUMULATIVO	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO	TASA DE PETROLEO PRODUCIDO	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO	VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA ACUMULATIVO	RELACION AGUA PETROLEO POR POZO PRODUCTOR
		RSTO/DIA	BSTO	BSTO	BSTO/DIA	BSTO	BSTO	BSTO/BSTO
0.25	0.100RR72E 09	0.7118579E 03	0.7367682E 05	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
0.50	0.2846468F 08	0.8044747E 03	0.1470911E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
0.75	0.5571623E 08	0.8007500E 03	0.2201677E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
1.00	0.9111984F 08	0.7972239E 03	0.2929217E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
1.25	0.1359108F 09	0.7937935F 03	0.3653598E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
1.50	0.1894319E 09	0.7903725E 03	0.4374691E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
1.75	0.2507110F 09	0.7867237F 03	0.5092626E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
2.00	0.3204006F 09	0.7826911F 03	0.5807011E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
2.25	0.3973437E 09	0.7779408E 03	0.6517265E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
2.50	0.4828324F 09	0.7715909E 03	0.7221336E 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
2.68	0.5521036F 09	0.7648322E 03	0.7751003F 06	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
2.75	0.5665556F 09	0.7566728E 03	0.7911459E 06	0.3576985E 04	0.3578500E 02	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
3.00	0.6298839E 09	0.7232931E 03	0.8570204E 06	0.1799322E 05	0.1551534E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
3.25	0.6972849F 09	0.6940243E 03	0.9202367E 06	0.3053380E 05	0.1550798E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
3.50	0.7346715E 09	0.6696449E 03	0.9806845E 06	0.5593144E 05	0.2608473E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
3.75	0.7748728E 09	0.6448645E 03	0.1038925E 07	0.8167324E 05	0.3073110E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
4.00	0.8165341F 09	0.6247727E 03	0.1095873E 07	0.1065039E 06	0.3071656E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
4.25	0.8320327F 09	0.6188799E 03	0.1152192E 07	0.1331584E 06	0.3187735E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
4.50	0.8459011E 09	0.5997121E 03	0.1206086E 07	0.1715707E 06	0.4059596E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
4.75	0.8606783F 09	0.5827518F 03	0.1258625E 07	0.2088254E 06	0.4476922E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
5.00	0.8760216F 09	0.5678218E 03	0.1309881E 07	0.2449972E 06	0.4474510E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00

TABLA 4

(continúa)

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEOSCENTRO DE COMPUTACION
DIGITALCOMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOSCAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTECOMPORTAMIENTO DE UN MODELO
POZO INYECTOR POZO PRODUCTOR
DEL YACIMIENTO

AÑOS	PCN	TASA DE AGUA INYECTADA	RSTO/DIA	VOLUMEN DE AGUA INYECTA- DA ACUMULATI- VA	RSTO	VOLUMEN DE PETROLFO PRO- DUCIDO ACUMU- LATIVO	BSIO	TASA DE PETRO- LEO PRODUCIDO	RSTO/DIA	VOLUMEN DE AGUA PRODUCI- DA ACUMULATI- VA	ESTO	RELACION AGUA PETROLEO POR POZO PRODUCTO- R
5.25	0.8919532F	0.5610704E	03	0.1361052E	07	0.2811492E	06	0.4471922F	03	6.0000000E	00	0.0000000E
5.50	0.9085278E	0.5596332E	03	0.1412049E	07	0.3172832E	06	0.4469168E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
5.75	0.9253004E	0.5579748E	03	0.1462930E	07	0.3533917E	06	0.4466139F	03	6.0000000E	00	0.0000000E
5.79	0.9282444E	0.5576926E	03	0.1471536E	07	0.3594979E	06	0.4465614E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
6.00	0.0000000E	0.5509017E	03	0.1512480E	07	0.3957642E	06	0.4759284F	03	6.0000000E	00	0.0000000E
6.25	0.0000000E	0.5427176E	03	0.1561740E	07	0.4393951E	06	0.5112676E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
6.50	0.0000000E	0.5357620E	03	0.1610059E	07	0.4821915E	06	0.5237677E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
6.75	0.0000000E	0.5294892E	03	0.1657838E	07	0.5245135E	06	0.5234185E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
7.00	0.0000000E	0.5237792E	03	0.1705589E	07	0.5668082E	06	0.5230508E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
7.25	0.0000000E	0.5228808E	03	0.1753293E	07	0.6090614E	06	0.5226198E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
7.50	0.0000000E	0.5224576E	03	0.1800962E	07	0.6512841E	06	0.5221595E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
7.75	0.0000000E	0.5219909E	03	0.1848589E	07	0.6934688E	06	0.5216681E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
8.00	0.0000000E	0.5214885E	03	0.1896164E	07	0.7356080E	06	0.5211409E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
8.25	0.0000000E	0.5209461E	03	0.1943693E	07	0.7777063E	06	0.5205683E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
8.50	0.0000000E	0.5203565E	03	0.1991169E	07	0.8197580E	06	0.5199446E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
8.75	0.0000000E	0.5197086E	03	0.2038571E	07	0.8617432E	06	0.5192572E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
9.00	0.0000000E	0.5190080E	03	0.2085920E	07	0.9036819E	06	0.5185107E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
9.25	0.0000000E	0.5182376E	03	0.2133209E	07	0.9455682E	06	0.5176816E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
9.50	0.0000000E	0.5173527E	03	0.2180399E	07	0.9873659E	06	0.5167083E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
9.75	0.0000000E	0.5163168E	03	0.2227488E	07	0.1029074E	07	0.5155610E	03	6.0000000E	00	0.0000000E
10.00	0.0000000E	0.5151233E	03	0.2274473E	07	0.1070690E	07	0.5142326E	03	6.0000000E	00	0.0000000E

(continuación)

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA MINAS Y PETROLEOS CENTRO DE COMPUTACION DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO DE UN MODELO
POZO INYECTOR POZO PRODUCTOR
DEL YACIMIENTO

AÑOS	PCN	TASA DE AGUA INYECTADA	RSTO/DIA	VOLUMEN DE AGUA INYECTADA ACUMULATIVA	RSTO	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO LATIVO	BSTO	TASA DE PETROLEO PRODUCIDO	BSTO/DIA	VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA ACUMULATIVA	BSTO	RELACION AGUA PETROLEO POR POZO PRODUCTOR	BSTO/BSTO
10.25	0.000000E 00	0.5137291E 03	0.5137291E 03	0.2321320E 07	0.1112185E 07	0.1112185E 07	0.5126668E 03	0.5126668E 03	0.5126668E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
10.50	0.000000E 00	0.5120458E 03	0.5120458E 03	0.2368021E 07	0.1153550E 07	0.1153550E 07	0.5107378E 03	0.5107378E 03	0.5107378E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
10.75	0.000000E 00	0.5097231E 03	0.5097231E 03	0.2414468E 07	0.1194690E 07	0.1194690E 07	0.5079183E 03	0.5079183E 03	0.5079183E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.00	0.000000E 00	0.5025867E 03	0.5025867E 03	0.2460035E 07	0.1235050E 07	0.1235050E 07	0.4959352E 03	0.4959352E 03	0.4959352E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.25	0.000000E 00	0.4911086E 03	0.4911086E 03	0.2504825E 07	0.1274723E 07	0.1274723E 07	0.4756406E 03	0.4756406E 03	0.4756406E 03	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.50	0.000000E 00	0.4873258E 03	0.4873258E 03	0.2548224E 07	0.1305679E 07	0.1305679E 07	0.4560341E 03	0.4560341E 03	0.4560341E 03	0.8449277E 04	0.8449277E 04	0.6861700E -01	0.6861700E -01
11.75	0.000000E 00	0.4835583E 03	0.4835583E 03	0.2591542E 07	0.1336469E 07	0.1336469E 07	0.4363411E 03	0.4363411E 03	0.4363411E 03	0.1700464E 05	0.1700464E 05	0.1082116E 00	0.1082116E 00
12.00	0.000000E 00	0.4797267E 03	0.4797267E 03	0.2634804E 07	0.1367211E 07	0.1367211E 07	0.4165727E 03	0.4165727E 03	0.4165727E 03	0.2556000E 05	0.2556000E 05	0.1516037E 00	0.1516037E 00
12.25	0.000000E 00	0.4757240E 03	0.4757240E 03	0.2677943E 07	0.1397843E 07	0.1397843E 07	0.3966026E 03	0.3966026E 03	0.3966026E 03	0.3411536E 05	0.3411536E 05	0.1994978E 00	0.1994978E 00
12.50	0.000000E 00	0.4719130E 03	0.4719130E 03	0.2720999E 07	0.1428382E 07	0.1428382E 07	0.3783851E 03	0.3783851E 03	0.3783851E 03	0.4269237E 05	0.4269237E 05	0.2471764E 00	0.2471764E 00
12.75	0.000000E 00	0.4707902E 03	0.4707902E 03	0.2763993E 07	0.1458701E 07	0.1458701E 07	0.3765633E 03	0.3765633E 03	0.3765633E 03	0.5145584E 05	0.5145584E 05	0.2502285E 00	0.2502285E 00
13.00	0.000000E 00	0.4691613E 03	0.4691613E 03	0.2806754E 07	0.1488815E 07	0.1488815E 07	0.3740269E 03	0.3740269E 03	0.3740269E 03	0.6021930E 05	0.6021930E 05	0.2543516E 00	0.2543516E 00
13.25	0.000000E 00	0.4659350E 03	0.4659350E 03	0.2849152E 07	0.1518606E 07	0.1518606E 07	0.3684824E 03	0.3684824E 03	0.3684824E 03	0.6898277E 05	0.6898277E 05	0.2644704E 00	0.2644704E 00
13.50	0.000000E 00	0.4567913E 03	0.4567913E 03	0.2890300E 07	0.1547290E 07	0.1547290E 07	0.3516058E 03	0.3516058E 03	0.3516058E 03	0.7774624E 05	0.7774624E 05	0.2991577E 00	0.2991577E 00
13.75	0.000000E 00	0.4498313E 03	0.4498313E 03	0.2930677E 07	0.1572979E 07	0.1572979E 07	0.3350275E 03	0.3350275E 03	0.3350275E 03	0.8942050E 05	0.8942050E 05	0.3426697E 00	0.3426697E 00
14.00	0.000000E 00	0.4470429E 03	0.4470429E 03	0.2970746E 07	0.1592855E 07	0.1592855E 07	0.3190298E 03	0.3190298E 03	0.3190298E 03	0.1067494E 06	0.1067494E 06	0.4012573E 00	0.4012573E 00
14.25	0.000000E 00	0.4442376E 03	0.4442376E 03	0.3010496E 07	0.1612714E 07	0.1612714E 07	0.3030134E 03	0.3030134E 03	0.3030134E 03	0.1240783E 06	0.1240783E 06	0.4660661E 00	0.4660661E 00
14.50	0.000000E 00	0.4413785E 03	0.4413785E 03	0.3050196E 07	0.1632529E 07	0.1632529E 07	0.2869352E 03	0.2869352E 03	0.2869352E 03	0.1414072E 06	0.1414072E 06	0.5382518E 00	0.5382518E 00
14.75	0.000000E 00	0.4385010E 03	0.4385010E 03	0.3089877E 07	0.1652328E 07	0.1652328E 07	0.2708358E 03	0.2708358E 03	0.2708358E 03	0.1587361E 06	0.1587361E 06	0.6190656E 00	0.6190656E 00
15.00	0.000000E 00	0.4355672E 03	0.4355672E 03	0.3129495E 07	0.1672051E 07	0.1672051E 07	0.2546888E 03	0.2546888E 03	0.2546888E 03	0.1760867E 06	0.1760867E 06	0.7101934E 00	0.7101934E 00

TABLA 4

(Continuación)

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEOS

CENTRO DE COMPUTACION
DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO DE UN MODELO
POZO INYECTOR POZO PRODUCTOR
DEL YACIMIENTO

TIEMPO AÑOS	VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO ACUMULATIVO	TASA DE AGUA INYECTADA	VOLUMEN DE AGUA INYECTA- DA ACUMULATI- VA	VOLUMEN DE PETROLEO PRO- DUCIDO ACUMU- LATIVO	TASA DE PETRO- LEO PRODUCIDO	VOLUMEN DE AGUA PRODUCI- DA ACUMULATI- VA	RELACION AGUA PETROLEO POR POZO PRODUC- TOR	PCN	RSTO		BSTO/DIA		RSTO		BSTO/HSTO	
									RSTO/DIA	RSTO	RSTO/DIA	RSTO	BSTO/DIA	BSTO/HSTO		
15.25	0.000000F 00	0.4337164F 03	0.3169124E 07	0.1691621E 07	0.2447151E 03	0.1936207E 06	0.7723312E 00									
15.50	0.000000F 00	0.4333374F 03	0.3208698E 07	0.1711035E 07	0.2435507E 03	0.2112758E 06	0.7792489E 00									
15.75	0.000000F 00	0.4329180F 03	0.3248234F 07	0.1730416E 07	0.2423399E 03	0.2289308E 06	0.7864079E 00									
16.00	0.000000F 00	0.4323667E 03	0.3287668E 07	0.1749707E 07	0.2409500E 03	0.2465859E 06	0.7944242E 00									
16.25	0.000000F 00	0.4317559E 03	0.3327058E 07	0.1768958E 07	0.2394811E 03	0.2642410E 06	0.8028805E 00									
16.50	0.000000F 00	0.431062F 03	0.3366302E 07	0.1788038E 07	0.2376178E 03	0.2819439E 06	0.8130212E 00									
16.75	0.000000F 00	0.4296444E 03	0.3405493E 07	0.1806205E 07	0.2355944E 03	0.2997664E 06	0.8236609E 00									
17.00	0.000000F 00	0.425223F 03	0.3443833E 07	0.1825066F 07	0.2274179F 03	0.3176697E 06	0.8697829E 00									
17.25	0.000000F 00	0.4195065F 03	0.3481565E 07	0.1842630E 07	0.2148542E 03	0.3355729E 06	0.9478618E 00									
17.50	0.000000F 00	0.4128170F 03	0.3519025E 07	0.1858482E 07	0.2024941E 03	0.3551356E 06	0.1038660E 01									
17.75	0.000000F 00	0.4109158E 03	0.3555466E 07	0.1867994E 07	0.1908789E 03	0.3808374E 06	0.1152755E 01									
18.00	0.000000F 00	0.4090147F 03	0.3591907E 07	0.1877507E 07	0.1792638E 03	0.4065392E 06	0.1281635E 01									
18.25	0.000000E 00	0.4071632E 03	0.3628371E 07	0.1886944E 07	0.1677141E 03	0.4323484E 06	0.1427721E 01									
18.50	0.000000F 00	0.4053488F 03	0.3664846E 07	0.1896300E 07	0.1562431E 03	0.4582602E 06	0.1594345E 01									
18.75	0.000000E 00	0.4035343E 03	0.3701322E 07	0.1905657E 07	0.1447722E 03	0.4841720E 06	0.1787372E 01									
19.00	0.000000F 00	0.4017008E 03	0.3737772E 07	0.1914991E 07	0.1332802E 03	0.5100839E 06	0.2013955E 01									
19.25	0.000000F 00	0.3998631E 03	0.3774216E 07	0.1924320E 07	0.1217837E 03	0.5359957E 06	0.2283385E 01									
19.50	0.000000E 00	0.3992259F 03	0.3810676E 07	0.1933558E 07	0.1170451E 03	0.5620256E 06	0.2410869E 01									
19.75	0.000000F 00	0.3992968E 03	0.3847116E 07	0.1942715E 07	0.1163854E 03	0.5881272E 06	0.2430812E 01									
20.00	0.000000F 00	0.3993216E 03	0.3883594E 07	0.1951818E 07	0.1157654E 03	0.6143282E 06	0.2449401E 01									

TABLA 5

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA MINAS Y PETROLEOS
CENTRO DE COMPUTACION DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO DE UN ARREGLO DE
CINCO POZOS DEL YACIMIENTO
UNO INYECTOR Y CUATRO PRODUCTORES

TIEMPO AÑOS	VOLUMEN DE GAS PRODU- CIDO ACUMU LATIVO	TASA DE AGUA INYEC- TADA POR PO ZO INYECTOR	VOLUMEN DE AGUA INYEC- TADA ACUMU LATIVA	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO	TASA DE PETROLEO PRODUCIDO POR POZO PRODUCTOR	VOLUMEN DE AGUA PRODU- CIDA ACUMU LATIVA	RELACION		PCN			
							AGUA PETRO- LEO POR PO ZO PRODUCTOR	BSTO/BSTO				
							BSTO	BSTO/DIA	BSTO/BSTO	PCN/BSTO		
0.75	0.4035488E	08	0.2847431E	04	0.2947073E	06	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
0.50	0.1138587E	09	0.3217899E	04	0.5883647E	06	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
0.75	0.2228649E	09	0.3203000E	04	0.8806711E	06	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.00	0.3652753E	09	0.3188896E	04	0.1171695E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.75	0.5436432E	09	0.3175174E	04	0.1461439E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.50	0.7577279E	09	0.3161490E	04	0.1749876E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.75	0.1002844E	10	0.3146895E	04	0.2037055E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.00	0.1281602E	10	0.3130764E	04	0.2322804E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.75	0.1589375E	10	0.3111763E	04	0.2606906E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.50	0.1931329E	10	0.3086163E	04	0.2888534E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.68	0.2208414E	10	0.3059329E	04	0.3100401E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.75	0.2266222E	10	0.3026691E	04	0.3164583E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
3.00	0.2519535E	10	0.2893172E	04	0.3428081E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
3.25	0.2789139E	10	0.2776097E	04	0.3680946E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
3.50	0.2938686E	10	0.2674579E	04	0.3922738E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
3.75	0.3099491E	10	0.2579458E	04	0.4155702E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
4.00	0.3266136E	10	0.2499091E	04	0.4383494E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
4.25	0.3328130E	10	0.2475519E	04	0.4608770E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
4.50	0.3383604E	10	0.2398848E	04	0.4874344E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
4.75	0.3442713E	10	0.2331007E	04	0.5034500E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
5.00	0.3504086E	10	0.2271287E	04	0.5239524E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
							0.1431400E	03	0.0000000E	00	0.1583891E	06
							0.6206136E	03	0.0000000E	00	0.3500673E	05
							0.6203192E	03	0.0000000E	00	0.2283649E	05
							0.1043389E	04	0.0000000E	00	0.1313521E	05
							0.1279244E	04	0.0000000E	00	0.9487474E	04
							0.1228662E	04	0.0000000E	00	0.7666705E	04
							0.1275094E	04	0.0000000E	00	0.6248439E	04
							0.1623838E	04	0.0000000E	00	0.4930333E	04
							0.1790769E	04	0.0000000E	00	0.4121519E	04
							0.1789804E	04	0.0000000E	00	0.3575638E	04

TABLA 5

(Continuación)

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA MINAS Y PETROLEOS CENTRO DE COMPUTACION DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO DE UN ARREGLO DE CINCO POZOS DEL YACIMIENTO UNO INYECTOR Y CUATRO PRODUCTORES

TIEMPO AÑOS	VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO LATIVO	TASA DE AGUA INYECTADA POR POZO INYECTOR	VOLUMEN DE AGUA INYECTADA LATIVA	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO	TASA DE PETROLEO PRODUCIDO POR POZO PRODUCTOR	VOLUMEN DE AGUA PRODUCIDA ACUMULATIVA	RELACION		RELACION: GAS PETRO LEO INSTAN Tanea ACUMULATIVA
							BSTO	BSTO/DIA	
10.25	0.0000000E 00	0.2054916E 04	0.9285280E 07	0.4448740E 07	0.2050667E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
10.50	0.0000000E 00	0.2048193E 04	0.9472085E 07	0.4614200E 07	0.2042951E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
10.75	0.0000000E 00	0.2038892E 04	0.9657875E 07	0.4778767E 07	0.2031673E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.00	0.0000000E 00	0.2010347E 04	0.9840140E 07	0.4940201E 07	0.1983741E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.25	0.0000000E 00	0.1964434E 04	0.1001930E 08	0.5098892E 07	0.1902562E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.50	0.0000000E 00	0.1949303E 04	0.1019289E 08	0.5222717E 07	0.1824136E 04	0.3379710E 05	0.6861700E -01	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.75	0.0000000E 00	0.1934233E 04	0.1036616E 08	0.5345878E 07	0.1745364E 04	0.6801856E 05	0.1082116E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.00	0.0000000E 00	0.1918907E 04	0.1053921E 08	0.5468845E 07	0.1666291E 04	0.1022400E 06	0.1516037E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.25	0.0000000E 00	0.1902896E 04	0.1071177E 08	0.5591373E 07	0.1586510E 04	0.1364614E 06	0.1994978E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.50	0.0000000E 00	0.1887652E 04	0.1088399E 08	0.5713530E 07	0.1513540E 04	0.1707694E 06	0.2471764E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.75	0.0000000E 00	0.1883161E 04	0.1105597E 08	0.5834807E 07	0.1506253E 04	0.2058233E 06	0.2502285E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.00	0.0000000E 00	0.1876645E 04	0.1122701E 08	0.5955261E 07	0.1496108E 04	0.2408772E 06	0.2543516E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.25	0.0000000E 00	0.1863740E 04	0.1139661E 08	0.6074427E 07	0.1473929E 04	0.2759311E 06	0.2644704E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.50	0.0000000E 00	0.1827165E 04	0.1156120E 08	0.6189163E 07	0.1408423E 04	0.3109849E 06	0.2991577E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.75	0.0000000E 00	0.1799325E 04	0.1172390E 08	0.6291917E 07	0.1340110E 04	0.3576820E 06	0.3426697E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.00	0.0000000E 00	0.1788172E 04	0.1188298E 08	0.6371421E 07	0.1276119E 04	0.4269976E 06	0.4012573E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.25	0.0000000E 00	0.1776950E 04	0.1204198E 08	0.6450859E 07	0.1212953E 04	0.4963133E 06	0.4660661E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.50	0.0000000E 00	0.1765514E 04	0.1220078E 08	0.6530118E 07	0.1147740E 04	0.5656289E 06	0.5382518E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.75	0.0000000E 00	0.1754004E 04	0.1235951E 08	0.6609312E 07	0.1083943E 04	0.6349446E 06	0.6190656E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
15.00	0.0000000E 00	0.1742269E 04	0.1251798E 08	0.6688205E 07	0.1018755E 04	0.7043471E 06	0.7101934E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00

TABLA 5

(Continuación)

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y PETRÓLEOS CENTRO DE COMPUTACION DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO DE UN ARREGLO DE
CINCO POZOS DEL YACIMIENTO
UNO INYECTOR Y CUATRO PRODUCTORES

TIEMPO AÑOS	VOLUMEN DE GAS PRODUCI- DO ACUMU- LATIVO	PCN	TASA DE		VOLUMEN DE		TASA DE		VOLUMEN DE		RELACION		RELACION			
			AGUA INYEC- TADA POR PO ZO INYECTOR	RS/DIA	AGUA INYEC- TADA ACUMU- LATIVA	RS/DIA	PETROLEO PRODUCIDO POR POZO PRODUCTOR	RS/DIA	AGUA PRODUCI- DO ACUMU- LATIVA	RS/DIA	AGUA PRODUCI- DO ACUMU- LATIVA	LEO POR PO ZO PRODUCTOR	RS/DIA	LEO POR PO ZO PRODUCTOR	PCN/RS/DIA	
15.25	0.0000000E	00	0.1734865F	04	0.1267649E	08	0.6766486E	07	0.9788607E	03	0.7744822E	05	0.7729312E	00	0.0000000E	00
15.50	0.0000000E	00	0.1731349F	04	0.1283379F	08	0.6844144E	07	0.9742031E	03	0.8451032E	06	0.7792489E	00	0.0000000E	00
15.75	0.0000000E	00	0.1731672F	04	0.1299293F	08	0.6921665E	07	0.9693650E	03	0.9157235E	06	0.7864079E	00	0.0000000E	00
16.00	0.0000000E	00	0.1729466E	04	0.1315067E	08	0.6998829F	07	0.9638003E	03	0.9863438E	06	0.7944242E	00	0.0000000E	00
16.25	0.0000000E	00	0.1727073F	04	0.1330873E	08	0.7075833E	07	0.9579247E	03	0.1056964E	07	0.8028805E	00	0.0000000E	00
16.50	0.0000000E	00	0.1723225F	04	0.1346521F	08	0.7152155E	07	0.9504716E	03	0.1127775E	07	0.8130212E	00	0.0000000E	00
16.75	0.0000000E	00	0.1718578F	04	0.1362197F	08	0.7227862F	07	0.9423779F	03	0.1199065E	07	0.8236609F	00	0.0000000E	00
17.00	0.0000000E	00	0.1708899F	04	0.1377533E	08	0.7300267F	07	0.9096720E	03	0.1270678F	07	0.8697829E	00	0.0000000E	00
17.25	0.0000000E	00	0.1674026F	04	0.1392626F	08	0.7370522F	07	0.8594717E	03	0.1342291E	07	0.9478618E	00	0.0000000E	00
17.50	0.0000000E	00	0.1651268F	04	0.1407610F	08	0.7433930E	07	0.8099767E	03	0.1420542E	07	0.1038660E	01	0.0000000E	00
17.75	0.0000000E	00	0.1643663F	04	0.1422186E	08	0.7471979E	07	0.7635159F	03	0.1523349E	07	0.1152755E	01	0.0000000E	00
18.00	0.0000000E	00	0.1636059E	04	0.1436763E	08	0.7510028E	07	0.7170555E	03	0.1626156E	07	0.1281635E	01	0.0000000E	00
18.25	0.0000000E	00	0.1628653F	04	0.1451348F	08	0.7547776E	07	0.6708567E	03	0.1729393E	07	0.1427721E	01	0.0000000E	00
18.50	0.0000000E	00	0.1621395F	04	0.1465938F	08	0.7585202E	07	0.6249727E	03	0.1833041E	07	0.1594345E	01	0.0000000E	00
18.75	0.0000000E	00	0.1614137F	04	0.1480528E	08	0.7622628E	07	0.5790891E	03	0.1936688E	07	0.1787372E	01	0.0000000E	00
19.00	0.0000000E	00	0.1606803E	04	0.1495108E	08	0.7659964E	07	0.5331212E	03	0.2040335E	07	0.2013955E	01	0.0000000E	00
19.25	0.0000000E	00	0.1599452E	04	0.1509686E	08	0.7697281F	07	0.4871351E	03	0.2143982E	07	0.2283385E	01	0.0000000E	00
19.50	0.0000000E	00	0.1596903E	04	0.1524270E	08	0.7734235E	07	0.4681808E	03	0.2248102E	07	0.2410869E	01	0.0000000E	00
19.75	0.0000000E	00	0.1597187E	04	0.1538846E	08	0.7770862E	07	0.4655420E	03	0.2352509E	07	0.2430812E	01	0.0000000E	00
20.00	0.0000000E	00	0.1597286E	04	0.1553437E	08	0.7807274E	07	0.4630619E	03	0.2457313E	07	0.2449401E	01	0.0000000E	00

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA MINAS Y PETROLEOS
CENTRO DE COMPUTACION DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO TOTAL DEL YACIMIENTO

TIEMPO AÑOS	VOLUMEN DE GAS PRODU- CIDO ACUMU LATIVO	TASA DE AGUA INYEC- TADA POR PO ZO INYECTOR	VOLUMEN DE AGUA INYEC- TADA ACUMU LATIVA	VOLUMEN DE PETROLFO PRODUCCION ACUMULATIVO	TASA DE PETROLFO PRODUCCION POR POZO PRODUCTOR	VOLUMEN DE AGUA PRODU- CIDA ACUMU LATIVA		RELACION AGUA PETRO- LEO POR PO ZO PRODUCTOR		RELACION GAS PETRO LEO INSTAN Tanea ACUMU- LATIVA		
						PCN	BSTO	BSTO/DIA	BSTO	BSTO/mSTO	PCN/BSTO	
0.25	0.1079493E	10	0.2447431F	04	0.7883420E	07	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
0.50	0.3045721E	10	0.3217899F	04	0.1573875E	08	0.0000000F	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
0.75	0.5961637F	10	0.3203000F	04	0.2355795F	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.00	0.9771116E	10	0.3128896E	04	0.3134284E	08	0.0000000F	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.25	0.1454245E	11	0.3175174F	04	0.3909350F	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.50	0.2026922F	11	0.3161490E	04	0.4680919E	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
1.75	0.2642607F	11	0.3146895F	04	0.5449109E	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.00	0.3428286F	11	0.3130764E	04	0.6213501E	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.25	0.4251578E	11	0.3111763F	04	0.6973474E	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.50	0.5166306E	11	0.3086363F	04	0.7726829E	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.68	0.5907509F	11	0.3059329E	04	0.8293574E	08	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
2.75	0.6062145F	11	0.3026691E	04	0.8465261E	08	0.3827374E	06	0.1431400E	03	0.0000000E	00
3.00	0.6739758F	11	0.2893172F	04	0.9170119E	08	0.1925274E	07	0.6206136F	03	0.0000000E	00
3.25	0.7460948E	11	0.2776097E	04	0.9846532E	08	0.3267116E	07	0.6203192E	03	0.0000000E	00
3.50	0.7860986E	11	0.2674579E	04	0.1049332E	09	0.5984665E	07	0.1043389E	04	0.0000000E	00
3.75	0.8291139F	11	0.2579458E	04	0.1111650E	09	0.8739037E	07	0.1229244E	04	0.0000000E	00
4.00	0.8736915E	11	0.2499091E	04	0.1172584E	09	0.1139591E	08	0.1228662E	04	0.0000000E	00
4.25	0.8902750E	11	0.2475519E	04	0.1232846E	09	0.1424795E	08	0.1275094E	04	0.0000000E	00
4.50	0.9051142E	11	0.2398848E	04	0.1290512E	09	0.1835807E	08	0.1623838E	04	0.0000000E	00
4.75	0.9209257E	11	0.2331007E	04	0.1346728E	09	0.2234432E	08	0.1790769E	04	0.0000000E	00
5.00	0.9373431E	11	0.2271287E	04	0.1401572E	09	0.2621470E	08	0.1789804E	04	0.0000000E	00

TABLA 6
(Continuación)

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEOS

CENTRO DE COMPUTACION
DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARRFGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO TOTAL DEL YACIMIENTO

TIEMPO AÑOS	VOLUMEN DE GAS PRODUCI- DO ACUMU- LATIVO	PCN	TASA DE AGUA INYEC- TADA POR PO ZO INYECTOR		VOLUMEN DE AGUA INYEC- TADA ACUMU- LATIVA		VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO		TASA DE PETROLEO PRODUCIDO POR POZO PRODUCTOR		VOLUMEN DE AGUA PRODUCI- DO ACUMU- LATIVA		RELACION AGUA PETRO- LEO POR PO- ZO PRODUCTOR		RELACION GAS PETRO- LEO INSTAN- TANEA ACUMU- LATIVA	
			BSTO/DIA	RSTO	BSTO	RSTO	BSTO/DIA	RSTO	BSTO/DIA	RSTO	BSTO	RSTO	BSTO/BSTO	PCN/BSTO		
5.25	0.9543899F	11	0.2244281F	04	0.1456325F	09	0.3008296E	08	0.1788769E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.3172525E	04
5.50	0.9721194F	11	0.2238532E	04	0.1510886F	09	0.3394931E	08	0.1787667E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.2863443E	04
5.75	0.9901677F	11	0.2231899F	04	0.1565335F	09	0.3781292F	08	0.1786455F	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.2618596E	04
5.79	0.9932215F	11	0.2230770E	04	0.1574543E	09	0.3846627E	08	0.1786245E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.2582057E	04
6.00	0.0000000F	00	0.2201606E	04	0.1618354E	09	0.4234677E	08	0.1903713E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
6.25	0.0000000F	00	0.2170870F	04	0.1671062F	09	0.4701527E	08	0.2045670E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
6.50	0.0000000F	00	0.2143048F	04	0.1722763F	09	0.5159470E	08	0.2095070F	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
6.75	0.0000000E	00	0.2117956F	04	0.1773887F	09	0.5612292E	08	0.2093674E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
7.00	0.0000000F	00	0.2093117E	04	0.1824980E	09	0.6064847E	08	0.2092703E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
7.25	0.0000000E	00	0.2091523E	04	0.1876024E	09	0.6516957E	08	0.2090479E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
7.50	0.0000000E	00	0.2089830F	04	0.1927030E	09	0.6968740E	08	0.2088638E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
7.75	0.0000000E	00	0.2087963F	04	0.1977990F	09	0.7420116F	08	0.2086672E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
8.00	0.0000000E	00	0.2085954F	04	0.2028896F	09	0.7871004E	08	0.2084564E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
8.25	0.0000000E	00	0.2083784E	04	0.2079752F	09	0.8321457E	08	0.2082733E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
8.50	0.0000000E	00	0.2081426F	04	0.2130551E	09	0.8771410E	08	0.2079778E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
8.75	0.0000000E	00	0.2078834E	04	0.2181271E	09	0.9220652E	08	0.2077028E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
9.00	0.0000000F	00	0.2076032E	04	0.2231934E	09	0.9669396E	08	0.2074042E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
9.25	0.0000000F	00	0.2072950E	04	0.2282534E	09	0.1011757E	09	0.2070726E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
9.50	0.0000000E	00	0.2069410E	04	0.2333027E	09	0.1056481E	09	0.2066833E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
9.75	0.0000000F	00	0.2065267E	04	0.2383412E	09	0.1101110E	09	0.2062244E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00
10.00	0.0000000E	00	0.2060493E	04	0.2433686E	09	0.1145639E	09	0.2056930E	04	0.0000000E	00	0.0000000E	00	0.0000000E	00

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEOS

CENTRO DE COMPUTACION
DIGITAL

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO TOTAL DEL YACIMIENTO

TIEMPO	VOLUMEN DE GAS PRODU- CIDO ACUMU LATIVO	TASA DE AGUA INYEC- TADA POR PO ZO INYECTOR	VOLUMEN DE AGUA INYEC- TADA ACUMU LATIVA	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO	TASA DE PETROLEO PRODUCIDO POR POZO PRODUCTOR	VOLUMEN DE AGUA PRODU- CIDA ACUMU LATIVA	RELACION		PCN
							AGUA PETRO- LEO POR PO ZO PRODUCTOR	BSTO/BSTO	
AÑOS	PCN	BSTO/DIA	BSTO	BSTO	BSTO/DIA	BSTO	BSTO/BSTO	PCN/BSTO	
10.25	0.000000E 00	0.2054916E 04	0.2483812E 09	0.1190038E 09	0.2050667E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
10.50	0.000000E 00	0.2048183E 04	0.2533782E 09	0.1234298E 09	0.2042951E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
10.75	0.000000E 00	0.2038892E 04	0.2583481E 09	0.1278318E 09	0.2031673E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.00	0.000000E 00	0.2010347E 04	0.2632237E 09	0.1321503E 09	0.1983741E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.25	0.000000E 00	0.1964434E 04	0.2680163E 09	0.1363953E 09	0.1902562E 04	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.50	0.000000E 00	0.1949303E 04	0.2726600E 09	0.1397076E 09	0.1824136E 04	0.9040726E 06	0.6861700E-01	0.0000000E 00	0.0000000E 00
11.75	0.000000E 00	0.1934233E 04	0.2772949E 09	0.1430022E 09	0.1745364E 04	0.1819496E 07	0.1082116E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.00	0.000000E 00	0.1918907E 04	0.2819241E 09	0.1462916E 09	0.1666291E 04	0.2734920E 07	0.1516037E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.25	0.000000E 00	0.1902896E 04	0.2865399E 09	0.1495692E 09	0.1586410E 04	0.3650344E 07	0.1994978E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.50	0.000000E 00	0.1887652E 04	0.2911489E 09	0.1528369E 09	0.1513540E 04	0.4568084E 07	0.2471764E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
12.75	0.000000E 00	0.1883161E 04	0.2957472E 09	0.1560810E 09	0.1506253E 04	0.5505775E 07	0.2502285E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.00	0.000000E 00	0.1876645E 04	0.3003227E 09	0.1593032E 09	0.1496108E 04	0.6443466E 07	0.2543516E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.25	0.000000E 00	0.1863740E 04	0.3048593E 09	0.1624909E 09	0.1473929E 04	0.7381157E 07	0.2644704E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.50	0.000000E 00	0.1827165E 04	0.3092621E 09	0.1655601E 09	0.1406423E 04	0.8318848E 07	0.2991577E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
13.75	0.000000E 00	0.1799325E 04	0.3136145E 09	0.1683087E 09	0.1340110E 04	0.9567993E 07	0.3426697E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.00	0.000000E 00	0.1788172E 04	0.3178698E 09	0.1704355E 09	0.1276119E 04	0.1142218E 08	0.4012573E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.25	0.000000E 00	0.1776950E 04	0.3221231E 09	0.1725604E 09	0.1212053E 04	0.1327638E 08	0.4660661E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.50	0.000000E 00	0.1765514E 04	0.3263710E 09	0.1746806E 09	0.1147740E 04	0.1513057E 08	0.5382518E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
14.75	0.000000E 00	0.1754004E 04	0.3306169E 09	0.1767991E 09	0.1083343E 04	0.1698476E 08	0.6190656E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00
15.00	0.000000E 00	0.1742269E 04	0.3348560E 09	0.1789094E 09	0.1018755E 04	0.1884128E 08	0.7101934E 00	0.0000000E 00	0.0000000E 00

TABLA 6
(Continuación)

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEOS

CENTRO DE COMPUTACION
DIGITAL

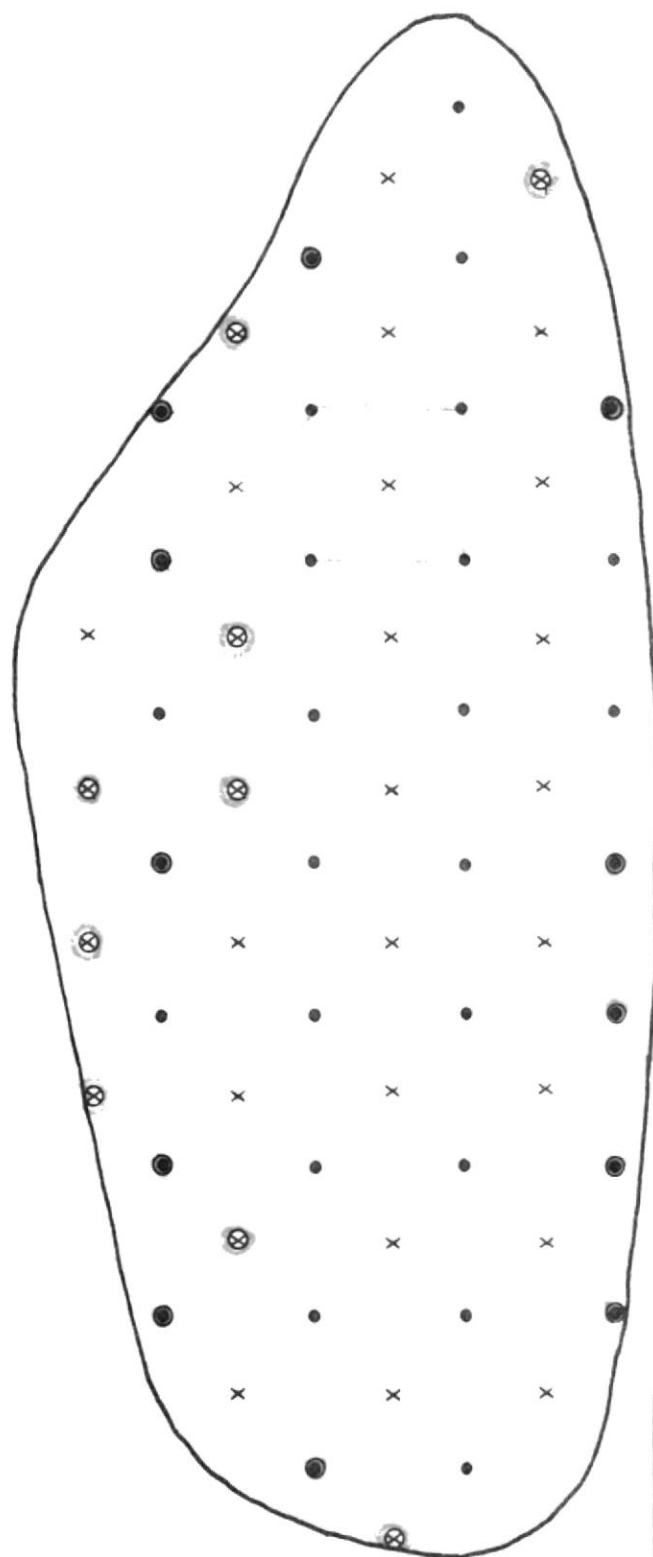
COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA
EN ARREGLOS DE CINCO POZOS

CAMPO AGUAPASTA
YACIMIENTO ORIENTE

COMPORTAMIENTO TOTAL DEL YACIMIENTO

TIEMPO	VOLUMEN DE GAS PRODU- CIDO ACUMU- LATIVO	TASA DE AGUA INYEC- TADA POR PO- ZO INYECTOR	VOLUMEN DE AGUA INYEC- TADA ACUMU- LATIVA	VOLUMEN DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO	TASA DE PETROLEO PRODUCIDO POR POZO PRODUCTOR	VOLUMEN DE AGUA PRODU- CIDA ACUMU- LATIVA	RELACION AGUA PETRO- LEO POR PO- ZO PRODUCTOR	RELACION GAS PETRO- LEO INSTAN- TANEA ACUMU- LATIVA
AÑOS	PCN	BSTO/DIA	BSTO	BSTO	BSTO/DIA	BSTO	BSTO/BSTO	PCN/BSTO
15.25	0.0000000F 00	0.1734865E 04	0.3390963F 09	0.1810035E 09	0.9788607E 03	0.2071741E 08	0.7723312E 00	0.0000000E 00
15.50	0.0000000E 00	0.1733349E 04	0.3433307E 09	0.1830808E 09	0.9742031E 03	0.2260651E 08	0.7792489E 00	0.0000000E 00
15.75	0.0000000E 00	0.1731672E 04	0.3475610E 09	0.1851545F 09	0.9693600E 03	0.2449560E 08	0.7864079E 00	0.0000000E 00
16.00	0.0000000F 00	0.1729466E 04	0.3517805F 09	0.1872187E 09	0.9638003E 03	0.2638469E 08	0.7944242E 00	0.0000000E 00
16.25	0.0000000F 00	0.1727023E 04	0.3559952F 09	0.1892785F 09	0.9579247E 03	0.2827379E 08	0.8028805E 00	0.0000000E 00
16.50	0.0000000E 00	0.1723225E 04	0.3601944E 09	0.1913201E 09	0.9504716E 03	0.3016800E 08	0.8130212E 00	0.0000000E 00
16.75	0.0000000F 00	0.1718578E 04	0.3643878F 09	0.1933453F 09	0.9423779E 03	0.3207501E 08	0.8236609E 00	0.0000000E 00
17.00	0.0000000E 00	0.1700889E 04	0.3684901E 09	0.1952821E 09	0.9096720E 03	0.3399065E 08	0.8697829E 00	0.0000000E 00
17.25	0.0000000E 00	0.1674026E 04	0.3725275E 09	0.1971614E 09	0.8594171E 03	0.3590630E 08	0.9478618E 00	0.0000000E 00
17.50	0.0000000E 00	0.1651268E 04	0.3765357E 09	0.1988576E 09	0.8099767E 03	0.3799951E 08	0.1038660E 01	0.0000000E 00
17.75	0.0000000E 00	0.1643663F 04	0.3804349E 09	0.1998754E 09	0.7635159E 03	0.4074960E 08	0.1152755E 01	0.0000000E 00
18.00	0.0000000E 00	0.1636059F 04	0.3843341E 09	0.2008932E 09	0.7170555E 03	0.4349969E 08	0.1281635E 01	0.0000000E 00
18.25	0.0000000E 00	0.1628653E 04	0.3882357F 09	0.2019030E 09	0.6708567E 03	0.4626128E 08	0.1427721E 01	0.0000000E 00
18.50	0.0000000F 00	0.1621395F 04	0.3921385E 09	0.2029041E 09	0.6249727E 03	0.4903385E 08	0.1594345E 01	0.0000000E 00
18.75	0.0000000E 00	0.1614137E 04	0.3960414E 09	0.2039053E 09	0.5790891E 03	0.5180641E 08	0.1787372E 01	0.0000000E 00
19.00	0.0000000F 00	0.1606803F 04	0.3999416F 09	0.2049040E 09	0.5331212E 03	0.5457897E 08	0.2013955E 01	0.0000000E 00
19.25	0.0000000E 00	0.1599452E 04	0.4038411E 09	0.2059022E 09	0.4871351E 03	0.5735154E 08	0.2283385E 01	0.0000000E 00
19.50	0.0000000F 00	0.1596903F 04	0.4077424E 09	0.2068907E 09	0.4681808E 03	0.6013674E 08	0.2410869E 01	0.0000000E 00
19.75	0.0000000E 00	0.1597187E 04	0.4116414E 09	0.2078705E 09	0.4655420E 03	0.6292961E 08	0.2430812E 01	0.0000000E 00
20.00	0.0000000E 00	0.1597286E 04	0.4155446E 09	0.2088445E 09	0.4630619E 03	0.6573312E 08	0.2449401E 01	0.0000000E 00

FIGURA 1



● Pozos Productores

x Pozos Inyectores

⊙ Pozos Productores por perforar 12

⊗ Pozos Inyectores por perforar 9



ESCALA 1 : 100000

ESCUELA S. POLITECNICA

CAMPO AGUA-PASTA
YACIMIENTO ORIENTE

noviembre 1974

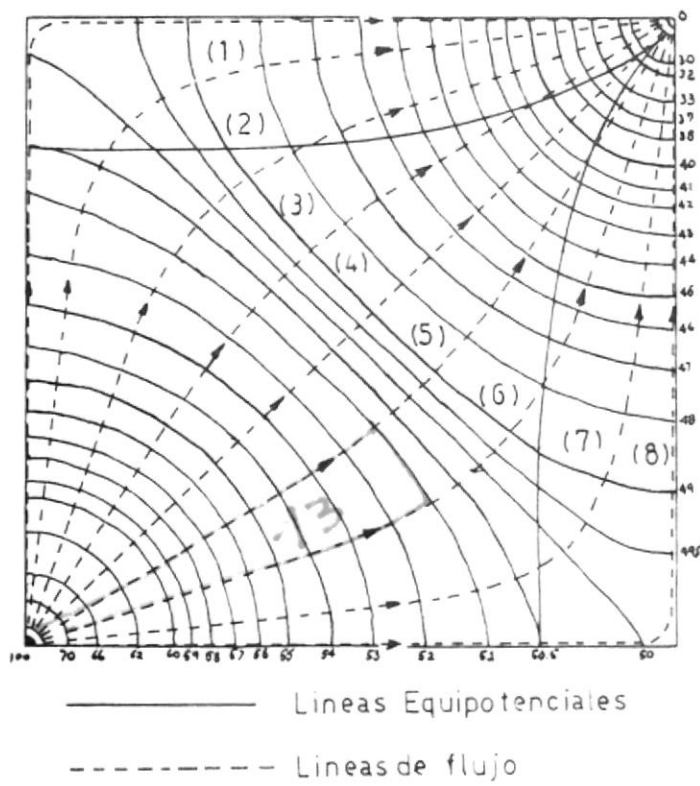


FIGURA 2. Modelo de un arreglo de 5 pozos.

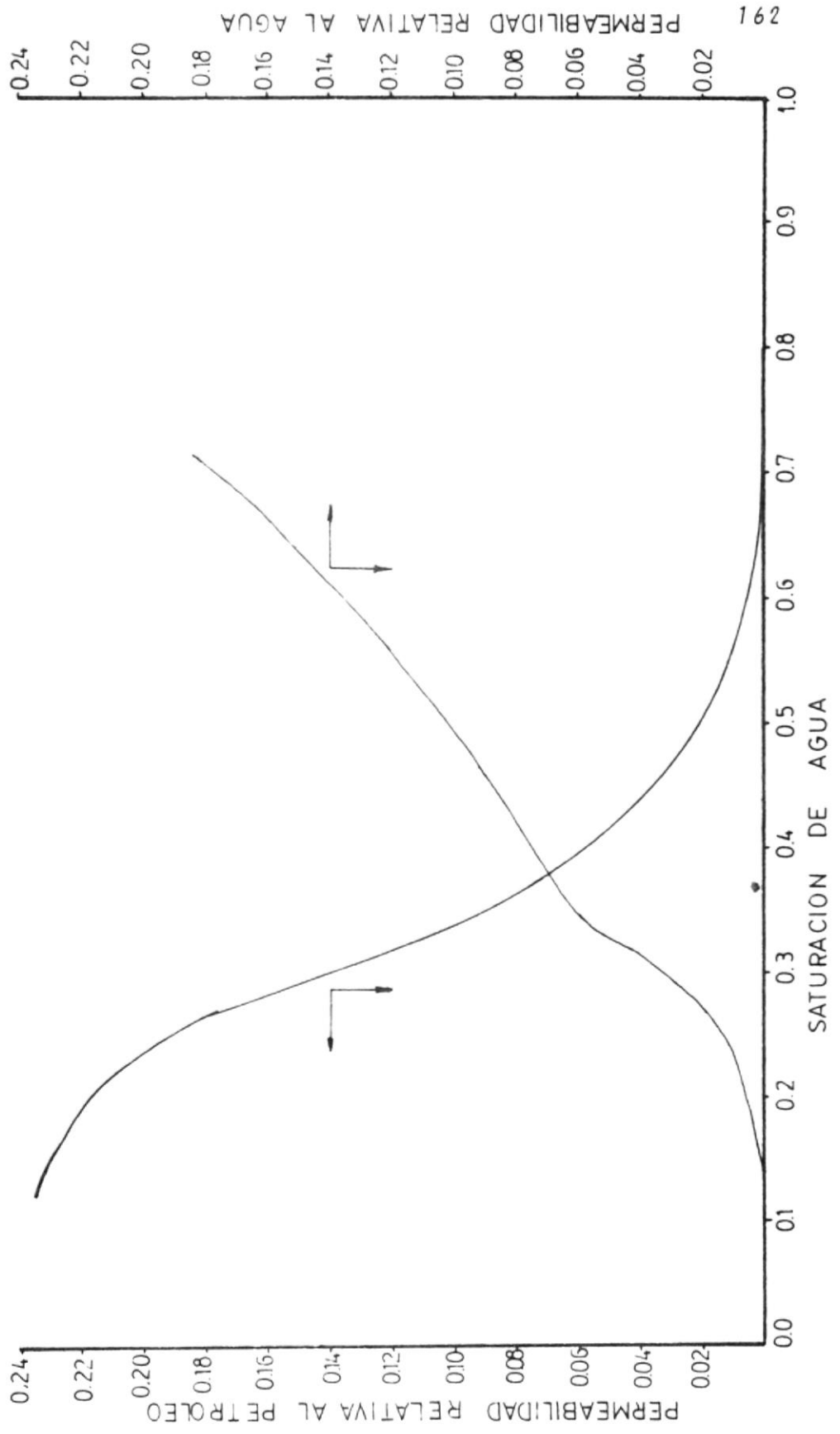
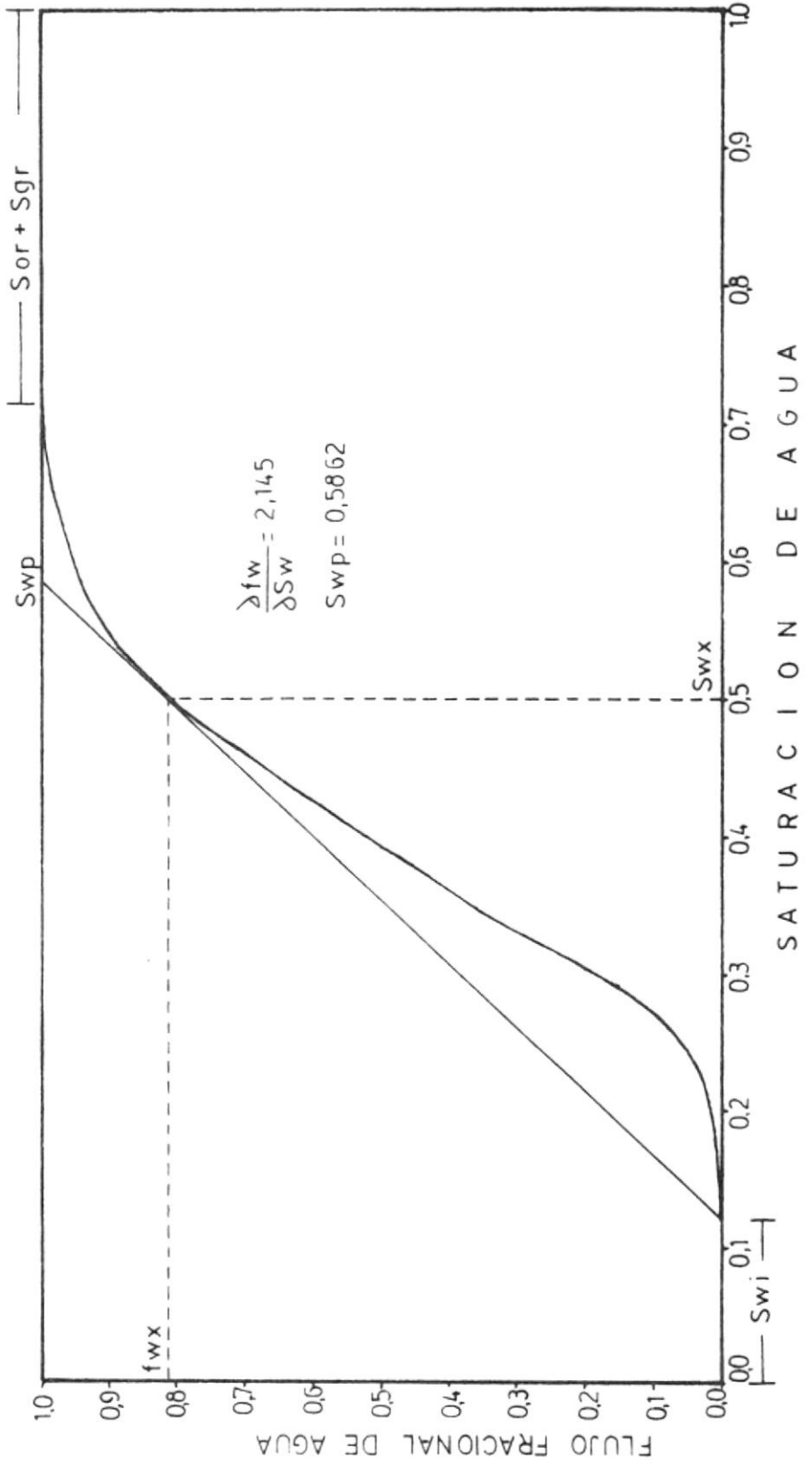


FIGURA 3

FIGURA 4



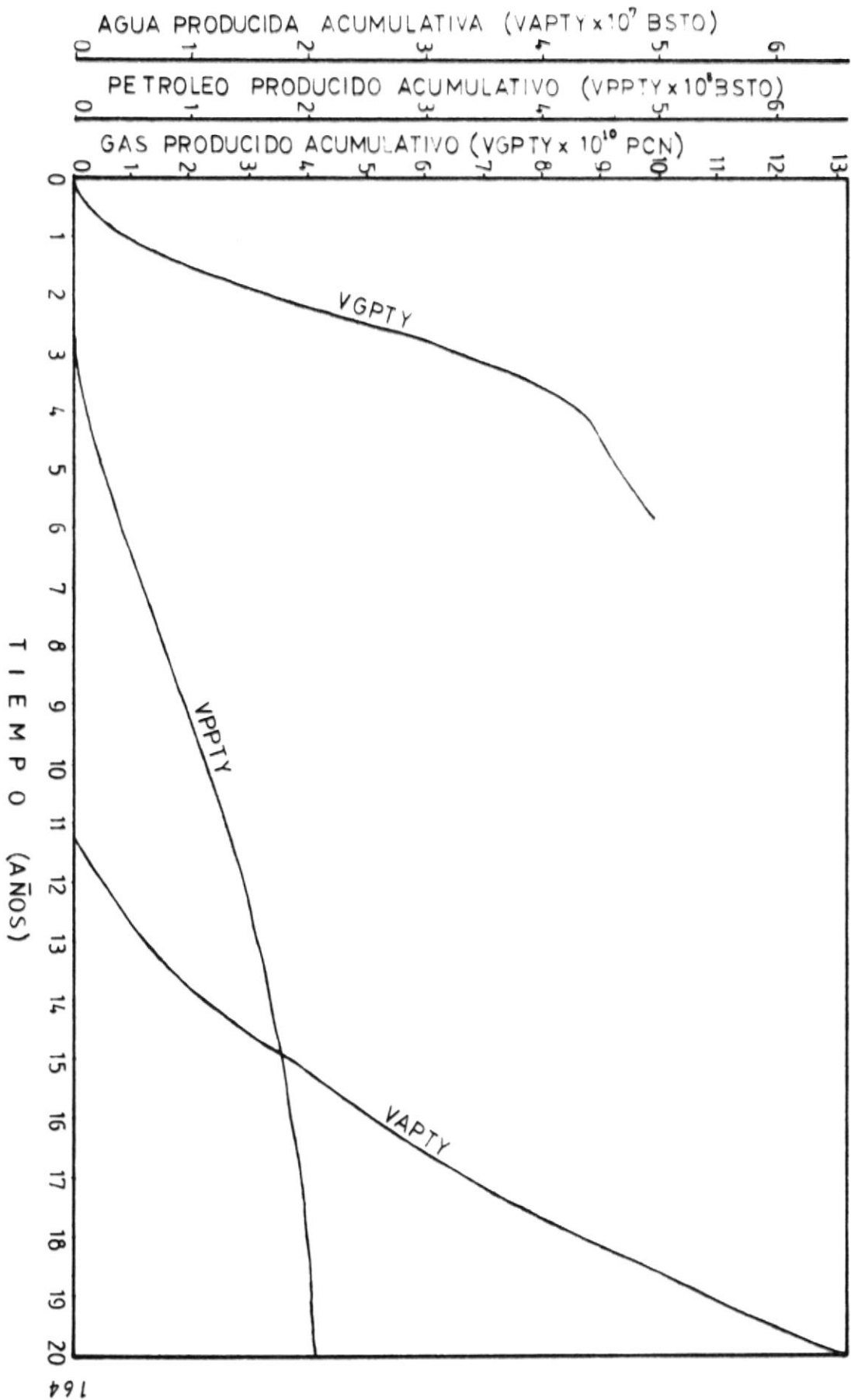


FIGURA 5

FIGURA 6

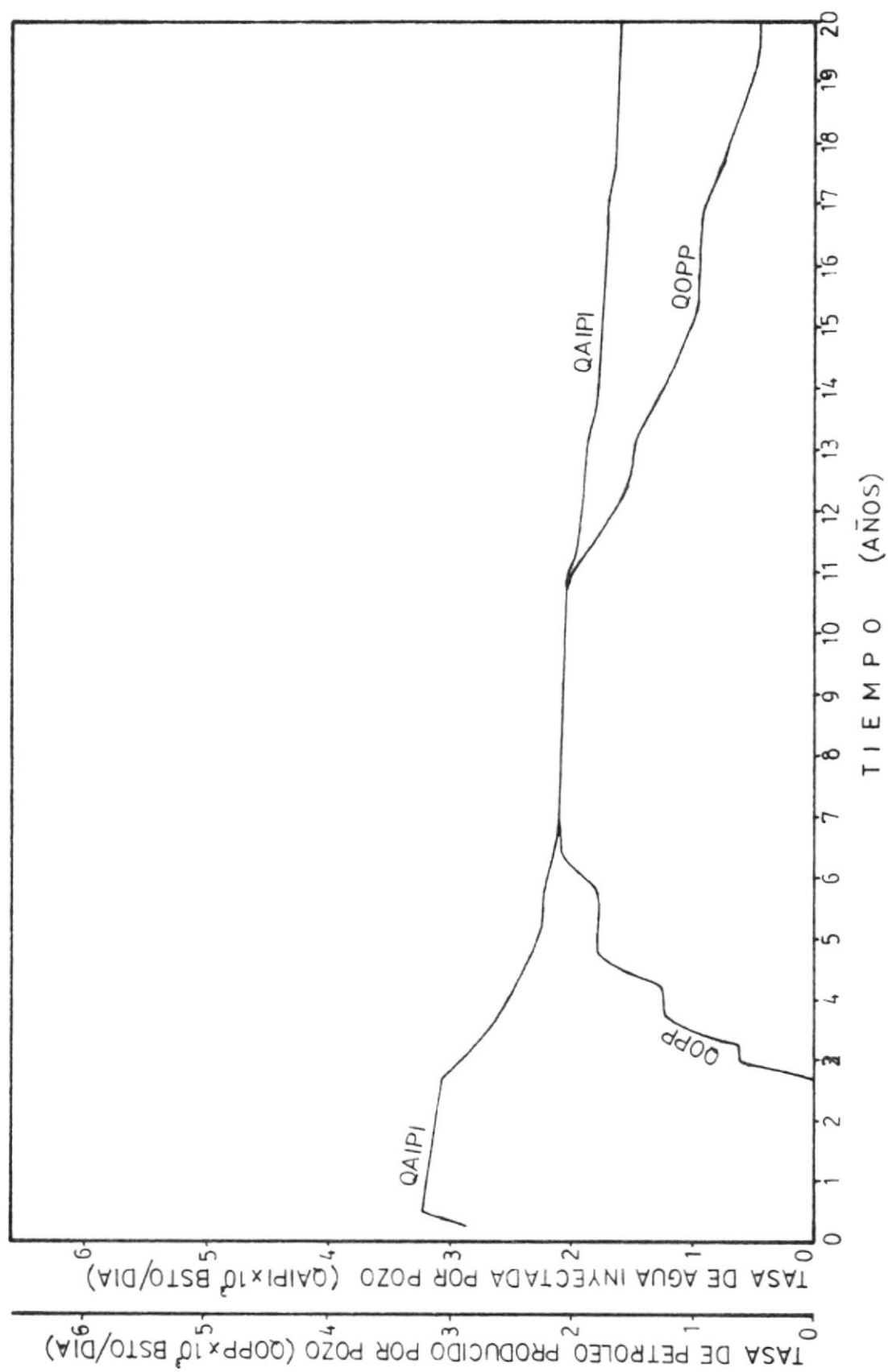
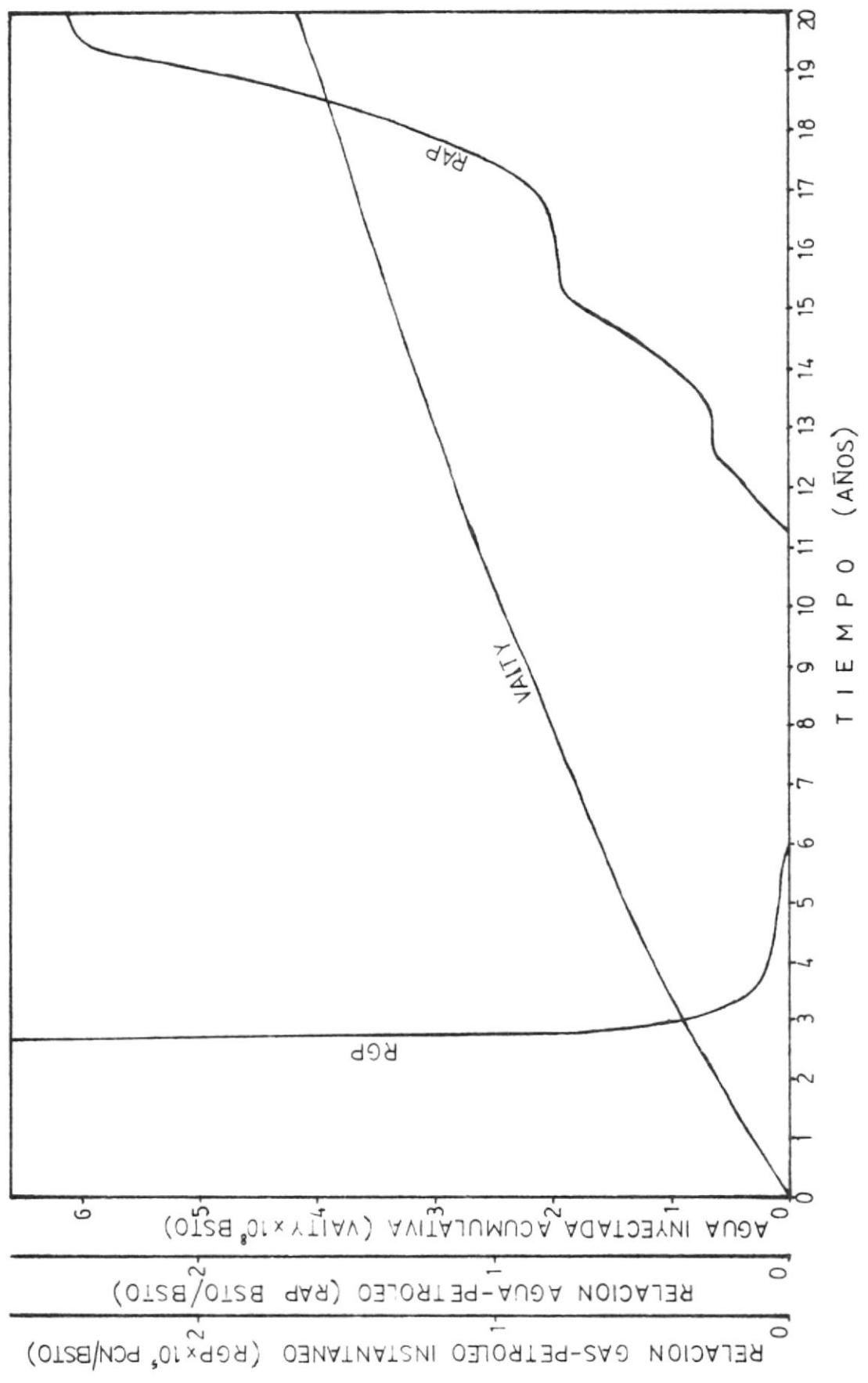


FIGURA 7



BIBLIOGRAFIA

1. Buckley, S.E. and Leverett, M.C.: "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans., AIME (1942) 146, 107.
2. Welge, H.J.: "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", Trans. AIME (1952) 196, 91.
3. Leverett, M.C.: "Capillary Behavior in Porous Solids" .- Trans., AIME (1941) 142, 152.
4. Pirson, S.J. "Teoría de producción de petróleo por desplazamiento frontal", Capítulo 11, pag. 601. ➤
5. Charles Robert Smith: "Inmiscible Fluid Displacement Mechanisms". Chapter 5, page 153. ➤
6. Notas sobre Métodos de Predicción de la Recuperación Secundaria de petróleo por inyección de agua. José Ferrer. Universidad del Zulia.
7. Higgins R.V., Boley. D.W. and Leighton: "Aids to Forecasting the Performance of Water Floods". JPT, September 1964, page 1076.
8. Higgins R.V. and Leighton, A.J.: "Computer Prediction of

Water Drive of Oil and Gas Mixtures through Irregularly Bounded Porous Media". Trans., AIME (1962) 225, 1048.

9. Higgins R.V., and Leighton, A.J.: "A Computer Method to Calculate Two Phase Flow in Any irregularly Bounded Porous Medium", Trans., AIME (1962) 225, 679
10. Holmgren, C.L. and Morse, R.V.: "Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding". Trans., AIME (1951) 192, 135.
11. Richardson, J.G. and Perkins, F.M.: "A laboratory Investigation of the Effect of Rate on Recovery of Oil by Water Flooding", Trans. AIME (1957) 210, 114.
12. Ruteaga Torres, S y Solis Muñoz, G: "Comportamiento de Yacimientos de Aceite sometidos a inyección de agua mediante pozos dispersos". Febrero 1967.
13. Predicción del Comportamiento de un Yacimiento del Oriente Ecuatoriano durante la etapa de Bajosaturación sin entrada de agua. — L. Camacho.
14. Ramiro Pérez Palacio: "Ingeniería de Yacimientos de Petróleos. Universidad del Zulia, Venezuela. —