

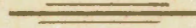
T
853.2822
YCA



Escuela Superior Politécnica del Litoral

FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

“ Volumen Original de Petróleo y Constante
de Entrada de Agua de Yacimientos
Bajosaturados ”



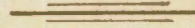
TESIS DE GRADO
QUE PARA OBTENER EL TITULO
DE INGENIERO DE PETROLEOS



BIBLIOTECA TGT
ESPOL

P R E S E N T A

WALTER YCAZA OLVERA



BIBLIOTECA



FACULTAD GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEO

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 Politécnica del Litoral.

WALTER YCAZA OLVERA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

A MIS PADRES:

Sr. Germán Ycaza Mora

Sra. Dolores Olvera de Ycaza

Por los esfuerzos realizados
para darme una profesión.

A MIS HERMANOS:

Carmen Aurora

German Eugenio

Eduardo Enrique

Dolores María

Brenda María

Mercedes María

Raúl Edmundo

Rosa del Pilar

Fernando Agustín

Incitándolos a la
Superación.



BIBLIOTECA NAC.
UNIV. DEL PACIFICO
ESPOL

A MI ABUELO:

José Olvera Vite

A MIS TIOS Y PRIMOS

A MIS SOBRINOS

A MIS COMPAÑEROS

A MIS AMIGOS



BIBLIOTECA TICTI
ESPOL.

AGRADECIMIENTOS

Al ING. RICARDO GALLEGOS ORTA
Por su acertada Dirección de
esta Tesis.

A MIS PROFESORES

AL CENTRO DE COMPUTACION



AL LA ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

"VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO Y CONSTANTE DE ENTRADA
DE AGUA DE YACIMIENTOS BAJOSATURADOS"

AUTOR

DIRECTOR DE TESIS

Walter Ycaza Olvera

Ing. Ricardo Gallegos Orta



BIBLIOTECA NACI
ESPOL

MIEMBROS DEL JURADO EXAMINADOR

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and a long vertical stroke, positioned above the second horizontal line.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CONTENIDO

Pág.

RESUMEN

INTRODUCCION

CAPITULO 1

CONSIDERACIONES TEORICAS

- 1.1. Clasificación de los yacimientos según los diagramas de fases. 1
- 1.2. Ecuación de Balance de Materiales. 5
- 1.3. Compresibilidad Efectiva. 8
- 1.4. Ecuaciones de Flujo de Agua. 13
- 1.5. La ecuación de Balance de Materiales como una Ecuación de la Línea Recta. 16

CAPITULO 2

PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO SIMULTANEO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO Y LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA.

- 2.1. Ecuaciones empleadas. 23
- 2.2. Datos del Yacimiento. 25
- 2.3. Variables de Control para el funcionamiento del Programa. 26.
- 2.4. Secuencia de Cálculo 27

CAPITULO 3

- 3.1. Diagrama de Flujo 32
- 3.2. Subprograma para calcular la Compresibilidad del Agua. 37



BIBLIOTECA NCT
ESPOL

3.3. Programa Principal

39

CAPITULO 4

APLICACION DEL METODO A UN YACIMIENTO DEL
ORIENTE ECUATORIANO.

4.1. Datos.

45

4.2. Ordenamiento de los Datos para Proce-
sarlos.

48

4.3. Resultados.

66

4.4. Discusión de Resultados.

69

CAPITULO 5

APENDICE A

Deducción de la Ecuación de Balance de Ma-
teriales considerando compresibilidades del
agua y la formación.

71

APENDICE B

Entrada de Agua al Yacimiento.

75

APENDICE C

Ajuste de la Ecuación de una línea Recta
por el Método de Mínimos Cuadrados.

81

ANEXO

Ejemplo de aplicación en el Yacimiento Te-
pito del Campo Amarillo donde se demuestra
la validez del método.



BIBLIOTECA
ESPOL

III

	Pág.
Datos.	85
Resultados.	88
Análisis de los Resultados.	94
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES	101
NOMENCLATURA	102
REFERENCIAS	105



BIBLIOTECA
ESPOL

RESUMEN

Se presenta un procedimiento automatizado mediante el cual se determina simultáneamente el volumen original de petróleo y la constante de entrada de agua, en yacimientos bajosaturados sometidos a empuje hidráulico.

La técnica propuesta se basa en la ecuación de balance de materiales, complementada con la ecuación de L.T. - Stanley para determinar la entrada de agua.

La información requerida consiste en las historias de presión y producción, relaciones P.V.T., parámetros petro físicos y temperatura del yacimiento.

La validez del método se demuestra en la Sección Anexo, su aplicación en el Ecuador se hace al Yacimiento Hollín del campo Anom, los resultados obtenidos no son satisfactorios debido a la limitada información.

El programa de cómputo, cuyo listado se incluye con los comentarios pertinentes para su correcta aplicación, se realizó en lenguaje Fortran IV y se procesó en un sistema IBM 1130.



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

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

Los métodos basados en la ecuación de balance de materiales para cálculos en Ingeniería de Yacimientos, siguen siendo de gran utilidad, aún ante el advenimiento de modernos métodos de análisis numérico que proporcionan una mejor aproximación a cambio de una mayor complejidad. La simplicidad de los cálculos de dicha ecuación, facilidad de arreglarla algebraicamente y buena concordancia de los resultados que su aplicación ha proporcionado en diversos casos, constituyen características ventajosas que justifican la utilización de la misma.

Cuando se dispone de una computadora electrónica, - resulta conveniente automatizar los procedimientos basados en la ecuación, ya que el programa resultante es relativamente simple. De esta manera es posible analizar el yacimiento mediante cálculos repetidos que reflejan la influencia de los parámetros considerados, la calidad de la información disponible y la aproximación de las suposiciones efectuadas.

CAPITULO 1

CONSIDERACIONES TEORICAS

1.1. CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS SEGUN LOS DIAGRAMAS DE FASES⁽¹⁾

De acuerdo con la posición relativa de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases Fig. N°1, los yacimientos de hidrocarburos se encuentran inicialmente ya sea en estado Monofásico (A, B, C) o en estado Bifásico - (D).

Estos yacimientos simples monofásicos pueden clasificarse en:

1. Yacimientos Simples o Normales de Gas (A), donde la temperatura del yacimiento excede el punto cricondentérmico.
2. Yacimientos de Condensación Retrógrada o de Punto de Rocío (B) donde la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura del punto cricondentérmico.

~~3.~~ Yacimientos de Gas Disuelto o de Punto de Burbujeo (C) donde la temperatura del yacimiento está por debajo de



ESPOL

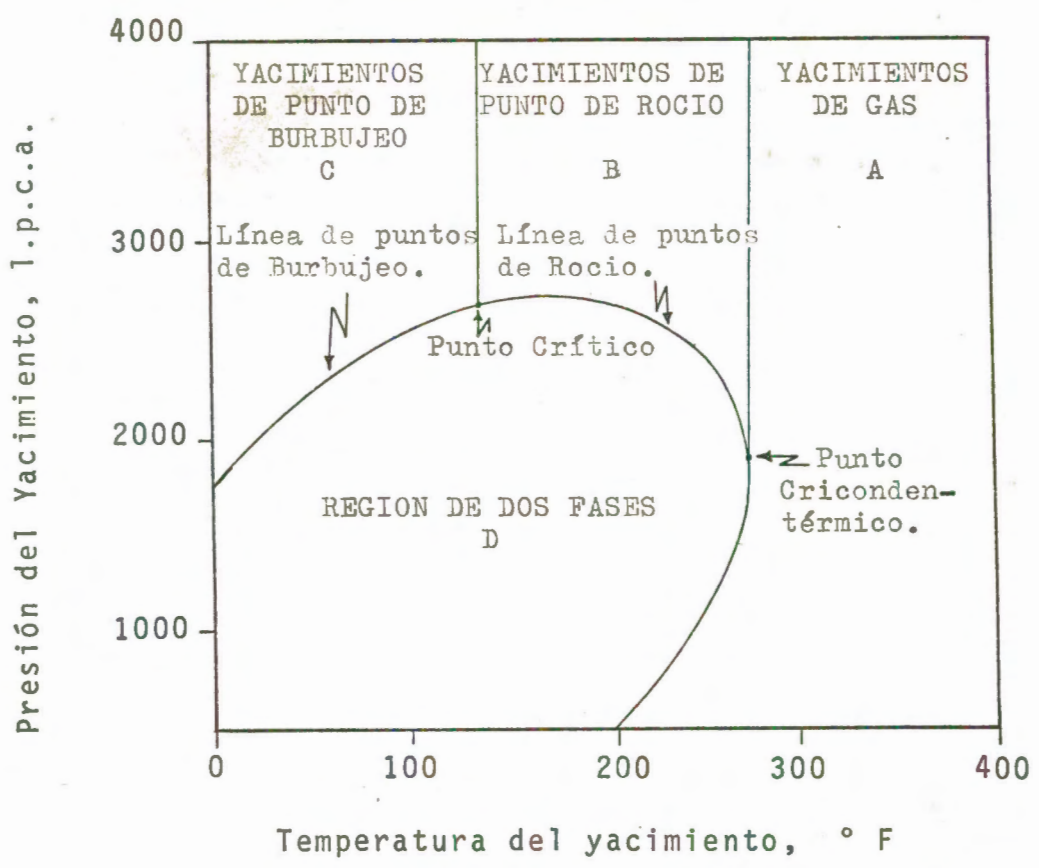
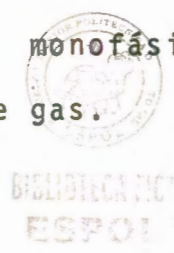


FIG. N° 1.- Diagrama de fases que relaciona la presión y temperatura para un fluido de yacimiento.

la temperatura crítica. Estos yacimientos también se denominan bajosaturados o subsaturados.

Cuando la presión y la temperatura caen dentro de la región de dos fases, existirá una zona de petróleo con una capa de gas en la parte superior. La zona de petróleo producirá como un yacimiento de petróleo de punto de burbujeo y la capa de gas como un yacimiento monofásico de gas (A) o como un yacimiento retrógrado de gas.



YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

⇒ Son aquellos que para las condiciones de P y T existentes en el yacimiento hay una deficiencia de gas, es decir que la presión del yacimiento es mayor que la presión del punto de burbujeo.

Se dice que un petróleo crudo está saturado con gas a cualquier presión y temperatura, si al reducir ligeramente la presión se libera gas de la solución. Inversamente, si no se libera gas, se dice que el petróleo está bajosaturado a esa presión. El estado bajosaturado implica que existe una deficiencia de gas y que si hubiera existido suficiente gas el petróleo se encontraría en un estado de saturado a esa presión. Más aún, el estado bajosaturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir, que no hay capa de gas.

La Fig. N° 2, muestra la variación de gas en solución con la presión para el fluido del yacimiento Big Sandy, Ohio, a la temperatura del yacimiento, 160°F. A la presión inicial del yacimiento, 3.500 lpc., el gas en solución es 567 PCN/BN.



BIBLIOTECA TICT
ESPOL

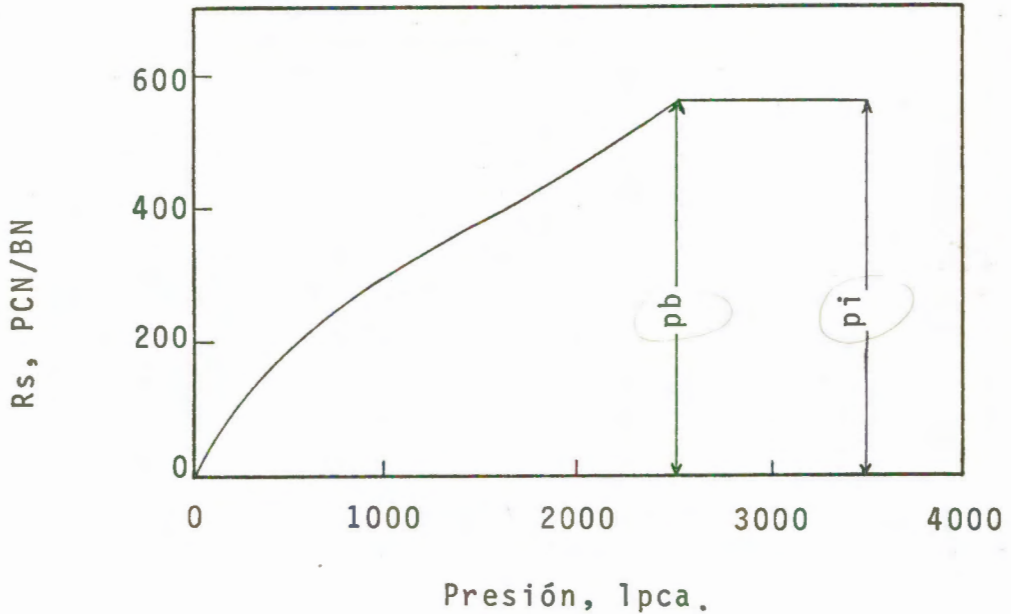


FIG. N° 2.- Razón gas disuelto-petróleo, del campo Big Sandy, por liberación instantánea a la temperatura del yacimiento, 160°F.

El gráfico ilustra que no se desprende gas de la solución al reducir la presión inicial hasta los 2.500 lpca. Por consiguiente, el petróleo está bajosaturado en esta región y no existe fase de gas libre en el yacimiento. La presión de 2.500 lpca. se denomina Presión del Punto de Burbujeo o presión de Burbujeo, ya que a esta presión aparece la primera burbuja de gas. Debido a que no se libera gas de la solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial p_i a la presión del punto de burbujeo p_b ,

el fluido del yacimiento permanecerá en estado monofásico (líquido); sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles, el factor volumétrico aumenta desde la presión inicial hasta la presión del punto de burbujeo.

1.2. ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES⁽²⁾

⇒ Uno de los principios fundamentales usados en la ingeniería de yacimientos es la ley de la conservación de la materia, cuya aplicación a los yacimientos de hidrocarburos con el fin de obtener deducciones cuantitativas y predicciones se conoce como "Ecuación de Balance de Materiales".

La producción de petróleo y gas de un yacimiento es una operación donde se aplica la ley de conservación de la materia. En general, se hace un balance entre los materiales en el yacimiento y los materiales producidos. Este balance se acostumbra hacerlo en base volumétrico, aunque no es estrictamente necesario. En su forma más simple, la E.B.M. para los fluidos de un yacimiento puede escribirse en la siguiente forma:

⇒ (Volumen inicial en el yacimiento) = (Volumen remanente en el yacimiento) + (Volumen removido del yacimiento).

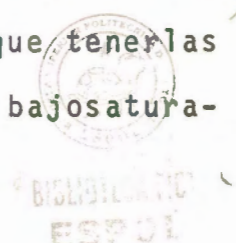


UNIVERSIDAD DE LA PAZ
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

La E.B.M. se usa para evaluar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento a cualquier tiempo, durante el agotamiento. De un modo especial, se usa para estimar la cantidad de hidrocarburos inicialmente en el yacimiento, predecir el comportamiento futuro y recuperación total de los mismos.

Algunas de las suposiciones básicas que entran en el desarrollo y aplicación del balance de materiales son las siguientes:

1. Considera el yacimiento en estudio como una unidad.
2. El petróleo y gas existentes (excluyendo el gas de la capa de gas) se encuentran siempre en equilibrio a la temperatura y presión promedios existentes en el yacimiento.
3. Los datos PVT disponibles o estimados simulan el comportamiento en el yacimiento y relacionan la producción superficial al vaciamiento del yacimiento.
4. La expansión del agua y de la roca del yacimiento generalmente se desprecian. Sin embargo, hay que tenerlas en cuenta en los cálculos para yacimientos bajosaturados.



5. La temperatura del yacimiento se considera constante.

Para un yacimiento de petróleo sometido a los empujes naturales de agua, de expansión de gas del casquete y de expansión del gas disuelto liberado, debido a la extracción de fluidos, la E.B.M. resultante es:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{N m B_{ti} (B_g - B_{gi})}{B_{gi}} + W_e =$$

$$N_p B_t + N_p (R_p - R_{si}) B_g + W_p B_w \quad (1)$$

Donde:

$N(B_t - B_{ti})$ = Expansión de la zona de petróleo.

$\frac{N m B_{ti} (B_g - B_{gi})}{B_{gi}}$ = Expansión del casquete de gas.

W_e = Entrada de agua acumulada al yacimiento.

$N_p B_t$ = Producción acumulada de petróleo.

$N_p (R_p - R_{si}) B_g$ = Producción acumulada de gas del casquete.

$W_p B_w$ = Producción acumulada de agua.



BIBLIOTECA TICT
ESPOL

Unidades

1.3. COMPRESIBILIDAD EFECTIVA

Arriba de la presión de saturación, un yacimiento con empuje hidráulico incluye como mecanismo de expulsión de los fluidos, el empuje hidráulico, la expansión de los fluidos, agua y aceite, y la compresibilidad de la formación. Debido a ésto, es de suprema importancia el cálculo de la compresibilidad efectiva, es decir aquella que incluye - las compresibilidades del petróleo, del agua, y de la formación. La compresibilidad efectiva⁽¹⁾ se la puede determinar por la siguiente ecuación:

$$c_e = \frac{c_o S_o + c_w S_w + c_f}{(1 - S_w)} \quad (2)$$

Los valores de saturación de fluidos que intervienen en esta ecuación pueden determinarse por medio de análisis de registros eléctricos o en laboratorio. Los valores de compresibilidad se los puede determinar en laboratorio o como en el presente trabajo de la siguiente manera:

La compresibilidad o módulo volumétrico de elasticidad se define como el cambio de volumen por unidad volumétrica por cambio unitario de Presión, o



BIBLIOTECA
ESPOL

$$c = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (3)$$

Como dV/dp es una pendiente negativa, el signo negativo convierte a la compresibilidad del petróleo c_0 , en positiva, luego dicha compresibilidad puede expresarse de la siguiente manera.

$$c_0 = \frac{1}{V_0} \times \frac{(V_{02} - V_{01})}{(p_1 - p_2)} \quad (4)$$

El volumen de referencia V_0 de la ecuación (4) puede ser V_{01} ó V_{02} ó un promedio de los dos, para este trabajo se escogió un promedio entonces la ecuación (4) queda.

$$c_0 = \frac{2}{(V_{01} + V_{02})} \times \frac{(V_{02} - V_{01})}{(p_1 - p_2)} \quad (5)$$

Finalmente la ecuación (5) puede expresarse en función del factor volumétrico de aceite, en forma general queda.

$$c_0(j) = \frac{2(Bo(j) - Bo(j-1))}{(Bo(j) + Bo(j-1)) (p(j-1) - p(j))} \quad (6)$$

La compresibilidad de las rocas de yacimiento es un factor que es generalmente despreciado en los cálculos de

ingeniería de yacimientos. La omisión es sin duda justificada en cálculos de yacimientos saturados, sin embargo, en yacimientos bajosaturados, la expansión de la roca acompañada con la declinación de presión puede ser de tal magnitud que afecte considerablemente los cálculos.

La compresibilidad de la roca de un yacimiento es resultado de dos factores, a saber: 1º Expansión individual de los granos de la roca a medida que la presión del fluido adyacente decrece. 2º La compactación adicional de la formación ocasionada por la poca efectividad de los fluidos del yacimiento en oposición a la sobrecarga mientras la presión del yacimiento declina.

N. H. Hall⁽⁸⁾ al determinar la compresibilidad de un gran número de areniscas y calizas, observó que existe correlación entre la compresibilidad y la porosidad de la roca. En el presente trabajo para determinar la compresibilidad de la formación se ajustó una ecuación $c_f = f(\phi)$ al gráfico de porosidad -vs- compresibilidad que obtuvo el autor como resultado de su investigación, la ecuación es la siguiente:

$$c_f = 10^{-6} (0.720 \times 10^1 - 0.292 \times 10^2 (\phi)^1)$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$\begin{aligned}
& + 0.549 \times 10^2 (\emptyset)^2 - 0.221 \times 10^{-4} (\emptyset)^3 \\
& - 0.137 \times 10^{-4} (\emptyset)^4 - 0.557 \times 10^{-5} (\emptyset)^5 \\
& - 0.185 \times 10^{-5} (\emptyset)^6 - 0.555 \times 10^{-6} (\emptyset)^7 \\
& - 0.142 \times 10^{-6} (\emptyset)^8
\end{aligned} \tag{7}$$

En donde la porosidad \emptyset debe usarse en fracción y c_f se obtiene en 1/lpc.

La compresibilidad del agua depende de su salinidad, presión, temperatura y cantidad de gas disuelto.

Dodson y Standing⁽¹⁰⁾ determinaron la influencia que ejerce la salinidad del agua sobre la solubilidad del gas natural en ella, a diferentes presiones y temperaturas. - El rango estudiado por estos autores estuvo limitado a salinidades bajas, del orden de 30.000 ppm.

Park J. Jones⁽⁹⁾ obtuvo las siguientes ecuaciones empíricas para determinar la solubilidad del gas natural en el agua de la formación y la compresibilidad del agua, las que pueden aplicarse para salinidades mayores a las estudiadas por Dodson y Standing.



BIBLIOTECA
ESPOL

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{XY}{10.000} \right) \quad (8)$$

$$c_w = c_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw}) \quad (9)$$

La ecuación (8) no se puede aplicar a salinidades muy altas, ya que funciona sólo para valores de

$$\frac{XY}{10.000} < 1$$

G. Long y G. Chierici⁽¹¹⁾ estudiaron este problema en soluciones con salinidades en un rango de 100.000 a 300.000 ppm y presentan un método de cálculo basado en sus determinaciones y en las ecuaciones propuestas por Park J. Jones.


En este trabajo se presenta un procedimiento analítico para calcular la compresibilidad del agua, hecho por Teran de la Garza⁽¹²⁾ que es una combinación de los métodos propuestos por Dodson y Standing, Park J. Jones y G. Long y G. Chierici, de manera que su rango de aplicación cubre todos los valores de salinidad existentes comúnmente en el agua de los yacimientos para presiones que varían entre 50 y 600 Kg/cm² y temperaturas de 40 a 120°C.



Este método se presenta como un subprograma para procesarlo por medio de una computadora digital.

1.4. ECUACIONES DE FLUJO DE AGUA

Muchos yacimientos se encuentran interconectados con acuíferos cuyo tamaño puede ser tan grande que se considere, para casos prácticos, como infinito, o tan pequeño - que su efecto se considere despreciable sobre el comportamiento del yacimiento. De acuerdo con la distribución de presiones en los acuíferos a través del tiempo, se conoce tres tipos de régimenes de flujo: variable, permanente y semipermanente; en la mayoría de los casos prácticos, el flujo ocurre en régimen variable y es por ello que ha recibido mayor atención en las diferentes teorías de flujo de agua.

 En 1.949 van Everdingen y Hurst⁽⁵⁾ aplicaron el concepto de transformada de Laplace en la solución de la ecuación de difusión para simular el flujo lineal o radial de fluidos en régimen variable, obteniendo diferentes tipos de soluciones que dependen de las condiciones de frontera del sistema acuífero-yacimiento y del tamaño del acuífero, y bajo las suposiciones circulares y que las ca



racterísticas de espesor, porosidad, permeabilidad y compresibilidad del sistema son uniformes.

La expresión obtenida por van Everdingen y Hurst para calcular la entrada de agua en régimen variable es:

$$\Delta We = B \sum Q(t_d) \Delta P \quad (10)$$

Los valores de la función $Q(t_d)$ fueron presentados por los mismos autores en forma tabulada para diferentes tamaños de acuífero y geometría radial de flujo. Para el caso de flujo lineal, la función $Q(t_d)$ se obtiene con la expresión simplificada.

$$Q(t_d) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} (t_d)^{0.5} \quad (11)$$

En las ecuaciones anteriores, el tiempo adimensional, t_d , está relacionado con el tiempo real, de la siguiente forma:

$$t_d = \frac{0.006323 Kt}{\phi \mu c_e r_w^2} \quad (12)$$

L.T. Stanley⁽⁶⁾ observó que las curvas de t_d vs $Q(t_d)$ presentadas por van Everdingen y Hurst, correspondientes a

los casos de geometría radial, o lineal, mostraban una tendencia semejante a las curvas obtenidas al graficar - respectivamente las siguientes funciones exponenciales:

$$Q(t_d) = \bar{t}^{-0.8} \quad (13)$$

$$Q(t_d) = \bar{t}^{-0.5} \quad (14)$$

El tiempo adimensional, \bar{t} , se relaciona con el tiempo real, t , como sigue:

$$\Delta \bar{t} = K \Delta t$$

Donde K es una constante seleccionada arbitrariamente para cada yacimiento de tal manera que resulte $\Delta \bar{t}$ unitarias.

Con base a esta simplificación, la ecuación que permite determinar el volumen de entrada de agua al yacimiento y que se resuelve aplicando el principio de superposición, queda expresada de la siguiente forma:

$$W_e = C \sum_{j=1}^n \Delta P(j) \bar{t}^{-\alpha}_{(n-j+1)} \quad (15)$$



BIBLIOTECA
ESPOL

Donde n es el número de períodos de tiempo adimensional para el cual se calcula la entrada de agua.

El método de Stanley se detalla en el Apéndice B de éste trabajo.

1.5. LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES COMO UNA ECUACION DE UNA LINEA RECTA⁽⁷⁾

La E.B.M. usada por los ingenieros de yacimientos es arreglada algebraicamente resultando como una ecuación de línea recta. La deducción de la E.B.M. y los cálculos - que van con su aplicación no son tareas^s difíciles, el criterio que una solución exitosa de ésta se debe obtener ha sido un problema feaciente en la ingeniería de yacimientos.

Criterios verdaderos y completos involucran condiciones necesarias y suficientes. El criterio que el ingeniero de yacimientos utiliza posee unas pocas condiciones necesarias pero no suficientes. Debido a ésto, las respuestas obtenidas de la E.B.M. son siempre cuestionadas. Sin embargo, el grado de su aceptabilidad aumenta con el incremento en el número de las condiciones necesarias que ella debe satisfacer.



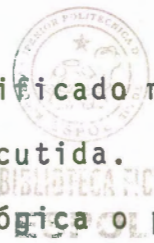
Generalmente, las condiciones necesarias comunmente usadas son:

- 1º Una consistencia no muy sólida de los resultados.
- 2º La concordancia entre los resultados, los de la E.B.M. y aquellos determinados volumétricamente.

Este segundo criterio es generalmente sobreenfatizado. En realidad los resultados determinados volumétricamente están basados en datos geológicos y petrofísicos de desconocida exactitud.

En resumen, el petróleo en el lugar obtenido por la E.B.M. es el petróleo que contribuye a la historia de presión-producción, mientras el petróleo en el lugar calculado volumétricamente, refiere al petróleo total parte del cual puede no contribuir a dicha historia. A causa de esta diferencia, la discordancia entre las dos respuestas puede ser de vital importancia y la concordancia entre ellas no debe ser sobreenfatizada como la medida de corrección de uno de ellos.

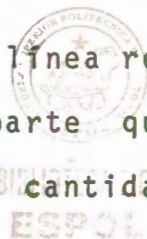
Una tercera condición necesaria de significado matemático así como de significado físico es discutida. Ella no está sujeta a ninguna interpretación geológica o petro-



física y como tal es probablemente, la condición necesaria más importante. Consiste esencialmente en arreglar la E.B.M. para obtener una ecuación de línea recta.

El método de la línea recta requiere de la graficación de un grupo de variables -vs- otro grupo de variables, con la selección del grupo de parámetros dependiendo del mecanismo de producción bajo el cual el yacimiento es producido. El aspecto más importante de este método de solución es que añade un significado a los puntos graficados, la dirección y la forma del gráfico resultante. Así, un significado dinámico ha sido introducido dentro del cuadro en realización para hallar la respuesta final. Ya que el énfasis de este método es encausado a la interpretación de la secuencia de los puntos y a la forma del gráfico resultante, no se puede automatizar la secuencia total para obtener "el mejor valor" como normalmente se hace en la aplicación rutinaria de la E.B.M. Si se usa el método de la línea recta, gráfica y análisis se deben hacer.

En conclusión, no solo la tendencia de la línea recta debe ser la solución, sino que es solo una parte que una solución satisfactoria debe involucrar. La cantidad



y calidad de la información derivada, dependerá de la cantidad y la calidad de los datos; y por último, pero no menos importante, de la experiencia, juiciosidad e ingenio-
sidad del analista.

ECUACION DE UNA LINEA RECTA PARA YACIMIENTOS BAJOSATURADOS CON ENTRADA DE AGUA

La ecuación que describe el comportamiento de un yaci-
miento de petróleo con empuje hidráulico que se encuentra
en la etapa de bajosaturación es:

$$NBoi c_e \Delta^3 p = NpBo + Wp Bw - WiBw - We \quad (16)$$

Sustituyendo la ecuación (15) en la (16) queda:

$$NBoi c_e \Delta^3 p = NpBo + WpBw - WiBw - C \sum_{j=1}^n \Delta p_t^{-\alpha} \quad (17)$$

caída total
caída por periodo
de periodos

Dividiendo entre $Boi C_e \Delta^3 p$ y efectuando el agrupamien-
to de variables señalado por el método, la ecuación (17) se
transforma en la siguiente:

$$\frac{NpBo + WpBw - WiBw}{Boi c_e \Delta^3 p} = C \frac{\sum \Delta p_t^{-\alpha}}{Boi c_e \Delta^3 p} + N \quad (18)$$



BIBLIOTECA TICT
ESPOL

Esta expresión corresponde a la ecuación de una línea recta, en la cual las coordenadas (x, y) de cada uno de los puntos que la integran, están dadas por:

$$x(j) = \frac{\sum_{j=1}^{j=N} \Delta p(j) \bar{t}^{\alpha} (n - j + 1)}{Boi c_e(j) \Delta^2 p(j)} \quad (19)$$

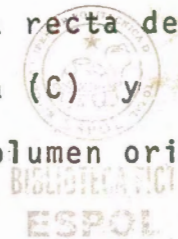
$$y(j) = \frac{Np(j) Bo(j) + Wp(j) Bw - Wi(j) Bw}{Boi c_e(j) \Delta^2 p(j)} \quad (20)$$

en donde:

$\Delta p(j) = \frac{p(j-2) - p(j)}{2}$, con excepción del primer período en que:

$$\Delta p(1) = \frac{p_i - p_1}{2}, \text{ y a su vez: } \Delta^2 p(j) = p_i - p(j)$$

La tendencia de los puntos definidos por las coordenadas calculadas corresponderá, aproximadamente, a la de una línea recta cuando las suposiciones que se hagan respecto a la geometría del acuífero y al tipo de flujo en el mismo sean correctas. La pendiente de esta recta define el valor de la constante de entrada de agua (C) y la ordenada al origen proporciona el valor del volumen original de aceite (N).



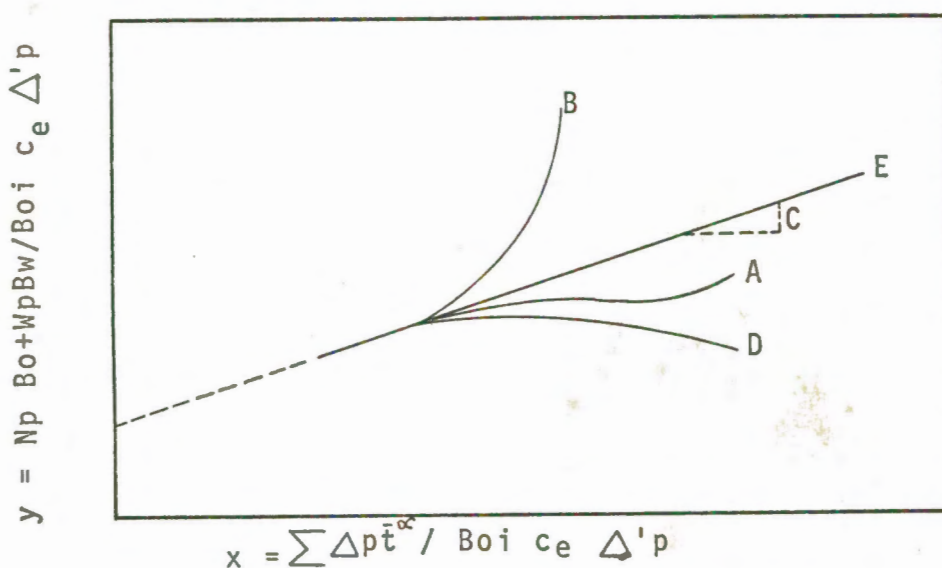


FIG. N° 3.- Representación gráfica de la ecuación de balance de materiales para yacimientos bajosaturados con entrada de agua, bajo diferentes suposiciones de geometría del acuífero y del tipo de flujo actuando en él.

Los resultados obtenidos de cada una de las suposiciones hechas se grafican, y sobre la gráfica resultante se efectúa un análisis de la validez de las suposiciones. El procedimiento de análisis se ejemplifica por medio de la Fig. N° 3.

Una dispersión completa al azar de los puntos, indica que los cálculos y/o los datos básicos son erróneos.

La tendencia mostrada por la curva A refleja una suposición no correcta de flujo radial ($\alpha = 0.8$), por lo que



ESTADÍSTICA

éste debe suponerse lineal ($\alpha = 0.5$).

Las tendencias mostradas por las curvas B y D resultan del caso en que se ha supuesto erróneamente el tamaño del acuífero; así, en el caso B, el numerador de la abcisa ($\sum \Delta p t^{-\alpha}$) resulta pequeño, por lo que debe suponerse un acuífero más grande, es decir, disminuir el número de períodos en que $t^{-\alpha}$ permanece constante. En el caso D, el numerador de la abcisa resulta grande por lo que debe suponerse un acuífero más pequeño, lo cual equivale a aumentar el número de períodos en que $t^{-\alpha}$ permanece constante.

La curva E corresponde a la solución correcta su pendiente es la constante C de entrada de agua y su ordenada al origen proporciona el volumen original de petróleo N.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO 2

PROCEDIMIENTO DE CALCULO SIMULTANEO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO Y DE LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA

2.1. ECUACIONES EMPLEADAS

A continuación se presentan todas las ecuaciones empleadas para obtener el volumen original de petróleo y la constante de entrada de agua.

$$a. \quad x = \frac{\sum \Delta p t^{-\alpha}}{Bo i c_e \Delta^2 p}$$

$$b. \quad y = \frac{N_p Bo + W_p B_w - W_i B_w}{Bo i c_e \Delta^2 p}$$

Donde: $\Delta p_j = \frac{p_{(j-2)} - p_j}{2}$, con excepción del primer periodo en que:

$$p_1 = \frac{p_i - p_1}{2} \text{ y a su vez: } \Delta^2 p_j = p_i - p_j$$

$$c. \quad c_e = \frac{c_o S_o + c_w S_w + c_f}{S_o}$$



BIBLIOTECA UNP
ESPOL

Donde: $c_0 = \frac{2(B_{O2} - B_{O1})}{(p_1 - p_2) (B_{O2} + B_{O1})}$

$$c_f = 10^{-6} (0.720 \times 10^1 - 0.292 \times 10^2 (\varnothing)^1 + 0.549 \times 10^2 (\varnothing)^2 - 0.221 \times 10^{-4} (\varnothing)^3 - 0.137 \times 10^{-4} (\varnothing)^4 - 0.557 \times 10^{-5} (\varnothing)^5 - 0.185 \times 10^{-5} (\varnothing)^6 - 0.555 \times 10^{-6} (\varnothing)^7 - 0.142 \times 10^{-6} (\varnothing)^8)$$

$$c_w = c_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw})$$

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{XY}{10.000} \right)$$

d.

$$N = \frac{\sum_{j=1}^n x_j \sum_{j=1}^n y_j x_j - \sum_{j=1}^n (x_j)^2 \sum_{j=1}^n y_j}{\left(\sum_{j=1}^n x_j \right)^2 - n \sum_{j=1}^n (x_j)^2}$$

e.

$$C = \frac{\sum_{j=1}^n y_j \sum_{j=1}^n x_j - n \sum_{j=1}^n x_j y_j}{\left(\sum_{j=1}^n x_j \right)^2 - n \sum_{j=1}^n (x_j)^2}$$

f.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (y_{rj} - y_{cj})^2}{n}}$$

apudice

C

ecuacione

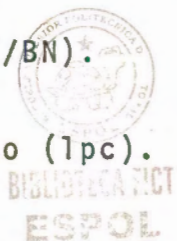
C-6, C-7

C-8

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.2. DATOS DEL YACIMIENTO

- a. Se dividen las historias de producción y de presión en un número conveniente de períodos iguales de tiempo, cuyo orden correlativo se designa tiempo adimensional (\bar{t}).
- b. $p_1, p_2, p_3, \dots, p_n$, presión media del yacimiento al final de cada uno de los períodos de tiempo (\bar{t}); obtenida de la historia de presión del yacimiento (lpc).
- c. $Np_1, Np_2, Np_3, \dots, Np_n$, producción acumulativa de petróleo al final de cada uno de los períodos de tiempo (\bar{t}); obtenida de la historia de producción del yacimiento (10^6 BN).
- d. $Wp_1, Wp_2, Wp_3, \dots, Wp_n$, producción acumulativa de agua al final de cada uno de los períodos de tiempo (\bar{t}); obtenida de la historia de producción del yacimiento (10^6 BN).
- e. B_w , factor de volumen de agua (BY/BN).
- f. p_i , presión inicial del yacimiento (lpc).



- g. Y , salinidad del agua de la formación (ppm).
- h. $C_1, C_2, C_3, C_4, \dots, C_n$, constantes de la ecuación ajustada a la curva de factor de volumen de petróleo (B_o) -vs- presión (p).
- i. ϕ , porosidad media de la formación (fracción).
- j. T , temperatura de la formación ($^{\circ}F$).
- k. S_w , saturación de agua connata (fracción).

2.3. VARIABLES DE CONTROL PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

- a. ALFA, exponente del tiempo adimensional (\bar{t}) que depende del tipo de flujo supuesto (0.8 para flujo radial y 0.5 para flujo lineal).
- b. IBETA, variable de control del programa; cuando $IBETA = 0$ se efectuará el cálculo sólo para la primera suposición de ALFA; cuando $IBETA \neq 0$, se efectuará el cálculo para los dos valores de ALFA.
- c. LE, variable de control del programa que representa el grado mas una de la ecuación de la función $B_o = f(p)$.



- d. TOL, variable que sumada a la desviación normal calculada en el programa, representa la tolerancia para la selección de puntos durante el proceso de ajuste de la ecuación.
- e. NUPER, variable que representa el número de períodos de tiempo adimensional que comprende la historia de explotación del yacimiento.
- f. LIM, variable para controlar el número de ensayos de tamaño de acuífero que se van a realizar.
- g. IP, variable que representa el período de tiempo adimensional (\bar{t}), a partir del cual se supone que permanece constante $t_{-\infty}$.
- h. IDELT, variable que representa el incremento de la variable anterior (IP), para suposiciones subsiguientes.
- i. NH, variable que representa el número de historias de presión disponibles.

2.4. SECUENCIA DE CALCULO

Al efectuar los cálculos relativos a entrada de agua es necesario emplear como datos las presiones correspondien



BIBLIOTECA
ESPOL

tes a la frontera acuífero-yacimiento; sin embargo, la de terminación de tales presiones es sumamente difícil, por la cual se acostumbra utilizar las presiones medias del - yacimiento. La impresión introducida en los cálculos por este motivo, sólo es grave cuando se procesan los datos - correspondientes a la fase inicial de la historia de explotación del yacimiento, o sea, la fase durante la cual no se produce un abatimiento de presión en la frontera, - aún cuando en el yacimiento la extracción sea considerable; la duración de esta fase inicial es determinada por las propiedades de difusión de la formación y la geometría del sistema y, durante ella, la imprecisión mencionada se traduce en resultados erráticos, lo que, como se observa en la aplicación del procedimiento, constituye el criterio básico que se tomó en cuenta en el análisis matemático de los puntos obtenidos a partir de la ecuación de balance de materia. Es decir, se efectúa el análisis a par tir de los resultados correspondientes al final de la historia de explotación del yacimiento en estudio y se - procede inversamente hasta determinar el punto a partir del cual los resultados se tornan erráticos.

Cabe también mencionar, como otra fuente de imprecisi-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

sión introducida a los cálculos de la fase inicial, la consideración de que la ecuación de balance de materiales es aplicable si se considera al yacimiento en estudio como una unidad; en fase inicial de la explotación de un yacimiento, éste generalmente se encontrará parcialmente desarrollado, por lo que las estimaciones de presión media del yacimiento serán erráticas.

Contando con la serie de datos mencionados anteriormente es posible efectuar los cálculos de acuerdo con una secuencia ordenada, cuyos pasos se describen a continuación:

1. Se supone, como ensayo inicial, un tipo de empuje radial ($\alpha = 0.8$) en un acuífero infinito.
2. Se calcula el factor de volumen original del petróleo (B_{oi}) a partir de la ecuación ajustada a la curva de B_o -vs- p obtenida en el laboratorio.
3. Se calculan las coordenadas de los puntos correspondientes a cada uno de los períodos de tiempo adimensional, de acuerdo con las ecuaciones 19 y 20.
4. Por el método de mínimos cuadrados, se ajusta la ecuación de una línea recta a los tres últimos puntos, cu-



yas coordenadas se calcularon en el paso anterior, tomando como punto inicial el correspondiente al último período y efectuando el ajuste en sentido inverso.

5. Se determina la desviación normal del ajuste para los tres primeros puntos, la cual da una idea del grado de precisión logrado al ajustar la ecuación en el tramo antes mencionado y sirve de base para la determinación de la tolerancia con que se trabajará en la selección de los puntos subsecuentes.
6. Se toma el siguiente punto y se ajusta nuevamente la ecuación, determinando la pendiente y la ordenada al origen de acuerdo con las ecuaciones N° C-7 y C-6 (Apéndice C).
7. Si el valor absoluto de la diferencia, entre la ordenada de este punto y la del correspondiente calculado con la ecuación ajustada, es menor que la tolerancia fijada, se repiten los pasos 6 y 7. Cuando suceda lo contrario, el último punto es eliminado y los valores correctos de la pendiente y la ordenada al origen serán los de la recta correspondiente a los puntos anteriores.

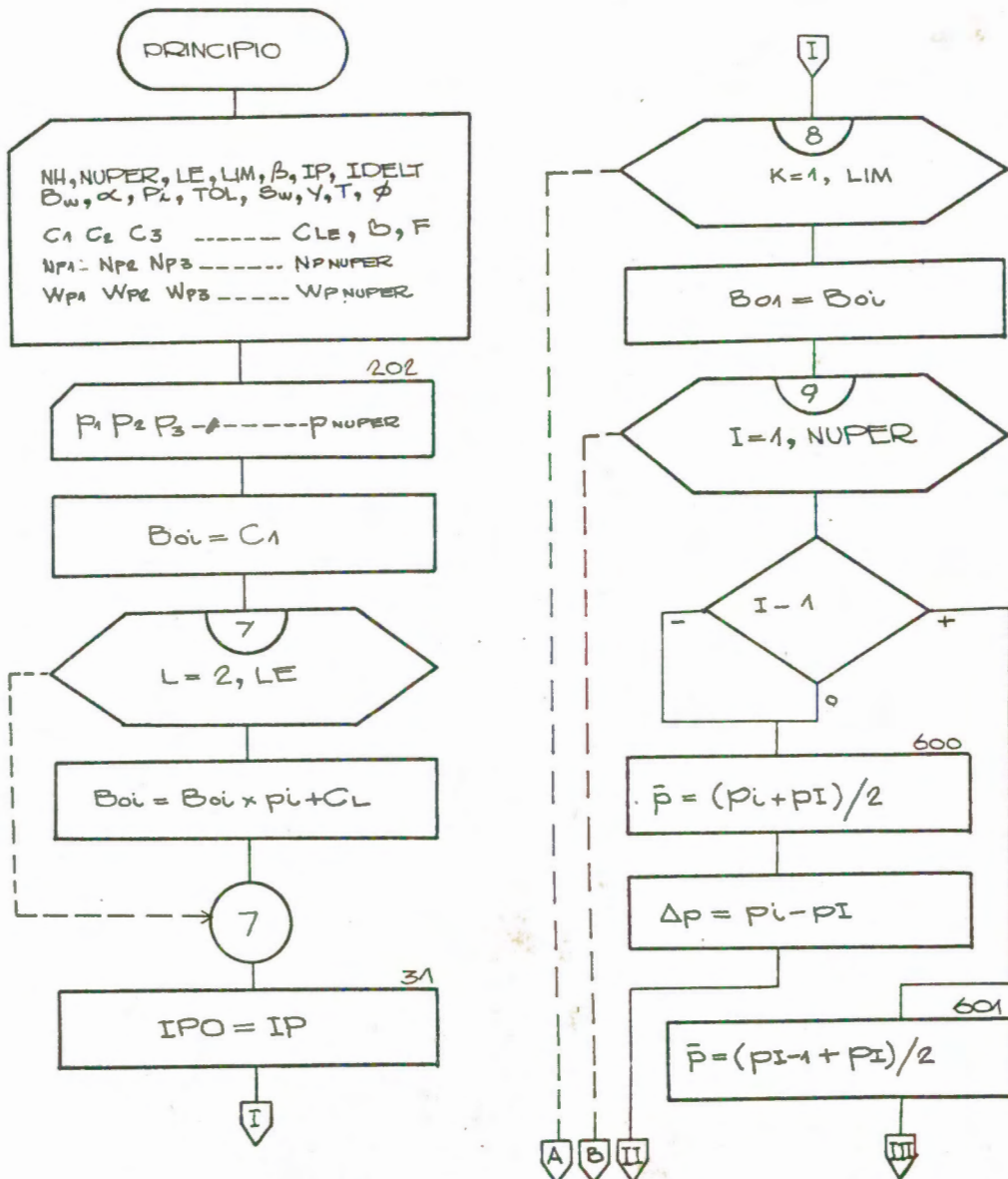
8. Se suponen diferentes tamaños de acuífero con el mismo tipo de empuje haciendo constante el término $(\bar{t}^{-\alpha})$, de la ecuación (19), a partir de diferentes períodos de explotación y se repiten los pasos del 3 al 7.
9. Se supone enseguida un tipo de empuje lineal haciendo: $\alpha = 0.5$ y se repiten los pasos del 3 al 8.
10. Cuando existe incertidumbre en la historia de presiones del yacimiento, pueden utilizarse varias historias que resultan de considerar como datos confiables los correspondientes a cada uno de los levantamientos de presiones de fondo. En tal caso se repiten todos los pasos anteriores para cada una de las historias de presión.
11. Se analizan los resultados obtenidos de cada una de las suposiciones para determinar el caso óptimo, que será aquel que presente el ajuste del mayor número de puntos con la menor desviación normal.

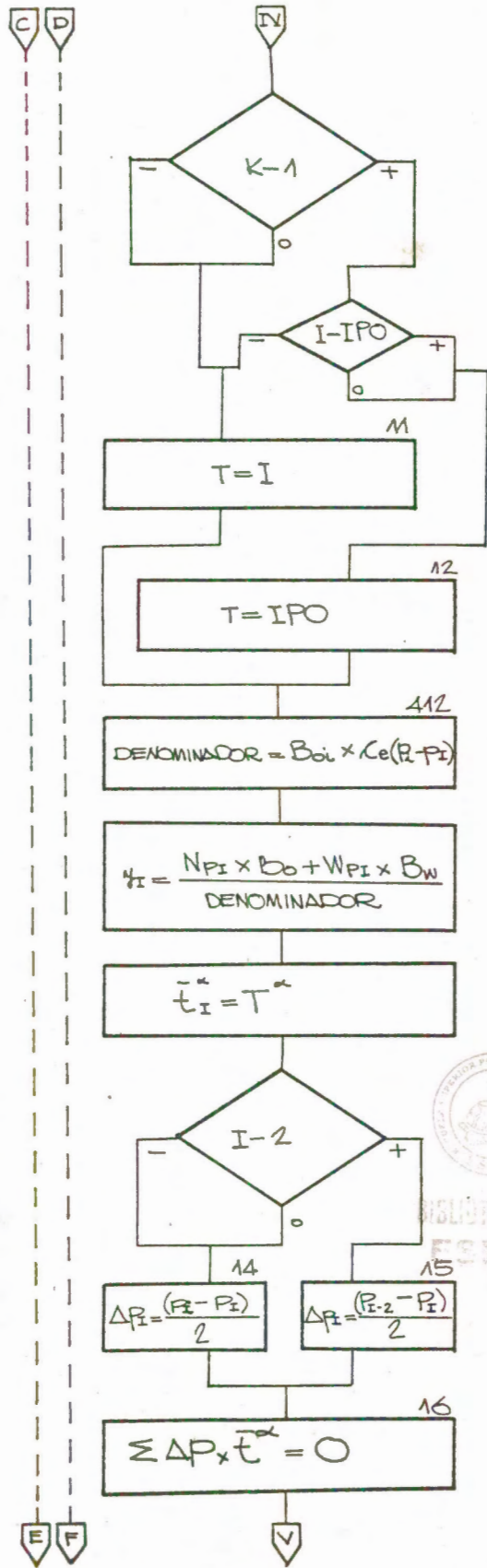
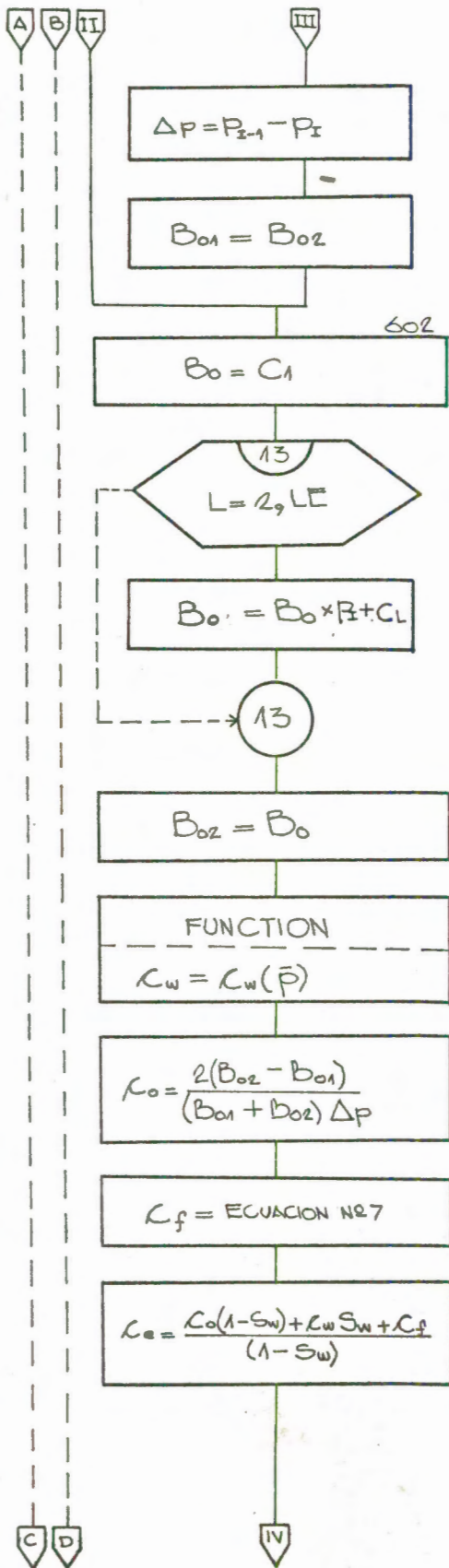


BIBLIOTECA NCT
ESPOL

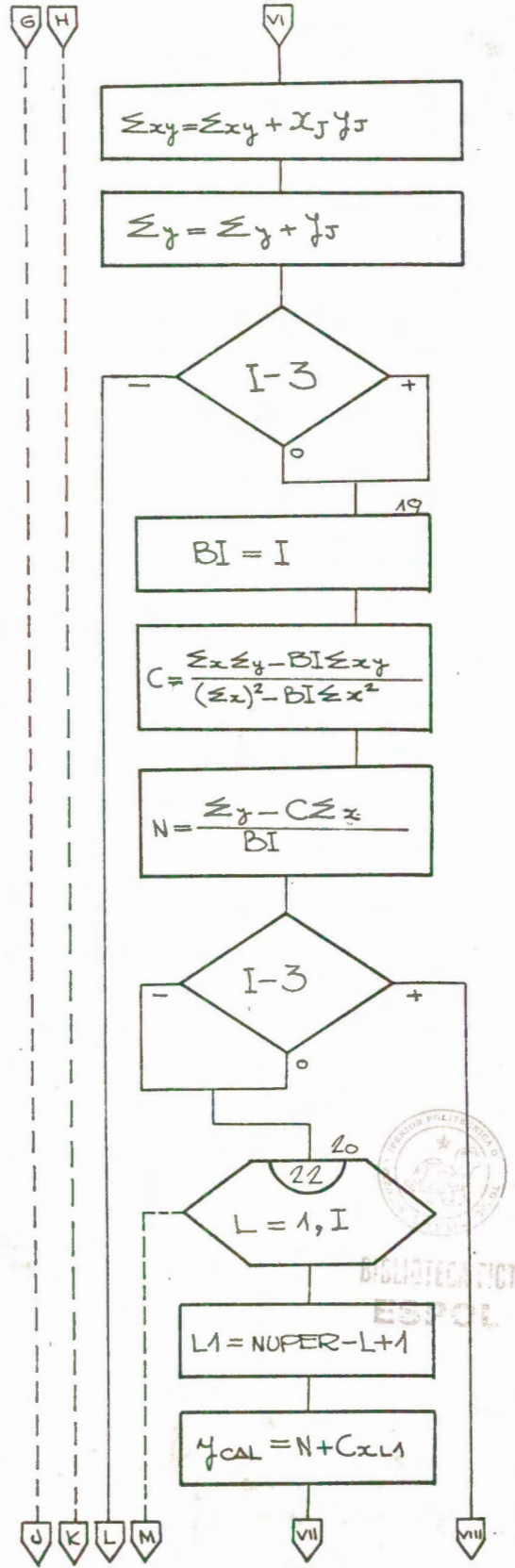
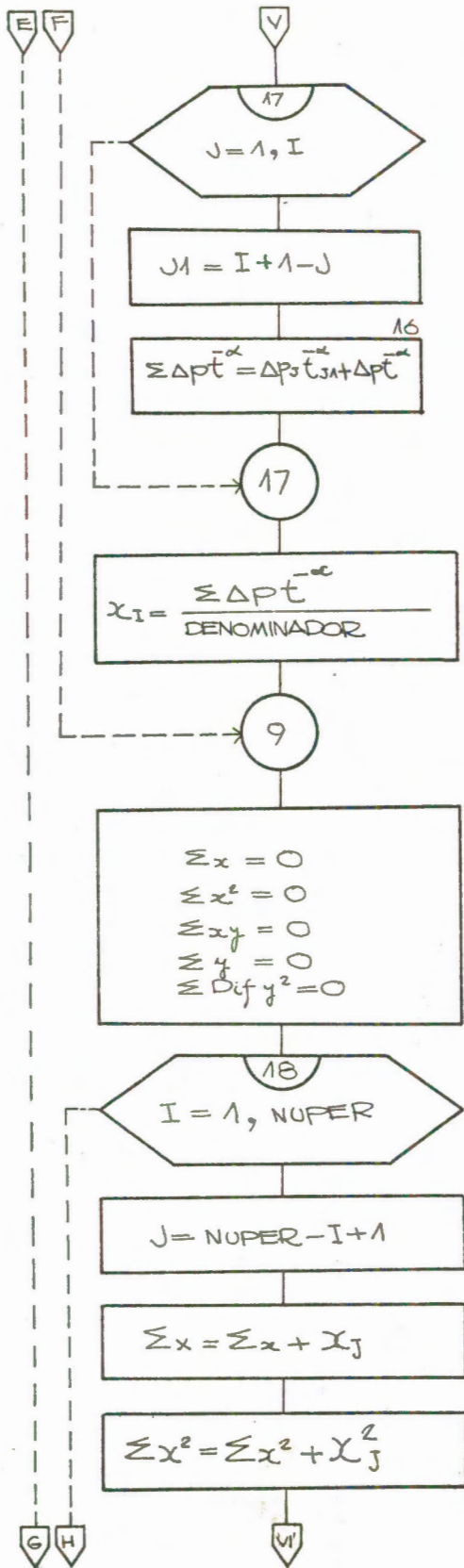
CAPITULO 3

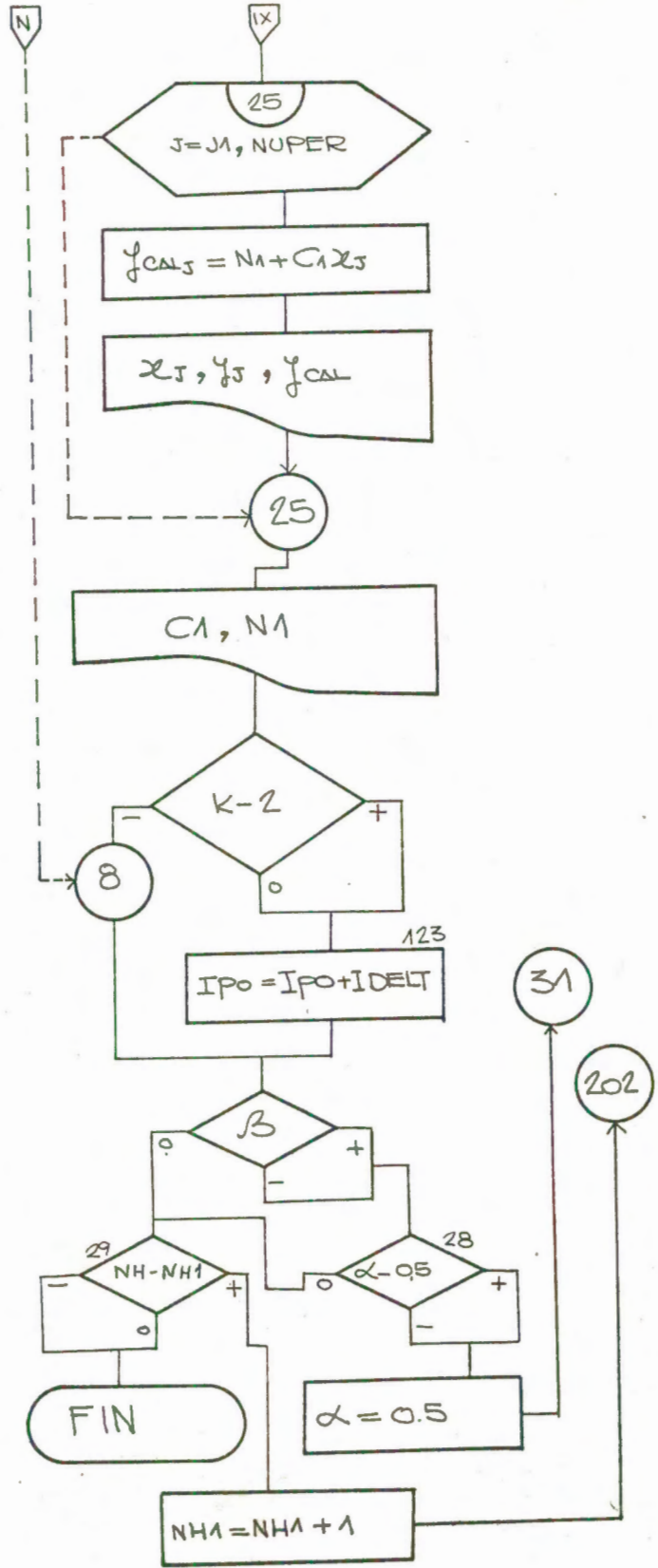
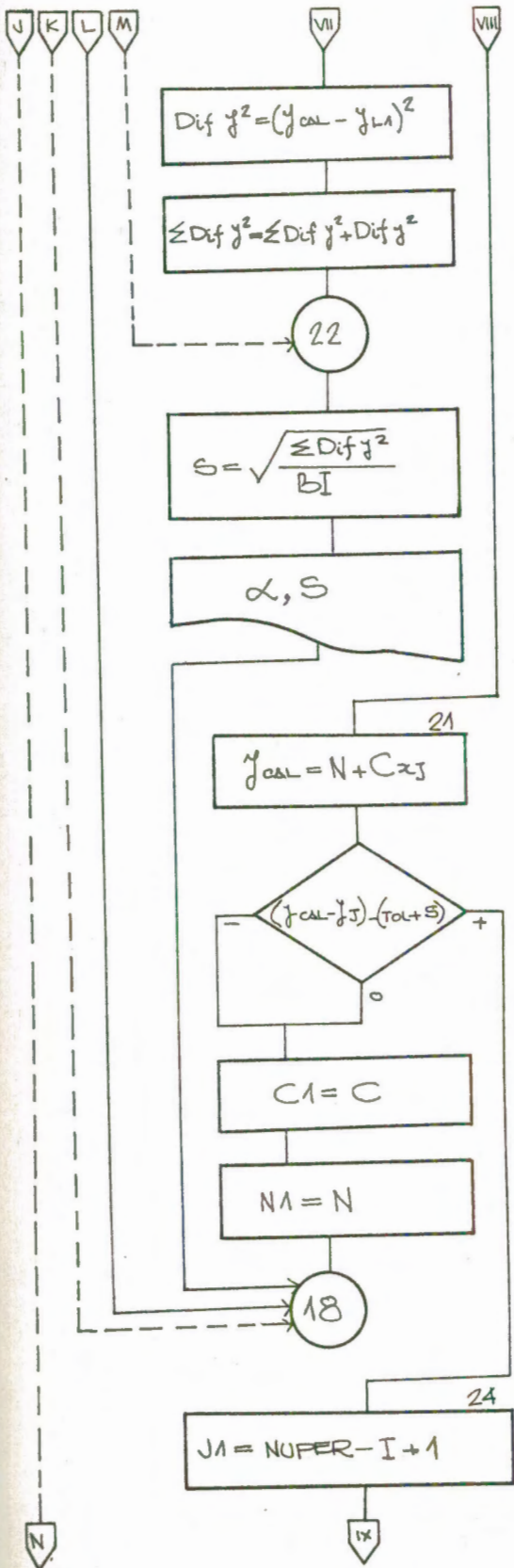
3.1. DIAGRAMA DE FLUJO

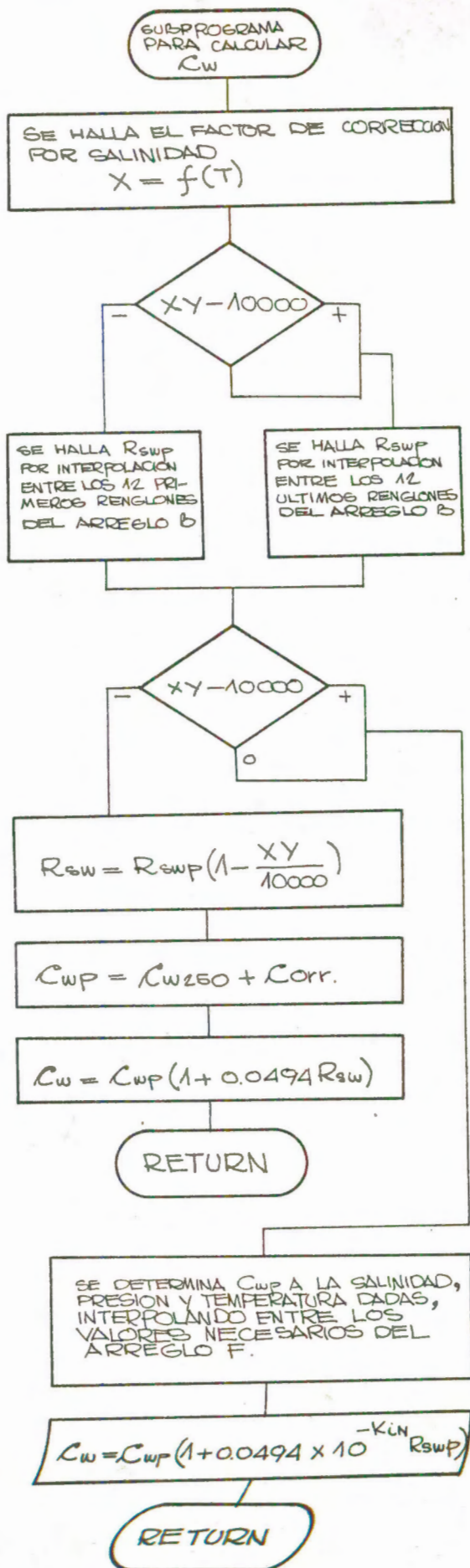




BIBLIOTECA
UNEP







BIBLIOTECA TICT
 ESPOL

LOG DRIVE 0000 CART SPEC 0001 CART AVAIL 0001 PHY DRIVE 0000

V? M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR
*ONE WORD INTEGERS
*LIST SOURCE PROGRAM

C
C *****
C
C S U B P R O G R A M A P A R A C A L C U L A R
C
C L A C O M P R E S I B I L I D A D D E L A G U A
C
C *****
C
C

FUNCTION CW1(P)
DIMENSION A(3),CWW(3),CWC(3)
COMMON PPM,T

CALCULA EL FACTOR DE CORRECCION POR SALINIDAD
X=(0.6592350E 01+T*(-0.7333942E 00+T*(0.3547794E-01
1+T*(-0.9620912E-03+T*(0.1597025E-04+T*(-0.1661909E-06
2+T*(0.1059670E-08+T*(-0.3789374E-11+0.5825191E-14*T))))))

CALCULA LA SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA PURA POR
INTERPOLACION ENTRE LOS VALORES NECESARIOS DEL ARREGLO B
L=(P/50.)+0.00001
XL=L

J=((T/5.)-7.)+0.00001
T1=(5*J+35)
DT=(T-T1)

IF(X*PPM-10000)2,1,1
1 L=((P/50.)+12.)+0.0001
2 K=1

LL=L+2
DO 3 I=L,LL
IXB1=(I-1)*17+J
IXB2=IXB1+1
RFAD(1'IXB1)B1
RFAD(1'IXB2)B2
A(K)=(B1+((B2-B1)/5)*DT)

3 K=K+1
U=((P/50.)-XL)
RSWP=(A(1)+U*(A(2)-A(1))+(U*(U-1.)/2.)*(A(3)-2*A(2)+A(1)))
IF(X*PPM-10000)4,5,5
4 XPPM=PPM
RSW=RSWP*(1.-(X*XPPM/10000.))

CALCULA LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA PURA
CW250=(-0.1358196E 02+T*(0.9925522E 01+T*(-0.7061113E 00
1+T*(0.2666988E-01+T*(-0.5979318E-03+T*(0.8211907E-05
2+T*(-0.6763294E-07+T*(0.3059449E-09-0.5831167E-12*T))))))
3*0.1E-05
DP=(0.01*(250.-P))



```
DCW=((2.1-(T/400.))*0.1E-05)
CORR=(DP*DCW)
CWP=(CW250+CORR)
```

```
C
C
C CALCULA LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA A CONDICIONES DE YACIMIENTO
CW1=CWP*(1.+0.0494*RSW)
RETURN
```

```
C
C
C CALCULA LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA SIN GAS DISUELTO POR
C INTERPOLACION ENTRE LOS VALORES NECESARIOS DEL ARREGLO F
5 N1=0
N=0
M=1
IF (PPM-200000.0) 6,7,9
6 N=1
L=(P/50.)+0.00001
GO TO 12
7 SAL1=100000.0
8 L=(P/50.)+12.+0.00001
GO TO 12
9 IF (PPM-300000.0) 10,11,10
10 N=1
N1=1
GO TO 8
11 L=(P/50.+24.)+0.00001
SAL1=200000.0
12 LL=L+1
K=1
P1=(50.*XL)
DO 13 I=L,LL
IXF1=(I-1)*17+J
IXF2=IXF1+1
READ(2,IXF1)F1
READ(2,IXF2)F2
CWW(K)=((F2-F1)/5.0)*DT+F1
13 K=K+1
DCW=((CWW(2)-CWW(1))/50.)*(P-P1)
CWC(M)=(CWW(1)+DCW)
IF (N-1) 14,15,17
14 CW=CWC(M)
GO TO 18
15 M=M+1
N=2
IF (N1) 11,7,11
17 CW=(CWC(1)+((CWC(2)-CWC(1))/100000.0)*(PPM-SAL1))
18 XPPM=PPM
```

```
C
C
C CALCULA LA COMPRESIBILIDAD DEL AGUA A CONDICIONES DE YACIMIENTO
EXPON=(XPPM/58454.)
RK=(-0.2233000E-01+T*(0.2724410E-01+T*(-0.1755081E-02
1+T*(0.5748664E-04+T*(-0.1067657E-05+T*(0.1135354E-07
2+T*(-0.6436838E-10+0.1507889E-12*T))))))
CW1=CW*(1.+(0.0494*(10.0**(-RK*EXPON))*RSWP))*0.1E-05
RETURN
END
```


- NUPER = NUMERO DE PERIODOS DE TIEMPO ADIMENSIONAL EN QUE SE DIVIDE LA HISTORIA DE PRODUCCION
- LIM = VARIABLE QUE CONTROLA EL NUMERO DE SUPOSICIONES DE TAMANO DE ACUIFERO.
- IP = PERIODO A PARTIR DEL CUAL SE HACE CONSTANTE EL TERMINO T ELEVADO A LA ALFA (FIJA INDIRECTAMENTE EL TAMANO DEL ACUIFERO).
- IDELT = VARIABLE QUE REPRESENTA EL INCREMENTO DE IP PARA NUEVAS SUPOSICIONES DE TAMANO DE ACUIFERO.
- FECHA = LA FECHA EN QUE SE UTILIZA EL PROGRAMA.
- CAMPO = NOMBRE DEL CAMPO.
- NOMBR = NOMBRE DEL YACIMIENTO.
- PI = PRESION INICIAL DEL YACIMIENTO.
- SW = SATURACION DE AGUA CONNATA.
- FI = POROSIDAD.
- BW = FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA.
- F = ARREGLO F, EN EL SE GUARDAN LOS VALORES DE COMPRESIBILIDAD DEL AGUA SIN GAS DISUELTO, EN FUNCION DE LA PRESION, TEMPERATURA Y SALINIDAD.
- B = ARREGLO B, EN EL SE GUARDAN LOS VALORES DE SOLUBILIDAD DEL GAS EN EL AGUA PURA, EN FUNCION DE LA PRESION Y TEMPERATURA.
- PPM = SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACION.
- T = TEMPERATURA DEL YACIMIENTO.
- C(I) = ARREGLO C, EN EL SE GUARDAN LOS COEFICIENTES DE LA ECUACION DE BO EN FUNCION DE LA PRESION.
- A(I,J) = ARREGLO A, CONTIENE, A(I,2) VALORES DE PETROLEO PRODUCIDO ACUMULATIVO, A(I,2) AGUA PRODUCIDA ACUMULATIVA, A(I,3) AGUA INYECTADA ACUMULATIVA.
- A(I,1) = HISTORIA DE PRESION DEL YACIMIENTO.

2.- PARAMETROS UTILIZADOS

- BOI = FACTOR VOLUMETRICO DE ACEITE A LA PRESION INICIAL.
- RO = FACTOR VOLUMETRICO DE ACEITE A LA PRESION P.
- CF = COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACION.
- CO = COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE.
- CW = COMPRESIBILIDAD DEL AGUA.
- CWP = COMPRESIBILIDAD DEL AGUA PURA.
- X = FACTOR DE CORRECCION POR SALINIDAD.
- RSW = SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA DE FORMACION.
- RSWP = SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA PURA.
- PMED = PRESION MEDIA QUE SE UTILIZA EN EL CALCULO DE CW.
- DELP = CAIDA TOTAL DE PRESION.
- A(I,5) = CAIDA PARCIAL DE PRESION.
- A(I,7) = ORDENADA DEL PUNTO CORRESPONDIENTE.
- A(I,8) = ARCISA DEL PUNTO CORRESPONDIENTE.
- YCAL = ORDENADA CALCULADA A PARTIR DE LA ECUACION DE LA RECTA AJUSTADA.
- CEA = CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA.
- VOAC = VOLUMEN ORIGINAL DEL ACEITE.
- DESV = DESVIACION ESTANDARD DE LA RECTA AJUSTADA.

II.- SECUENCIA DE LAS TARJETAS DE DATOS.

DATA	FORMATO
1.- N	I2
2.- FECHA	20A1
3.- CAMPO	20A1
4.- NOMBR	20A1
5.- NUPER,LE,IBETA,LIM,IP,IDELT	I2,2I1,2I2,I1
6.- BW,ALFA,PI,TOL,SW	F8.5,F4.2,F8.2,F8.6,F5.3
7.- F	17F4.1
8.- B	17F4.2
9.- PPM,T,FI	F7.0,2F4.0
10.- C(I)	3E14.7
11.- A(I,J)	3F10.6
12.- A(I,1)	10F7.2

```

DEFINE FILE 1(408,2,U,IXB),2(612,2,U,IXF)
DIMENSION NOMBR(20),CAMPO(20),FECHA(20),C(6),A(50,10)
DIMENSION B(17),F(17)
COMMON PPM,T
100 FORMAT(20X,'NUMERO DE PERIODOS = ',I2)
101 FORMAT(20X,'PRESION INICIAL = ',F7.2,'LPC'/,20X,'TOLERANCIA = ',F8.5
1/,20X,'BW = ',F8.5/,20X,'SW = ',F5.3//)
102 FORMAT(35X,I2,3X,F7.2,5X,F11.6,4X,F10.6,4X,F10.6)
103 FORMAT(45X,'C',I1,'= ',E14.7)
1 FORMAT(I2,2I1,2I2,I1)
2 FORMAT(F8.5,F4.2,F8.2,F8.6,F5.3)
6 FORMAT(3E14.7)
26 FORMAT(40X,F13.6,5X,F13.6,4X,F15.6)
27 FORMAT(/40X,'CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = ',F16.6,'MM BN/LPC',
1/40X,'VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = ',F16.6,'MM BN',//)
32 FORMAT(20A1)
33 FORMAT(40X,'YACIMIENTO ',20A1)
38 FORMAT(/40X,'ALFA = ',F3.1,5X,'DESVIACION = ',F10.5/)
110 FORMAT(I2)

```

```

LECTURA DE DATOS
RFAD(2,110)N
N1=1
RFAD(2,32)FECHA
WRITE(3,111)FECHA
111 FORMAT(1H1,////////////////////,47X,'ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL
1LITORAL',////////////////////,98X,20A1)
112 FORMAT(1H1/40X,'CAMPO',6X,20A1)
RFAD(2,32)CAMPO
READ(2,32)NOMBR
RFAD(2,1)NUPER,LE,IBETA,LIM,IP,IDELT
RFAD(2,2)BW,ALFA,PI,TOL,SW
501 FORMAT(17F4.1)
502 FORMAT(17F4.2)
DO 567 I=1,36
RFAD(2,501)F
IXF=I*17-16
WRITE(2'IXF)F
567 CONTINUE
DO 569 I=1,24
RFAD(2,502)B
IXB=I*17-16

```




```

WRITE(1,IXB)B
569 CONTINUE
READ(2,503)PPM,T,FI
503 FORMAT(F7.0,2F4.0)
T=5.0*(T-32.0)/9.0
READ(2,6)(C(I),I=1,LE)
DO 5 I=1,NUPER
DO 5 J=1,9
5 A(I,J)=0.000000
READ(2,4)((A(I,J),J=2,4),I=1,NUPER)
4 FORMAT(3F10.6)
202 READ(2,551)(A(I,1),I=1,NUPER)
551 FORMAT(10F7.2)
WRITE(3,112)CAMPO
WRITE(3,33)NOMBR
WRITE(3,114)
114 FORMAT(20X,'D A T O S'//)
WRITE(3,100)NUPER
WRITE(3,101)PI,TOL,BW,SW
WRITE(3,104)
104 FORMAT(40X,'PRESION',10X,'NP',12X,'WP',12X,'WI',/42X,'LPC',11X,'M
1 BN',9X,'MM BN',9X,'MM BN'//)
WRITE(3,102)(I,A(I,1),A(I,2),A(I,3),A(I,4),I=1,NUPER)
WRITE(3,105)
105 FORMAT(/40X,'CONSTANTES DE LA ECUACION DE BO VS.P'//)
WRITE(3,103)(I,C(I),I=1,LE)
WRITE(3,106)
106 FORMAT(1H1)
CFX1= 0.720E 01
CFX2=-0.292E 02
CFX3= 0.549E 02
CFX4=-0.221E-04
CFX5=-0.137E-04
CFX6=-0.557E-05
CFX7=-0.185E-05
CFX8=-0.555E-06
CFX9=-0.142E-06
IMP=0
BOI=C(1)
DO 7 L=2,LE
7 BOI=BOI*PI+C(L)
31 IPO=IP

C
C CALCULOS PARA DETERMINAR LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA Y EL
C VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO SUPONIENDO DIFERENTES TAMAÑOS DE
C ACUIFERO
DO 8 K=1,LIM
BOI=BOI

C
C CALCULA LA COMPRESIBILIDAD EFECTIVA
DO 9 I=1,NUPER
IF(I-1)600,600,601
600 PMED=(PI+A(I,1))/28.44
DFLP=(PI-A(I,1))
GO TO 602
601 PMED=(A(I-1,1)+A(I,1))/28.44
DFLP=(A(I-1,1)-A(I,1))
BOI=BO2

```



```

602 BO=C(1)
DO 13 L=2,LE
13 BO=BO*A(I,1)+C(L)
BO2=BO
CW=CW1(PMED)
CO=(2.*(BO2-BO1))/((BO1+BO2)*DELP)
CF=(CFX1+(FI*(CFX2+FI*(CFX3+FI*(CFX4+FI*(CFX5+FI*(CFX6+FI*(CFX7+FI
1*(CFX8+FI*CFX9))))))))))
CF=CF*0.000001
CW=CW/14.22
CF=(CO*(1.-SW)+CW*SW+CF)/(1.-SW)

```

CALCULA LAS COORDENADAS (X,Y) PARA CADA PERIODO

```

IF(K-1)11,11,10
10 IF(I-IPO)11,12,12
11 Talf=I
GO TO 412
12 Talf=IPO
412 DENOM=BOI*CE*(PI-A(I,1))
A(I,7)=(A(I,2)*BO+A(I,3)*BW)/DENOM
A(I,6)=Talf**ALFA
IF(I-2)14,14,15
14 A(I,5)=(PI-A(I,1))/2.
GO TO 16
15 A(I,5)=(A(I-2,1)-A(I,1))/2.
16 SUMA=0.
DO 17 J=1,I
J1=I+1-J
17 SUMA=SUMA+A(J,5)*A(J1,6)
A(I,8)=SUMA/DENOM
9 CONTINUE

```

AJUSTA LAS COORDENADAS A LA ECUACION DE UNA LINEA RECTA

```

SMAX=0.
SMAX2=0.
SMAXY=0.
SMAY=0.
SMAD2=0.
DO 18 I=1,NUPER
J=NUPER-I+1
SMAX=SMAX+A(J,8)
SMAX2=SMAX2+A(J,8)**2
SMAXY=SMAXY+A(J,8)*A(J,7)
SMAY=SMAY+A(J,7)
IF(I-3)18,19,19
19 BI=I

```

DETERMINA EL VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO Y LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA A PARTIR DE LA RECTA AJUSTADA

```

CEA=(SMAX*SMAY-BI*SMAXY)/(SMAX**2-BI*SMAX2)
VOAC=(SMAY-CEA*SMAX)/BI
IF(I-3)20,20,21
20 DO 22 L=1,I
L1=NUPER-L+1
YCAL=VOAC+CEA*A(L1,8)
DIFY2=(YCAL-A(L1,7))**2
22 SMAD2=SMAD2+DIFY2
DESV=SQRT(SMAD2/BI)

```



BIBLIOTECA FICT
ESPOL


```

WRITE(3,38)ALFA,DESV
GO TO 18
21 YCAL=VOAC+CEA*A(J,8)
   IF((ABS(YCAL-A(J,7)))-(TOL+DESV))23,23,24
23 CFA1=CFA
   VOAC1=VOAC
18 CONTINUE
24 J1=NUPER-I+2
   IF(K-1)37,37,35
35 IMP=IMP+1
   WRITE(3,121)IPO
121 FORMAT(40X,'T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO',I3)
   GO TO 122
37 IMP=IMP+1
   WRITE(3,120)
120 FORMAT(40X,'ACUIFERO INFINITO')
122 IMP=IMP+3
   WRITE(3,107)
107 FORMAT(47X,'X',15X,'Y REAL',8X,'Y CALCULADA',//)
   DO 25 J=J1,NUPER
     A(J,9)=VOAC1+CEA1*A(J,8)
     WRITE(3,26)A(J,8),A(J,7),A(J,9)
25 CONTINUE
   IMP=IMP+2
   WRITE(3,27)CFA1,VOAC1
   DO 701 I=1,NUPER
     SIGMA=0.
     DO 700 J=1,I
       J1=I+1-J
700 SIGMA=SIGMA+A(J,5)*A(J1,6)
       A(I,10)=CEA1*SIGMA
701 CONTINUE
   IF(K-2)8,123,123
123 IPO=IPO+IDELT
   8 CONTINUE
   IF(IBETA)28,29,28
28 IF(ALFA-0.5)30,29,30
30 ALFA=0.5
   GO TO 31
29 IF(N-N1)201,201,200
200 N1=N1+1
   ALFA=0.8
   GO TO 202
201 WRITE(3,80)
80 FORMAT(//////////65X,'F I N D E L P R O G R A M A .')
   CALL EXIT
   END

```

FEATURES SUPPORTED
 ONE WORD INTEGERS
 IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR
 COMMON 4 VARIABLES 1308 PROGRAM 1902

END OF COMPILATION

C A P I T U L O 4

APLICACION DEL METODO A UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO



4.1. DATOS

Los datos obtenidos corresponden al campo Anom que pertenece al consorcio Texaco Gulf que opera en el territorio ecuatoriano.

Esta información fue proporcionada por la Dirección General de Hidrocarburos, en la ciudad de Quito.

Los datos son los siguientes:

YACIMIENTO HOLLIN

a) Presión inicial (P_i)	= 4430 lpc.
Porosidad promedio (ϕ)	= 15.6%
Saturación de agua promedio (S_w)	= 20.5%
Temperatura del yacimiento (T)	= 225°F
Tope de la arena	= - 8849 pies.
Contacto agua-petróleo	= - 9046 pies.
Resistividad del agua de formación: R_w	= 5.724 Ω m. a 76°F
Densidad del petróleo	= 29°API



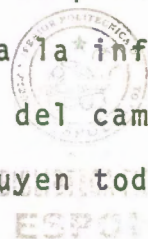
b) Datos P.V.T.

P lpc.	Bo BN/BY	Gas en solución PCN/BN
5015	1.065	5
4515	1.067	5
4015	1.070	5
3515	1.074	5
3015	1.077	5
2515	1.080	5
2015	1.084	5
1515	1.089	5
1320	1.092	5

Presión de saturación (pb) = 1320 lpc.

c) Datos de Producción.

Para el presente trabajo se requiere datos de producción de la arena Hollín, pero donde fue obtenida la información solamente existen datos de producción del campo Anom en total es decir que estos datos incluyen todos los horizontes productivos de Anom.



PRODUCCION AÑO 1972

MES	PRODUCCION MENSUAL (BN)	% AGUA
Julio	907343	1.99
Agosto	1496369	1.12
Septiembre	3058880	1.21
Octubre	3333482	2.67
Noviembre	3527736	8.02
Diciembre	3236714	8.00

PRODUCCION AÑO 1973

Enero	3077293	9.89
Febrero	2652827	10.26
Marzo	2978984	14.32
Abril	2574881	18.20
Mayo	1606106	17.20
Junio	2367551	20.92
Julio	2755942	18.80
Agosto	2537046	23.09
Septiembre	2667740	24.70
Octubre	2888696	27.70
Noviembre	2767824	27.70
Diciembre	2728753	30.90



BIBLIOTECA
ESPOL

PRODUCCION AÑO 1974

Enero	2714671	33.09
Febrero	2354539	32.27
Marzo	2503263	34.98
Abril	2366463	36.70
Mayo	2339217	33.80

d) Datos de Presión

Estos datos son muy escasos, los que hay son los siguientes:

AÑO 1.973

Presión estática promedio de la formación Hollín.

MES	PRESION (lpc.)
Mayo	4375
Junio	4373
Julio	4369
Agosto	4362
Septiembre	4354

4.2. ORDENAMIENTO DE LOS DATOS PARA PROCESARLOS

a) Datos de Producción.-

Como en información proporcionada solamente hay datos de producción de todo el campo Anom, para determinar la producción correspondiente a Hollin hay que hacer asunciones, con lo que se está limitando la validez de los resultados en el presente trabajo.

A continuación se exponen todos los pasos y asunciones - hechas para obtener la producción correspondiente a Hollin.

1. Se supone que a medida que transcurre la explotación, el porcentaje de producción de Hollin aumenta respecto a la producción total, esta suposición se hace en base a que el decremento de presión de Napo es mayor que el de Hollin, esto se debe a que Napo produce por empuje de gas en solución mientras Hollin lo hace por el empuje anterior más el empuje hidráulico.
2. De datos extraoficiales obtenidos se sabe que casi actualmente toda la producción de Anom se debe a Hollin en base a lo cual se hizo la siguiente asunción: Cuando la producción de agua del campo sea el 40% de la total, la producción que corresponde a Hollin es el 100%.

3. Se hace un gráfico (Grafica 4.1) porcentaje de agua -vs- tiempo.
4. Se hace un gráfico (Gráfica 4.2) porcentaje de agua -vs- producción porcentual de Hollin. Para hacer esta gráfica desde el punto (100%, 40%) se traza una curva de igual pendiente a la de la Gráfica 4.1.
5. De la Gráfica 4.2 se determina el porcentaje de producción que corresponde a Hollin, entrando con el valor de porcentaje de agua que se dió como dato. El porcentaje de producción de Hollin se encuentra en la columna (4) de la tabla 4.1.
6. Se determina la producción (agua + petróleo) correspondiente a Hollin, multiplicando la columna (2) con la columna (4) de la tabla 4.1. Este valor corresponde a la columna (2) de la tabla 4.2. La producción de petróleo de Hollin se determinó multiplicando la columna (2) de la tabla 4.2 por la columna (3) de la tabla 4.1, esto corresponde a la columna (3) de la tabla 4.2. La producción de agua de Hollin se obtiene restando la columna (2) menos la columna (3) de la tabla 4.2, esto es la columna (4) de la tabla 4.2.

7. Se hace la tabla 4.3 conteniendo valores de producción acumulativa para Hollin.

b) Datos de presión:

Solamente se tienen datos de presión en los meses 11, 12, 13, 14, y 15 después de iniciada la explotación. Para determinar la presión de los demás meses se hizo lo siguiente:

1. Se determinó la producción total (petróleo + agua) cuando la presión se abate 1 lpc. En el quinceavo mes la presión es 4354 lpc. (dato) esto corresponde a una caída de presión de $4430 - 4354 = 76$ lpc. En este mismo mes se tiene una producción acumulativa de 25.513 MM BN. De aquí se determina que la producción por 1 lpc. = 0.365 MM BN.
2. El valor de la caída de presión para cada mes se obtiene dividiendo la producción acumulativa (petróleo + agua) para 0.365 BN/lpc. La presión estática a ese tiempo se obtiene restando de la presión inicial la caída de presión. Estos valores a parecen en la tabla 4.4.



c) Tiempos adimensionales:

Se establecieron períodos de tiempo adimensionales de tal manera que un tiempo adimensional (\bar{t}) equivalga a dos meses. Por consiguiente, se calcularon para 2,4, 6.....,22 meses con lo que se obtienen 11 períodos adimensionales de tiempo.

La tabla resultante de todos los pasos anteriores (a, b,c) es la 4.5. En la primera columna aparece el tiempo adimensional, en la segunda presión, en la tercera aceite producido acumulativo y en la cuarta agua producida acumulativa.

d) Se determina la ecuación de $B_o = f(p)$ para los puntos que se tienen como datos (datos P.V.T.). La ecuación resultante es:

$$B_o = 0.110 \times 10^{-4} - 0.128 \times 10^{-4}(p) + 0.142 \times 10^{-8}(p^2) - 0.884 \times 10^{-13}(p^3)$$

Esta ecuación corresponde a un polinomio de tercer grado cuyos coeficientes son:

$$C_1 = - 0.884 \times 10^{-13}$$

$$C_2 = 0.142 \times 10^{-8}$$

$$C_3 = - 0.128 \times 10^{-4}$$

$$C_4 = 0.110 \times 10$$

e) Salinidad del agua:

A partir de la resistividad del agua (R_w) que se tiene como dato se determinó una salinidad para el agua de 1000 ppm. Para ello se utiliza la Tala A-6 de Schlumberger⁽¹³⁾.

f) Factor volumétrico del agua:

Se supuso un valor de $B_w = 1.0043$ BY/BN

En el orden en que entran los datos a la máquina computadora es el siguiente:

1. $N = 1$
2. Fecha (a la que se corre el programa)
3. Campo (Anom)
4. Nombre (Hollin)
5. NUPER = 11
- LE = 4
- IBETA = 1
- LIM = 5



BIBLIOTECA
ESPOL

$$IP = 4$$

$$IDELT = 2$$

$$6. Bw = 1.0043$$

$$ALFA = 0.8$$

$$PI = 4430$$

$$TOL = 0.5$$

$$Sw = 0.205$$

7. F (referencia 12)

8. B (referencia 12)

$$9. PPM = 1000$$

$$T = 225^{\circ}F$$

$$FI = 0.156$$

$$10. C_1 = - 884 \times 10^{-13}$$

$$C_2 = 0.142 \times 10^{-8}$$

$$C_3 = - 0.128 \times 10^{-4}$$

$$C_4 = 0.110 \times 10$$

11. Arreglo A(I, J)

A(I,2) = Producción acumulativa de petróleo.

A(I,3) = Producción acumulativa de agua.

A(I,4) = Inyección acumulativa de agua (= 0)

12. A(I,1) = Presión.



BIBLIOTECA TICT
ESPOL

TABLA 4-1

(1) Mes	(2) Producción total Campo Anom (BN)	(3) % de agua	(4) % de la Producción total que corres- ponde a Hollin.
1	907343	1.99	63.00
2	1496369	1.12	62.70
3	3058880	1.21	62.80
4	3333482	2.67	63.30
5	3527736	8.02	65.80
6	3236714	8.00	65.70
7	3077293	9.89	67.60
8	2652827	10.26	68.00
9	2978948	14.32	72.20
10	2574881	18.20	76.40
11	1606106	17.20	75.30
12	2367551	20.92	79.50
13	2755942	18.80	77.10
14	2537046	23.09	81.70
15	2667740	24.70	83.70
16	2888696	27.70	86.70
17	2767824	27.70	86.70
18	2728753	30.90	90.30
19	2714671	33.09	92.40
20	2354539	32.27	91.60
21	2503263	34.98	94.70
22	2366463	36.70	96.60
23	2339217	33.80	93.50



BIBLIOTECA
NACIONAL
DE ESPAÑA

TABLA 4-2
VALORES PARA HOLLIN

(1)	(2)	(3)	(4)
Mes	$(\Delta N_p + \Delta W_p)$	$\frac{\Delta N_p}{(2) \times (1 - \% \text{ agua})}$	$\frac{\Delta W_p}{(2) - (3)}$
	BN.	BN.	BN.
1	571626	560250	11375
2	938223	927715	10508
3	1920976	1897732	23243
4	2110094	2053754	56339
5	2321250	2135086	186164
6	2126521	1956399	170121
7	2080250	1874513	205736
8	1803922	1618839	185082
9	2150826	1842827	307998
10	1967209	1609177	358032
11	1209397	1001380	208016
12	1882203	1488446	393756
13	2124831	1725363	399468
14	2072766	1594164	478601
15	2232898	1681372	551525
16	2504499	1810752	693746
17	2399703	1734985	664717
18	2464063	1702667	761395
19	2508356	1678741	830015
20	2156757	1460771	695895
21	2370590	1541357	829232
22	2286003	1447039	838963
23	2187167	1447904	739262



BIBLIOTECA
ESPOL

TABLA 4-3
VALORES PARA HOLLIN

(1) Mes	(2) Producción Total Hollin (BN)	(3) Np (BN.)	(4) Wp (BN.)
1	571625	560250	11375
2	1509848	1487965	21883
3	3430823	3385697	45126
4	5540916	5439451	101465
5	7862166	7574537	287629
6	9988686	9530936	457750
7	12068935	11405449	663486
8	13872856	13024288	848568
9	16023681	14867115	1156566
10	17990990	16476292	1514598
11	19200286	17477672	1722614
12	21082488	18966118	2116370
13	23207319	20691481	2515838
14	25280084	22285645	2994439
15	27512981	23967017	3545964
16	30017179	25777469	4239710
17	32417181	27512754	4904427
18	34881243	29215421	5665822
19	37389599	30893762	6495837
20	39546355	32354533	7191822
21	41916944	33895890	8021054
22	44202946	35342929	8860017
23	46390112	36790833	9599279



BIBLIOTECA
ESPO

TABLA 4-4

(1) Mes	(2) Producción total Hollin (BN.)	(3) ΔP (lpc.)	(4) p (lpc.)
1	571625	1.60	4428.40
2	1509848	4.10	4425.90
3	3430823	9.40	4420.60
4	5540916	15.20	4414.80
5	7862166	21.50	4408.50
6	9988686	27.40	4402.60
7	12068935	32.80	4397.20
8	13872856	38.00	4392.00
9	16023681	43.80	4386.20
10	17990990	49.20	4380.80
11	19200286	52.60	4377.40
12	21082488	58.00	4372.50
13	23207319	63.60	4366.40
14	25280084	69.30	4361.20
15	27512981	76.00	4354.00
16	30017179	82.20	4347.80
17	32417181	88.60	4341.40
18	34881243	96.00	4334.00
19	37389599	102.20	4327.80
20	39546355	108.50	4321.50
21	41916944	115.00	4315.00
22	44202946	121.00	4309.00
23	46390112	127.00	4303.00

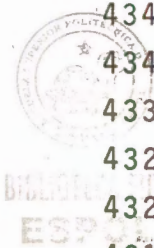


TABLA 4-5

(1)	(2)	(3)	(4)
t	Presión (lpc)	Np (MM BN)	Wp (MM BN)
1	4425.90	1.487965	0.021883
2	4414.80	5.439451	0.101465
3	4402.60	9.530937	0.457750
4	4392.00	13.024288	0.848568
5	4380.80	16.476295	1.514598
6	4372.50	18.966121	2.116370
7	4361.20	22.285648	2.994439
8	4347.80	25.777469	4.239710
9	4334.00	29.215423	5.665822
10	4321.50	32.354538	7.191822
11	4309.00	35.342933	8.860017



BIBLIOTECA SICT
ESPOL

D A T O S

NUMERO DE PERIODOS = 11
PRESION INICIAL = 4430.00LPC
TOLERANCIA = 0.50000
BW = 1.00430
SW = 0.205

	PRESION LPC	NP MM BN	WP MM BN	WI MM BN
1	4425.90	1.487965	0.021883	0.000000
2	4414.80	5.439451	0.101465	0.000000
3	4402.60	9.530937	0.457750	0.000000
4	4392.00	13.024288	0.848568	0.000000
5	4380.80	16.476295	1.514598	0.000000
6	4372.50	18.966121	2.116370	0.000000
7	4361.20	22.285648	2.994439	0.000000
8	4347.80	25.777469	4.239710	0.000000
9	4334.00	29.215423	5.665822	0.000000
10	4321.50	32.354538	7.191822	0.000000
11	4309.00	35.342933	8.860017	0.000000

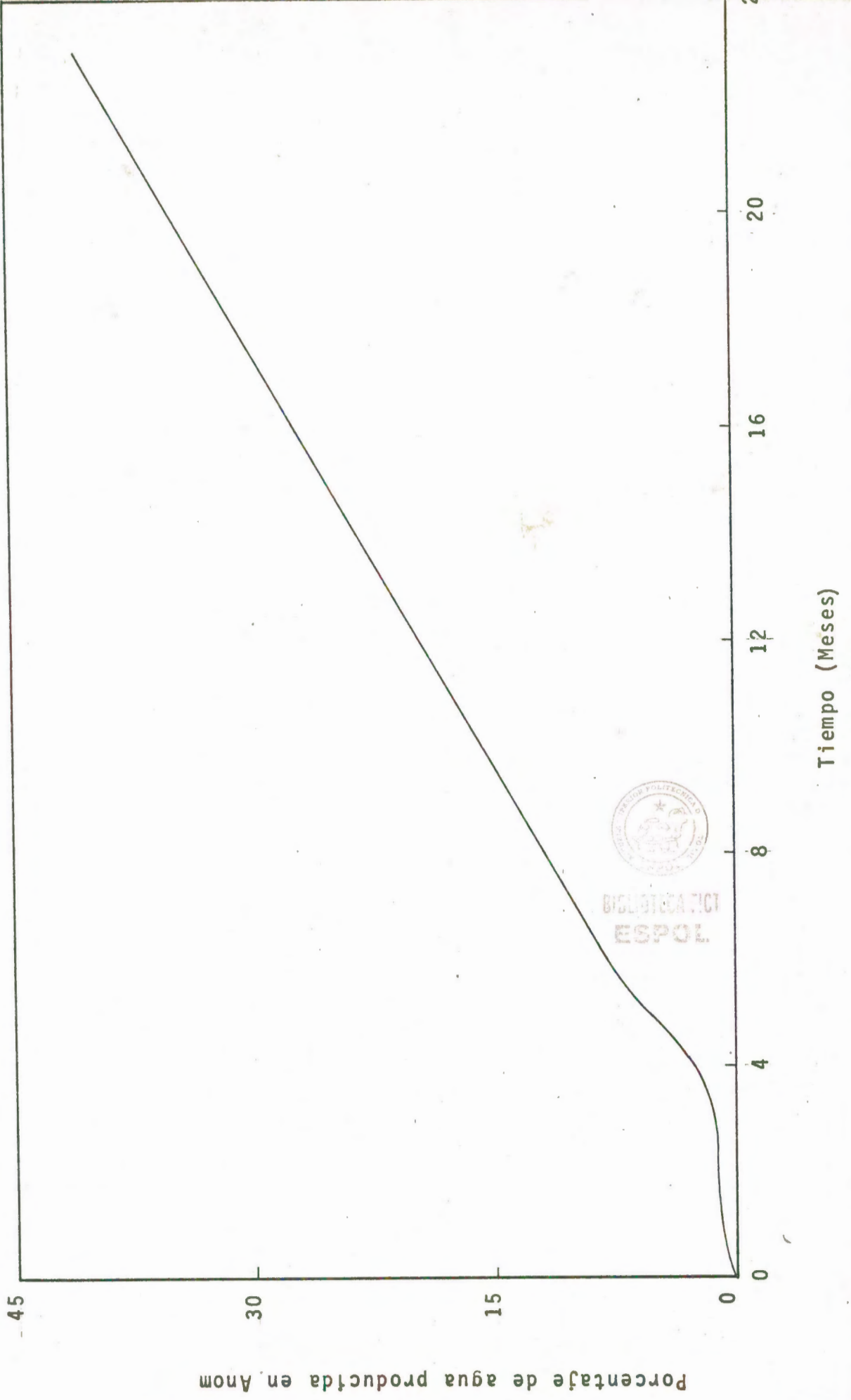
CONSTANTES DE LA ECUACION DE BO VS.P

C1= -0.8840000E-13
C2= 0.1420000E-08
C3= -0.1280000E-04
C4= 0.1100000E 01

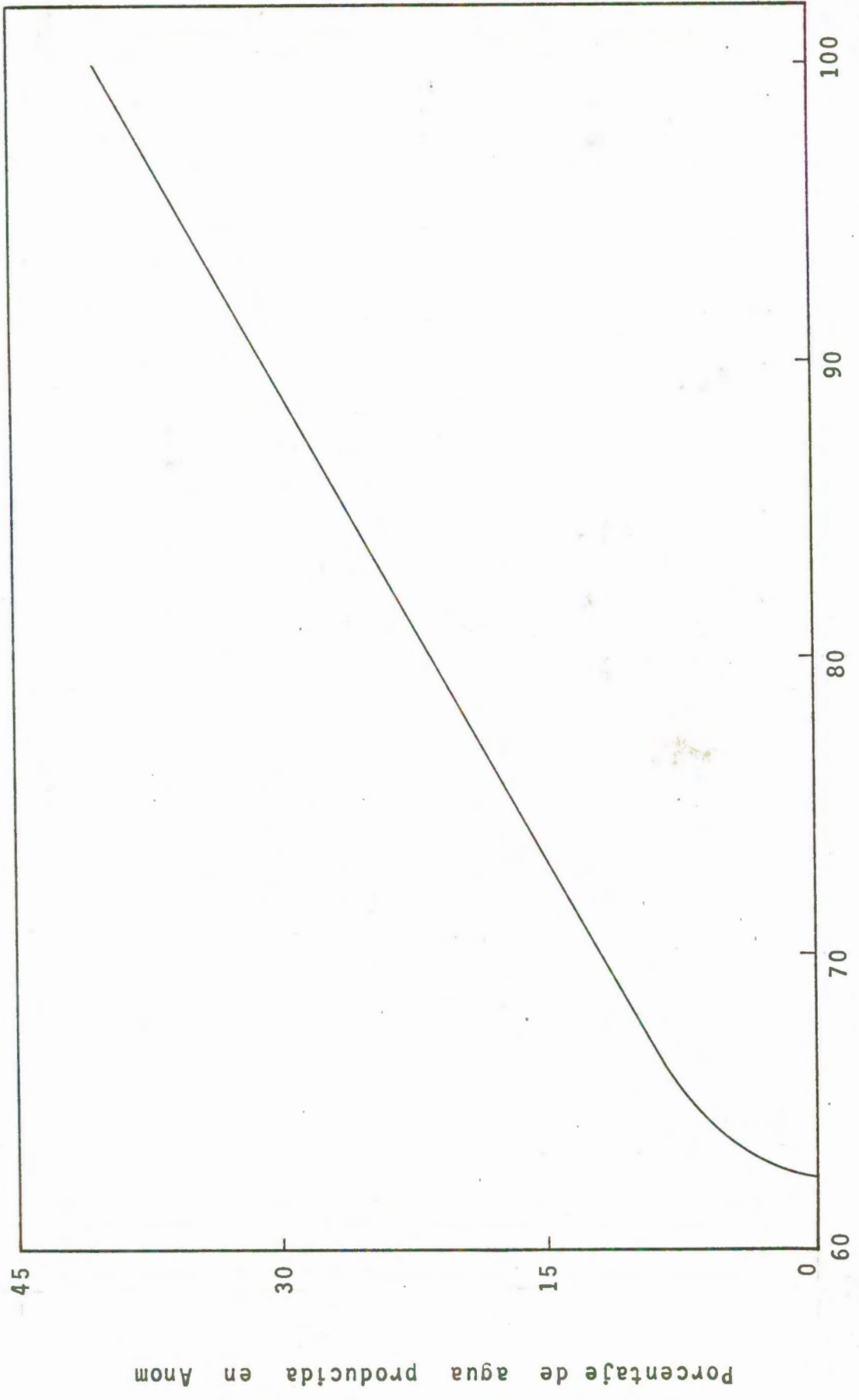


DIRECTOR
ESPOL

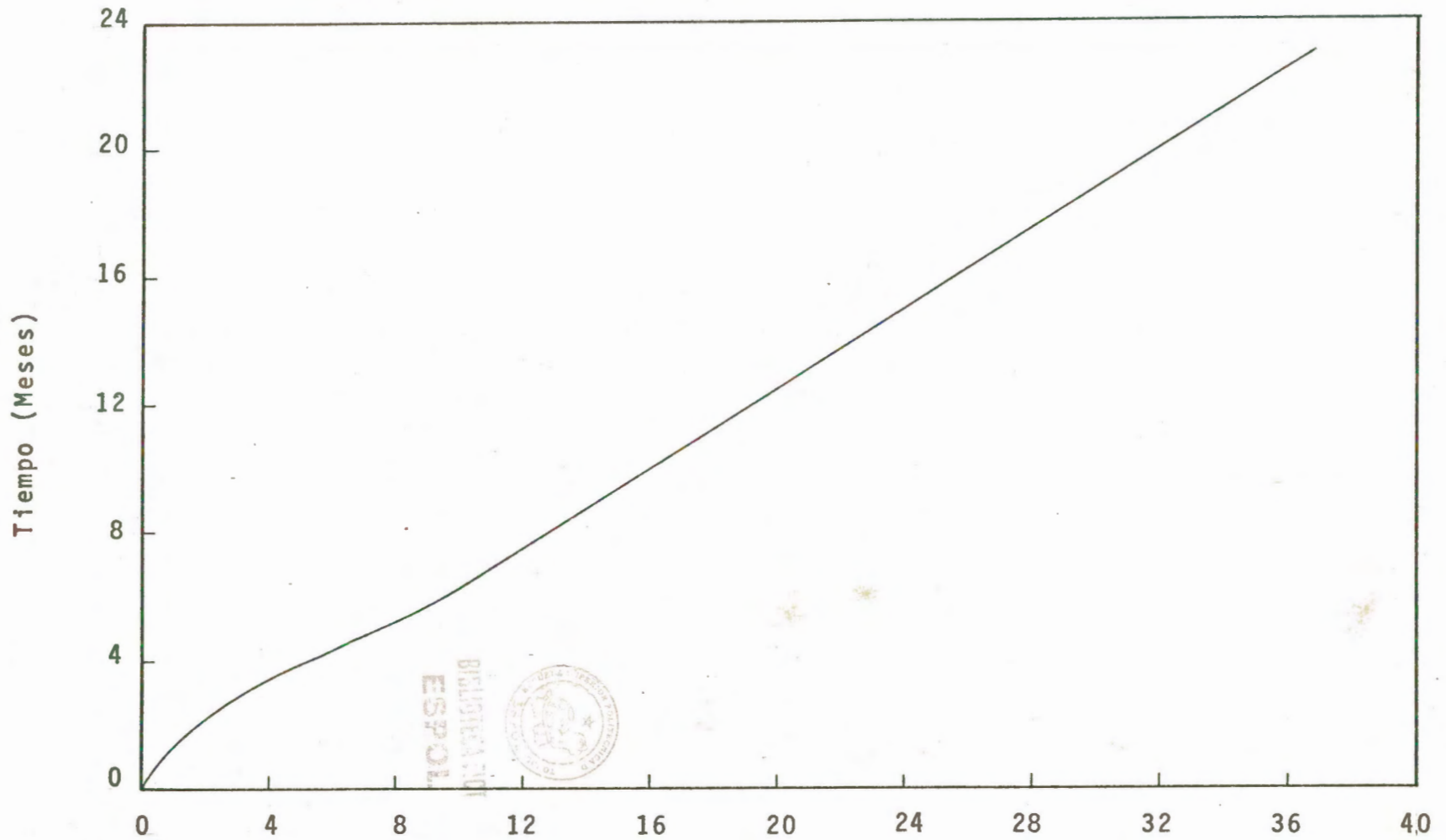
GRAFICA 4-1



GRAFICA 4-2

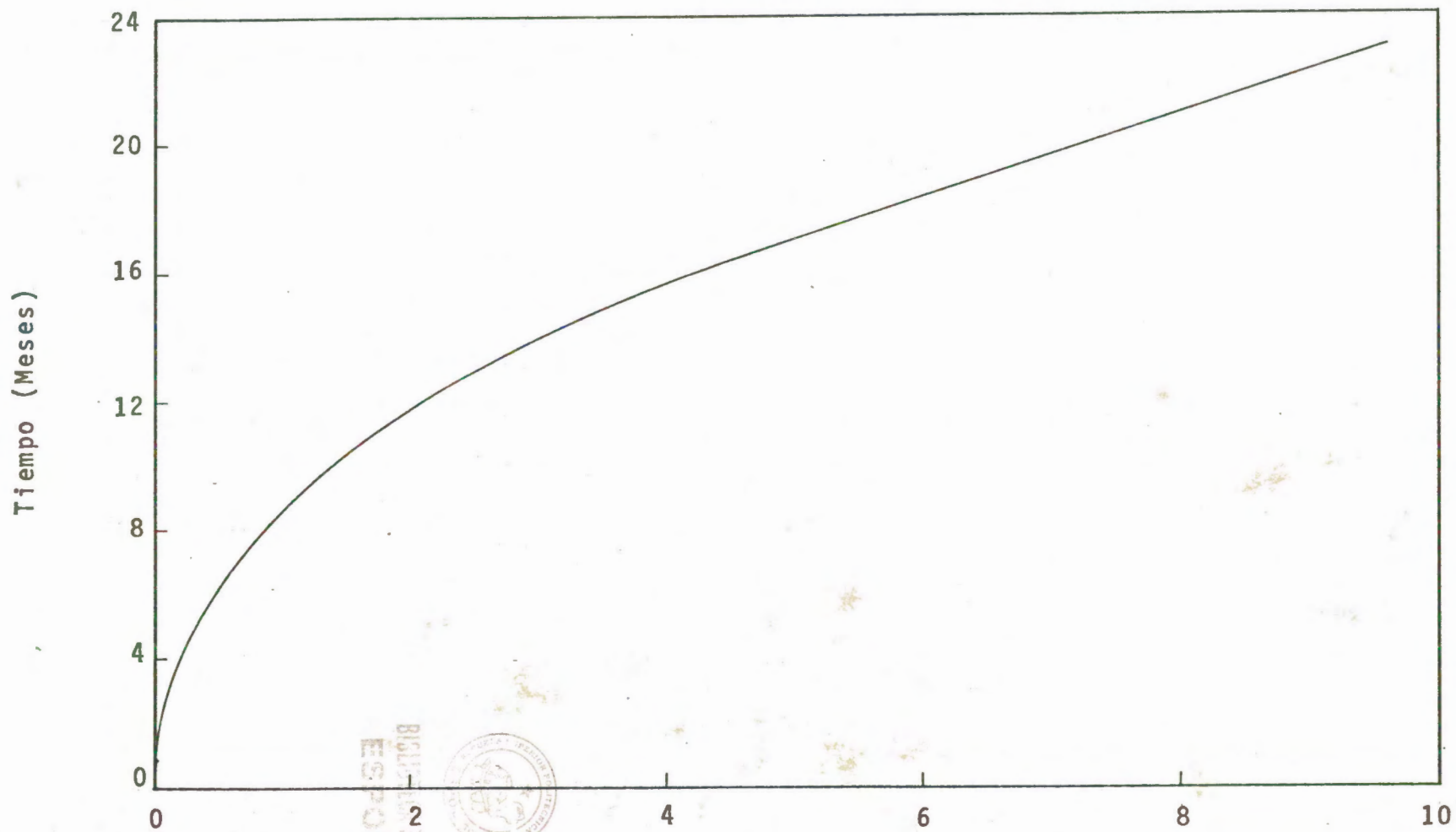


Porcentaje de la producción de Anom que se debe a Hollin



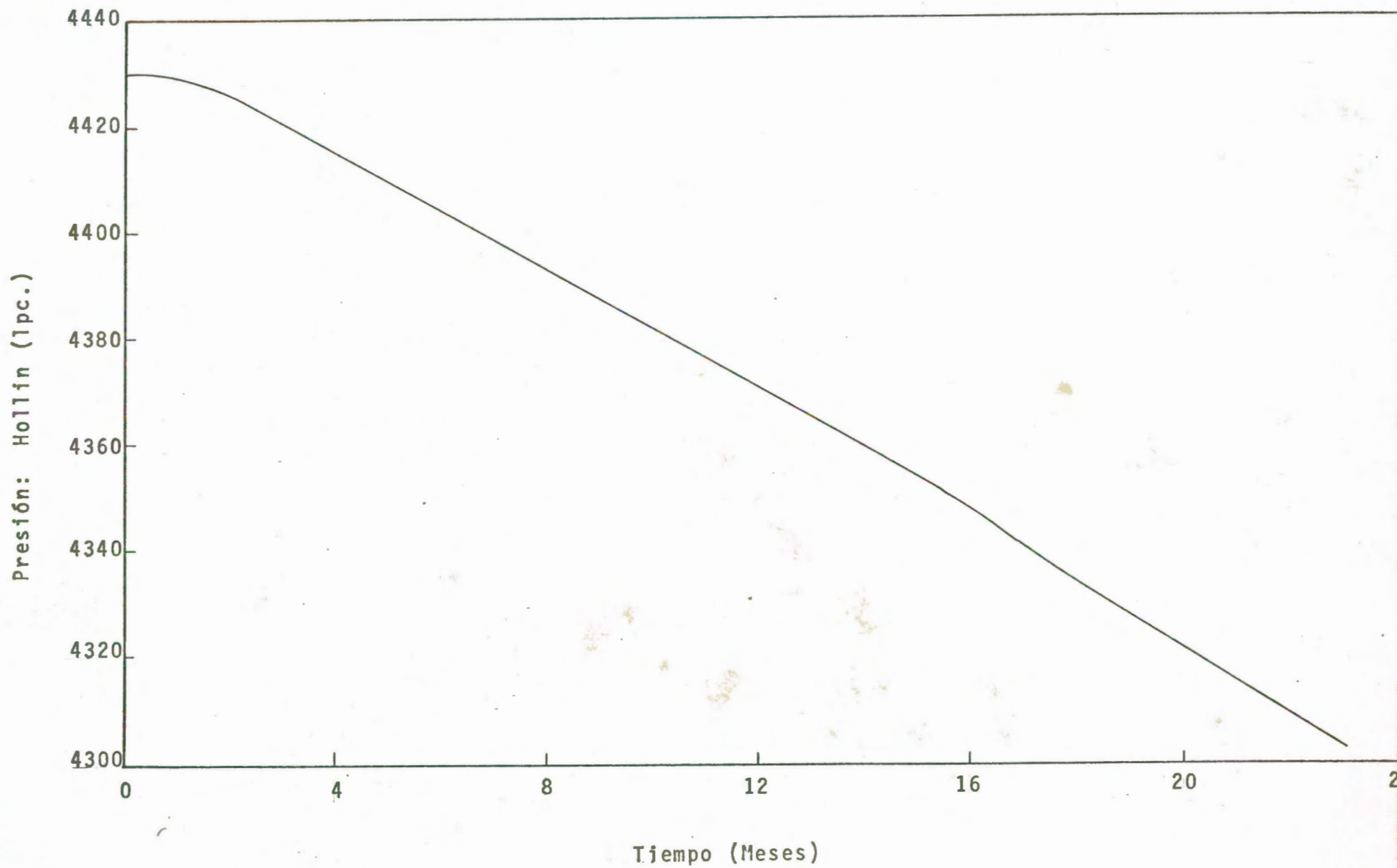
Producción acumulativa de petróleo Hollin (MM BN)





Producción acumulativa de agua: Hollin (MM BN)

GRAFICA 4-5



ALFA = 0.8 DESVIACION = 7.58857

ACUIFERO INFINITO

X	Y REAL	Y CALCULADA
249539.437927	32447.613327	32452.933647
273215.063354	32523.007858	32512.269584
296417.938232	32565.023483	32570.421928

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.002506MM BN/LPC
VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 31827.531295MM BN

ALFA = 0.8 DESVIACION = 6.90626

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 4

X	Y REAL	Y CALCULADA
194490.094177	32447.613327	32452.496147
201466.781677	32523.007858	32513.234420
207975.375427	32565.023483	32569.894584

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.008705MM BN/LPC
VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 30759.351615MM BN

ALFA = 0.8 DESVIACION = 5.42372

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 6

X	Y REAL	Y CALCULADA
233700.312866	32447.613327	32450.996147
245522.375427	32523.007858	32515.347709
255431.000427	32565.023483	32569.281303

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.005443MM BN/LPC
VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 31178.894584MM BN

ALFA = 0.8 DESVIACION = 4.87719

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 8

X	Y REAL	Y CALCULADA
248596.000427	32447.613327	32450.578170
268468.563354	32523.007858	32516.125045
284475.688232	32565.023483	32568.921928

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.003298MM BN/LPC
VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 31630.632858MM BN

4.4. DISCUSION DE RESULTADOS

En todas las suposiciones efectuadas en tamaño de acuífero y tipo de flujo actuando en él, ningún punto se ajusta a la ecuación de la línea recta obtenida en base a los tres últimos períodos de la historia de explotación. Esto significa según el método de análisis propuesto en el capítulo 1 Sección 5, que hay una dispersión al azar de los puntos, lo que indica que los cálculos y/o los datos básicos son erróneos. En este caso la confiabilidad del método está demostrada en la sección Anexo de éste trabajo, de donde se concluye que los datos son erróneos.

La firmación anterior se justifica por lo siguiente:

- a) Para determinar la producción que se debe a Hollin, hubo que hacer muchas suposiciones, ya que en la información consta la producción de todo el campo.
- b) Los valores de presiones estáticas de yacimiento que constan en la información son limitados, para obtener los otros, se hizo en base a datos de producción.

Los resultados que se lograron fue por el ajuste de solamente los 3 últimos puntos a la ecuación de una línea rec

ta, son demasiado grandes y completamente alejados de la realidad. Esto es debido a que la presión en Hollin ha caído muy poco, aún siendo la producción muy grande, lo que significa que tiene un empuje hidráulico muy activo (p que tiene a p_i), y si en realidad esto ocurre no se puede usar el método de Balance de Materiales, puesto que es una de las limitaciones de la ecuación de Balance de Materiales⁽²⁾ su uso en cálculo para yacimientos con empuje hidráulico muy activo.



BIBLIOTECA
ESPOL

CAPITULO 5

APENDICE A

DEDUCCION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIALES CONSIDERANDO COMPRESIBILIDADES DEL AGUA Y LA FORMACION^(1,2)

En la deducción de la ecuación de balance de materiales para un yacimiento bajosaturado debe tenerse en cuenta el cambio de volumen total de roca y la expansión del agua connata debido a una disminución de presión.

Cuando la presión del yacimiento disminuye de un valor inicial p_i a una presión menor p , (Fig. A-1), en un yacimiento petrolífero que produce por encima de la presión del punto de burbujeo el volumen poroso inicial del yacimiento V_{pi} disminuye a un valor V_p , debido a la compresibilidad de la formación c_f . El volumen poroso a la presión menor puede expresarse por:

$$V_p = V_{pi} (1 - c_f \Delta p)$$

(A-1)



A medida que la presión promedio disminuye, el volumen inicial de agua connata, $S_w V_{pi}$, aumenta a un valor: $S_w V_{pi} (1 + c_w \Delta p)$, donde c_w es la compresibilidad promedio del agua en el yacimiento en el intervalo de presio-

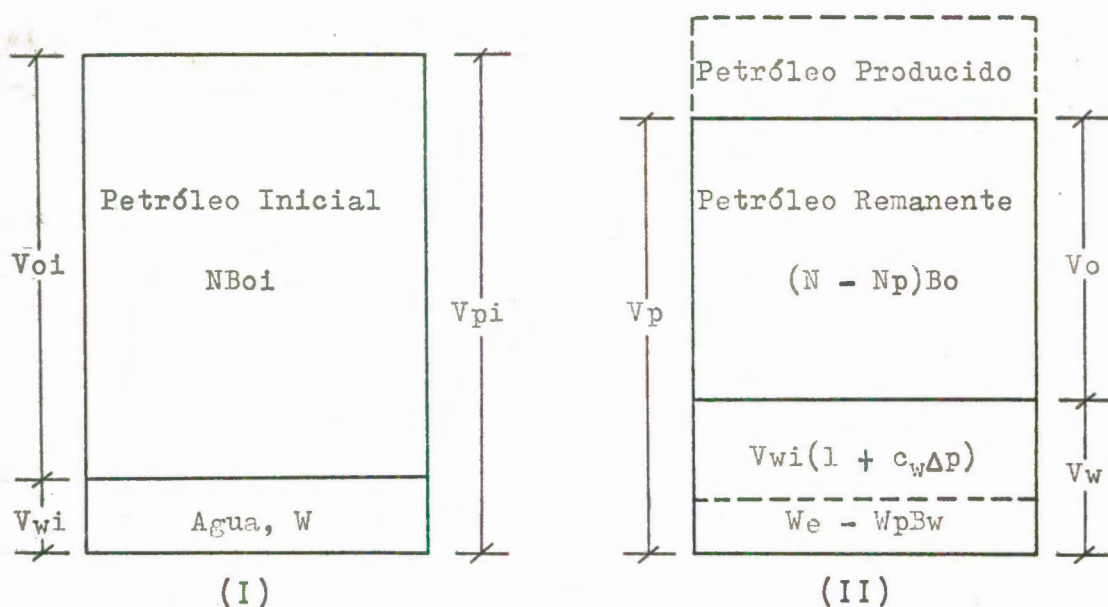


FIG. A-1.- Esquema ideal⁽²⁾ que representa un yacimiento de petróleo por encima del punto de burbujeo considerando las compresibilidades del agua y de la formación: (I) condiciones iniciales, (II) - condiciones posteriores a un tiempo t , después de que la presión inicial p_i , disminuye a una presión p .

nes ($p_i - p$). Si durante este intervalo entran al Yacimiento W_e barriles de agua a condiciones de yacimiento y se producen W_p barriles de agua a condiciones normales con un factor volumétrico B_w , el volumen de agua en el yacimiento a la presión menor es:

$$V_w = S_w V_{p_i} (1 + c_w \Delta p) + W_e - W_p B_w \quad (A-2)$$

La diferencia entre los dos volúmenes ($V_p - V_w$) es el volumen de petróleo bajosaturado que permanece en el yaci-

miento a la presión p , o $B_o (N-N_p)$, y por lo tanto:

$$B_o (N-N_p) = V_{pi} (1 - c_f \Delta p) - S_w V_{pi}(1+c_w \Delta p) - W_e + W_p B_w \quad (A-3)$$

Pero, $V_{oi} = V_{pi} (1-S_w)$: $V_{pi} = \frac{V_{oi}}{1-S_w} = \frac{NB_{oi}}{1-S_w}$, sustituyendo este valor (V_{pi}) en la ecuación (A-3) y dividiendo ambos lados por B_{oi} , se tiene:

$$N \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - \frac{N(1 - c_f \Delta p)}{1 - S_w} + \frac{NS_w(1 + c_w \Delta p)}{1 - S_w} = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - \frac{W_e}{B_{oi}} + \frac{B_w W_p}{B_{oi}} \quad (A-4)$$

Debido a la disminución de presión, el volumen inicial de petróleo $V_{oi} = NB_{oi}$, aumenta a un valor mayor $V_o = NB_o$, este volumen mayor puede expresarse de la siguiente forma:

$$NB_o = NB_{oi} (1 + c_o \Delta p) \therefore \frac{B_o}{B_{oi}} = 1 + c_o \Delta p$$

Sustituyendo el valor de $\frac{B_o}{B_{oi}}$, sólo en el primer miembro de la ecuación (A-4) se tiene:

$$N \left[1 + c_o \Delta p - \frac{(1 - c_f \Delta p)}{1 - S_w} + \frac{S_w (1 + c_w \Delta p)}{1 - S_w} \right] = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - \frac{W_e}{B_{oi}} + \frac{W_p B_w}{B_{oi}} \quad (A-5)$$

El coeficiente de N en el corchete cuadrado puede reducirse a:

$$\left[\frac{s_o c_o + S_w c_w + c_f}{1 - S_w} \right] \Delta p \quad (A-6)$$

El coeficiente de Δp en la ecuación (A-6) se denomina compresibilidad efectiva c_e , e incluye las compresibilidades del petróleo, del agua innata y de la formación, o

$$c_e = \frac{s_o c_o + S_w c_w + c_f}{1 - S_w} \quad (A-7)$$

Finalmente la ecuación (A-5) puede escribirse:

$$N B_o c_e \Delta p = N_p B_o - W_e + W_p B_w \quad (A-8)$$



BIBLIOTECA TICT
ESPOL

APENDICE B

ENTRADA DE AGUA AL YACIMIENTO

Schiltuis⁽¹⁴⁾ y Hurst⁽¹⁵⁾ presentaron ecuaciones para cuantificar el volumen de agua incorporada al yacimiento, suponiendo que el régimen de flujo es permanente, es decir, que la presión en cualquier punto del acuífero permanece sensiblemente constante con el tiempo. En realidad, la ecuación de Hurst, es para un régimen permanente modificado, donde las perturbaciones de presión no se transmiten instantáneamente a todo el acuífero.

Tales ecuaciones son:

$$\text{Schiltuis..... } W_e = K \int_0^t (p_i - p) dt \quad (B-1)$$

$$\text{Hurst } W_e = C \int_0^t (p_i - p) dt / (\log at) \quad (B-2)$$

Donde:

K y C son las constantes de entrada de agua al yacimiento, diferentes para cada ecuación, $(p_i - p)$ es el abatimiento de presión en el contacto agua-petróleo y a, en la ecuación de Hurst una constante para conversión de unidades de tiempo.

En 1949, Hurst y van Everdingen⁽⁵⁾ publicaron una técnica para calcular el volumen y ritmo de entrada de agua, en régimen transitorio, para un sistema radial acuífero-yacimiento.

En el procedimiento, desarrollado a partir de la solución de la ecuación de difusión, considera un yacimiento circular de radio r_w en un acuífero horizontal circular de radio r_e , con características uniformes en espesor, permeabilidad, porosidad, compresibilidad de roca y agua para el sistema y sus fluidos.

La ecuación de difusión en forma radial relaciona la presión, el radio y el tiempo con el mecanismo de expulsión, - que en el caso de empuje hidráulico es la compresibilidad - de la roca y la expansión del agua.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{n} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (B-3)$$

Donde n es la constante de difusión

$$n = k / (\mu \phi c_e) \quad (B-4)$$

Donde c_e es la compresibilidad efectiva, que para un acuífero es la suma de las compresibilidades de la formación



BIBLIOTECA
ESPOL

y del agua, c_f y c_w .

La solución de la ecuación de difusibilidad (B-3) debe proporcionar el valor de la presión en el acuffero como una función de la variación con el tiempo de la presión en el contacto agua-hidrocarburo.

La expresión para el volumen de entrada de agua determinada por Hurst y van Everdingen, es la siguiente:

$$W_e = B \sum \Delta p Q(t_d) \quad (B-6)$$

Siendo:

B = constante de entrada de agua

Δp = abatimiento en la presión

$Q(t_d)$ = ritmo adimensional de entrada de agua

La determinación de este último término precisa el cálculo previo del tiempo adimensional respectivo, pues a aquellos autores presentaron en gráficas y tablas una correlación entre ambos términos, $Q(t_d)$ y t_d .

$$t_d = k t / (\phi u c_e r_w^2) \quad (B-7)$$

De las gráficas t_d -vs- $Q(t_d)$ obtenidas por Hurst y van Everdingen, L. J. Stanley observó una similitud en la tendencia con las que se obtenían graficando t_d -vs- $\bar{t}^{0.8}$ y t_d -vs- $\bar{t}^{0.5}$ para los casos de flujo radial y lineal respectivamente.

Esto permitió establecer las siguientes igualdades:

$$Q(t_d) = \bar{t}^{0.8} \quad (\text{B-8})$$

$$Q(t_d) = \bar{t}^{0.5} \quad (\text{B-9})$$

Como es obvio, lo anterior introduce una simplificación ventajosa en la determinación de We , y la ecuación para tal queda así:

$$We = c \sum \Delta p_j \bar{t}^{\alpha} (n + 1 - j) \quad (\text{B-10})$$



BIBLIOTECA
ESPOL

Alfa (α) es una constante cuyo valor varía entre 0.5 y 0.8, según el tipo de flujo del acuífero. Para casos prácticos y habiéndose demostrado la aceptabilidad de los resultados, se considera para flujo lineal alfa 0.5 y para flujo radial alfa 0.8; n es el número de períodos adimensionales de tiempo en que se divide la historia de explotación.

La ecuación B-10 es la representación del comportamiento del acuífero con respecto a los cambios de presión. Utiliza el principio de superposición de efectos.

El acuífero responde a las perturbaciones en la presión del yacimiento, proporcionando a éste tanta agua como fluido se extraigan de él. Para cada perturbación tiene una respuesta independiente siendo la suma de todas ellas el reflejo de su comportamiento total.

Esto quiere decir que si durante un período de explotación determinado, el yacimiento sufre una caída de presión Δp_1 , el acuífero responde a ese abatimiento como si otros anteriores no hubieran tenido lugar. Así la caída de presión que se produzca en el primer período de explotación hará sensible su efecto a través de toda la historia del yacimiento, la experimentada en un segundo período, en todos los demás menos en el primero, la tercera actuará en todos excepto en los dos primeros y así sucesivamente.

Analíticamente expresada si se consideran tres períodos adimensionales de tiempo de explotación \bar{t}_1 , \bar{t}_2 , \bar{t}_3 , con sus correspondientes decrementos de presión Δp_1 , Δp_2 , Δp_3 , la ecuación B-10 quedará de la manera siguiente:

$$W_e = C(\Delta p_1 \bar{t}_3^\infty + \Delta p_2 \bar{t}_2^\infty + \Delta p_3 \bar{t}_1^\infty)$$

Para facilidad de los cálculos se sugiere que los períodos adimensionales de tiempo en que se divide la historia de explotación, correspondan a números enteros y consecutivos.



BIBLIOTECA
ESPOL

APENDICE C

AJUSTE DE LA ECUACION DE UNA LINEA RECTA POR EL METODO DE
MINIMOS CUADRADOS

Con el fin de ilustrar el método de mínimos cuadrados aplicado al ajuste de ecuaciones de línea recta, se presenta el desarrollo de la deducción algebraica del mismo, considerando como datos las coordenadas (x, y) de una serie de puntos cuya tendencia se aproxima a una línea recta.

Para el caso del procedimiento que se estudia en el presente trabajo, se tienen como coordenadas de cada uno de los puntos, las siguientes:

$$x_j = \frac{\sum_{j=1}^n \Delta p_j t^{-\alpha}}{B_0 i c_e \Delta' p};$$

$$y_j = \frac{N p_j B_0 j + W p_j B_w}{B_0 i c_e \Delta' p}$$



Para cada uno de los puntos se puede escribir la ecuación:

$$y_j = C x_j + N \tag{C-1}$$

En donde N es la ordenada al origen y C la pendiente de la recta, siendo ambas las incógnitas por determinar.

Cuando se tiene una serie de "n" puntos de coordenada $(x_1, y_1), (x_2, y_2), (x_3, y_3), \dots, (x_n, y_n)$, se pueden escribir "n" ecuaciones de la forma siguiente:

$$\begin{array}{r}
 y_1 = N + Cx_1 \\
 y_2 = N + Cx_2 \\
 y_3 = N + Cx_3 \\
 \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \\
 \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \\
 y_n = N + Cx_n
 \end{array} \tag{C-2}$$

Sumando las ecuaciones C-2, se obtiene la siguiente ex presión:

$$\sum_{j=1}^n y_j = nN + C \sum_{j=1}^n x_j \tag{C-3}$$

Multiplicando cada una de las ecuaciones C-2 por " x_j ", se tiene:

$$\begin{array}{r}
 y_1 x_1 = Nx_1 + C x_1^2 \\
 y_2 x_2 = Nx_2 + C x_2^2 \\
 y_3 x_3 = Nx_3 + C x_3^2 \\
 \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \\
 \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \quad \text{---} \\
 y_n x_n = N x_n + C x_n^2
 \end{array} \tag{C-4}$$



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

Sumando las ecuaciones C-4, se tiene:

$$\sum_{j=1}^n y_j x_j = N \sum_{j=1}^n x_j + C \sum_{j=1}^n x_j^2 \quad (C-5)$$

Las constantes N y C se obtienen resolviendo simultáneamente las ecuaciones C-3 y C-5, resultando las siguientes expresiones:

$$N = \frac{\sum_{j=1}^n x_j \sum_{j=1}^n y_j x_j - \sum_{j=1}^n x_j^2 \sum_{j=1}^n y_j}{\left(\sum_{j=1}^n x_j\right)^2 - n \sum_{j=1}^n x_j^2} \quad (C-6)$$

N = $\frac{\sum y_j x_j - C \sum x_j^2}{n}$

$$C = \frac{\sum_{j=1}^n y_j \sum_{j=1}^n x_j - n \sum_{j=1}^n x_j y_j}{\left(\sum_{j=1}^n x_j\right)^2 - n \sum_{j=1}^n x_j^2} \quad (C-7)$$

Para verificar el grado de precisión en el ajuste de la ecuación, es necesario calcular la desviación normal - por medio de la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (y_j - y_{cj})^2}{n}} \quad (C-8)$$

En donde:

n = número de puntos que intervienen en el ajuste.

y_j = valor de la ordenada de cualquiera de los puntos

tomados como datos.

y_{cj} = valor correspondiente de la ordenada calculado a partir de la ecuación ajustada.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANEXO

La finalidad de esta sección es comprobar la validez del método propuesto y proporcionar una guía para el análisis de los resultados. Los datos que se utilizan corresponden al yacimiento Tepito del Campo Amarillo.

DATOS

1. Historia presión-producción.
2. Constante de la Ecuación $B_o = f(p)$ ajustada.

$$C_1 = - 0.1421443 E - 11$$

$$C_2 = 0.1757236 E - 08$$

$$C_3 = - 0.8621052 E - 06$$

$$C_4 = 0.2099254 E - 03$$

$$C_5 = - 0.2561646 E - 01$$

$$C_6 = 0.2621640 E 01$$

3. $S_w = 0.26$

4. $B_w = 1.03836 \text{ m}^3/\text{m}^3$

5. Salinidad del agua 40000 ppm.

6. $T = 116^\circ\text{C}$.



BIBLIOTECA
ESPOL

$$7. \varnothing = 0.10$$

$$8. p_i = 323 \text{ Kg/cm}^2$$

Las tarjetas de control son las siguientes:

1. NUPER = 17 (Corresponde a 17 períodos de 3 meses cada uno).

$$2. LE = 6$$

$$3. ALFA = 0.8$$

$$4. IBETA = 1$$

$$5. IP = 4$$

$$6. IDELT = 2$$

$$7. LIM = 8$$

$$8. N = 1$$

$$9. TOL = 0.75$$



UNIVERSIDAD
ESPOL

D A T O S

NUMERO DE PERIODOS = 17

PRESION INICIAL = 323.00 KG/CM2

TOLERANCIA = 0.75000

BW = 1.03836

SW = 0.26000

	PRESION KG/CM2	NP MM M3	WP MM M3	WI MM M3
1	322.50	0.005600	0.000000	0.000000
2	321.80	0.026400	0.000000	0.000000
3	318.20	0.075900	0.000300	0.000000
4	315.00	0.136100	0.000900	0.000000
5	309.50	0.191500	0.002100	0.000000
6	300.50	0.266300	0.003500	0.000000
7	289.50	0.369700	0.004500	0.000000
8	280.50	0.517600	0.006300	0.000000
9	273.40	0.681400	0.009200	0.000000
10	268.30	0.870300	0.014600	0.000000
11	264.70	1.024099	0.021100	0.000000
12	262.00	1.151799	0.030800	0.000000
13	259.80	1.278099	0.034800	0.000000
14	257.80	1.391899	0.039300	0.000000
15	255.90	1.502399	0.042000	0.000000
16	253.40	1.651199	0.044700	0.000000
17	251.20	1.757000	0.046900	0.000000

CONSTANTES DE LA ECUACION DE BO VS.P

C1= -0.1421443E-11
 C2= 0.1757236E-08
 C3= -0.8621052E-06
 C4= 0.2099254E-03
 C5= -0.2561646E-01
 C6= 0.2621640E 01



BIBLIOTECA NACIONAL
ESPOL

RESULTADOS

ALFA = 0.8 DESVIACION = 0.49771

ACUIFERO INFINITO

X	Y REAL	Y CALCULADA
7561.533214	58.913581	59.860878
8706.830101	64.630981	64.288040
9858.335960	69.209869	68.739196
11034.539085	73.905273	73.285843
12147.533226	77.717209	77.588134
13244.566429	81.347488	81.828735
14144.599632	85.808349	85.307831
15097.117210	88.355865	88.989807

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.003865MM M3/KG/CM2
 VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 30.631645MM M3

ALFA = 0.8 DESVIACION = 0.93311

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 4

X	Y REAL	Y CALCULADA
7594.654308	81.347488	59.988906
7540.164073	85.808349	59.778274
7537.590833	88.355865	59.768325

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.003865MM M3/KG/CM2
 VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 30.631645MM M3

ALFA = 0.8 DESVIACION = 1.27609

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 6

X	Y REAL	Y CALCULADA
8933.234401	69.209869	67.545746
9516.998073	73.905273	75.779388
9868.746120	77.717209	80.740600
10088.316429	81.347488	83.837509
10098.707057	85.808349	83.984070
10132.228542	88.355865	84.456863

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.014104MM M3/KG/CM2
 VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = -58.452369MM M3

ALFA = 0.8 DESVIACION = 0.23269

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 8

X	Y REAL	Y CALCULADA
---	--------	-------------



BIBLIOTECA NACIONAL DE MÉXICO
 ESPOL

11034.539085	73.905273	73.320572
12147.533226	77.717209	77.650985
13239.941432	81.347488	81.901306
14125.117210	85.808349	85.345337
15026.941432	88.355865	88.854126

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.003890MM M3/KG/CM2
 VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 30.387645MM M3

ALFA = 0.8 DESVIACION = 0.49408

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 16
 X Y REAL Y CALCULADA

7561.533214	58.913581	59.858024
8706.830101	64.630981	64.286606
9858.335960	69.209869	68.739212
11034.539085	73.905273	73.287307
12147.533226	77.717209	77.590988
13244.566429	81.347488	81.832962
14144.599632	85.808349	85.313171
15092.927761	88.355865	88.980133

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.003866MM M3/KG/CM2
 VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 30.619373MM M3

ALFA = 0.5 DESVIACION = 0.53831

ACUIFERO INFINITO
 X Y REAL Y CALCULADA

4956.249036	58.913581	59.076049
5438.911144	64.630981	64.264114
5890.678722	69.209869	69.120086
6333.649425	73.905273	73.881500
6725.632823	77.717209	78.094864
7100.282238	81.347488	82.121902
7371.918956	85.808349	85.041687
7673.974622	88.355865	88.288421

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA = 0.010748MM M3/KG/CM2
 VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO = 5.802183MM M3

ALFA = 0.5 DESVIACION = 1.03414

T**ALFA CONSTANTE DESDE EL PERIODO 4
 X Y REAL Y CALCULADA

5072.675792	81.347488	60.327507
5034.057628	85.808349	59.912407
5033.953138	88.355865	59.911277



BIBLIOTECA
 ESPOL

6725.632823
7100.282238
7371.918956
7672.844739

77.717209
81.347488
85.808349
88.355865

78.097076
82.125015
85.045440
88.280761

CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA =
VOLUMEN ORIGINAL DE PETROLEO =

0.010751MM M3/KG/CM2
5.788206MM M3

FIN DEL PROGRAMA.



BIBLIOTECA
NACIONAL DE
ESPAÑA

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

En base a las suposiciones hechas en tamaño de acuífero y tipo de flujo actuando en él, se observa mejores respuestas para un tipo de flujo radial en acuíferos grandes. De todos estos resultados en donde se ha logrado un mejor ajuste de la recta se escoge el que tiene la menor desviación normal, en este caso corresponde a un acuífero en que $\bar{t}^{-\alpha}$ se hace constante desde el período 10 (Gráfica ANX-1), luego la respuesta es la siguiente:

Constante de Entrada de Agua $4489 \text{ m}^3/\text{Kg}/\text{cm}^2$ a.c.n.

Volumen Original de Petróleo 24.974 MM m^3 a.c.n.

El hecho de que $\bar{t}^{-\alpha}$ sea constante desde el período 10 significa que el acuífero demora 10 períodos de tiempos adimensionales en responder a una perturbación hecha al yacimiento, estos períodos de tiempos adimensionales corresponden en este caso a 30 meses debido a que un período de tiempo adimensional equivale a 3 meses de tiempo real.

También se han graficado dos de los casos en que se obtienen valores negativos para N.

Así en la gráfica ANX-2 se muestra la tendencia de los puntos obtenidos al suponer un acuífero pequeño, es decir, cuando \bar{t}^{α} se hace constante a partir de períodos iniciales de la historia de explotación, la forma de la gráfica resultante corresponde al caso B de la Fig. N° 3 expuesta en el Capítulo 1. La gráfica ANX-2 corresponde al caso en que \bar{t}^{α} se hace constante a partir del período 6.

La gráfica ANX-3 representa la tendencia de los puntos obtenidos al suponer equivocadamente un tipo de flujo lineal, se observa en esta gráfica que la curva que une los puntos tiene la forma aproximada de una S, lo que corresponde al caso A de la Fig. N° 3 del Capítulo 1. La gráfica ANX-3 corresponde al caso en que \bar{t}^{α} se hace constante a partir del período 6 con $\alpha = 0.5$.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$y = (Np B_o + Wp B_w) / B_o i c_e \Delta'p$$

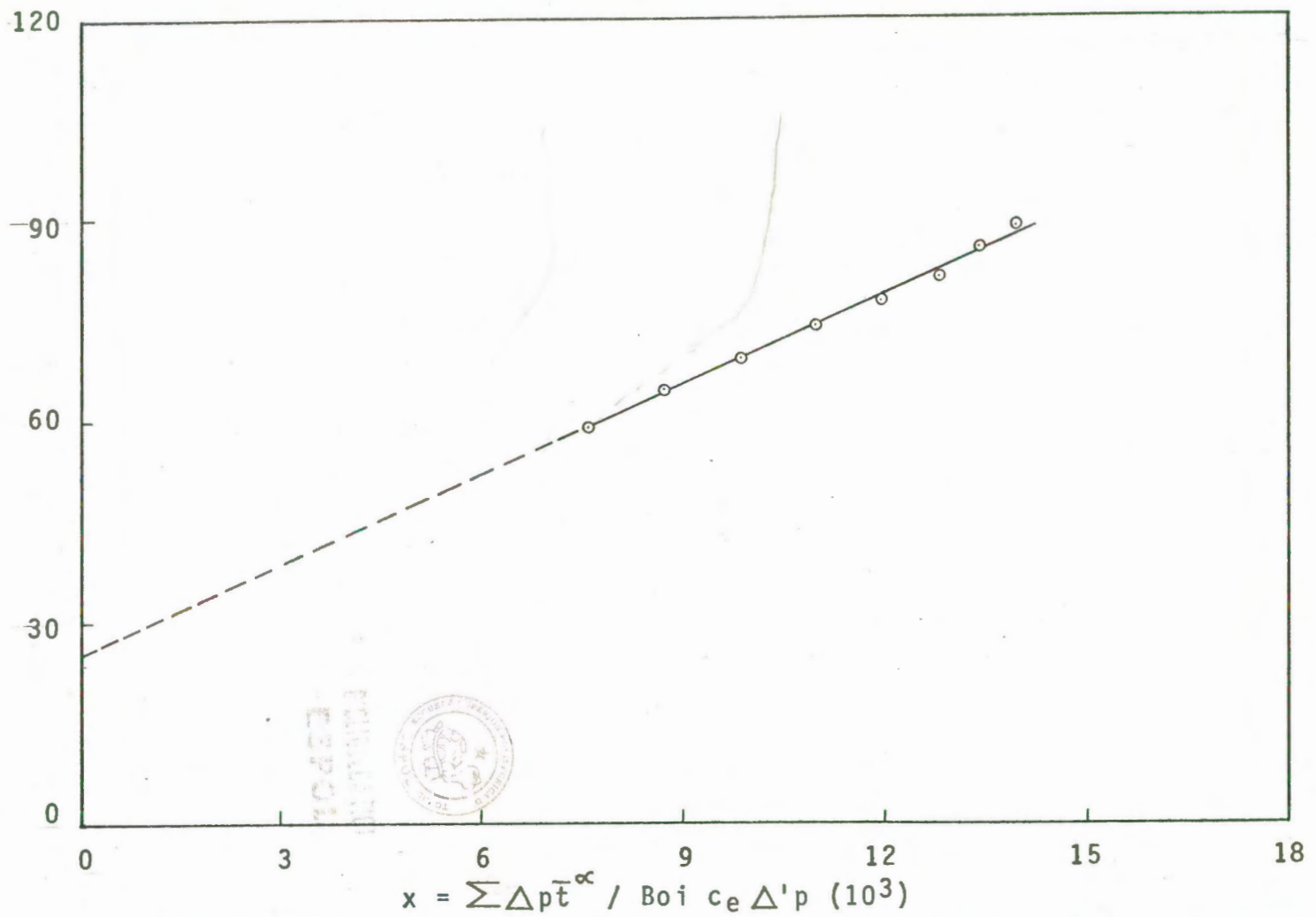


FIG. ANX-1. Grafica que muestra el ajuste a una linea recta de la ecuación de balance de materiales cuando se ha supuesto correctamente el tamaño del acuífero y el tipo de flujo.

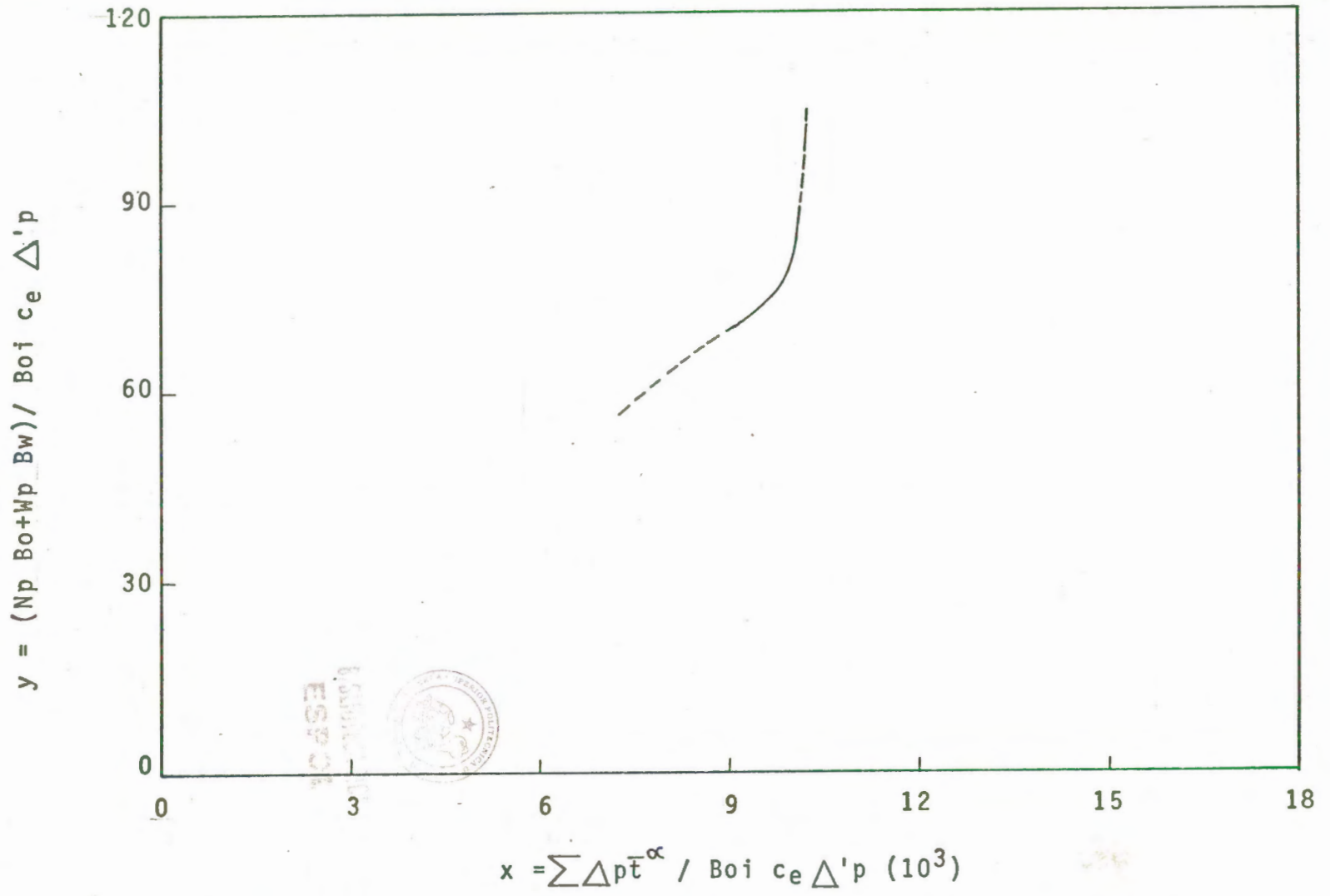


FIG. ANX-2. Gráfica que muestra la desviación en el ajuste de la ecuación de balance de materiales a una línea recta, cuando se ha supuesto el tamaño del acuífero muy pequeño.

$$y = (N_p B_o + W_p B_w) / B_o i c_e \Delta'p$$

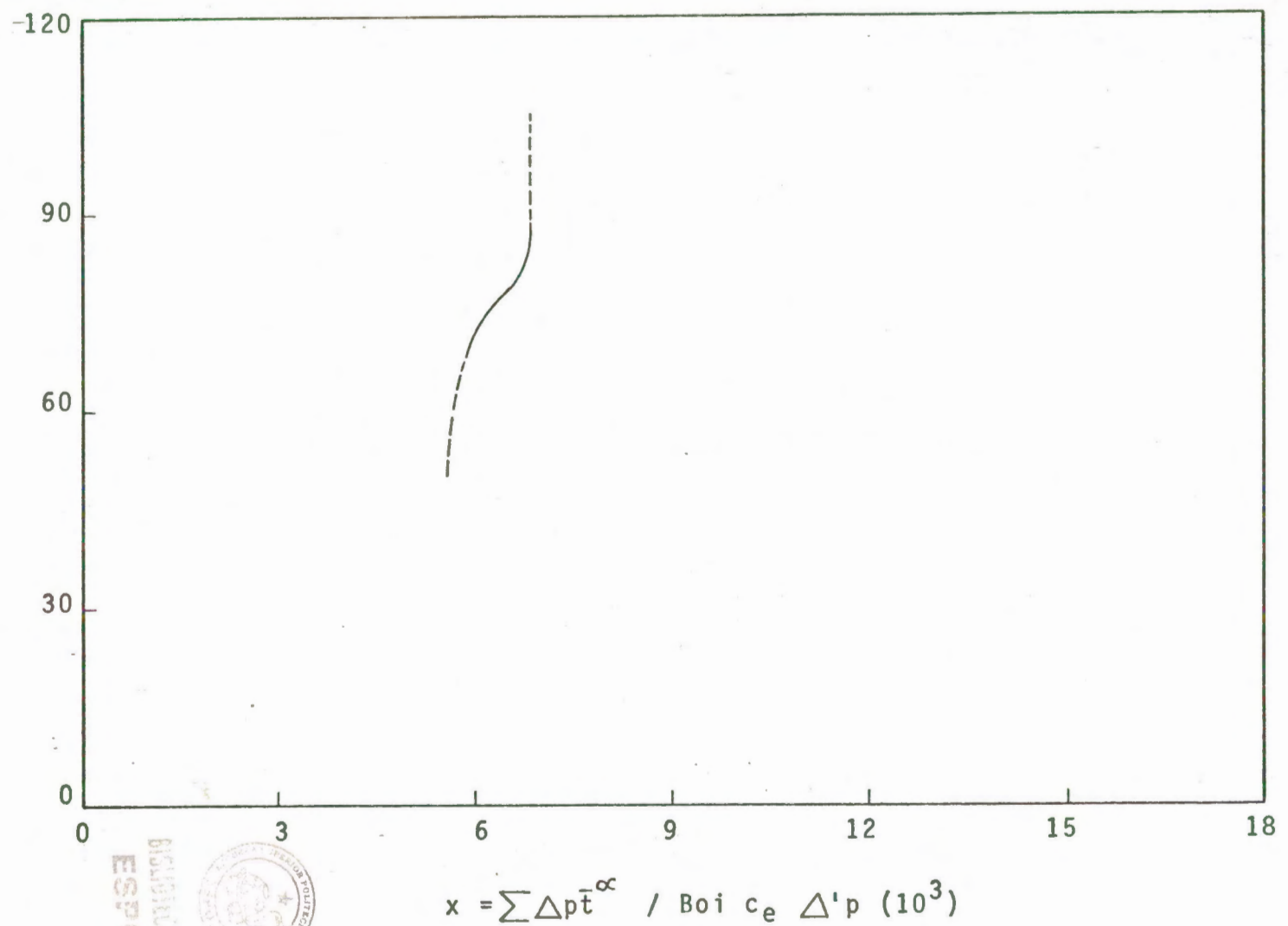


FIG. ANX-3. Gráfica que muestra la desviación en el ajuste de la ecuación de balance de materiales a una línea recta, cuando se ha supuesto equivocadamente el tipo de flujo del acuífero.

ESPOL



CONCLUSIONES

1. El volumen original de petróleo obtenido por la ecuación de balance de materiales es aquel petróleo que contribuye a la historia de presión-producción, mientras el calculado volumétricamente es el petróleo total, parte del cual puede no contribuir a dicha historia, a causa de esta diferencia no se debe tener la concordancia entre las dos respuestas como la medida de corrección de uno de ellos.

2. La calidad de la respuesta obtenida, depende de la cantidad y calidad de los datos.

3. La interpretación de los resultados obtenidos, depende de la experiencia, juiciosidad e ingenio del analista.

4. La ventaja que se obtiene al automatizar el método es que se pueden repetir muchos cálculos haciendo variar algunos parámetros y suposiciones para de esta manera analizar la influencia de los mismos en el resultado.

5. Con el cálculo de la desviación normal se evita la inconveniencia de analizar gráficamente las curvas, ya que por medio de una simple inspección de ésta (la des



INSTITUTO TECNOLÓGICO
Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE OCCIDENTE
ESPOL

viación normal) se puede determinar la mejor recta ajustada.

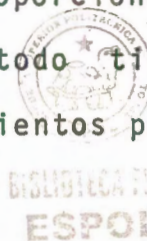
6. Las respuestas obtenidas para el yacimiento Hollin del campo Anom no son confiables debido a que la información obtenida es errónea.
7. Mientras se tenga tan limitada e imprecisa información, no se puede hacer ningún estudio confiable a los yacimientos petrolíferos ecuatorianos.



BIBLIOTECA
ESPOL

RECOMENDACIONES

1. En los cálculos para yacimientos bajosaturados considerar siempre la compresibilidad de la formación.
2. Aprovechando la flexibilidad del programa, en el sentido de poder introducir diferentes valores de tolerancia, es recomendable utilizar, en el primer intento, un valor grande de ella, con lo cual se obtendrá un ajuste de la mayoría o de todos los puntos, pudiéndose entonces observar el rango de desviación permisible para un buen ajuste.
3. Investigar a que se debe la alta producción de agua en Anom.
4. Hacer estudios detallados de ingeniería de yacimientos con información limitada.
5. Que los Organismos Estatales competentes proporcionen sin limitaciones los datos necesarios para todo tipo de estudio que se quiera hacer en los yacimientos petrolíferos ecuatorianos.



NOMENCLATURA

- B Constante de entrada de agua en la ecuación de van Everdingen y Hurst.
- B_o Factor volumétrico de petróleo, BY/BN
- B_{oi} Factor volumétrico de aceite a p_i , BY/BN
- B_w Factor volumétrico de agua, BY/BN
- C Constante de entrada de agua en la ecuación de Stanley, BN/lpc.
- c_e Compresibilidad efectiva, lpc⁻¹
- c_f Compresibilidad de la formación, lpc⁻¹
- c_w Compresibilidad del agua, lpc⁻¹
- c_o Compresibilidad del petróleo, lpc⁻¹
- c_{wp} Compresibilidad del agua pura, lpc⁻¹
- N Volumen original de petróleo, BN
- N_p Petróleo producido acumulativo, BN
- p_i Presión inicial del yacimiento, lpc.
- p Presión media del yacimiento, lpc.
- $Q(t_d)$ Tasa adimensional de entrada de agua en la ecuación de van Everdingen y Hurst.



BIBLIOTECA
ESPOL

- $Q(\bar{t})$ Tasa adimensional de entrada de agua en la ecuación de Stanley.
- R_{sw} Solubilidad del gas natural en el agua de la formación, m^3/m^3
- R_{swp} Solubilidad del gas natural en el agua pura, m^3/m^3 .
- S Desviación normal.
- S_o Saturación de petróleo, fracción.
- S_w Saturación de agua connata, fracción.
- \bar{t} Tiempo adimensional de la ecuación de Stanley.
- t_d Tiempo adimensional de la ecuación de van Everdingen y Hurst.
- W_e Entrada acumulativa de agua al yacimiento, BN.
- W_p Agua producida acumulativa, BN.
- W_i Agua inyectada acumulativa, BN.
- X Factor de corrección por salinidad.
- x Abcisa.
- Y Salinidad del agua, ppm.
- y Ordenada



BIBLIOTECA
 ESPOL

- α Exponente del tiempo adimensional de la ecuación de Stanley.
- Δp Caída de presión por período, lpc.
- $\Delta \cdot p$ Caída total de presión, lpc.
- \emptyset Porosidad de la formación, fracción.



BIBLIOTECA
ESPOL

REFERENCIAS

1. B.C. Craff y M.F. Hawkins: "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos", Traducción de la edición inglesa.
2. Ramiro Pérez Palacio: "Ingeniería de Yacimientos de Petróleo (Balance de Materiales y Predicción de Yacimientos)", Universidad de Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maracaibo - Venezuela, 1964.
3. Ramiro Pérez Palacio: "Yacimientos con Empuje Hidráulico", Universidad de Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maracaibo-Venezuela, 1969.
4. Amyx, J.W., Boss Jr., D.M. y Whiting, R.L.: "Petroleum Reservoir Engineering". Mc Graw Hill Book Co. Inc. 1960. pág. 448.
5. Van Everdingen, A.F. y Hurst W.: "The application of the Laplace Transformation to flow problems in Reservoirs". Trans. AIME (1949) Vol. 186, Pág. 305.



BIBLIOTECA FIC
POL

6. Stanley, L.J.: "Curve-Fitting Cuts Material, Balance Calculations". The Petroleum Engineer. Agosto 1961. pág. 90.
7. Havlena, D. y Odeh, A.D.: "The Material Balance as an Ecuation of a Straight Line", Trans. AIME (1963) Vol. 228, pág. 896.
8. Hall, H.N.: "Compressibility of Reservoir Rocks". Trans. AIME (1953). Vol. 198, pág. 309.
9. Jones, P.J.: "Petroleum Production". Reinhold Publishing Corp. (1946).
10. Dodson, C.R. y Standing, M.B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas- Water Mixtures". Drilling and Productions Practices, API (1944), pág. 173.
11. Long, G. y Chierici, G.: "Salt Content Changes Compressibility of Reservoir Brines". The Petroleum Engineer. Julio de 1961. B-25.
12. Terán de la Garza, Benito: "Espaciamiento Optimo entre Pozos y Comportamiento Primario de Yacimientos Bajosa

turados o con Empuje con Gas Disuelto". IMP(Enero de 1967), Apendice I.

13. Schlumberger, "Log Interpretation Charts" Edición 1969. pág. 9.
14. Schilthus, R.J.: "Active Oil and Reservoir Energy" Trans. AIME (1936) Vol. 118, pág. 37.
15. Pirson, S.J.: "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Edición en Español, Ediciones Omega, Barcelona - España, (1965), pág. 647.