

ESPOL-CIB
INVENTARIO FÍSICO

06 SEP 2018

POR: Liziane D.

INVENTARIO
D-3938

ESPOL-CIB
INVENTARIO FÍSICO

17 SEP 2018

POR: [Signature]

INVENTARIADO: 7 ABR 2018
RESPONSABLE: [Signature]

INVENTARIADO
RESPONSABLE: [Signature]

INVENTARIADO

POR: 29/11/2015

6/merzados
57/2018

Liziane D
15/12/2017



BIBLIOTECA

M

T
622.1828
V718
C.4

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL



**Cálculo de Reservas y Predicción del
Comportamiento Primario de Yacimientos
Bajosaturados de Aceite sin
Entrada de Agua**

TESIS DE GRADO

Que para obtener el título de:
INGENIERO DE PETROLEOS

Presenta:

LUIS ALBERTO VILLAO QUEZADA

Guayaquil-Ecuador

1971

INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No.



Luis G. Zambrano
Director de Tesis

~~*Juarez*~~
Director Departamento
Ing. Geología, Minas
y Petróleos



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.

Luis A. Villao Q.

A mis queridos padres:

Sr. Luis Villao Quirumbay

Sra. Sara Quezada de Villao

Por sus innumerables sacrificios
por darme una profesión



BIBLIOTECA

Cariñosamente a mis hermanos:

Bertha

Norma

Freddy

Jenny

Con profundo agradecimiento a la
Escuela Superior Politécnica del Litoral

Al personal técnico del Departamento de
Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo
particularmente al Sr. Ing. Gaelo de la Fuente G.



BIBLIOTECA

A mis maestros y compañeros de
generación

A todos mis familiares y amigos

CONTENIDO



BIBLIOTECA

	Página
I RESUMEN.....	1
II INTRODUCCION.....	3
III DESARROLLO.....	6
1.- VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.....	6
A) Métodos Directos o Volumétricos.....	6
a1) Método de Cimas y Bases.....	8
a2) Método de Isopacas.....	9
a3) Método de Isohidrocarburos.....	11
Diagrama de Bloques para el cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos por el Método de Isohidrocarburos.	13
B) Método Indirecto o de Balance de Materias.....	16
b1) Derivación de la Ecuación de Balance de Materias para Yacimientos Dajosaturados sin Entrada de Agua..	16
b2) La Ecuación de Balance de Materias como una Ecuación de Línea Recta.....	22
Datos del Yacimiento y de los Fluidos y para la Operación del Programa.....	25
Procedimiento de Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos.....	28
Diagrama de Bloques para el Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos.....	30
2.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO.....	34
Comportamiento primario arriba de la presión de saturación	36
Comportamiento primario abajo de la presión de saturación.	37
Deducción de la Ecuación de Muskat.....	38

	Página
Efectos de Interferencia entre pozos.....	46
Datos del yacimiento y secundarios para la operación del programa.....	50
Procedimiento de Cálculo.....	52
Diagrama de Bloques para el cálculo de la predicción del comportamiento primario arriba y abajo de la presión de saturación (empuje por gas disuelto).....	57
 IV APLICACION DE LOS PROCEDIMIENTOS UTILIZANDO PROGRAMAS MECANIZADOS DE COMPUTADORAS.....	 60
1.- VOLUMEN ORIGINAL.....	60
A) Método de Isohidrocarburos.....	60
Diagrama de flujo para el cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos por el método de Isohidrocarburos.....	63
B) Método de Balance de Materias.....	64
Diagrama de flujo para el cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos por el método de Balance de Materias como una línea recta, para yacimientos arriba de la presión de saturación sin entrada de agua.....	69
2.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO.....	70
Análisis de resultados de la predicción del comportamiento primario.....	76
Diagrama de flujo para el cálculo de la predicción del comportamiento primario de yacimientos arriba de la presión de saturación o con empuje por gas disuelto.....	78
 V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	 80
 VI BIBLIOGRAFIA.....	 84
 VII NOMENCLATURA.....	 85
 VIII TABLAS Y GRAFICAS.....	



BIBLIOTECA



BIBLIOTECA

I R E S U M E N

Se utilizó un procedimiento general de cálculo mecanizado, para determinar el volumen original de hidrocarburos en yacimientos arriba de la presión de saturación sin entrada de agua, y su comportamiento primario.

Para la aplicación de todos los procedimientos que se exponen en el presente trabajo, se utilizó información de un yacimiento real, que consiste de una caliza y cuyo nombre, para efectos de referencia en este trabajo, es Amazonas 1.

Para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, se empleó el método de isohidrocarburos, así como la ecuación desarrollada por M. F. Hawkins², en la cual D. Havlena y A. S. Odeh⁷ mediante su método propuesto, agrupa convenientemente los términos de dicha ecuación, a fin de hacerla representativa a una línea recta, que se analiza, para determinar el volumen original del yacimiento antes mencionado.

Para la predicción, además de la ecuación desarrollada por M. F. Hawkins, para yacimientos que están sujetos a empuje por expansión de los fluidos y la roca almacenante, se empleo el método propuesto por M. Muskat⁹ para cuando el yacimiento se encuentra sujeto a empuje de gas disuelto liberado.

El cálculo del volumen original de hidrocarburos del yacimiento Amazonas 1, por el método de isohidrocarburos arrojó un resultado de 202 264 460 barriles a condiciones de yacimiento.

Por el método de balance de materias arreglado en una forma de línea recta, dió el siguiente resultado: 202 807 572 barriles a condiciones de yacimiento.

Los resultados dados por la computadora en la predicción del comportamiento primario del yacimiento Amazonas 1, aparecen en las Tablas Nos. 5-6-7-8, y están representados gráficamente en las Figs. Nos. 12-13-14-15.

Todos los cálculos resultan muy laboriosos con el empleo de máquinas de calcular comunes, con los cuales se emplean tiempos considerables, y los que se ahorrarían completamente, si los cálculos se realizan con calculadoras electrónicas.

La automatización del cálculo se logró mediante el uso de una computadora digital IBM-1130 con graficador adjunto, y los diagramas de flujo correspondientes se presentan en este trabajo, para ver de una manera más objetiva la aplicación de los procedimientos.



BIBLIOTECA



BIBLIOTECA

II INTRODUCCION

Dentro de la Ingeniería Petrolera, ha surgido como una rama altamente técnica y perfectamente definida la Ingeniería de Yacimientos, constituyendo los yacimientos de hidrocarburos la parte medular de la Industria Petrolera, y es en donde se deben enfocar los estudios para una buena explotación.

La importancia de una buena determinación del volumen de aceite almacenado en un yacimiento, estriba en que tal volumen es la base para una correcta evaluación de las reservas y predicción confiables de su comportamiento, ya sea primario como secundario. Hasta la presente, se han desarrollado muchos métodos para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, así como para la predicción de su comportamiento, con los que se esta en condiciones de diseñar el equipo necesario para una adecuada explotación.

Existen, básicamente, dos procedimientos para evaluar el volumen original de hidrocarburos contenidos en un yacimiento; uno consiste en una evaluación directa, para cuyo fin utiliza datos obtenidos de la perforación, terminación de pozos, informaciones de los registros geofísicos, pruebas de formación y muestras de rocas; y el otro, es un procedimiento indirecto, en el que intervienen datos relativos a las características del yacimiento, propiedades de los fluidos que contiene, historia de explotación del

yacimiento y datos para la operación del programa, en combinación con la ecuación de balance de materias.

Es práctica usual, utilizar ambos procedimientos simultáneamente, a fin de establecer un valor confiable del volumen de hidrocarburos, en vista de que ambos métodos están sujetos a errores, tanto de interpretación como de medición.

Para la predicción intervienen datos relativos a los fluidos del yacimiento y datos secundarios para el funcionamiento del programa de cálculo. La técnica consiste en relacionar los tiempos de explotación con los volúmenes de hidrocarburos producidos arriba y abajo de la presión de saturación. El objetivo de este trabajo, es el de dar a conocer las técnicas más adecuadas y precisas sobre el estudio de los yacimientos, mientras este se encuentra sujeto a su mecanismo natural de empuje, y es perfectamente aplicable a cualquier yacimiento del tipo de empuje citado del Ecuador.

Siendo actualmente el Ecuador, un país poseedor de una gran riqueza en el subsuelo, y al cual no se le ha hecho todavía un estudio definido de sus reservas, el presente trabajo se elaboró con el fin de conocer no solamente el contenido original de aceite de cualquier yacimiento con bastante seguridad, sino de estimar cuánto de ese volumen se espera recuperar; y a esto se le conoce como Reservas, siendo su importancia tal, que constituye la base de las inversiones en dicho yacimiento o en otra forma el sostén de las finanzas, y el de seleccionar el procedimiento más adecuado de explotación para obtener el máximo aprovechamiento de los hidrocarburos almacenados.

Además, para hacer un cálculo del volumen original de hidrocarburos de los yacimientos Ecuatorianos de acuerdo con la ecuación de Balance de Materias, una vez que se haya iniciado el período de explotación de los yacimientos, no es necesario esperar varios años cuando los pozos produzcan por el mecanismo de empuje por gas disuelto, si este es el caso, en virtud de que el presente trabajo da la pauta para hacer la evaluación más exacta de las Reservas Petrolíferas en el Oriente Ecuatoriano, después de un corto tiempo, con datos de producción de pozos de los yacimientos en la etapa -
arriba de la presión de saturación.



BIBLIOTECA



III BIBLIOTECA DE S A R R O L L O

1.- VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

A) Métodos Directos o Volumétricos.

Una de las funciones más importantes del Ingeniero de Yacimientos es el cálculo del volumen original de hidrocarburos de los nuevos yacimientos, porque está íntimamente ligado con la determinación de sus reservas, - las cuales son obtenidas aplicando a este volumen original, el factor de recuperación correspondiente. Asimismo, el conocimiento del contenido inicial de hidrocarburos de un yacimiento en la forma más exacta posible, elimina una de las incógnitas que entran en las ecuaciones utilizadas para calcular las recuperaciones primarias.

El volumen original de hidrocarburos se calcula bien sea por métodos directos o volumétricos o por balance de materias, llamados también métodos indirectos.

Los métodos volumétricos conocidos aportan diferentes valores, debido a las condiciones en que se toman cada uno de los datos necesarios para el cálculo, y todos ellos están basados en la geología superficial, informaciones obtenidas de perforaciones y registros eléctricos de pozos, así

como también del análisis de núcleos, en donde se determinan algunas características de la estructura del yacimiento y de los fluidos que contienen, como la porosidad, saturación de agua, y finalmente, los análisis de los fluidos en donde se determinan sus relaciones Presión-Volumen-Temperatura (PVT).

En cada uno de los métodos volumétricos se usa la fórmula,

$$VH_{cs} = 0.1781 AH \phi (1 - S_w) \quad (A-1)$$

que nos da un valor aproximado del volumen original de hidrocarburos en el lugar, y en la que:

- VH_{cs} = Volumen original de hidrocarburos a las condiciones de yacimiento, en bls.
- AH = Volumen bruto de roca, en ft^3 .
- ϕ = Porosidad media del yacimiento, en fracción.
- S_w = Saturación media de agua intersticial del yacimiento, en fracción.

Los métodos volumétricos mencionados son los siguientes:

- 1.- Método de Cimas y Bases.
- 2.- Método de Isopacas.
- 3.- Método de Isohidrocarburos.

En el presente estudio se hará referencia a estos métodos, y se hará una aplicación del último, por considerarse que sus resultados se aproximan más a los valores reales.

a1) Método de Cimas y Bases:

El objetivo principal de este método es determinar el volumen de roca, dado por $V_R = AH$. Aquí los espesores (H) son considerados desde la cima (límite superior del yacimiento), hasta la base (límite inferior del yacimiento); en este caso se considera el espesor total de la formación, y por lo tanto, se obtendrá un volumen de roca bruta que incluye los espesores densos que no tienen posibilidades de acumulación de hidrocarburos.

El cálculo del volumen de roca se efectúa a partir de los planos de cimas y bases. El plano de cimas proporciona la geometría de la trampa, así como la extensión de la roca almacenante, y su elaboración se logra mediante la interpretación de los registros eléctricos, la construcción de secciones de correlación, y a partir de los datos obtenidos durante la perforación (muestreo) de los pozos.

El proceso de elaboración del plano de cimas, consiste en señalar en un plano de localizaciones de los pozos, el valor de la profundidad de la cima en cada uno de ellos, medida que se refiere a un plano de nivel dado, configurándose posteriormente las líneas que unen puntos de igual profundidad. El mismo procedimiento se utiliza para hacer el plano de bases, considerándose como base, generalmente, la superficie formada por el contacto agua-aceite. Una vez elaborados los planos de cimas y bases, se determina el área que encierra cada una de las curvas de igual profundidad, por medio de un planímetro o cualquier otro método para determinación de áreas, y con estos valores se construye la gráfica de área contra profundidad, como

la presentada en la Fig. No. 1.

El área comprendida dentro de las dos curvas resultantes, representa el volumen de roca total del yacimiento. El volumen original de hidrocarburos se obtiene aplicando la ecuación (A-1) y los factores de conversión de escalas correspondientes.

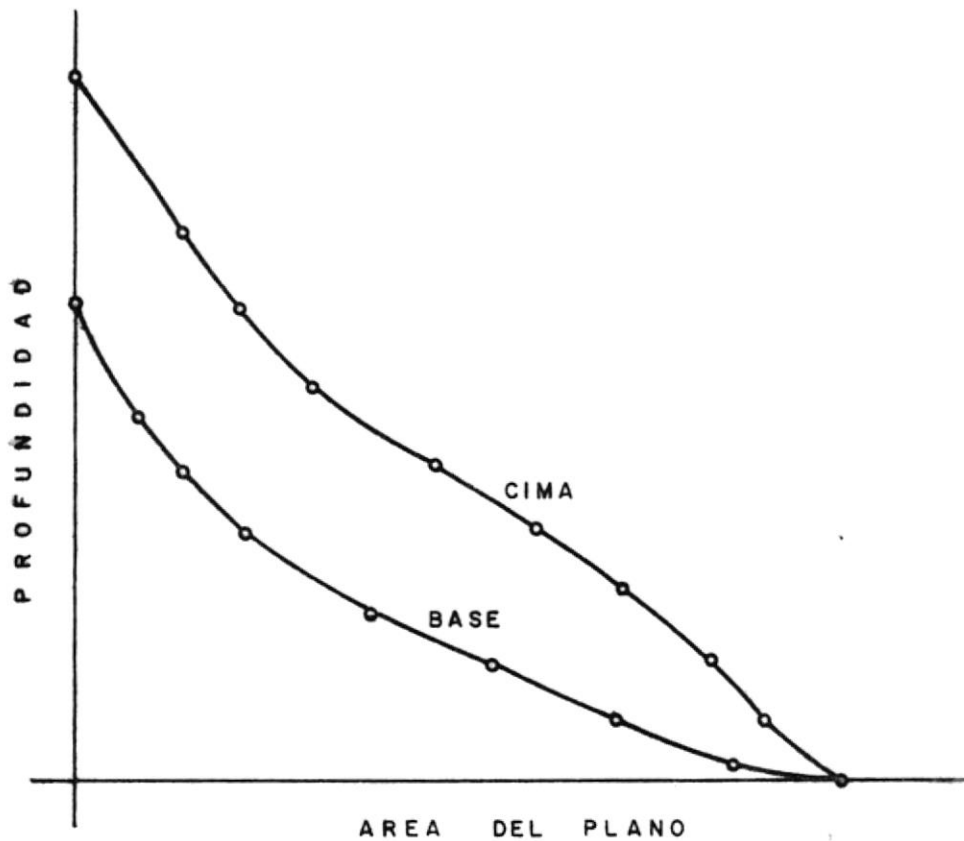


FIG. No. 1

2) Método de Isopacas:

Para calcular el volumen de roca en este método, a diferencia del anterior, los espesores considerados son las franjas productivas que se

encuentran desde la cima hasta la base de la formación, es decir, son espesores netos productivos. En su elaboración, fundamentalmente, se utiliza información del microregistro y del registro de calibración del diámetro del agujero, para definir los intervalos porosos-permeables y distinguirlos de los densos. Enseguida se configura un plano en el que constarán los pozos, cada uno con un valor de espesor neto total, y se trazan curvas que unan puntos de igual espesor, los que van a constituir las líneas isopacas del yacimiento. Una vez que se cuenta con el plano de isopacas, se procede a determinar el área de cada una de las isopacas. Con los valores así obtenidos se construye la gráfica de isopacas vs. área, como la presentada en la Fig. No. 2, de la que se determina el área bajo la curva, que representa el volumen bruto de roca (impregnado de aceite) V_R .

Utilizando la ecuación (A-1) y los factores de conversión de escalas correspondientes se obtiene el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento.



FIG. No. 2

a3) Método de Isohidrocarburos:

El cálculo del volumen original de hidrocarburos por el método de isohidrocarburos es el más objetivo, por ser precisamente en donde se consideran las variaciones en la saturación de los fluidos y porosidad tanto horizontal como verticalmente. Este método implica el uso del índice de hidrocarburos, que se define como "el volumen de hidrocarburos asociado a la unidad de área", y se expresa matemáticamente en la siguiente forma:

$$I_h = H \phi (1 - S_w) = \frac{F_1^3 \text{ hidrocarburos}}{F_1^2 \text{ roca}}$$

En donde:

I_h = Índice de hidrocarburos .

ϕ = Porosidad del intervalo analizado .

$1 - S_w$ = Saturación de aceite en el intervalo .

H = Espesor analizado.

Para cada pozo se obtiene el índice de hidrocarburos, el cual será la suma de todos los índices obtenidos de cada intervalo poroso. El índice de hidrocarburos representativo de cada unidad de área se obtiene, con la elaboración del plano de isohidrocarburos y consiste en lo siguiente: en un plano de localizaciones del campo en estudio, se vacían los valores de índice de hidrocarburos correspondientes a cada pozo, configurando curvas de igual índice de hidrocarburos (isoíndices) hasta cubrir toda el área, que se limitará con la curva cuyo valor del índice sea cero. Una vez elaborado el plano de isohidrocarburos se determinará el área comprendida dentro

de cada curva de isoíndice de hidrocarburos. Con los datos obtenidos se construye la gráfica de isoíndice de hidrocarburos contra áreas, como la presentada en la Fig. No. 3. El área bajo esta curva representa el volumen de hidrocarburos. Finalmente, con el valor obtenido multiplicado por el factor de conversión de escalas y de unidades se obtiene el volumen original de hidrocarburos.

Para poder confiar en los resultados determinados por el método de isopacas y el de isohidrocarburos, conviene comparar los valores finales de ambos métodos y si entre ellos existe una discrepancia mayor de 10%, quiere decir que alguno de los dos está mal elaborado.

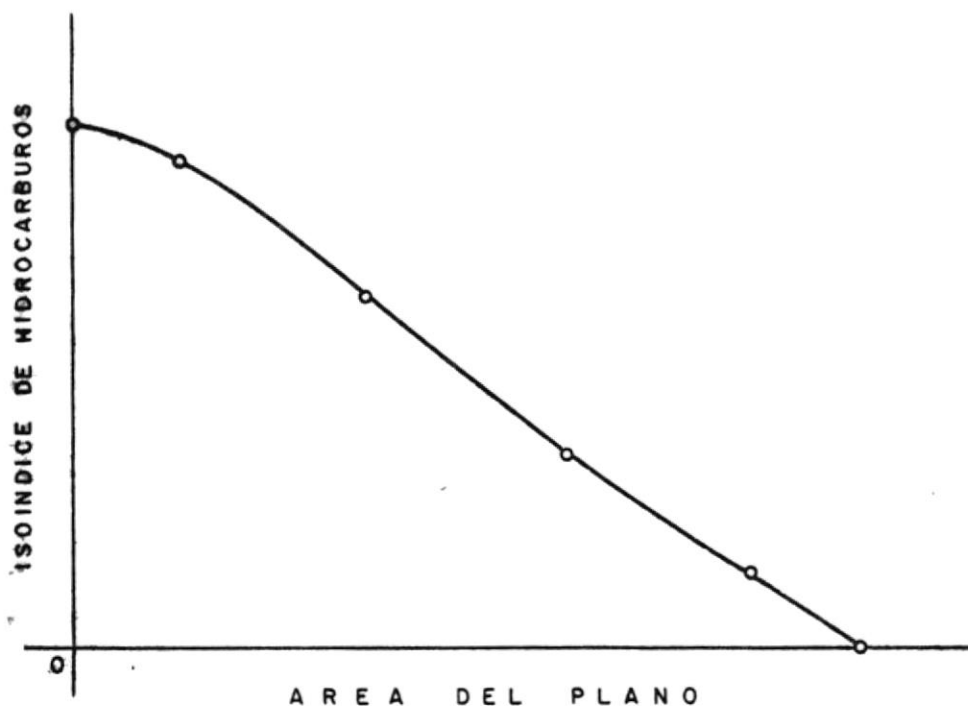
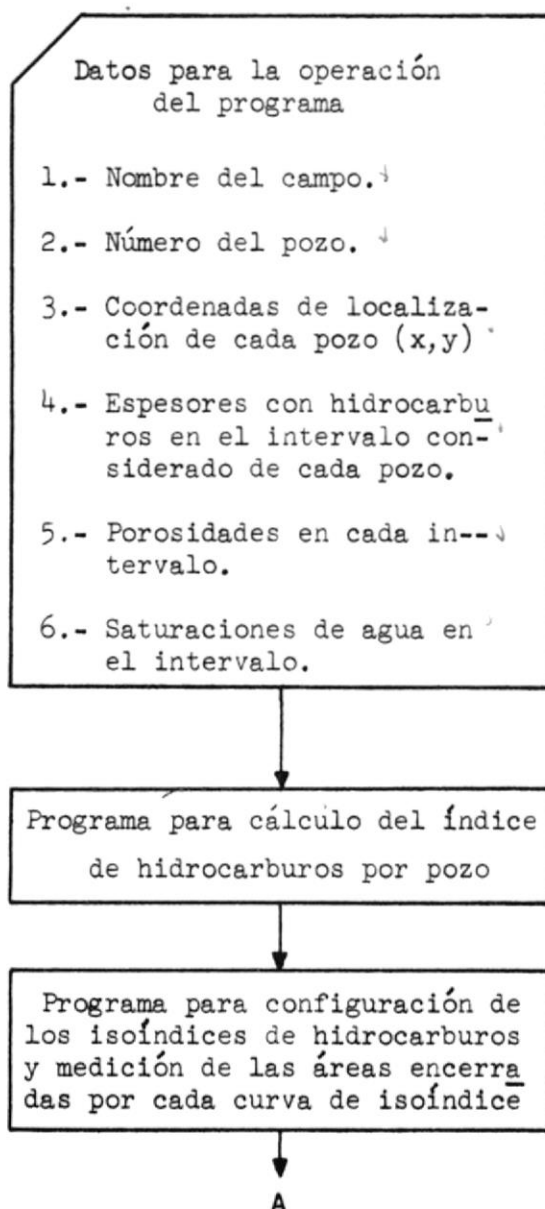


FIG. No. 3

Como se mencionó anteriormente, en el presente trabajo se usará el método de isohidrocarburos, el cual para facilitar los cálculos se empleará un programa mecanizado,¹³ cuyo procedimiento está indicado en el siguiente diagrama de bloques:

INSTRUCTIVO PARA EMPLEAR EL METODO DE ISOHIDROCARBUROS EN EL
CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE COMPUTADORAS



A
↓

Obtención del volumen original de hidrocarburos y del plano de isoíndices de hidrocarburos

OBSERVACIONES:

√ 1.- El total de pozos debe ordenarse por números sucesivamente crecientes.

√ 2.- Aquellos datos con parte decimal, como son las coordenadas (x, y), deberán cerrarse a un número entero.

3.- El programa de configuración y medición de áreas encerradas por cada curva, puede emplearse para trabajar con otros parámetros o variables que sean de interés, por ejemplo: combinar las coordenadas de cada pozo (x, y) con el valor de cima, cima porosa, base, etc. y obtener con ellas planos de configuración. En este caso el valor de tales variables debe aportarse en forma entera, si es que tienen parte decimal.

4.- Para que se tenga una mejor aproximación en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, así como en la forma del yacimiento, deben proporcionarse datos de puntos localizados sobre los límites de éste, los cuales a pesar de no ser pozos se considera tienen valor de espesor, saturation y porosidad igual a cero. El número de cada uno de estos puntos sintéticos con que se les indentificará, deberá ser de un orden tal que permita hacer la distinción de aquellos pozos reales con estos últimos. En el presente estudio estos puntos tienen asignado un valor de 500 en adelante. La

cantidad de estos puntos dependerá del contorno del yacimiento, pero sí ha **de procurarse** que sea suficiente.

5.- Se indicará el rango de las coordenadas (x, y) **máxima y mínima,** **junto** con la escala de dibujo deseada.



BIBLIOTECA

B). Método Indirecto o de Balance de Materias.

bl) Derivación de la Ecuación de Balance de Materias para Yacimientos Bajosaturados y sin Entrada de Agua:

Una de las primeras formas de esta ecuación consideraba solamente la compresibilidad del aceite. Más tarde H.N. Hall¹ demostró que la compresibilidad natural de la roca de formación es un factor muy importante arriba de la presión de saturación, y presentó una nueva ecuación, la cual incluye un factor de compresibilidad de la formación; finalmente M.F. Hawkins² derivó una ecuación donde incluye también los efectos de la compresibilidad de agua congénita e intersticial.

La compresibilidad o coeficiente de elasticidad de un cuerpo, se define como el cambio en el volumen por cada unidad de volumen, debido a una caída o cambio unitario de presión. La compresibilidad se expresa matemáticamente en la siguiente forma:

$$c = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (b1-1)$$

La compresibilidad promedio puede obtenerse expresando la ecuación (b1-1) en forma de diferencias finitas, en la que es frecuente relacionar el cambio de volumen dV con un volumen inicial V1 y uno final V2, y lo mismo con la P:

$$c = - \frac{1}{V} \frac{(V1 - V2)}{(P1 - P2)} \quad (b1-2)$$

El volumen de referencia V en la ecuación (b1-2), puede ser V1 ó V2, o bien un promedio entre los dos, generalmente se usa el volumen a la

presión mayor o sea el de menor volumen. Por lo tanto, reemplazando en la ecuación (b1-2) los siguientes valores:

$$\begin{aligned} V_1 &= B_{oi} \quad \checkmark \quad (\text{volumen}) & P_1 &= P_i \quad \checkmark \\ V_2 &= B_o \quad \checkmark & P_2 &= P \quad \checkmark \\ V &= B_{oi} \quad \checkmark \end{aligned}$$

La ecuación anterior resulta:

$$C_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}(P_i - P)} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \Delta P} \quad (b1-3)$$

Cuando la presión promedio del yacimiento declina de un valor inicial P_i a cualquier presión menor P , en un yacimiento petrolífero que produce por encima de la presión del punto de burbujeo (P_b), el volumen poroso inicial (V_{pi}) disminuye a un valor (V_p), debido a la compresibilidad de la roca (C_f), esto es, cuando se reduce la presión interna del fluido en los poros de una roca de yacimiento sometida a una presión constante de sobrecarga de los sedimentos, el volumen total de la roca disminuye, mientras que el volumen del material sólido de la roca aumenta. Estos dos cambios volumétricos tienden a reducir ligeramente la porosidad de la roca, en el orden de medio por ciento por un cambio de presión interna del fluido de 1000 psi².

Cuando la caída de presión es $\Delta P = (P_i - P)$, el volumen poroso a la presión P es:

$$V_p = V_{pi}(1 - C_f \Delta P) \quad (b1-4)$$

La compresibilidad de la formación se expresa en términos del cambio del volumen poroso por unidad de volumen poroso por psi. ✓

A medida que la presión disminuye, el volumen de agua congénita dentro de la formación se expande desde un volumen original $V_{wi} = S_w V_{pi}$, a un nuevo valor V_w .

Entonces:

$$V_w = S_w V_{pi}(1 + C_w \Delta P) \quad (b1-5)$$

Si durante el intervalo $(P_i - P)$ se producen W_p barriles de agua a condiciones normales con un factor volumétrico B_w , la ecuación anterior se transforma en:

$$V_w = S_w V_{pi}(1 + C_w \Delta P) - B_w W_p \quad (b1-6)$$

La diferencia entre los volúmenes de poro y agua $(V_p - V_w)$ es el volumen del aceite, que permanece en el yacimiento a la presión P y puede ser igualado al volumen de aceite remanente:

$$(N - N_p) B_o = V_p - V_w \quad (b1-7)$$

Reemplazando en la ecuación (b1-7) las ecuaciones (b1-4) y (b1-6) nos queda:

$$(N - N_p) B_o = V_{pi}(1 - C_f \Delta P) - S_w V_{pi}(1 + C_w \Delta P) + B_w W_p \quad (b1-8)$$

pero como el volumen poroso inicial: $V_{pi} = \frac{N B_{oi}}{(1 - S_w)}$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación (b1-8):

$$(N - N_p) B_o = \frac{N B_{oi}}{(1 - S_w)} (1 - C_f \Delta P) - S_w \frac{N B_{oi}}{(1 - S_w)} (1 + C_w \Delta P) + B_w W_p \quad (b1-9)$$

Dividiendo (b1-9) entre B_{oi} y pasando a la izquierda los términos de N:

$$N \frac{B_o}{B_{oi}} - N \frac{(1 - C_f \Delta P)}{(1 - S_w)} + N \frac{S_w (1 + C_w \Delta P)}{(1 - S_w)} = N_p \frac{B_o}{B_{oi}} + W_p \frac{B_w}{B_{oi}} \quad (b1-10)$$

Según la ecuación (b1-3), $C_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \Delta P} = \frac{B_o}{B_{oi} \Delta P} - \frac{1}{\Delta P}$, de donde:

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = \Delta P \left(C_o + \frac{1}{\Delta P} \right) = (1 + C_o \Delta P) \quad , \text{ sustituyendo esta expresión -}$$

sólo en el primer término de la ecuación (b1-10):

$$N \left[(1 + C_o \Delta P) - \frac{(1 - C_f \Delta P)}{(1 - S_w)} + S_w \frac{(1 + C_w \Delta P)}{(1 - S_w)} \right] = N_p \frac{B_o}{B_{oi}} + W_p \frac{B_w}{B_{oi}} \quad (b1-11)$$

Expresando la ecuación anterior en función de las compresibilidades del aceite, agua y formación, el coeficiente de N dentro del paréntesis rectangular quedará:

$$\left[\frac{(1 - S_w)(1 + C_o \Delta P) - (1 - C_f \Delta P) + S_w(1 + C_w \Delta P)}{(1 - S_w)} \right] = \frac{C_o \Delta P - S_w C_o \Delta P + C_f \Delta P + S_w C_w \Delta P}{(1 - S_w)} =$$

$$\Delta P \left[\frac{C_o(1 - S_w) + S_w C_w + C_f}{(1 - S_w)} \right] = \frac{(S_o C_o + S_w C_w + C_f)}{S_o} \Delta P$$

El coeficiente de ΔP se denomina compresibilidad efectiva del fluido y se le conoce como, $C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o}$ (b1-12)

Por lo tanto, la ecuación (bl-11) quedará:

$$N C_e \Delta P = N_p \frac{B_o}{B_{oi}} + W_p \frac{B_w}{B_{oi}} \quad \text{de donde:}$$

$$N B_{oi} C_e \Delta P = N_p B_o + W_p B_w \quad (bl-13)$$

Que es la ecuación de Balance de Materias para yacimientos de aceite arriba de la presión de saturación y sin entrada de agua. En muchas ocasiones el término $W_p B_w$ se elimina de la ecuación (bl-13)

Los valores de saturación de fluidos que intervienen en la fórmula de compresibilidad efectiva se pueden obtener, mediante análisis de los registros eléctricos o pruebas de laboratorio, y los datos de compresibilidad pueden determinarse en el laboratorio o valuarse por medio de correlaciones que para el efecto existen a través de publicaciones de varios autores^{1,3,4,5}.

La compresibilidad del aceite (c_o) se obtiene a partir de:

$$c_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi}(P_i - P)}$$

cuyos datos pueden obtenerse a partir de análisis P-V-T de muestra de fondo.

La compresibilidad de la formación (C_f) se determina por medio de la correlación obtenida por H.N. Hall¹, que relaciona las compresibilidades efectivas de la formación con la porosidad.

El cálculo de la compresibilidad del agua intersticial (c_w) puede hacerse utilizando las correlaciones publicadas por Dodson y Standing³, las

ecuaciones empíricas propuestas por Park J. Jones⁴ ó las correlaciones que determinaron Long y Chierici⁵, para el caso de agua con alta concentración de sales.

Dodson y Standing 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 (aproximadamente 30 000 ppm). Park J. Jones obtuvo unas 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.

Las ecuaciones empíricas de Park Jones son las siguientes:

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{xy}{10000} \right) \quad (a)$$

$$C_w = C_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw}) \quad (b)$$

En donde:

R_{sw} = Solubilidad del gas natural en el agua de la formación, ft³/bls.

R_{swp} = Solubilidad del gas natural en el agua pura, ft³/bls.

x = Factor de corrección por salinidad.

y = Salinidad del agua, ppm.

C_{wp} = Compresibilidad del agua pura, $\frac{\text{Vol/Vol}}{\text{psi}}$.

C_w = Compresibilidad del agua de la formación, $\frac{\text{Vol/Vol}}{\text{psi}}$.

La ecuación (a) solamente es válida para valores de $\frac{x y}{10\ 000} < 1$, por lo que no puede aplicarse para muy altas salinidades.

Long y Chierici estudiaron este problema para altas concentraciones de sales (100 000 a 300 000 ppm), y presentan un método basado en sus determinaciones y en las ecuaciones propuestas por Park J. Jones.

Los métodos de cálculo que presentan los autores citados están expuestos en el Apéndice I del trabajo del Ing. Benito Terán de la Garza⁶, el cual, además, presenta un procedimiento automatizado para determinar por medio de una computadora digital, la compresibilidad efectiva de los fluidos, y el cual será aplicado en el presente estudio.

Este método que se elaboró como un subprograma para procesarlo por medio de una computadora electrónica está basado en la interpolación de valores dados en las correlaciones publicadas por los autores antes mencionados, y elimina totalmente el uso de gráficas elaboradas de tal manera que su rango de aplicación cubre todos los valores de salinidad existentes comúnmente en el agua de las formaciones, para presiones que varían entre 711 psi (50 Kg/cm²) y 8 532 psi (600 Kg/cm²), y de 104°F (40°C) a 248°F (120°C).

b2) La Ecuación de Balance de Materias como una Ecuación de Línea Recta:

La ecuación de Balance de Materias para yacimientos arriba de la presión de saturación y sin entrada de agua es como se dedujo anteriormente:

$$N B o i C e \Delta P = N p B o + W p B w$$

D. Havlena y A.S. Odeh⁷ transformaron la ecuación anterior en una línea recta, para determinar de una manera gráfica el volumen original de hidrocarburos (N). El agrupamiento de variables, en la forma que señala el método, se reduce a una simple transferencia de los miembros de la ecuación anterior:

$$N_p B_o + W_p B_w = N B_{oi} C_e \Delta P$$

Esta expresión corresponde a la ecuación de una línea recta, de la forma $y = mx$ que pasa por el origen y cuya pendiente es N. Las coordenadas de los puntos que conforman esta recta, están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$X_j = B_{oi} C_{ej} \Delta P_j \quad (b2-1)$$

$$Y_j = N p_j B_{oj} + W p_j B_w \quad (b2-2)$$

En donde:

$$\Delta P = P_i - P_j, \text{ y } C_{ej} \text{ está dado por la ecuación (b1-12).}$$

Por consiguiente, graficando y_j contra x_j , para cada período de la historia de explotación, se obtendrá la gráfica de una recta cuya pendiente será el volumen original de aceite (N). La Figura No. 4 muestra gráficamente lo antes expuesto.

La tendencia de los puntos aplicando las ecuaciones (b2-1) y (b2-2), será aproximadamente la de una línea recta y que pasa por el origen, cuando los datos relativos a la historia de explotación sean correctos y el

mecanismo de explotación del yacimiento corresponda al procedimiento de cálculo.

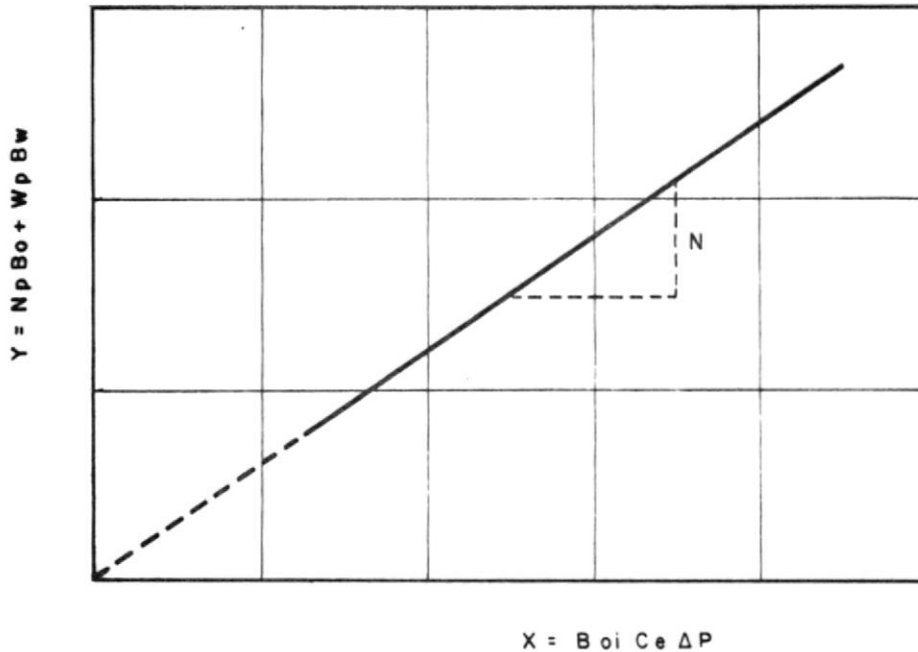


FIG. No. 4

En los casos reales siempre se observa una dispersión exagerada de los puntos iniciales; en la interpretación de las gráficas tales puntos no deben tomarse en cuenta, debido a que las perturbaciones en la presión creadas por la producción, y cuya transmisión depende de las características de difusión del yacimiento, no logran viajar a través de todo éste en forma instantánea; el yacimiento, por tanto, no refleja con fidelidad, al principio de su explotación, la relación entre las extracciones de fluidos y las caídas de presión.

Para eliminar el inconveniente de analizar gráficamente las curvas, como lo proponen los autores del método, se puede recurrir a un procedimiento, que aprovecha la rapidez y capacidad de una computadora electrónica digital, en la que se logra la automatización de los cálculos que involucra este procedimiento⁸.

En el desarrollo de tal procedimiento, como auxiliar se utilizó el método de mínimos cuadrados para el ajuste de ecuaciones de una línea recta. Este método está expuesto en el Apéndice II del trabajo del Ing. Gaelo de la Fuente García⁸.

Para aplicar el programa de cálculo del volumen original de aceite, se necesitan ciertos datos que a continuación se mencionan, los que corresponden a las características del yacimiento y sus fluidos, a la historia de explotación y a los datos para la operación del programa.

Datos del Yacimiento y de los Fluidos y para la Operación del Programa

a) $P_1, P_2, P_3, P_4, \dots, P_j$, presiones correspondientes al final de cada uno de los períodos de tiempo (\bar{t}), obtenidos de la historia de presión (psi), para cuyo fin 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) N_{p1} , N_{p2} , N_{p3} , N_{p4} , N_{pj} , producciones acumulativas de aceite al final de cada uno de los períodos de tiempo (\bar{t}), obtenidos de la historia de producción (BSTO).

c) p_i , presión inicial del yacimiento (psi).

d) y , salinidad del agua de la formación (ppm).

e) ϕ , porosidad media de la formación (fracción).

f) T_f , temperatura media de la formación ($^{\circ}F$).

g) C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_n , constantes del polinomio ajustado a la curva de factor de volumen de aceite (B_o) contra presión (p)

h) C_e , compresibilidad efectiva de la formación.

i) NUPER, variable que representa el número de períodos de tiempo que constituyen la historia de explotación del yacimiento.

j) TOL, tolerancia que rige el grado de ajuste de la ecuación en una línea recta.

k) LE, variable de control que representa el grado de la ecuación de la función $B_o = f(p)$, más uno.

l) ICONT, variable de control del programa. Cuando es igual a cero, acepta como dato la compresibilidad efectiva a las condiciones medias del yacimiento; si es diferente de cero, acepta datos de temperatura, porosidad y salinidad para efectuar el cálculo de la compresibilidad efectiva para cada período.

m) NH, variable que representa el número de historias de presión disponibles.

A continuación se hará un listado de las ecuaciones que se emplean para la determinación del volumen original de hidrocarburos, en los - -

programas mecanizados de la computadora electrónica digital IBM 1130:

$$1.- \quad Y = N_p B_o + W_p B_w \quad (b2-2)$$

$$2.- \quad X = \cdot B_o I C_e \Delta P \quad (b2-1)$$

$$3.- \quad C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{S_o}$$

$$\text{Donde: } C_f = 10^{-6} (19805561 \phi^8 - 23221380 \phi^7 + 11608437 \phi^6 - 3272017.1 \phi^5 + \\ + 584647.89 \phi^4 - 71117.766 \phi^3 + 6095.3413 \phi^2 - 356.96238 \phi + 15.521437)$$

Esta expresión se obtuvo ajustando una ecuación de la forma de un polinomio de 8o. grado a la curva presentada en la Figura No. 2 de la referencia 1, para calcular analíticamente la compresibilidad efectiva de la formación como una función de la porosidad.

$$C_o = \frac{2(B_{o2} - B_{o1})}{(B_{o2} + B_{o1})(P_1 - P_2)}$$

Que es una variación de la ecuación (b1-2), en la que el valor de V es un promedio entre 2 volúmenes V_1 y V_2 y se obtiene reemplazando los siguientes valores:

$$V_1 = B_{o1} \quad , \quad V_2 = B_{o2} \quad , \quad V = \frac{(B_{o2} + B_{o1})}{2}$$

$$C_w = C_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw})$$

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{xy}{10000} \right)$$

$$4.- \quad N = \frac{\sum_{j=1}^n Y_j}{\sum_{j=1}^n X_j} \quad \text{Pendiente de la recta} \quad (b2-3)$$

$$5.- \quad s = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (Y_{rj} - Y_{cj})^2}{n}} \quad \text{Desviación estándar (b2-4)}$$

El desarrollo de las ecuaciones (b2-3) y (b2-4) se presenta en el Apéndice II de la referencia 8.

Procedimiento de Cálculo

A partir de los datos mencionados anteriormente, se pueden efectuar los cálculos de acuerdo con la siguiente secuencia, que para su comprensión de una manera más objetiva, se presentará un diagrama de bloques posteriormente.

- 1.- Se calcula el factor de volumen del aceite a condiciones iniciales (B_{oi}), a partir de la mejor ecuación ajustada a la curva de B_o vs. P .
- 2.- Se calculan las coordenadas de los puntos correspondientes a cada uno de los períodos (\bar{T}), a partir de las ecuaciones (b2-1) y (b2-2).
- 3.- Por el método de mínimos cuadrados, se ajusta la ecuación de una línea recta que pasa por el origen, iniciando el ajuste con el último punto determinado en el paso 2, correspondiente al último período.
- 4.- Se ajusta nuevamente una ecuación, tomando ahora en este caso, el penúltimo punto de los calculados en el paso 2.
- 5.- Se determina la desviación estándar de la recta ajustada (S)

6.- Se compara esta desviación con una tolerancia prefijada; si ésta es mayor que la tolerancia, el último punto es desechado y la ecuación correcta es la anterior y si es menor o igual que la tolerancia se toma un punto más y se repiten los pasos 4, 5 y 6.

7.- A la mejor ecuación de recta ajustada se le determina la pendiente (N).

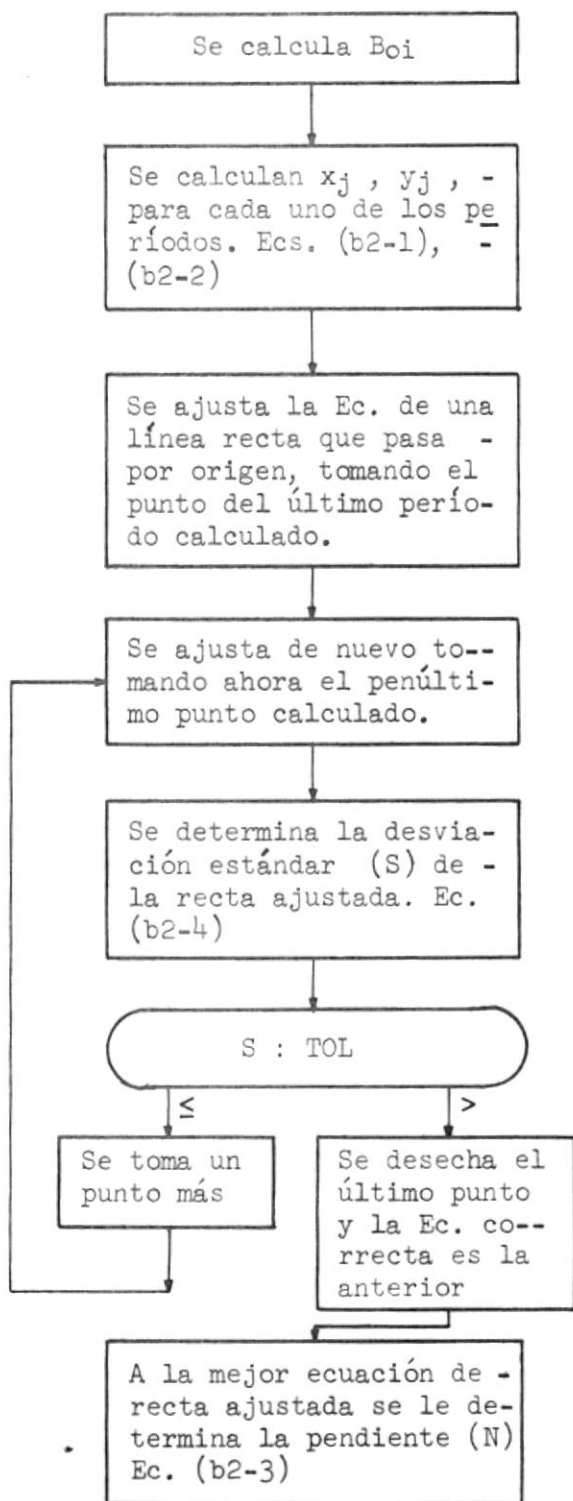
8.- Cuando existe incertidumbre en la historia de presiones del yacimiento, pueden utilizarse varias historias disponibles, considerando como puntos confiables, aquellos que correspondan a cada levantamiento de presiones de fondo. Si este es el caso, se repetirán los pasos anteriores tantas veces como historias de presión se utilicen.

9.- Se analizan los resultados, y estos serán óptimos cuando se hayan ajustado un gran número de puntos con un buen grado de precisión.

Existe un criterio práctico y basado en la experiencia para que un valor tal de tolerancia proporcione un buen ajuste de la ecuación de balance a una línea recta: aprovechando de la flexibilidad del programa en la que se pueden introducir diferentes valores de tolerancia, es recomendable usar en una primera corrida del programa un valor grande de ella, con la que se obtendrá un ajuste de la mayoría o de todos los puntos, pudiéndose entonces observar el rango de desviación permisible, y fijar de esta manera la tolerancia que dará un buen ajuste de la ecuación en la segunda corrida del programa.

Diagrama de Bloques

PARA EL CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS



Existe otro procedimiento desarrollado por Havlena y Odeh, el cual permite determinar simultáneamente el volumen original y la constante de entrada de agua en yacimientos arriba de la presión de saturación afectados por invasión de agua en régimen transitorio. Este procedimiento está expuesto en la referencia 8, y del cual se presenta un breve resumen.

La ecuación de Balance de Materia para este caso es la siguiente:

$$N B_o C_e \Delta P = N_p B_o + W_p B_w - W_i B_w - W_e$$

Efectuando el agrupamiento de variables señalado por el método, se tiene:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w - W_i B_w}{B_o C_e \Delta P} = \frac{W_e}{B_o C_e \Delta P} + N$$

Se ha incorporado el término de inyección de agua ($W_i B_w$), a fin de hacerla válida para la posibilidad de estos casos. En este procedimiento, también se usa como auxiliar el método de mínimos cuadrados para el ajuste de ecuaciones de una línea recta, y el método de L.T. Stanley, el cual está desarrollado en el Apéndice I de la misma referencia 8, donde determinan la entrada de agua en función de tiempos adimensionales:

$$W_e = C \sum \Delta' P \bar{t}^{-\alpha}$$

De donde reemplazando se tiene:

$$\frac{N_p B_o + W_p B_w - W_i B_w}{B_o C_e \Delta P} = C \frac{\sum \Delta' P \bar{t}^{-\alpha}}{B_o C_e \Delta p} + N$$

Expresión que corresponde a la ecuación de una línea recta de la forma $y = mx + b$, y las coordenadas de los puntos que la integran están dadas por:

$$X_j = \frac{\sum_{j=1}^{j=n} \Delta' P_{(n+1-j)} \bar{t}_j^{-\alpha}}{B_o C_e j \Delta P_j}$$

$$Y_j = \frac{Np_j B_{oj} + Wp_j B_w - W_{ij} B_w}{B_{oi} C_{ej} \Delta P_j}$$

La tendencia de los puntos definidos por las coordenadas calculadas corresponderá, a la de una línea recta cuando las suposiciones que se hagan con respecto a la geometría del acuífero y al tipo de flujo sean correctas. La pendiente de esta recta determina 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. No. 5). Los resultados obtenidos de cada una de las suposiciones se grafican, y sobre esta gráfica se realiza un análisis de la validez de las suposiciones. También deberá suponerse o calcularse una historia de presiones tal, que se apegue lo máximo posible al verdadero comportamiento del yacimiento, pues es indispensable contar con datos muy exactos y lo cual, desafortunadamente, no ocurre con frecuencia.

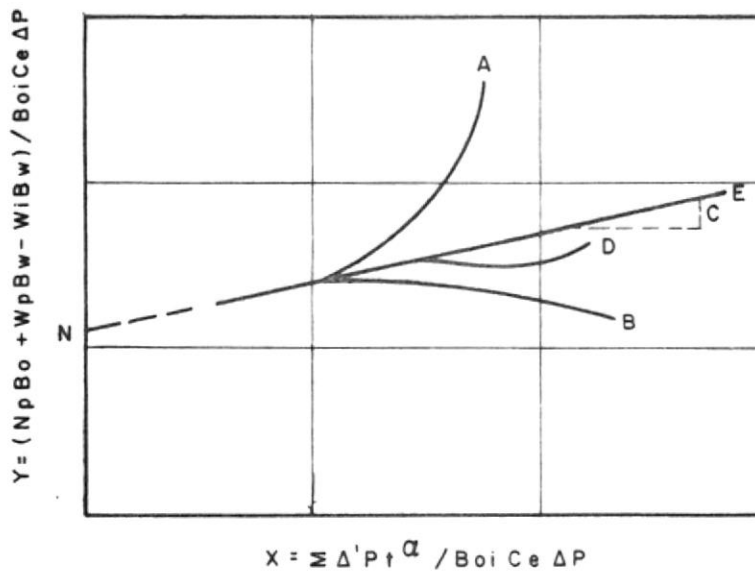


FIG. No. 5

En la Fig. No. 5 se presentan las posibles formas resultantes de las curvas. Las curvas A y B resultan cuando se ha supuesto erróneamente el tamaño del acuífero; el caso A resulta pequeño por lo que debe suponerse un acuífero más grande. En el caso B por el contrario debe suponerse un acuífero más pequeño, todo esto equivale a disminuir o aumentar el número de períodos en que \bar{t}^{α} permanece constante respectivamente. El caso D se tiene cuando se ha supuesto erróneamente el tipo de flujo radial ($\alpha = 0.8$) por lo que debe suponersele lineal ($\alpha = 0.5$). La curva E corresponderá a la solución correcta, en la que su pendiente es la constante C de entrada de agua, y el valor del volumen original de aceite N se obtiene de su ordenada al origen.

De lo anterior se concluye que para la solución del problema, se obtendrán tantas gráficas, por cada historia de presión y tipo de flujo supuestos, como geometrías se asignen al acuífero; una de ellas proporcionará los valores más probables para N y C.



BIBLIOTECA

2.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO

En este estudio se presenta un procedimiento para calcular la pre
dicción del comportamiento primario de yacimientos de aceite, que se encuen
tran arriba de la presión de saturación, sin entrada de agua, en donde la -
producción se debe a la expansión de los fluidos y de la roca almacenadora,
este fenómeno se manifiesta mientras disminuye la presión, debido a la ex--
tracción de fluidos, hasta que esta presión llega a ser la de saturación, -
es decir, a la que aparece la primera burbuja de gas, siendo la compresibi-
lidad del gas muy grande en este punto, y se considera entonces que la pro-
ducción de los fluidos se debe exclusivamente a la expansión de gas disuel-
to, por lo tanto, la expansión del gas a partir del punto de saturación -
comparada con la de los líquidos y la roca almacenadora que los contiene, -
es mucho mayor. Generalmente sólo se considera el efecto de la expansión -
del gas disuelto liberando, despreciándose, por ser relativamente pequeños,
los efectos de expansión de roca, agua y aceite.

Este procedimiento no se aplica en yacimientos producidos con -
empuje de casquete de gas o que tienen una entrada de agua considerable.

En los yacimientos arriba de la presión de saturación es muy -
importante tener en cuenta, la compresibilidad efectiva de los fluidos para
los cálculos de predicción.

Debido a la naturaleza del mecanismo es necesario notar las limi-
taciones que tiene el método empleado, en el cálculo de la predicción del -

comportamiento primario, en la que se toman en consideración las siguientes suposiciones:

1.- Uniformidad en todo el yacimiento en cualquier tiempo, es decir, que la porosidad, saturación de los fluidos y permeabilidades relativas son uniformes.

2.- La presión es uniforme en la zona de aceite y gas, así como la solubilidad del gas en el aceite son iguales en todo el yacimiento.

3.- Las fuerzas de segregación gravitacional son despreciables.

4.- Equilibrio en todo tiempo entre las fases de aceite y gas.

5.- El mecanismo de liberación del gas en el yacimiento es igual al usado en el laboratorio, para determinar las propiedades de los fluidos.

6.- La producción de agua es despreciable, así como también la entrada de agua al yacimiento.

En el cálculo de la predicción del comportamiento, para las etapas arriba de la presión de saturación y empuje por gas disuelto se considera una área de drene A_1 asociada a un pozo. Dicha área puede ser de forma cuadrada, hexagonal, rómbica, etc., de acuerdo con el arreglo de pozos utilizado.

Para una área de drene hexagonal regular, como el de la Fig. No.

6-A:

$$A_1 = 0.866 E^2 \quad (2-1)$$

Para una área de drenaje rómbica, como el de la Fig. No. 6-B:

$$A_1 = 0.5 E_2 \sqrt{4E_1^2 - E_2^2} \quad (2-2)$$

El volumen de aceite inicial contenido en esa área de drenaje A_1 -

es:

$$N = 0.1781 \frac{A_1 H \phi (1 - S_w)}{Bo} \quad (2-3)$$

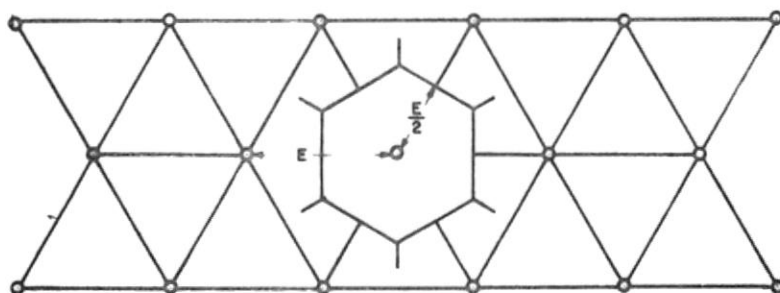


FIG. No. 6 - A

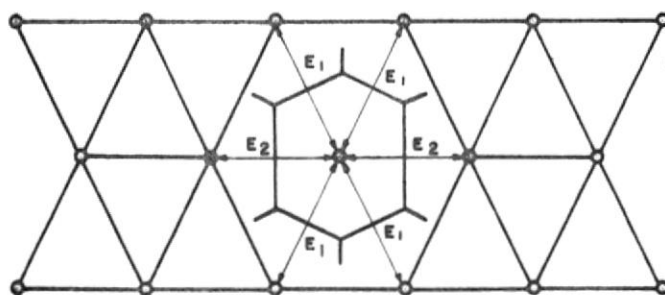


FIG. No. 6 - B

Comportamiento primario arriba de la presión de saturación

En la predicción del comportamiento de yacimientos en esta etapa se tiene, para una caída de presión ΔP una producción de aceite ΔN_p :

$$\Delta N_p = \frac{\text{Expansión del aceite} + \text{Expansión del agua} + \text{Expansión de la roca}}{Bo} \quad (2-4)$$

En donde:

$$a) \text{ Expansión del aceite: } N_R B_{O1} C_o \Delta P \quad (2-5)$$

Siendo:

$$\text{Aceite remanente: } N_R = N - N_p$$

$$C_o = \frac{2(B_{O2} - B_{O1})}{(B_{O1} + B_{O2}) \Delta P} \quad (2-6)$$

$$b) \text{ Expansión del agua: } V_w C_w \Delta P \quad (2-7)$$

$$c) \text{ Expansión de la roca: } V_p C_f \Delta P \quad (2-8)$$

La recuperación fraccional de aceite desde una presión inicial P_i hasta un valor P se obtiene:

$$Rec = \frac{N_p}{N} \quad (2-9)$$

Comportamiento primario abajo de la presión de saturación

El mecanismo de empuje por gas disuelto, como se dijo anteriormente, se presenta a partir de la presión de saturación presentándose una fase gaseosa y ocasionando la disminución del volumen de aceite. Las caídas de presión en esta fase son menores para cada determinado volumen de aceite producido, teniéndose como consecuencia el cambio constante en los valores de saturaciones de aceite y gas, viscosidades y factores de volumen.

Para la predicción del comportamiento del yacimiento en el que la producción o expulsión de los fluidos se debe al mecanismo de empuje por gas disuelto, se han desarrollado varios métodos. En el presente estudio se utiliza el procedimiento propuesto por M. Muskat⁹, en el cual se emplea la ecuación de balance de materia en su forma diferencial, combinada con la relación gas-aceite (GOR) de producción.

Deducción de la ecuación de Muskat:

El volumen de aceite remanente en el yacimiento a una presión P y a condiciones de superficie, es:

$$N_R = \frac{V_p S_o}{B_o} \quad (2-10)$$

Donde: V_p = Volumen de poros en el yacimiento.

El volumen total de gas remanente en el yacimiento a condiciones de superficie o atmosféricas, es:

G_R = Gas disuelto + Gas libre

$$G_R = \frac{V_p S_o R_s}{B_o} + \frac{V_p S_g}{B_g} \quad (2-11)$$

Como: $S_w + S_o + S_g = 1$ y $S_w = Cte$, $S_g = 1 - S_o$

De donde la ecuación (2-11) se transforma en:

$$G_R = V_p \left[\frac{S_o}{B_o} R_s + \frac{(1-S_o)}{B_g} \right] \quad (2-12)$$

Derivando las ecuaciones (2-10) y (2-12) con respecto a la presión, se tiene:

$$\frac{d N_R}{d P} = V_p \left(\frac{1}{B_o} \frac{d S_o}{d P} - \frac{S_o}{B_o^2} \frac{d B_o}{d P} \right) \quad (2-13)$$

$$\frac{d G_R}{d P} = V_p \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{d R_s}{d P} + \frac{R_s}{B_o} \frac{d S_o}{d P} - \frac{S_o R_s}{B_o^2} \frac{d B_o}{d P} - \frac{1}{B_g} \frac{d S_g}{d P} - \frac{(1-S_o) d B_g}{B_g^2 d P} \right]$$

De donde:

$$\frac{d G_R}{d P} = V_p \left(\frac{S_o d R_s}{B_o d P} + \frac{R_s d S_o}{B_o d P} - \frac{S_o R_s d B_o}{B_o^2 d P} - \frac{1 d S_g}{B_g d P} - \frac{S_g d B_g}{B_g^2 d P} \right) \quad (2-14)$$

Si la presión del yacimiento declina con un ritmo dP/dt , la relación gas-aceite de producción a esta presión es:

$$R = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_p} = \frac{\Delta G_R}{\Delta N_R} = \frac{\Delta G_R / \Delta P}{\Delta N_R / \Delta P} = \frac{d G_R / d P}{d N_R / d P} \quad (2-15)$$

Por lo tanto sustituyendo las ecuaciones (2-13) y (2-14) en la (2-15), se tiene:

$$R = \frac{\frac{S_o d R_s}{B_o d P} + \frac{R_s d S_o}{B_o d P} - \frac{S_o R_s d B_o}{B_o^2 d P} - \frac{1 d S_g}{B_g d P} - \frac{S_g d B_g}{B_g^2 d P}}{\frac{1 d S_o}{B_o d P} - \frac{S_o d B_o}{B_o^2 d P}} \quad (2-16)$$

que es la ecuación de Balance de Materia en su forma diferencial.

La relación instantánea gas-aceite (GOR) de producción, puede expresarse mediante las ecuaciones de flujo radial para aceite y gas.

Para el gas se tiene:

$$q_g = \frac{7.07 \times 10^{-3} \text{ Krg h } (P_e - P_w)}{\mu_g B_g \ln r_e / r_w} \quad , \text{ a condiciones de superficie}$$

Para el aceite:

$$q_o = \frac{7.07 \times 10^{-3} K_{ro} h (P_e - P_w)}{\mu_o B_o \ln r_e / r_w} \quad , \text{ a condiciones de superficie}$$

Por definición:

$$GOR = R = \frac{q_g}{q_o} = \frac{B_o}{B_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \quad (2-17)$$

Pero esta relación gas-aceite incluye solamente el flujo de gas libre, y por lo tanto es necesario incrementar la relación gas-aceite debida al gas que tiene el aceite en solución (R_s), por lo tanto la Ec. (2-17) quedará:

$$R = R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \quad (2-18)$$

Igualando las ecuaciones (2-18) y (2-16), se tiene:

$$R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} = \frac{S_o}{B_o} \frac{dR_s}{dP} + \frac{R_s}{B_o} \frac{dS_o}{dP} - \frac{S_o R_s}{B_o^2} \frac{dB_o}{dP} - \frac{1}{B_g} \frac{dS_o}{dP} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{dB_g}{dP} \quad (2-19)$$

Despejando la relación dS_o/dP , se tiene:

$$\frac{dS_o}{dP} = \frac{\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dP} + \frac{S_o}{B_o} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dP} - \frac{S_g}{B_g} \frac{dB_g}{dP}}{1 + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}} \quad (2-20)$$

Para simplificar la ecuación (2-20), se agrupan los términos conocidos que dependen de la presión como sigue:

$$X(p) = \frac{B_g}{B_o} \frac{dR_s}{dP} \quad ; \quad Y(p) = \frac{1}{B_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{dB_o}{dP} \quad ; \quad Z(p) = \frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dP}$$

La ecuación (2-20) quedará de la siguiente forma:

$$\frac{dS_o}{dP} = \frac{S_o X(p) + S_o \frac{K_{rg}}{K_{ro}} Y(p) - S_g Z(p)}{1 + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}} \quad (2-21)$$

Expresándola en forma de diferencias finitas: $\frac{dS_o}{dP} = \frac{\Delta S_o}{\Delta P}$, se tiene:

$$\Delta S_o = \Delta P \left[\frac{S_o (X(p) + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} Y(p)) - (1 - S_L) Z(p)}{1 + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}} \right] \quad (2-22)$$

Esta es la ecuación aplicada en el cálculo de la predicción del comportamiento primario, y da el cambio de la saturación de aceite ΔS_o , por cada caída de presión ΔP .

Analizando la ecuación (2-22) se ve que para su aplicación es indispensable contar con resultados de análisis P-V-T en muestras de fluidos, y con los medios suficientes para determinar la relación de permeabilidades relativas.

Los valores de las derivadas dR_s/dp ; dB_o/dp y dB_g/dp se les puede calcular de las gráficas de R_s , B_o y B_g contra presión, una vez ajustadas en la forma de un polinomio en p de grado n , con el objeto de obtener resultados más aproximados.

K_{ro} se puede determinar en laboratorio o por medio de la ecuación de Naar y Wygal¹⁰:

$$K_{ro} = S_{ox}^3 (S_{ox} + 3 S_{xw}) \quad (2-23)$$

Donde:

$$S_{ox} = \frac{S_o - S_{oR}}{1 - S_{wR}} \quad (2-24)$$

$$S_{xw} = \frac{S_w - S_{wR} + S_{oR}}{1 - S_{wR}} \quad (2-25)$$

$\frac{K_{rg}}{K_{ro}}$ se puede obtener de laboratorio, datos de producción o también, cuando se carezca de estas informaciones, por medio de la ecuación de Torcaso y Wyllie¹¹ :

$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = \frac{(1 - S_{oe}^2) (1 - S_{oe})^2}{S_{oe}^4} \quad (2-26)$$

donde:

$$S_{oe} = \frac{S_o}{1 - S_w} = \text{saturación efectiva de aceite}$$

La recuperación de aceite, es:

$$Rec = 1 - \frac{S_o \text{ Bob}}{B_o(1 - S_w)} \quad (2-27)$$

La cual se deduce a partir de:

Volumen de aceite residual medido a condiciones de yacimiento es:

$$V_o = (N - N_p) B_o \quad (a)$$

El volumen de poros en el yacimiento es:

$$V_p = \frac{N B_{oi}}{1 - S_w} \quad (b)$$

La saturación de aceite es igual al volumen de aceite residual entre el volumen de poros, o sea:

$$S_o = \frac{(N - N_p) B_o (1 - S_w)}{N B_{oi}} \quad (c)$$

Despejando N_p :

$$N_p = N - \frac{N S_o B_{oi}}{B_o(1 - S_w)} \quad (d)$$

La recuperación fraccional de aceite es:

$$RF = \frac{N_p}{N} \quad (e)$$

Por lo que la ecuación (d) nos queda:

$$RF = 1 - \frac{S_o B_{oi}}{B_o(1 - S_w)} \quad (f)$$

Por lo tanto, la recuperación de aceite, expresada como una fracción del volumen de aceite existente a la presión de saturación nos da la Ec. (2-27):

$$Rec = 1 - \frac{S_o B_{ob}}{B_o(1 - S_w)}$$

Esta recuperación, al caer la presión de P_1 a P_2 está dada por:

$$\Delta Rec = Rec_2 - Rec_1 \quad (2-28)$$

Los volúmenes de aceite y gas producidos durante esta caída de presión son:

$$\Delta NP = \Delta Rec N_R \quad (2-29)$$

$$\Delta GP = \bar{R} \Delta NP \quad (2-30)$$

Por lo tanto las producciones acumulativas de aceite y gas son:

$$N_p = \sum_{P_i}^P \Delta N_p \quad (2-31)$$

$$G_p = \sum_{P_i}^P \Delta G_p \quad (2-32)$$

La recuperación total, expresada en función del volumen original, es:

$$R_T = \frac{N_p}{N} \quad (2-33)$$

El tiempo necesario para producir ΔN_p esta dado por:

$$\Delta T = \frac{\Delta N_p}{q_o} \quad (2-34)$$

El problema en este caso, estriba en la determinación correcta de los gastos (q_o). En el presente trabajo se resolverá este problema, por el método de cálculo aproximado que se presenta a continuación.

La producción diaria por pozo, es:

$$q_o = J (P_{ws} - P_{wf}) \quad (2-35)$$

El índice de productividad (J) para presiones mayores que la de saturación, prácticamente es constante por cuanto la permeabilidad efectiva al aceite (K_o) en esta etapa se reduce muy ligeramente por la expansión de la roca, pero este efecto junto con el del incremento de B_o además de ser despreciables, se ven compensados por la disminución en la viscosidad del aceite (μ_o). Por lo tanto se puede atribuir que la declinación en la producción de yacimientos arriba de la presión de saturación se debe exclusivamente al abatimiento en la presión. En el empuje por liberación de gas disuelto la declinación de la producción se debe principalmente a un incremento en la viscosidad del aceite y a la disminución de la permeabilidad al aceite al reducirse su saturación, lo cual ocasiona que el índice de productividad disminuya. El índice de productividad de un pozo, en función de su valor inicial, esta dado por la ecuación:

$$J = J_1 \frac{K_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{K_{roi} \mu_o B_o} \quad (2-36)$$

Sustituyendo en la (2-35) se tiene:

$$q_o = J_1 \frac{K_{ro} \mu_{oi} B_{oi}}{K_{roi} \mu_o B_o} (P_{ws} - P_{wf}) \quad (2-37)$$

De la observación del comportamiento de los pozos en muchos campos que se han estudiado, se encontró la siguiente relación empírica⁶ que liga la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) con la presión estática (P_{ws}):

$$P_{wf} = P_{ws} - C P_{ws}^2 \quad (2-38)$$

Donde: $P_{ws} - P_{wf} = C P_{ws}^2$

De tal manera que reemplazando en la (2-37), se tiene:

$$q_o = C J P_{ws}^2 \quad (2-39)$$

Donde C es un factor de comportamiento que debe determinarse para cada pozo y depende de la permeabilidad relativa al aceite, del espesor de la formación, de la viscosidad del aceite, del radio de drenaje y del factor de daño del pozo.

El factor C debe ser tal, que permita reproducir la historia real del comportamiento de un pozo. Esta forma de calcular los gastos de aceite también permite introducir un factor B para los casos de estimulación, implantación de sistemas artificiales de producción o cualquier otro efecto que tienda a modificar los ritmos de producción asignándole diferentes valores a dichos factores de comportamiento.

Por lo tanto la ecuación (2-39) se transforma en:

$$q_0 = BCJP_w^2 \quad (2-39')$$

Efectos de interferencia entre pozos

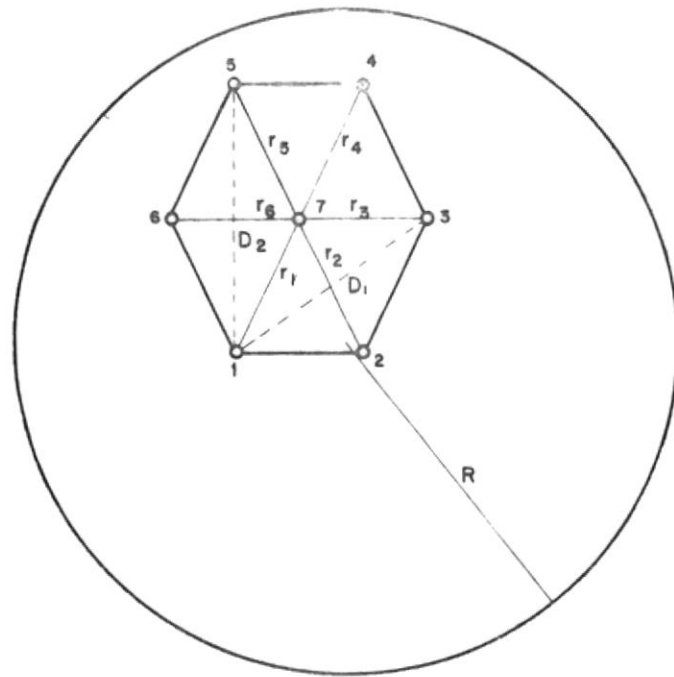


FIG. No. 7

Considérese un grupo de 7 pozos localizados en un yacimiento con frontera circular R, cuyos pozos están espaciados mediante un arreglo rómbico (Fig. No. 7).

Si no hubiera interferencia y los pozos produjeran de un medio homogéneo e isotrópico, la capacidad de producción de todo el grupo sería 7 veces la capacidad de cada uno de los pozos, pero debido a la interferencia,

la capacidad de producción del grupo se ve disminuída de acuerdo con el número de pozos y el espaciamiento entre ellos.

Muskat⁹ derivó una expresión, en la que la presión de fondo fluyendo en un pozo j, de radio r_w , que interfiere con un grupo de pozos esta dada por la ecuación:

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi K h} \left(q_{oj} \log \frac{r_w}{R} + \sum_{i=1}^n q_{oi} \log \frac{D}{R} \right) \quad (A)$$

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en el pozo j.

P_{ws} = Presión estática media en la frontera.

μ_o = Viscosidad del aceite.

B_o = Factor de volumen del aceite.

K = Permeabilidad.

h = Espesor de la formación productora.

q_{oj} = Ritmo de producción en el pozo j.

q_{oi} = Ritmo de producción en cada uno de los pozos interferentes con el pozo j.

r_w = Radio de los pozos.

D = Espaciamiento entre pozos.

Aplicando la ecuación (A) para el pozo central, con el fin de evaluar los efectos de interferencia causados por los pozos vecinos de la Fig. No. 7, se tiene:

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi K h} \left(q_7 \log \frac{r_w}{R} + q_1 \log \frac{r_1}{R} + q_2 \log \frac{r_2}{R} + q_3 \log \frac{r_3}{R} + q_4 \log \frac{r_4}{R} + q_5 \log \frac{r_5}{R} + q_6 \log \frac{r_6}{R} \right) \quad (B)$$

Como: $q_1 = q_2 = q_3 = q_4 = q_5 = q_6 = q$

Y llamando: $r_1 = r_2 = r_4 = r_5 = E_1$; $r_3 = r_6 = E_2$

Reemplazando estas expresiones en (B), se tiene:

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi Kh} \left[q_7 \log \frac{r_w}{R} + q \left(\log \frac{E_1}{R} + \log \frac{E_1}{R} + \log \frac{E_2}{R} + \log \frac{E_1}{R} + \log \frac{E_1}{R} + \log \frac{E_2}{R} \right) \right]$$

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi Kh} \left[q_7 \log \frac{r_w}{R} + q \log \left(\frac{E_1}{R} \frac{E_1}{R} \frac{E_2}{R} \frac{E_1}{R} \frac{E_1}{R} \frac{E_2}{R} \right) \right] = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi Kh} \left(q_7 \log \frac{r_w}{R} + q \log \frac{E_1^4 E_2^2}{R^6} \right)$$

De donde:

$$q_7 \log \frac{r_w}{R} + q \log \left(\frac{E_1^4 E_2^2}{R^6} \right) = \frac{(P_{wf} - P_{ws}) 2\pi Kh}{\mu_o B_o} \quad (C)$$

Ahora aplicando el mismo procedimiento en un pozo exterior:

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi Kh} \left(q_1 \log \frac{r_w}{R} + q_2 \log \frac{E_2}{R} + q_3 \log \frac{D_1}{R} + q_4 \log \frac{2E_1}{R} + q_5 \log \frac{D_2}{R} + q_6 \log \frac{E_1}{R} + q_7 \log \frac{E_1}{R} \right) \quad (D)$$

Como: $q_1 = q_2 = q_3 = q_4 = q_5 = q_6 = q$

$$D_1 = \sqrt{E_1^2 + 2E_2^2}$$

$$D_2 = \sqrt{4E_1^2 - E_2^2}$$

Reemplazando estas expresiones en (D), se tiene:

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi Kh} \left[q \log \left(\frac{r_w}{R} \frac{E_2}{R} \frac{\sqrt{E_1^2 + 2E_2^2}}{R} \frac{2E_1}{R} \frac{\sqrt{4E_1^2 - E_2^2}}{R} \frac{E_1}{R} \right) + q_7 \log \frac{E_1}{R} \right]$$

$$P_{wf} = P_{ws} + \frac{\mu_o B_o}{2\pi Kh} \left[q \log \left(\frac{2r_w E_1^2 E_2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2 E_2^2 - 2E_2^4}}{R^6} \right) + q_7 \log \frac{E_1}{R} \right]$$

De donde:

$$q \log \left(\frac{2rwE_1E_2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{R^6} \right) + q7 \log \frac{E_1}{R} = \frac{(P_{wf} - P_{ws}) 2\pi Kh}{\mu_o B_o} \quad (E)$$

Igualando (C) con (E) y dividiendo por q, se tiene:

$$\frac{q7}{q} \log \frac{rw}{R} + \log \left(\frac{E_1^4 E_2^2}{R^6} \right) = \log \left(\frac{2rwE_1E_2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{R^6} \right) + \frac{q7}{q} \log \frac{E_1}{R}$$

$$\text{Donde: } \frac{q7}{q} \left(\log \frac{rw}{R} - \log \frac{E_1}{R} \right) = \log \left(\frac{2rwE_1E_2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{R^6} \frac{R^6}{E_1^4 E_2^2} \right)$$

De donde:

$$\frac{q7}{q} = \frac{\log \frac{2rw \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{E_1^4 E_2^2}}{\log \frac{rw R}{R E_1}} = \frac{\log \frac{rw}{E_1} + \log \frac{2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{E_1 E_2}}{\log \frac{rw}{E_1}}$$

$$\frac{q7}{q} = 1 - \frac{\log \frac{2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{E_1 E_2}}{\log \frac{E_1}{rw}}$$

Partiendo de esta ecuación se puede obtener el índice de productividad para el pozo central haciendo intervenir los efectos de interferencia de los pozos vecinos, con la expresión:

$$J_7 = J \left[1 - \frac{\log \frac{2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{E_1 E_2}}{\log \frac{E_1}{rw}} \right]$$

Que corresponde a la ecuación, utilizada en los cálculos de producción en la forma de:

$$J_1 = J_i \left[1 - \frac{\log \frac{2 \sqrt{4E_1^4 + 7E_1^2E_2^2 - 2E_2^4}}{E_1 E_2}}{\log \frac{E_1}{rw}} \right] \quad (2-40)$$

J_i = índice de productividad inicial; J_1 = índice de productividad inicial afectado por la interferencia.

Si se tiene un arreglo hexagonal regular donde $E_1 = E_2 = E$,

$$J_1 = J_i \left(1 - \frac{\log 6}{\log \frac{E}{r_w}} \right) \quad (2-41)$$

La ecuación (2-40) ó (2-41) se incluye en la (2-37) según el caso.

La información que se utiliza en el programa de cálculo para predecir el comportamiento del yacimiento, consiste en datos de las características del yacimiento y sus fluidos que contiene, y datos secundarios para la operación del programa.

Datos del yacimiento y secundarios para la operación del programa

- 1.- H = espesor medio del pozo, ft.
- 2.- E, E_1, E_2 = espaciamento entre pozos, ft.
- 3.- r_w = radio promedio de todos los pozos, ft.
- 4.- p_b = presión de saturación, psi.
- 5.- p_i = presión inicial del pozo, psi.
- 6.- ϕ = porosidad media del pozo, fracción.
- 7.- S_w = saturación media de agua en el pozo, fracción.
- 8.- J_i = índice de productividad inicial de cada pozo, bls/día/psi
- 9.- R_1 = relación inicial gas-aceite de producción, SCF/BSTO.
- 10.- S_{or} = saturación residual de aceite, fracción.
- 11.- S_{wr} = saturación residual de agua, fracción.

- 12.- T_y = temperatura del yacimiento, °F
- 13.- ppm = salinidad del agua de formación, ppm.
- 14.- F_1, F_2, \dots, F_n = constantes de un polinomio que se ajuste a la curva B_o vs. P , cuando la presión es mayor a la de saturación.
- 15.- PROP (6,5) = arreglo bidimensional, que indica las constantes de polinomios que se ajustan a las curvas de B_o , B_g , μ_o , μ_g y R_s en función de la presión.
- 16.- ΔP_b = decremento de presión que permite hacer el primer cálculo de la predicción en un valor cerrado de presión a partir de la presión inicial, y se lo determina para cada pozo, psi.
- 17.- ΔP_{b1} = decremento de presión para calcular la predicción desde $(P_i - \Delta P_b)$ hasta la presión de saturación, psi.
- 18.- ΔP = decremento de presión que permite calcular la predicción en un valor cerrado de presión a partir de la presión de saturación, psi.
- 19.- ΔP_1 = decremento de presión para calcular la predicción desde $(P_b - \Delta P)$, hasta la presión de abandono, psi.
- 20.- $Q_o \text{ lim}$ = gasto límite para la vida fluyente de un pozo, bls/día.
- 21.- $Q_o \text{ ab}$ = gasto de abandono, bls/día.
- 22.- I_{AB} = variable de control que indica la existencia de datos de laboratorio cuando $I_{AB} = 1$, $I_{AB} = 0$ cuando no existen datos.
- 23.- (B) = arreglo bidimensional de 24×17 para calcular la solubilidad del gas en el agua pura. Los valores que constituyen este arreglo aparecen en la Tabla II del Apéndice I de la referencia 6.
- (F) = arreglo bidimensional de 36×17 para calcular la compresibilidad del agua. Los valores que constituyen este arreglo aparecen en la Tabla I del Apéndice I de la misma referencia anterior.
- 24.- G_{AILO} = factor de comportamiento que corresponde al coeficiente C de la ecuación (2-39)

- 25.- BENO = factor de comportamiento que modifica el GAILO, y corresponde al coeficiente B de la ecuación (2-39')
- 26.- KFIN = variable de control para terminar el proceso del programa. Cuando se quiere hacer los cálculos de predicción sólo para un pozo del yacimiento, KFIN = 1. Cuando se procesa el programa para varios pozos, KFIN = 0.

Procedimiento de Cálculo

A continuación se exponen los pasos para el cálculo de la predicción del comportamiento del yacimiento, la cual irá acompañada de su diagrama de bloques para su mejor comprensión.

Predicción del comportamiento primario arriba de la presión de saturación

Se calcula la predicción desde la presión inicial hasta la presión de saturación, sabiendo que el aceite es producido en esta etapa, por el efecto de la expansión de los fluidos y la roca almacenante.

1.- Se calcula el volumen de roca que puede drenar cada pozo, considerando el yacimiento desarrollado mediante arreglos rómbicos o hexagonales.

$$V_R = A_1 H$$

2.- Se calcula el volumen original de aceite almacenado en él, según la ecuación (2-3)

3.- Se fija una caída de presión ΔP_b para la cual deberán calcularse las producciones de aceite y gas correspondientes, ΔN_p y ΔG_p .

4.- Se calculan las expansiones del aceite, agua y de la formación:

$$a) \text{ Exp. oil} = N_R B_{o1} C_o \Delta P_b.$$

$$N_R = N - N_p$$

$$C_o = \frac{2(B_{o2} - B_{o1})}{(B_{o1} + B_{o2}) \Delta P_b}$$

$$b) \text{ Exp. w} = V_w C_w \Delta P_b$$

El volumen de agua V_w va cambiando a medida que cae la presión, de acuerdo a su compresibilidad:

$$V_w = V_{wa} (1 + C_w \Delta P_b)$$

V_{wa} = Volumen de agua anterior.

$$c) \text{ Exp. f} = V_p C_f \Delta P_b$$

El volumen de poros V_p también cambia de acuerdo con su compresibilidad:

$$V_p = V_{pa} (1 - C_f \Delta P_b)$$

Donde: V_{pa} = Volumen de poros anterior.

5.- Se calcula la producción de aceite correspondiente a la caída de presión supuesta, sumando la expansión de los fluidos y la roca almacenante.

$$\Delta N_p = \frac{\text{Exp. o} + \text{Exp. w} + \text{Exp. f}}{B_{o2}}$$

6.- Se calcula el volumen de gas producido durante la misma caída de presión, de la relación gas disuelto-aceite.

$$\Delta G_p = \Delta N_p \bar{R}$$

7.- Se obtiene el gasto de aceite por pozo:

$$\bar{q}_o = J C \left(\frac{P_1 + P_2}{2} \right)^2$$

8.- Se determina el tiempo necesario para producir la ΔN_p del punto 5:

$$\Delta T = \frac{\Delta N_p}{\bar{q}_o}$$

9.- Se repiten los cálculos a partir del punto 3, para otras caídas de presión y se van calculando así mismo los valores acumulativos de N_p , G_p , T (tiempos de explotación).

10.- Los resultados que se obtienen para cada caída de presión son:

- a) Presiones, psi.
- b) Producción acumulativa de aceite, BSTO.
- c) Producción acumulativa de gas, SCF.
- d) Tiempos de explotación, años.
- e) Relación gas-aceite, SCF/BSTO.
- f) Gasto de aceite por pozo, bls/día
- g) Saturación de gas y aceite, fracción.
- h) Recuperación de aceite, fracción.

Predicción del comportamiento primario abajo de la presión de saturación

Se calcula la predicción del comportamiento para presiones menores a la de saturación, tomando en consideración que el mecanismo de expulsión de los fluidos es la expansión del gas disuelto liberado en esta etapa del yacimiento.

1.- Se determina una caída de presión ΔP , en la que deberán calcularse las respectivas producciones de aceite y gas (ΔN_p y ΔG_p)

2.- Se calcula la relación K_{rg}/K_{ro} para la saturación de aceite existente a la presión P. Esta relación puede determinarse de 3 maneras:

- a) Por medio de la ecuación empírica de Torcaso y Willie¹¹, - ec. (2-26)
- b) De resultados obtenidos de laboratorio.
- c) A partir del comportamiento real del yacimiento.

3.- Se determinan B_o , B_g , R_s , μ_o , μ_g , $\frac{dB_o}{dP}$, $\frac{dB_g}{dP}$ y $\frac{dR_s}{dP}$ a una presión media $\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}$

4.- Se determina el decremento en la saturación de aceite para la caída de presión ΔP , por medio de la ecuación de Muskat⁹, ec. (2-22) y la saturación que existe a la presión P_1 .

5.- Se determina la recuperación fraccional de aceite hasta la presión P_2 , y el incremento en la recuperación para ΔP , por medio de las ecs. (2-27) y (2-28)

6.- Se determina el incremento de la producción de aceite y su valor acumulativo y se calcula la recuperación total, ecs. (2-29), (2-31) y (2-33).

7.- Se determina la permeabilidad relativa al aceite de 2 maneras:

a) Por medio de datos de laboratorio.

b) Por medio de la ecuación de Naar y Wygal¹⁰, ec. (2-22).

8.- Se determina la variación del índice de productividad, ec. (2-36).

9.- Se calcula el gasto de aceite por pozo, ec. (2-39).

10.- Se calcula el tiempo requerido para producir ΔN_p , ec. (2-34)

11.- Se calcula la relación instantánea gas-aceite a la presión \bar{p} , ec. (2-18).

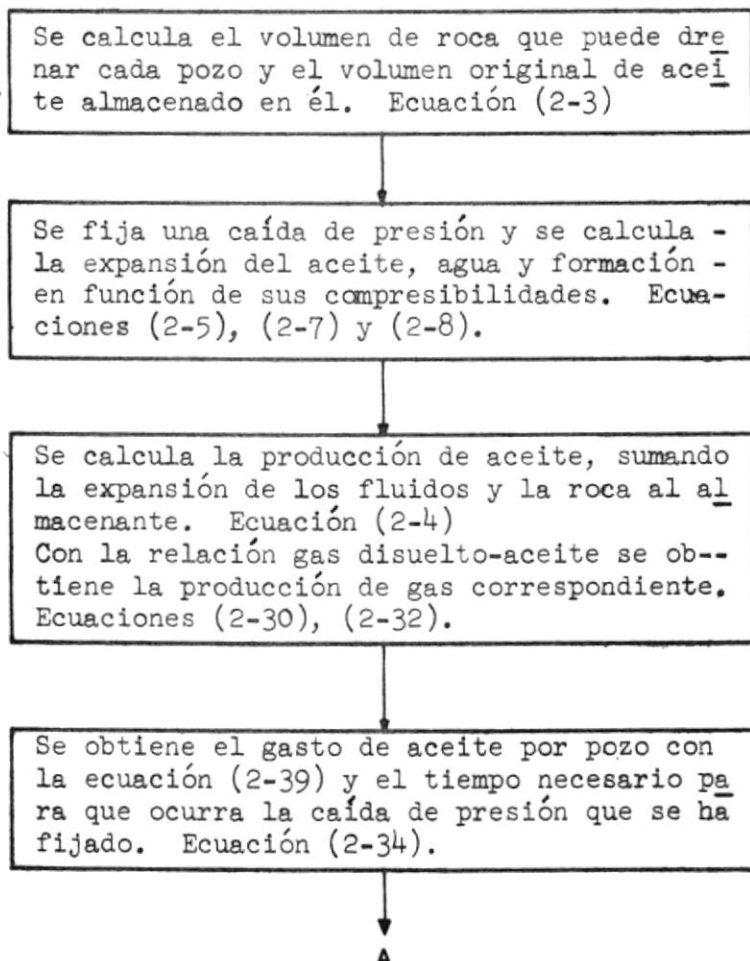
12.- Se determina el incremento en la producción de gas y su valor acumulativo, ecs. (2-30) y (2-32).

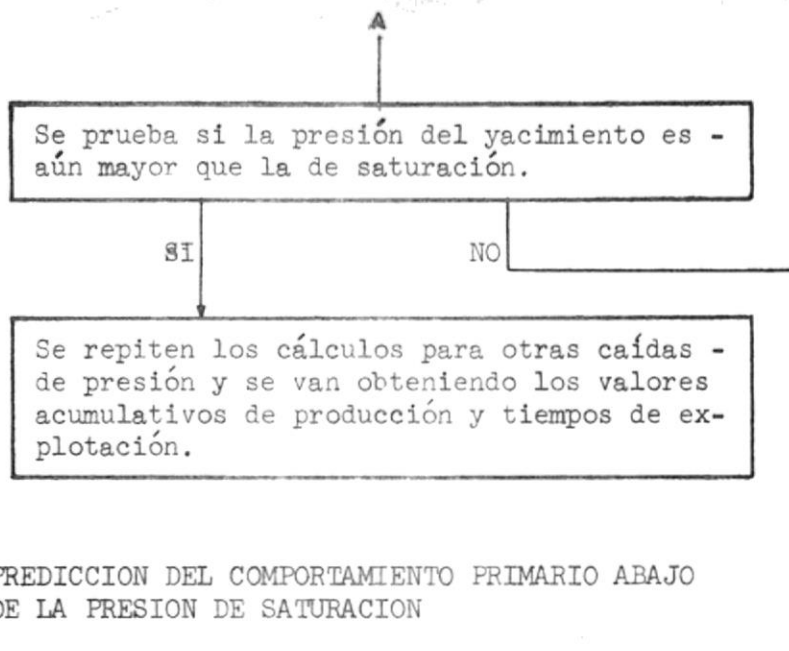
13.- Se compara el gasto de aceite con un gasto de abandono supuesto (límite económico de producción). Si el gasto calculado es mayor que el de abandono, se repiten todos los pasos a partir del punto 1, para otras curvas de presiones sucesivas, y se van obteniendo los valores acumulativos de los tiempos de explotación y producción. Se obtienen los resultados obtenidos en el punto 10, en la etapa anterior de cálculo de predicción. Si

el gasto de aceite resulta menor que el de abandono, se harán los cálculos necesarios para integrar el comportamiento total, y se dará por terminado el proceso del programa.

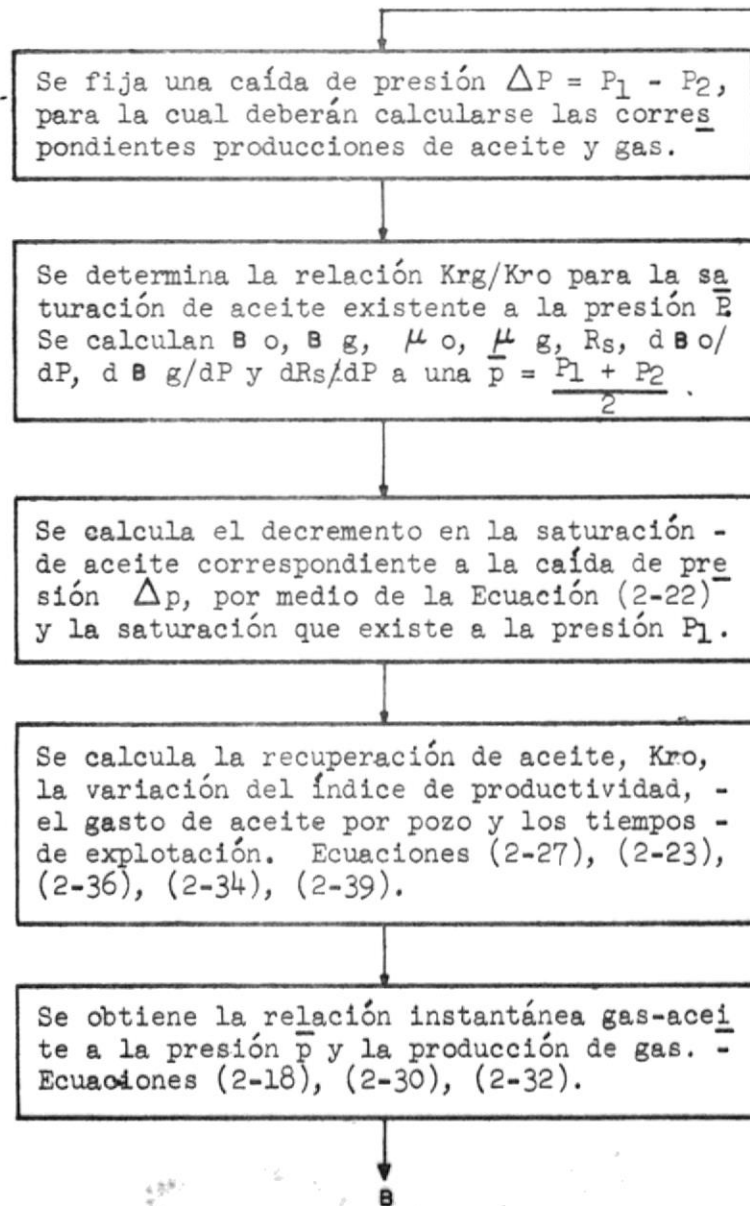
Diagrama de Bloques

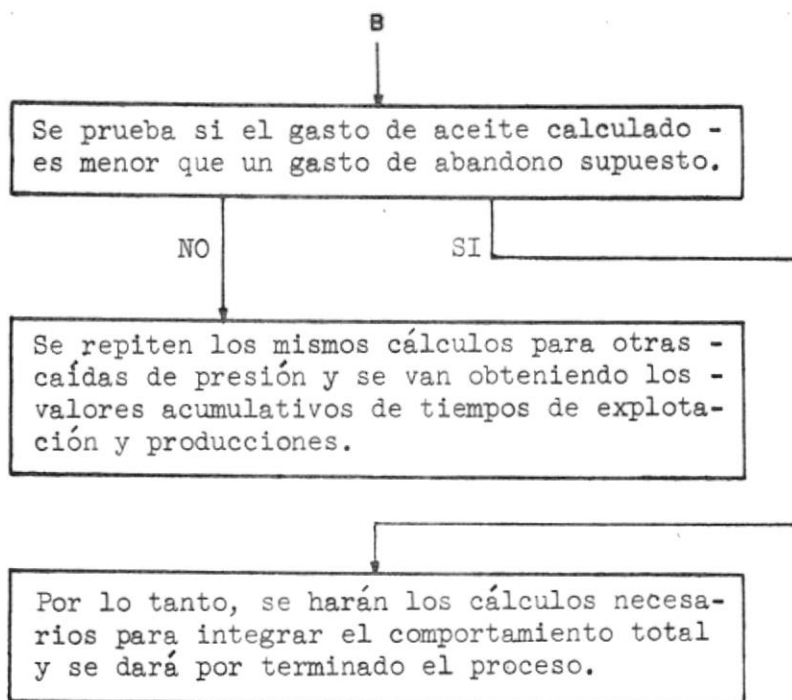
PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO ARRIBA DE LA PRESIÓN DE SATURACION





PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO ABAJO DE LA PRESION DE SATURACION







BIBLIOTECA

IV APLICACION DE LOS PROCEDIMIENTOS UTILIZANDO PROGRAMAS MECANIZADOS DE COMPUTADORAS

1.- VOLUMEN ORIGINAL

A) Método de Isohidrocarburos.

Este método nuevo utilizado para la determinación del volumen original se ha escogido en el presente estudio por ser uno de los más exactos dentro de los 3 que existen para el mismo fin, por tomar en cuenta la variación en la saturación de fluidos y la porosidad, tanto vertical como horizontalmente.

La mecanización de este método¹³ se logra haciendo programas en la que se dan instrucciones a la computadora para que calcule el índice de hidrocarburos por pozo, y luego configure un plano de isoíndices de hidrocarburos mediante un graficador; al mismo tiempo que configura el plano, va midiendo las áreas encerradas por cada curva de isoíndice, y la computadora automáticamente nos da el resultado impreso del volumen original de hidrocarburos.

Para el presente estudio del yacimiento Amazonas 1, se dan los datos que intervienen para el programa de cálculo, y se indica la forma de procesar la información para utilizarse en el programa.

Para ser más objetiva la aplicación de este procedimiento, se incluye el diagrama de flujo correspondiente, así como el listado de resultados y la gráfica respectiva del plano de isoíndices de hidrocarburos.

D a t o s:

- 1.- Nombre del campo: Amazonas.
- 2.- Número del pozo: el yacimiento Amazonas 1 incluye del pozo # 1 al # 102, aunque en realidad 64 son los pozos que se procesan.
- 3.- Coordenadas de localización de cada pozo: es con el objeto de localizar los pozos en un plano, y en donde el graficador configurará las curvas de isoíndices de hidrocarburos.

Para obtener una mejor forma del yacimiento, y aproximación en el cálculo del volumen original de hidrocarburos, se proporcionan datos de puntos localizados sobre los límites del yacimiento. La cantidad de estos puntos dependen del contorno del yacimiento.

Para el presente caso, se identifican dentro del programa desde el # 500 al # 526 y aparecen en la gráfica con una cruz. Además, se le indica a la computadora el rango de coordenadas (x,y) mínimas y máximas del contorno del yacimiento y la escala de dibujo que se desea.

Para el yacimiento Amazonas 1, los valores mínimos y máximos de x son: 512 854 ft - 529 521 ft., y de y son: 221 126 ft - 240 909 ft.

- 4.- Espesores con hidrocarburos de cada intervalo considerado en cada pozo.

5.- Porosidades en dichos intervalos.

6.- Saturaciones de agua en dichos intervalos.

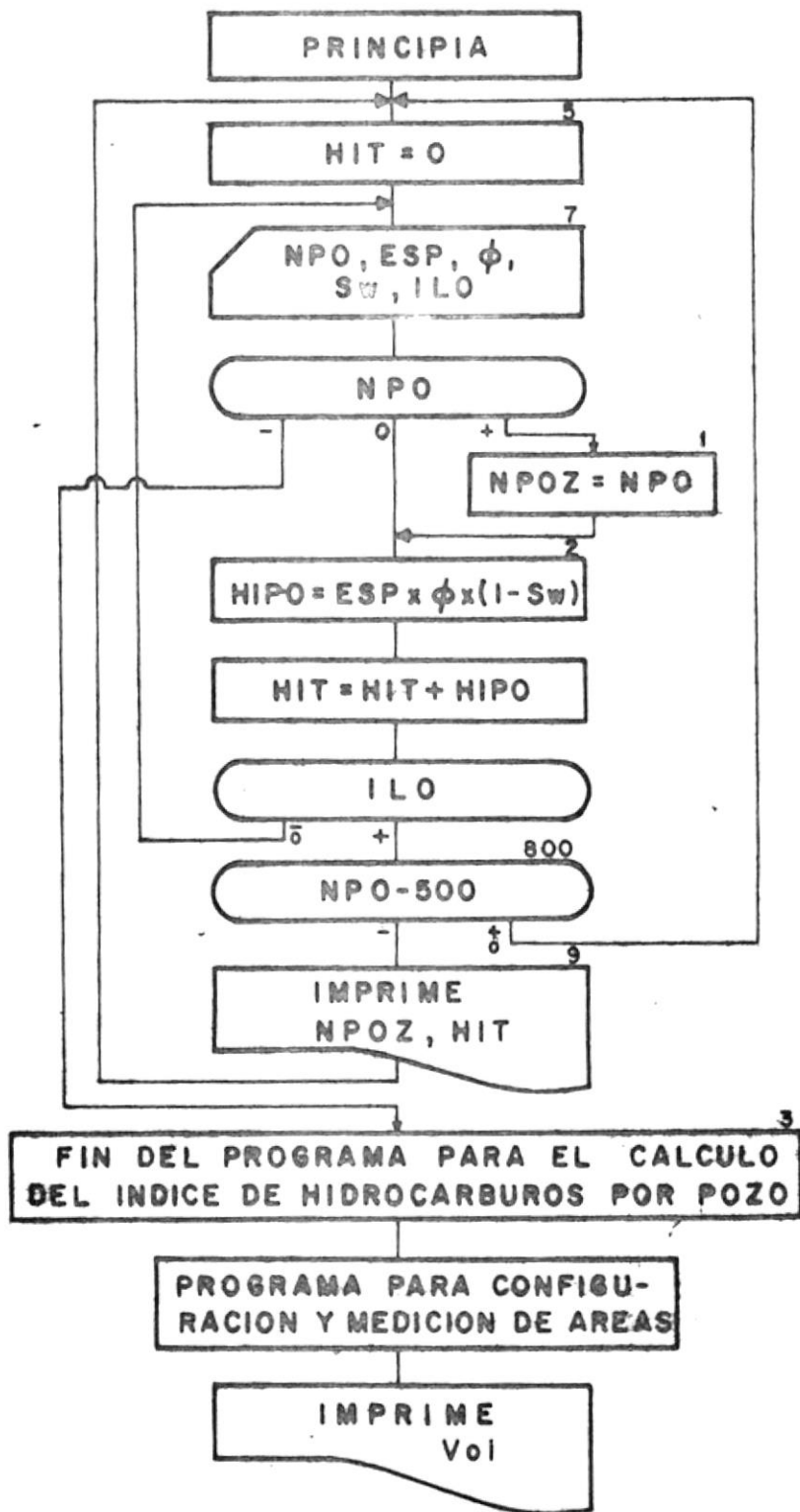
7.- ILO, que es una variable de control del programa.

La forma en que se suministró estos datos a la computadora aparecen en la Tabla No. 1.

Con estos datos fue procesado el ejemplo de aplicación en la computadora digital IBM-1130, obteniéndose los resultados que se anexan en la Tabla No. 2, y la gráfica del plano de isoíndices de hidrocarburos en la Fig. No. 8

El volumen original de hidrocarburos obtenido por este método fue de 202 264 460 barriles a condiciones de yacimiento.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS POR EL METODO DE ISO
HIDROCARBUROS



B) Método de Balance de Materias.

Para la evaluación indirecta del volumen original de hidrocarburos del yacimiento Amazonas 1 se aplicó un programa de cálculo⁸, el cual se basa esencialmente en el método propuesto por D. Havlena y A.S. Odeh⁷. La ecuación de balance de materias expresada como lo proponen dichos autores la pendiente nos determina el volumen original; cuando los datos empleados en la ecuación de balance de materias son correctos, su gráfica es una recta.

En el yacimiento en estudio se utilizaron dos historias de presiones, considerando como puntos confiables los valores de 5 045.73 psi y 3 145.00 psi (Fig. No. 9), que corresponden a las presiones medias del yacimiento interpretados de los planos de Isobaras, y correspondientes a las fechas de los dos levantamientos de presiones de fondo que se hicieron en los pozos; dichos levantamientos de presiones de fondo se realizaron en el 10o. y 18o. período.

Las historias de presión se dividieron en 20 períodos de tres meses cada uno.

En el presente trabajo, además se incluye el diagrama de flujo correspondiente.

Datos relativos al yacimiento y sus fluidos y secundarios para la operación del programa

1.- La historia de explotación del yacimiento comprende la presión, producciones acumulativas de aceite y agua asociados a cada uno de

los períodos, datos que se consignan en las Tablas No. 3-A y 3-B. En dichas Tablas sólo cambia la columna correspondiente a las presiones, puesto que se supusieron dos diferentes trayectorias de la curva presión-tiempo, en el lapso comprendido entre la fecha inicial y la de los dos levantamientos de presiones de fondo, a fin de estimar la representativa del yacimiento.

2.- $P_i = 6\ 577.70$ psi. Se tomó la de los primeros pozos perforados

3.- $y = 100\ 000$ ppm.

4.- $\bar{\phi} = 0.154$

5.- $\bar{T} = 246^\circ\text{F}$

6.- $C_1 = -0.00001524924$

$C_2 = 1.3192$

Constantes que resultaron al ajustar una línea recta a la curva de factor de volumen de aceite contra presión, en la etapa arriba de la presión de saturación.

7.- C_e , se determinó para las presiones correspondientes a cada período, utilizando como datos $\phi = 0.154$, $S_w = 0.39$, $S_o = 0.61$, datos que se obtuvieron del estudio geológico del yacimiento.

La compresibilidad del agua intersticial C_w se calculó también para la presión correspondiente a cada período, empleando los datos de $y = 100\ 000$ ppm y $T = 246^\circ\text{F}$.

Para el cálculo de C_w se utilizó un programa mecanizado que está descrito en el Apéndice I de la referencia 6, y el cual interviene en

el programa principal como una subrutina.

8.- $B_w = 1.047 \frac{\text{bls a c.y.}}{\text{bls a c.s.}}$. Se obtuvo de las correlaciones dadas por Long y Chierici⁵, la que se consideró constante y se calculó de acuerdo a la salinidad del agua de formación, temperatura y presión media de la formación a través de su historia de explotación. Se determinó para $y = 100\ 000$ ppm, $\bar{T} = 246^\circ\text{F}$ y $\bar{P} = 4\ 934$ psi.

9.- NUPER = 20. Número de períodos que corresponden a 60 meses (5 años), por la que se creyó conveniente dividirla en períodos de 3 meses cada uno. Esto cuando el yacimiento se encuentra en la etapa arriba de la presión de saturación.

10.- TOL = 0.20 . Esta tolerancia se fijó después de procesar el programa con una tolerancia grande, que propició el ajuste de un gran número de puntos, lo que permitió observar el rango de desviación tolerable para lograr un buen ajuste.

11.- LE = 2.

12.- ICONT = 1.

13.- NH = 2.

El ejemplo fue procesado con los datos antes mencionados, en la computadora digital IBM-1130.

De las historias supuestas de presión se seleccionó la curva II, Fig. No. 9, ya que se consideró representativa del yacimiento, puesto que

fue la que produjo el mejor ajuste de la ecuación de balance de materias a una línea recta, para la historia presentada en la Tabla No. 3-B, obteniéndose el resultado que se muestra en la Tabla No. 4. y cuya representación gráfica se muestra en la Fig. No. 10.

La Fig. No. 11 representa el caso cuando no se logra ajustar a una línea recta, con la historia de la Tabla No. 3-A, empleando la curva I (Fig. No. 9) de historia de presión contra tiempo.

De la gráfica de la Fig. No. 10 se obtuvo como resultado un volumen original de 166.3871×10^6 BSTO. Corregido por su factor de volumen inicial para dejar expresado a condiciones de yacimiento, se tiene:

$$NB_{oi} = 166\ 387\ 100 \times 1.21889 = 202\ 807\ 572 \text{ bls. a c.y.}$$

Para determinar la reserva original recuperable del yacimiento Amazonas 1 se multiplica el volumen original de aceite por un factor de recuperación, cuyo valor se escogió de la referencia 12 PAG 76, siendo aproximadamente de 18% cuando el yacimiento se encuentra bajo el mecanismo de empuje por gas disuelto, y un valor del 8% cuando el yacimiento se encuentra en la etapa arriba de la presión de saturación, y se escogió este valor extremo - debido a que el yacimiento Amazonas 1 manifiesta una presión inicial muy superior a la de saturación, por lo tanto, el factor de recuperación considerando las dos etapas es aproximadamente del 25%, de donde,

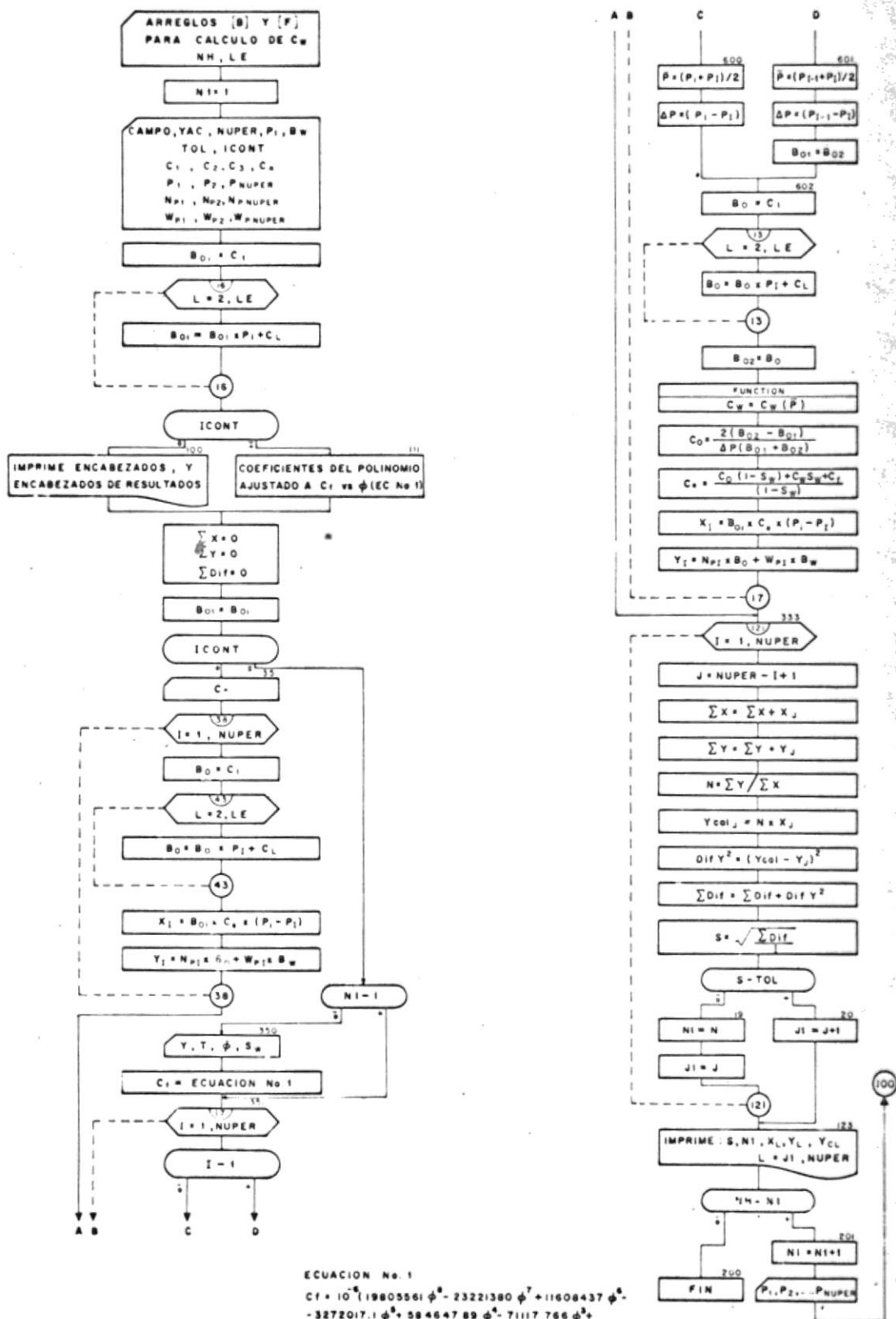
$$\text{Reserva Original Recuperable} = 202\ 807\ 572 \times 0.26 = 52\ 729\ 968 \text{ bls. a c.y.}$$

$$\text{A condiciones estándar es: } 166\ 387\ 100 \times 0.26 = 43\ 260\ 646 \text{ BSTO.}$$

La reserva actual recuperable después de 5 años de explotación del vaciamiento será la diferencia entre la reserva inicial recuperable y la pro
ducción acumulativa de aceite al cabo de 5 años. Por lo tanto:

Reserva Actual Recuperable = 43 260 646 - 12 900 243 = 30 360 403 BSTO.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS POR EL METODO DE BALANCE DE MATERIAS TRANSFORMADA EN UNA LINEA RECTA PARA YACIMIENTOS EN LA ETAPA ARRIBA DE LA PRESION DE SATURACION SIN ENTRADA DE AGUA.



ECUACION No. 1

$$C_1 = 10^{-6} (19805561 \phi^8 - 23221380 \phi^7 + 11608437 \phi^6 - 3272017.1 \phi^5 + 584647.89 \phi^4 - 71117.766 \phi^3 + 6095.3413 \phi^2 - 356.96238 \phi + 15.521437)$$



BIBLIOTECA

2.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO

En este ejemplo de aplicación del yacimiento Amazonas 1 se hace la predicción del comportamiento primario de 4 pozos. El modelo matemático - que se utilizó⁶ reproduce el mecanismo de producción de yacimientos arriba de la presión de saturación, que evoluciona durante su agotamiento en la etapa de expulsión de los fluidos por la expansión del gas liberado.

Para la predicción se utilizó la ecuación derivada por Muskat⁹, - cuando el yacimiento se encuentra sujeto al empuje por gas disuelto, en la que emplea la ecuación de balance de materias expresada en forma diferencial, y debido a que se hizo intervenir en el programa de cálculo el efecto de interferencia entre pozos, se le considera aplicable para la evaluación del comportamiento, cuando se le supone dividido al yacimiento en porciones menores. El yacimiento Amazonas 1 tiene un arreglo hexagonal. Se enumeran los datos que intervienen en el programa, y se indica la forma de procesar la información. Se hace un análisis de los resultados, los que se ilustran en forma gráfica; además, se incluye el diagrama de flujo correspondiente.

Datos generales relativos al yacimiento y secundarios para la operación del programa

1.- $r_w = 0.36$ ft. Este valor corresponde al de un pozo cuyo diámetro efectivo es $8 \frac{3}{4}$ ".

2.- $P_b = 2\ 524.58$ psi.

3.- $R_1 = 553.4$ SCF/BSTO. Este valor de la relación inicial gas-aceite se determinó con la ecuación de 5o. grado que se ajustó a la curva R_1 vs. p , obtenida en el laboratorio para la presión de saturación.

4.- $S_{or} = 0.25$

5.- $S_{wr} = 0.18$

6.- $T_y = 246^{\circ}\text{F}$

7.- $\text{ppm} = 100\ 000$

8.- $F_1 = - 0.00001524924$

$F_2 = 1.3192$

Estas constantes se obtuvieron al ajustar una ecuación de 1er. grado, a la curva de factor de volumen del aceite contra la presión, cuando esta alcanza valores mayores a la de saturación.

9.- El arreglo PROP(6,5) contiene las constantes de las ecuaciones - hasta de 5o. grado, ajustadas a las curvas de B_o , B_g , R_s , μ_g , μ_o contra la presión. Los datos de laboratorio utilizados para obtener las constantes del arreglo PROP son los siguientes:

P (psi)	B_o (bls./BSTO)	B_g (bls./SCF)	R_s (SCF/BSTO)	μ_o (cp)	μ_g (cp)
2524.58	1.393	0.001246	553.50	0.625	0.01837
2489.02	1.389	0.001282	544.55	0.632	0.01827
2417.91	1.383	0.001318	529.11	0.647	0.01807
2346.79	1.377	0.001371	515.08	0.663	0.01785
2275.68	1.370	0.001424	501.04	0.680	0.01766
2204.56	1.364	0.001478	487.01	0.695	0.01739

P (psi)	B _o (bls./BSTO)	B _g (bls./SCF)	R _s (SCF/BSTO)	μ _o (cp)	μ _g (cp)
2133.45	1.358	0.001531	474.38	0.710	0.01716
2062.33	1.352	0.001585	461.75	0.728	0.01697
1991.22	1.345	0.001638	449.12	0.744	0.01679
1920.10	1.339	0.001709	435.08	0.760	0.01661
1849.00	1.333	0.001781	423.85	0.777	0.01644
1777.87	1.327	0.001834	411.22	0.793	0.01627
1706.76	1.322	0.001905	398.59	0.812	0.01606
1635.64	1.316	0.001994	385.96	0.830	0.01580
1564.53	1.310	0.002083	373.33	0.848	0.01559
1493.41	1.304	0.002155	362.10	0.868	0.01539
1422.30	1.298	0.002297	349.47	0.890	0.01523
1351.18	1.292	0.002439	336.84	0.913	0.01509
1280.07	1.286	0.002557	325.61	0.936	0.01496
1208.95	1.280	0.002742	312.13	0.960	0.01483
1137.84	1.275	0.002849	299.22	0.985	0.01467
1066.72	1.269	0.003081	286.31	1.012	0.01451
995.61	1.263	0.003330	273.68	1.037	0.01433
924.49	1.257	0.003597	260.48	1.065	0.01413
853.38	1.251	0.003918	247.01	1.095	0.01392
782.26	1.245	0.004310	233.54	1.128	0.01371
711.15	1.239	0.004773	220.06	1.160	0.01350
640.03	1.232	0.005396	206.31	1.195	0.01328
568.92	1.225	0.006180	192.27	1.235	0.01307
497.80	1.218	0.007160	179.64	1.275	0.01286
426.69	1.211	0.008549	162.80	1.322	0.01266
355.57	1.203	0.010472	145.96	1.375	0.01244
284.46	1.194	0.013251	129.12	1.440	0.01223
213.34	1.183	0.017098	109.47	1.540	0.01202

Las constantes del arreglo PROP son las siguientes:

B_0	B_g	R_s	μ_g	μ_o
$+0.538484 \times 10^{-17}$	$-0.139090 \times 10^{-16}$	$+0.164606 \times 10^{-14}$	$-0.262981 \times 10^{-18}$	$-0.534954 \times 10^{-16}$
$-0.418132 \times 10^{-13}$	$+0.113806 \times 10^{-12}$	$-0.117061 \times 10^{-10}$	$+0.174727 \times 10^{-14}$	$+0.406754 \times 10^{-12}$
$+0.126106 \times 10^{-9}$	-0.362373×10^{-9}	$+0.330084 \times 10^{-7}$	$-0.398048 \times 10^{-11}$	-0.120615×10^{-8}
-0.183181×10^{-6}	$+0.565482 \times 10^{-6}$	-0.464955×10^{-4}	$+0.352504 \times 10^{-8}$	$+0.181844 \times 10^{-5}$
$+0.210714 \times 10^{-3}$	-0.445308×10^{-3}	$+0.644666 \times 10^{-1}$	$+0.174363 \times 10^{-5}$	-0.175196×10^{-2}
$+0.114567 \times 10^1$	$+0.160680 \times 10^0$	$+0.776807 \times 10^1$	$+0.011520 \times 10^0$	$+0.182264 \times 10^1$

Las constantes que aparecen en el primer renglón del arreglo corresponden a los coeficientes de la variable F elevada al exponente 5 para cada una de las ecuaciones, en el segundo renglón los coeficientes de la variable P elevada al exponente 4, y así sucesivamente hasta llegar al sexto renglón, que corresponden a los términos independientes de las ecuaciones ajustadas.

10.- $\Delta P_{b1} = 70 \text{ psi}$

11.- $\Delta P = 24.58 \text{ psi}$

12.- $\Delta P_1 = 30 \text{ psi}$

13.- $Q_{oab} = 5 \text{ bls./día}$

14.- $L_{AB} = 0$

15.- Los valores del arreglo (B) y (F) son constantes ya que son independientes del yacimiento que se estudie.

16.- $K_{FIN} = 0$

Datos de los pozos 4, 5, 42, 52 del yacimiento Amazonas 1

17.- $H = 104.98, 88.58, 98.42, 72.17, \text{ ft. respectivamente.}$

18.- $E = 1482.92, 1443.55, 1263.10, 1377.95, \text{ ft.}$

19.- $P_1 = 4323.79, 6400.3, 6556.80, 5262.51, \text{ psi}$

20.- $\phi = 0.20, 0.13, 0.15, 0.16$

21.- $Sw_i = 0.29, 0.39, 0.34, 0.38$

22.- $J_i = 0.44$ bls./día/psi. Índice de productividad inicial, el cual se considera constante, en este caso, para cada uno de los pozos en estudio.

23.- $\Delta P_b = 23.79, 70.35, 56.80, 62.51$ psi

24.- $Q_o \text{ lim} = 50$ bls/día. Este gasto límite para la etapa fluyente, también se considera constante para cada pozo.

25.- $G_{AILO} = 0.001, 0.0005, 0.0003, 0.0005$, respectivamente para cada pozo.

26.- $BENO = 3, 3, 5, 3$, respectivamente.

RESULTADOS DE LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO

Los resultados que se obtuvieron al procesar el programa para cada pozo son: historia de presión, historia de la relación gas-aceite, producción acumulativa de aceite, producción acumulativa de gas y recuperación fraccional de aceite. Todos estos resultados se representan gráficamente contra el tiempo en las Figuras No. 12, 13, 14, 15 y se encuentran en las Tablas No. 5, 6, 7, 8, respectivamente para cada uno de los pozos en donde, además, aparecen los gastos de aceite, saturación de aceite, saturación de

gas, producto CJ y el volumen original de hidrocarburo calculado para el área de drene de cada pozo.

En el presente estudio se utilizó una subrutina para que la computadora interpolara e imprimiera los resultados mencionados anteriormente, cada 0.25 años con el objeto de simplificar el manejo y la interpretación de los resultados. En las curvas de producción acumulativa de aceite de las gráficas, el comportamiento pasado de cada pozo se demuestra con trazos llenos y la predicción con trazos cortados.

ANALISIS DE RESULTADOS

Se analizaran los resultados de la predicción del comportamiento primario del pozo No. 8, cuyo análisis servirá para la comprensión del comportamiento de los otros tres pozos.

La predicción del pozo No. 8 cubre un período de 31.75 años, y la Fig. No. 13 muestra una serie de curvas que constituyen su predicción, de cuyo análisis se desprenden las siguientes consideraciones:

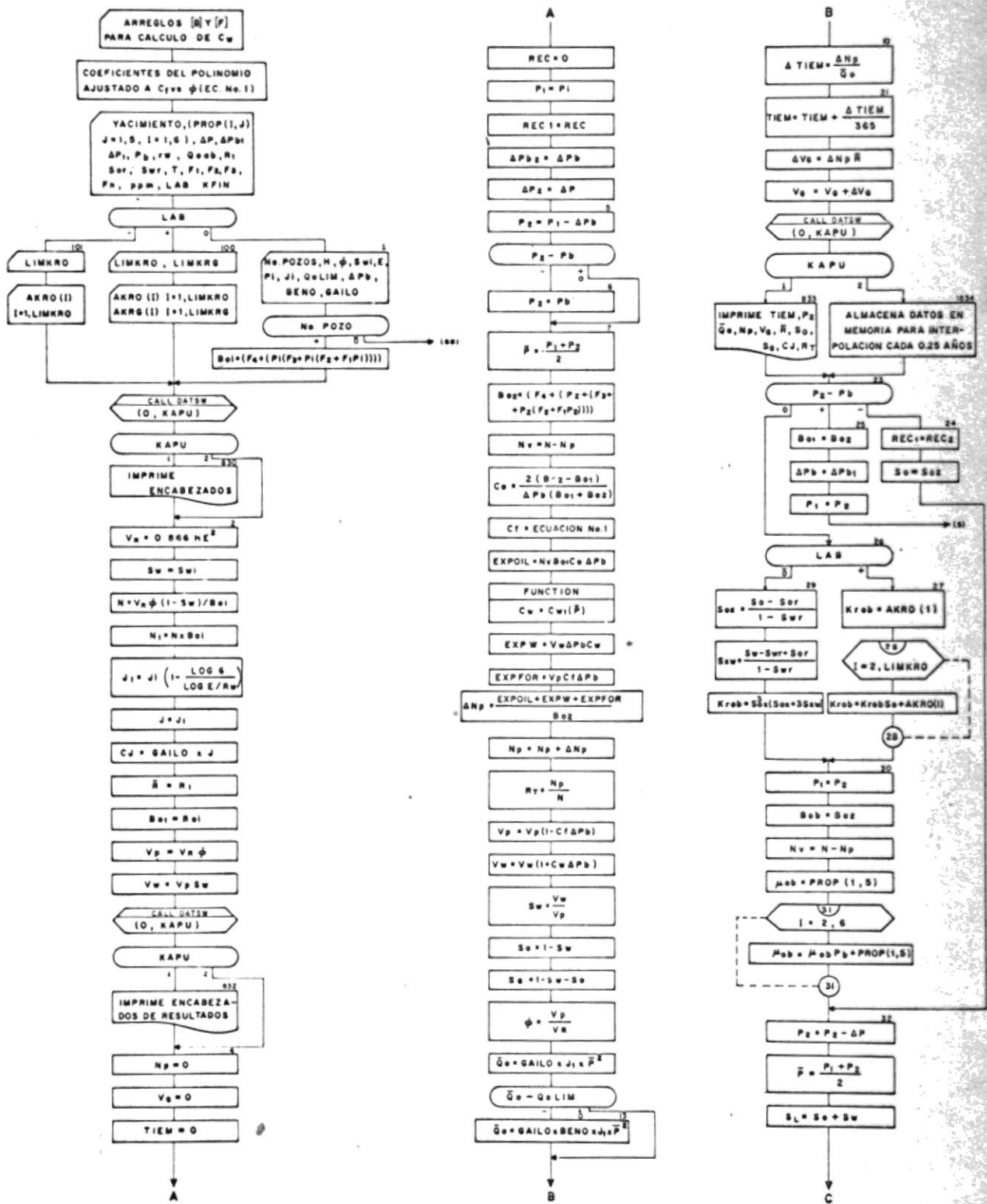
La presión del yacimiento disminuirá hasta un valor de 1134.9 psi, ocasionando que el ritmo de recuperación o gasto de aceite descienda hasta, aproximadamente, 5 bls./día. Este ritmo se definió como límite económico de producción, por lo tanto, se considera que la presión de abandono es 1134.9 psi.

En la curva que muestra el comportamiento de los gastos de producción de aceite, se observa que, cuando estos alcanzan un valor inferior a 50 bls./día, ocurre un incremento brusco a 134.1 bls./día, originado por la introducción de un sistema artificial de producción. Inmediatamente después la declinación de los gastos continúa hasta alcanzar el límite económico.

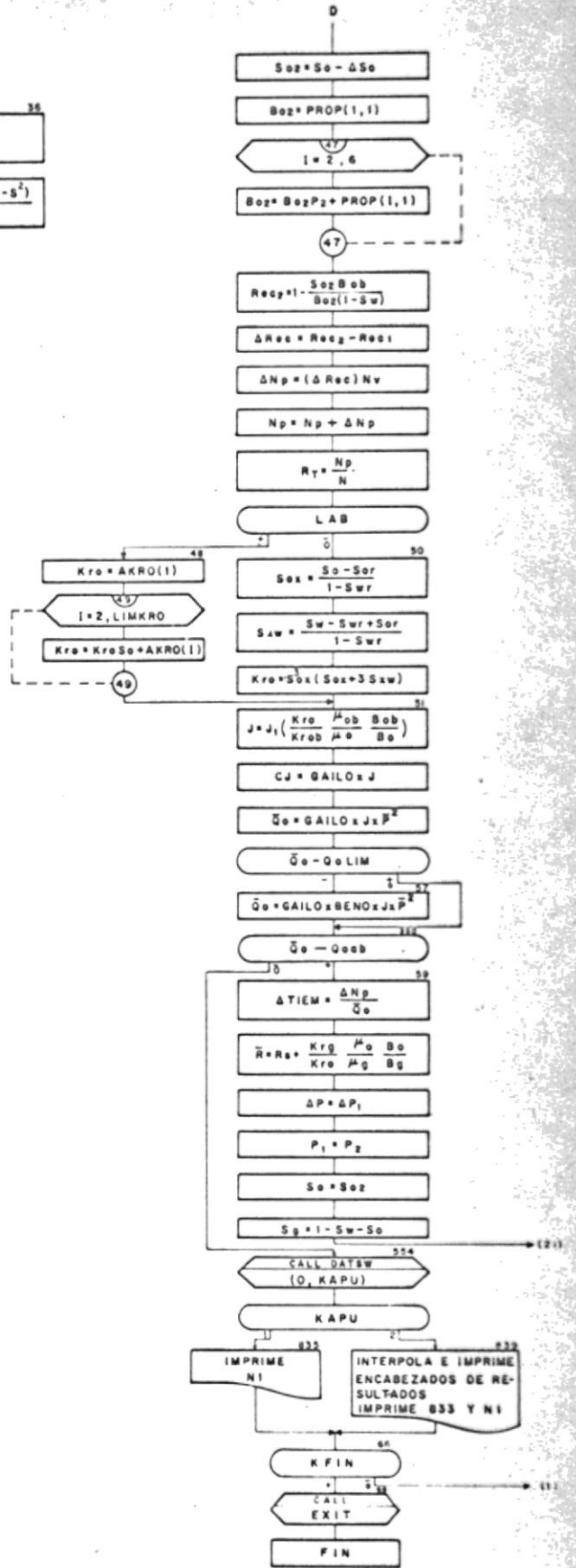
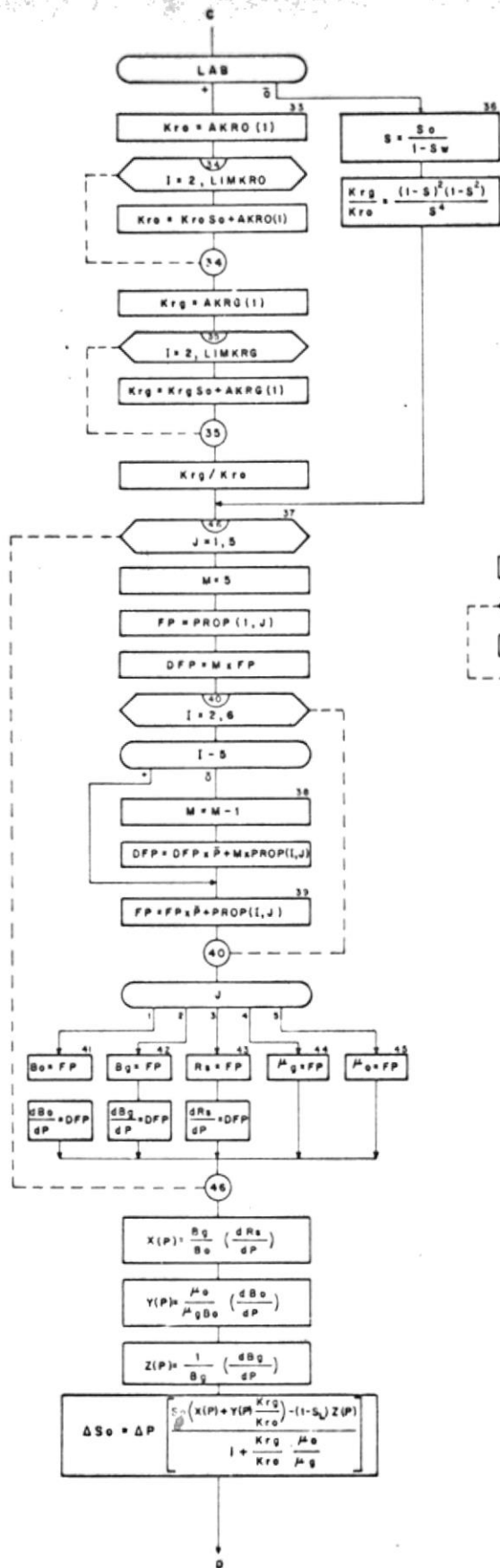
También se observa que al cabo de 31.75 años, el pozo habrá recuperado el 24.7% del volumen de aceite almacenado en su área de drenaje y tendrá una producción acumulativa de aceite de 417 631 BSTO, una producción acumulativa de gas de 364 820 800 SCF y una relación gas-aceite de 2984.6 SCF/BSTO.

La producción acumulativa de aceite de todo el yacimiento, y por ende su comportamiento, se obtendrá por superposición del comportamiento de cada uno de los 64 pozos que constituyen el yacimiento Amazonas 1.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CALCULO DE LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE YACIMIENTOS EN LA ETAPA ARRIBA DE LA PRESIÓN DE SATURACIÓN O CON EMPUJE POR GAS DISUELTO.



ECUACION No.1
 $C_f = 10^8 (19805561 \phi^8 - 23221380 \phi^7 + 11608437 \phi^6 - 3272017.1 \phi^5 + 584647.89 \phi^4 - 71117.766 \phi^3 + 6035.3413 \phi^2 - 356.96238 \phi + 15.521437)$





BIBLIOTECA

V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Analizando el desarrollo de este estudio se concluye lo siguiente:

1.- El volumen original de hidrocarburos calculado por el método de isohidrocarburos, aporta resultados más confiables que los de isopacas y cimas y bases, por tomar en cuenta los cambios de porosidad y saturación tanto vertical como horizontalmente.

2.- La diferencia entre los valores obtenidos por los métodos de isohidrocarburos y balance de materias, no debe ser mayor que un 10%. En el presente caso del yacimiento Amazonas 1 resultó ser del 0.26%, por lo que se considera que el resultado obtenido del volumen original de hidrocarburos por estos métodos son confiables.

3.- La ventaja del método de balance de materia que se propone en la presente tesis para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, está en el hecho de que, cuando la gráfica de una línea recta se desvía es posible utilizar diferentes historias de presión en períodos en que carezca de este dato o se le considere incierto, aplicando el procedimiento de cálculo hasta lograr el mejor ajuste.

4.- La importancia de conocer el mecanismo de expulsión de los fluidos en un yacimiento es evidente, ya que de acuerdo con este tipo de

mecanismo, puede definirse la forma de explotación que pueda aplicarse, ya sea aprovechando su energía natural o sin contar con ella.

El mecanismo de expulsión considerado en el yacimiento Amazonas 1 es la expansión de los fluidos y la roca almacenante hasta la presión de saturación, después de ésta, el empuje por gas disuelto.

5.- Al predecir el comportamiento del yacimiento cuando esta sujeto a un empuje por gas disuelto se empleo el método de Muskat, en el cual se obtiene mayor exactitud en el cálculo cuanto más pequeñas y en mayor número sean las caídas de presión consideradas.

6.- Los cálculos de predicción se hicieron por pozo aplicando un procedimiento mecanizado⁶. En el presente estudio se hizo la predicción del comportamiento primario para 4 pozos, para demostrar el procedimiento empleado, y se puede hacer para el resto de los 64 pozos del yacimiento Amazonas 1, para obtener el comportamiento futuro de todo el yacimiento. Con este método se obtiene una predicción más real del comportamiento, de acuerdo a las condiciones en que se produce cada pozo, y además, permite ejercer un control más eficiente de la explotación del yacimiento, y establecer las medidas necesarias para llevar a cabo un buen proceso de recuperación secundaria o mantenimiento de presión del yacimiento.

7.- El ajuste del comportamiento por pozo se orientó, principalmente, a la reproducción del gasto de aceite, por considerarse que este dato es el que presenta las máximas condiciones de confiabilidad en su medición, de acuerdo a las condiciones de operación en el campo, ya que los datos de relación gas-aceite y presiones no demuestran un comportamiento

lógico, debido posiblemente a las dificultades en su medición correcta. En este proceso del ajuste del comportamiento pasado, el factor GAILO y BENO se manejaron tratando de reproducir la historia de producción inicial del pozo. Una vez ajustado el comportamiento real con el calculado, se procedió a efectuar la predicción del comportamiento primario, hasta un gasto de abandono de 5 bls./día por pozo.

8.- Después de comparar el tiempo empleado por una computadora electrónica, con el que le llevaría aproximadamente un ingeniero en hacer los cálculos, ya sea del volumen original de hidrocarburos por el método de isohidrocarburos, balance de materias, así como la predicción del comportamiento primario de un yacimiento, es inobjetable el auxilio que presta este tipo de calculadoras a la Ingeniería Petrolera.

Se recomienda aplicar estos métodos de cálculo, porque son muy prácticos y los procedimientos elaborados no son difíciles, y la computadora los resuelve con resultados muy precisos y en la brevedad. En el caso de que no se disponga de una computadora electrónica, los procedimientos elaborados en el presente trabajo para los cálculos del volumen original de hidrocarburos y predicción del comportamiento primario, pueden ser ordenados en una forma tabular para obtener los resultados.

Estos métodos prácticos de cálculo son de muy valiosa importancia dentro de la investigación en la rama de la Industria Petrolera, pues es una guía para hacer una evaluación más exacta de los recursos petrolíferos del país, y se dan las técnicas apropiadas para ejercer un buen control de

la explotación de los yacimientos.

Es necesario, además, recomendar la elaboración de nuevos programas de cálculo de acuerdo con las necesidades y facilidades existentes en el Ecuador.



BIBLIOTECA

VI BIBLIOGRAFIA

- 1.- Hall, H.N.: "Compressibility of Reservoir Rocks", Trans. AIME (1953), Vol. 198, pag. 309.
- 2.- Craft, B.C., and Hawkins, M.F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice-Hall, Inc. (1962), pag. 136.
- 3.- Dodson, C.R. and Standing, M.B.: "Pressure-Volume-Temperature and Solubility Relations for Natural Gas - Water Mixtures", Drilling and Production Practice, API (1944), pag. 173.
- 4.- Jones, P.J.: "Petroleum Production", Reinhold Publishing Corp. (1946).
- 5.- Long, G. and Chierici, G.: "Salt Content Changes Compressibility of Reservoir Brines", The Petroleum Engineer (Julio de 1961), pag. B-25.
- 6.- Terán de la G., Benito: "Espaciamiento Optimo entre Pozos y Comportamiento Primario de Yacimientos Bajosaturados o con Empuje por Gas Disuelto", D.Y. - I.M.P. (Enero de 1967).
- 7.- Havlena, D. and Odeh, A.S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight Line", Trans. AIME (1963), Vol. 228, pag. 896.
- 8.- De la Fuente G., Gaelo,: "Volumen Original de Aceite y Constante de Entrada de Agua de Yacimientos Bajosaturados", D.Y. - I.M.P. (Mayo de 1968).
- 9.- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production", New York McGraw-Hill Book Company, Inc. (1949)
- 10.- Naar, J., Wygal, R.J. : "Three-Phase Imbibition Relative Permeability" Trans. AIME (1961) (Spej), pag. 254.
- 11.- Torcaso, M.A., Wyllie, M.R.J. : "A Comparison of Calculated Krg/Kro Ratios with a Correlations of Field Data", Journal of Petroleum Technology (Dec. 1958)
- 12.- Guerrero, E.T.: "Practical Reservoir Engineering", The Petroleum Publishing Corp., pag. 76
- 13.- Inzunza, I.G., Martínez T.O., Conversación directa con los autores - Trabajo no publicado.

VII NOMENCLATURA



BIBLIOTECA

- A Area del yacimiento.
- A₁ Area de drenaje del pozo.
- AKRO, AKRG Arreglos que indican las constantes de un polinomio que se ajusta a las curvas Kro y Krg vs. P respectivamente, cuando existen datos de laboratorio.
- B BENO, factor de comportamiento para el cálculo de predicción.
- (B) Arreglo de 24 x 17 para calcular solubilidad del gas en agua pura.
- Bg Factor de volumen del gas a la presión \bar{p} , bls/SCF
- Bo Factor de volumen del aceite a la presión \bar{p} , bls/BSTO
- Bob Factor de volumen del aceite a la presión de saturación P_b, bls/BSTO
- Bo(j) Factor de volumen del aceite a la presión P_j, bls/BSTO
- Boi Factor de volumen del aceite a la presión inicial P_i, bls/BSTO
- Bo₁ Factor de volumen del aceite a la presión P₁, bls/BSTO
- Bo₂ Factor de volumen del aceite a la presión P₂, bls/BSTO
- Bw Factor de volumen del agua, bls a c.y./bls a c.s.
- C GAILO, Factor de comportamiento para el cálculo de predicción.
- C₁, C₂, C₃, C_n Constantes del polinomio ajustado a la curva de Bo vs. P cuando P > P_b
- ce Compresibilidad efectiva de los fluidos y la formación, psi⁻¹
- cej Compresibilidad efectiva al final del período \bar{t} (j), psi⁻¹
- cf Compresibilidad de la formación, psi⁻¹

co	Compresibilidad del aceite, psi^{-1}
cw	Compresibilidad del agua de la formación, psi^{-1}
cwp	Compresibilidad del agua pura, psi^{-1}
dBg/dp	Derivada de B_g con respecto a P
dBo/dp	Derivada de B_o con respecto a P
dRs/dp	Derivada de R_s con respecto a P
ΔG_p	Incremento en la producción de gas, SCF
ΔN_p	Incremento en la producción de aceite, BSCIO
ΔP	Decremento de presión que permite calcular la predicción en un valor cerrado de presión a partir de la presión de saturación, psi .
ΔP_1	Decremento de presión para calcular la predicción desde, $(P_b - \Delta P)$ hasta la presión de abandono, psi .
ΔP_i	Decremento de presión que permite hacer el cálculo de la predicción en un valor cerrado de presión a partir de la presión inicial, psi .
ΔP_{b1}	Decremento de presión para calcular la predicción desde $(P_i - \Delta P_b)$ hasta la presión de saturación, psi .
$\Delta P(j)$	Decremento total de presión al final del período $\bar{t}(j)$, psi .
$\Delta' P(j)$	Decremento parcial de presión correspondiente al período $\bar{t}(j)$, psi .
ΔRec	Incremento en la recuperación fraccional de aceite.
ΔS_o	Decremento en la saturación de aceite.
ΔT	Incremento de tiempo, años.
E	Espaciamiento entre pozos para un arreglo hexagonal, ft.
E_1, E_2	Espaciamiento entre pozos para un arreglo rómbico, ft.
EXP.f	Expansión de la formación.
EXP.o	Expansión del aceite.
EXP.w	Expansión del agua.

F_1, F_2, F_3, F_n	Constantes del polinomio ajustado a la curva de Bo vs. p cuando $P > P_b$
(F)	Arreglo de 36×17 para calcular la compresibilidad del agua.
Gp	Producción acumulativa de gas, SCF.
H	Espesor medio del pozo, ft.
ICONT	Variable de control para el cálculo de la compresibilidad efectiva.
Ih	Indice de hidrocarburos, ft^3 hidrocarburo/ ft^2 roca.
J	Indice de productividad, bls/día/psi.
Ji	Indice de productividad inicial bls/día/psi
Jl	Indice de productividad inicial afectado por la interferencia entre pozos.
K	Permeabilidad absoluta, darcy.
KFIN	Variable de control para terminar el proceso del programa.
Krg	Permeabilidad relativa al gas, darcy.
Kro	Permeabilidad relativa al aceite, darcy.
Krob	Permeabilidad relativa al aceite a la presión de saturación P_b , - darcy.
LAB	Variable de control que indica la existencia o no de datos de laboratorio.
LE	Variable de control que representa el grado del polinomio ajustado a la curva Bo vs. P , más uno.
LIMKRG	Grado de la ecuación que más se ajuste a la curva Krg vs. So , más uno.
LIMKRO	Grado de la ecuación que más se ajuste a la curva Kro vs. So , más uno.
N	Volumen original de aceite, BSTO
NH	Variable de control que indica el número de historias de presión disponibles.

N_p	Producción acumulativa de aceite, BSTO
$N_p(j)$	Producción acumulativa de aceite al final del período $\bar{t}(j)$, BSTO
N_r	Volumen remanente de aceite a un tiempo T , en la etapa arriba de la presión de saturación, contenido en el área de drene, BSTO
n	NUPER, número de períodos que integran la historia de explotación.
\bar{P}	Presión estática media, psi.
P_c	Presión de saturación, psi.
P_i	Presión inicial del yacimiento, psi.
$P(j)$	Presión del yacimiento al final del período $\bar{t}(j)$, psi
PROP	Arreglo de 6×5 que indica las constantes del polinomio que se ajusta a las curvas de B_o , B_g , μ_o , μ_g , R_s vs. P .
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo, psi.
P_{ws}	Presión estática media en la frontera, psi.
P_1	Presión en el yacimiento al iniciar un período en el cálculo de la predicción, psi.
P_2	Presión en el yacimiento al terminar un período en el cálculo de la predicción, psi.
\bar{q}_o	Gasto medio de aceite, bls/día.
$q_o \text{ ab}$	Gasto de abandono, bls/día.
$q_o \text{ lim}$	Gasto límite para la vida fluyente de un pozo, bls/día.
\bar{R}	Relación media gas-aceite, SCF/BSTO.
R_1	Relación inicial gas-aceite, SCF/BSTO.
Rec	Recuperación fraccional de aceite.
Rec ₁	Recuperación fraccional de aceite hasta la presión P_1 .
Rec ₂	Recuperación fraccional de aceite hasta la presión P_2 .
R_s	Relación gas disuelto-aceite, SCF/BSTO.
R_{sw}	Solubilidad del gas natural en el agua de la formación, ft^3/bls .

R _{swp}	Solubilidad del gas natural en el agua pura, ft ³ /bls.
R _t	Recuperación total de aceite, fracción del volumen original.
r _w	Radio promedio de los pozos, ft.
S	Desviación estándar de la recta ajustada.
S _g	Saturación de gas, fracción.
S _L	Saturación de líquidos, fracción.
S _o	Saturación de aceite, fracción.
S _{oe}	Saturación efectiva de aceite
S _{or}	Saturación residual de aceite, fracción.
S _w	Saturación media de agua del yacimiento, fracción.
S _{wr}	Saturación residual de agua, fracción.
$\bar{t}(j)$	Período de tiempo adimensional.
T _y	Temperatura media del yacimiento, °F.
TOL	Tolerancia que rige el grado de ajuste de la ecuación en una línea recta.
μ_g	Viscosidad del gas a la presión \bar{p} , cp.
μ_o	Viscosidad del aceite a la presión \bar{p} , cp.
μ_{ob}	Viscosidad del aceite a la presión de saturación P _b , cp.
VH _{cs}	Volumen original de hidrocarburos a las condiciones de yacimiento, bls.
V _p	Volumen de poros.
V _r	Volumen de roca = AH
V _w	Volumen de agua.
W _{p(j)}	Producción acumulativa de agua al final del período $\bar{t}(j)$, bls a c.s.
W _e	Volumen de entrada de agua al yacimiento, bls a c.s.

- $W_i(j)$ Volumen acumulativo de agua inyectada al final del período $\bar{t}(j)$, bls a c.s.
- X Factor de corrección por salinidad.
- $x(j)$ Abscisa del punto correspondiente al período $\bar{t}(j)$.
- Y Salinidad del agua de la formación, ppm.
- $yc(j)$ Ordenada calculada a partir de la ecuación de la recta ajustada.
- $yr(j)$ Ordenada de cualquiera de los puntos tomados como datos.
- α Exponente del tiempo adimensional \bar{t} que determina el tipo de flujo en el acuífero.
- ϕ Porosidad media del yacimiento, fracción.



BIBLIOTECA

TABLA No. 1

DATOS

Campo = Amazonas

Coordenadas máximas y mínimas = 529521 ft. < X < 512854 ft.

240909 ft. < Y < 221126 ft.

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat.de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
1	527093	233560	13.1	0.11	0.12	0
			6.6	0.14	0.12	0
			26.2	0.17	0.19	0
			16.4	0.12	0.18	0
			16.4	0.18	0.16	0
			13.1	0.25	0.12	0
			49.2	0.18	0.43	1
2	524862	233429	32.8	0.14	0.15	0
			26.2	0.18	0.39	0
			19.7	0.15	0.45	0
			13.1	0.13	0.60	0
			29.5	0.15	0.92	1
4	523615	231395	23.0	0.17	0.12	0
			29.5	0.23	0.22	0
			16.4	0.18	0.26	0
			26.2	0.19	0.33	0
			9.8	0.22	0.80	1
5	522762	233954	16.4	0.13	0.26	0
			19.7	0.14	0.46	0
			26.2	0.14	0.48	0
			32.8	0.11	0.49	0
			9.8	0.14	0.43	0
23.0	0.13	0.63	1			

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat. de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
6	524928	229295	26.2	0.11	0.21	0
			9.8	0.14	0.32	0
			16.4	0.14	0.46	0
			23.0	0.13	0.53	0
			13.1	0.13	0.65	0
			19.7	0.13	0.77	1
			16.4	0.15	0.17	0
			13.1	0.18	0.17	0
			23.0	0.18	0.30	0
			32.8	0.15	0.39	0
7	521188	231526	26.2	0.15	0.40	0
			16.4	0.13	0.52	0
			16.4	0.14	0.41	0
			16.4	0.14	0.70	1
			16.4	0.13	0.15	0
			16.4	0.14	0.40	0
			16.4	0.13	0.45	0
			13.1	0.12	0.35	0
			13.1	0.14	0.48	0
			13.1	0.14	0.53	1
8	522434	229164	52.5	0.14	0.56	0
			32.8	0.12	0.73	1
			32.8	0.16	0.46	0
10	750811	227064	32.8	0.18	0.36	0
			13.1	0.17	0.70	1
			16.4	0.15	0.19	0
			13.1	0.17	0.23	0
11	519892	233855	16.4	0.19	0.27	0
			19.7	0.11	0.56	0
			13.1	0.14	0.59	1
			29.5	0.16	0.18	0
			23.0	0.20	0.27	0
12	518432	231263	26.2	0.13	0.47	0
			29.5	0.20	0.52	0
			45.9	0.12	0.90	1
			26.2	0.13	0.47	0
			29.5	0.20	0.52	0

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat.de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
13	516594	233379	23.0	0.15	0.18	0
			26.2	0.20	0.22	0
			29.5	0.13	0.49	0
			29.5	0.14	0.62	0
			39.4	0.14	0.69	1
14	515577	235988	32.8	0.15	0.24	0
			32.8	0.13	0.49	0
			23.0	0.14	0.61	1
			26.2	0.20	0.08	0
15	519908	229196	29.5	0.21	0.16	0
			19.7	0.19	0.20	0
			29.5	0.19	0.23	0
			26.2	0.18	0.31	0
			23.0	0.14	0.65	1
			19.7	0.14	0.15	0
16	521188	227589	29.5	0.18	0.27	0
			16.4	0.18	0.26	0
			26.2	0.14	0.42	0
			32.8	0.17	0.50	0
			13.1	0.13	0.66	1
17	517874	236381	42.7	0.16	0.34	0
			13.1	0.17	0.54	1
18	521975	224866	26.2	0.12	0.21	0
			23.0	0.14	0.34	0
			26.2	0.14	0.35	0
			13.1	0.11	0.77	1
19	525269	224882	23.0	0.16	0.16	0
			39.4	0.13	0.54	0
			19.7	0.12	0.86	1
20	515085	230837	32.8	0.11	0.47	0
			9.8	0.11	0.56	0
			23.0	0.12	0.80	1

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat. de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
21	517185	229065	36.1	0.15	0.27	0
			19.7	0.16	0.37	0
			26.2	0.13	0.75	0
			13.1	0.14	0.86	1
22	518563	226670	23.0	0.15	0.18	0
			23.0	0.15	0.52	0
			16.4	0.15	0.79	1
23	514003	233068	29.5	0.14	0.33	0
			26.2	0.12	0.52	0
			29.5	0.13	0.72	1
24	519406	224318	29.5	0.12	0.25	0
			23.0	0.14	0.35	1
30	514495	228704	29.5	0.15	0.56	0
			23.0	0.18	0.74	1
35	520433	236316	49.2	0.17	0.42	0
			39.4	0.15	0.46	0
			13.1	0.14	0.93	1
36	515512	234314	36.1	0.12	0.33	0
			26.2	0.14	0.37	0
			16.4	0.12	0.63	0
			16.4	0.12	0.87	1
37	515577	232346	29.5	0.07	0.20	0
			19.7	0.12	0.18	0
			29.5	0.10	0.23	1
38	516676	231001	26.2	0.13	0.24	0
			19.7	0.18	0.20	0
			19.7	0.13	0.41	0
			26.2	0.16	0.57	1
39	518596	229853	9.8	0.19	0.18	0
			26.2	0.22	0.23	0
			23.0	0.17	0.41	0
			36.1	0.20	0.47	1

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat. de Agua (fracc.)	Control ILO
	(ft)	(ft)				
40	517513	232379	29.5	0.14	0.14	0
			32.8	0.14	0.28	0
			32.8	0.14	0.27	0
			32.8	0.17	0.46	0
			19.7	0.12	0.62	1
41	519777	230673	19.7	0.09	0.15	0
			16.4	0.15	0.14	0
			16.4	0.11	0.25	0
			23.0	0.12	0.22	1
			32.8	0.24	0.17	0
42	521155	228442	19.7	0.10	0.38	0
			23.0	0.10	0.43	0
			23.0	0.11	0.45	1
			26.2	0.18	0.32	0
			49.2	0.14	0.46	1
43	517119	234971	39.4	0.20	0.25	0
			16.2	0.14	0.29	1
44	518169	233511	29.5	0.17	0.25	0
			23.0	0.18	0.27	0
			26.2	0.13	0.41	1
45	519859	232248	23.0	0.19	0.16	0
			29.5	0.26	0.22	0
			26.2	0.17	0.44	1
46	522237	230673	19.7	0.11	0.24	0
			26.2	0.10	0.47	1
47	523878	228507	32.8	0.14	0.45	0
			23.0	0.10	0.60	1
			26.2	0.13	0.22	0
48	518957	235299	16.4	0.19	0.26	0
			6.6	0.24	0.64	1
			9.8	0.13	0.10	0
49	521483	233068	9.8	0.18	0.13	0
			9.8	0.13	0.34	1
			29.5	0.13	0.34	1
50	525059	231034	9.8	0.13	0.10	0
			9.8	0.18	0.13	0
			29.5	0.13	0.34	1

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat. de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
51	521220	234741	26.2	0.13	0.28	0
			39.4	0.18	0.34	0
			19.7	0.16	0.47	1
52	523845	232805	26.2	0.13	0.32	0
			26.2	0.17	0.43	0
			19.7	0.18	0.40	1
53	522598	232477	23.0	0.16	0.22	0
			13.1	0.17	0.53	1
54	523714	229951	23.0	0.13	0.25	0
			26.2	0.19	0.32	0
			13.1	0.15	0.43	1
55	521368	229689	26.2	0.17	0.18	0
			16.4	0.25	0.25	0
			13.1	0.24	0.39	0
			26.2	0.20	0.47	1
57	520171	227818	23.0	0.09	0.17	0
			19.7	0.14	0.26	0
			23.0	0.08	0.40	1
58	522566	227818	19.7	0.16	0.24	0
			32.8	0.18	0.36	0
			32.8	0.14	0.49	1
59	519941	226703	32.8	0.19	0.21	0
			16.4	0.26	0.31	0
			13.1	0.20	0.52	1
60	520827	225948	32.8	0.15	0.19	0
			23.0	0.17	0.26	0
			29.5	0.15	0.43	1
61	522467	225981	26.2	0.19	0.18	0
			26.2	0.21	0.40	1
62	525269	227871	16.4	0.17	0.20	0
			39.4	0.18	0.45	0
			16.4	0.15	0.55	1

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat. de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
63	524025	225784	16.4	0.15	0.17	0
			32.8	0.13	0.52	1
64	525157	226801	19.7	0.17	0.18	0
			26.2	0.16	0.54	1
65	517677	230443	36.1	0.20	0.19	0
			29.5	0.20	0.28	0
			16.4	0.19	0.40	1
			16.4	0.17	0.25	0
66	524993	232116	13.1	0.18	0.32	1
			23.0	0.18	0.24	0
67	523878	234347	29.5	0.17	0.52	1
			32.8	0.26	0.27	0
68	522369	235266	16.4	0.20	0.60	0
			13.1	0.15	0.77	1
			36.1	0.17	0.41	0
69	520171	234807	23.0	0.14	0.53	1
			39.4	0.14	0.45	0
70	521614	236217	32.8	0.13	0.55	1
			32.8	0.20	0.32	0
71	519219	236873	29.5	0.17	0.44	0
			19.7	0.21	0.36	1
			32.8	0.14	0.41	0
72	523714	235807	23.0	0.14	0.49	1
			23.0	0.16	0.30	0
75	526860	231375	16.4	0.13	0.39	0
			16.4	0.14	0.45	0
			19.7	0.11	0.37	0
			16.4	0.10	0.77	1

No. Pozo	C o o r d e n a d a s		Espesor (ft)	Porosidad (fracc.)	Sat. de Agua (fracc.)	Control ILO
	X (ft)	Y (ft)				
			23.0	0.16	0.13	0
			32.8	0.18	0.19	0
			32.8	0.19	0.20	0
			32.8	0.16	0.33	0
77	520177	237802	32.8	0.15	0.66	1
			26.2	0.13	0.18	0
			29.5	0.15	0.32	0
			32.8	0.14	0.24	0
			19.7	0.13	0.30	0
102	520177	240177	36.1	0.12	0.33	1
500	520171	240909	0			1
501	520794	240614	0			1
502	521155	239498	0			1
503	521647	238317	0			1
504	522959	236873	0			1
505	524436	236217	0			1
506	526896	235003	0			1
507	528471	232937	0			1
508	529455	229656	0			1
509	529357	226375	0			1
510	528766	224636	0			1
511	526699	222618	0			1
512	524928	221880	0			1
513	523287	221175	0			1
514	521647	221224	0			1
515	519318	221880	0			1
516	517743	223094	0			1
517	517070	224374	0			1
518	516676	225686	0			1
519	516086	226719	0			1
520	515085	227392	0			1
521	513117	229656	0			1
522	512854	232937	0			1
523	513707	234971	0			1
524	517644	237103	0			1
525	518989	238415	0			1
526	519531	240433	0			1

TABLA No. 2

INDICE DE HIDROCARBUROS POR POZO DEL YACIMIENTO AMAZONAS 1 ✓

Pozo No. 1	Ind. Hc. 17.71	Pozo No. 51	Ind. Hc. 8.79
Pozo No. 2	Ind. Hc. 9.41	Pozo No. 52	Ind. Hc. 6.98
Pozo No. 4	Ind. Hc. 14.66	Pozo No. 53	Ind. Hc. 3.90
Pozo No. 5	Ind. Hc. 8.69	Pozo No. 54	Ind. Hc. 6.72
Pozo No. 6	Ind. Hc. 7.02	Pozo No. 55	Ind. Hc. 11.41
Pozo No. 7	Ind. Hc. 15.32	Pozo No. 57	Ind. Hc. 4.85
Pozo No. 8	Ind. Hc. 7.18	Pozo No. 58	Ind. Hc. 8.49
Pozo No. 9	Ind. Hc. 4.26	Pozo No. 59	Ind. Hc. 9.12
Pozo No. 10	Ind. Hc. 7.25	Pozo No. 60	Ind. Hc. 9.38
Pozo No. 11	Ind. Hc. 7.67	Pozo No. 61	Ind. Hc. 7.38
Pozo No. 12	Ind. Hc. 12.40	Pozo No. 62	Ind. Hc. 7.21
Pozo No. 13	Ind. Hc. 12.13	Pozo No. 63	Ind. Hc. 4.06
Pozo No. 14	Ind. Hc. 7.15	Pozo No. 64	Ind. Hc. 4.65
Pozo No. 15	Ind. Hc. 21.71	Pozo No. 65	Ind. Hc. 11.94
Pozo No. 16	Ind. Hc. 13.87	Pozo No. 66	Ind. Hc. 3.67
Pozo No. 17	Ind. Hc. 5.51	Pozo No. 67	Ind. Hc. 5.54
Pozo No. 18	Ind. Hc. 7.31	Pozo No. 68	Ind. Hc. 7.97
Pozo No. 19	Ind. Hc. 5.74	Pozo No. 69	Ind. Hc. 5.11
Pozo No. 20	Ind. Hc. 2.91	Pozo No. 70	Ind. Hc. 4.92
Pozo No. 21	Ind. Hc. 7.02	Pozo No. 71	Ind. Hc. 9.90
Pozo No. 22	Ind. Hc. 4.98	Pozo No. 72	Ind. Hc. 4.33
Pozo No. 23	Ind. Hc. 5.34	Pozo No. 75	Ind. Hc. 6.85
Pozo No. 24	Ind. Hc. 4.72	Pozo No. 77	Ind. Hc. 18.14
Pozo No. 30	Ind. Hc. 3.01	Pozo No. 102	Ind. Hc. 13.97
Pozo No. 35	Ind. Hc. 8.16		
Pozo No. 36	Ind. Hc. 6.16		
Pozo No. 37	Ind. Hc. 5.83		
Pozo No. 38	Ind. Hc. 8.72		
Pozo No. 39	Ind. Hc. 12.10		
Pozo No. 40	Ind. Hc. 14.10		
Pozo No. 41	Ind. Hc. 7.87		
Pozo No. 42	Ind. Hc. 10.43		
Pozo No. 43	Ind. Hc. 6.92		
Pozo No. 44	Ind. Hc. 7.51		
Pozo No. 45	Ind. Hc. 8.79		
Pozo No. 46	Ind. Hc. 12.13		
Pozo No. 47	Ind. Hc. 3.01		
Pozo No. 48	Ind. Hc. 3.41		
Pozo No. 49	Ind. Hc. 5.51		
Pozo No. 50	Ind. Hc. 5.21		

TABLA No. 3-A

DATOS

Campo = Amazonas

Yacimiento = Amazonas 1

Número de períodos = 20

Presión inicial = 6577.7 psi

Tolerancia = 0.60

I. HISTORIA DE EXPLOTACION

Período	Presión (psi)	N_p (10^6 BSTO)	W_p (10^6 bls @ c.s.)
1	6480.00	0.024814	0.000051
2	6371.00	0.051703	0.000205
3	6247.00	0.145959	0.000375
4	6110.00	0.345358	0.001098
5	5958.00	0.820750	0.002578
6	5790.00	1.523172	0.006018
7	5610.00	2.204383	0.010109
8	5425.00	3.289886	0.014616
9	5240.00	4.380112	0.018835
10	5045.73	5.330122	0.023737
11	4848.00	6.300115	0.027737
12	4653.00	7.230120	0.031212
13	4434.00	8.070131	0.034836
14	4194.00	8.900129	0.038167
15	3917.00	9.700151	0.040986
16	3620.00	10.470180	0.044775
17	3360.00	11.210193	0.047314
18	3145.00	11.900213	0.049523
19	2985.00	12.400226	0.051985
20	2870.00	12.900243	0.053409

TABLA No. 3-B

DATOS

Campo = Amazonas

Yacimiento = Amazonas 1

Número de períodos = 20

Presión inicial = 6577.7 psi

Tolerancia = 0.20

II. HISTORIA DE EXPLOTACION

Período	Presión (psi)	N_p (10^6 BSTO)	W_p (10^6 bls @ c.s.)
1	6549.69	0.024814	0.000051
2	6499.91	0.051703	0.000205
3	6421.68	0.145959	0.000375
4	6315.01	0.345358	0.001098
5	6201.23	0.820750	0.002578
6	6059.00	1.523172	0.006018
7	5902.55	2.204383	0.010109
8	5610.65	3.289886	0.014616
9	5330.30	4.380112	0.018835
10	5045.73	5.330122	0.023737
11	4780.17	6.300115	0.027737
12	4510.00	7.230120	0.031212
13	4250.00	8.070131	0.034836
14	4010.00	8.900129	0.038167
15	3765.00	9.700151	0.040986
16	3550.00	10.470180	0.044775
17	3330.00	11.210193	0.047314
18	3145.00	11.900213	0.049523
19	2970.00	12.400226	0.051985
20	2800.00	12.900243	0.053409

TABLA No. 4

X Real	Y Real	Y Calculada
0.01376486	1.874935	2.290515
0.01790159	2.720191	2.987446
0.02560786	4.073843	4.281503
0.03297673	5.441933	5.521791
0.04043276	6.646229	6.774267
0.04736448	7.880909	7.943627
0.05439725	9.073406	9.127864
0.06114180	10.15956	10.26461
0.06734380	11.23676	11.31774
0.07366429	12.28242	12.39130
0.07918997	13.29233	13.34000
0.08483032	14.26876	14.30103
0.08954839	15.17988	15.10653
0.09400977	15.85119	15.82317
0.09833543	16.52310	16.52310

Desviación estándar = 0.2201

Volumen original de aceite = 166.3871×10^6 BSTO

T A B L A NO. 8

PREDICION DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO

POZO NO. 4
YACIMIENTO A M A Z O N A S 1

D A T O S

ESPACIAMIENTO = 1482.92 FT.
ESPEJOR NETO = 104.9R FT.
POROSIDAD = 0.20 FRACC.
SAT. DE AGUA = 0.29 FRACC.
FACTOR R = 3.00
PRES. INICIAL = 4323.79 PSI

TIEMPO ANOS	PRESION VAC. PSI	GASTO ACETILE BBS/DIA	PROD. ACUM. ACETILE BSTD.	PROD. ACUM. GAS SCP.	BGA SCP/BSTD	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACETILE FRACCION
0.25	3758.7	351.2	34158.	28012776.	353.4	0.7087	0.0000	0.000346	0.009
0.50	3335.0	297.1	64858.	38493744.	553.4	0.7077	0.0000	0.000346	0.017
0.75	3003.6	225.3	86358.	42795056.	553.4	0.7070	0.0000	0.000346	0.023
1.00	2736.3	187.4	104848.	5022056.	553.4	0.7064	0.0000	0.000346	0.028
1.25	2526.4	158.0	119968.	6410960.	553.5	0.7058	0.0000	0.000346	0.032
1.50	2504.2	153.3	133878.	76094040.	549.4	0.7054	0.0044	0.000346	0.036
1.75	2461.0	142.3	146958.	86187104.	544.4	0.6982	0.0075	0.000346	0.039
2.00	2433.6	136.8	159428.	87802592.	539.6	0.6949	0.0108	0.000346	0.043
2.25	2428.2	136.3	171258.	94207264.	535.1	0.6911	0.0144	0.000346	0.046
2.50	2409.4	125.2	182568.	100200000.	531.4	0.6881	0.0177	0.000346	0.049
2.75	2391.6	124.0	193808.	105807520.	528.0	0.6851	0.0204	0.000346	0.052
3.00	2374.4	115.2	203768.	111209472.	524.9	0.6823	0.0234	0.000346	0.055
3.25	2357.9	110.8	213738.	116548144.	522.3	0.6797	0.0261	0.000346	0.057
3.50	2341.8	106.6	223838.	121824480.	519.9	0.6771	0.0287	0.000346	0.060
3.75	2326.1	102.6	232938.	127001440.	517.9	0.6744	0.0312	0.000346	0.062
4.00	2310.7	99.8	241408.	132001968.	516.2	0.6722	0.0336	0.000346	0.065
4.25	2295.6	95.4	250078.	136823072.	514.8	0.6696	0.0356	0.000346	0.067
4.50	2280.7	92.4	258308.	141485120.	513.7	0.6676	0.0381	0.000346	0.069
4.75	2266.1	89.3	266408.	146099248.	513.0	0.6653	0.0403	0.000346	0.071
5.00	2251.7	86.8	274108.	150676380.	512.6	0.6634	0.0424	0.000346	0.074

(C O N T I N U A C I O N)

TIEMPO AÑOS	PRESSION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSYD.	PROD. ACUM. GAS SCF.	MGA SCF/BSYD	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
5.25	2237.6	83.6	281676.	151525376.	512.4	0.6613	0.0445	0.000294	0.076
5.50	2223.6	81.0	288950.	152255712.	512.6	0.6593	0.0464	0.000290	0.078
5.75	2209.9	78.5	295997.	152875392.	513.2	0.6574	0.0484	0.000285	0.079
6.00	2196.5	76.1	302832.	153492352.	514.0	0.6555	0.0502	0.000281	0.081
6.25	2183.3	73.9	309463.	154107332.	515.1	0.6537	0.0521	0.000277	0.083
6.50	2170.3	71.7	315900.	154719592.	516.6	0.6519	0.0538	0.000273	0.085
6.75	2157.6	69.7	322154.	172395392.	518.3	0.6502	0.0555	0.000269	0.086
7.00	2145.3	67.8	328234.	175567968.	520.4	0.6485	0.0572	0.000266	0.088
7.25	2133.2	66.0	334147.	178669120.	522.7	0.6469	0.0588	0.000263	0.090
7.50	2121.4	64.2	339903.	181703808.	525.2	0.6453	0.0604	0.000260	0.092
7.75	2109.9	62.6	345509.	184676768.	528.1	0.6438	0.0620	0.000197	0.093
8.00	2098.9	61.0	350894.	187562336.	531.3	0.6423	0.0634	0.000194	0.094
8.25	2088.1	59.6	356190.	190412472.	534.6	0.6409	0.0649	0.000191	0.096
8.50	2077.3	58.1	361485.	193263040.	538.0	0.6394	0.0663	0.000188	0.097
8.75	2067.2	56.8	366468.	195996800.	541.9	0.6381	0.0677	0.000186	0.098
9.00	2057.2	55.5	371427.	198721824.	545.8	0.6367	0.0690	0.000184	0.100
9.25	2047.3	54.2	376361.	201438016.	549.8	0.6354	0.0704	0.000181	0.101
9.50	2038.2	53.1	381002.	204152128.	554.2	0.6342	0.0716	0.000179	0.102
9.75	2029.0	52.0	385642.	206866240.	558.7	0.6329	0.0728	0.000177	0.104
10.00	2019.9	50.8	390283.	209580384.	563.1	0.6317	0.0741	0.000174	0.105
10.25	2010.4	49.9	403039.	212294528.	577.7	0.6283	0.0775	0.000169	0.108
10.50	1972.0	45.4	415447.	226049248.	593.5	0.6250	0.0808	0.000153	0.112
10.75	1955.6	42.9	427136.	231287440.	610.3	0.6219	0.0838	0.000148	0.115
11.00	1930.6	42.4	436236.	238235040.	628.1	0.6191	0.0867	0.000144	0.118
11.25	1912.0	41.2	448807.	243122720.	646.6	0.6163	0.0894	0.000139	0.121
11.50	1894.4	40.1	458898.	251905312.	665.9	0.6137	0.0920	0.000145	0.123
11.75	1877.2	39.4	468551.	258596448.	685.7	0.6113	0.0945	0.000142	0.126
12.00	1867.2	38.0	477842.	265287584.	706.2	0.6089	0.0968	0.000138	0.128
12.25	1847.3	37.0	486685.	271978720.	727.1	0.6067	0.0991	0.000135	0.131
12.50	1833.0	35.3	495226.	278242816.	748.5	0.6045	0.1012	0.000132	0.133
12.75	1819.4	34.9	503449.	284177632.	770.4	0.6023	0.1033	0.000129	0.135
13.00	1806.2	33.6	511376.	290066304.	792.6	0.6002	0.1053	0.000126	0.138
13.25	1793.5	32.4	519026.	294433904.	815.2	0.5986	0.1072	0.000124	0.140
13.50	1781.3	31.2	526416.	300722444.	838.1	0.5966	0.1091	0.000121	0.142
13.75	1769.4	30.1	533942.	306997504.	861.3	0.5949	0.1108	0.000119	0.144
14.00	1757.9	29.1	540479.	312291168.	884.9	0.5932	0.1126	0.000117	0.146
14.25	1746.6	28.1	547179.	322400000.	908.9	0.5915	0.1143	0.000114	0.147
14.50	1735.8	27.0	553646.	328634048.	932.7	0.5899	0.1159	0.000112	0.149
14.75	1725.6	26.0	559948.	334797504.	956.9	0.5883	0.1176	0.000110	0.151
15.00	1714.8	25.0	566078.	340918208.	981.3	0.5868	0.1192	0.000108	0.152
15.25	1704.4	24.0	572009.	346997528.	1005.9	0.5853	0.1207	0.000107	0.154
15.50	1694.4	23.0	577779.	352990048.	1030.7	0.5838	0.1221	0.000105	0.155
15.75	1684.5	22.0	583396.	358900144.	1055.6	0.5824	0.1234	0.000104	0.157
16.00	1674.9	21.0	588856.	364727648.	1080.7	0.5810	0.1246	0.000103	0.158
16.25	1665.4	20.0	594136.	370472752.	1105.8	0.5797	0.1258	0.000102	0.160

(C O M P I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS	PRESION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTD.	PROD. ACUM. GAS SEF.	REA SEF/BSTD	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
16.50	1656.1	58.1	590296.	377155392.	1131.1	0.5784	0.1274	0.000098	0.181
16.75	1646.9	56.6	604323.	385106240.	1156.5	0.5771	0.1287	0.000097	0.183
17.00	1637.8	55.1	609221.	389031808.	1181.9	0.5759	0.1299	0.000095	0.184
17.25	1628.9	53.7	613995.	394931584.	1207.5	0.5746	0.1311	0.000094	0.185
17.50	1620.1	52.4	618648.	400805312.	1233.0	0.5734	0.1323	0.000093	0.187
17.75	1611.4	51.1	623187.	406652480.	1258.7	0.5723	0.1335	0.000091	0.188
18.00	1602.8	49.9	627616.	412472576.	1284.3	0.5711	0.1346	0.000090	0.189
18.25	1594.3	48.7	631938.	418265408.	1310.1	0.5700	0.1357	0.000089	0.190
18.50	1585.8	47.5	636152.	424030592.	1335.8	0.5689	0.1368	0.000088	0.191
18.75	1577.5	46.4	640269.	429767552.	1361.5	0.5679	0.1379	0.000086	0.192
19.00	1569.3	45.3	644290.	435476168.	1387.3	0.5668	0.1389	0.000085	0.193
19.25	1561.1	44.3	648219.	441156648.	1413.1	0.5658	0.1400	0.000084	0.194
19.50	1553.1	43.3	652097.	446806016.	1438.9	0.5648	0.1410	0.000083	0.196
19.75	1545.1	42.3	655809.	452426368.	1464.6	0.5638	0.1419	0.000082	0.197
20.00	1537.1	41.3	659476.	458016576.	1490.4	0.5628	0.1429	0.000081	0.198
20.25	1529.3	40.4	663041.	463576064.	1516.1	0.5619	0.1439	0.000080	0.199
20.50	1521.5	39.5	666508.	469104896.	1541.9	0.5610	0.1448	0.000079	0.200
20.75	1513.8	38.7	669909.	474602496.	1567.6	0.5601	0.1457	0.000078	0.200
21.00	1506.1	37.8	673335.	480068008.	1593.2	0.5592	0.1466	0.000077	0.201
21.25	1498.5	37.0	676639.	485502592.	1618.9	0.5583	0.1475	0.000076	0.202
21.50	1490.9	36.2	679859.	490904912.	1644.5	0.5574	0.1483	0.000075	0.203
21.75	1483.4	35.5	683000.	496273728.	1670.0	0.5566	0.1492	0.000074	0.204
22.00	1476.0	34.7	686060.	501610240.	1695.6	0.5557	0.1500	0.000074	0.205
22.25	1468.6	34.0	689047.	506913792.	1721.0	0.5549	0.1508	0.000073	0.206
22.50	1461.3	33.3	692052.	512183872.	1746.5	0.5541	0.1517	0.000072	0.206
22.75	1454.0	32.6	694946.	517420480.	1771.8	0.5533	0.1524	0.000071	0.207
23.00	1446.8	32.0	697761.	522622616.	1797.2	0.5525	0.1532	0.000071	0.208
23.25	1439.6	31.3	700540.	527790096.	1822.5	0.5518	0.1540	0.000070	0.209
23.50	1432.5	30.7	703262.	532928128.	1847.7	0.5510	0.1547	0.000069	0.209
23.75	1425.4	30.1	705951.	538029184.	1872.8	0.5503	0.1555	0.000068	0.210
24.00	1418.4	29.5	708547.	543094064.	1898.0	0.5495	0.1562	0.000068	0.211
24.25	1411.4	28.9	711132.	548123664.	1923.3	0.5488	0.1569	0.000067	0.211
24.50	1404.4	28.4	713647.	553126032.	1948.6	0.5481	0.1576	0.000066	0.212
24.75	1397.5	27.8	716113.	558099984.	1972.9	0.5474	0.1583	0.000066	0.213
25.00	1390.7	27.3	718532.	563044000.	1997.0	0.5467	0.1590	0.000065	0.213
25.25	1383.9	26.8	720908.	567958112.	2022.5	0.5461	0.1597	0.000065	0.214
25.50	1377.1	26.3	723238.	572842224.	2047.2	0.5454	0.1604	0.000064	0.215
25.75	1370.4	25.8	725519.	577696336.	2071.9	0.5447	0.1610	0.000063	0.215
26.00	1363.7	25.3	727756.	582520448.	2096.6	0.5441	0.1618	0.000063	0.216
26.25	1357.1	24.8	729956.	587314560.	2120.9	0.5435	0.1625	0.000062	0.217
26.50	1350.5	24.4	732119.	592078672.	2145.3	0.5428	0.1632	0.000062	0.217
26.75	1343.9	23.9	734237.	596812784.	2169.6	0.5422	0.1639	0.000061	0.218
27.00	1337.4	23.5	736310.	601516896.	2193.9	0.5416	0.1646	0.000061	0.218
27.25	1330.8	23.1	738348.	606191008.	2218.0	0.5410	0.1653	0.000060	0.219
27.50	1324.3	22.8	740350.	610835120.	2242.1	0.5404	0.1660	0.000060	0.219

(C O N T I N U A C I O N)

TIEMPO AÑOS	PRESTIM VAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BASTO.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RGA SCMSTG	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
27.75	1318.2	22.2	742339.	614951809.	2266.1	0.5398	0.1659	0.000059	0.200
28.00	1311.9	21.8	744274.	619465985.	2290.0	0.5393	0.1665	0.000058	0.201
28.25	1305.6	21.5	746175.	623946113.	2313.8	0.5387	0.1671	0.000058	0.201
28.50	1299.3	21.1	748044.	628392705.	2337.5	0.5381	0.1676	0.000058	0.201
28.75	1293.1	20.7	749879.	632804865.	2361.1	0.5376	0.1682	0.000057	0.202
29.00	1287.0	20.3	751682.	637187489.	2384.6	0.5370	0.1687	0.000057	0.202
29.25	1280.9	20.0	753455.	641521033.	2408.0	0.5365	0.1692	0.000056	0.203
29.50	1274.8	19.7	755197.	64581129.	2431.3	0.5360	0.1698	0.000056	0.203
29.75	1268.8	19.3	756909.	650118401.	2454.8	0.5355	0.1703	0.000055	0.204
30.00	1262.8	19.0	758593.	654363926.	2477.6	0.5349	0.1708	0.000055	0.204
30.25	1256.9	18.7	760248.	658576257.	2500.6	0.5344	0.1713	0.000054	0.205
30.50	1251.0	18.4	761876.	662755713.	2523.5	0.5339	0.1718	0.000054	0.205
30.75	1245.1	18.1	763477.	666902657.	2546.2	0.5335	0.1723	0.000054	0.206
31.00	1239.3	17.8	765051.	671017217.	2568.9	0.5330	0.1728	0.000053	0.206
31.25	1233.6	17.5	766599.	675099649.	2591.4	0.5325	0.1733	0.000053	0.206
31.50	1227.9	17.2	768123.	679149953.	2613.8	0.5320	0.1737	0.000052	0.207
31.75	1222.2	16.9	769621.	683168641.	2636.1	0.5315	0.1742	0.000052	0.207
32.00	1216.6	16.6	771096.	687155329.	2658.2	0.5311	0.1747	0.000052	0.208
32.25	1211.0	16.4	772547.	691111041.	2680.2	0.5306	0.1751	0.000051	0.208
32.50	1205.5	16.1	773975.	695035777.	2702.1	0.5302	0.1756	0.000051	0.208
32.75	1200.0	15.9	775381.	698929153.	2723.9	0.5297	0.1760	0.000051	0.209
33.00	1194.5	15.6	776764.	702791681.	2745.5	0.5293	0.1764	0.000050	0.209
33.25	1189.1	15.4	778126.	706624081.	2767.0	0.5289	0.1769	0.000050	0.210
33.50	1183.8	15.1	779467.	710426241.	2788.3	0.5285	0.1773	0.000050	0.210
33.75	1178.5	14.9	780788.	714198401.	2809.8	0.5280	0.1777	0.000049	0.210
34.00	1173.2	14.7	782088.	717946737.	2830.6	0.5276	0.1781	0.000049	0.211
34.25	1168.0	14.5	783369.	721653905.	2851.9	0.5272	0.1785	0.000049	0.211
34.50	1162.9	14.3	784631.	725336961.	2872.2	0.5268	0.1790	0.000048	0.211
34.75	1157.7	14.0	785874.	728991489.	2892.8	0.5264	0.1793	0.000048	0.212
35.00	1152.7	13.8	787099.	732617217.	2913.2	0.5260	0.1797	0.000048	0.212
35.25	1147.6	13.6	788309.	736214273.	2933.5	0.5256	0.1801	0.000048	0.212
35.50	1142.7	13.4	789494.	739783041.	2953.7	0.5252	0.1805	0.000047	0.213
35.75	1137.7	13.2	790660.	743332777.	2973.6	0.5249	0.1809	0.000047	0.213
36.00	1132.8	13.1	791821.	746836737.	2993.4	0.5245	0.1813	0.000047	0.213
36.25	1128.0	12.9	792960.	750322049.	3013.1	0.5241	0.1816	0.000046	0.214
36.50	1123.2	12.7	794082.	753780225.	3032.4	0.5238	0.1820	0.000046	0.214
36.75	1118.4	12.5	795199.	757211009.	3051.9	0.5234	0.1824	0.000046	0.214
37.00	1113.7	12.3	796260.	760615297.	3071.0	0.5230	0.1827	0.000046	0.214
37.25	1109.0	12.2	797356.	763992033.	3090.0	0.5227	0.1831	0.000045	0.215
37.50	1104.4	12.0	798417.	767344129.	3108.8	0.5223	0.1834	0.000045	0.215
37.75	1099.9	11.8	799464.	770680441.	3127.5	0.5220	0.1838	0.000045	0.215
38.00	1095.3	11.7	800478.	773992913.	3146.0	0.5217	0.1841	0.000044	0.216
38.25	1090.8	11.5	801510.	777283625.	3164.3	0.5213	0.1844	0.000044	0.216
38.50	1086.4	11.4	802523.	780561009.	3182.4	0.5210	0.1848	0.000044	0.216
38.75	1082.0	11.2	803513.	783829153.	3200.3	0.5207	0.1851	0.000044	0.216

(C O M T I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS	PRESION VAC. PSI	GASTO ACEITE RLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE RSTO.	PROD. ACUM. GAS SCF.	REGA SCF/RSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCIO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
39.00	1077.6	11.1	804491.	786912897.	3218.1	0.5203	0.1854	0.00004	0.217
39.25	1073.3	10.9	605457.	790087169.	3235.7	0.5200	0.1857	0.00004	0.217
39.50	1069.1	10.8	806411.	793236993.	3253.2	0.5197	0.1860	0.00003	0.217
39.75	1064.8	10.7	807352.	796362497.	3270.4	0.5194	0.1864	0.00003	0.217
40.00	1060.6	10.5	808282.	799464449.	3287.5	0.5191	0.1867	0.00003	0.218
40.25	1056.5	10.4	809200.	802542721.	3304.4	0.5188	0.1870	0.00003	0.218
40.50	1052.4	10.3	810106.	805597697.	3321.1	0.5185	0.1873	0.00002	0.218
40.75	1048.3	10.1	811001.	808629377.	3337.7	0.5182	0.1876	0.00002	0.218
41.00	1044.3	10.0	811885.	811638401.	3354.0	0.5179	0.1879	0.00002	0.219
41.25	1040.3	9.9	812758.	814624769.	3370.2	0.5176	0.1881	0.00002	0.219
41.50	1036.4	9.8	813621.	817588481.	3386.2	0.5173	0.1884	0.00002	0.219
41.75	1032.5	9.6	814473.	820530433.	3402.1	0.5170	0.1887	0.00001	0.220
42.00	1028.7	9.5	815315.	823449985.	3417.8	0.5168	0.1890	0.00001	0.220
42.25	1024.8	9.4	816147.	826348289.	3433.3	0.5165	0.1893	0.00001	0.220
42.50	1021.1	9.3	816969.	829225089.	3448.6	0.5162	0.1896	0.00001	0.220
42.75	1017.3	9.2	817781.	832080129.	3463.7	0.5159	0.1898	0.00001	0.220
43.00	1013.6	9.1	818584.	834914561.	3478.7	0.5157	0.1901	0.00001	0.221
43.25	1009.9	9.0	819379.	837728129.	3493.5	0.5154	0.1904	0.00000	0.221
43.50	1006.3	8.9	820164.	840521089.	3508.2	0.5151	0.1906	0.00000	0.221
43.75	1002.7	8.8	820940.	843293569.	3522.6	0.5149	0.1909	0.00000	0.221
44.00	999.2	8.7	821707.	846045953.	3536.9	0.5146	0.1911	0.00000	0.221
44.25	995.6	8.6	822466.	848778369.	3551.1	0.5144	0.1914	0.00000	0.222
44.50	992.2	8.5	823216.	851491201.	3565.0	0.5141	0.1916	0.00000	0.222
44.75	988.7	8.4	823958.	854184193.	3578.9	0.5139	0.1919	0.00000	0.222
45.00	985.3	8.3	824692.	856858113.	3592.5	0.5136	0.1921	0.00000	0.222
45.25	981.9	8.2	825419.	859512705.	3606.0	0.5134	0.1924	0.00000	0.222
45.50	978.6	8.1	826137.	862148481.	3619.3	0.5131	0.1926	0.00000	0.223
45.75	975.2	8.1	826848.	864765697.	3632.4	0.5129	0.1929	0.00000	0.223
46.00	972.0	8.0	827551.	867364097.	3645.4	0.5127	0.1931	0.00000	0.223
46.25	968.7	7.9	828247.	869944577.	3658.2	0.5124	0.1933	0.00000	0.223
46.50	965.5	7.8	828935.	872506625.	3670.9	0.5122	0.1936	0.00000	0.223
46.75	962.3	7.7	829616.	875050497.	3683.4	0.5120	0.1938	0.00000	0.223
47.00	959.2	7.6	830291.	877577217.	3695.8	0.5118	0.1940	0.00000	0.224
47.25	956.0	7.6	830959.	880086017.	3708.0	0.5115	0.1942	0.00000	0.224
47.50	953.0	7.5	831620.	882577537.	3720.0	0.5113	0.1945	0.00000	0.224
47.75	949.9	7.4	832274.	885051905.	3731.9	0.5111	0.1947	0.00000	0.224
48.00	946.9	7.3	832922.	887509249.	3743.7	0.5109	0.1949	0.00000	0.224
48.25	943.9	7.2	833564.	889949953.	3755.3	0.5107	0.1951	0.00000	0.224
48.50	940.9	7.2	834199.	892373633.	3766.8	0.5104	0.1953	0.00000	0.224
48.75	937.9	7.1	834828.	894780929.	3778.1	0.5102	0.1955	0.00000	0.224
49.00	935.0	7.0	835453.	897171969.	3789.2	0.5100	0.1957	0.00000	0.224
49.25	932.1	7.0	836048.	899547809.	3800.3	0.5098	0.1959	0.00000	0.224
49.50	929.3	6.9	836678.	901905923.	3811.2	0.5096	0.1961	0.00000	0.224
49.75	926.5	6.8	837288.	904249817.	3821.9	0.5094	0.1963	0.00000	0.224
50.00	923.7	6.8	837868.	906598683.	3832.6	0.5092	0.1965	0.00000	0.224

C O N T I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS.	PRESION YAC. PSI .	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD.ACUM. ACEITE BSTO.	PRDD.ACUM. GAS SCF.	RGA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
50.25	920.9	6.7	838478.	908888961.	3843.0	0.5090	0.1967	0.000036	0.226
50.50	918.1	6.7	839067.	911185665.	3853.3	0.5088	0.1969	0.000036	0.226
50.75	915.4	6.6	839651.	913467137.	3863.6	0.5086	0.1971	0.000036	0.226
51.00	912.7	6.6	840229.	915733761.	3873.6	0.5084	0.1973	0.000036	0.226
51.25	910.0	6.5	840801.	917985409.	3883.6	0.5082	0.1975	0.000036	0.226
51.50	907.4	6.4	841369.	920222465.	3893.4	0.5080	0.1977	0.000036	0.227
51.75	904.7	6.4	841931.	922445057.	3903.1	0.5079	0.1979	0.000036	0.227
52.00	902.1	6.3	842489.	924653185.	3912.7	0.5077	0.1981	0.000036	0.227
52.25	899.6	6.3	843042.	926847185.	3922.1	0.5075	0.1983	0.000035	0.227
52.50	897.0	6.2	843598.	929026817.	3931.5	0.5073	0.1985	0.000035	0.227
52.75	894.5	6.2	844133.	931192577.	3940.7	0.5071	0.1986	0.000035	0.227
53.00	892.0	6.1	844671.	933344769.	3949.7	0.5069	0.1988	0.000035	0.228
53.25	889.5	6.1	845205.	935483009.	3958.7	0.5068	0.1990	0.000035	0.228
53.50	887.0	6.0	845738.	937607681.	3967.6	0.5066	0.1992	0.000035	0.228
53.75	884.6	6.0	846259.	939718913.	3976.3	0.5064	0.1993	0.000035	0.228
54.00	882.1	5.9	846780.	941817217.	3984.9	0.5062	0.1995	0.000035	0.228
54.25	879.7	5.9	847295.	943902485.	3993.4	0.5061	0.1997	0.000035	0.228
54.50	877.4	5.8	847808.	945974401.	4001.8	0.5059	0.1999	0.000034	0.228
54.75	875.0	5.8	848315.	948033469.	4010.1	0.5057	0.2000	0.000034	0.229
55.00	872.7	5.7	848820.	950079873.	4018.3	0.5056	0.2002	0.000034	0.229
55.25	870.3	5.7	849319.	952113537.	4026.4	0.5054	0.2004	0.000034	0.229
55.50	868.0	5.6	849813.	954134913.	4034.3	0.5052	0.2005	0.000034	0.229
55.75	865.8	5.6	850308.	956143873.	4042.2	0.5051	0.2007	0.000034	0.229
56.00	863.5	5.5	850795.	958140289.	4050.0	0.5049	0.2009	0.000034	0.229
56.25	861.3	5.5	851278.	960125857.	4057.6	0.5047	0.2010	0.000034	0.229
56.50	859.0	5.5	851757.	962097281.	4065.2	0.5046	0.2012	0.000034	0.229
56.75	856.8	5.4	852231.	964057885.	4072.6	0.5044	0.2013	0.000034	0.230
57.00	854.7	5.4	852708.	966006785.	4080.0	0.5043	0.2015	0.000034	0.230

VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE A C.V. = 8056718.08LS.

T A B L A NO. 6

PREDICION DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO

POZO NO. 8
YACIMIENTO A M A Z C N A S 1

D A T O S

ESPACIAMIENTO = 143.55 FT.
ESPOSOR NETO = 88.58 FT.
POROSIDAD = 0.13 FRACC.
SAT. DE AGUA = 0.39 FRACC.
FACTOR B = 3.00
PRES. INICIAL = 6400.35 PSI

TIEMPO ANOS	PRESION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTD.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RGA SCF/BSTD	SAT. AC. FRACCTON	SAT. GAS		PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION	
							FRACCION	FRACCION		FRACCION	FRACCION
0.25	5186.8	332.4	36854.	20398692.	553.4	0.6060	0.0000	0.0000	0.000173	0.021	0.021
0.50	4390.2	238.7	62155.	34402984.	553.4	0.6034	0.0000	0.0000	0.000173	0.036	0.036
0.75	3821.1	181.2	80802.	44724264.	553.4	0.6015	0.0000	0.0000	0.000173	0.047	0.047
1.00	3391.4	143.1	95211.	52699360.	553.4	0.6000	0.0000	0.0000	0.000173	0.056	0.056
1.25	3054.0	116.3	106728.	59074296.	553.4	0.5989	0.0000	0.0000	0.000173	0.053	0.053
1.50	2781.0	96.6	116174.	64302408.	553.4	0.5980	0.0000	0.0000	0.000173	0.058	0.058
1.75	2556.1	81.7	124078.	68677120.	553.4	0.5972	0.0000	0.0000	0.000173	0.073	0.073
2.00	2495.4	76.1	131096.	72544832.	550.4	0.5939	0.0030	0.0030	0.000172	0.077	0.077
2.25	2474.1	72.8	137662.	76116176.	543.7	0.5898	0.0073	0.0073	0.000165	0.081	0.081
2.50	2444.1	67.5	143785.	79411792.	538.5	0.5868	0.0102	0.0102	0.000159	0.085	0.085
2.75	2421.6	63.9	149584.	82503840.	533.8	0.5837	0.0133	0.0133	0.000153	0.088	0.088
3.00	2400.7	60.7	155080.	85411264.	529.7	0.5808	0.0162	0.0162	0.000148	0.092	0.092
3.25	2380.9	57.8	160306.	88156832.	526.0	0.5780	0.0189	0.0189	0.000143	0.095	0.095
3.50	2361.9	55.2	165287.	90757920.	522.9	0.5754	0.0215	0.0215	0.000139	0.098	0.098
3.75	2343.7	52.8	169983.	93194704.	520.3	0.5730	0.0240	0.0240	0.000135	0.100	0.100
4.00	2325.8	50.5	174587.	95579008.	517.9	0.5706	0.0264	0.0264	0.000131	0.103	0.103
4.25	2275.8	134.1	186909.	101914640.	513.5	0.5641	0.0328	0.0328	0.000121	0.110	0.110
4.50	2227.8	119.4	198108.	107655600.	512.5	0.5582	0.0387	0.0387	0.000112	0.117	0.117
4.75	2182.7	107.2	208090.	112791888.	515.1	0.5529	0.0441	0.0441	0.000105	0.123	0.123
5.00	2140.8	97.1	217095.	117474400.	521.1	0.5481	0.0489	0.0489	0.000099	0.128	0.128

(E C M T I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS	PRECION YAC. PSI.	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACEITE BSTD.	PROD. ACUM. GAS SCF.	PROG. ACUM. GAS SCF.	REGA SEF/BSTC	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
5.25	2102.2	88.6	225279.	121802208.	530.0	0.5437	0.0532	0.0532	C-0C0093	0.135
5.50	2087.2	81.5	232775.	125852720.	541.5	0.5397	0.0572	0.0572	C-0C0089	0.138
5.75	2035.4	75.4	239687.	129685088.	555.1	0.5361	0.0608	0.0608	C-0C0085	0.142
6.00	2004.7	70.2	246103.	133344464.	570.4	0.5328	0.0642	0.0642	C-0C0081	0.146
6.25	1800.6	65.8	252091.	136855664.	587.2	0.5297	0.0673	0.0673	C-0C0078	0.149
6.50	1556.7	61.9	257708.	140274752.	605.1	0.5268	0.0701	0.0701	C-0C0075	0.152
6.75	1934.7	58.4	262998.	143591904.	624.1	0.5241	0.0728	0.0728	C-0C0072	0.156
7.00	1914.4	55.3	267959.	146832992.	643.9	0.5216	0.0753	0.0753	C-0C0070	0.159
7.25	1895.4	52.6	272748.	150090600.	664.5	0.5193	0.0777	0.0777	C-0C0068	0.161
7.50	1877.7	50.1	27749.	15332032.	685.8	0.5170	0.0799	0.0799	C-0C0066	0.164
8.00	1845.1	45.7	285652.	159226224.	730.1	0.5129	0.0841	0.0841	C-0C0062	0.169
8.25	1830.0	43.8	289580.	162215680.	753.0	0.5110	0.0868	0.0868	C-0C0061	0.171
8.50	1815.6	42.0	293345.	165208800.	776.2	0.5091	0.0886	0.0886	C-0C0059	0.174
8.75	1801.9	40.4	296980.	168147488.	799.9	0.5074	0.0896	0.0896	C-0C0058	0.176
9.00	1788.6	38.9	300435.	171059704.	823.9	0.5057	0.0913	0.0913	C-0C0056	0.178
9.25	1775.9	37.4	303779.	173948064.	848.2	0.5040	0.0929	0.0929	C-0C0055	0.180
9.50	1763.5	36.1	307008.	176814208.	872.8	0.5025	0.0945	0.0945	C-0C0054	0.182
9.75	1751.6	34.9	310119.	179659488.	897.7	0.5009	0.0960	0.0960	C-0C0053	0.184
10.00	1740.0	33.7	313111.	182484928.	922.8	0.4995	0.0975	0.0975	C-0C0051	0.185
10.25	1728.7	32.6	316010.	185291328.	948.0	0.4981	0.0989	0.0989	C-0C0050	0.187
10.50	1717.8	31.5	318814.	188079424.	973.5	0.4967	0.1002	0.1002	C-0C0049	0.189
10.75	1707.0	30.5	321529.	190849952.	999.1	0.4954	0.1016	0.1016	C-0C0048	0.190
11.00	1696.6	29.5	324159.	193603296.	1024.8	0.4941	0.1029	0.1029	C-0C0047	0.192
11.25	1686.3	28.6	326705.	196339680.	1050.6	0.4928	0.1041	0.1041	C-0C0047	0.193
11.50	1676.3	27.8	329179.	199059456.	1076.6	0.4916	0.1053	0.1053	C-0C0046	0.195
11.75	1664.5	27.0	331571.	201762560.	1102.6	0.4904	0.1065	0.1065	C-0C0045	0.196
12.00	1656.8	26.2	333898.	204449312.	1128.7	0.4893	0.1076	0.1076	C-0C0044	0.196
12.25	1647.3	25.4	336158.	207119936.	1154.9	0.4882	0.1088	0.1088	C-0C0043	0.199
12.50	1638.0	24.7	338359.	209774208.	1181.1	0.4871	0.1098	0.1098	C-0C0043	0.200
12.75	1628.8	24.0	340490.	212412756.	1207.3	0.4860	0.1109	0.1109	C-0C0042	0.202
13.00	1619.7	23.4	342567.	215033952.	1233.6	0.4850	0.1119	0.1119	C-0C0041	0.203
13.25	1610.8	22.8	344588.	217639328.	1259.8	0.4840	0.1129	0.1129	C-0C0040	0.204
13.50	1602.0	22.2	346555.	220228384.	1286.1	0.4830	0.1139	0.1139	C-0C0040	0.205
13.75	1593.4	21.6	348471.	222801024.	1312.4	0.4821	0.1149	0.1149	C-0C0039	0.206
14.00	1584.8	21.0	350337.	225357152.	1338.6	0.4811	0.1158	0.1158	C-0C0039	0.207
14.25	1576.3	20.5	352154.	227896736.	1364.8	0.4802	0.1167	0.1167	C-0C0038	0.209
14.50	1568.0	20.0	353923.	230419884.	1391.0	0.4793	0.1176	0.1176	C-0C0037	0.210
14.75	1559.7	19.5	355657.	232925728.	1417.2	0.4784	0.1185	0.1185	C-0C0037	0.211
15.00	1551.5	19.0	357348.	235415008.	1443.3	0.4776	0.1194	0.1194	C-0C0036	0.212
15.25	1543.3	18.5	358989.	237887456.	1469.4	0.4767	0.1202	0.1202	C-0C0036	0.213
15.50	1535.5	18.1	360594.	240342976.	1495.4	0.4759	0.1210	0.1210	C-0C0035	0.214
15.75	1527.5	17.7	362181.	242783504.	1521.4	0.4751	0.1218	0.1218	C-0C0035	0.214
16.00	1519.7	17.3	363762.	245209008.	1547.3	0.4743	0.1226	0.1226	C-0C0034	0.215
16.25	1511.9	16.9	365349.	247627200.	1573.2	0.4735	0.1234	0.1234	C-0C0034	0.215

(C O N T I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS	PRECION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTO.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RGA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
16.50	1504.2	16.5	366647.	249994688.	1599.0	0.4728	0.1242	0.000033	0.217
16.75	1496.6	16.1	368075.	252364672.	1624.7	0.4720	0.1249	0.000033	0.218
17.00	1489.0	15.7	369470.	254717504.	1650.4	0.4713	0.1256	0.000033	0.219
17.25	1481.6	15.4	370834.	257052992.	1676.0	0.4706	0.1264	0.000032	0.220
17.50	1474.1	15.0	372167.	259371232.	1701.5	0.4699	0.1271	0.000032	0.220
17.75	1466.8	14.7	373472.	261672160.	1726.9	0.4692	0.1277	0.000031	0.221
18.00	1459.5	14.4	374748.	263955808.	1752.3	0.4685	0.1284	0.000031	0.222
18.25	1452.2	14.1	375996.	266222112.	1777.6	0.4678	0.1291	0.000031	0.223
18.50	1445.0	13.8	377218.	268471232.	1802.8	0.4672	0.1297	0.000030	0.223
18.75	1437.9	13.5	378414.	270702848.	1827.9	0.4666	0.1304	0.000030	0.224
19.00	1430.8	13.2	379585.	272917504.	1852.9	0.4659	0.1310	0.000030	0.225
19.25	1423.8	12.9	380731.	275114688.	1877.9	0.4653	0.1316	0.000029	0.225
19.50	1416.9	12.7	381854.	277294784.	1902.7	0.4647	0.1322	0.000029	0.226
19.75	1410.0	12.4	382954.	279457792.	1927.5	0.4641	0.1328	0.000029	0.227
20.00	1403.1	12.1	384031.	281603584.	1952.2	0.4635	0.1334	0.000028	0.227
20.25	1396.3	11.9	385087.	283732352.	1976.7	0.4629	0.1340	0.000028	0.228
20.50	1389.6	11.7	386121.	285844096.	2001.2	0.4623	0.1346	0.000028	0.229
20.75	1382.9	11.4	387135.	287938880.	2025.6	0.4618	0.1351	0.000027	0.229
21.00	1376.2	11.2	388129.	290016832.	2049.9	0.4612	0.1357	0.000027	0.230
21.25	1369.6	11.0	389104.	292077952.	2074.1	0.4607	0.1362	0.000027	0.230
21.50	1363.1	10.8	390060.	294122304.	2098.2	0.4602	0.1368	0.000027	0.231
21.75	1356.6	10.6	390997.	296150080.	2122.3	0.4596	0.1373	0.000026	0.232
22.00	1350.1	10.4	391916.	298161216.	2146.2	0.4591	0.1378	0.000026	0.232
22.25	1343.7	10.2	392818.	300155840.	2170.0	0.4586	0.1383	0.000026	0.233
22.50	1337.3	10.0	393703.	302134016.	2193.7	0.4581	0.1388	0.000026	0.234
22.75	1331.0	9.8	394572.	304095936.	2217.3	0.4576	0.1393	0.000025	0.234
23.00	1324.8	9.6	395424.	306041536.	2240.7	0.4571	0.1398	0.000025	0.235
23.25	1318.6	9.4	396260.	307971136.	2264.1	0.4566	0.1403	0.000025	0.235
23.50	1312.4	9.3	397082.	309884736.	2287.4	0.4562	0.1408	0.000025	0.235
23.75	1306.3	9.1	397888.	311782400.	2310.6	0.4557	0.1412	0.000024	0.236
24.00	1300.2	8.9	398680.	313664192.	2333.6	0.4552	0.1417	0.000024	0.236
24.25	1294.2	8.8	399457.	315530368.	2356.6	0.4548	0.1422	0.000024	0.237
24.50	1288.2	8.6	400221.	317380992.	2379.4	0.4543	0.1426	0.000024	0.237
24.75	1282.3	8.5	400972.	319216192.	2402.1	0.4539	0.1430	0.000023	0.237
25.00	1276.4	8.3	401709.	321035968.	2424.7	0.4535	0.000023	0.000023	0.238
25.25	1270.5	8.2	402433.	322840576.	2447.2	0.4530	0.1439	0.000023	0.238
25.50	1264.7	8.0	403145.	324629952.	2469.5	0.4526	0.1443	0.000023	0.239
25.75	1259.0	7.9	403844.	326404352.	2491.8	0.4522	0.1447	0.000023	0.239
26.00	1253.3	7.7	404532.	328163968.	2513.9	0.4518	0.1451	0.000023	0.240
26.25	1247.6	7.6	405208.	329908736.	2535.9	0.4514	0.1455	0.000022	0.240
26.50	1242.0	7.5	405873.	331638912.	2557.7	0.4510	0.1459	0.000022	0.240
26.75	1236.5	7.4	406527.	333354496.	2579.4	0.4506	0.1463	0.000022	0.241
27.00	1231.0	7.2	407169.	335055872.	2601.0	0.4502	0.1467	0.000022	0.241
27.25	1225.5	7.1	407802.	336742848.	2622.5	0.4498	0.1471	0.000022	0.242
27.50	1220.1	7.0	408424.	338415808.	2643.8	0.4495	0.1475	0.000021	0.242

(C O M T I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS	PRECION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTD.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RG A SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
27.75	1214.7	6.9	409035.	340074752.	2665.0	0.4491	0.1479	0.00021	0.242
28.00	1209.4	6.8	409638.	341719808.	2886.1	0.4487	0.1482	0.00021	0.243
28.25	1204.1	6.7	410230.	343351168.	2707.0	0.4484	0.1486	0.00021	0.243
28.50	1198.8	6.6	410813.	344968960.	2727.8	0.4480	0.1489	0.00021	0.243
28.75	1193.6	6.5	411387.	346573248.	2748.5	0.4476	0.1493	0.00021	0.244
29.00	1188.5	6.4	411952.	348164160.	2769.0	0.4473	0.1496	0.00021	0.244
29.25	1183.4	6.3	412508.	349741808.	2789.3	0.4470	0.1500	0.00020	0.244
29.50	1178.3	6.2	413056.	351306560.	2809.5	0.4466	0.1503	0.00020	0.245
29.75	1173.3	6.1	413595.	352858304.	2829.6	0.4463	0.1507	0.00020	0.245
30.00	1168.4	6.0	414127.	354397120.	2849.5	0.4460	0.1510	0.00020	0.245
30.25	1163.4	5.9	414650.	355923328.	2869.2	0.4456	0.1513	0.00020	0.246
30.50	1158.6	5.8	415165.	357436864.	2888.9	0.4453	0.1516	0.00020	0.246
30.75	1153.7	5.7	415673.	358938112.	2908.3	0.4450	0.1519	0.00020	0.246
31.00	1148.9	5.6	416178.	360426944.	2927.6	0.4447	0.1523	0.00019	0.247
31.25	1144.2	5.6	416686.	361903616.	2946.8	0.4444	0.1526	0.00019	0.247
31.50	1139.5	5.5	417152.	363368192.	2965.8	0.4441	0.1529	0.00019	0.247
31.75	1134.9	5.4	417631.	364820800.	2984.6	0.4438	0.1532	0.00019	0.247

VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE A C.V. = 2257854.0BLS.

T A B L A NO. 7

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO

POZO NO. 42
YACIMIENTO A M A Z O N A S I

D A T O S .

ESPACIAMIENTO = 1263.10 FT.
ESPOR NETO = 98.42 FT.
POROSIDAD = 0.15 FRACC.
SAT. DE AGUA = 0.34 FRACC.
FACTOR B = 5.00
PRES. INICIAL = 6556.80 PSI

TIEMPO ANOS	PRESION YAC. PSI	GASTO ACEITE BBL/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BBL	PROD. ACUM. GAS SCF	RGA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
0.25	5710.1	240.3	24848.	13753682.	553.4	0.6576	0.0000	0.000103	0.013
0.50	5077.2	190.2	44098.	24407132.	593.4	0.6599	0.0000	0.000103	0.024
0.75	4583.1	155.2	59548.	32959750.	553.4	0.6565	0.0000	0.000103	0.033
1.00	4184.9	129.6	72288.	40010308.	553.4	0.6533	0.0000	0.000103	0.040
1.25	3826.0	110.2	83004.	45942850.	553.4	0.6524	0.0000	0.000103	0.046
1.50	3579.0	95.1	92171.	51016848.	553.4	0.6516	0.0000	0.000103	0.051
1.75	3342.1	83.0	100117.	55414792.	553.4	0.6510	0.0000	0.000103	0.055
2.00	3136.7	73.2	107081.	59269432.	553.4	0.6504	0.0000	0.000103	0.059
2.25	2956.8	65.1	113242.	62679808.	553.4	0.6498	0.0000	0.000103	0.063
2.50	2798.1	58.4	118724.	65713840.	553.4	0.6494	0.0000	0.000103	0.066
2.75	2656.3	52.7	123659.	68445568.	553.4	0.6490	0.0000	0.000103	0.069
3.00	2472.1	215.7	141305.	78130832.	544.1	0.6411	0.0074	0.000099	0.078
3.25	2405.1	184.4	158841.	87497472.	530.5	0.6316	0.0169	0.000089	0.088
					501.2	0.6286	0.0250	0.000082	0.097

(F O R M T I N U A C I O N)

TIEMPO AÑOS	PRESSION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTD.	PRDD. ACUM. GAS SEF.	REGA SEF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCIC CJ	RECU. ACEITE FRACCION
5.25	2060.5	81.8	244498	132185504.	544.1	0.5855	0.0630	C.0C0054	C.136
5.50	2030.6	76.2	251478	136020384.	547.5	0.5817	0.0667	C.0C0051	0.140
5.75	2003.3	71.4	257988	139748896.	572.4	0.5783	0.0701	C.0C0049	C.144
6.00	1978.4	67.2	264009	143590976.	588.7	0.5733	0.0733	C.0C0048	C.147
6.25	1955.5	63.4	269838	146550336.	606.1	0.5721	0.0763	C.0C0046	C.15C
6.50	1934.4	60.1	275277	150264864.	624.4	0.5693	0.0791	C.0C0045	0.153
6.75	1914.7	57.4	280337	153608896.	643.6	0.5667	0.0818	C.0C0043	0.156
7.00	1896.3	54.1	285047	156593824.	663.6	0.5642	0.0843	C.0C0042	0.159
7.25	1879.0	52.0	289328	160128472.	685.2	0.5618	0.0866	C.0C0041	0.161
7.50	1862.6	49.8	293199	163319600.	709.4	0.5596	0.0889	C.0C0040	0.164
7.75	1847.1	47.7	296681	166474400.	727.1	0.5574	0.0910	C.0C0039	0.166
8.00	1832.3	45.8	300784	169596192.	749.3	0.5554	0.0931	C.0C0038	0.169
8.25	1818.2	44.1	304524	172699024.	773.8	0.5534	0.0950	C.0C0037	0.171
8.50	1804.6	42.4	308311	175760000.	798.0	0.5515	0.0969	C.0C0036	0.173
8.75	1791.6	40.9	312298	178799776.	819.5	0.5497	0.0987	C.0C0035	0.175
9.00	1779.0	39.4	317122	181822336.	842.2	0.5480	0.1005	C.0C0034	C.177
9.25	1766.8	38.1	321212	184823856.	868.3	0.5463	0.1022	C.0C0033	C.179
9.50	1755.0	36.9	324498	187809440.	890.6	0.5446	0.1038	C.0C0032	0.181
9.75	1743.3	35.6	327878	190776976.	913.2	0.5431	0.1054	C.0C0031	0.182
10.00	1732.3	34.5	330759	193727200.	940.0	0.5415	0.1069	C.0C0030	0.184
10.25	1721.4	33.4	333729	195661984.	965.0	0.5400	0.1084	C.0C0029	0.186
10.50	1710.7	32.4	336619	197581408.	990.2	0.5386	0.1098	C.0C0028	0.187
10.75	1700.3	31.4	339511	200485824.	1015.5	0.5372	0.1112	C.0C0027	C.189
11.00	1690.1	30.5	342124	203375520.	1041.0	0.5359	0.1126	C.0C0026	0.190
11.25	1680.1	29.6	344762	206250784.	1068.6	0.5346	0.1139	C.0C0025	0.192
11.50	1670.3	28.8	347322	211111600.	1092.4	0.5333	0.1152	C.0C0024	0.193
11.75	1660.7	28.0	345818	213938848.	1118.2	0.5320	0.1164	C.0C0023	0.195
12.00	1651.2	27.2	342238	216790368.	1144.1	0.5308	0.1176	C.0C0022	0.196
12.25	1641.9	26.9	343582	218607776.	1170.1	0.5296	0.1188	C.0C0021	0.197
12.50	1632.7	25.8	346872	222411104.	1196.2	0.5285	0.1200	C.0C0020	C.199
12.75	1623.6	25.1	349102	225199744.	1223.3	0.5273	0.1211	C.0C0019	0.200
13.00	1614.7	24.4	341278	227973792.	1248.4	0.5262	0.1222	C.0C0018	0.201
13.25	1605.9	23.8	343382	230733024.	1274.8	0.5252	0.1233	C.0C0017	0.202
13.50	1597.2	23.2	345458	233472288.	1300.8	0.5241	0.1243	C.0C0016	0.203
13.75	1588.6	22.6	347468	236206464.	1327.0	0.5231	0.1254	C.0C0015	0.205
14.00	1580.1	22.1	349428	239204144.	1353.2	0.5221	0.1264	C.0C0014	0.206
14.25	1571.7	21.5	351332	242189920.	1379.4	0.5211	0.1274	C.0C0013	C.207
14.50	1563.3	21.0	353192	245165280.	1405.6	0.5201	0.1284	C.0C0012	0.208
14.75	1555.1	20.5	355018	248130848.	1431.8	0.5191	0.1293	C.0C0011	0.209
15.00	1547.0	20.0	356792	251087072.	1458.0	0.5181	0.1302	C.0C0010	C.210
15.25	1538.9	19.6	358512	254033696.	1484.2	0.5171	0.1311	C.0C0009	C.211
15.50	1530.9	19.1	360228	256970336.	1510.3	0.5161	0.1320	C.0C0008	C.212
15.75	1523.0	18.7	361888	259897008.	1536.3	0.5151	0.1329	C.0C0007	0.213
16.00	1515.2	18.2	363482	262813824.	1562.4	0.5141	0.1337	C.0C0006	0.214
16.25	1507.4	17.8	365008	265720704.	1588.6	0.5131	0.1345	C.0C0005	0.215

I C O M T I N U A C I O N

TIEMPO ANDS	PRESION VAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTD.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RG A MCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
16.50	1499.7	17.4	386636.	265188800.	1614.3	0.5131	0.1354	0.00021	0.215
16.75	1492.0	17.0	388150.	267725600.	1640.2	0.5123	0.1362	0.00021	0.216
17.00	1484.5	16.7	389630.	270224568.	1666.1	0.5115	0.1370	0.00021	0.217
17.25	1476.9	16.3	391078.	272748608.	1691.9	0.5107	0.1377	0.00020	0.218
17.50	1469.5	16.0	392496.	275234816.	1717.6	0.5100	0.1385	0.00020	0.219
17.75	1462.1	15.6	393882.	277703808.	1743.3	0.5092	0.1392	0.00020	0.219
18.00	1454.7	15.3	395240.	280155776.	1768.9	0.5085	0.1400	0.00020	0.220
18.25	1447.4	15.0	396569.	282590592.	1794.4	0.5077	0.1407	0.00019	0.221
18.50	1440.2	14.7	397879.	285008128.	1819.9	0.5070	0.1414	0.00019	0.222
18.75	1433.0	14.4	399145.	287408384.	1845.3	0.5063	0.1421	0.00019	0.222
19.00	1425.9	14.1	400393.	289791488.	1870.6	0.5056	0.1428	0.00019	0.223
19.25	1418.8	13.8	401616.	292157312.	1895.9	0.5050	0.1435	0.00019	0.224
19.50	1411.8	13.5	402814.	294505728.	1921.1	0.5043	0.1441	0.00018	0.224
19.75	1404.8	13.2	403988.	296836736.	1946.2	0.5037	0.1448	0.00018	0.225
20.00	1397.8	13.0	405139.	299150656.	1971.2	0.5030	0.1454	0.00018	0.226
20.25	1391.0	12.7	406267.	301447040.	1996.1	0.5024	0.1461	0.00018	0.226
20.50	1384.1	12.5	407373.	303726336.	2021.0	0.5018	0.1467	0.00018	0.227
20.75	1377.3	12.2	408457.	305988352.	2045.8	0.5011	0.1473	0.00018	0.228
21.00	1370.6	12.0	409520.	308233152.	2070.5	0.5005	0.1479	0.00018	0.228
21.25	1363.9	11.7	410563.	310460672.	2095.1	0.4999	0.1485	0.00017	0.229
21.50	1357.3	11.5	411587.	312671168.	2119.7	0.4994	0.1491	0.00017	0.229
21.75	1350.7	11.3	412590.	314864320.	2144.1	0.4988	0.1497	0.00017	0.230
22.00	1344.1	11.1	413579.	317040376.	2168.4	0.4982	0.1502	0.00017	0.230
22.25	1337.6	10.9	414541.	319199680.	2192.7	0.4977	0.1508	0.00017	0.231
22.50	1331.1	10.7	415490.	321342216.	2216.8	0.4971	0.1513	0.00016	0.231
22.75	1324.7	10.5	416421.	323467200.	2240.9	0.4966	0.1519	0.00016	0.232
23.00	1318.4	10.3	417335.	325575808.	2264.9	0.4960	0.1524	0.00016	0.232
23.25	1312.0	10.1	418232.	327667584.	2288.7	0.4955	0.1530	0.00016	0.233
23.50	1305.8	9.9	419113.	329742720.	2312.5	0.4950	0.1535	0.00016	0.233
23.75	1299.5	9.7	419978.	331801152.	2336.1	0.4945	0.1540	0.00016	0.234
24.00	1293.4	9.6	420828.	333843328.	2359.7	0.4940	0.1545	0.00016	0.234
24.25	1287.2	9.4	421663.	335868928.	2383.1	0.4935	0.1550	0.00015	0.235
24.50	1281.1	9.2	422483.	337878336.	2406.5	0.4930	0.1555	0.00015	0.235
24.75	1275.1	9.1	423289.	339871408.	2429.7	0.4925	0.1560	0.00015	0.236
25.00	1269.1	8.9	424081.	341848512.	2452.8	0.4920	0.1564	0.00015	0.236
25.25	1263.1	8.8	424859.	343809664.	2475.8	0.4916	0.1569	0.00015	0.237
25.50	1257.2	8.6	425624.	345754688.	2498.7	0.4911	0.1574	0.00015	0.237
25.75	1251.4	8.5	426374.	347684632.	2521.4	0.4906	0.1578	0.00015	0.238
26.00	1245.8	8.3	427119.	349597696.	2544.0	0.4902	0.1583	0.00015	0.238
26.25	1239.8	8.2	427842.	351493872.	2566.5	0.4897	0.1587	0.00014	0.238
26.50	1234.0	8.0	428557.	353373832.	2588.9	0.4893	0.1592	0.00014	0.239
26.75	1228.4	7.9	429260.	355245632.	2611.2	0.4889	0.1596	0.00014	0.239
27.00	1222.7	7.8	429951.	357097684.	2633.3	0.4884	0.1600	0.00014	0.240
27.25	1217.2	7.7	430633.	358934828.	2655.3	0.4880	0.1604	0.00014	0.240
27.50	1211.6	7.5	431308.	360759488.	2677.2	0.4876	0.1608	0.00014	0.240

I C O N V I N U A C I O N I

TIEMPO AÑOS	PRESSION VAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTO.	PROD. ACUM. GAS SEF.	ROA SEF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
27.75	1206.1	7.4	431959.	362563392.	2698.9	0.4872	0.1613	0.000014	0.261
28.00	1200.7	7.3	432607.	364355712.	2720.5	0.4868	0.1617	0.000014	0.261
28.25	1195.3	7.2	433244.	366133248.	2741.9	0.4864	0.1621	0.000014	0.261
28.50	1189.9	7.1	433872.	367896512.	2763.2	0.4860	0.1624	0.000013	0.262
28.75	1184.6	7.0	434489.	369645184.	2784.3	0.4856	0.1628	0.000013	0.262
29.00	1179.4	6.8	435097.	371379584.	2805.3	0.4852	0.1632	0.000013	0.262
29.25	1174.2	6.7	435698.	373099968.	2826.2	0.4849	0.1636	0.000013	0.263
29.50	1169.0	6.6	436286.	374806400.	2846.9	0.4845	0.1640	0.000013	0.263
29.75	1163.9	6.5	436867.	376498880.	2867.4	0.4841	0.1643	0.000013	0.263
30.00	1158.8	6.4	437438.	378177664.	2887.8	0.4838	0.1647	0.000013	0.264
30.25	1153.8	6.3	438002.	379842752.	2908.1	0.4834	0.1651	0.000013	0.264
30.50	1148.8	6.2	438557.	381493336.	2928.1	0.4830	0.1654	0.000013	0.264
30.75	1143.9	6.2	439104.	383132672.	2948.1	0.4827	0.1658	0.000013	0.265
31.00	1139.0	6.1	439642.	384757632.	2967.8	0.4823	0.1661	0.000013	0.265
31.25	1134.2	6.0	440175.	386369600.	2987.4	0.4820	0.1664	0.000013	0.265
31.50	1129.4	5.9	440697.	387968576.	3006.9	0.4817	0.1668	0.000012	0.266
31.75	1124.6	5.8	441219.	389554624.	3026.1	0.4813	0.1671	0.000012	0.266
32.00	1119.9	5.7	441721.	391128064.	3045.2	0.4810	0.1674	0.000012	0.266
32.25	1115.3	5.6	442225.	392688768.	3064.2	0.4807	0.1678	0.000012	0.266
32.50	1110.6	5.6	442717.	394237120.	3082.9	0.4804	0.1681	0.000012	0.267
32.75	1106.1	5.5	443209.	395773120.	3101.5	0.4801	0.1684	0.000012	0.267

VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE A E.M. = 2397902.98BLS.

T A B L A NO. 0

PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO

POZO NO. 52
YACIMIENTO A M A Z O N A S I

D A T O S

ESPESAMIENTO = 177.93 FT.
ESPESOR METO = 72.17 FT.
POROSIDAD = 0.16 FRACC.
SAT. DE AGUA = 0.38 FRACC.
FACTOR B = 3.00
PRES. INICIAL = 5262.81 PSI

TIEMPO ANOS	PRESION VAC. PSI	GASTO ACEITE BBL/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BBL	PROD. ACUM. GAS SCF	REA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
0.25	4368.8	236.0	25496.	14112376.	553.4	0.6172	0.0000	0.000173	0.016
0.50	3793.9	174.7	93059.	24105964.	593.4	0.6193	0.0000	0.000173	0.028
0.75	3301.2	135.4	57451.	31799296.	593.4	0.6199	0.0000	0.000173	0.037
1.00	2952.0	108.6	68271.	37787920.	593.4	0.6128	0.0000	0.000173	0.044
1.25	2633.5	89.3	77034.	42638392.	593.4	0.6119	0.0000	0.000173	0.049
1.50	2408.9	75.8	84364.	46692912.	592.9	0.6106	0.0004	0.000172	0.054
1.75	2504.3	78.5	91169.	50420000.	545.4	0.6043	0.0074	0.000159	0.058
2.00	2631.6	68.8	97369.	53773660.	500.2	0.6020	0.0093	0.000160	0.062
2.25	2427.4	64.8	103283.	56924704.	539.0	0.5886	0.0127	0.000154	0.066
2.50	2408.9	61.4	108047.	59873608.	530.5	0.5954	0.0159	0.000159	0.070
2.75	2389.6	60.2	114120.	62647088.	524.5	0.5924	0.0190	0.000144	0.073
3.00	2383.4	59.4	119131.	65265624.	523.1	0.5895	0.0218	0.000189	0.076
3.25	2344.0	52.9	123649.	67713856.	520.3	0.5868	0.0245	0.000185	0.079
3.50	2327.2	54.5	128647.	70198272.	517.7	0.5841	0.0272	0.000181	0.083
3.75	2270.2	132.6	141123.	76610224.	513.2	0.5770	0.0343	0.000180	0.091
4.00	2252.6	187.6	182241.	82259936.	512.7	0.5706	0.0407	0.000181	0.098
4.25	2172.2	105.0	161943.	87311920.	516.3	0.5649	0.0464	0.000184	0.104
4.50	2128.4	64.7	190750.	91910904.	523.6	0.5598	0.0519	0.000087	0.110
4.75	2080.5	64.2	176720.	96199344.	534.1	0.5552	0.0561	0.000082	0.115
5.00	2092.8	79.3	166619.	10019184.	537.4	0.5530	0.0629	0.000087	0.120

(C O N T I N U A C I O N)

TIEMPO ANOS	PRESTION YAC. PSI	GASTO ACEITE HLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTO.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RGA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
5.25	2020.1	73.2	192730.	103910400.	562.9	0.5472	0.0641	C.000083	0.124
5.50	1591.0	68.1	198950.	107517952.	580.2	0.5437	0.0676	0.000080	0.128
5.75	1964.5	63.7	204749.	110994016.	598.9	0.5405	0.0708	C.000077	0.132
6.00	1940.4	59.8	210183.	114369908.	619.0	0.5375	0.0738	0.000074	0.135
6.25	1918.2	56.4	215297.	117658976.	640.0	0.5347	0.0766	C.000071	0.138
6.50	1897.6	53.4	220126.	120877920.	662.0	0.5320	0.0793	0.000069	0.142
6.75	1878.3	50.7	224703.	124038256.	684.8	0.5296	0.0817	0.000067	0.144
7.00	1860.5	48.3	229051.	127149200.	708.3	0.5272	0.0841	0.000065	0.147
7.25	1843.5	46.1	233192.	130217344.	732.4	0.5250	0.0863	0.000063	0.150
7.50	1827.4	44.0	237144.	133248384.	757.1	0.5229	0.0884	0.000061	0.153
7.75	1812.1	42.1	240924.	136246880.	782.2	0.5209	0.0904	0.000059	0.155
8.00	1797.4	40.4	244544.	139216288.	807.8	0.5190	0.0923	0.000058	0.157
8.25	1783.4	38.8	248016.	142158912.	833.8	0.5171	0.0942	0.000056	0.160
8.50	1769.8	37.3	251351.	145077536.	860.1	0.5154	0.0959	C.000055	0.162
8.75	1756.8	35.9	254558.	147973760.	886.8	0.5137	0.0976	C.000054	0.164
9.00	1744.1	34.6	257646.	150849024.	913.7	0.5120	0.0993	0.000053	0.166
9.25	1731.9	33.4	260623.	153704256.	940.9	0.5105	0.1008	0.000051	0.168
9.50	1720.0	32.2	263494.	156540516.	968.3	0.5089	0.1024	0.000050	0.170
9.75	1708.3	31.1	266266.	159358080.	995.9	0.5075	0.1038	C.000049	0.171
10.00	1697.0	30.1	268944.	162157920.	1023.7	0.5060	0.1053	C.000048	0.173
10.25	1686.0	29.1	271595.	164940160.	1051.6	0.5047	0.1067	0.000047	C.175
10.50	1675.1	28.2	274041.	167705024.	1079.7	0.5033	0.1080	C.000046	C.176
10.75	1664.5	27.3	276460.	170452640.	1107.8	0.5020	0.1093	0.000045	0.178
11.00	1654.1	26.4	278820.	173183200.	1136.0	0.5008	0.1105	C.000045	0.179
11.25	1643.9	25.6	281100.	175896832.	1164.3	0.4995	0.1118	C.000044	0.181
11.50	1633.9	24.9	283311.	178593408.	1192.7	0.4983	0.1130	0.000043	0.182
11.75	1624.0	24.1	285452.	181275960.	1221.1	0.4972	0.1141	0.000042	0.184
12.00	1614.3	23.4	287542.	183935320.	1249.5	0.4961	0.1153	0.000041	C.185
12.25	1604.7	22.8	289566.	186580512.	1278.0	0.4950	0.1164	0.000041	0.186
12.50	1595.3	22.1	291533.	189208416.	1306.4	0.4939	0.1174	0.000040	0.188
12.75	1586.0	21.5	293446.	191818880.	1334.9	0.4928	0.1185	0.000039	C.189
13.00	1576.8	20.9	295307.	194417776.	1363.3	0.4918	0.1195	0.000039	0.190
13.25	1567.8	20.4	297117.	196987040.	1391.7	0.4908	0.1205	0.000038	0.191
13.50	1558.8	19.8	298879.	199544480.	1420.1	0.4898	0.1215	0.000038	0.192
13.75	1550.0	19.3	300594.	202083968.	1448.4	0.4889	0.1224	0.000037	0.193
14.00	1541.2	18.8	302265.	204605504.	1476.7	0.4880	0.1233	0.000036	0.195
14.25	1532.9	18.3	303893.	207109024.	1504.9	0.4871	0.1243	0.000036	0.196
14.50	1524.6	17.9	305479.	209594336.	1533.1	0.4862	0.1251	0.000035	0.197
14.75	1516.9	17.4	307025.	212061344.	1561.3	0.4853	0.1260	0.000035	0.198
15.00	1507.1	17.0	308534.	214509984.	1589.3	0.4844	0.1269	0.000034	C.199
15.25	1498.8	16.6	310005.	216940064.	1617.3	0.4834	0.1277	0.000034	0.200
15.50	1490.6	16.2	311441.	219351776.	1645.2	0.4825	0.1285	0.000033	C.201
15.75	1482.4	15.8	312848.	221744768.	1673.0	0.4816	0.1293	0.000033	0.202
16.00	1474.3	15.4	314209.	224119200.	1700.8	0.4812	0.1301	0.000033	C.202
16.25	1466.3	15.0	315548.	226474912.	1728.5	0.4804	0.1309	0.000032	0.203

E C O N Y I N U A C I D M J

TIEMPO AÑOS	PRESION YAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTO.	PROD. ACUM. GAS SCF.	REGA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
16.50	1458.4	14.7	316848.	228812032.	1756.0	0.4797	0.1316	0.000032	0.204
16.75	1450.5	14.3	318122.	231130368.	1783.5	0.4790	0.1324	0.000031	0.205
17.00	1442.7	14.0	319366.	233429952.	1810.9	0.4782	0.1331	0.000031	0.206
17.25	1435.0	13.7	320583.	235710880.	1838.3	0.4775	0.1338	0.000031	0.207
17.50	1427.3	13.4	321771.	237973120.	1865.5	0.4768	0.1345	0.000030	0.208
17.75	1419.7	13.1	322933.	240216608.	1892.6	0.4761	0.1352	0.000029	0.209
18.00	1412.2	12.8	324070.	242441440.	1919.6	0.4755	0.1359	0.000029	0.209
18.25	1404.7	12.5	325182.	244647584.	1946.5	0.4748	0.1365	0.000029	0.209
18.50	1397.3	12.2	326269.	246833168.	1973.3	0.4741	0.1372	0.000029	0.210
18.75	1389.9	12.0	327333.	249004192.	2000.1	0.4735	0.1378	0.000028	0.211
19.00	1382.6	11.7	328373.	251154688.	2026.7	0.4729	0.1384	0.000028	0.211
19.25	1375.3	11.5	329392.	253286816.	2053.2	0.4723	0.1390	0.000028	0.212
19.50	1368.1	11.2	330390.	255400544.	2079.6	0.4717	0.1396	0.000027	0.213
19.75	1361.0	11.0	331366.	257495936.	2105.8	0.4711	0.1402	0.000027	0.213
20.00	1353.9	10.8	332323.	259573184.	2132.0	0.4705	0.1408	0.000027	0.214
20.25	1346.9	10.5	333259.	261632256.	2158.0	0.4699	0.1414	0.000027	0.215
20.50	1339.9	10.3	334177.	263673216.	2184.0	0.4693	0.1420	0.000026	0.215
20.75	1333.0	10.1	335076.	265696320.	2209.8	0.4688	0.1425	0.000026	0.216
21.00	1326.2	9.9	335956.	267701472.	2235.5	0.4682	0.1431	0.000026	0.216
21.25	1319.4	9.7	336820.	269688960.	2261.0	0.4677	0.1436	0.000026	0.217
21.50	1312.6	9.5	337666.	271658816.	2286.5	0.4672	0.1441	0.000025	0.217
21.75	1305.9	9.3	338496.	273611200.	2311.8	0.4666	0.1447	0.000025	0.218
22.00	1299.3	9.2	339309.	275546176.	2337.0	0.4661	0.1452	0.000025	0.218
22.25	1292.7	9.0	340106.	277463872.	2362.1	0.4656	0.1457	0.000025	0.219
22.50	1286.2	8.8	340889.	279364416.	2387.0	0.4651	0.1462	0.000024	0.219
22.75	1279.7	8.6	341656.	281248000.	2411.8	0.4646	0.1467	0.000024	0.220
23.00	1273.3	8.5	342409.	283114752.	2436.4	0.4642	0.1472	0.000024	0.220
23.25	1267.0	8.3	343148.	284964608.	2461.0	0.4637	0.1476	0.000024	0.221
23.50	1260.7	8.2	343873.	286797824.	2485.3	0.4632	0.1481	0.000023	0.221
23.75	1254.4	8.0	344584.	288614656.	2509.6	0.4628	0.1486	0.000023	0.222
24.00	1248.2	7.9	345283.	290415168.	2533.7	0.4623	0.1490	0.000023	0.222
24.25	1242.1	7.7	345969.	292199360.	2557.6	0.4619	0.1495	0.000023	0.223
24.50	1236.0	7.6	346642.	293967552.	2581.4	0.4614	0.1499	0.000023	0.223
24.75	1229.9	7.4	347303.	295719744.	2605.0	0.4610	0.1503	0.000022	0.224
25.00	1224.0	7.3	347953.	297456192.	2628.5	0.4606	0.1508	0.000022	0.224
25.25	1218.0	7.2	348591.	299177024.	2651.9	0.4601	0.1512	0.000022	0.224
25.50	1212.2	7.1	349230.	300882368.	2675.0	0.4597	0.1516	0.000022	0.225
25.75	1206.3	6.9	349854.	302572480.	2698.0	0.4593	0.1520	0.000022	0.225
26.00	1200.6	6.8	350439.	304247296.	2720.9	0.4589	0.1524	0.000022	0.226
26.25	1194.9	6.7	351034.	305907072.	2743.6	0.4585	0.1528	0.000021	0.226
26.50	1189.2	6.6	351628.	307552064.	2766.1	0.4581	0.1532	0.000021	0.226
26.75	1183.6	6.5	352195.	309182272.	2788.4	0.4577	0.1536	0.000021	0.227
27.00	1178.1	6.4	352769.	310797680.	2810.6	0.4574	0.1540	0.000021	0.227
27.25	1172.6	6.3	353336.	312399184.	2832.6	0.4570	0.1544	0.000021	0.227
27.50	1167.1	6.2	353906.	313985920.	2854.4	0.4566	0.1547	0.000021	0.228

I C O N T E N I D O

TIEMPO ANOS	PRESION VAC. PSI	GASTO ACEITE BLS/DIA	PROD. ACUM. ACEITE BSTO.	PROD. ACUM. GAS SCF.	RGA SCF/BSTO	SAT. AC. FRACCION	SAT. GAS FRACCION	PRODUCTO CJ	RECUP. ACEITE FRACCION
27.75	1161.8	6.1	334401.	315558848.	2876.0	0.4362	0.1531	0.000020	0.228
28.00	1156.4	6.0	354931.	317117632.	2897.5	0.4359	0.1534	0.000020	0.229
28.25	1151.1	5.9	355452.	318662720.	2918.7	0.4355	0.1538	0.000020	0.229
28.50	1145.9	5.8	355964.	320194048.	2939.8	0.4352	0.1561	0.000020	0.230
28.75	1140.7	5.7	356469.	321711936.	2960.7	0.4348	0.1565	0.000020	0.230
29.00	1135.6	5.6	356966.	323216320.	2981.5	0.4345	0.1568	0.000020	0.230
29.25	1130.6	5.5	357455.	324707584.	3002.0	0.4342	0.1571	0.000020	0.230
29.50	1125.5	5.4	357936.	326185728.	3022.4	0.4338	0.1575	0.000019	0.230
29.75	1120.6	5.3	358410.	327651008.	3042.5	0.4335	0.1578	0.000019	0.231
30.00	1115.7	5.3	358877.	329103488.	3062.5	0.4332	0.1581	0.000019	0.231
30.25	1110.8	5.2	359337.	330543296.	3082.2	0.4329	0.1584	0.000019	0.231
30.50	1106.0	5.1	359790.	331970688.	3101.8	0.4326	0.1588	0.000019	0.232

VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE A C.Y. = 2096942.7815.

FIN PROGRAMA *PEPED*

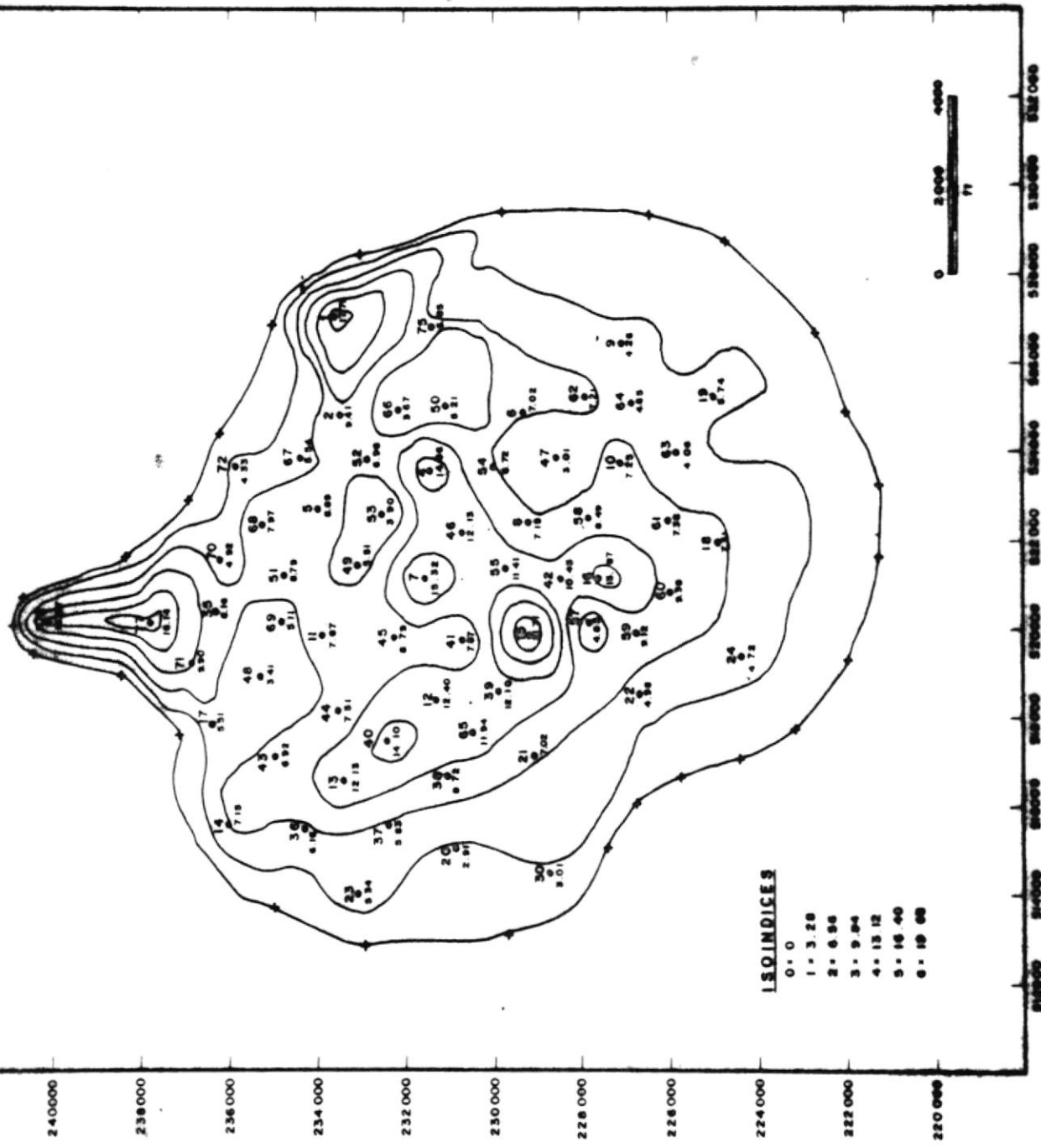
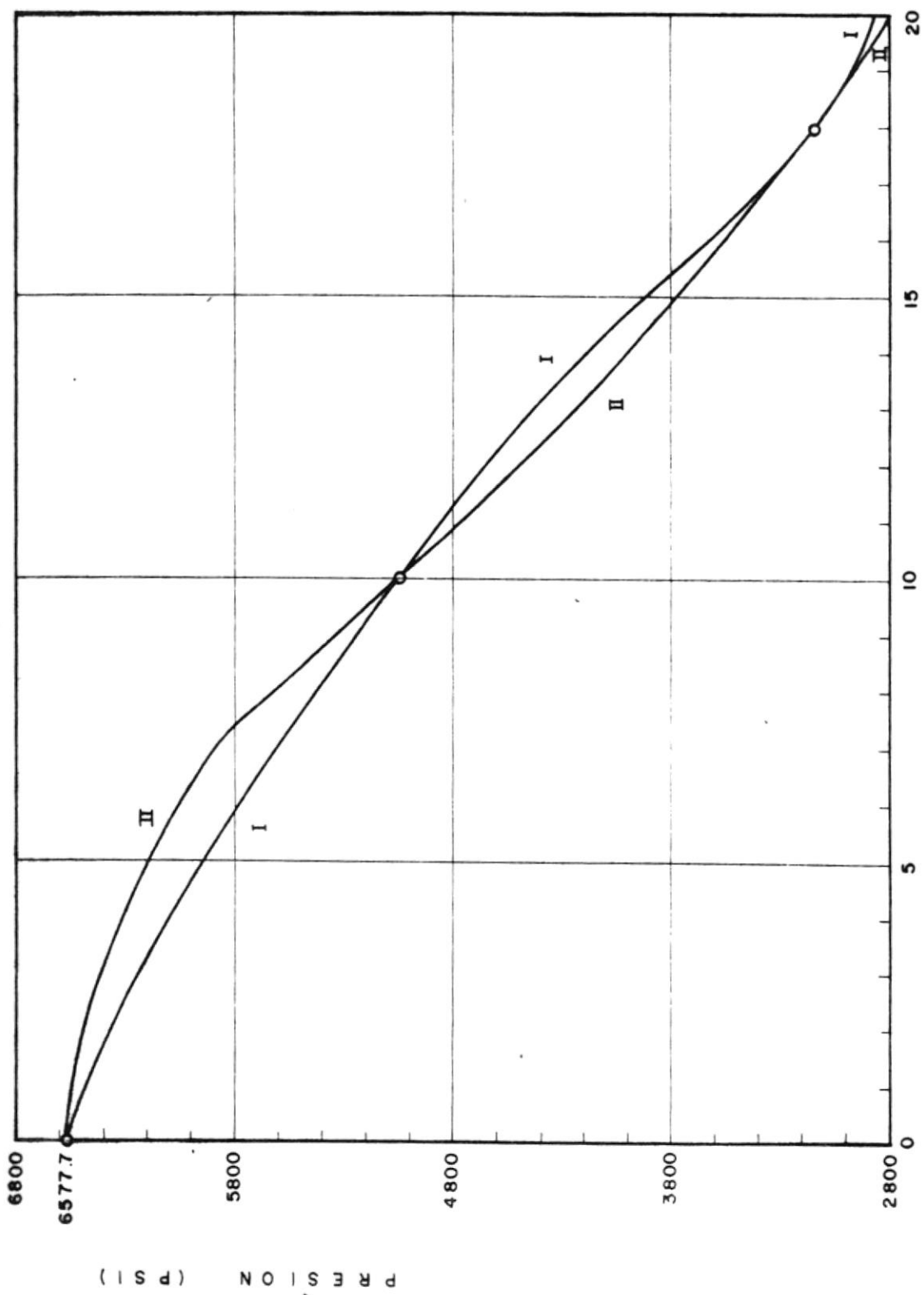


FIG. No. 6 - CURVAS DE ISOINDICE DE HIDROCARBUROS.



\bar{t} (PERIODOS)

FIG. No. 9: HISTORIAS DE PRESION DEL YACIMIENTO AMAZONAS I

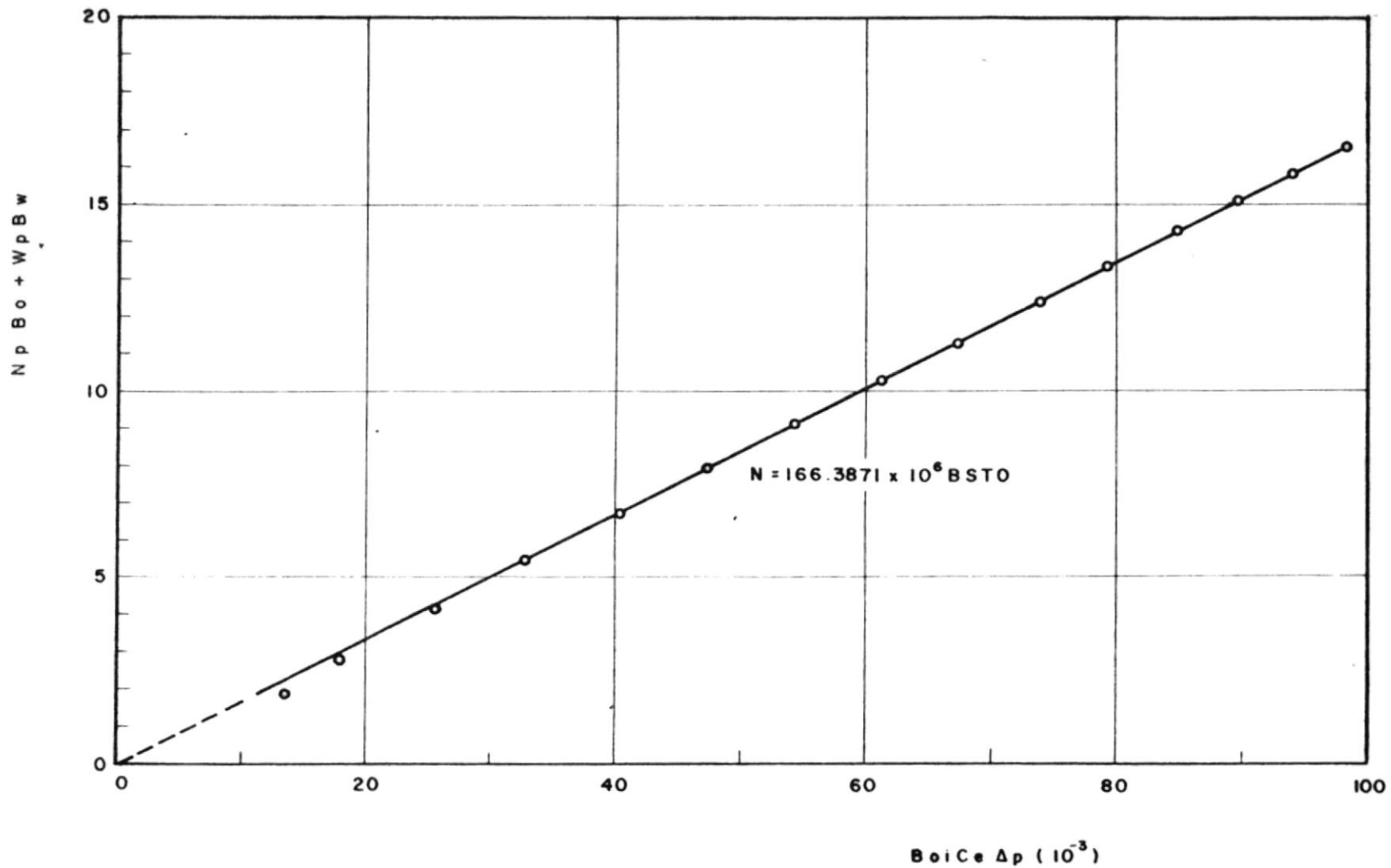


FIG.No. 10: GRAFICA QUE MUESTRA EL AJUSTE DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIAS A UNA LINEA RECTA DEL YACIMIENTO AMAZONAS, I

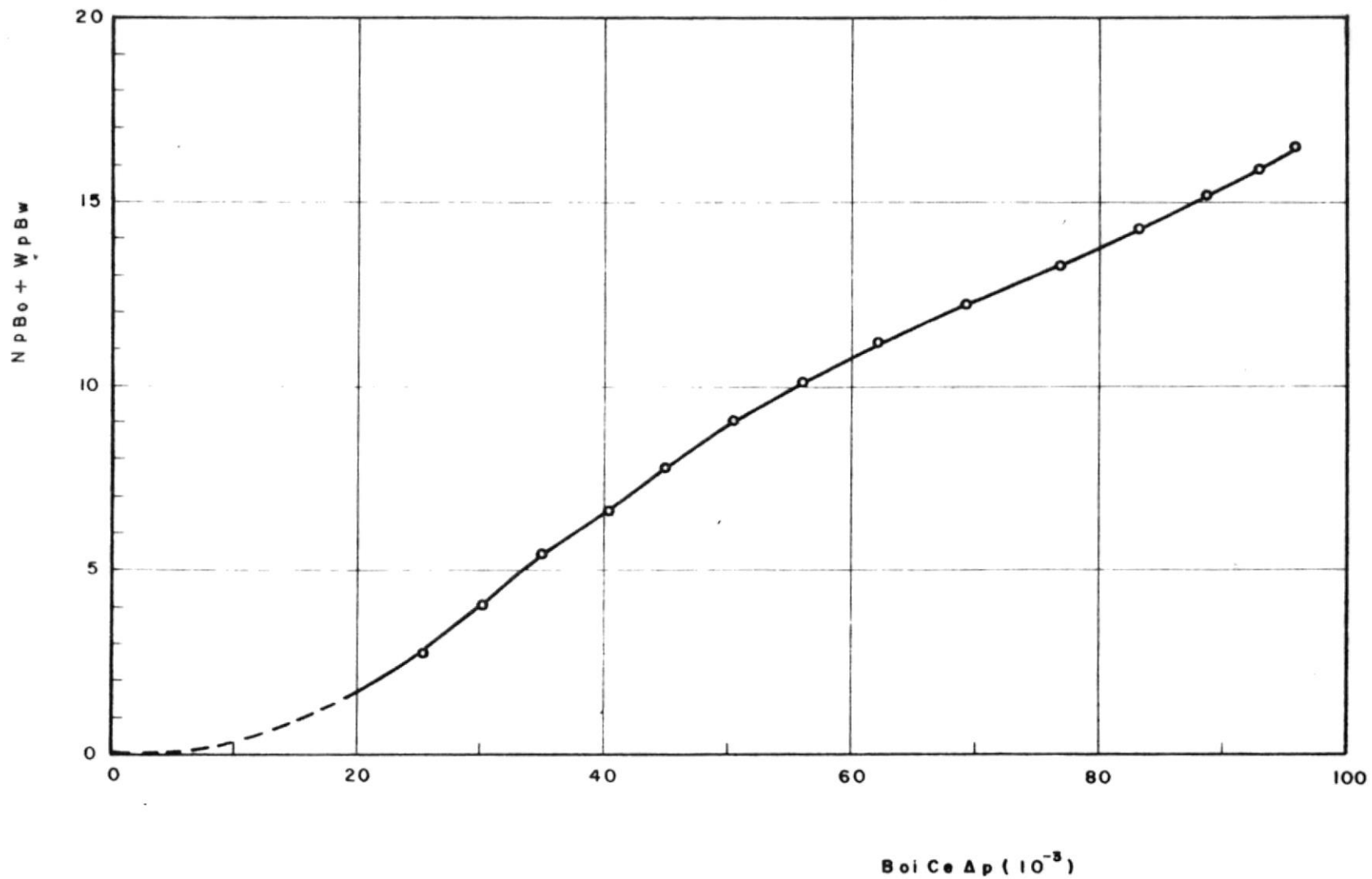


FIG. No II: GRAFICA QUE MUESTRA LA DESVIACION EN EL AJUSTE DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIAS A UNA LINEA RECTA DEL YACIMIENTO AMAZONAS I.

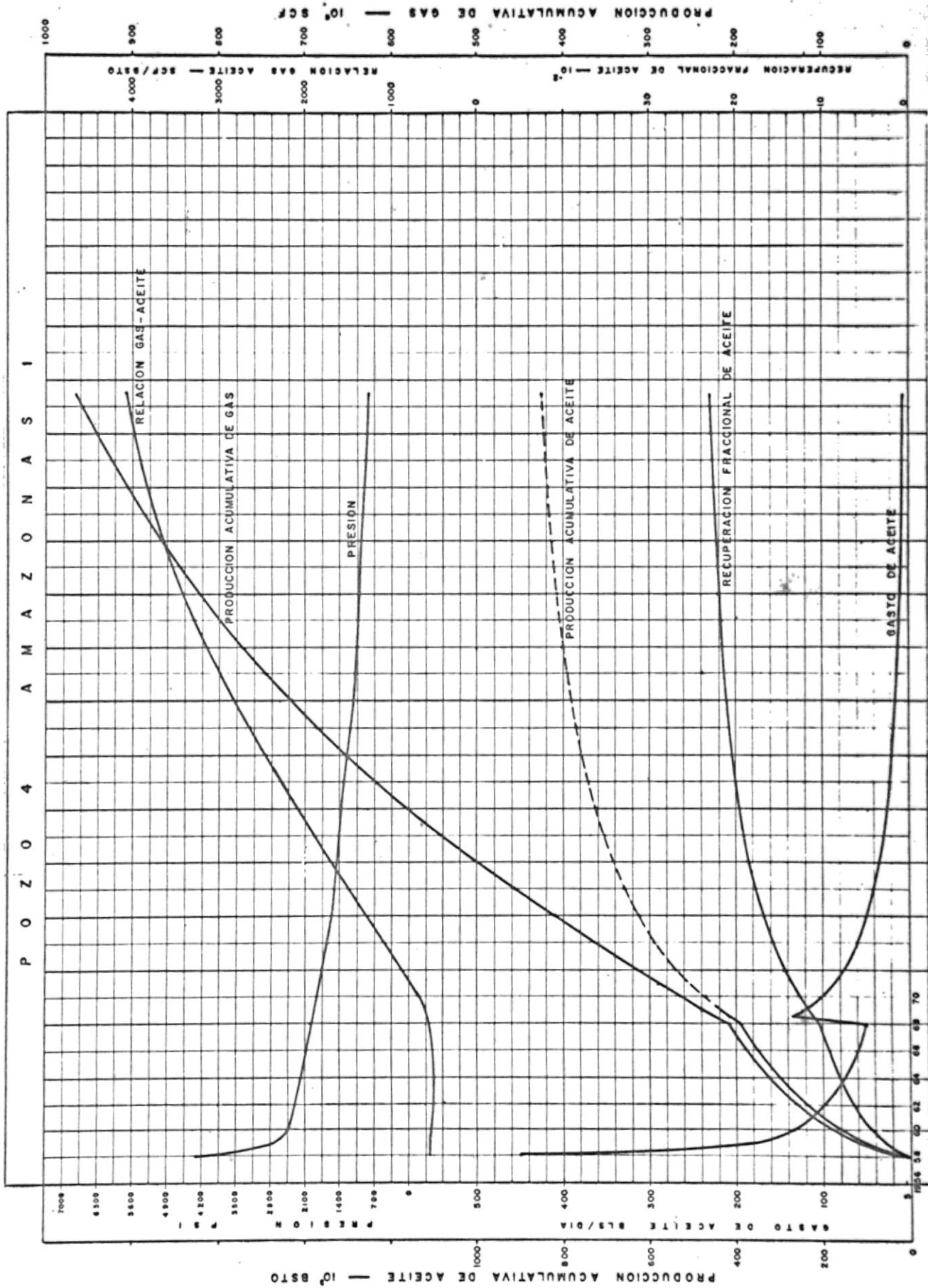


FIG. No. 12

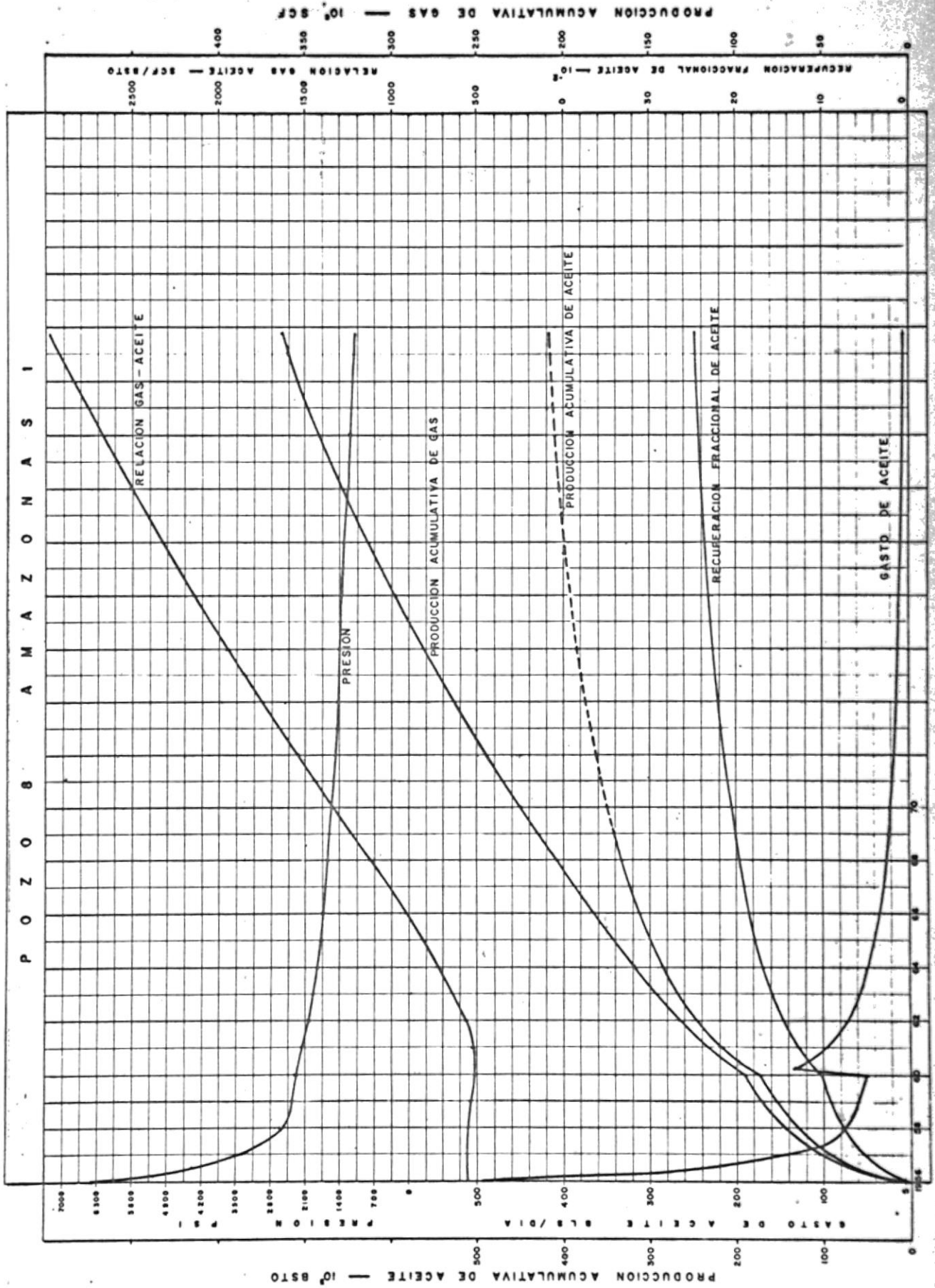


FIG. No. 13

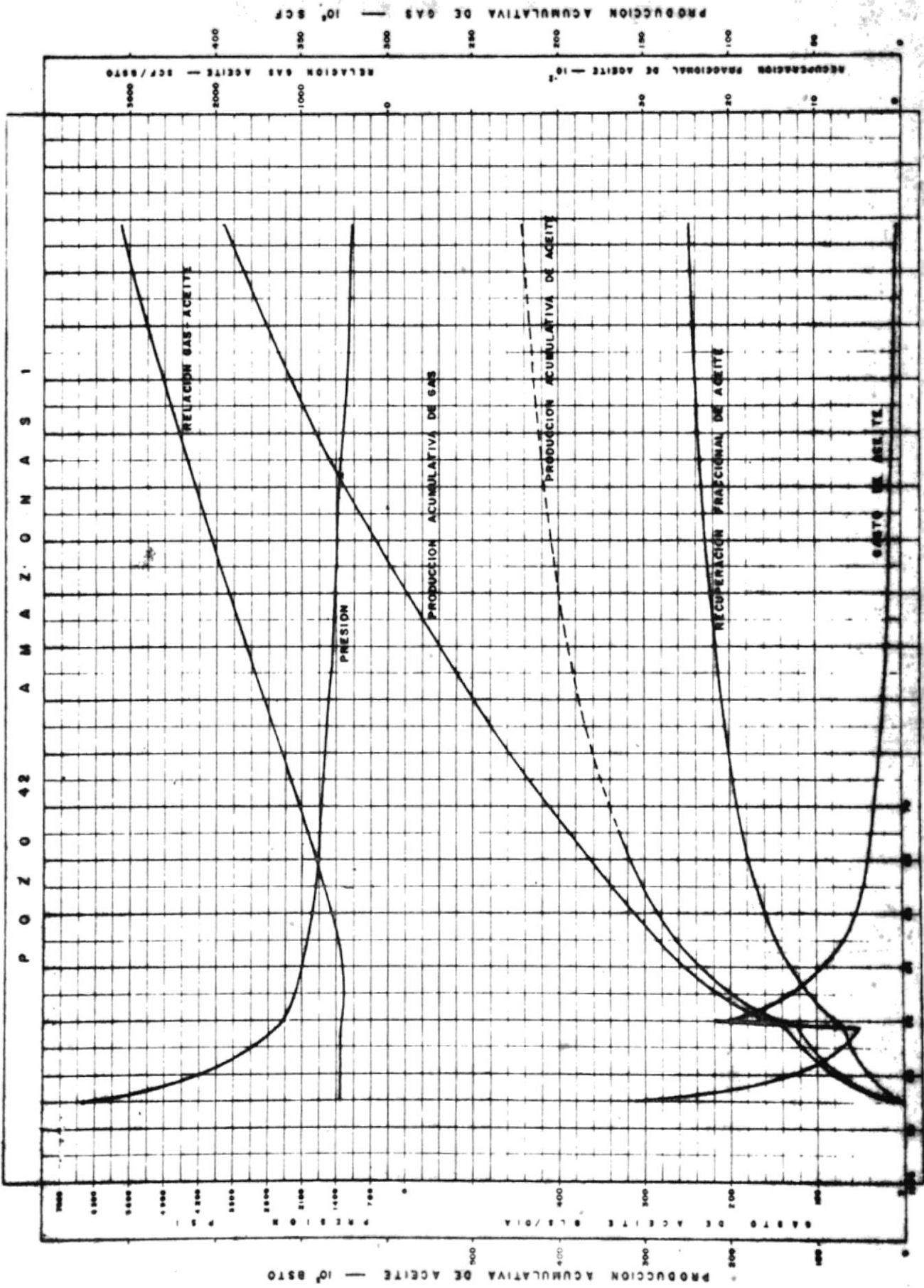


FIG. No. 19

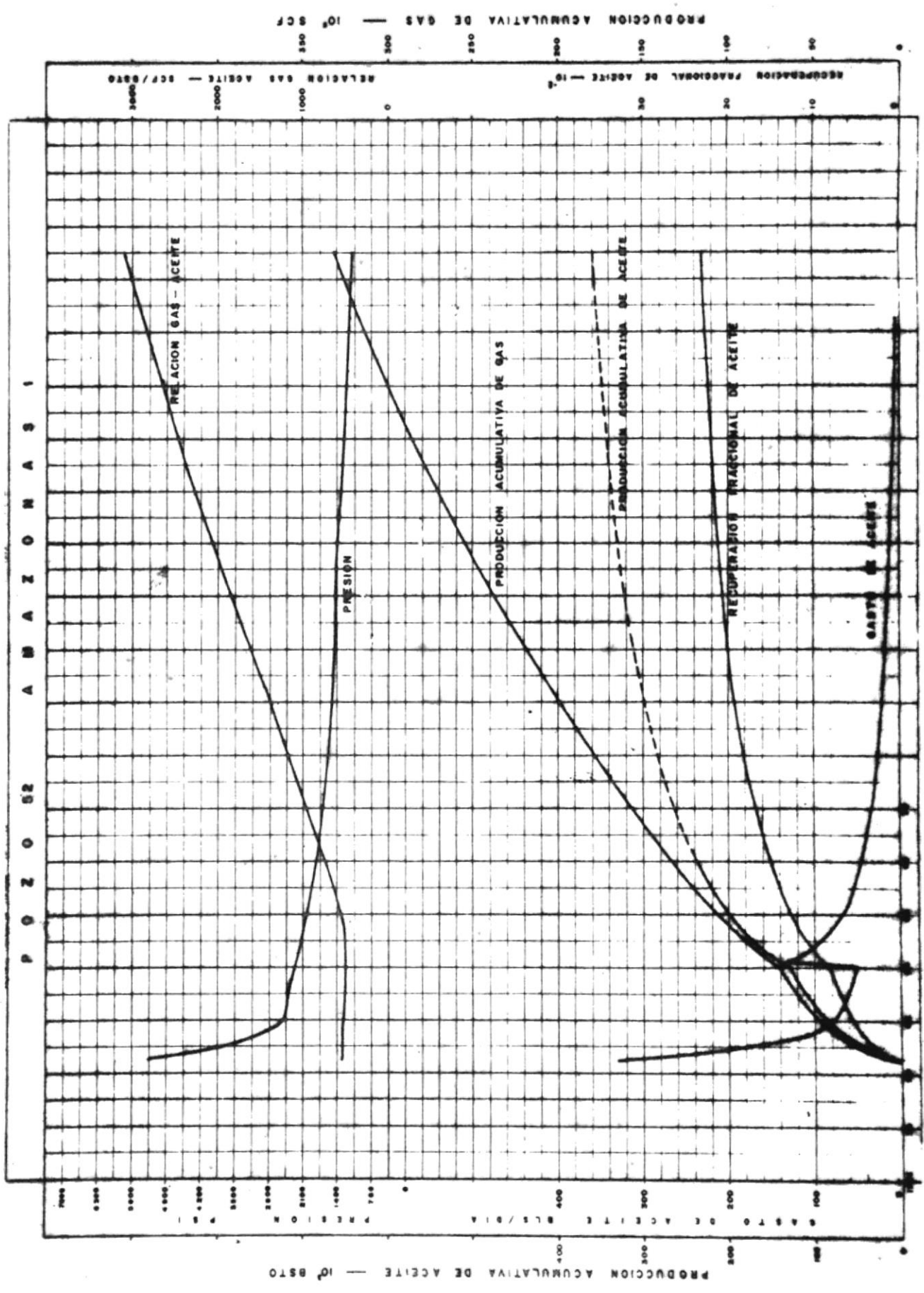


FIG. No. 15

NOTA: " Yacimientos Bajosaturados " es equivalente a
" Yacimientos Subsaturados ".