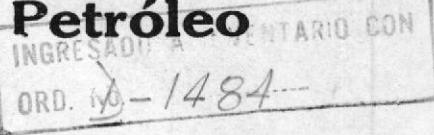


ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**Departamento de
Geología, Minas y Petróleo**



**"PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE UN
YACIMIENTO DEL NOR - ORIENTE ECUATORIANO
SOMETIDO A INYECCION DE AGUA"**

Antonio Villavicencio Pino

**TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título
de Ingeniero de Petróleos**

1975

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

"PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DEL
NOR-ORIENTE ECUATORIANO SOMETIDO A INYECCION
DE AGUA"

REALIZADO POR:

ANTONIO VILLAVICENCIO PINO

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.975

"PREDICCION DEL COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DEL
NOR-ORIENTE ECUATORIANO SOMETIDO A INYECCION
DE AGUA"

DIRECTOR DE TESIS

ING. RICARDO GALLEGOS O.

AUTOR

ANTONIO VILLAVICENCIO P.



DECLARACION EXPRESA:

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

(Reglamento de exámenes y títulos profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral).

RECONOCIMIENTO

El autor desea expresar sus sinceros agra
decimientos al cuerpo docente del Departamento
de Ingeniería de Geología, Minas y
Petróleos por su valiosa y desinteresadas
enseñanzas en los aspectos de recuperación
secundaria.

A todos los profesores quienes
de una manera u otra contribu-
yeron intelectual y moralmente
con mi educación.

A MIS HERMANOS:

Marcos

Carlos

Virginia

Isabel

Francisco

"CON CARINO SINCERO"

A ANGELICA

A MIS AMIGOS:

"Por la realidad de la vida"

A MIS PADRES:

ANTONIO VILLAVICENCIO ALAVA
MARIA A. DE VILLAVICENCIO

*"Con innegable gratitud para
los que hicieron posible mi
formación profesional".*

AGRADECIMIENTO

A LA ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

Al Ing. RICARDO GALLEGOS ORTA
Director de Tesis

A la DIRECCION GENERAL DE
HIDROCARBUROS

CONTENIDO

RESUMEN

INTRODUCCION

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

CAPITULO II

FACTORES MAS IMPORTANTES QUE AFECTAN LA RECUPERACION DE PETROLEO DURANTE EL DESP PLAZAMIENTO.

II.1. Del Yacimiento

II.2. De los Fluïdos desplazado y desplazante.

CAPITULO III

METODO de CRÉDIB, GETZEN y KORKE

III.1. Reseña del experimento

III.2. Suposiciones del Método

III.3. Ecuaciones básicas

III.4. Procedimiento

CAPITULO IV

METODO DE PRATS y ASOCIADOS

IV.1. Reseña del experimento de Prats

IV.2. Base teórica del método

IV.3. Suposiciones

IV.4. Procedimiento

CAPITULO V

APLICACION MATEMATICA DEL METODO DE
CRAIG - GEFFEN Y MORSE.

V.1. Diagrama de flujo

V.2. Listado del programa

CAPITULO VI

DESARROLLO DEL METODO DE PRATS Y ASO
CIADOS.

VI.1. Primera parte

VI.2. Segunda parte

VI.3. Tercera parte

CAPITULO VII

DISCUSION DE LOS RESULTADOS

CAPITULO VIII

VIII.1. Conclusiones

VIII.2. Recomendaciones

APENDICE

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

RESUMEN

El presente trabajo consta de dos partes: una parte teórica y otra de aspecto computacional. En la parte teórica se hace un análisis breve de los métodos más comunes que se aplican en Recuperación Secundaria.

El Ecuador siendo un país petrolero, necesita incrementar sus riquezas, pero bajo una planificación adecuada de la ingeniería de yacimientos en forma general.

De allí que en el análisis de los métodos, estoy tratando de realizar una investigación de cual es el más aplicable, por las variaciones de diferentes variables, logrando así una aceptación más clara y valores más fidedignos a una futura realidad en la predicción del yacimiento FINDI.

Los factores más importantes en Ingeniería de Yacimiento, son analizados para el fluido desplazante, como para el desplazado.

La reacción de la formación A, a la inyección de agua, son mostradas claramente en el desarrollo del método.

do computacional. Se muestra también la base matemática u el origen de los métodos que se aplican. Dentro del procedimiento, se discutirá el efecto de cierto tipo de suposiciones que podrían establecer una diferencia con los métodos más comunes en recuperación secundaria.

Los métodos utilizados en esta tesis son los siguientes:

1. F.F. CRAIG, Jr.

T.M. GEFFEN y R.A. MORSE

2. M. PRATS

C.S. MATTHEWS

R.L. JEWETT

J.D. BAKER

En el primer método el yacimiento es considerado homogéneo y el segundo es aplicable para yacimientos estratificados.

Dentro de los aspectos de aplicabilidad se lo hace para un arreglo de cinco pozos.

La información obtenida de las características petró

físicas de los análisis PVT, se ha utilizado un promedio que es representativo del yacimiento FINDI.

El lenguaje utilizado es el FORTRAN IV para un sistema de computación IBM-1130 para el primer método.

El segundo método se lo ha desarrollado utilizando una calculadora de tipo manual.

INTRODUCCION

Los estudios que se llevan a cabo en el campo de la Ingeniería de Petróleo y en aspecto de Recuperación Secundaria han sido analizados desde las bases más simples hasta la elaboración de teorías, que de una u otra manera tratan en diversas etapas demostrar el comportamiento o la reacción que un yacimiento, sufre al estar en contacto con uno u otro fluido haciendo de esta forma desplazar al petróleo "in situ".

Los métodos de Recuperación Secundaria utilizados en la Industria Petrolera se clasifican en tres diferentes grupos:

- a) Desplazamiento no miscibles
- b) Desplazamiento miscibles
- c) Métodos de Recuperación Térmica

El método de inyección de agua y de inyección de gas, son desplazamientos no miscibles y recomendados para yacimientos, cuya densidad varía entre 20 y 45°API.

El método de recuperación secundaria más utilizado

en el mundo, es el de inyección de agua, y es lógico decir esto por las siguientes razones:

- a) Posibilidad de presencia de agua cercano al yacimiento en mención.
- b) Facilidad para realizar la inyección.
- c) Efectividad en el desplazamiento del petróleo.

Se ha escogido el método de inyección de agua porque la inyección de gas, como proceso no miscible es aplicable a yacimientos que poseen petróleo ligero y de baja viscosidad.

En forma general, estudios detallados de ingeniería permiten que la recuperación secundaria sea un éxito ya que todo proceso está ligado a tres aspectos básicos que son: INGENIERIA, EXPERIENCIA Y ECONOMIA.

Como breve reseña expondré los principales puntos de interés para la aplicación de problemas en Recuperación Secundaria:

1. Área del yacimiento.
2. Profundidad: La formación está situada a profundida-

des muy grandes, que hacen que los costos del proyecto aumenten en forma exponencial

3. Pozos abandonados: El número de pozos que han sido taponados, ya sea por ser secos o porque la producción de agua es excesiva
4. Tipo del Yacimiento : está relacionándose con el mecanismo de producción, sean éstos:
 - a) Empuje de agua;
 - b) Empuje de capa de gas; o
 - c) Empuje de gas en solución.
5. Espesor de arena: Hay suficiente espesor o no de arena, para permitir un razonable recobro por acre o por acre-pié
6. Porosidad: Es la medida que nos va a señalar si existe suficiente espacio poroso en el reservorio.
7. Saturación de Petróleo. Existe suficiente saturación de aceite para justificar una inyección de agua
8. Saturaciones de Agua. Se produce o no se produce filtración de otras zonas aledañas al yacimiento, que destruyen la confiabilidad en lo referente a las saturaciones existiendo un punto no fijo de saturación
9. Permeabilidades: Es el rango de permeabilidad suficiente

cientemente uniforme para evitar canalización debido a la inyección de agua, pudiendo ser esta permeabilidad, uniforme en una parte del campo, pero el promedio general es bajo

10. Viscosidad del petróleo: Es la viscosidad del petróleo lo suficientemente baja para prevenir tensión superficial, evitando así interferencia con el desplazamiento libre del petróleo. Se podría preguntar si la razón de movilidad es lo suficientemente buena, para provocar una adecuada eficiencia areal de barrido
11. Producción inicial: Es la producción inicial del campo, lo suficientemente alta para llevarnos a una indicación de saturación local o más claro de pozos que están produciendo por encima de la presión de saturación, dandonos así datos concretos de saturaciones de Petróleo o agua
12. Recuperación primaria: Es el recobro primario lo suficientemente grande, como para pensar que la aplicación de un proyecto de recuperación secundaria nos va a dar una producción por lo menos igual al primario

Los aspectos económicos, podemos resumirlos en los siguientes costos de adquisición, desarrollo y operación.

CAPITULO I

RESUMEN DE LITERATURA

La teoría de desplazamiento, es el proceso, mediante el cual un fluido va a ocupar el puesto de otro en un sistema poroso. La base teórica del método de formulación y aspecto matemático, fue expuesto por Buckley-Leverett⁽¹⁾, siendo luego completada por Welge⁽²⁾.

Usualmente el fluido desplazado es petróleo o gas y el fluido desplazante es agua o gas; el único requerimiento es que la fase desplazante tenga un nivel mayor de energía que la fase a ser desplazada.

En la teoría de desplazamiento, dos fases, de producción son usualmente consideradas.

Estas son los períodos: inicial y subordinado.

En la fase inicial el fluido desplazado es movido por la acción del llamado pistón con fugas; esto significa que mientras el desplazamiento puede considerarse por pistón, existe una cantidad grande de petróleo que queda detrás de la cara del pistón imaginario.

Durante las fase inicial del desplazamiento, el fluí

do producido está virtualmente libre del fluido desplazante.

El tiempo al cual, el fluido desplazante se produce primeramente, es llamado tiempo de ruptura. Como indicación previa, nada o ninguna cantidad por muy pequeña que sea ésta de la fase desplazante, es producida antes de la ruptura y se podría hablar entonces del frente de flujo, lo cual significaría la línea de demarcación entre la fase desplazante y desplazada.

Durante el período denominado subordinado, hay una producción de ambas fases. Es durante este período que podemos obtener las tasas relativas de flujo y las relaciones gas petróleo y agua petróleo.

Es importante conocer tres pensamientos bases acerca de un proceso de desplazamiento. Estos fundamentos son el conocimiento de la distribución de saturación a cualquier tiempo dado durante el desplazamiento. Igualmente importante es el conocimiento del cambio de saturación con el tiempo.

Si una distribución de saturación inicial ha sido

obtenida, un cambio en aquella distribución puede ser realizada solamente por el movimiento de los fluidos de un punto a otro en el sistema poroso. El tercer punto de interés es el relacionado con las variables que controlan el proceso del desplazamiento. Algunas de estas cantidades son inherentes al proceso; por naturaleza de los fluidos y de dichos sistemas porosos.

Inclúyese también la geometría del poro y la porosidad del medio a ser invadido, la viscosidad del fluido fluyente, las características del sistema en lo referente a saturación con permeabilidad.

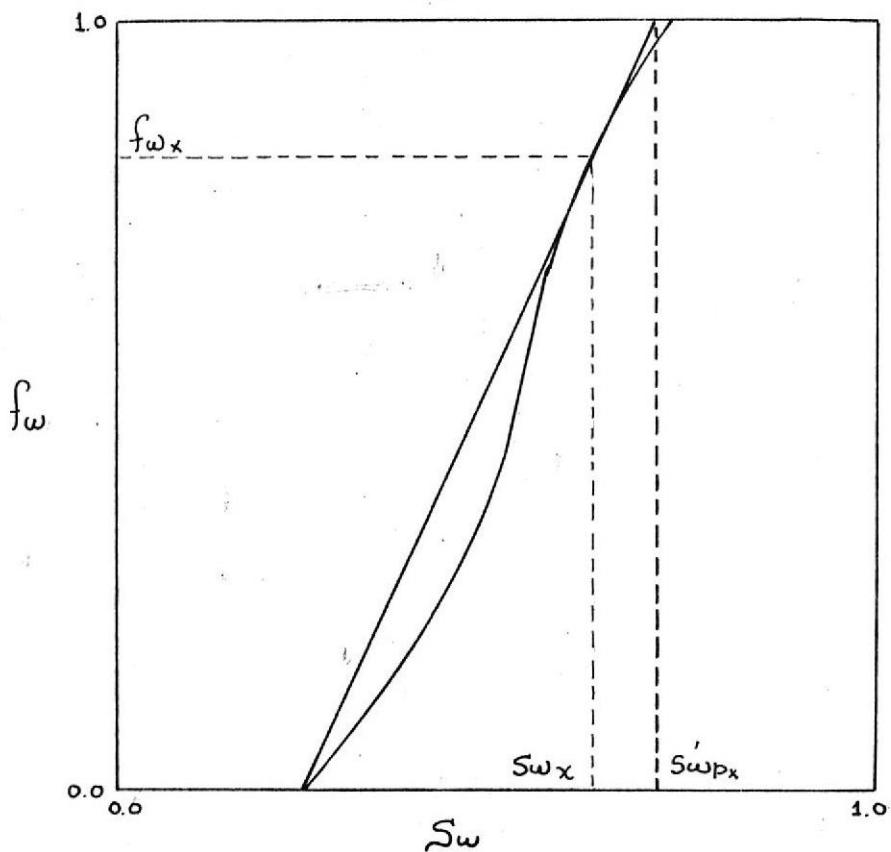
Otras cantidades se consideran: como el gradiente de presión y la tensión interfacial del fluido.

Un aspecto interesante es que Henry J. Welge (1952), expuso un método que simplifica considerablemente el cálculo de la saturación del fluido desplazante en el frente del desplazamiento, ya que elimina los problemas de ensayo y error en el balance de áreas del método de Buckley-Leverett.

El método de Welge para determinar la saturación en

el frente consiste en trazar una línea tangente a la curva de flujo fraccional de fluido desplazante, como se ilustra en la figura 1. Welge demostró que la saturación en el punto de tangencia corresponde, precisamente, a la saturación de fluido desplazante en el frente.

fig. 1.



Muchas zonas productoras presentan variaciones tanto en la permeabilidad vertical como en la horizontal. Cuando existe estratificación, el agua desplazante barre más rápidamente las zonas más permeables dejando

bastante petróleo en las zonas menos permeables, que deberá producirse en un período más largo con altas razones agua-petróleo.

La misma situación está produciéndose, cuando se aplica un programa de mantenimiento de presión, donde la presión del yacimiento es relativamente alta, o en un recobro secundario, donde la presión del yacimiento es baja, debido al agotamiento del campo.

Stiles⁽³⁾ desarrolla un método para calcular la recuperación de petróleo y la producción fraccional de agua de estos sistemas estratificados.

El método de Stiles asume que todas las capas tienen la misma porosidad y permeabilidad relativa al petróleo y al agua, aunque podrían ser consideradas variables, - también que la formación es estratificada y horizontal con permeabilidad constante de pozo a pozo, pero hay que manifestar que cuando la razón de mobilidades es diferente de la unidad, la solución al problema, de permeabilidad, es considerablemente más compleja, que la solución de Stiles.

Las limitaciones de este método se presentan cuan-

do existe una zona de gas o una zona de agua, inmediatamente encima o debajo de la zona de petróleo en consideración, pero en el caso en que existe gas o zonas de agua de permeabilidad conocida ciertas modificaciones pueden ser hechas en las ecuaciones básicas, ajustándolas a las condiciones que se presentan. Este método no toma en cuenta ciertos factores que podrían influenciar en la producción del campo, como la presencia de zonas de gas o agua, la distancia entre los contactos, la tasa de producción, la posición estructural de los pozos, el espaciamiento y el área a ser drenada.

Dykstra Parsons⁽⁴⁾ considera suposiciones teóricas con resultados experimentales, entre los cuales está la recuperación a partir de 200 pruebas de inundación, realizadas en laboratorios.

La suposición teórica más importante es la de flujo continuo y sistema lineal.

Un término nuevo de aspecto estadístico aparece en este método y éste es la variación de permeabilidad, V , que se la define como si las permeabilidades constituye

en un determinado perfil colocados en orden de creciente y se determinan para cada una de ellas, el porcentaje del número total de permeabilidades que son mayores que cada una en particular.

La graficación en escala logarítmica de la permeabilidad, con el porcentaje de la misma pero en escala de probabilidades, nos delimitan la varianza en la siguiente forma:

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}}$$

El método de Dykstra Parsons es un método semiempírico que consiste fundamentalmente en la variación de 4 variables, que son:

- a) Variación de permeabilidad (V)
- b) Razón de movilidad (α)
- c) Saturación inicial de agua (S_w)
- d) Recobro fraccional de petróleo a una relación agua-petróleo determinado (R).

Carl E. Johnson, Jr⁽⁵⁾ presenta un método de predic

ción de la recuperación del petróleo por inyección de agua simplificando el método de Dykstra, para ello presenta correlaciones entre los parámetros dichos anteriormente. Estos gráficos han sido construidos para relación agua petróleo de 1, 5, 25, 100.

Los valores de V , razón de movilidad y saturación de agua, se lo obtiene del análisis de núcleos.

La razón de movilidad depende de 4 variables y está dado por la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{K_{rw}}{u_w} \times \frac{u_o}{K_{ro}}$$

Donde u_o y u_w son las viscosidades del petróleo y el agua bajo condiciones de yacimiento, K_{rw} es la permeabilidad relativa al agua en el yacimiento, cuando sola mente agua está fluyendo y K_{ro} es la permeabilidad relativa al petróleo, cuando solamente el petróleo está flu yendo; la medida de las permeabilidades pueden ser esti madas o medidas experimentalmente.

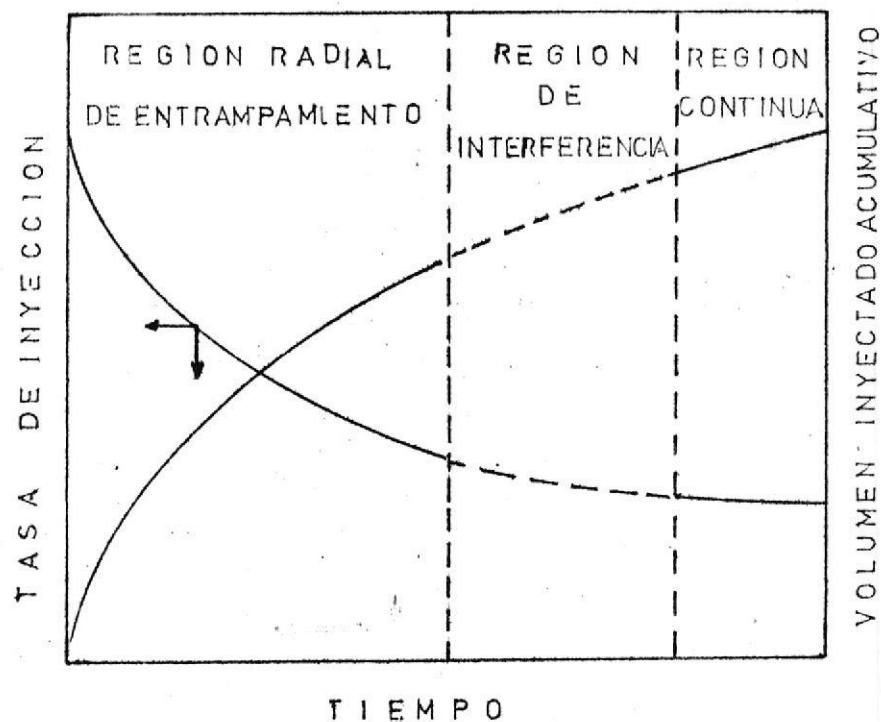
Muskat⁽⁶⁾ en 1940 presentó un considerable trabajo

de aspecto matemático y experimental determinando las líneas de corriente y la distribución isopotencial en varios arreglos. Estos estudios fueron realizados para una razón de movilidad igual a la unidad. Pero sin embargo esto no es una predicción pero ingenieros usan estos valores como aproximativos.

Las etapas por las cuales atraviesa un período de inyección, son: la primera es de comportamiento radial desde la inyección de agua en el pozo produciéndose la reducción de la saturación de petróleo (valor inicial) hasta la saturación de petróleo residual.

La segunda etapa corresponde a la región de interacción y la tercera a una región continua.

Las relaciones entre estas tres etapas son mostradas en la siguiente figura:



Hurst⁽⁶⁾ extiende el trabajo de Muskat para un arreglo de cinco pozos considerando la existencia de saturación de gas inicial al comienzo de la inyección. Estos estudios matemáticos consideran la formación de un banco de petróleo, pero se supone que en los bancos de agua y el petróleo se tiene igual movilidad.

Es el primero en señalar el incremento en la eficiencia areal de barrido después de la ruptura cuando se tiene inyección de agua en forma continua.

Caudle⁽⁷⁾ y una serie de co-trabajadores demostraron

el efecto de los estudios experimentales sobre la eficiencia areal de barrido para arreglos de 4, 5, 9 pozos y arreglos en línea recta. Utilizando el siluetógrafo de Rayos X se pudo medir.

- a) Eficiencia areal de barrido
- b) Razón de movilidad
- c) Volumen de inyección
- d) Porción de producción en el área barrida

Aronofsky⁽⁸⁾. Este método está basado en un modelo potenciométrico para un arreglo de 5 pozos y para arreglos en línea recta.

La Eficiencia Areal de barrido fue obtenida como una función de la razón de movilidad para estos 2 arreglos. Se ha presumido desplazamiento tipo pistón del petróleo

El método de Suder - Calhoun⁽⁹⁾ toma principalmente en consideración la heterogeneidad de la formación así como también la variación de la tasa en el período previo al continuo; es de señalar que al considerar la heterogeneidad se está considerando un factor importante,

ya que éste se relaciona con la economía de proyecto, lo único dificultoso en la aplicabilidad de este método es que se debe de tener suficiente análisis de los núcleos que generalmente no se lo hace, debido al costo que re presenta esa información para un gran número de pozos.

La tasa de inyección de agua ha sido computada por el promedio entre las capas para 3 períodos:

1. El período de entrampamiento radial fue asumido has ta que el agua inyectada alcance el punto medio entre los pozos de inyección y de producción, este límite Suder - Calhoun lo tomó de los reportes electrólíticos de Muskat para un determinado arreglo de cinco puntas:

Para la cuarta parte del arreglo

$$VI = 0.178 \frac{A}{4} h \phi (1 - Sw - So)$$

donde:

VI = volumen de inyección

A = área del arreglo

h = espesor

ϕ = porosidad

S_w = saturación de agua

S_o = saturación de petróleo

La tasa de inyección de agua en barriles/día durante este período viene dado por

$$Q = \frac{0.00308 \text{ Kw h } \Delta P}{\log_{10} \frac{r_e}{r_w}}$$

donde:

r_e = radio de avance del flujo de inyección.

$$V = 0.178 r_e^2 h \phi (1 - S_w - S_o)$$

donde:

V = es la inyección de agua acumulativa en el momento en que el entrampamiento radial alcance el radio r_e .

Para encontrar el tiempo a cualquier radio de inyección dado, se está asumiendo que el volumen ocupado por el gas es desplazado entre dos valores sucesivos de r_e y a su vez son llenados a una tasa igual al

promedio de estas tasas de inyección correspondiente a los límites de cambio.

De esta manera las tasas de inyección de agua y el volumen total de agua son calculados.

2. El segundo período se lo está asumiendo que empieza al tiempo, cuando la formación fué completamente llenada con el líquido, pero esto no es estrictamente verdadero, ya que este período se lo alcanza a una mayor velocidad de inyección.

Al comienzo del flujo semi continuo se computan el volumen de agua inyectada de la siguiente forma:

$$V_{II} = 0.723 A^2 h \phi (1 - S_w - S_o) 0.178$$

Donde el factor 0.723 es una porción del arreglo de cinco puntas que se supone ha sido invadido.

Para computar la tasa de flujo se usa la siguiente expresión:

$$Q = \frac{0.00154 K_w h \Delta P}{\left(\log \frac{A}{r_w} - 0.420 \right)}$$

Douglas - Blair - Wagner⁽¹⁰⁾ es uno de los primeros en utilizar la técnica del análisis numérico en la predicción. El sistema del yacimiento simulado es lineal, pero es el predecesor de la aplicación de las matemáticas complejas en la simulación.

Hiatt⁽¹¹⁾ presentó una predicción detallada considerando la eficiencia vertical de barrido en un yacimiento estratificado. Usa como base el mecanismo de desplazamiento de Buckley y Leverett.

Este método es aplicable para cualquier movilidad pero es difícil su aplicabilidad.

Douglas - Peaceman - Rachford⁽¹²⁾; extendió el trabajo de Douglas; podríamos decir que Douglas y asociados presentaron el trabajo para un modelo matemático bidimensional lo que incluye los efectos de permeabilidades relativas, viscosidades de los fluidos, densidades, gravedad y presión capilar.

Para su uso se requiere una computadora de alta velocidad.

Warren y Cosgrove⁽¹³⁾ presentaron una extensión del trabajo de Hiatt. Se basa en el desplazamiento tipo pistón y el proceso para cada capa es basado en el método de Dykstra - Parson.

Morel - Seytoux⁽¹⁴⁾ es basado en el efecto de la geometría del arreglo y la razón de movilidad en los proyectos de inyección.

Efectos como gravedad y capilaridad son despreciables; el desplazamiento es de tipo pistón y ocurre a una razón de movilidad unitaria.

Sin embargo los resultados pueden ser confinados para un flujo bifásico y para razones de movilidades mayores que la unidad.

Dos pasos principales se observan:

1. Una solución numérica para obtener la distribución de la movilidad a una tasa unitaria.
2. Un análisis para calcular la inyectividad, eficiencia areal a la ruptura y después de ella.

J.L. Le Blanc⁽¹⁵⁾ describe un modelo matemático para la predicción en recuperación secundaria. El modelo está basado en la superposición de las líneas fuente y soluciones receptoras para de esa forma obtener las líneas de flujo.

Es fácilmente adaptable a arreglos de diferentes pozos y a mecanismos de fluidos desplazantes.

Los modelos o proyectos de líneas de corriente, resultan de las soluciones a las ecuaciones de difusividdad.

Múltiples zonas de diferentes movilidades de fluidos, pueden ser modeladas, y obtener la restauración en el banco de petróleo y en el banco de agua.

Las líneas de corriente y los canales respectivos no necesitan ser predeterminadas, el tiempo de corrida del programa es pequeño y un computador puede ser designado para resolver este programa. El modelo puede ser adaptado para flujo no continuo y para reservorio que exhiben estratificación.

Para modelos de líneas de corriente se presentó un

programa básico en el noveno Symposium de la Sociedad - de Ingenieros de Petróleos⁽¹⁶⁾.

Este programa nos da un movimiento controlado del frente entre los pozos de inyección y los pozos de producción; la movilidad del fluido es constante a cualquier posición del frente.

Este programa computa la historia de producción en fracciones de volumen poroso.

Collins⁽¹⁷⁾ describe una aproximación por diferencias finitas para determinar líneas de corrientes para razones de movilidad igual a la unidad. Pero Muskat y Collins, describen la técnica de pozos imágenes, el método de Collins es particularmente adaptable al uso de computadoras de alta velocidad, con la cual se logra la obtención de las líneas de corrientes y del tiempo de viaje a lo largo de éstas líneas.

Higgins y Leighton⁽¹⁸⁾ han descrito una técnica para aproximar el recobro de petróleo usando líneas de

corrientes generados para un modelo. Esta técnica usa las líneas de corriente para dividir el flujo total en canales, y cada canal está dividido en un número de celulas las cuales son consideradas como un pequeño yacimiento.

Hauber⁽¹⁹⁾ también describe un método en el cual el área seccional es una función de la longitud a lo largo de la línea de corriente central; esta función es determinada matemáticamente de la función general de corrientes y una técnica de integración es usada para determinar el flujo a través de cada canal.

Guthrie - Greenberger⁽²⁰⁾ estudiaron 73 arenas de diferentes yacimientos sometidos a inyección de agua. El recobro de petróleo fue relacionado con la permeabilidad, porosidad, viscosidad del petróleo, espesor de la formación, saturación de petróleo residual, profundidad, factor volumétrico del petróleo, área y espaciamiento de pozos.

$$E_R = 0.2719 \log K + 0.25569 \text{Sw} + 0.1355 \log \mu_o - 1.5380 \phi - 0.00035h \\ + 0.11403$$

donde E_R es la eficiencia de recobro.

Shauer⁽²¹⁾ y API⁽²²⁾ han presentado métodos empíricos que son bastante limitados en su aplicabilidad.

Como observamos los modelos matemáticos existentes son en dos y tres dimensiones o en dos y tres fases los cuales son bien adaptados a la resolución de problemas de drenaje por inyección de agua.

Dentro de los modelos analógicos el más utilizado es el eléctrico para el drenaje por inyección de agua, los modelos utilizan un papel conductor o una resistencia permanente.

Las fuerzas capilares, los cambios de saturación y la gravedad son ignorados.

Los modelos que tienen como base resistencia y condensadores, permiten estudiar los regímenes transitorios. Estos modelos tienden poco a poco a reemplazar a los modelos matemáticos.

CAPITULO II

FACTORES MAS IMPORTANTES QUE AFECTAN LA RECUPERACION SECUNDARIA DURANTE EL DESPLAZAMIENTO

La eficacia de un procedimiento de recuperación secundaria depende de:

1. Las características del yacimiento
2. Las características de los fluidos desplazante y desplazados.

II.1. DEL YACIMIENTO

Las características más importantes para mi opinión son:

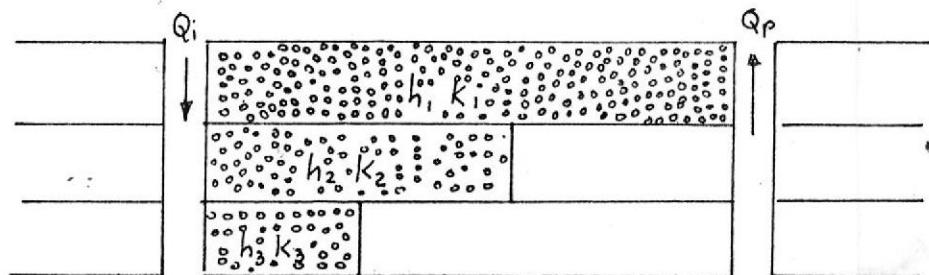
- La homogeneidad
- Las características petrofísicas (porosidad, permeabilidad, presión capilar, etc.) ϕ, K, P_c
- Arreglo de Pozos Inyectores y Pozos Productores.
- Capacidades de flujo continuo para los principales tipos de arreglo.

La homogeneidad: Para que exista una buena recuperación es necesario que no deba existir ningún tipo de obstáculos en el interior del yacimiento; me refiero a fallas de tipo tectónico o estratigráfica; dentro de lo estratigráfico se encuentra variaciones laterales de facies, lentes, etc.

Es conveniente que en todo proyecto de recuperación secundaria debe existir continuidad en el espesor productivo para que la invasión del desplazante sea total entre las puntas; ya que la eficiencia de desplazamiento va a ser menor dejando gran parte del aceite en lugar.

Por el análisis de registros eléctricos se puede observar que nuestro "CAMPO FINDI" es discontinua en sus estratos productivos; lo que nos lleva a observar con mejor detenimiento las pruebas de presión que se harán ya que nos dan la idea de asimilación por parte de la formación al desplazante.

Un aspecto esquemático de la comunicación directa:



Para un caso particular de diversos estratos se explica que la tasa de inyección es función de la permeabilidad y de su espesor; esta permeabilidad puede ser pobre logrando así no una relación directa entre Q_i y Q_p .

$$Q_i \neq Q_p$$

$$Q_i = C \times Q_p$$

$$Q_i = \frac{h_i k_i}{h_i k_i} Q_p$$

$$h_i \times k_i + h_2 \times k_2 + h_3 \times k_3 = \sum_{i=1}^{31} h_i k_i$$

Para nuestro primer estrato la asimilación es:

$$\sum_{i=1}^{31} \frac{h_1 k_1}{h_i k_i}$$

y en esta forma para los demás estratos.

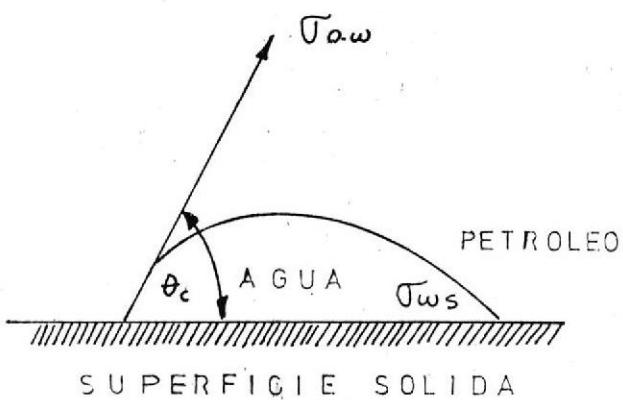
Debe existir una tasa adecuada de inyección del desplazante a un ritmo adecuado ya que de lo contrario ciertas zonas no serán barridas en su totalidad quedando petróleo en el yacimiento.

Las características petrofísicas

Humectabilidad: También denominada mojabilidad, se define como la tendencia de un fluído a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros líquidos (fluídos) inmiscibles. En el caso de yacimientos la superficie sólida es la roca yacimiento y los fluídos son agua, petróleo, gas.

Considérese dos líquidos petróleo y agua en contacto

con un sólido. Por convención el ángulo de contacto es medido a través del líquido más denso y en el rango de $0-180^\circ$.



Un balance de fuerzas en el punto de contacto de los 2 fluidos con la superficie sólida resulta en:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c = \text{Tensión de adhesión} = At$$

σ_{os} = Energía interfacial entre el sólido y el petróleo dinas/cmt.

σ_{ws} = Energía interfacial entre el sólido y el agua.

σ_{ow} = Energía (tensión) interfacial petróleo-agua, dinas/cmt.

θ_c = Ángulo de contacto petróleo-sólido-agua-grados.

σ_{os} y σ_{ws} no se pueden medir directamente, sin embargo σ_{ow} y θ_c pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto se usa como una medida cualitativa de la humectabilidad, de la siguiente manera:

Si A_t es positiva indica que el líquido más denso (agua) moja preferiblemente la superficie sólida y que $\theta_c < 90^\circ$. Además $\sigma_{ws} < \sigma_{os}$.

Si A_t es negativa el líquido menos denso moja preferencialmente la superficie sólida y $\theta_c > 90^\circ$ ($\sigma_{os} < \sigma_{ws}$).

Si A_t es cero, $\theta_c = 90^\circ$ e indica que ambas fases tienen igual afinidad por la superficie sólida.

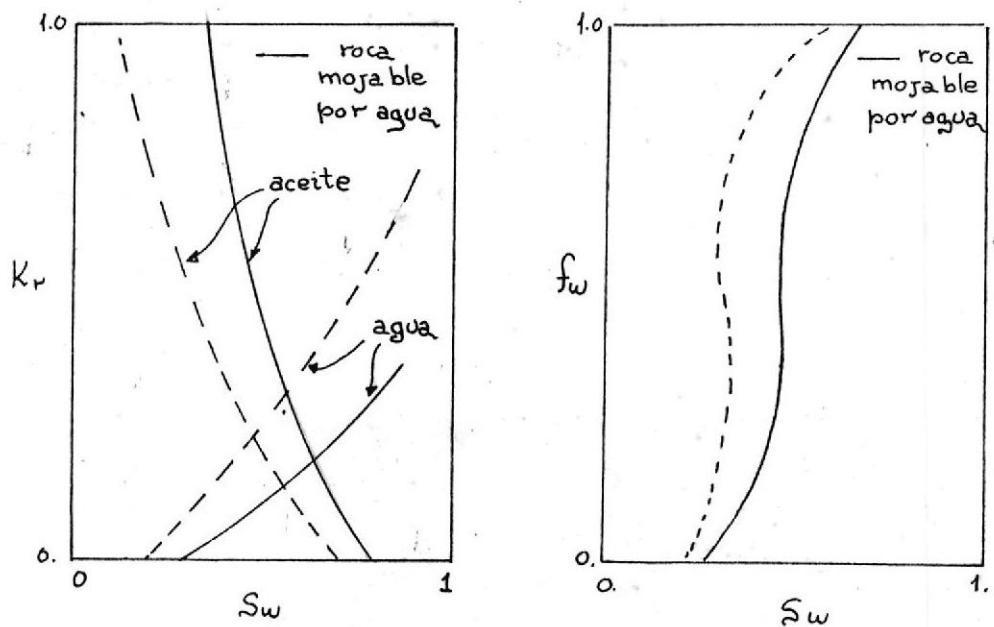
Una indicación cuantitativa de la humectabilidad puede obtenerse por diferentes métodos entre los cuales uno de los más confiables es el de la tasa de imbibición el cual se basa en el desplazamiento espontáneo de una fase débilmente mojante o no mojante de un medio poroso por una fase humectante.

Una medida cuantitativa de la humectabilidad se obtiene de la pendiente del gráfico de volumen de fase no mojante desplazada versus tiempo.

Los factores que pueden ser afectados por la humectabilidad son:

1. La distribución de Agua irreductible
2. La distribución de fluidos en el yacimiento
3. Valor y localización del petróleo residual
4. El Mecanismo de Desplazamiento

A continuación presento curvas de permeabilidades relativas y de flujo fraccional, que muestran el efecto de la MOJABILIDAD o HUMECTABILIDAD.



Se observa que cuando la roca es mojable por agua la

curva de flujo fraccional de agua se desplaza hacia la derecha, lo que ocasiona un aumento en la eficiencia del desplazamiento.

Porosidad: La porosidad se define como el porcentaje de los poros, en el volumen de la roca.

Conviene distinguir la porosidad total que se refiere al volumen total de los poros, y la porosidad útil o efectiva que indica el volumen de los poros unidos entre sí.

Los métodos normales, suministran la medida de la porosidad útil, que es en realidad la única interesante, puesto que a la primera no puede corresponde ninguna permeabilidad al no existir posibilidad de drenaje de los fluidos.

Pero la porosidad es función de la permeabilidad o viceversa de allí que pueden notarse rocas impregnadas de petróleos incapaces de producir por falta de permeabilidad o sea que la avidez del fluido es nula.

De allí la preocupación en métodos acidificantes o fracturantes que van a lograr la fluidez necesaria para obtener las producciones de petróleo de estas rocas, lo

que beneficia indudablemente en los proyectos de recuperación secundaria o recuperación térmica.

Para señalar un ejemplo general expondré que las características en un yacimiento tanto de porosidad y permeabilidad van a variar en proporciones importantes para un mismo horizonte dentro del estrato productivo.

Las medidas pueden ser agrupadas en dos categorías:

1. Los métodos directos
2. Los métodos indirectos que proceden de la interpretación de datos físicos medidos por sondas.

Las directas son las realizadas por aparatos de laboratorio, lográndose una precisión bastante exacta, ya que se lo hace sobre muestras de pequeños tamaños que son representativas del conjunto o de la formación a tratar.

El único riesgo que puede existir es la alteración de la muestra al ser llevada al medio ambiente, y además porque debe ser sometida a ciertos procesos como descompresión, desecado o lavado.

En los proyectos de recuperación secundaria nosotros

necesitamos seleccionar la zona que va a ser sometida a dicha inyección y a su vez la continuidad o no de dicha zona, para ello es necesario hacer mapas isópicos que nos va a determinar las zonas netas de pagos y el cálculo del volumen del yacimiento.

Permeabilidad: El fluido para ser producido por el pozo, necesita trasladarse a través de un sistema poroso por lo que podríamos definirla como la capacidad de la roca en dejar circular fluidos.

Medidas de la permeabilidad son necesarias como:

- a) Permeabilidad absoluta
- b) Permeabilidad efectiva
- c) Permeabilidad relativa

La permeabilidad absoluta puede ser fácilmente medida en el laboratorio haciendo fluir un fluido a través de la roca.

Las permeabilidades relativas pueden también ser medidas, pero se presentan controversias al no reflejar las condiciones del yacimiento.

De allí que muchos investigadores la han expresado

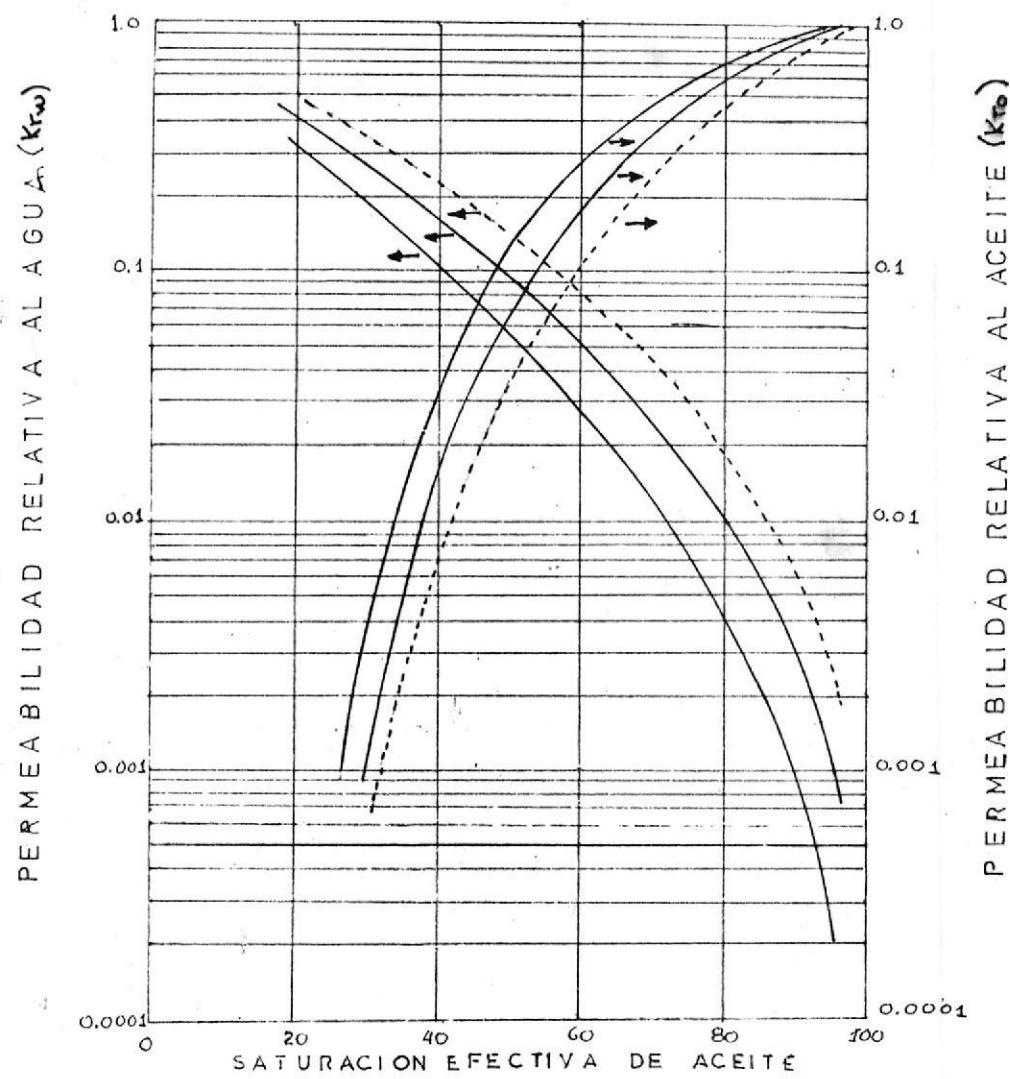
en función de diversos parámetros intrínsecos de la roca, ya sea el factor litológico de Purcell, como también las variaciones de presión capilar.

Para una mejor aclaración de las variaciones de permeabilidades en función de saturaciones se ha establecido un rango que es el siguiente:

VALORES TÍPICOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA K_{rw} a S_{or}

	<u>Favorable</u>	<u>Intermedio</u>	<u>No Favorable</u>
Roca humectada por agua.	0.23	0.27	0.32
Roca humectada por agua y petróleo.	0.35	0.35	0.35
Humectada por petróleo.	0.35	0.42	0.43

CURVAS GENERALIZADAS PARA MUESTRAS HUMECTADAS POR AGUA



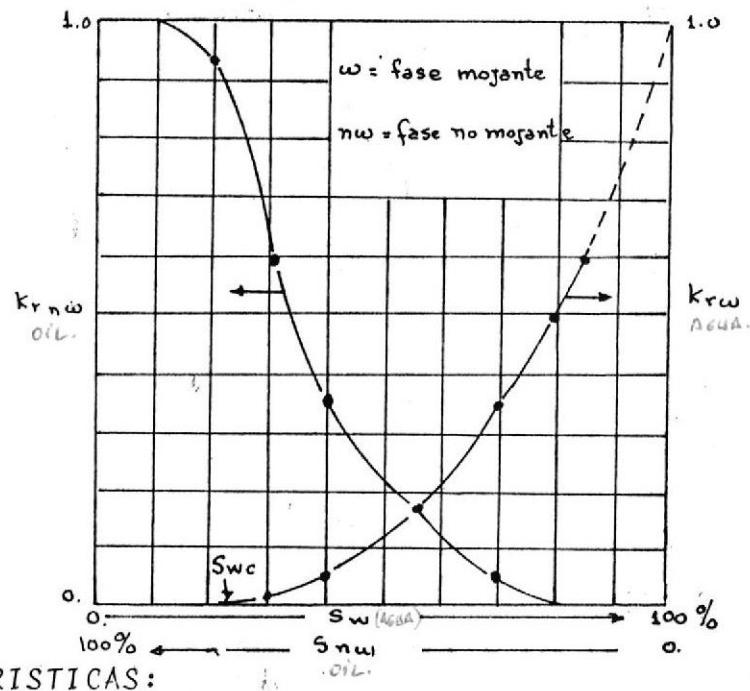
Las saturaciones de fluido se expresan como un porcentaje del espacio poroso; cuando existe agua en los poros nos referiremos al agua que estuvo presente cuando el sedimento rocoso fue depositado y pudiendo ésta mojar a la roca o no mojarla.

El petróleo y el gas depositados resultan de la migración de estos fluidos en el interior de la trampa, lo grando de esa forma desplazar al agua original. Diremos

que el petróleo podría humectar a la roca o no humectar la, según las características del yacimiento.

Las permeabilidades relativas son propiedades de flujo que reflejan el efecto resultante de la geometría de los poros de humectabilidad, distribución de fluidos e historia de la saturación.

CURVA TIPICA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS A DOS FASES.



1. Es necesario una cierta saturación de la fase mojante para que comience a fluir; es a este valor que se lo conoce como saturación crítica de la fase mojante

$$(0 < S_{wc} < 30\%)$$

También es necesario cierta saturación de la fase no mojante para que comience a fluir, la cual se denomina saturación crítica o de equilibrio de la fase no mojante ($0 < S_{cnw} < 15\%$).

2. Un cambio en la saturación da como resultado la disminución de más poros conectados para que pueda fluir el flujo de la fase cuya saturación ha sido incrementada y lostrar la disminución del número de poros o canales permisibles al paso de la otra fase.
3. La permeabilidad relativa de la fase no mojante llega a alcanzar un valor máximo de saturaciones de dicha fase menores al 100%; lo cual nos representa o indica que una porción del vacío poroso interconectado contribuye muy poco a la capacidad de desplazamiento del sistema o medio poroso.
4. La permeabilidad relativa de la fase mojante es caracterizada por una variación inmediata para pequeños cambios en saturación a grandes saturaciones de la fase mojante.
5. La permeabilidad relativa de la fase no mojante se

va a incrementar rápidamente para incrementos pequeños de saturación de la fase no mojante por encima de la saturación de equilibrio.

La permeabilidad relativa a tres fases tiene poca aplicación en desplazamientos inmiscibles, ya que existe pocos sitios en el yacimiento donde el flujo simultáneo de las tres fases se está produciendo.

Una fuerte permeabilidad es un factor favorable y su distribución nos da idea del grado de homogeneidad de la roca y de capacidad de admisión del yacimiento al futuro líquido a inyectar.

Presión Capilar: Los fenómenos capilares influyen sobre la tasa de recuperación, lo cual es una función del ritmo de explotación.

La presión capilar juega un papel muy importante; ya que influye sobre las saturaciones del fluido en el yacimiento y de la eficiencia de desplazamiento, siendo función de la distribución del vacío poroso y de la tensión interfacial.

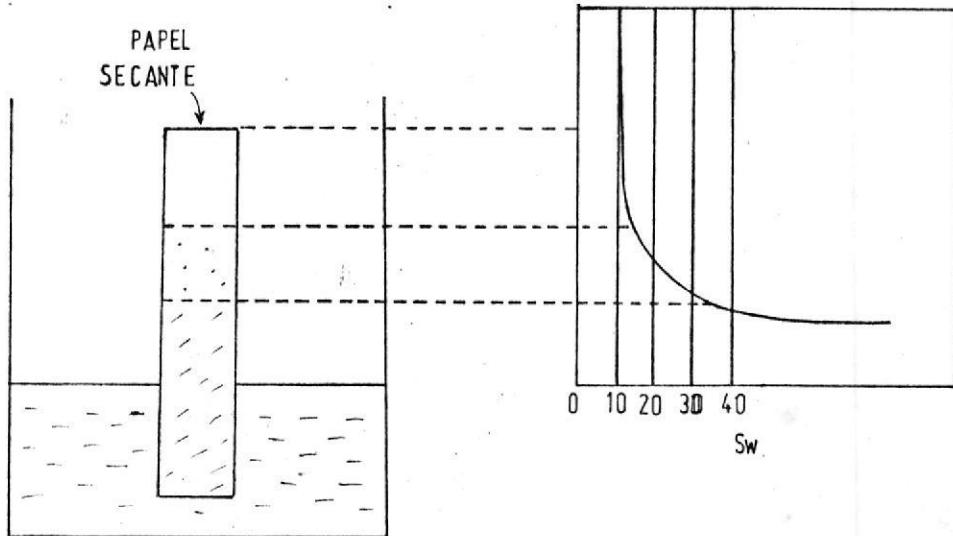
La capilaridad o el fenómeno de la capilaridad es la acción por el cual el nivel de un líquido es elevado o de

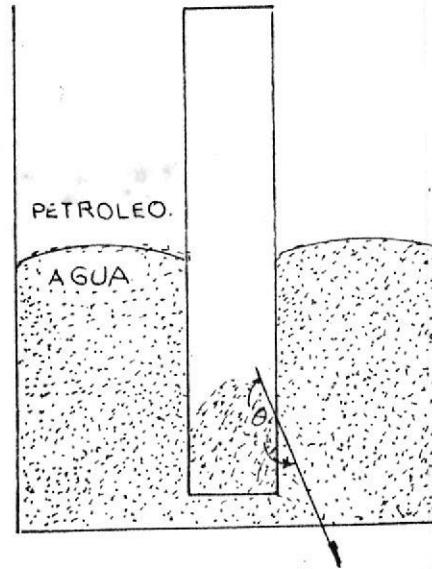
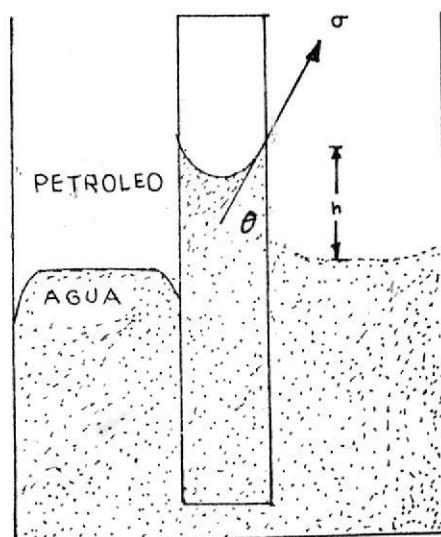
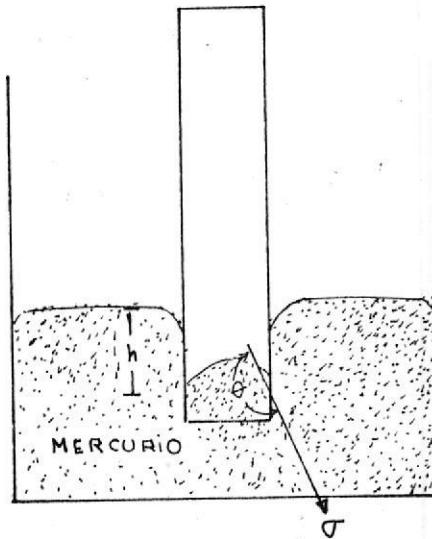
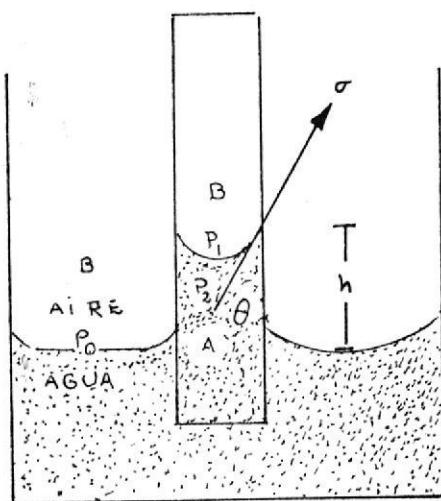
presionado cuando se encuentra en contacto con una superficie sólida.

La elevación de este nivel del fluido se movería en base a ciertos cambios en:

- a. Humectabilidad al fluido
- b. Densidad del fluido
- c. El radio capilar; y
- d. La tensión interfacial

Un ejemplo sencillo para observar la influencia de la presión capilar en la saturación sería sumergir un papel seco en el interior de un recipiente con agua y ver que la cantidad de agua en el papel seco decrece con la altura del nivel del fluido en el recipiente.





AGUA QUE MOJA A LA ROCA

PETROLEO QUE MOJA A LA ROCA

Comparación gráfica de la influencia de la humectabilidad sobre capilaridad.

Profundidad: Esta va a repercutir en el aspecto técnico-económico en el proyecto.

En general la presión incrementa en proporción a la profundidad; si se agrega mucha presión puede provocar el rompimiento de la formación lo que sería perjudicial.

En el aspecto económico, si en el proyecto se van a perforar algunos pozos con profundidades enormes tendríamos aumentos en los costos.

La Inclinación: Analizando la curva de flujo fraccional y en la cual no se considera el gradiente de presión capilar esta se convierte en:

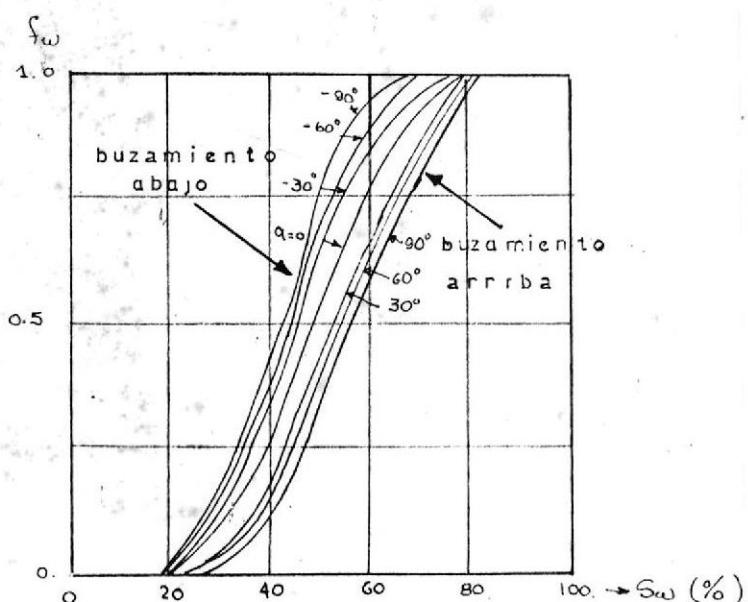
$$f_w = \frac{1 - \frac{K_o}{\mu_o v_t} g \Delta p \operatorname{sen} \beta}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}}$$

En donde el seno β es positivo cuando el flujo es buzamiento arriba y $\Delta p = f_w - f_o$ generalmente es positivo debido a que normalmente el petróleo es menos den-

so que el agua.

Por consiguiente en una inundación buzamiento arriba y a una saturación de agua determinada los valores de f_w son menores que para el caso de una formación horizontal. El resultado es que la curva de f_w se desvía hacia la derecha logrando una recuperación mayor de petróleo.

Cuando la inundación es buzamiento abajo el seno es negativo y la curva f_w se desvía hacia la izquierda obteniéndose recuperaciones más bajas.



FLUJO FRACCIONAL DEL AGUA
EN FUNCION DEL ANGULO β

ARREGLOS BASICOS DE POZOS INYECTORES Y PRODUCTORES

Algunos de los campos petroleros antiguos en el mundo que están siendo ahora sometidos a procesos de recuperación secundaria fueron desarrollados mediante espaciamientos irregulares entre pozos. Sin embargo, en años más recientes, un mejor entendimiento de la ingeniería de yacimientos y particularmente de los alcances de la recuperación secundaria de petróleo, ha dado lugar al desarrollo de yacimientos con espaciamientos regulares entre pozos.

Esto significa que en el momento de la planificación de un proyecto de recuperación secundaria, el campo ya estará, en la mayoría de los casos, totalmente desarrollado, sobre una base de arreglos regulares y puesto que la perforación de nuevos pozos para llevar a cabo el proyecto, trae consigo grandes inversiones, normalmente se utilizan los pozos que ya están perforados. Sólo en algunos casos se perforan pozos de relleno, tanto inyectores como productores, si se justifica.

Si un proyecto de recuperación secundaria se implementa en un yacimiento cuando éste empieza a desarrollarse, es posible escoger un patrón de desarrollo que

tenga la ventaja de elevar al máximo la recuperación de petróleo tanto en la fase primaria como en la secundaria de producción.

Por ejemplo, en un proceso de desplazamiento de petróleo por un frente vertical de agua en un yacimiento, la máxima recuperación se obtendrá cuando se logre un avance uniforme de este frente. La única manera de lograr esto sería con la inyección en una línea de pozos con espaciamiento muy cercano entre sí y es obvio que un sistema de inyección de este tipo es prohibitivo desde el punto de vista económico.

Una de las formas en que se puede lograr aproximación en lo que respecta a la formación de un plano vertical de invasión es utilizando lo que se conoce como arreglo entre pozos por EMPUJE EN LINEA DIRECTA (Direct Line Drive), donde los pozos productores están directamente enfrente de los pozos inyectores, como se muestra en la figura A.

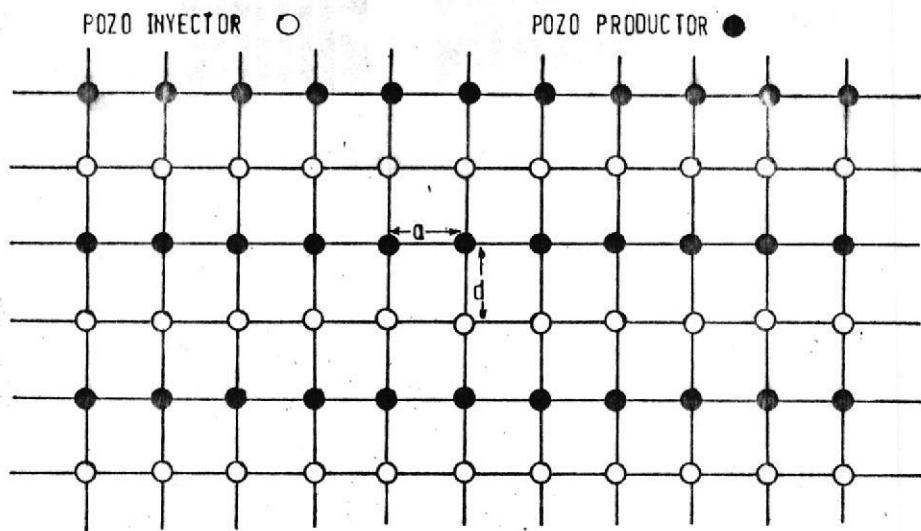


FIGURA A

La eficiencia de barrido para este arreglo depende de la relación d/a , donde "d" es la distancia entre las líneas de pozos inyectores y pozos productores y "a" es la distancia o espaciamiento entre pozos de una misma línea (ver figura A).

Sobre el aspecto de la eficiencia de barrido expliqué con más detalles al final de este capítulo.

La curva I de la figura B presenta las eficiencias areales de barrido obtenida por Muskat y Wyckoff, para arreglos de pozos en línea directa con diferentes relaciones d/a .

- I EMPUJE POR LINEA DIRECTA MUSKAT
 II EMPUJE POR LINEA ALTERNADA MUSKAT
 III EMPUJE POR LINEA ALTERNADA PRATS

49

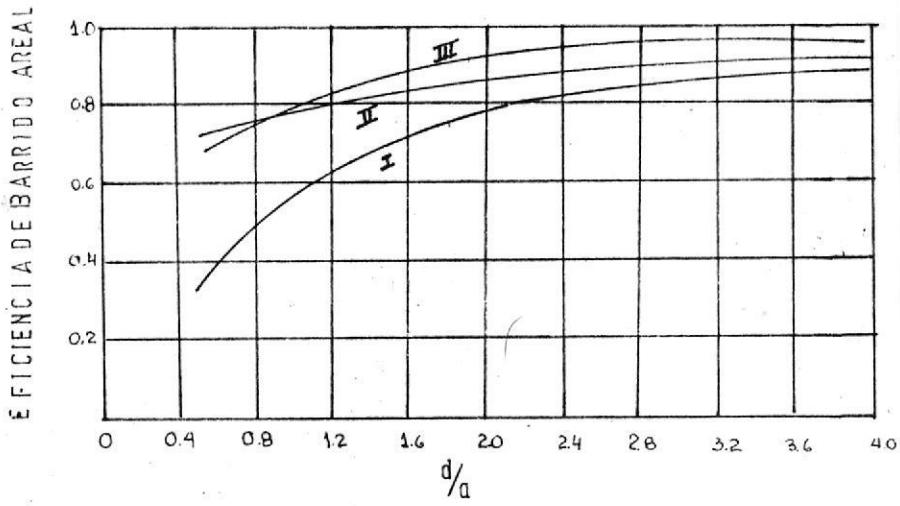


FIGURA B

Cuando los pozos pueden ser alternados, se modifica la geometría del arreglo; es a ello lo que se conoce como arreglos entre pozos por EMPUJE EN LINEA ALTERNADA, donde los pozos inyectores y productores ya no quedan directamente enfrente uno de otro, sino que hay un desplazamiento entre ellos equivalente a medio espaciamiento, como se ilustra en la figura C.

Al estudiar la figura B se muestra que el efecto de este desplazamiento de los pozos es para incrementar significativamente la eficiencia a la surgencia, comparada con la obtenida para un empuje por línea directa, cuando se tienen relaciones d/a menores de 2.0.

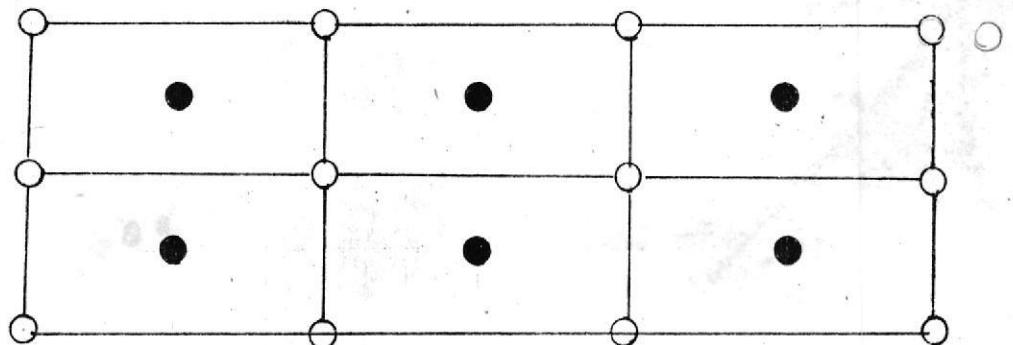


FIG C

La figura B muestra también las diferencias entre las eficiencias de barrido para el arreglo por empuje en línea alternada para un rango de valores de d/a , obtenidas por diferentes autores.

Los arreglos de 4, 5, 7 y 9 han sido estudiados en el plano experimental y también puestos en práctica.

En el caso del arreglo de 5 pozos se ha comprobado que cuando la razón de movilidad es igual a la unidad, la eficiencia de barrido es aproximadamente 72% pero si se está trabajando en un sistema de tipo horizontal y la condición de flujo es la de régimen permanente.

La relación de pozos inyectores a pozos productores llega a adquirir una importancia vital, cuando se tiene problemas de inyectividad y productividad.

Para los dos casos anteriores la relación es igual a 1.

El arreglo de 9 pozos va a sernos útil cuando el yacimiento es de muy baja permeabilidad o cuando se produce hinchamiento de arcillas por lo cual el valor a inyectar debe ser pequeño porque de lo contrario estaría mos imponiendo una barrera que va a ser perjudicial al efecto desplazante.

Cuando las tasas de producción e inyección se equilibran de tal manera que todos los pozos productores produzcan a una tasa constante y que todos los inyectores admitan una tasa constante estaremos en un régimen permanente.

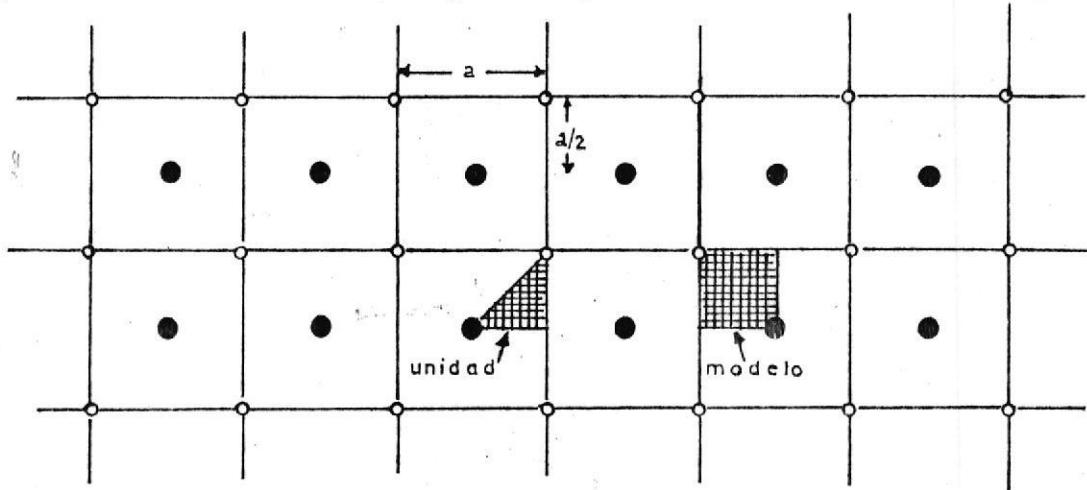
Decir cual de esos arreglos es el más conveniente es estar enterado de la geometría del yacimiento de los valores experimentales realizados con los núcleos cuando han sido sometidos a efectos de inundación.

Generalmente la experiencia en los trabajos de recu-

operación secundaria indican que el arreglo de 5 y de 7 pozos invertidos son los más eficaces porque el barrido es mayor.

ARREGLO DE 5 POZOS

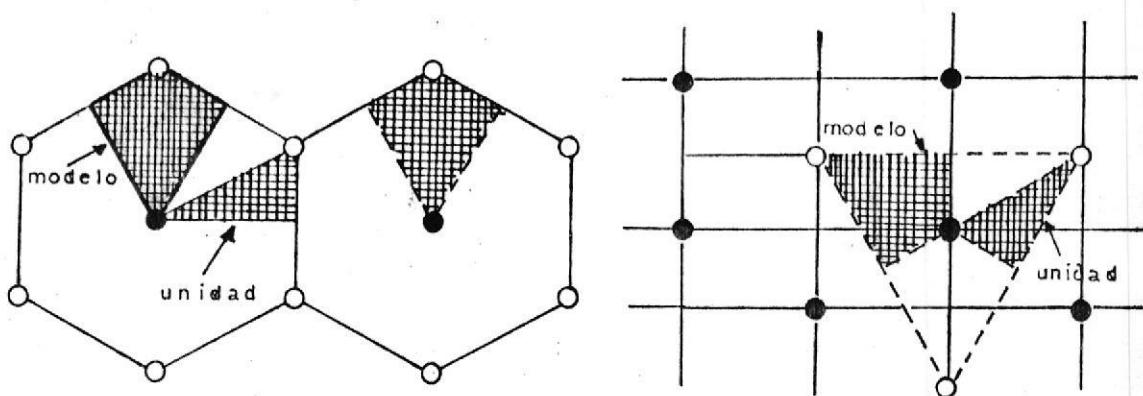
Relación Pozos de Inyección/Pozos de Producción = 1



ARREGLO DE 7 POZOS Y ARREGLO DE 7 POZOS INVERTIDOS

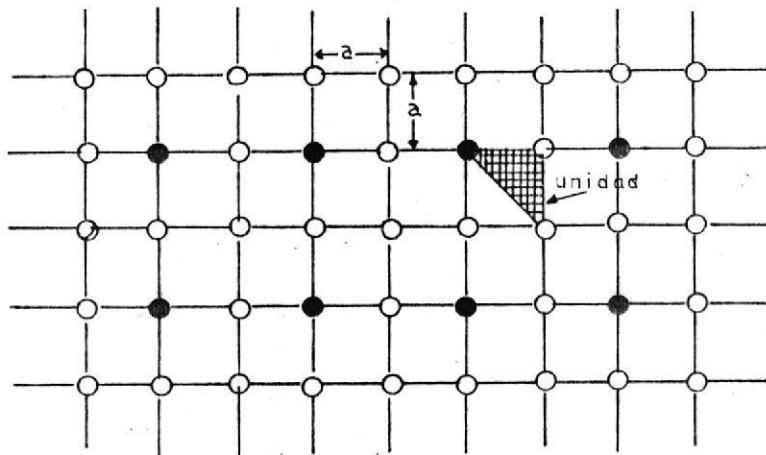
Relación Pozos de Inyección/Pozos de Producción = 2

Relación Pozos de Inyección/Pozos de Producción (Inv.) = $\frac{1}{2}$

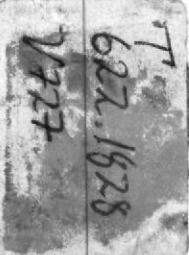
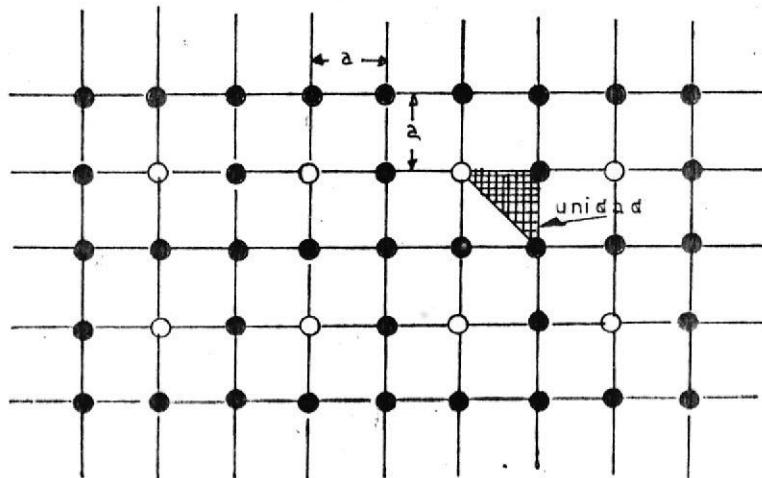


ARREGLO DE 9 POZOS

Relación Pozos de Inyección/Pozos de Producción = 3

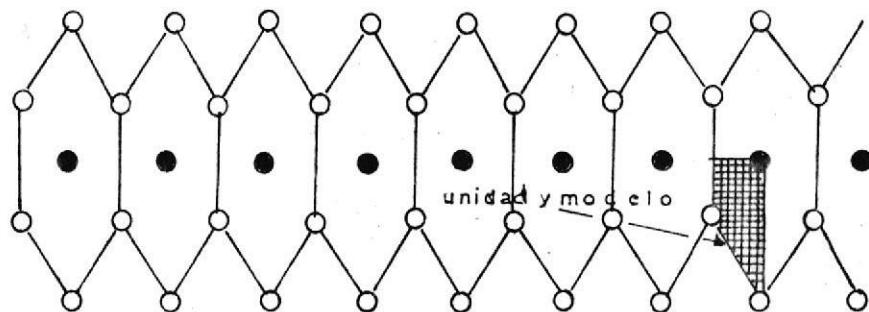


ARREGLO DE 9 POZOS INVERTIDOS

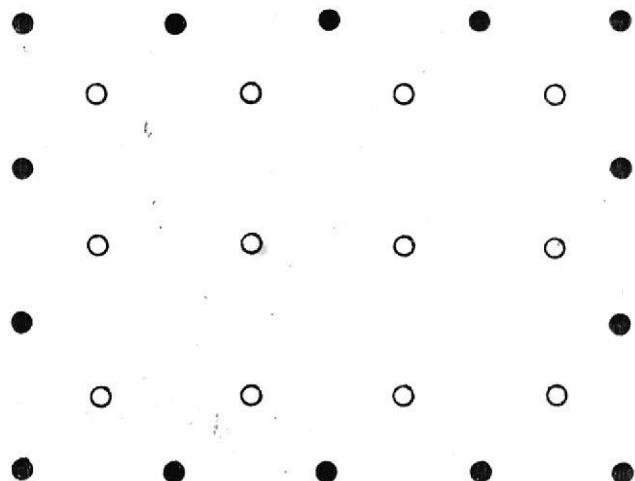
Relación Pozos de Inyección/Pozos de Producción = $\frac{1}{3}$ 

ARREGLO DE 7 POZOS DISTORSIONADOS

Relación Pozos de Inyección/Pozos de Producción = 2

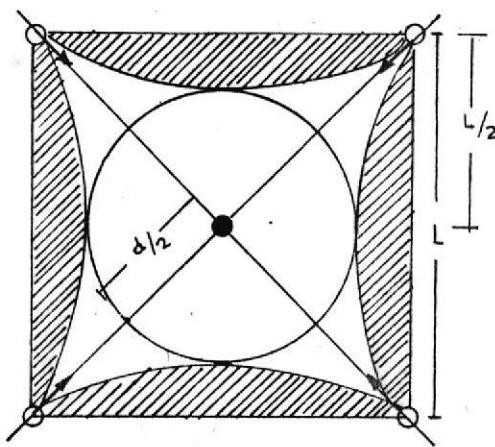


ARREGLOS PERIFERICOS



Basandonos en lo anteriormente expuesto y en la importancia de un arreglo de 5 pozos y 7 pozos creo conveniente obtener las capacidades de flujo respectivamente.

CAPACIDAD DE FLUJO CONTINUO PARA UN ARREGLO DE 5 POZOS



I. Ecuación de Darcy

$$q = \frac{2 \pi h K (1.127) \Delta P}{u \ln r_e/r_w}$$

$$II. r_e = d/2$$

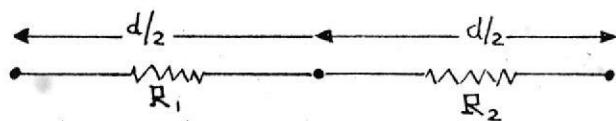
Reemplazo II en I obteniendo:

$$III. q = \frac{2 \pi h K (1.127) \Delta P}{u \ln \frac{d}{2 r_w}}$$

De III despejo $\frac{q}{\Delta P}$ obteniendo

$$IV. \frac{q}{\Delta P} = \frac{2\pi h K (1.127)}{\mu \ln(d/2 \text{ } rw)} = c_{RT}$$

A esta relación se denomina *Conductividad Radial*.



Sumando en series obtengo $R_T = R_1 + R_2$ y el inverso de la resistividad es la conductividad obteniendo:

$$\frac{1}{c_{RT}} = \frac{1}{c_1} + \frac{1}{c_2}$$

$$\frac{1}{c_{RT}} = \frac{1}{\frac{2\pi h K_1 (1.127)}{\mu \ln \frac{d}{2rw}}} + \frac{1}{\frac{2\pi h K_2 (1.127)}{\mu \ln \frac{d}{2rw}}}$$

Si $K_1 = K_2 = K$

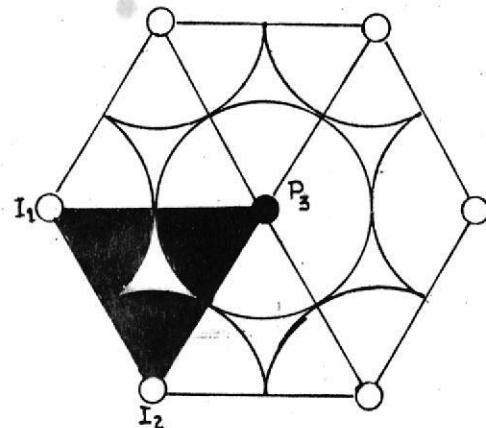
$$\frac{1}{c_{RT}} = \frac{\mu \ln d/2rw}{2\pi h K (1.127)} + \frac{\mu \ln d/2rw}{2\pi h K (1.127)}$$

$$V. \frac{1}{c_{RT}} = \frac{2\mu \ln d/2rw}{2\pi h K (1.127)}$$

$$q = c_{RT} \times \Delta P$$

$$q = \frac{\pi h K (1.127) \Delta P}{u \ln \left[\frac{d}{rw} - 0.69 \right]}$$

CAPACIDAD DE FLUJO CONTINUO PARA UN ARREGLO DE 7 POZOS



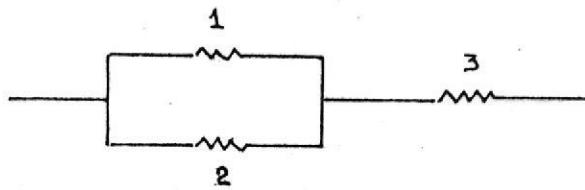
Pozo Inyector 1 + Pozo Inyector 2 = Pozo Productor.

$\frac{1}{6}$ Injector/Triángulo + $\frac{1}{6}$ Injector/Triángulo = $\frac{1}{6}$ Productor/Triángulo.

$$\frac{2}{6} \frac{\text{Injector}}{\text{Triángulos}} \times 6 \text{ triángulos} = \frac{1}{6} \frac{\text{Productor}}{\text{Triángulo}} \times 6 \text{ Triángulos}$$

2 inyectores = 1 productor

Si consideramos solamente el triángulo equilátero dire que:
el sistema radial expresándolo como un circuito mostrará el
siguiente esquema:



Partiendo del concepto de Conductividad Radial.

$$C_{R_T} = \frac{2 \pi h K (1.127)}{\mu \ln d/2rw}$$

para 1 y 2 tengo:

$$C_{R_1} = \frac{2 \pi h K_1 (1.127)}{\mu \ln \frac{d/2}{rw}}$$

$$\therefore C_{R_2} = \frac{2 \pi h K_2 (1.127)}{\mu \ln \frac{d/2}{rw}}$$

Si la formación es la misma $K_1 = K_2$ y resolviendo el círculo:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \quad \text{Paralelo}$$

$$C_{R'_T} = C_{R_1} + C_{R_2}$$

$$C_{R'_T} = \frac{2 \pi h K (1.127)}{\mu \ln \frac{d/2}{rw}} + \frac{2 \pi h K (1.127)}{\mu \ln \frac{d/2}{rw}}$$

$$C_{R_T}' = \frac{4 \pi h K (1.127)}{\mu \ln \frac{d/2}{rw}}$$

$$\frac{1}{C_{R_T}} = \frac{1}{C_{R_T}'} + \frac{1}{C_{R_3}}$$

$$\frac{1}{C_{R_T}} = \frac{\mu \ln \frac{d/2}{rw}}{4 \pi h K (1.127)} + \frac{2.2 \mu \ln \frac{d/2}{rw}}{2.2 \pi h K (1.127)}$$

$$\frac{1}{C_{R_T}} = \frac{3 \mu \ln \frac{d/2}{rw}}{4 \pi h K (1.127)}$$

$$C_{R_T} = \frac{4 \pi h K (1.127)}{3 \mu \ln \frac{d/2}{rw}}$$

$$q_T (7 \text{ pozos}) = C_{R_T} \times \Delta P$$

$$q_T (7 \text{ pozos}) = \frac{4 \pi h K (1.127) \Delta P}{3 \mu \ln \frac{d/2}{rw}}$$

$$q_T (7 \text{ pozos}) = \frac{4 \pi h K (1.127) \Delta P}{3 \mu \ln \frac{d}{rw}}$$

Dentro del aspecto de la tasa de inyección en un proceso de recuperación secundaria juega un papel de relativa importancia ya que el efecto en los trabajos experimentales realizados por diferentes Ingenieros no ejerte

ce una influencia enorme.

Suspender la inundación de agua no va a prestar un proceso de recuperación secundaria así como una tasa de inyección alta no va a proporcionarnos una mayor recuperación de petróleo que sea bastante notoria con respecto a cualquier otra tasa.

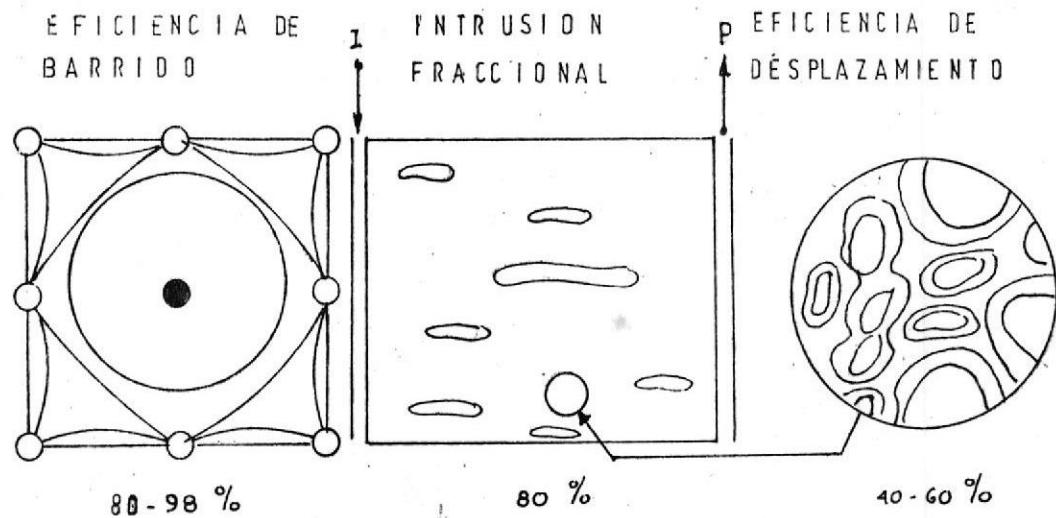
Son otros parámetros los que sí juegan un rol importante por ejemplo: la viscosidad.

Algunos términos considero que deben ser analizados para un mejor entendimiento del programa de computación a realizar, entre ellos están:

Factor de recobro: Es la cantidad de petróleo o gas desplazado por agua o por cualquier otro fluido es controlado por la eficiencia microscópica de agua que desplaza al petróleo hacia el exterior de la roca porosa y de la eficiencia de barrido que es MACROSCOPICO.

La eficiencia microscópica es llamada eficiencia de desplazamiento y la eficiencia macroscópica es llamada eficiencia areal; eficiencia vertical de barrido, conformación, factor de regulación, tipo válvula de paso,

para verlo de una manera más objetiva construire el siguiente esquema:



Eficiencia de Desplazamiento: La eficiencia de desplazamiento es una fracción igual a la del petróleo desplazado por unidad de roca del yacimiento (área del banco de petróleo) dividido para la cantidad total de petróleo, originalmente en lugar.

Si partimos del petróleo producido obtenido en base a la teoría de Buckley y Leverett este será igual a:

$$N_p = V_p \times (S_{wp} - S_{wi}) / B_o$$

El petróleo original en lugar es:

$$N_1 = V_p \times S_{oi} / B_{oi}$$

Eficiencia de desplazamiento es igual a:

$$E_d = \frac{N_p}{N_i} = \frac{(S_{wp} - S_{wi})}{B_{oi} S_{oi}} \frac{B_{oi}}{S_{oi}}$$

También puede expresarse la eficiencia de desplazamiento de la siguiente manera:

$$E_d = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} = \frac{S_w}{S_{oi}}$$

Como se observa la eficiencia de desplazamiento es una función de todo lo que se pienza, afectando la saturación inicial en el yacimiento.

Estas influencias que afectan la S_{oi} son:

- Humectabilidad de la roca
- Distribución de los poros
- Características de tensión interfacial de los fluidos del reservorio.
- Distancia con respecto al acuífero

Los parámetros que tienen mayor efecto sobre la saturación residual son:

- Humectabilidad de la roca

- b) Distribución del tamaño de los poros.
- c) Características de la tensión interfacial de los fluidos del yacimiento y del fluido inyectado.
- d) Relación de viscosidades del fluido inyectado y el fluido desplazado para casos especiales de humectabilidad.

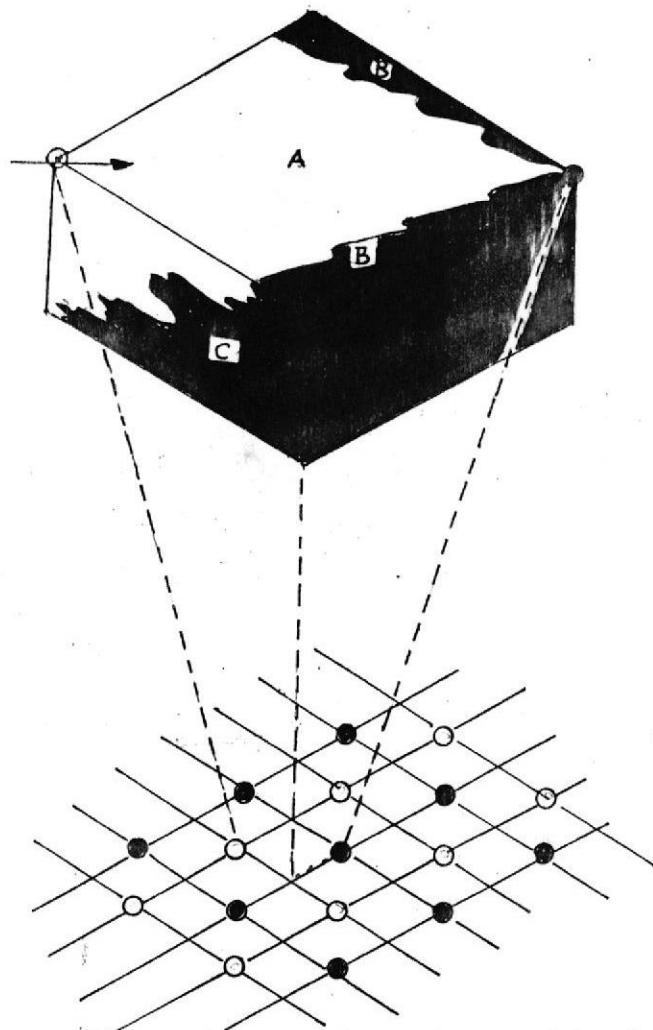
TIPOS DE EFICIENCIA AREAL

1. Eficiencia Areal de Barrido.- Es la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. La eficiencia Areal de barrido es un término válido para yacimientos uniformes; no estratificados.

$$E_a = \frac{A}{A + B}$$

A = Área horizontal donde se ha producido el desplazamiento.

A + B = Área horizontal del arreglo.



Eficiencia de conformación o intrusión fraccional. - Es la fracción del área vertical de la formación que ha sido invadida por el fluido desplazante.

$$C = \frac{E}{E + D}$$

Eficiencia Volumétrica. - Es la fracción del volumen total del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Es igual al producto de la eficiencia areal por la eficiencia de conformación o intrusión

fraccional, y por lo tanto es función del tiempo.

$$E_v = \frac{A}{A + B} \times \frac{E}{E + D}$$

$$E_v = \frac{A \times C}{A + B}$$

II.2. DE LOS FLUIDOS DESPLAZADO Y DESPLAZANTE

Del Fluído Desplazado

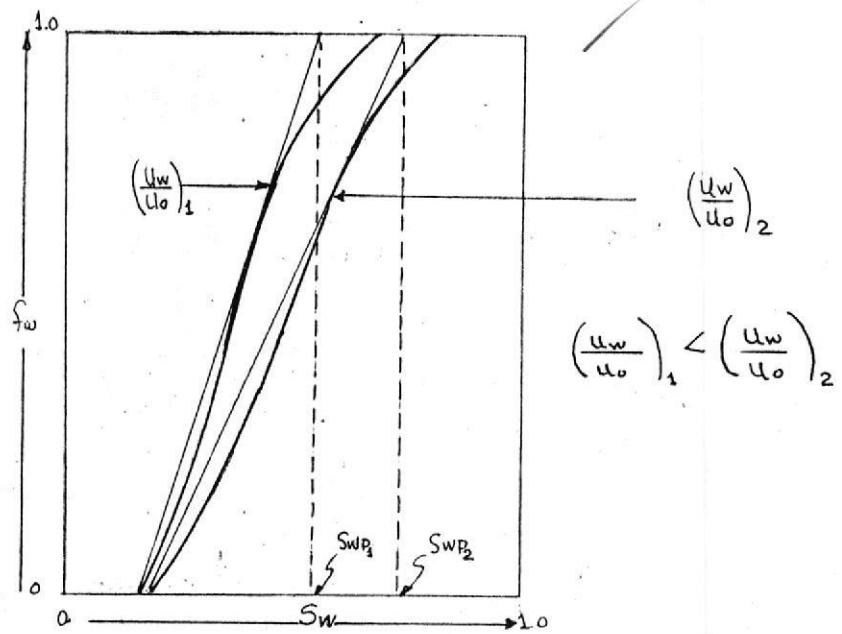
La característica esencial es la viscosidad y esto puede visualizarse a través de la ecuación generalizada de flujo fraccional de agua.

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_r \mu_o A}{Q_t \mu_o} \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - (\rho_w - \rho_o) g \sin \beta \right]}{1 + \frac{K_r \mu_w}{K_r \mu_w}}$$

A medida que la relación de viscosidades aumenta la curva de flujo fraccional se desplaza hacia abajo y hacia la derecha. Este corrimiento trae como resultado un aumento en la saturación media atrás del frente de invasión y por lo tanto en la eficiencia de desplazamiento.

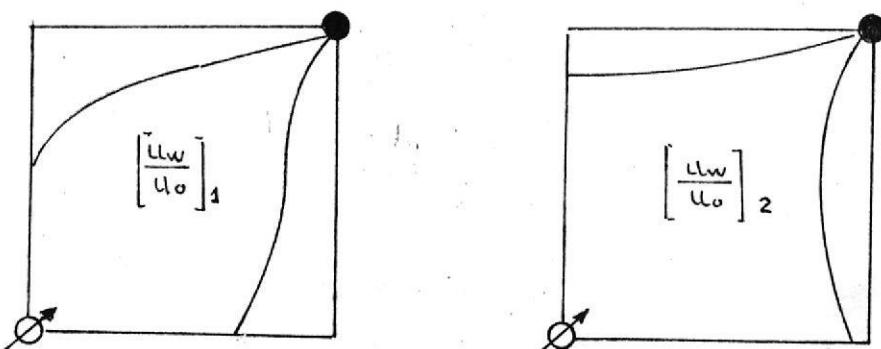
Para este análisis se ha supuesto fijos los puntos extremos de la curva, ya que se está partiendo para am

dos casos de las mismas curvas de permeabilidades relativas.



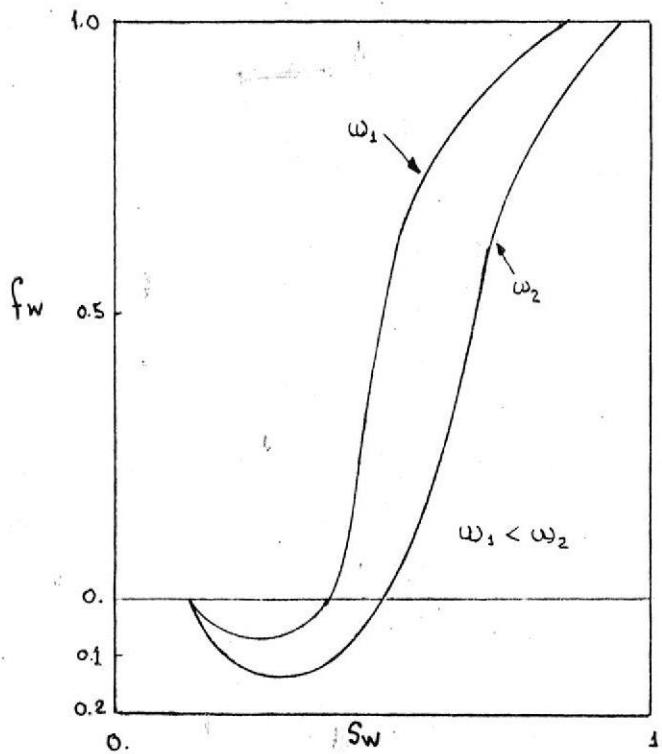
Un aumento en la relación de viscosidades mejora no solo la eficiencia de desplazamiento, sino también la eficiencia de barrido areal, y por lo tanto en la recuperación de petróleo.

Una observación esquemática sería:



Efecto de la gravedad. - El efecto de la gravedad en la eficiencia de desplazamiento se puede analizar a través del valor que toma el término $w = \frac{K(\rho_w - \rho_0)g \sin \beta}{(Qt/A) \mu_0}$ en la ecuación de flujo fraccional.

A medida que aumenta el término w la curva de flujo fraccional se va a desplazar hacia la derecha originando un aumento en la eficiencia de desplazamiento, o sea un efecto similar al de la relación de viscosidades.



Se nota también que el efecto del término gravitacional está íntimamente relacionado con la tasa de inyección.

Cuando se desplaza petróleo con agua en dirección - del buzamiento hacia arriba, el comportamiento es más e ficiente a tasas bajas, es decir van a actuar las fuerzas gravitacionales.

Si el petróleo es desplazado hacia abajo el mejor comportamiento se occasionará a altas tasas de inyección, pues en este caso se va a disminuir la tendencia del agua, a filtrarse por gravedad del petróleo, lo que oca sionaría bajas recuperaciones de petróleo.

Efecto de la saturación de gas. - La saturación de gas hace pensar en el momento más adecuado para iniciar un proyecto de inyección de agua.

¿Conviene o no conviene que en el yacimiento existe una fase gaseosa q debe inyectarse el agua cuanto antes? La única respuesta sería la evaluación económica y por ende las ganancias.

El efecto de la saturación inicial de gas en el desplazamiento de petróleo por agua, depende de la magnitud del gas atrapado, que es alcanzado por el frente de inva sión.

Si el gas libre es disuelto o desplazado antes de que lo alcance el frente de agua, no habrá ningún efecto sobre la recuperación de petróleo.

II.2. Del Desplazante

En nuestro proyecto estamos considerando el agua como fluido desplazante el cual es uno de los factores más importantes que se debe tomar en cuenta al diseñar un proyecto de recuperación secundaria.

Debemos tener presente los siguientes puntos:

1. Disponibilidad en cantidades suficientes durante la vida del proyecto.
2. Tratamiento mínimo para purificar las aguas.
3. Equilibrio químico coexistente al ponerse en contacto el agua de inyección con la roca, por lo tanto no va a existir reacción con dichos elementos.

Las fuentes pueden ser de agua dulce o agua salada.

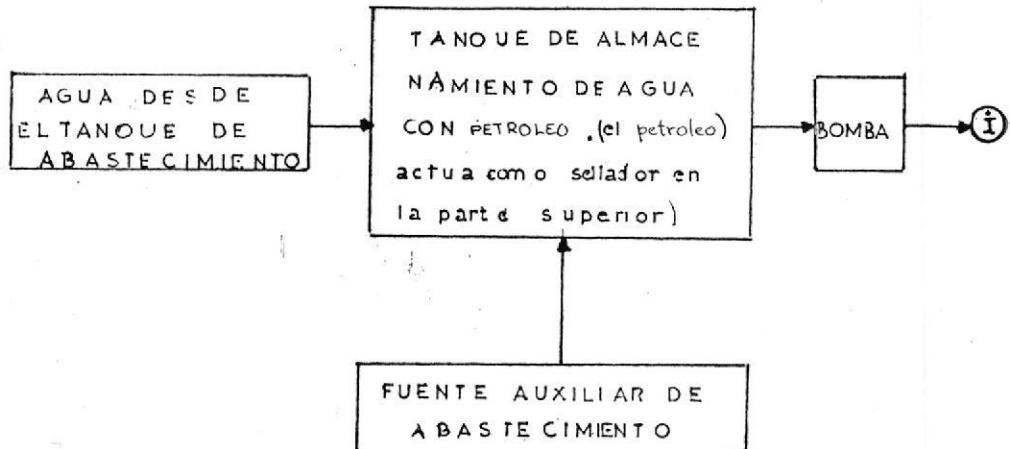
Las de agua dulce pueden ser superficiales, subsuperficiales y de capas de aluvión. Las de agua salada son formaciones superficiales (océanos) o el agua que se produce junto al petróleo.

Agua dulce. - Las fuentes superficiales de agua dulce son

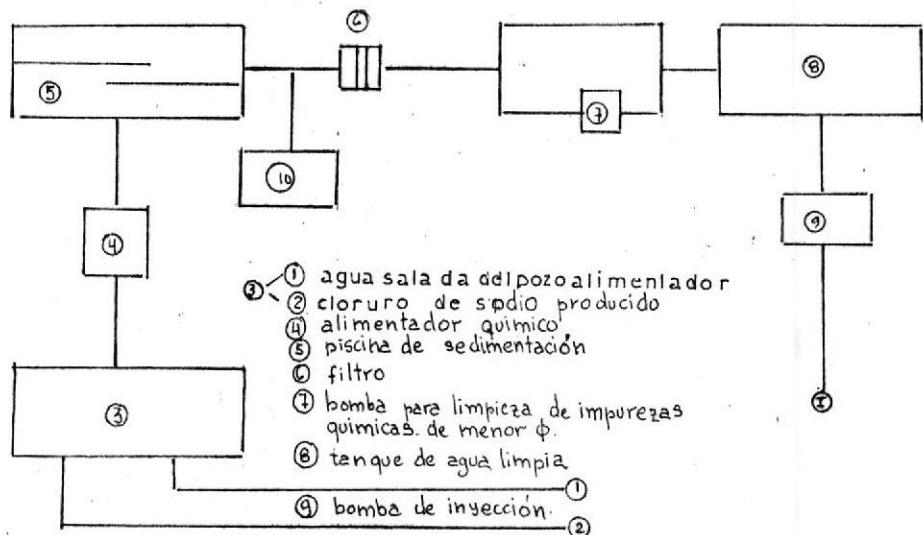
los estanques, lagos, corrientes o ríos. Este tipo de agua contiene una gran cantidad de oxígeno y además materiales en suspensión y por lo tanto una gran variedad de microorganismos lo cual hace que estas aguas estén con un grado alto de contaminación y por lo tanto la purificación va a ocasionar un gasto continuo en aditivos químicos.

Si la calidad del agua dulce es obtenida de capas sometidas de aluvión en las que el problema de corrosión no se presenta y además que el material orgánico es constante, nos va a permitir un tratamiento continuo o sea que el programa de aditivos no va a variar.

SISTEMA CERRADO



SISTEMA ABIERTO



- ① agua salada del pozoalimentador
- ② cloruro de sodio producido
- ④ alimentador químico
- ⑤ piscina de sedimentación
- ⑥ filtro
- ⑦ bomba para limpieza de impurezas químicas de menor φ.
- ⑧ tanque de agua limpia
- ⑨ bomba de inyección
- ⑩ bomba de inyección

Cuando el agua proviene de capas subsuperficiales, es recomendable que se utilice un sistema de inyección cerrado, eliminándose de ésta forma el tratamiento químico antes de la inyección.

Agua Salada.- Si se nos presentan problemas en el suministro de agua dulce, hay que recurrir al agua salada. Esta agua salada se la va a obtener de la perforación de pozos extrayéndola de los acuíferos en el subsuelo. Pero esta agua contiene ácido sulfídrico o bióxido de carbono. Se van a utilizar sistemas abiertos de inyección o sea efectuar el tratamiento antes de la inyección.

Si el yacimiento está cercano a la costa puede utilizarse agua de mar, lo que ocasiona un ahorro en el proyecto.

También un abastecimiento de agua, es el agua que se produce simultáneamente con el petróleo porque cuando se presentan dificultades para eliminar esa agua lo mejor que hay que hacer es reinyectarla.

El objetivo del tratamiento de las aguas es evitar la corrosión, las incrustaciones en el sistema de inyección y el daño a la formación por la creación de precipitados o hidratación de arcillas.

La filtración también se la utiliza junto con el tratamiento químico; el diseño de ese filtro para eliminar los sólidos debe basarse en el análisis de la distribución del tamaño de las partículas en suspensión y en el tamaño de los poros de la roca del yacimiento.

CAPITULO III

METODO DE CRAIG - GEFFEN Y MORSE

III.1. RESENA DEL EXPERIMENTO.- Una serie de pruebas realizadas en el laboratorio en modelo de arenas consolidadas fueron hechas usando como fluidos desplazantes agua y gas.

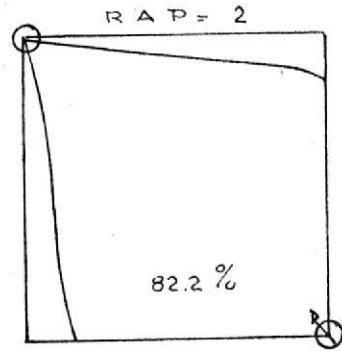
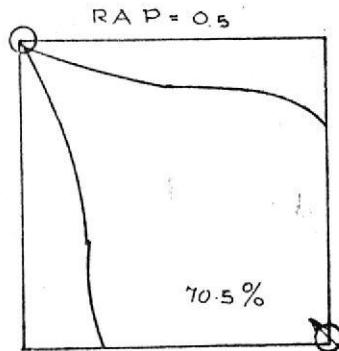
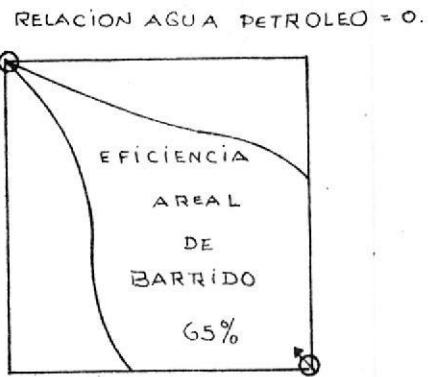
Se ideó un modelo a escala para reproducir fielmente (aunque nunca es así) las condiciones del yacimiento bajo la presencia de los fluidos desplazantes.

El siluetógrafo de rayos X permite aplicar el concepto de la razón de movilidad y su influencia en un arreglo de cinco pozos.

La eficiencia areal de barrido a la ruptura para las pruebas de gas dio como resultado un rango mucho mayor que para las del agua.

Luego del trabajo experimental realizado se elaboró un método que va a ajustarse a las condiciones de la no existencia de gas libre al principio y para valores de saturación de gas normalmente encontrados en los campos después de las operaciones de depleción.

MATERIALES Y EQUIPOS UTILIZADOS. Modelos: El Estudio de la inyección de gas y agua fue resuelta, usando un modelo que representa la cuarta parte de un arreglo de cinco pozos. El modelo tenía la siguiente medida: 4" como área y $3/4"$ en espesor. La superficie porosa de la roca fue sellada con un plástico fenolformaldehido, para de esa forma retener el fluido en los espacios porosos. Un pozo de inyección fue colocado en la esquina del modelo y un pozo de producción en la otra esquina diagonal a la primera.



INYECCIÓN DE AGUA



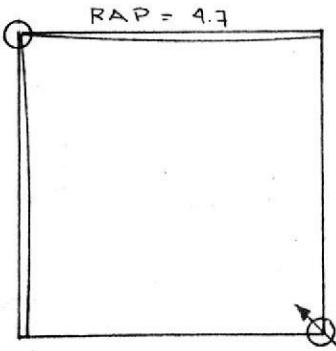
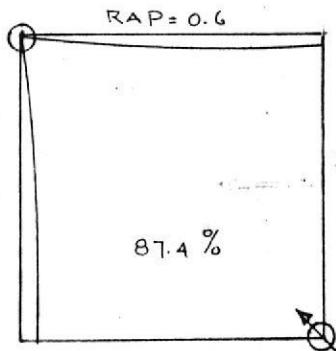
RUPTURA



RAP = 0.6

87.4 %

RAP = 4.7



La arena del modelo tenía como permeabilidad 400 mds. y de porosidad 24.6% para la prueba de inyección de agua.

Para la prueba de inyección de gas se utilizó una arena que tenía 10 mds. y 15% de porosidad.

FLUIDOS.- Los fluidos usados en el laboratorio son petróleo, agua y butano.

Para identificar la ubicación del agua y el petróleo

o sea para observar en la pantalla de Rayos X utilizó un compuesto iódico que absorbe los Rayos X permitiendo así las fotografías del desplazamiento.

Para ajustarse al yacimiento en lo que respecta a las condiciones del mismo se observó que era necesario producir una tensión interfacial en el modelo entre el agua y el petróleo.

Esto se logró mediante la adición de alcohol isopropiol.

El petróleo utilizado es un petróleo refinado de diferentes viscosidades fueron utilizados incluyéndose aceite de castor.

El agua utilizada tenía una concentración de Cloruro de Sodio 0.25 N y saturada con una solución iódica.

Los fluidos en la prueba del laboratorio pura inyección de gas son petróleo de composición iso-octano C_{10} - C_{12} y petróleo mineral.

El gas fue aire o butano.

APARATOS DE RAYOS X

Se utilizó el aparato de Rayos X que es común para un diagnóstico médico.

El aparato de Rayos X nos delatará la posición del agua y del petróleo pudiendo registrarse en un film fotográfico o mediante la observación en una pantalla fluorescente.

PROCEDIMIENTO REALIZADO EN LABORATORIO

Dos procedimientos diferentes fueron utilizados dependiendo si es agua o gas lo que se está inyectando.

Para pruebas de inyección de agua los poros de la roca fueron completamente llenados con agua.

Si se hace fluir petróleo el agua que queda en la roca vendrá a simular la saturación de agua connata.

Para pruebas de inyección de gas los poros de la roca, fueron completamente llenados con petróleo. Simulación de saturación de agua connata no se realizó en esta prueba.

Si un reservorio está depletado y se lo va a some-

ter a inyección de gas o agua se puede simular esta situación en laboratorio mediante la utilización de una solución de petróleo - butano inyectada a presión.

INYECCION DE AGUA. El agua inyectada en el interior de los modelos se la realiza a una tasa constante.

La tasa de inyección y la presión de inyección correspondiente deben ser lo suficientemente altas para expandir completamente todo el gas en el modelo detrás del frente de flujo.

El avance del agua y en el momento en que se produce la ruptura puede ser detectado eléctricamente.

La variación de la movilidad nos determinará resultados que serán analizados posteriormente.

GAS DE INYECCION

El gas se lo inyectó a presión constante; debido a que la saturación de gas presente en el modelo es completamente baja; no fue posible obtener un buen contraste en las fotografías y es así que el valor de la eficiencia areal de barrido por este método no es muy fiable.

III.2. SUPOSICIONES DEL METODO

Este método aplica la teoría de Buckley y Leverett y la extensión de Welge a esta teoría.

- 1) Se aplica para un arreglo de cinco pozos.
- 2) La eficiencia areal de barrido a la ruptura puede obtenerse de un gráfico sacado de las experiencias en laboratorios.
- 3) Aplicación de la teoría de Buckley y Leverett para un arreglo no geométrico (arreglo de 5 pozos).
- 4) El petróleo se producirá únicamente cuando todo el gas esté desplazado.
- 5) Las permeabilidades, porosidades y propiedades de los fluidos no varían, aunque pueden variar observándose así un cambio en los resultados para las condiciones que se utilizan.

III.3. ECUACIONES BASICAS

1. Saturación de agua del frente de invasión.

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

Donde:

Sw_x = saturación del agua del frente en fracción

f_wx = Flujo fraccional a Sw_x

$$\left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw_x} = \text{derivada a } Sw_x$$

2. Saturación de agua promedio: detrás del frente de invasión y hasta la ruptura.

$$Sw_p = Sw_x + \frac{1 - f_wx}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw_x}}$$

3. Saturación de agua promedio después de la ruptura.

$$Sw'_p = Sw'_x + \frac{1 - f_wx'}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw'_x}}$$

Donde:

Sw'_p = saturación de agua promedio en el estrato después de la ruptura (fracción).

Sw'_x = Saturación de agua en el extremo de salida del estrato (fracción).

4. Velocidad de avance de un frente de saturación Sw .

$$\frac{dx}{dt} = \frac{q_i}{A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right)_{Sw}$$

Donde:

x = distancia, pies

t = tiempo, horas

q_i = tasa de inyección PC/hora

A = área perpendicular al flujo, pies²

= porosidad, fracción

$(\frac{\partial f_w}{\partial S_w})_{S_w}$ = derivada del flujo fraccional a una determinada saturación.

5. Agua inyectada adimensional

$$\int_0^x dx = \frac{q_i}{A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \int_0^t dt$$

$$x_{S_w} = \frac{q_i t}{A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w},$$

$$q_i x t = w_i$$

$$A \phi x_{S_w} = V P_i$$

$$x_{S_w} A \phi = q_i t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$V P_i = q_i t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$V P_i = w_i \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$\frac{w_i}{V P_i} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}}$$

$$w_{iD} = \frac{w_i}{VP_i} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}}$$

w_{iD} = agua inyectada adimensional, volúmenes porosos invadidos (fracción).

w_i = agua inyectada

VP_i = volumen poroso de la zona invadida PC.

EFICIENCIA AREAL DESPUES DE LA RUPTURA

$$E_A = E_{Ar} + 0.633 \cdot \log \frac{w_i}{w_{iR}}$$

E_{Ar} = Eficiencia areal a la ruptura

w_{iR} = Agua inyectada a la ruptura

$m = 0.633$. Pendiente de la recta

EFICIENCIA AREAL ANTES DE LA RUPTURA

Esta viene expresada por la correlación entre el inverso de la razón de movilidad y la eficiencia areal antes de la ruptura.

III.4. PROCEDIMIENTO

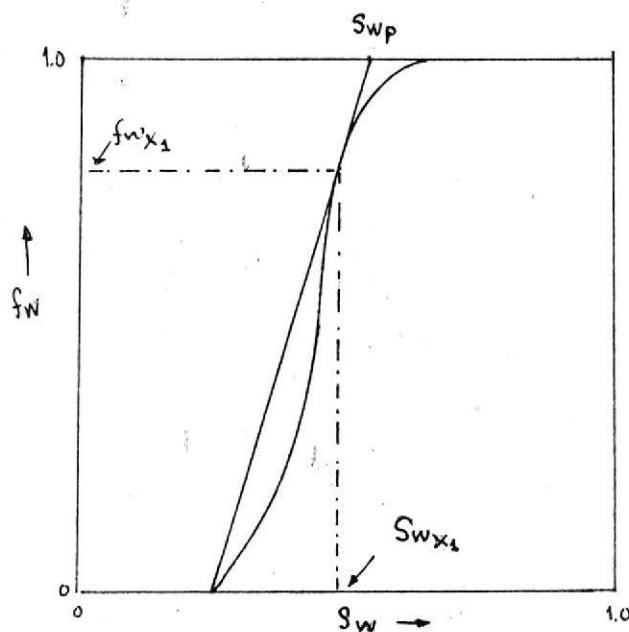
1. De los datos de PVT obtener los valores correspondientes

tes de Kro y Krw .

2. Construir una tabla # 1 en la siguiente forma:

- a) Columna (1) Sw
- b) Columna (2) $Krw \times \mu_o$
- c) Columna (3) $Kro \times \mu_w$
- d) Columna (4) Mwo
- e) Columna (5) $1/Mwo$
- f) Columna (6) $1 + 1/Mwo$
- g) Columna (7) $f_w = \frac{1}{1 + Mwo}$

3. Graficar el flujo fraccional de agua versus Saturación de agua obteniéndose Sw_{x_1} , $f_w_{x_1}$, Sw_p



4. Obtención de la derivada de flujo fraccional a la ruptura.
5. Cálculo de la Razón de movilidad Agua-Petróleo a la ruptura.

a) $f_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{M_w - 0}}$

de la ecuación a despejo $M_w - 0$

b) $M_w - 0 = \frac{1}{\frac{1}{f_w} - 1}$

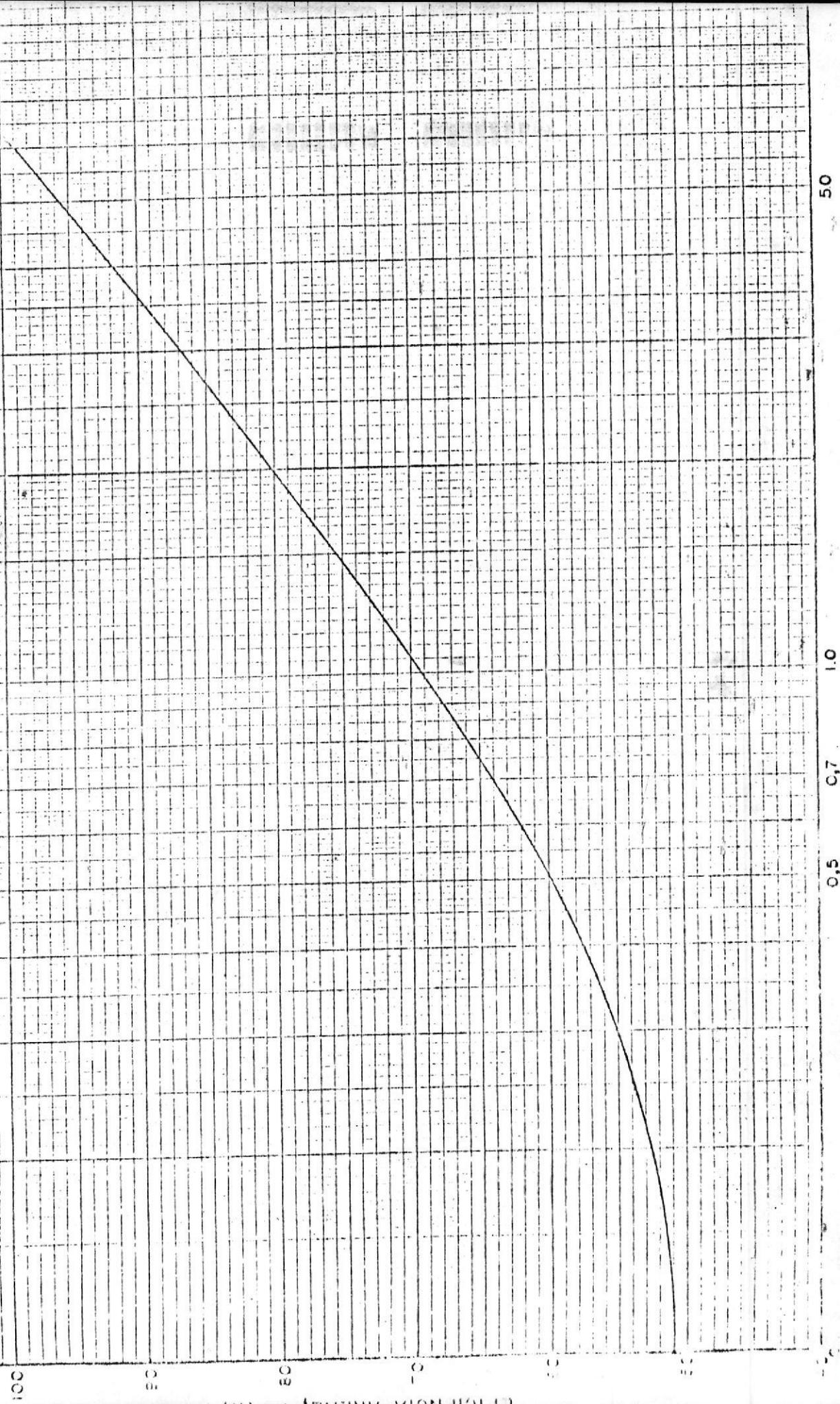
Si las condiciones son a la ruptura la $M_w - 0$ será:

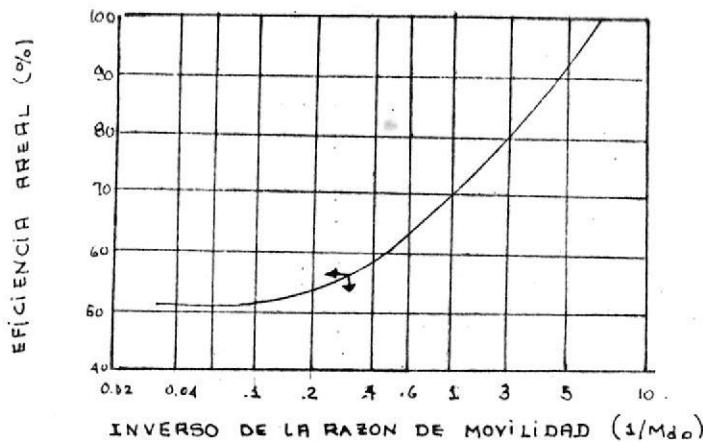
c) $(M_w - 0)_R = \frac{1}{\frac{1}{f_{wR}} - 1}$

6. Con la primera correlación experimental de Craig se halla la eficiencia areal de barrido a la ruptura.

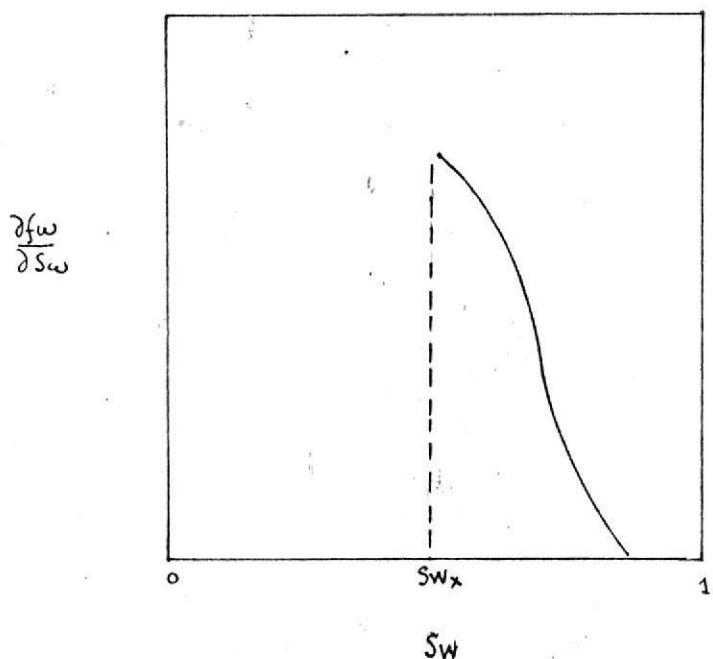
Utilizando el inverso de la razón de movilidad encuentro dicha eficiencia.

ESTUDIOS SOBRE LA RAZÓN DE MOVILIDAD EN LA ZONA DE CINCO POZOS EN EL INVERSO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD, $1/M_{d,c}$, A DIMENSIÓN UNIDA





7. Graficación de la Curva de la Derivada del flujo fraccional vs. Saturación de agua bajo la condición de $S_w \geq S_{w_x}$



8. Determinación de petróleo producido, agua producida, agua inyectada en el momento de la ruptura.

a) Cálculo de W_i en el momento de la ruptura.

$$W_{iR} = V_p (S_{wp} - S_{wi}) E_{Ar}$$

b) Cálculo del petróleo producido a la ruptura

$$W_{iR} = N_p + V$$

$$N_p = \frac{W_{iR} - V}{B_0}$$

$$V = V_p (S_{gi} - S_{gc})$$

c) Cálculo del W_p a la ruptura

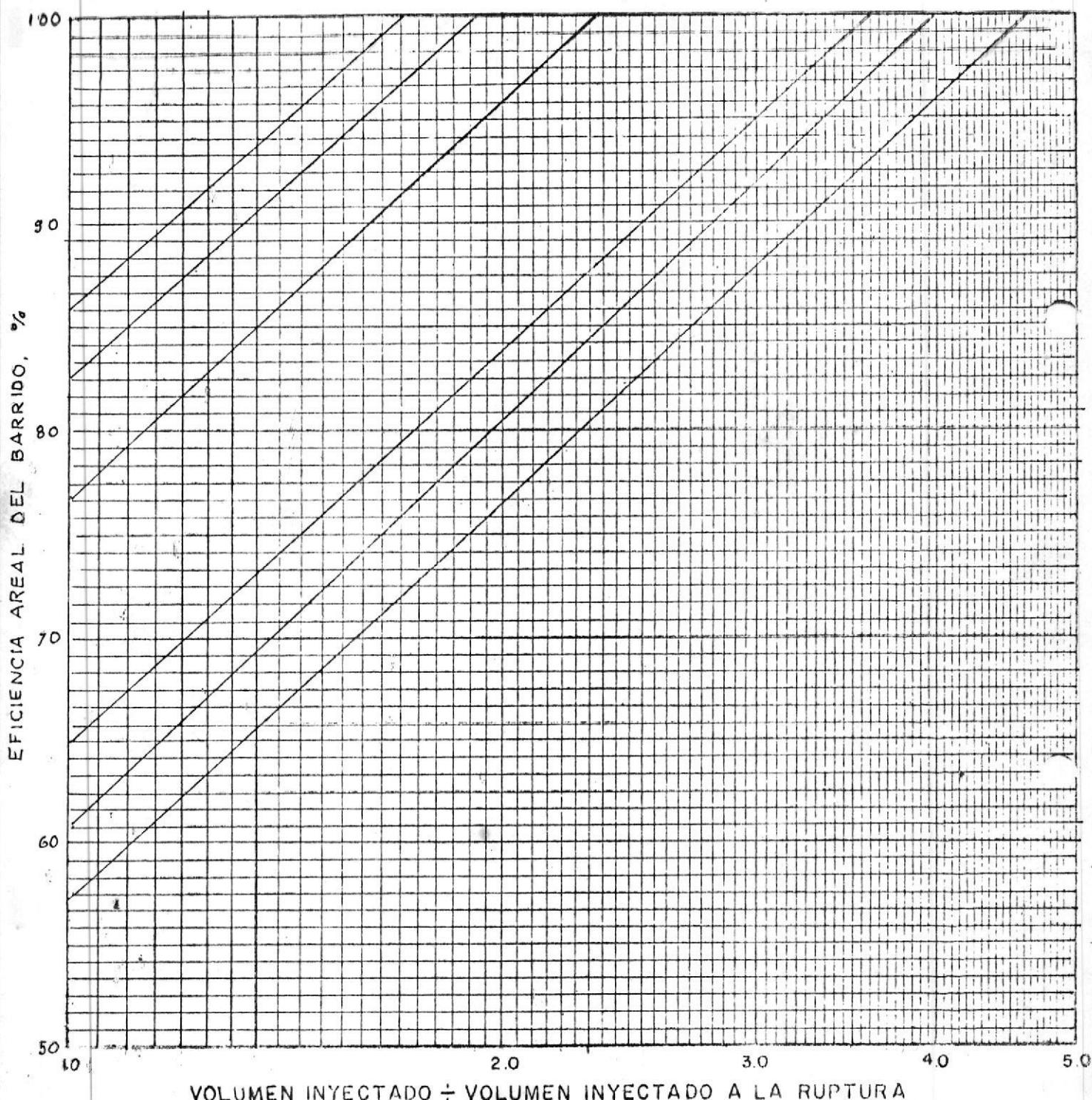
$$W_p = 0$$

9. Cálculo de tiempo a la ruptura

$$t_r = \frac{W_{i1}}{q_w}$$

Siendo q_w , la tasa de inyección de agua.

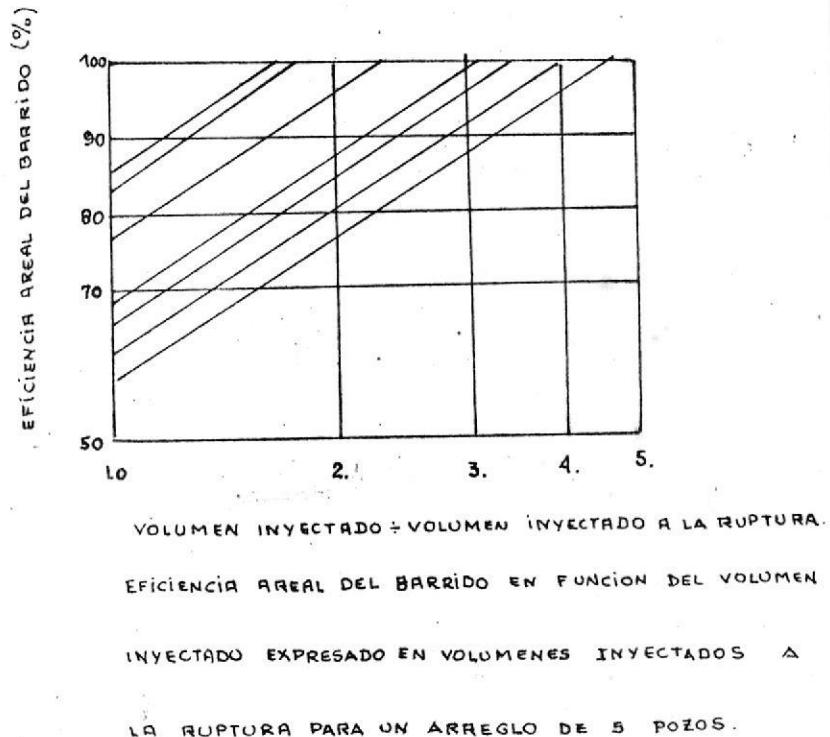
10. Se selecciona el volumen inyectado W_{iD_r} , el cual es ta expresado en volúmenes recuperables en la ruptura y se determina el nuevo valor de eficiencia areal.



VOLUMEN INYECTADO \div VOLUMEN INYECTADO A LA RUPTURA

Eficiencia Areal del Barrido en Función del Volumen Inyectado Expresado en Volumenes Inyectados a la Ruptura para un Arreglo de 5 Pozos (Tomado de Craig y asociados (1)).

Este valor va a ser después de la ruptura.



11. Cálculo de agua inyectada W_{i2}

$$W_{i2} = W_{iDr} \cdot V_p \times E_{Ar} (S_{wp} - S_{wi})$$

Donde:

$$W_{iDr} = \frac{W_{i2}}{W_{iR}}$$

12. El agua inyectada en volúmenes porosos invadidos

$$W_{iD} = \frac{W_{i2}}{V_p \cdot E_{A2}}$$

13. Determinación de la derivada a la curva de la ecuación fraccional.

$$w_{iD} = \frac{1}{\left(\frac{\partial \delta w}{\partial S_w}\right)_{S_w}}$$

$$\left(\frac{\partial \delta w}{\partial S_w}\right) = \frac{1}{w_{iD}}$$

14. Inmediatamente calcule S_w_x , según el gráfico del paso (7) y con este valor calcule $S_w p'$.

15. Con datos anteriores calcule:

$$- N_{p2} = V_p \left[E_{Ar} (S_{w_{p1}} - S_{w_i}) - (E_{A2} - E_{A1}) (S_{w_x} - S_{w_i}) - (S_{g_i} - S_{g_c}) \right] / \beta_0$$

$$E_{A1} = E_{Ar}$$

$$- w_{p2} = w_{i2} - N_{p2} \beta_0 - V_p (S_{g_i} - S_{g_c})$$

$$- RAP_2 = \frac{w_{p2} - w_{p1}}{N_{p2} - N_{p1}}$$

16. Cálculo del tiempo acumulado

$$t_2 = t_1 + \frac{w_{i2} - w_{i1}}{q_w}$$

17. Cálculo de la tasa de producción de petróleo.

$$q_0 = \frac{N_{p2} - N_{p1}}{t_2 - t_1}$$

18. Se escoge otro valor de W_{IDR} y se prosigue con los cálculos chequeando si se ha terminado la predicción ya sea por alta RAP o por cualquier causa; si no es así los valores (2) pasan a ser los nuevos valores (1) y se repite a partir de (10).

Si está terminado se construyen los gráficos con los resultados obtenidos.

CAPITULO IV

METODO DE PRATS Y ASOCIADOS

IV.1. RESEÑA DEL EXPERIMENTO DE PRATS.- Por análisis matemáticos podemos encontrar que la inyectividad puede ser calculada utilizando simples fórmulas. Estos cálculos de inyectividad fueron hallados mediante la ayuda de un potenciómetro, se desarrolló entonces un método que va a predecir no solamente la tasa de inyección sino también la tasa de lo que se está produciendo para un arrreglo uniforme de cinco pozos.

Usando este método se calcula la inyectividad efectiva y la historia de producción para un reservorio sometido a inyección de agua, que tiene un amplio rango de permeabilidades; esto es obviado considerando que el reservorio consiste de muchas capas las cuales son uniformes, pero de permeabilidad diferentes.

Como se observa este método es importante porque va a predecir la tasa de inyección lo que lo diferencia de otros métodos.

METODOS PARA PREDECIR el comportamiento de un arreglo de cinco pozos ha sido propuesto por Yuster y Calhoun y por

Hurst pero en ello no se consideran el efecto de la movilidad de los diferentes fluidos en los reservorios. - Muchos de los trabajos publicados se aplican a cuerpos de arenas homogéneos y no provee ninguna información para la determinación de la inyección.

EL MODELO POTENCIOMETRICO consiste de un tanque que representa el 1/8 de un arreglo de cinco puntas y contiene en su interior un electrolito que va a ser atravesado por corriente alterna entre los electrodos situados en la ubicación de los pozos.

Filtros de lucita cortados según la forma de los frentes agua petróleo y petróleo gas se los ha utilizado para la obtención de una movilidad apropiada que va a contrastar entre los varios bancos.

La resistencia del sistema entre los dos electrodos es medida; tal es así que la inyectividad del sistema entre los dos electrodos es la siguiente:

$$\text{Inyectividad} = \frac{1}{\Omega d_w^\sigma}$$

Donde:

Ω = La resistencia medida del tanque (mho)

d_w = La profundidad del electrolito en el banco de agua (cmts.)

σ = La conductividad específica del electrolito (mho/cmt).

La inyectividad para todo el arreglo podría ser ocho veces el valor medido en el tanque; esto se produciría solamente si el valor de r_w en el campo fuera el mismo que el utilizado en el tanque.

Sin embargo la relación del radio del electrodo r_w' al lado del modelo de cinco puntas, L' , es mucho más grande que la relación del radio de un pozo en el campo, r_w al lado del arreglo de cinco puntas en el campo, L .

Existe una asunción que el flujo podría ser radial en el cilindro entre los radios del electrodo y algo similar ocurriría para los radios en el campo.

La resistencia de este cilindro a la inyección es la siguiente:

$$\Omega_0 = \frac{1}{2 \pi \sigma d_w} \ln \left(\frac{r'_w / L'}{r_w / L} \right)$$

La resistencia de un cilindro similar a la producción del pozo es dada por una ecuación similar, excepto que el

denominador puede ser modificado por el hecho de que el gas, petróleo o petróleo y agua pueden ser producidos en este mismo pozo.

La expresión final para inyectividad, cuando el petróleo y el agua son producidos simultáneamente es la siguiente:

$$I_d = 2\pi \div \{ \left| 1 + M_w - f_w(M_w - 1) \ln \left(r_w'/L' / r_w/L \right) \right| + 2\pi \Omega d_w \sigma / 8 \}$$

Donde:

f_w = A la fracción de agua

8 = Un factor que nos señala que solamente $1/8$ del arreglo de cinco puntas es considerado.

La inyectividad de un reservorio homogéneo es una función del agua inyectada acumulativa adimensional.

Debemos tomar en cuenta que el W_{ip} es expresado en

terminos de volúmenes porosos invadidos y así:

$$w_{ID} = \frac{w}{L^2 h \phi (S_{wp} - S_{wi})}$$

Observando esta curva la curva de inyectividad empieza en la región de gas o zona no invadida y los valores son altos. (Fig A.5))

En el momento en que se produce la interferencia en los bancos de aceite la caída de inyectividad es brusca.

Desde el momento en que se produce la ruptura en el banco de petróleo hasta la ruptura en el banco de agua la inyectividad es continua; puede entonces decirse que la curva empezará a hacerse asintótica.

Algunas pruebas se han hecho para determinar el efecto de la forma de los frentes en el período del rompimiento del agua.

Muchas formas de frentes fueron cortadas y con un ángulo en dirección al pozo productor de 21° se determinó las inyectividades a diferentes razones de movilidad que varían desde 4 a 7.

Se encontró entonces que a una razón de movilidad constante la inyectividad varía en un porcentaje menor que el 3% con respecto a cualquier posición del frente agua-petróleo.

De estos resultados se concluyó que podría graficarse la inyectividad de 2 fluidos versus el flujo fraccional del agua.

BASE TEORICA DEL METODO. - Entre las características resaltantes, este método considera que la tasa de inyección en una capa, no solo depende de la capacidad sino que también toma en cuenta las posiciones de los frentes de petróleo y agua. El método predice la tasa de inyección y el tipo de producción con tiempo para cada capa, sin embargo se supone flujo continuo lo cual implica la producción igual a la inyección de cada capa.

Este método considera el comportamiento de flujo en el arreglo dividido en tres etapas que pueden distinguirse por las posiciones de los frentes de agua y petróleo. El término índice de inyectividad, es definido de la siguiente manera:

a) Para una sola capa y en forma adimensional:

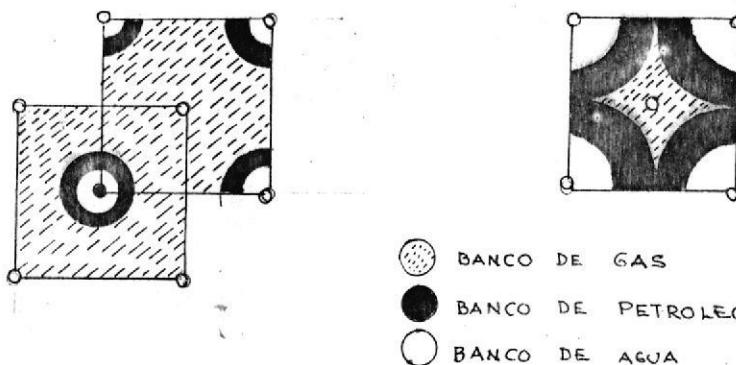
$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h \Delta P} = \frac{2 \pi}{\ln r_e/r_w}$$

b) Para un sistema estratificado de n capas.

$$I_{dt} = \frac{\mu_w \sum_{i=1}^n q_{wi}}{\Delta P \sum_{i=1}^n K_w h_i}$$

Determinación de la inyectividad para un yacimiento homogéneo en las diferentes etapas de inyección:

PRIMERA ETAPA



Esta etapa transcurre desde el comienzo de la inyección hasta que se produce la interferencia entre los bancos del petróleo, tal como se muestra en la figura.

Durante esta etapa los frentes de agua y petróleo permanecen radiales, así es posible obtener la injeción vidad si se conocen los radios exteriores de los bancos de petró

leo y agua. Prats, define el término inyección de agua acumulada adimensional como la razón de agua inyectada al máximo volumen de agua que puede acumularse en el arreglo.

$$a) \quad w_{id} = \frac{w_i}{L^2 h \phi (S_{wp} - S_{wi})}$$

Donde:

w_i = agua inyectada

L = longitud del lado del arreglo de cinco po
zos.

S_{wp} = saturación de agua promedio

S_{wi} = saturación de agua inicial

Pero w_i puede expresarse como:

$$b) \quad w_i = \pi (r_1^2 - r_w^2) h \phi (S_{wp} - S_{wi})$$

Donde:

r_1 = radio del banco de agua

Reemplazando (b) con (a) queda:

$$w_{id} = \frac{\pi (r_1^2 - r_w^2) h \phi (S_{wp} - S_{wi})}{L^2 h \phi (S_{wp} - S_{wi})}$$

$$w_{iD} L^2 (s_{wp} - s_{wc}) = \pi (r_1^2 - r_w^2) (s_{wp} - s_{wc})$$

$$w_{iD} L^2 = \pi (r_1^2 - r_w^2)$$

$$c) r_1^2 = \frac{L^2 w_{iD}}{\pi} + r_w^2$$

Pero el agua inyectada puede expresarse mediante la siguiente ecuación (basada en la posición del frente de petróleo).

$$d) w_i = \pi (r_w^2 - r_w^2) h \phi (s_{gi} - s_{gc})$$

Donde:

r_2 = radio exterior del banco de petróleo.

s_{gi} = saturación de gas inicial

s_{gc} = saturación de gas crítica

Reemplazando (d) en (a)

$$w_{iD} = \frac{\pi (r_2^2 - r_w^2) h \phi \Delta s_g}{L^2 h \phi \Delta s_w}$$

$$w_{iD} \times L^2 \Delta s_w = \pi (r_2^2 - r_w^2) \Delta s_g$$

$$\frac{w_{iD} \times L^2 \times \Delta s_w}{\Delta s_g} = \pi (r_2^2 - r_w^2)$$

$$e) r_2^2 = r_w^2 + \frac{w_{ID} L^2 (s_{wp} - s_{wi})}{\pi (s_{gi} - s_{gc})}$$

Prats usa el factor de desplazamiento de Hurst; este fue obtenido de la siguiente forma:

El petróleo desplazado por el agua hasta la ruptura se acumula en el banco de petróleo.

$$A_w h \phi (s_{oi} - s_{or}) = A_o h \phi (s_{gi} - s_{gc})$$

dividido esta expresión para $(s_{gi} - s_{gc})$

$$\frac{A_w h \phi (s_{oi} - s_{or})}{(s_{gi} - s_{gc})} = \frac{A_o h \phi (s_{gi} - s_{gc})}{(s_{gi} - s_{gc})}$$

dividido los 2 miembros de la ecuación para A_w .

$$\frac{A_w}{A_w} \frac{(s_{oi} - s_{or})}{(s_{gi} - s_{gc})} = \frac{A_o (s_{gi} - s_{gc})}{A_w (s_{gi} - s_{gc})}$$

Sumo a ambos miembros la unidad

$$1 + \frac{(s_{oi} - s_{or})}{(s_{gi} - s_{gc})} = \frac{A_o}{A_w} + 1$$

$$1 + \frac{s_{oi} - s_{or}}{s_{gi} - s_{gc}} = \frac{A_o + A_w}{A_w} = \frac{A_o}{A_w} = F$$

pero F también se lo expresa como el $\frac{\Delta S_w}{\Delta S_g}$ en que el ΔS_w viene dado por $(S_{wp} - S_{wi})$ y el ΔS_g por $(S_{gi} - S_{gc})$.

La ecuación (e) se modificará quedando

$$r_2^2 = r_w^2 + \frac{w_i D L^2 F}{\pi}$$

La caída de presión en el banco de agua vendrá dada por la aplicación de la Ley de Darcy para flujo radial.

$$6) \quad q_w = \frac{2\pi K_w h \Delta P_w}{\mu_w L n \frac{r_1}{r_w}}$$

de la ecuación (f) despejo ΔP_w

$$\Delta P_w = \frac{q_w \mu_w L n \frac{r_1}{r_w}}{2\pi K_w h}$$

Similarmente para el banco de petróleo se obtiene.

$$\Delta P_o = \frac{q_o \mu_o L n \frac{r_2}{r_1}}{2\pi K_o h}$$

Para el cálculo de la caída de presión en la zona de gas en un arreglo de cinco pozos cuando solo fluye gas y considerando flujo continuo.

$$\Delta P_{g5 \text{ pozos}} = \frac{q_g \mu_g (L n (\frac{L}{\sqrt{2} r_w}) - 0.6190)}{2\pi K_g h}$$

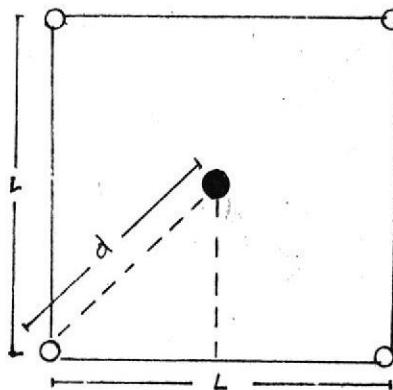
Esta ecuación proviene de la capacidad de flujo continuo en unidades de laboratorio para un arreglo de cinco pozos.

$$\text{La variación está en que } d = \frac{L}{\sqrt{2}}$$

Donde:

d = distancia entre el pozo de inyección y el pozo de producción.

$$q = \frac{\pi h K \Delta P}{\mu L n \left(\frac{d}{r_w} - 0.69 \right)}$$



$$q = \frac{\pi h K \Delta P}{\ln \left| \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.69 \right|}$$

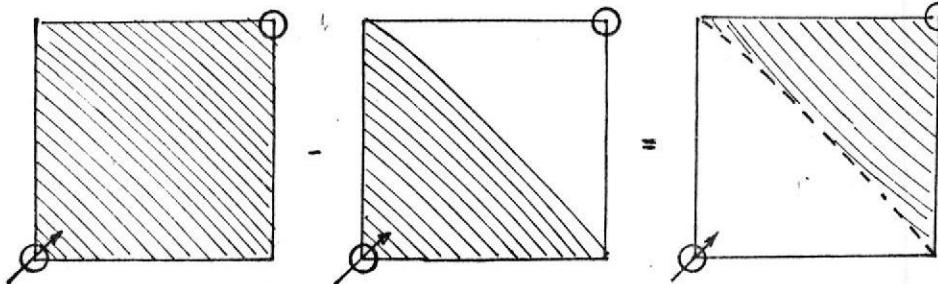
El valor de ΔP es despejado quedando:

$$\Delta P = \frac{q \mu \ln \left| \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.69 \right|}{\pi h K}$$

Si la caída de presión debido al gas (ΔP_g) vendrá dada en todo el arreglo (o sea antes del llene).

$$\Delta P_{g\text{ 5 pozos}} = \frac{q_g \mu g \left(\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.6190 \right)}{2 \pi K_g h}$$

Pero la caída de presión debido exclusivamente en la zona de gas es en forma gráfica y en forma matemática.



$$\Delta P_g = \Delta P_{g\text{ 5 pozos}} - \frac{q_g \mu g \ln (r^2/r_w)}{2 \pi K_g h}$$

La caída de presión total será:

$$\Delta P = \Delta P_w + \Delta P_o + \Delta P_g = P_{Iny.} - P_{Prod.}$$

En la ecuación de inyectividad adimensional reemplazando la caída de presión total.

$$I_d = \frac{2\pi}{\ln \frac{r_e}{r_w}} = \frac{q_w \mu_o}{K_w h \Delta P}$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h (\Delta P_w + \Delta P_o + \Delta P_g)}$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h \left| \frac{q_w \mu_w \ln \frac{r_1}{r_w}}{2\pi K_w h} + \frac{q_o \mu_o \ln \frac{r_2}{r_1}}{2\pi K_o h} + \Delta P_{95 \text{ pozos}} - \frac{q_g \mu_g \ln \frac{r_2}{r_w}}{2\pi K_g h} \right|}$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h \left| \frac{q_w \mu_w \ln \frac{r_1}{r_w}}{2\pi K_w h} + \frac{q_o \mu_o \ln \frac{r_2}{r_1}}{2\pi K_o h} + \frac{q_g \mu_g \left(\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.6190 \right)}{\pi K_g h} - \frac{q_g \mu_g \ln \frac{r_2}{r_w}}{2\pi K_g h} \right|}$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w \ln \frac{r_1}{r_w}}{2 K_w h \left| \frac{q_w \mu_w \ln \frac{r_1}{r_w}}{4\pi K_w h} + \frac{q_o \mu_o \ln \frac{r_2}{r_1}}{4\pi K_o h} + \frac{q_g \mu_g \left(\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.6190 \right)}{2\pi K_g h} - \frac{q_g \mu_g \ln \frac{r_2}{r_w}}{4\pi K_w h} \right|}$$

Si el flujo es continuo:

$$q_w = q_o = q_g = q$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{q_w \mu_w K_w h \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right)^2 + \frac{q_o \mu_o K_w h \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)^2}{4\pi K_w h} + \frac{q_g \mu_g \left(\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.6190 \right) K_w h}{2\pi K_g h}}$$

$$- \frac{q_g \mu_g \ln (r_2/r_w)^2}{4\pi K_g h} \text{ (Cont. del denominador)}$$

Multiplico tanto el numerador como el denominador por $1/q_w \mu_w$

$$I_d = \frac{1}{\frac{q_w \mu_w K_w h \ln (r_1/r_w)^2}{4\pi K_w h} + \frac{q_0 \mu_0 K_w h \ln (r_2/r_1)^2}{4\pi K_0 h} + \frac{q_g \mu_g K_w h (\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.69)}{q_w \mu_w 2\pi K_g h}} \quad (1) \quad (2) \quad (3)$$

$$- \frac{q_g \mu_g K_w h \ln (r_2/r_w)^2}{q_w \mu_w K_g 4\pi h} \text{ (cont. del denominador)} \quad (4)$$

Las expresiones (3) y (4) serán multiplicadas por

$\frac{\mu_0 \times K_0}{K_0 \mu_0}$ para poder poner I_d en función de las movilidades, M_{w0} , M_0 , g

$$I_d = \frac{1}{\frac{\ln (r_1/r_w)^2}{4\pi} + \frac{M_{w0} \ln (r_2/r_1)^2}{4\pi} + \frac{q_g \mu_g K_w h \times \mu_0 \times K_0 (\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.6190)}{q_w \mu_w 2\pi K_g h K_0 \times \mu_0}} \quad (2)$$

$$- \frac{K_w q_g \mu_g \ln (r_2/r_w)^2}{q_w \mu_w 4\pi K_g h} \text{ (cont. del denominador)}$$

$$M_{w0} = \frac{K_w}{\mu_w} \times \frac{\mu_0}{K_0}$$

$$M_0 - g = \frac{K_0}{\mu_0} \times \frac{\mu_g}{K_g}$$

$$I_d = \frac{1}{\ln \left[\frac{(r_1/r_w)^2}{4\pi} + \frac{M_{w-o}}{4\pi} \ln \left(\frac{r_2/r_1}{r_w} \right)^2 + M_{w-o} M_{o-g} \left[\frac{2 \ln \left(\frac{L}{\sqrt{2} r_w} \cdot 0.619 \right)}{2\pi} - \frac{\ln \left(r_2/r_w \right)^2}{4\pi} \right] \right]} \quad (1')$$

En la expresión (3') multiplico el denominador y numerador por $\frac{2}{2}$.

$$(3') = \frac{2 \times 2 \ln \left(\frac{L}{\sqrt{2} rw} - 0.619 \right)}{2 \times 2 \pi}$$

$$(3') = \frac{2 \ln \left(\frac{L}{\sqrt{2} rw} - 0.619 \right)^2}{4 \pi}$$

$$(3') = \frac{2 \ln \left(\frac{L}{1.858 \sqrt{2} rw} \right)^2}{4 \pi}$$

$$(3') = \frac{2 \left[\ln \left(\frac{L^2}{3.452 \times 2 r_w^2} \right) \right]}{4 \pi}$$

$$(3') \quad = \quad \frac{2 \left[\ln \left(\frac{L}{rw} \right)^2 \times \frac{1}{6.904} \right]}{4 \pi}$$

$$(3') = \frac{2 \left[\ln \left(\frac{L}{rw} \right)^2 - \ln 6.904 \right]}{4 \pi}$$

$$(3') = \frac{2 \ln \left(\frac{L}{rw} \right)^2 - 3.856}{4 \pi}$$

$$I_d = \frac{1}{\frac{1}{4\pi} \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right)^2 + Mw \cdot o \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)^2 + Mw \cdot o \times Mo \cdot g \left[2 \ln \left(\frac{L}{r_w} \right)^2 - 3.856 - \ln \left(\frac{r_2}{r_w} \right)^2 \right]}$$

El producto de la $Mw \cdot o$, Mo , g es pequeño por lo general, lo que simplifica la ecuación a:

$$I_d = \frac{4\pi}{\ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right)^2 + Mw \cdot o \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)^2}$$

Además la razón $\frac{r_2^2}{r_1^2} = F$ ya que

$$c) \quad r_1^2 = \frac{L^2 \cdot \text{wid}}{\pi} + r_w^2$$

$$e) \quad r_2^2 = \frac{\text{wid} \times L^2 \times F}{\pi} + r_w^2$$

restando las ecuaciones (c) y (e) se obtiene

$$\frac{r_1^2 - r_w^2}{r_2^2 - r_w^2} = \frac{L^2 \cdot \text{wid} \times \pi}{\text{wid} \times \pi \times L^2 \times F}$$

$$\frac{r_1^2 - r_w^2}{r_2^2 - r_w^2} = \frac{1}{F}$$

Si $r_1 \gg r_w$

$$\frac{r_1^2}{r_2^2} = \frac{1}{F}$$

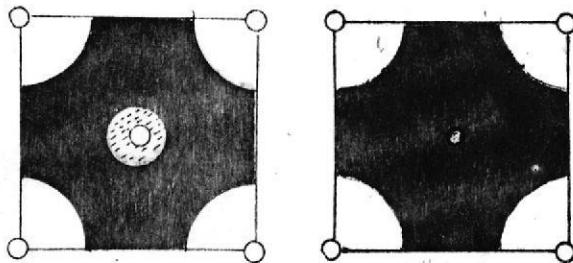
$$\frac{r_2^2}{r_1^2} = F$$

Por lo que la ecuación se modifica quedando:

$$I_d = \frac{4\pi}{\ln (r_1/r_w)^2 + M_w - o \ln F}$$

$$I_d = \frac{4\pi}{\ln r_1^2 - \ln r_w^2 - M_w - o \ln F} \quad (h)$$

SEGUNDA ETAPA



- BANCO DE AGUA
- BANCO DE PETROLEO
- ZONA DE GAS

Es el periodo que transcurre desde la interferencia de los bancos de petróleo hasta que comienza a producirse petróleo o cuando se produce la interferencia de los

bancos de agua.

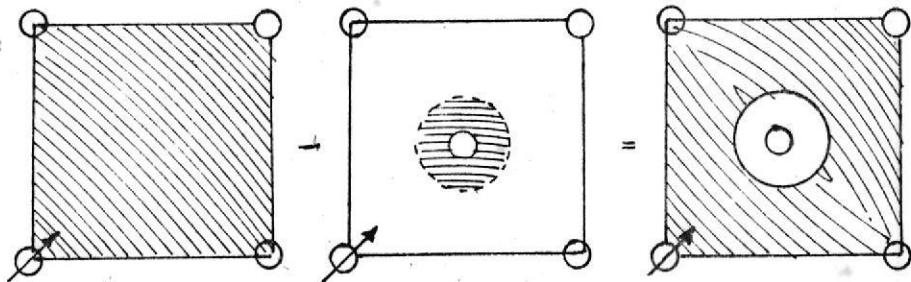
De la observación de los resultados en el laboratorio se determina que en esta etapa el frente de agua sigue desplazándose en forma radial, pero con respecto al pozo de producción.

Cuando el radio exterior de la región de gas r_3 , sea menor que $L/6$.

El valor de r_3 se lo va a obtener de la siguiente manera:

Agua inyectada para este período en:

Forma esquemática



Forma matemática:

$$i) W_i = L^2 h \phi (Sg_i - Sg_c) - (r_3^2 - r_w^2) h \phi (Sg_i - Sg_c)$$

igualando (i) con (a) resulta:

$$w_{iD} = \frac{L^2 h (Sg_i - Sg_c) - (r_3^2 - r_w^2) h (Sg_i - Sg_c)}{L^2 h (Sw_p - Sw_i)}$$

Donde:

$$\Delta Sg = Sg_i - Sg_c$$

$$\Delta S_p = Sw_p - Sw_i$$

r_3 = radio de la zona de gas.

$$w_{iD} = \frac{L^2 h \Delta Sg - \pi (r_3^2 - r_w^2) h \Delta Sg}{L^2 h \Delta Sw}$$

$$w_{iD} = \frac{L^2 \Delta Sg - \pi (r_3^2 - r_w^2) \Delta Sg}{L^2 \Delta Sw}$$

$$w_{iD} = \frac{\frac{L^2 \Delta Sg}{L^2 \Delta Sw} - \frac{\pi (r_3^2 - r_w^2) \Delta Sg}{L^2 \Delta Sw}}$$

$$w_{iD} = \frac{\Delta Sg}{\Delta Sw} - \frac{\pi (L/6)^2 - r_w^2}{L^2 \Delta Sw} \Delta Sg$$

$$w_{iD} = \frac{\Delta Sg}{\Delta Sw} - \frac{\pi (r_3^2 - r_w^2)}{L^2} \times \frac{1}{F}$$

$$w_{iD} = \frac{1}{F} - \frac{\pi (r_3^2 - r_w^2)}{L^2} \times \frac{1}{F}$$

$$w_{iD} = \frac{1}{F} \left[1 - \frac{\pi (r_3^2 - r_w^2)}{L^2} \right]$$

$$F \times w_{iD} = 1 - \frac{\pi (r_3^2 - r_w^2)}{L^2}$$

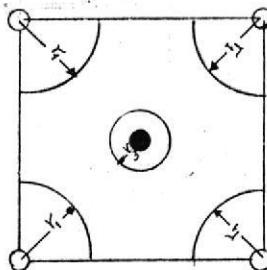
$$1 - F \times Wi_D = \frac{\pi(r_3^2 - r_w^2)}{L^2}$$

$$r_3^2 - r_w^2 = \frac{(1 - F \times Wi_D) \times L^2}{\pi}$$

$$j) r_3^2 = \frac{L^2}{\pi} (1 - F \times Wi_D) + r_w^2$$

El cálculo de la inyectividad se procede en forma semejante a la primera etapa.

Caída de presión en la zona de agua.



$$\Delta P_w = \frac{q_w \mu_w}{2 \pi K_w h} \frac{\ln r_1/r_w}{L}$$

Caída de presión en la zona de gas

$$\Delta P_g = \frac{q_g \mu_g}{2 \pi K_g h} \frac{\ln r_3/r_w}{L}$$

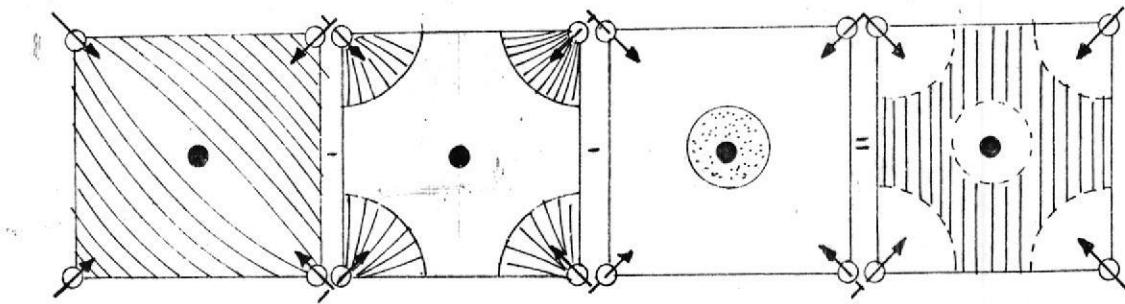
Caída de presión de petróleo en el arreglo de 5 pozos.

$$\Delta P_o \text{ 5 pozos} = \frac{q_o \mu_o \left(\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.619 \right)}{\pi K_o h}$$

Caída de presión en la zona de petróleo será:

$$k) \Delta P_o = \Delta P_{o5} \text{ pozos} - \frac{q_o \mu_o \ln r_1/r_w}{2\pi K_o h} - \frac{q_o \mu_o \ln r_3/r_w}{2\pi K_o h}$$

En forma esquemática



CALCULO DE LA INYECTIVIDAD EN LA SEGUNDA ETAPA.

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h \Delta P_T}$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h (\Delta P_w + \Delta P_o + \Delta P_g)}$$

$$I_d = \frac{q_w \mu_w}{K_w h \frac{q_w \mu_w \ln r_1/r_w}{2\pi K_w h} + \frac{q_o \mu_o (\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.619)}{\pi K_o h} - \frac{q_o \mu_o \ln r_1/r_w}{2\pi K_o h} - \frac{q_o \mu_o \ln r_3/r_w}{2\pi K_o h} + \frac{q_g \mu_g \ln r_3/r_w}{2\pi K_g h}} \text{ (cont. del denominador)}$$

$$I_d = \frac{1}{\frac{K_w h q_w \mu_w \ln r_1/r_w}{2 \pi} + \frac{q_o \mu_o K_w h (\ln \frac{L}{\sqrt{2} r_w} - 0.619)}{K_o h q_w \mu_w} - \frac{q_o \mu_o \ln r_1/r_w K_w h}{2 \pi K_o q_w \mu_w}} \quad 1''$$

$$- \frac{\frac{q_o \mu_o \ln r_3/r_w K_w h}{2 \pi K_o h q_w \mu_w} + \frac{q_g \mu_g \ln r_3/r_w}{2 \pi K_g h q_w \mu_w} x K_w h}{2''} \quad (cont. denominador)$$

$$1'' = \frac{K_w h q_w \mu_w}{2 \pi K_w h q_w \mu_w} \ln (r_1/r_w)$$

$$1'' = \frac{1}{2 \pi} \ln (r_1/r_w)$$

$$2'' = \frac{q_o x \mu_o K_w h}{\pi K_o h q_w \mu_w} \left(\ln \frac{L}{1.858 \sqrt{2} r_w} \right)$$

Debe expresarse (2'') en función de movilidades

$$M_{w-o} = \frac{K r_w}{\mu_w} x \frac{\mu_o}{K r_o}$$

$$M_{o-g} = \frac{K r_o}{\mu_o} x \frac{\mu_g}{K r_g}$$

$$2'' = \frac{\mu_o K_w}{K_o \mu_w} \left(\ln \frac{L}{1.858 \sqrt{2} r_w} \right)$$

$$2'' = \frac{Mw - o}{\Pi} \left(\ln \frac{L}{1.858 \sqrt{2} r_w} \right)$$

Analisis de (3'')

$$3'' = \frac{q_o \mu_o \ln r_1/r_w \ K_w h}{2 \Pi K_o h q_w \mu_w}$$

$$3'' = \frac{\mu_o K_w \ln (r_1/r_w)}{2 \Pi K_o \mu_w}$$

$$3'' = \frac{Mw - o}{2 \Pi} \ln (r_1/r_w)$$

Analisis de (4'')

$$4'' = \frac{q_o \mu_o \ln (r_3/r_w) \ K_w h}{2 \Pi K_g h q_w \mu_w}$$

$$4'' = \frac{\mu_o K_w \ln (r_3/r_w)}{2 \Pi w K_o}$$

$$4'' = \frac{Mw - o}{2 \Pi} \ln (r_3/r_w)$$

Analisis de (5'')

$$5'' = \frac{q_g \mu_g \ln (r_3/r_w) \ K_w h}{2 \Pi K_g h q_w \mu_w}$$

$$5'' = \frac{\mu_g K_w x^{\mu_o} K_o \ln (r_3/r_w)}{2\pi \mu_w K_g K_o^{\mu_o}}$$

$$5'' = \frac{K_w^{\mu_o} K_o x^{\mu_g} \ln (r_3/r_w)}{2\pi \mu_w K_o^{\mu_o} K_g}$$

$$5'' = \frac{M_{w-o}, M_{og} (\ln \frac{r_3}{r_w})}{2\pi}$$

La expresión I_d será:

$$k) I_d = \frac{1}{\frac{\ln r_1/r_w}{2\pi} + \frac{M_{w-o}}{1.858} (\ln \frac{L}{2\pi r_w}) + \frac{M_{w-o}}{2\pi} \ln (r_1/r_w) \dots \dots}$$

$$\dots \dots + \frac{M_{w-o}}{2\pi} \ln (r_3/r_w) + M_{w-o}, M_{og} \ln \frac{r_3}{r_w} \text{ (Cont. del denomin.)}$$

El límite inferior de la aplicación es $L/20$.

En cuanto al límite superior, la ecuación k es válida hasta la interferencia de los frentes de los bancos de agua o sea cuando el radio del banco de agua es $r_2 = \frac{L}{2}$ o bien que $r_3 = r_w$.

$$r_3^2 = \frac{L^2}{\pi} (1 - \text{wid } F) + r_w^2$$

$$r_3^2 = r_w^2$$

$$\frac{L^2}{\pi} (1 - \omega_{iD} F) = 0$$

$$1 - \omega_{iD} F = 0$$

$$\omega_{iD} = \frac{1}{F}$$

Implicando entonces que $\omega_{iD} = 1/F$

TERCERA ETAPA

Es el período que empieza cuando se produce la ruptura.

Los gráficos de los resultados de laboratorio permite el cálculo de la inyectividad durante ese período.

Pero tiene limitaciones así como para el gráfico ($A = 2$) señala curvas punteadas que son interpoladas y válidas para

$$r_w = 0.25 \text{ pies}$$

$$\text{Área del arreglo} = 10 \text{ acres}$$

$$\left(\frac{r_w}{L}\right)_1 = 3.788 \times 10^{-4}$$

Pero si $\left(\frac{r_w}{L}\right)_2 >$ al valor $\left(\frac{r_w}{L}\right)_1$, estas se calculan en base

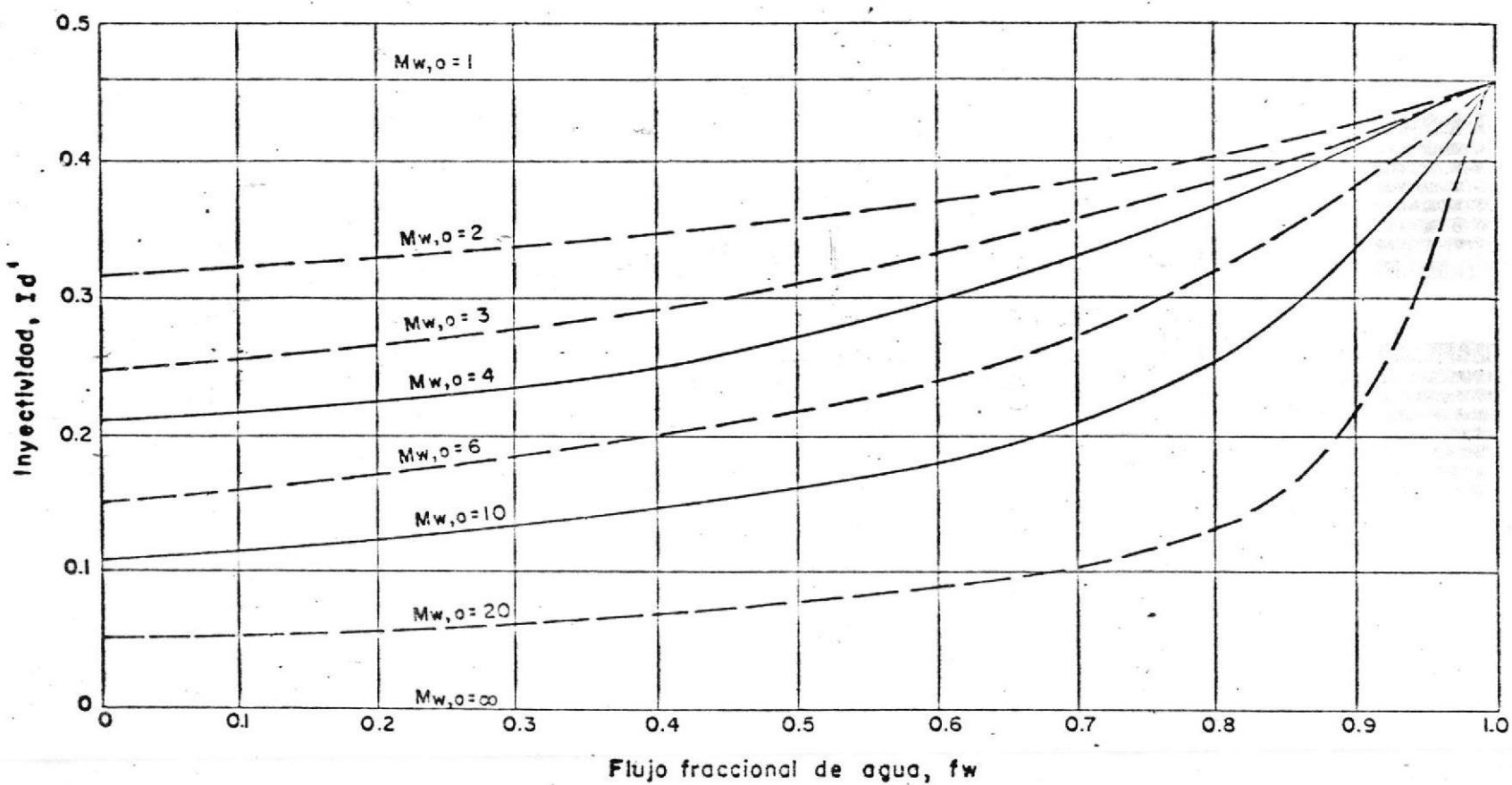


Figura A-2: Inyectividad en función del flujo fraccional de agua y de la razón de movilidad.

$$l) I_d = \frac{1}{\frac{1}{I_d'} + 1/2 \pi \left[1 + Mw_o - fw (Mw_o - 1) \right] \ln \left(\frac{0.0003788}{rw/L} \right)}$$

donde I_d' se lo halla en el gráfico A-2

Prats ha preparado 2 gráficos más, A-3, A-4 para obtener I_d' de los resultados experimentales en el uso de modelos.

La idea de Prats es buscar la relación de I_d con respecto a W_{ip} .

Para ello el flujo fraccional de petróleo es la fracción del petróleo con respecto a la tasa total.

$$ll) f_o = \frac{q_o}{q_t}$$

Las tasas de petróleo q_o y la tasa de flujo total se puede expresar en forma diferencial, quedando:

$$m) q_o = d (N_p \beta_o) / dt$$

$$n) q_t = d (W_i B_w) / dt$$

$$\tilde{n}) f_o = \frac{d (N_p \beta_o) / dt}{d (W_i B_w) / dt}$$

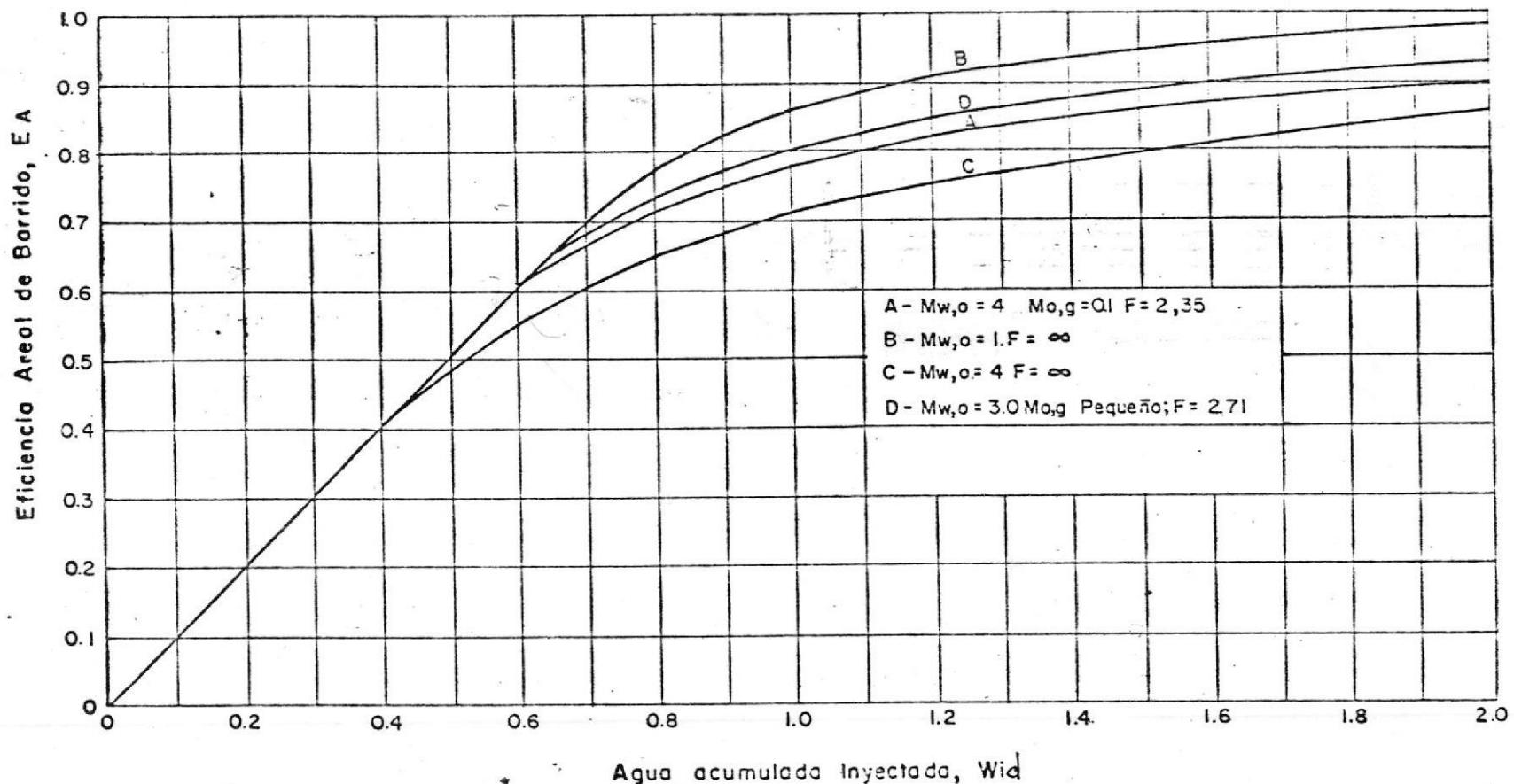


Figura A-4.- Eficiencia areal de barrido en función de agua acumulada inyectada, para diferentes razones de movilidad y factores de desplazamiento.

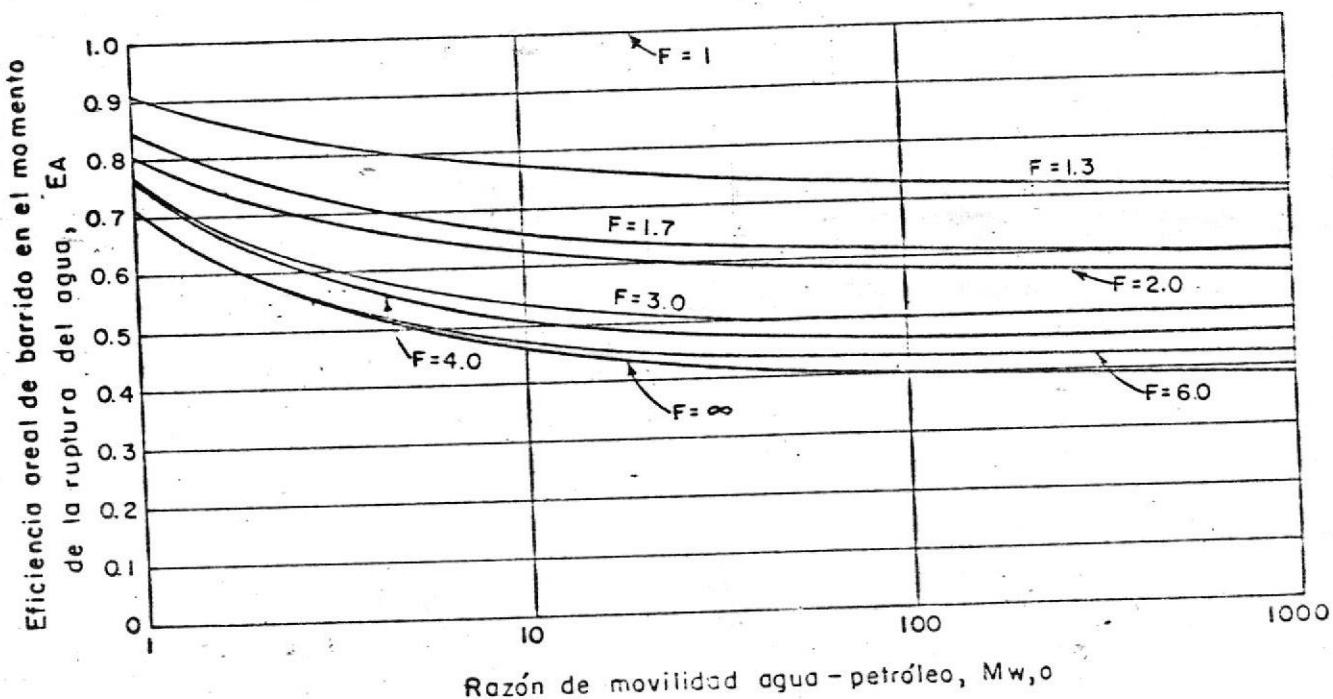


Figura A-3.- Eficiencia Areal de Barrido en el momento de la ruptura en función de la Razón de movilidad agua-petróleo, para Diferentes valores del Factor de Desplazamiento.

Pero:

$$N_p = L^2 h \phi (Sw_p - Sw_i) E_A / \beta_0$$

$$w_i = w_{iD} L^2 h \phi (Sw_p - Sw_i) / \beta w$$

$$f_0 = \frac{\frac{d}{dt} \frac{(L^2 h \phi (Sw_p - Sw_i) E_A)}{\beta_0}}{\frac{d}{dt} \left(\frac{w_{iD} L^2 h \phi (Sw_p - Sw_i)}{\beta w} \right)}$$

$$f_0 = \frac{d \left(\frac{E_A}{\beta_0} \right) \times \beta_0}{d \left(\frac{w_{iD}}{\beta w} \right) \times \beta w}$$

$$o) f_0 = \frac{d E_A}{d w_{iD}} = 1 - f_w$$

En el gráfico A-4 la relación presentada es Eficiencia Areal con respecto a w_{iD} lo que va a indicarnos que con la pendiente en diferentes puntos de la curva vamos a hallar el f_0 y f_w respectivamente.

En el gráfico A-2 es útil solo para valores de f_w positivo y así hallar I_d' .

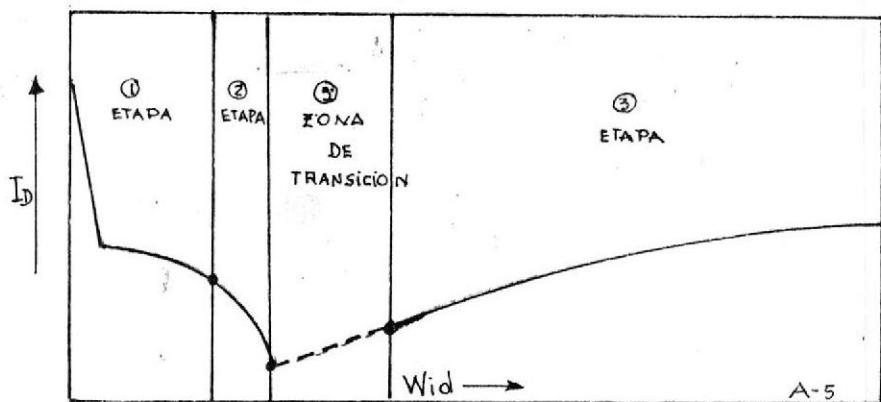
La curva de inyectividad queda indeterminada entre

el fin de la segunda etapa y el comienzo de la tercera durante este intervalo se puede dibujar una curva cuya pendiente no sea mayor de 45° y que una los extremos conocidos.

INYECTIVIDAD ADIMENSIONAL VS. AGUA

INYECTADA ADIMENSIONAL

Es el gráfico que describe el comportamiento de las 3 etapas.



- Relación de la Inyectividad y Agua acumulada adimensional con respecto a tiempo.

La inyección acumulada y la inyectividad se relaciona con el tiempo:

$$\int_0^{W_id} \frac{d W_id}{I_d} = \int_0^{W_i} \frac{\frac{d W_i}{L^2 h (S_{wp} - S_{wi})}}{\frac{q_w \mu_w}{K_w h \Delta P}} = \frac{K_w \Delta P}{\mu_w L^2 \phi (S_{wp} - S_{wi})} \int_0^{W_i} \frac{d W_i}{q_w}$$

$$\text{pero } q_w = \frac{dW_i}{dt}$$

$$\int_0^{W_{iD}} \frac{dW_{iD}}{I_d} = \int_0^{W_{iD}} \frac{dW_i}{L^2 h \phi (S_{wp} - S_{wi})} = \frac{\Delta P}{w L^2 \phi (S_{wp} - S_{wi})} \int_0^t dt$$

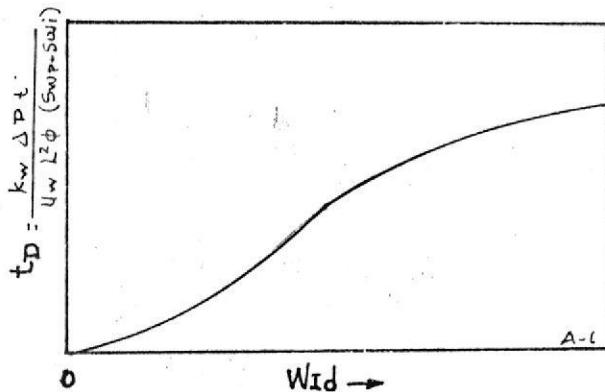
$$\int_0^{W_{iD}} \frac{dW_{iD}}{I_d} = \frac{w P t}{w L^2 \phi (S_{wp} - S_{wi})}$$

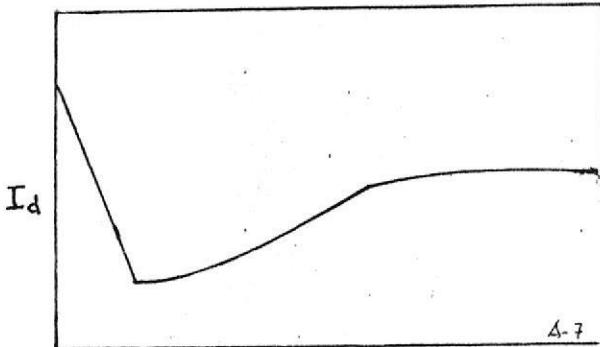
$$\frac{dW_{iD}}{I_d} = \text{cte} \times t$$

$$\int_0^{W_{iD}} \frac{dW_{iD}}{I_d} = t_D$$

Es posible hallar la variación ya de W_{iD} o I_d con tiempo real mediante la representación del recíproco de I_d vs. W_{iD} e integrando el área bajo esta curva.

Es decir las relaciones se presentan así:





$$t_D = \frac{K_w \Delta P t}{u_w L^2 \phi (S_w p - S_w i)}$$

Si un yacimiento está formado por diferentes capas provocándose en ellos la ruptura en diferentes momentos la aplicación del Método de Prats consiste en:

INJECTIVIDAD PARA ESTRATOS DE DIVERSAS CAPAS

Si designamos $I_{dj}(t)$, la inyectividad en la capa j a tiempo t resulta de la definición de Id , la tasa de inyección en la caja j a tiempo t .

$$q_{wj} = \frac{I_{dj}(t) K_{wj} h_j \Delta P}{\mu_w} \quad (\text{de la ecuación p})$$

y la tasa de inyección total en el sistema a tiempo t se da.

$$q_{wt} = \sum_{j=1}^{n_j} q_{wj} = \frac{\Delta P}{\mu_w} \sum_{j=1}^{n_j} I_{dj}(t) K_{wj} h_j \quad (q)$$

y reemplazando (q) en la definición de inyectividad para

n estratos, resulta.

$$Id_t = \frac{\sum_{j=1}^n qw_j}{\sum_{j=1}^n Kw_j h_j} = \frac{\sum_{j=1}^n Id_j(t) Kw_j h_j}{\sum_{j=1}^n Kw_j h_j} \quad (r)$$

o sea:

$$Id_t = \sum_{j=1}^n Id_j(t) \times \frac{Kw_j h_j}{\sum_{j=1}^n Kw_j h_j} \quad (s)$$

Relación de Inyectividad Adimensional total vs. Agua Inyectada acumulada Adimensional.

Definiendo:

$$Id_t = \frac{dWiDt}{dt_D} \quad (t)$$

Siendo t_D = tiempo adimensional

Usando la definición de $WiDt$ se tiene:

$$WiDt = \frac{\int_0^t qwt dt}{L^2 h_t \phi (Sw_p - Sw_i)} = \frac{\int_0^{t_D} Wi dt}{L^2 h_t \phi (Sw_p - Sw_i)} \quad (u)$$

y de la ecuación (t)

$$WiDt = \int_0^{t_D} Id_t \cdot dt_D \quad (v)$$

Reemplazando Id_t en la ecuación (v) e igualando con (u)

$$w_{iD} = \frac{\int_0^{t_p} \frac{q_{wt}}{\Delta P} \frac{\mu_w}{n} \sum_{j=1}^n K_{wj} h_j}{dt_D} = \frac{\int_0^t q_{wt} dt}{L^2 h_t \phi (Sw_p - Sw_i)} \quad (w)$$

luego:

$$t_D = \frac{K_{\text{prom}} \Delta P_t}{L^2 \phi (Sw_p - Sw_i) \mu_w} \quad (x)$$

$$w_{iD} = Idt dt_D$$

$$w_{iD} = Idt \times \frac{K_{\text{prom}} \times \Delta P}{L^2 \Delta Sw \mu_w} dt$$

$$w_{iD} = K_{\text{prom}} \int_0^{t_p} Idt \times dt' \quad (y)$$

$$t' = \frac{t \Delta P}{\phi L^2 (Sw_p - Sw_i) \mu_w} \quad (z)$$

IV.3. SUPOSICIONES

Entre las suposiciones propias de este método, se tienen:

1. Arreglo de cinco pozos (bastante limitado a este arreglo).

2. Flujo continuo o estacionario (lo que se inyecta = lo que produce).
3. El lleno se produce a través de todo el yacimiento.
4. La inyección de agua trae como consecuencia la formación de zonas de banco de agua, petróleo y, zona de gas, donde sólo fluye agua en la zona de agua, petróleo en la zona de petróleo y gas delante del banco de petróleo.
5. El banco de petróleo permanece radial hasta que los frentes de los bancos de petróleo de pozos vecinos se ponen en contacto; mientras que el banco de agua deja de ser radial cuando se produce bien la interferencia entre los bancos de agua de pozos vecinos o la ruptura del petróleo, cualquiera de ellas que ocurra primero.
6. La diferencia de presión entre los pozos de inyección y producción permanece constante y es igual para todas las capas.
7. Las saturaciones de fluidos al principio de la invasión son las mismas para todas las capas.
8. La eficiencia del barrido en cualquier momento se puede predecir a partir de procedimientos experimentales, la eficiencia areal varía antes y después de

la ruptura, consideran el efecto de la presencia de una saturación de gas inicial en la EA.

IV.4. PROCEDIMIENTO

- Se construye un gráfico similar A-5, A-6, A-7 basándose en las ecuaciones para las diversas etapas discutidas previamente.
- A partir del gráfico de I_d vs t_D , se calcula la inyectividad para cada capa multiplicando los valores I_d por $K_{wj} h_j / \sum_{j=1}^n K_{wj} h_j$ y los t_D por $\phi_j (S_{wp} - S_{wi}) / K_{wj}$. ($\mu_w \Delta P$ y L^2 se consideran constantes para todas las capas). Así se pueden representar los valores de inyectividad para cada capa en un gráfico de:

$$I_d \frac{K_{wj} h_j}{\sum_{j=1}^n K_{wj} h_j} \text{ vs. } \frac{\Delta P}{\mu_w L^2} t$$

- La inyectividad total se obtiene sumando las ordenadas para un mismo valor de la abcisa, en el gráfico obtenido en (b).
- La relación I_{dt} con $Widt$ se obtiene de la ecuación (v).
- Analizando la etapa de producción de cada capa se puede calcular las fracciones de agua, petróleo y gas producidos, o sea es posible calcular f_o , f_w y f_g .

La relación entre tasas de inyección de una determinada capa con la tasa de inyección total se puede calcular, a partir de las inyectividades parciales y totales, por:

$$\frac{q_{wij}}{q_{wt}} = \frac{I_{dj}}{I_{dt}} \cdot \frac{\sum_{j=1}^n K_{wj} h_j}{\sum_{j=1}^n K_{wj} h_j}$$

Como se ha considerado flujo continuo, las tasas de producción serán iguales a las de inyección, así se puede escribir:

$$\frac{q_{wij}}{q_{wt}} = \frac{q_j}{q_t}$$

Siendo q_j y q_t , las tasas de producción en una capa cualesquiera j y total.

Del gráfico obtenido en (b) y recordando la forma como cambia la producción de una capa homogénea a medida que progresá la inyección, se puede conocer los fluidos producidos por una capa determinada.

Durante la tercera etapa, las capas producen agua y petróleo. El flujo fraccional de agua se obtiene multiplicando la escala de tiempo para una capa dada por:

$\frac{K_{w_j}}{\phi_j (S_{w_p} - S_{w_i})}$ de esta forma se obtienen $K_{w_j} \propto \Delta P / \phi$
 $(S_{w_p} - S_{w_i}) \propto L^2$ luego de la figura se obtiene W_{Dj} ,
 con lo cual se puede calcular f_w .

f) Los valores de W_{Dj} , para diferentes valores de $\Delta P \propto \phi$
 $(S_{w_p} - S_{w_i}) \propto L^2$, pueden hallarse integrando el gráfico obtenido en (b) y multiplicando luego por K_{prom} .

g) La producción acumulada de petróleo se puede obtener a partir de los valores de W_{Dj} y f_w para cada período.

h) Los valores de q_o , q_w , w_p , w_i , RAP; se obtienen directamente.

CAPITULO V
APLICACION MATEMATICA DEL METODO DE
GRAIG - GEFFEN Y MORSE

V.1. DIAGRAMA DE FLUJO

INICIO

```
LEA    ESP, ESF, PØRØ, BØ, VO, VA
      SAI, SOI, SOR, INT, TOLE, INTSA
```

$$VP = 7758 * ESP * ESF * PØRØ$$

$$RVAO = \frac{VA}{VO}$$

$$DIV = 1$$

$$SA = 1 - SOR$$

$$SA = SA - INTSA * DIV$$

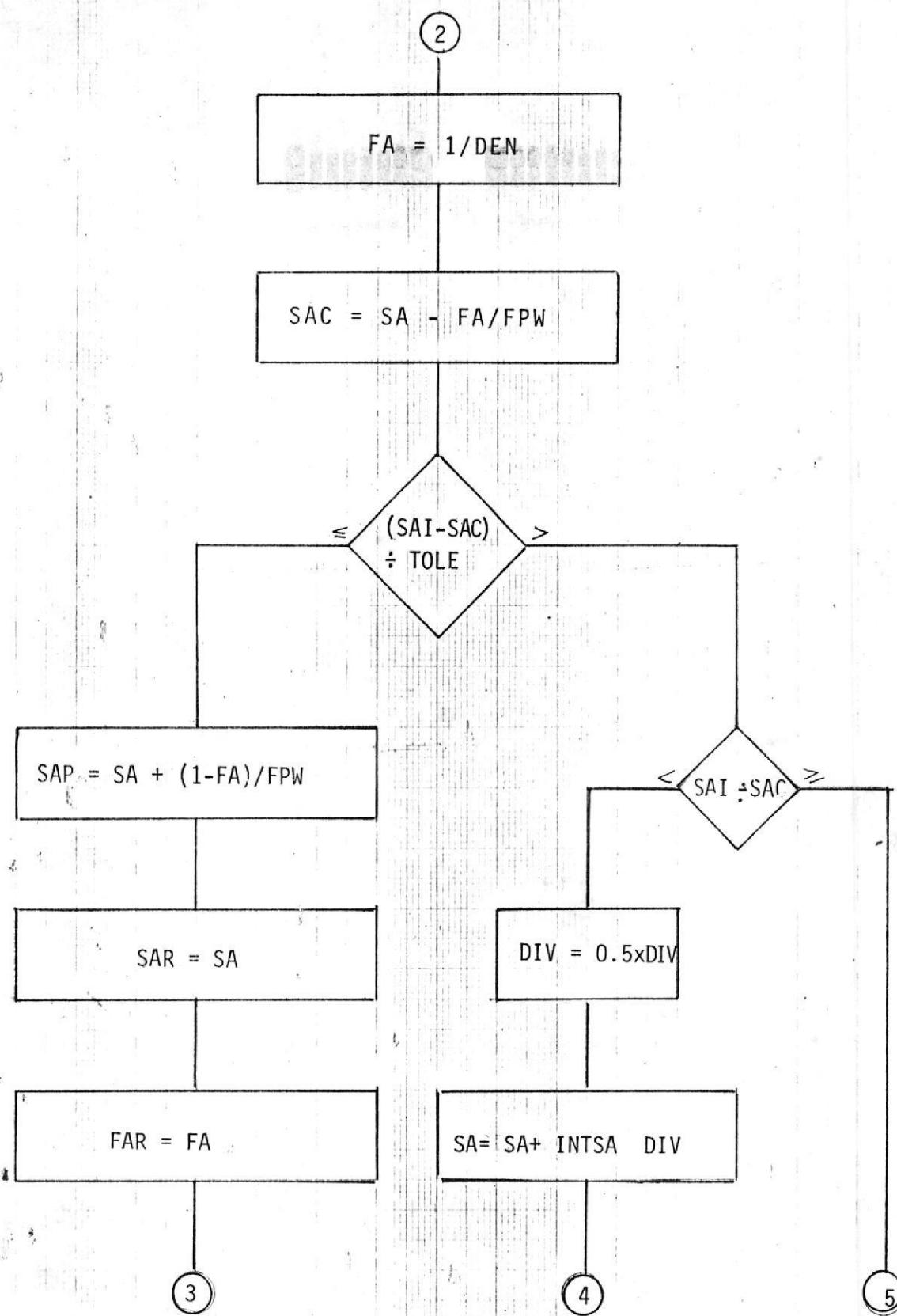
CALL

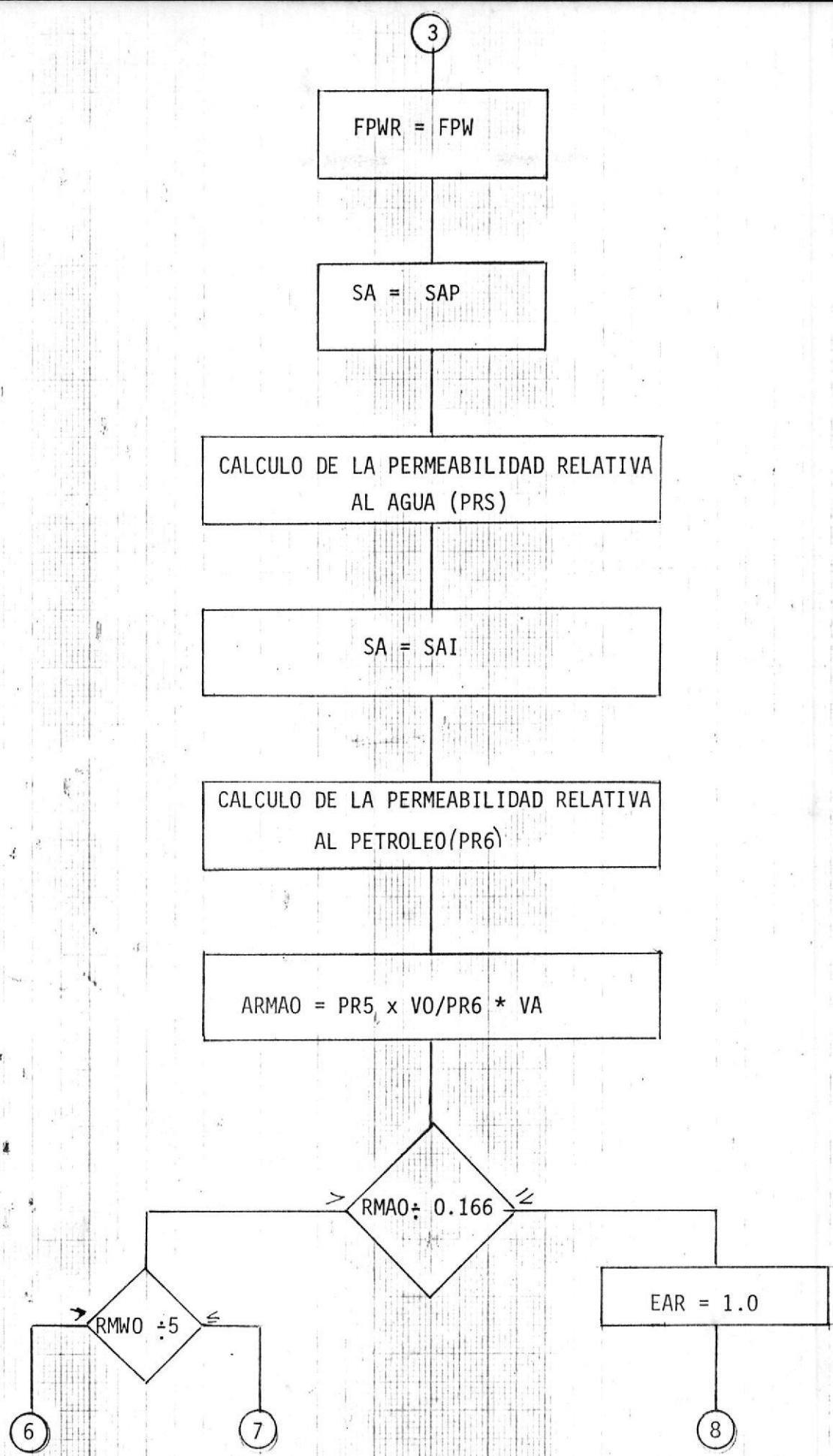
KR

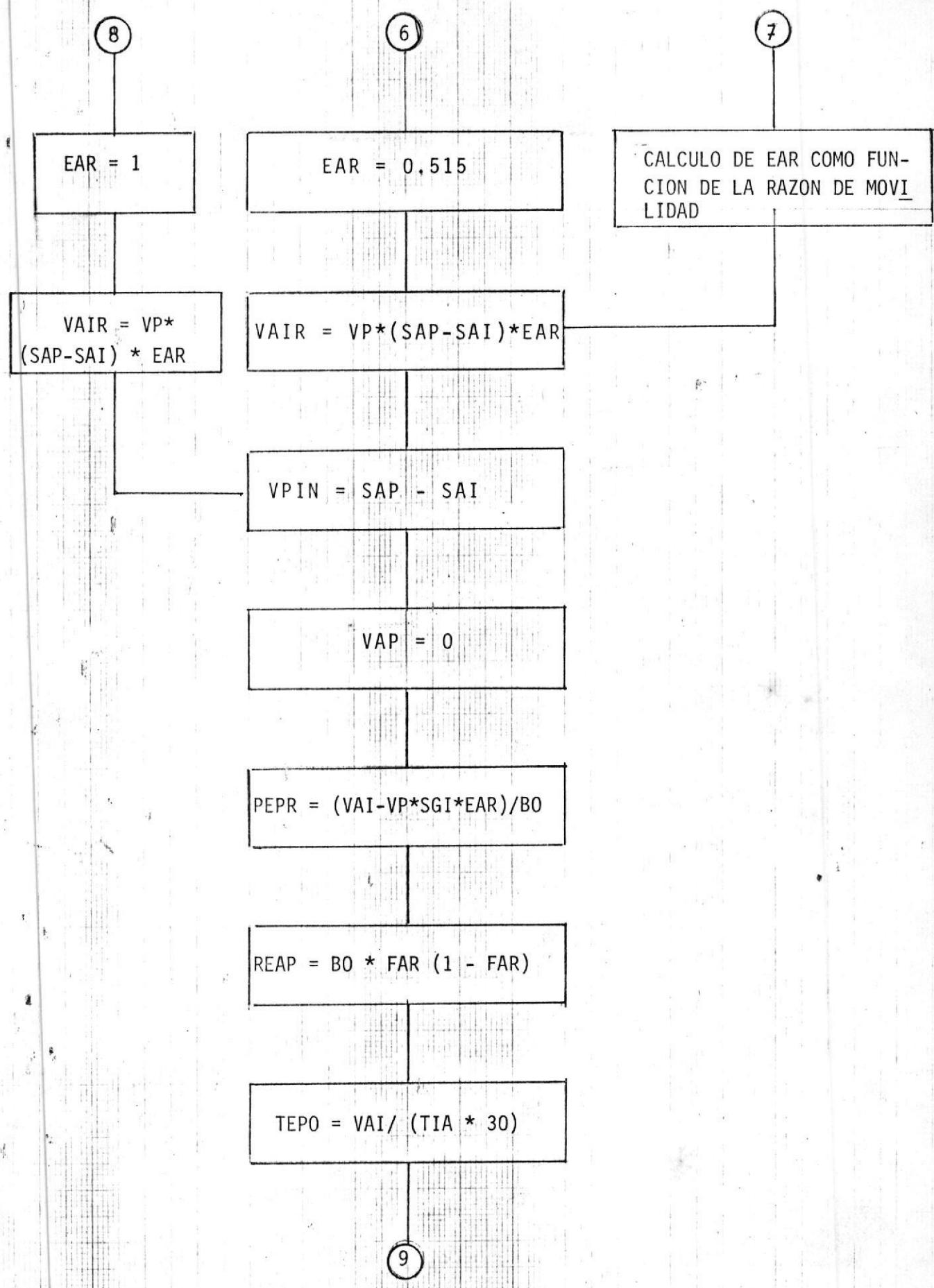
4

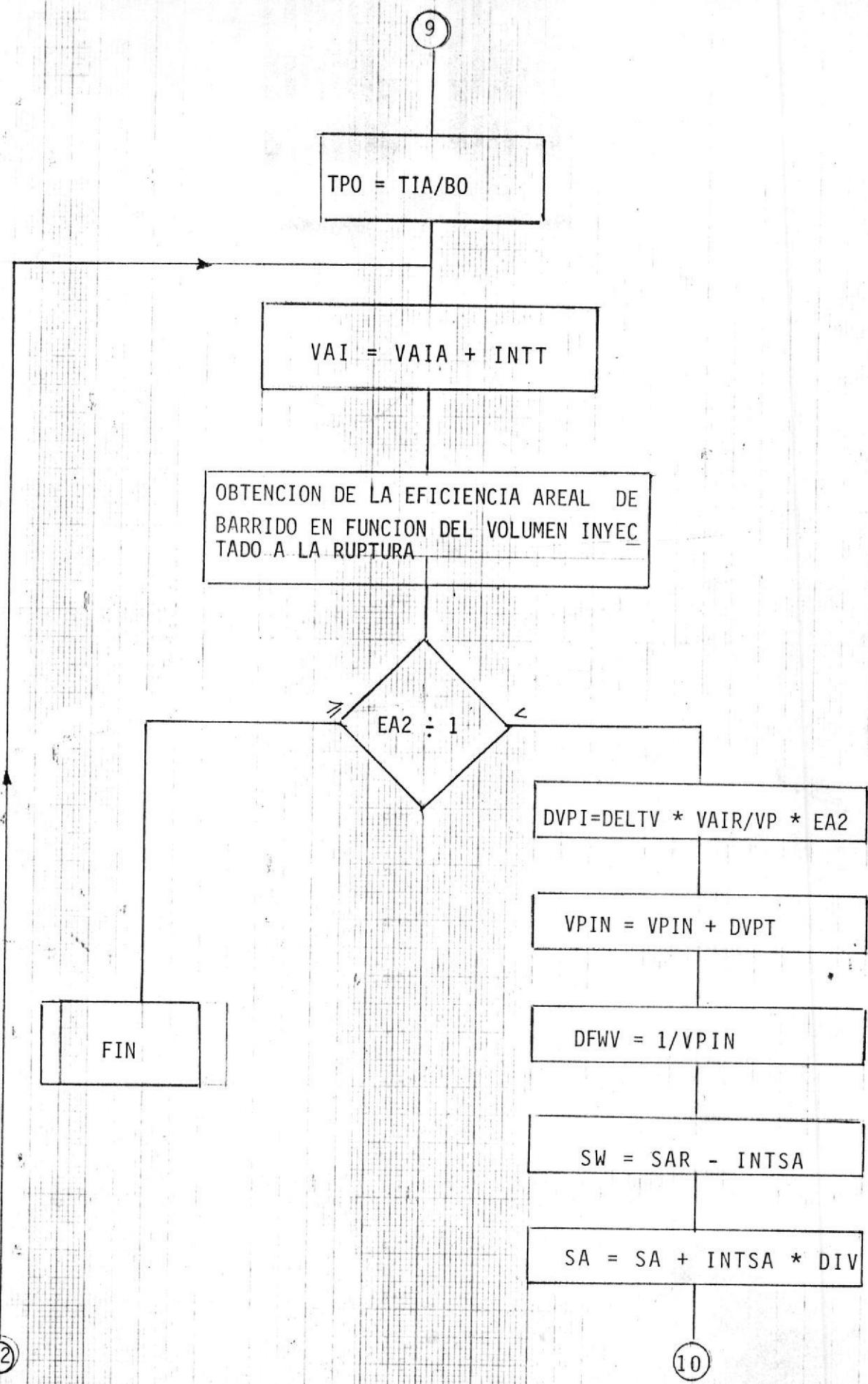
2

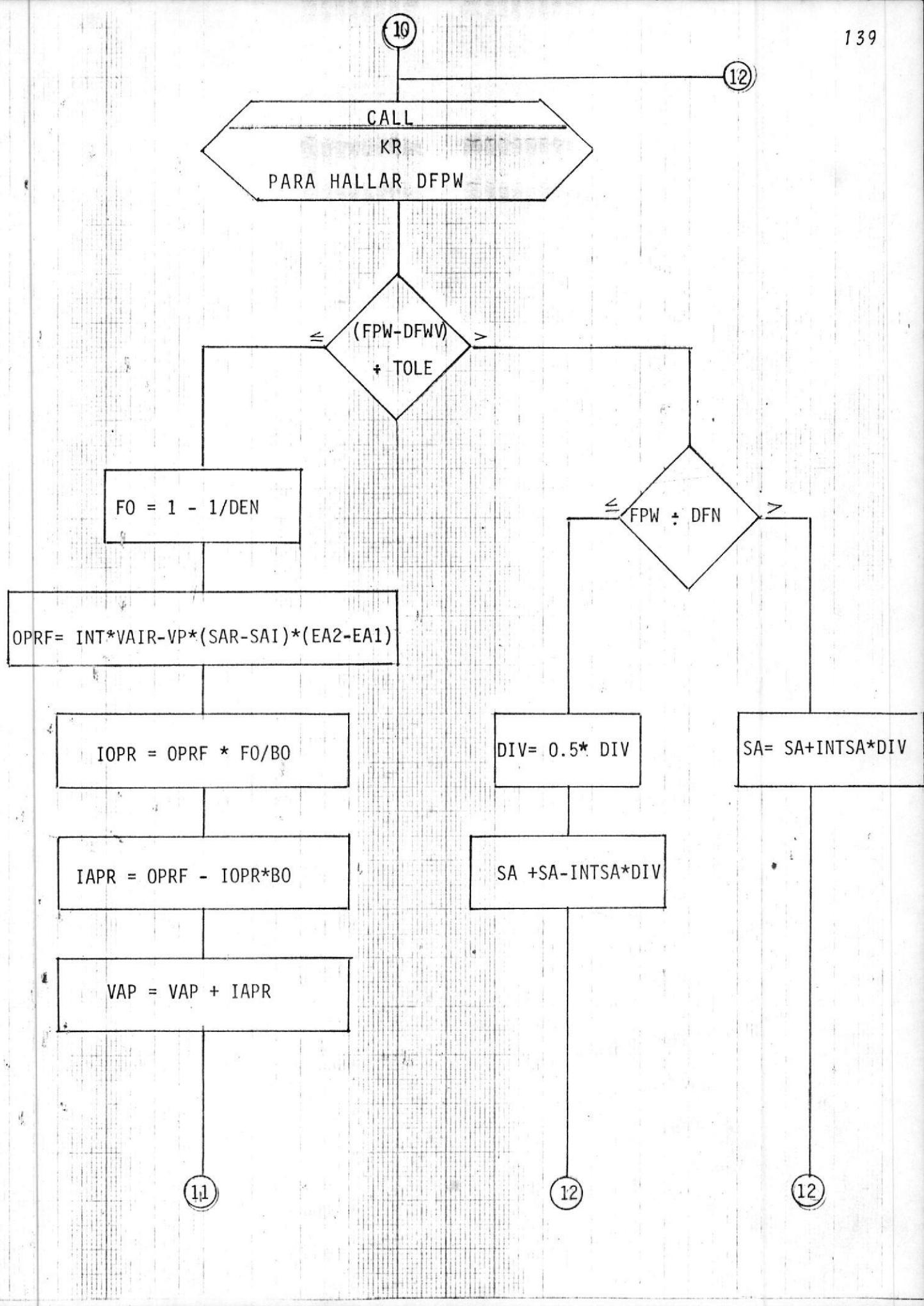
5











19

EMPIECE

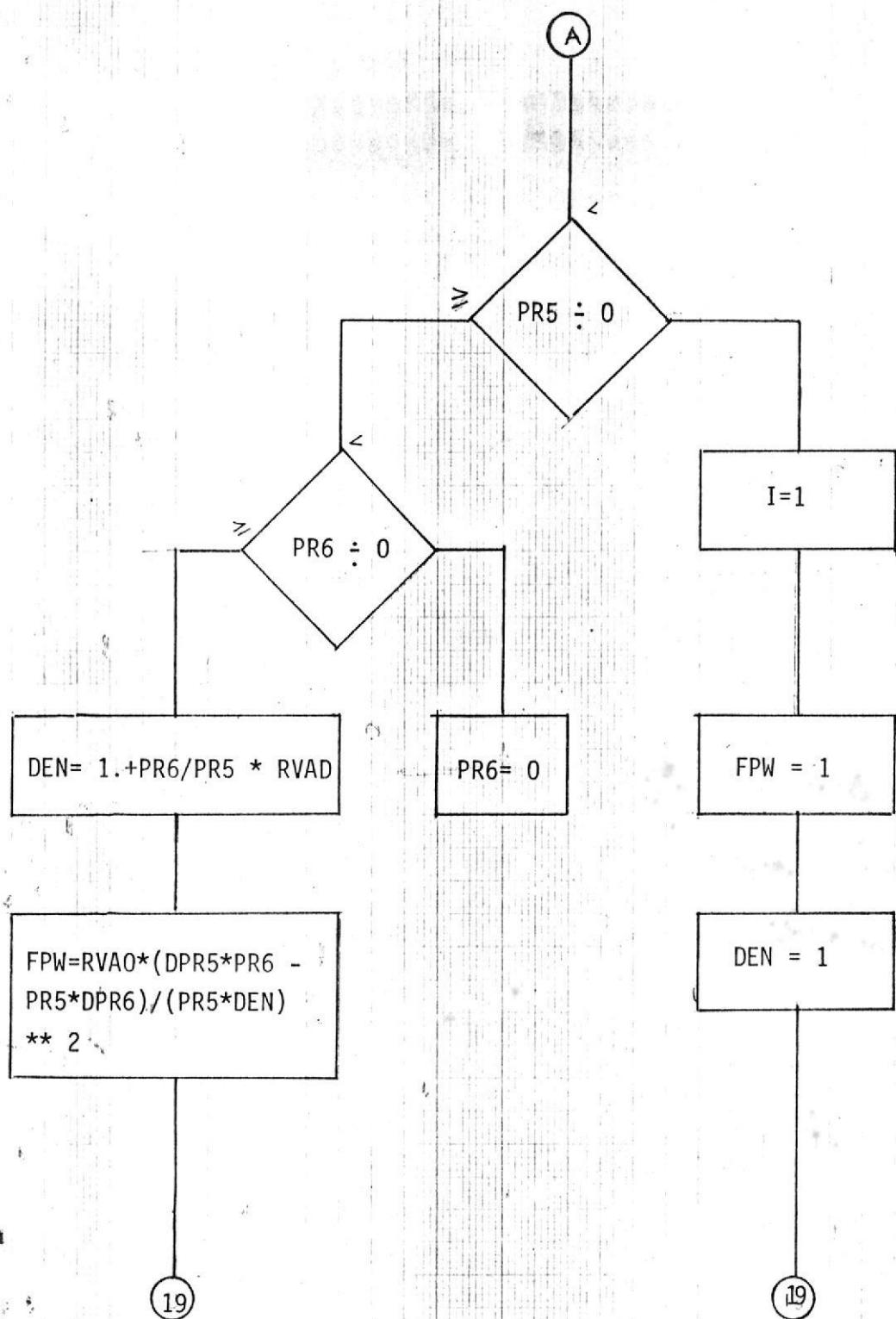
CALCULE LA PRW EN FUNCION DE SW (PR5)

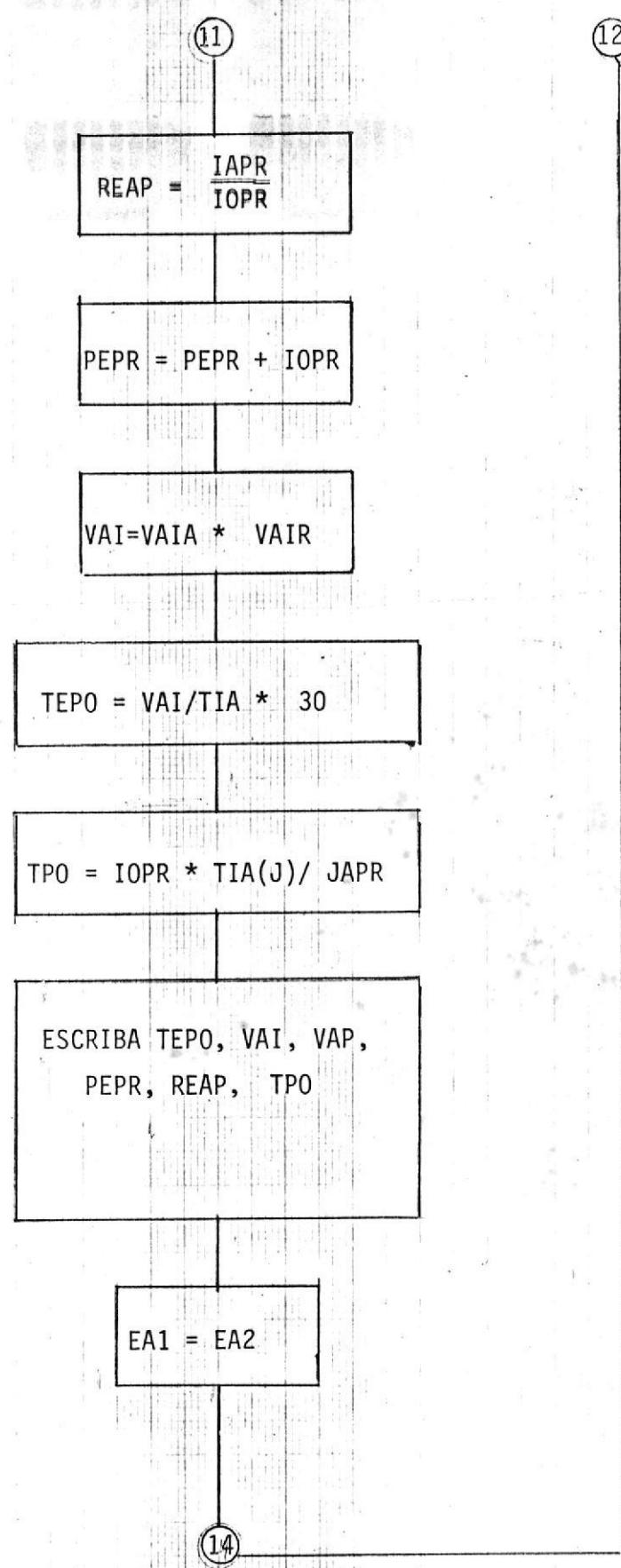
CALCULE LA PRO EN FUNCION DE SO(PR6)

CALCULE LA DERIVADA DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA (DPR5)

CALCULE LA DERIVADA DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO (DPR6)

A





V.2. LISTADO DEL PROGRAMA

PAGE 1

// JOB

LOG DRIVE	CART SPEC	CART AVAIL	PHY DRIVE
0000	0023	0003	0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

// FOR

*ONE WORD INTEGERS
*EXTENDED PRECISION
*ARITHMETIC TRACE
*LIST SOURCE PROGRAM
*TRANSFER TRACE

1 SUBROUTINE KR (SA,FPW,1)

COMMON CPPO(5),CPRA(5),PR5,PR6,DEN,PVAO

PR5=((CPRA(5)*SA+CPRA(4))*SA+CPRA(3))*SA+CPRA(2)*SA+CPRA(1)

PR5=((4.*CPRA(5)*SA+3.*CPRA(4))*SA+2.*CPRA(3))*SA+CPRA(2)

PR6=((CPPO(5)*SA+CPO(4))*SA+CPO(3))*SA+CPO(2)*SA+CPO(1)

PR6=((4.*CPPO(5)*SA+3.*CPO(4))*SA+2.*CPO(3))*SA+CPO(2)

IF(PR5)2,1,1

1 IF(PR6)3,5,5

2 PR5=0.0

GO TO 4

3 PR6=0.0

4 I=1

FPW=1.

DEN=1.

GO TO 19

5 DEN=1.+PR5/PR5*PVAO

FPW=PVAO*(PR5*PR6-PR5*PR6)/(PR5*DEN)**2

19 RETURN

END

FEATURES SUPPORTED

TRANSFER TRACE

ARITHMETIC TRACE

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

CORE REQUIREMENTS FOR KR

COMMON	42 VARIABLES	18 PROGRAM	250
--------	--------------	------------	-----

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 0023 (HEX)

END OF COMPIILATION

// DUP

*DELETE KR
CART ID 0003 DR ADDR 5F35 DB CNT 0014

*STORE WS IA KR
CART ID 0003 DR ADDR 5F35 DB CNT 0014

// FOR

*ONE WORD INTEGERS

* IOCS(CARD,1132 PRINTER)

*ARITHMETIC TRACE

```

*TRANSFER TRACE
*LIST SOURCE PROGRAM
*EXTENDED PRECISION
C     METODO DE CRAIG GEEFEN Y MORSE PARA EL PRONOSTICO DEL
C     COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DEL NORORIENTE ECUATORIANO
C     SOMETIDO A INYECCION DE AGUA
      REAL INTSA,INTT,IPPR,IAPR
      DIMENSION TIA(10)
      COMMON CPRO(5),CPRA(5),PR5,PR6,DEN,RVAO
      WRITE (3,217)
217 FORMAT('1',//,41X,'ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LIT
10RAL',//,33X,'DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA'13X,'CENTRO DE COMPUTACION
21,/,27X,'MINAS Y PETROLEOS',//,23X,'DIGITAL',//,46X,'COMPORTAMIENTO
3DE YACIMIENTOS',//,47X,'SOMETIDOS A INYECCION DE AGUA',//,47X,'EN AR
4REGLO DE CINCO POZOS',//,53X,'CAMPO FINDI',//,47X,'YACIMIENTO NOR-O
5RIENTE ECUATORIANO')
      READ (2,3) (CPRO(I),I=1,5),(CPRA(I),I=1,5)
3  FORMAT(5F16.8)
      READ (2,4) ESP,VO,VA,SGI,SAI,ESF,PORO,BO
4  FORMAT(3F10.1)
      READ(2,17) SOR,INTSA,TOLE,VAIA1,INTT
17 FORMAT(5F10.1)
      READ(2,19)N,(TIA(J),J=1,N)
19 FORMAT(12/5F10.0)
      READ (2,6) A,B,C,D,E
6  FORMAT(5F16.4)
      READ(2,15)F,G,H
15 FORMAT(3F16.4)
      WRITE (3,133) ESP,ESF,PORO,BO,VO,VA,SAI
      WRITE(3,144)SGI,SOR,INTT,TOLE,INTSA
      DO 555 J=1,N
      VAIA=VAIA1
      VP=7758.*ESP*ESF*PORO
      RVAO= VA/VO
      DIV=1.
      SA=1.-SOR
40  SA=SA-INTSA*DIV
80  CALL KR (SA,FPW,INDIC)
      FA=1./DEN
      SAC=SA-FA/FPW
      IF(ABS(SAC-SAT)>TOLE)100,100,20
20  IF(SAT-SAC)70,40,40
70  DIV=0.5*DIV
      SA=SA+INTSA*DIV
      GO TO 80
100 SAP=SA+(1.-FA)/FPW
      SAR=SA
      FAR=FA
      FPWR=FPW
      SA = SAP
      PR5=((CPRA(5)*SA+CPRA(4))*SA+CPRA(3))*SA+CPRA(2))*SA+CPRA(1)
      SA=SAT
      PR6=((CPRO(5)*SA+CPO(4))*SA+CPO(3))*SA+CPO(2))*SA+CPO(1)
      RMAO=PR5*VO/PR6*VA
      IF(RMAO-0.1666)108,108,109
108 FAR=1.0
      GO TO 201
109 IF(RMAO-5.)200,200,202

```

```

202 FAR=0.515
    GO TO 201
200 FAR=(((((A*RMA0+B)*RMA0+C)*RMA0+D)*RMA0+E)*RMA0+F)*RMA0+G)*RMA0
1+H)
201 VAI=VP*(SAP-SAI)*FAR
    VPIN=SAP-SAI
    VAI=VAIA*VAIR
    VAP=0.0
    PEPR=(VAI-VP*SG1*FAR)/BO
    REAP=BO*FAR/(1.-FAR)
    TEPO=VAI/(TIA(J)*30.)
    TPO=TIA(J)/BO
    WRITE(3,400) TIA(J),TEPO,VAI,VAP,PEPR,REAP,TPO
    EA1=FAR
700 VAI=VAIA+INTT
    EA2=FAR+0.647*0.432944819* ALOG(VAI)
    IF(EA2-1.01900,555,555
900 DVPI=INTT*VAIR/(VP*EA2)
    VPIN=VPIN+DVPI
    DEWM=1./VPIN
    DTV=1.
    SA=SAR-INTSA
500 SA=SA+INTSA*DTV
603 CALL KR(SA,FPW,INDIC)
    IF(ABS(FPW-DEWM)-TOLF)120,120,300
300 IF(FPW-DEWM)140,140,500
140 DTM=0.5*DTV
    SA=SA-INTSA*DTM
    GO TO 603
120 EO=1.-1./DEN
    OPRF=INTT*VAIR-VP*(SAR-SAI)*(EA2-EA1)
    IOPR=OPRF*EO/BO
    IAPR=OPRF-IOPR*BO
    VAP = VAP + IAPR
    REAP=IAPR/IOPR
    PEPR=PEPR + IOPR
    VAI=VAIA*VAIR
    TEPO=VAI/(30.0*TIA(J))
    TPO=IOPR*TIA(J)/IAPR
    WRITE(3,230) TEPO,VAI,VAP,PEPR,REAP,TPO
    EA1=EA2
    GO TO 700
400 FORMAT(1H1,22X,'RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA='F1
  *10.2'(BRLS)'/1H0,4X,'TIEMPO'11X'AGUA'12X'AGUA'11X'PETROLEO'13X'RAGO
  2N'10X'TASA DE'1H,87X'PRODUCCION'1H,18X'INYECCION'8X'PRODUCIDA'8X
  3'PRODUCIDO'8X'AGUA PETROLEO'4X'DE PETROLFO'7X,'MESES'11X'(BBLs)'
  411X'(BRLS)130X'(BPD)'/1H0,3X,F7.2,5X,E15.8,2X,E15.8,2X,E15.8,7X,F8
  5.1,9X,F8.1)
230 FORMAT(1H ,3X,F7.2,5X,F15.8,2X,E15.8,2X,F15.8,7X,F8.1,9X,F8.1)
133 FORMAT(1H1,34X'METODO DE CRAIG-GEFFEN Y MORSE'/1H0,43X'D A T O S '
  1/1H0,20X'ESPACIAMIENTO='F6.1'ACRES'/1H0,20X'ESPESOR DE LA FORMACION
  2N='F7.2'PIFS'/1H0,20X'POROSIDAD DE LA FORMACION='F7.3/1H0,20X'FACT
  30R VOLUMETRICO DEL PETROLEO='F7.4/1H0,20X'VISCOSIDAD DEL PETROLEO=
  4'F6.3'CP'/1H0,20X'VISCOSIDAD DEL AGUA='F6.1'CP'/1H0,20X'SATURACION
  5INICIAL DE AGUA='F7.4)
144 FORMAT(1H0,20X'SATURACION DE GAS INICIAL='F7.4/1H0,20X'SATURACION
  2DE PETROLEO RESIDUAL='F7.4/1H0,20X'INCREMENTO EN EL NUMERO DE VOLU
  3MENES DE POROS INYECTADOS EN EL MOMENTO DE LA RUPTURA='F7.4/1H0,20

```

4X! TOLERANCIA EN LAS APROXIMACIONES='E11.8//1H0,20X' INTERVALO DE SA
STURACION UTILIZADA AL COMIENZO DE LOS CALCULOS='E7.4')

555 CONTINUE

CALL EXIT

END

FEATURES SUPPORTED

TRANSFER TRACE

ARITHMETIC TRACE

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR

COMMON 42 VARIABLES 196 PROGRAM 1482

END OF COMPIILATION

// XEQ

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
MINAS Y PETROLEOS

CENTRO DE COMPUTACION
DIGITAL

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

CAMPO FINDI
YACIMIENTO NOR-ORIENTE ECUATORIANO

METODO DE CRAIG-GEFFEN Y MORSE

DATOS

ESPACIAMIENTO= 121.0ACRES

ESPESOR DE LA FORMACION= 30.00PIFS

DENSIDAD DE LA FORMACION= 0.162

FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO= 1.1290

VISCOSEDAD DEL PETROLEO= 0.888CP

VISCOSEDAD DEL AGUA= 1.0CP

SATURACION INICIAL DE AGUA= 0.1200

SATURACION DE GAS INICIAL= 0.2120

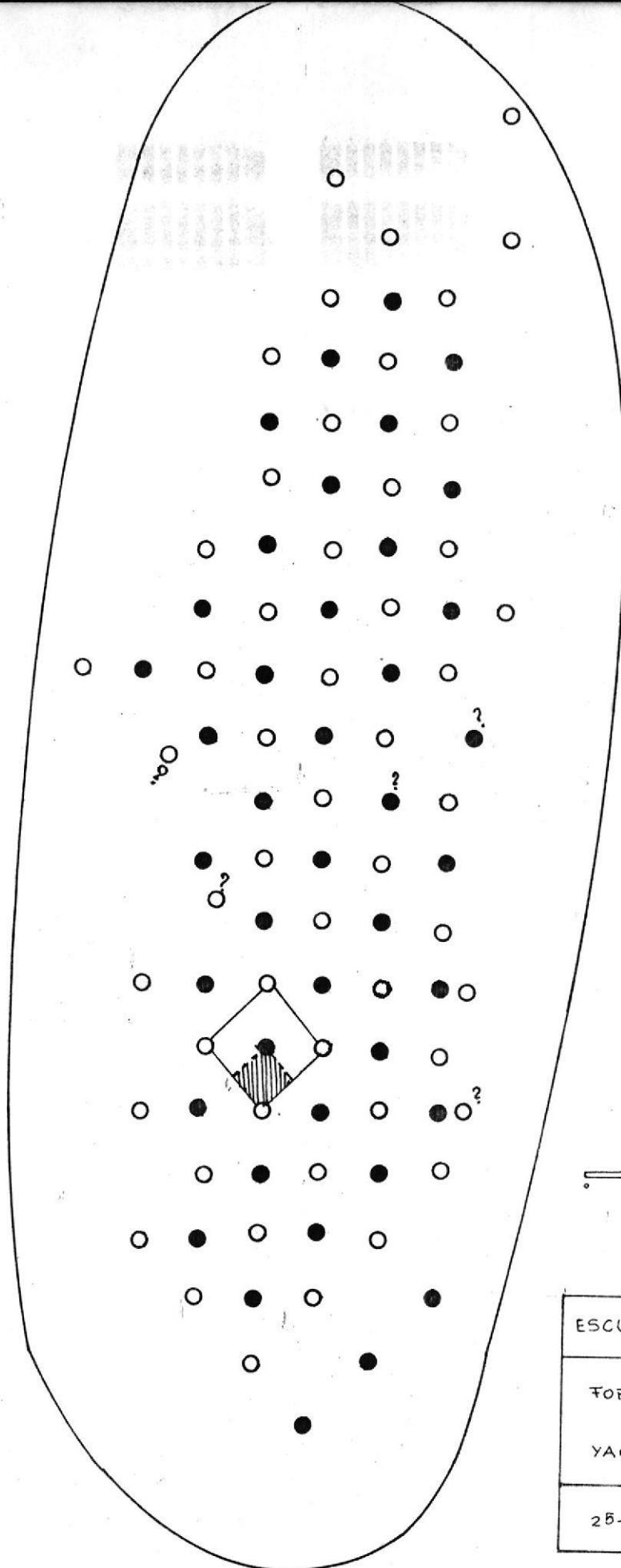
SATURACION DE PETROLEO RESIDUAL= 0.2360

INCREMENTO EN EL NUMERO DE VOLUMENES DE POROS INYECTADOS EN EL MOMENTO DE LA RUPTURA= 0.1000

TOLERANCIA EN LAS APROXIMACIONES= 0.02500000

INTERVALO DE SATURACION UTILIZADA AL COMIENZO DE LOS CALCULOS= 0.0500

0.01 ✓



ESCUELA S. POLITECNICA
FORMACION A
YACIMIENTO TINDI
25- septiembre - 1915

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 4000.00(BBLS)

TIEMPO MESES	AGUA INYECTADA (BBLS)	AGUA PRODUCIDA (BBLS)	PETROLEO PRODUCIDO	RAZON	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO
12.88✓	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	3542.9
14.17✓	0.17010155E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	550.3
15.46✓	0.18556544E 07✓	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	506.6
16.75	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	466.9
18.04	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	431.0
19.32	0.23105680E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	408.9
20.61	0.24742058E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	388.4
21.90	0.26288437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	378.7
23.19	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	360.2
24.48	0.29381194E 07	0.96757939E 06	0.81372768E 06	11.3	351.5
25.77	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	335.1
27.06	0.32473952E 07	0.12063852E 07	0.83350295E 06	12.2	327.3
28.35	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	319.9
29.63	0.35566709E 07	0.14501387E 07	0.85277981E 06	12.7	312.7

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 5000.00 (BBLS)

TIEMPO MESES	AGUA	AGUA	PETROLEO	RAZON	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO
	INYECTADA (BBLS)	PRODUCIDA (BBLS)	PRODUCIDO	AGUA PETROLEO (BPD)	
10.30	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	4428.6
11.34	0.17010165E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	687.8
12.37	0.18556544E 07	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	633.3
13.40	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	583.7
14.43	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	538.7
15.46	0.23195680E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	511.2
16.49	0.24742059E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	485.5
17.52	0.26288437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	473.3
18.55	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	450.3
19.58	0.29381194E 07	0.96757939E 06	0.81372758E 06	11.3	439.4
20.61	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	418.9
21.64	0.32473952E 07	0.12062862E 07	0.83350296E 06	12.2	409.2
22.68	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	399.9
23.71	0.35566709E 07	0.14501387E 07	0.85277981E 06	12.7	390.9

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 6000.00 (BBLS)

TIEMPO MES/ES	AGUA INYECTADA (BBLS)	AGUA PRODUCIDA (BBLS)	PETROLEO PRODUCIDO (BBLS)	RAZON AGUA PETROLEO (BPD)	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO
8.59	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	5314.4
9.45	0.17010165E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	825.4
10.30	0.18556544E 07	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	760.0
11.16	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	700.4
12.02	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	646.5
12.88	0.23195580E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	613.4
13.74	0.24742058E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	582.6
14.60	0.26288437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	568.0
15.46	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	540.4
16.32	0.293811194E 07	0.96757939E 06	0.81372768E 06	11.3	527.3
17.18	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	502.7
18.04	0.32473952E 07	0.12063862E 07	0.83350296E 06	12.2	491.0
18.90	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	479.8
19.75	0.35566709E 07	0.14501387E 07	0.85277981E 06	12.7	469.1

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 7000.00 (BBLS)

TIEMPO MESES	AGUA	AGUA	PETROLEO	RAZON	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO
	INYECTADA (BBLS)	PRODUCIDA (BBLS)	PRODUCIDO	AGUA PETROLEO (BPD)	
7.36	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	6200.1
8.10	0.17010165E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	963.0
8.83	0.18556544E 07	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	886.6
9.57	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	817.2
10.30	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	754.2
11.04	0.23195680E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	715.7
11.78	0.24742058E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	679.7
12.51	0.26288437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	662.7
13.25	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	630.5
13.99	0.29381194E 07	0.96757939E 06	0.81372768E 06	11.3	615.2
14.72	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	586.4
15.46	0.32473952E 07	0.12063862E 07	0.83350296E 06	12.2	572.9
16.20	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	559.8
16.93	0.35566709E 07	0.14501337E 07	0.85277981E 06	12.7	547.3

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 8000.00 (BBLS)

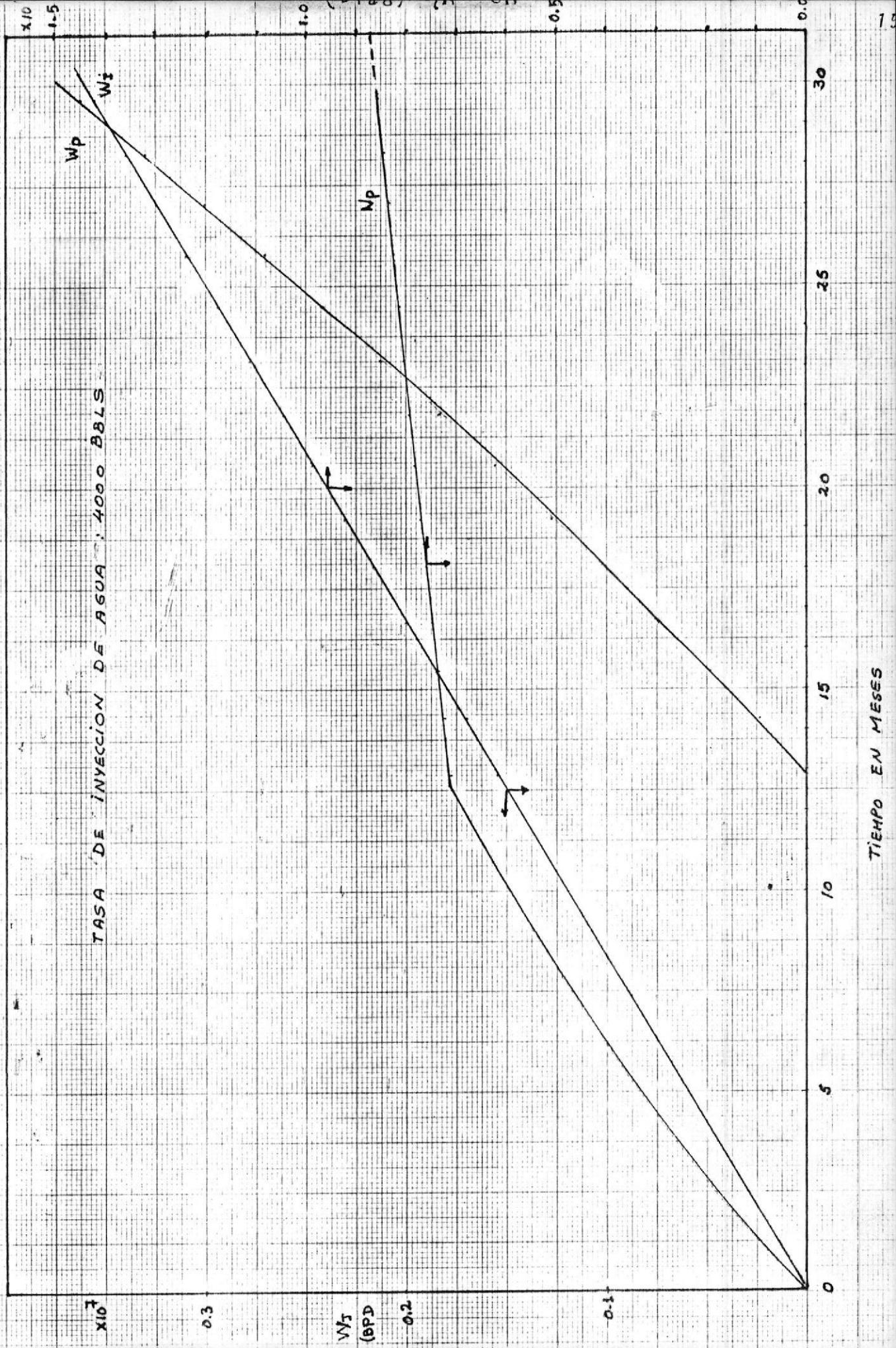
TIEMPO MESES	AGUA INYECTADA (BBLS)	AGUA PRODUCIDA (BBLS)	PETROLEO PRODUCIDO	RAZON	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO
6.44	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	7085.9
7.08	0.17010165E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	1100.6
7.73	0.18556544E 07	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	1013.3
8.37	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	933.9
9.02	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	862.0
9.66	0.23195680E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	817.9
10.30	0.24742058E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	776.8
10.95	0.26289437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	757.4
11.59	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	720.5
12.24	0.29381194E 07	0.96757939E 06	0.81372768E 06	11.3	703.1
12.88	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	670.2
13.53	0.32473952E 07	0.12063862E 07	0.83350296E 06	12.2	654.7
14.17	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	639.8
14.81	0.35566709E 07	0.14501387E 07	0.85277981E 06	12.7	625.5

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 9000.00 (BBLS)

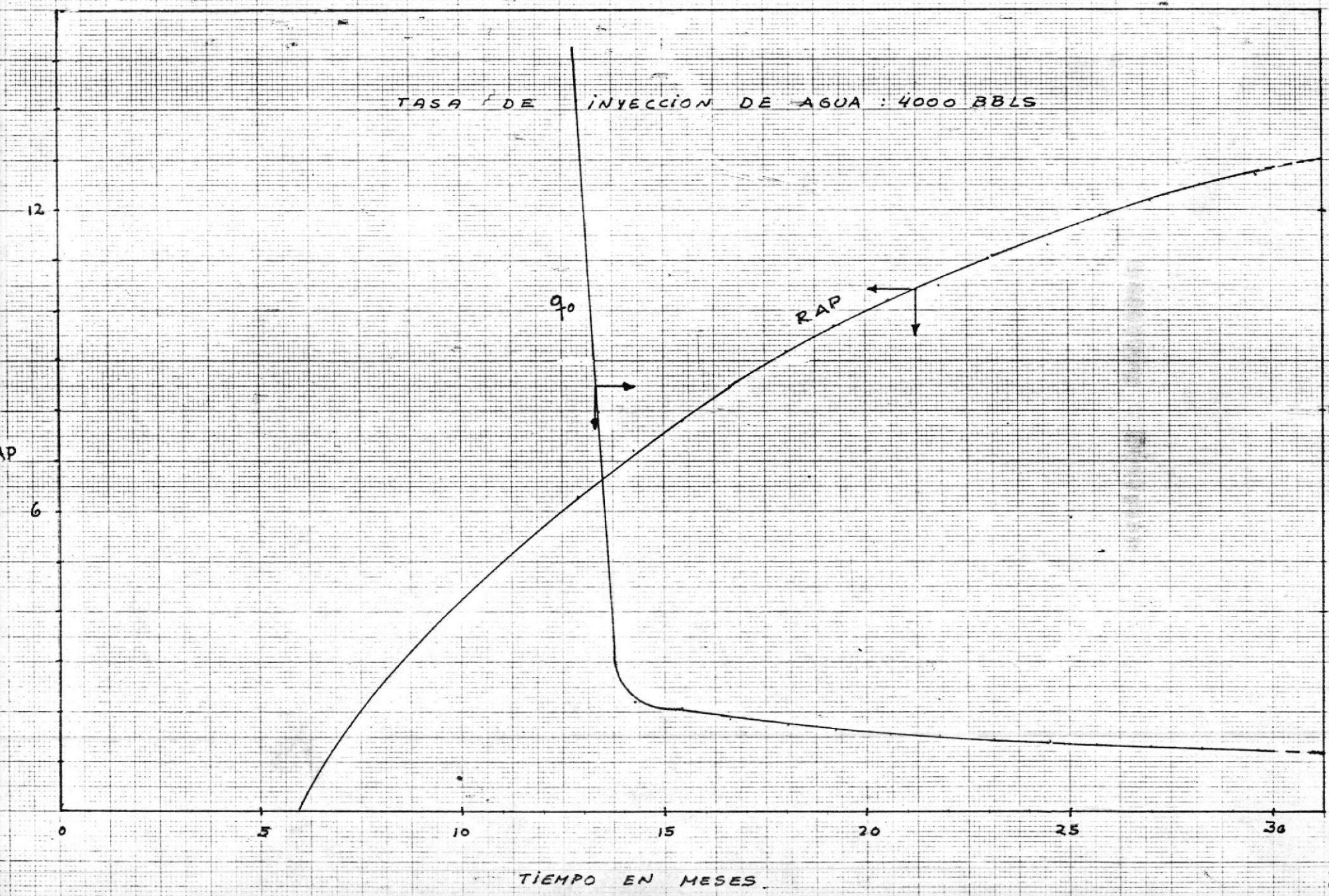
TIEMPO MESES	AGUA	AGUA	PETROLEO	RAZON	TASA DE PRODUCCION
	INYECTADA (BBLS)	PRODUCIDA (BBLS)	PRODUCIDO	AGUA PETROLEO (BPD)	DE PETROLEO
5.72	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	7971.6
6.30	0.17010165E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	1238.1
6.87	0.18556544E 07	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	1140.0
7.44	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	1050.7
8.01	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	969.7
8.59	0.23195680E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	920.2
9.16	0.24742058E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	874.0
9.73	0.26298437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	852.1
10.30	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	810.6
10.88	0.29391194E 07	0.96757939E 06	0.91372768E 06	11.3	791.0
11.45	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	754.0
12.02	0.32473952E 07	0.12063862E 07	0.83350296E 06	12.2	736.6
12.60	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	719.8
13.17	0.35566709E 07	0.14501387E 07	0.85277981E 06	12.7	703.7

RESULTADOS PARA UNA TASA DE INYECCION DE AGUA= 10000.00 (BBLS)

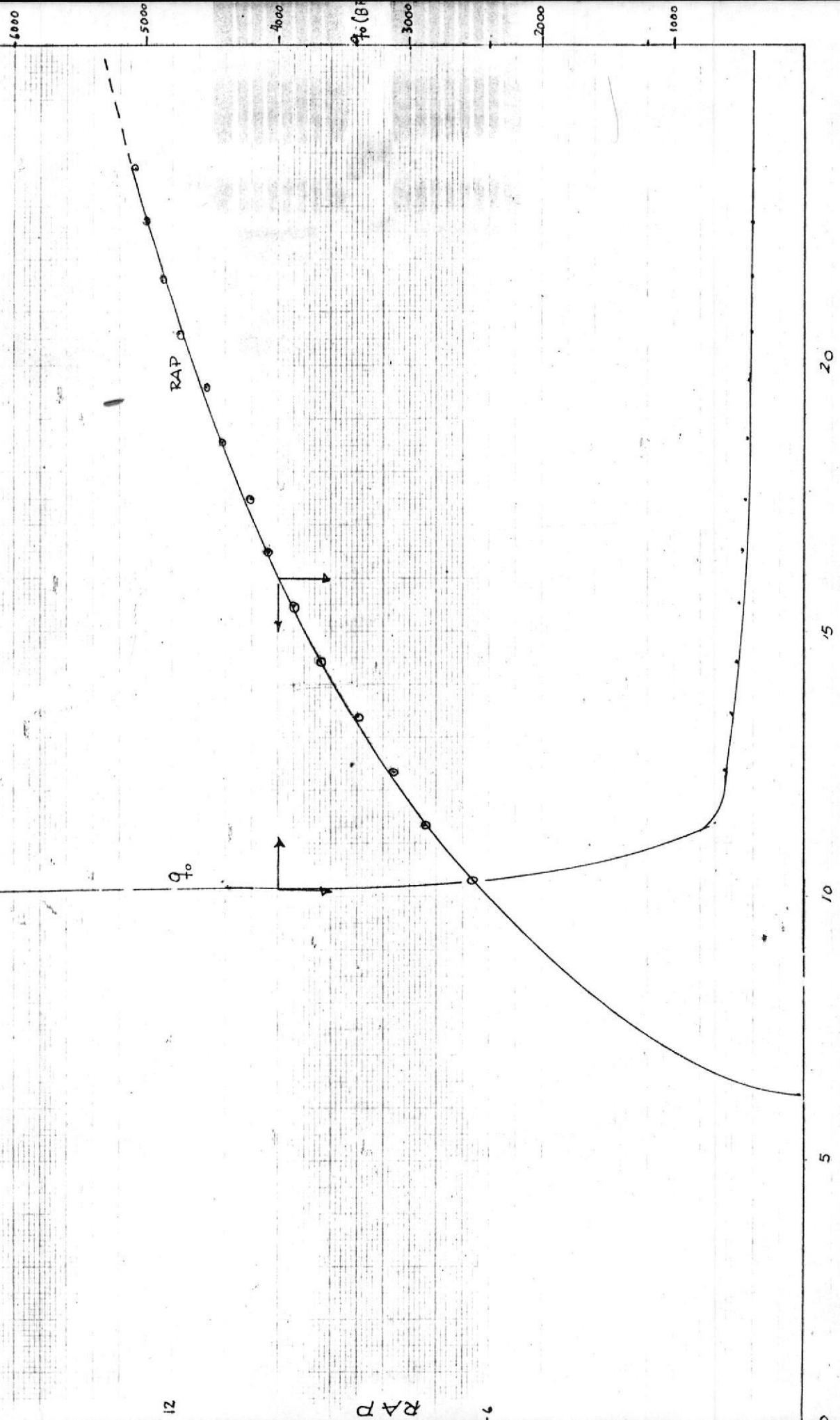
TIEMPO MESES	AGUA	AGUA	PETROLEO	RAZON	TASA DE PRODUCCION DE PETROLEO
	INYECTADA (BBLS)	PRODUCIDA (BBLS)	PRODUCIDO	AGUA PETROLEO (BPD)	
5.15	0.15463786E 07	0.00000000E 00	0.71150102E 06	6.3	8857.3
5.67	0.17010165E 07	0.94165276E 05	0.72445589E 06	7.2	1375.7
6.18	0.18556544E 07	0.19283752E 06	0.73695457E 06	7.8	1266.6
6.70	0.20102922E 07	0.29544802E 06	0.74893407E 06	8.5	1167.4
7.21	0.21649301E 07	0.40153246E 06	0.76036513E 06	9.2	1077.5
7.73	0.23195680E 07	0.51041405E 06	0.77149800E 06	9.7	1022.4
8.24	0.24742058E 07	0.62179545E 06	0.78231452E 06	10.2	971.1
8.76	0.26289437E 07	0.73515413E 06	0.79304725E 06	10.5	946.7
9.27	0.27834816E 07	0.85056136E 06	0.80344232E 06	11.1	900.7
9.79	0.29391194E 07	0.96757939E 06	0.81372768E 06	11.3	878.9
10.30	0.30927573E 07	0.10863127E 07	0.82367557E 06	11.9	837.8
10.82	0.32473952E 07	0.12063862E 07	0.83350296E 06	12.2	818.4
11.34	0.34020330E 07	0.13276928E 07	0.84320532E 06	12.5	799.8
11.85	0.35566709E 07	0.14501387E 07	0.85277981E 06	12.7	781.9

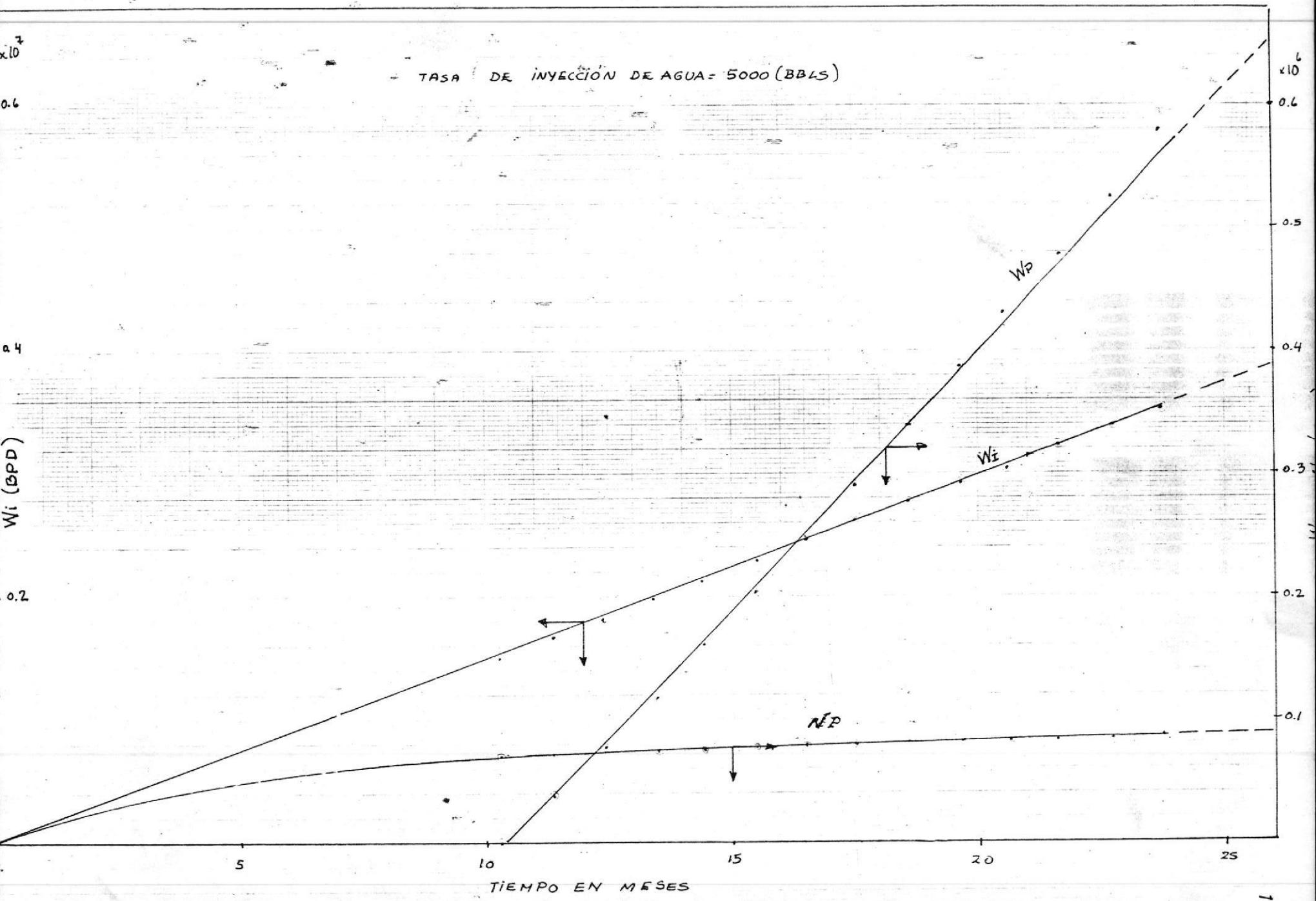


TASA DE INYECCION DE AGUA : 4000 BBLS

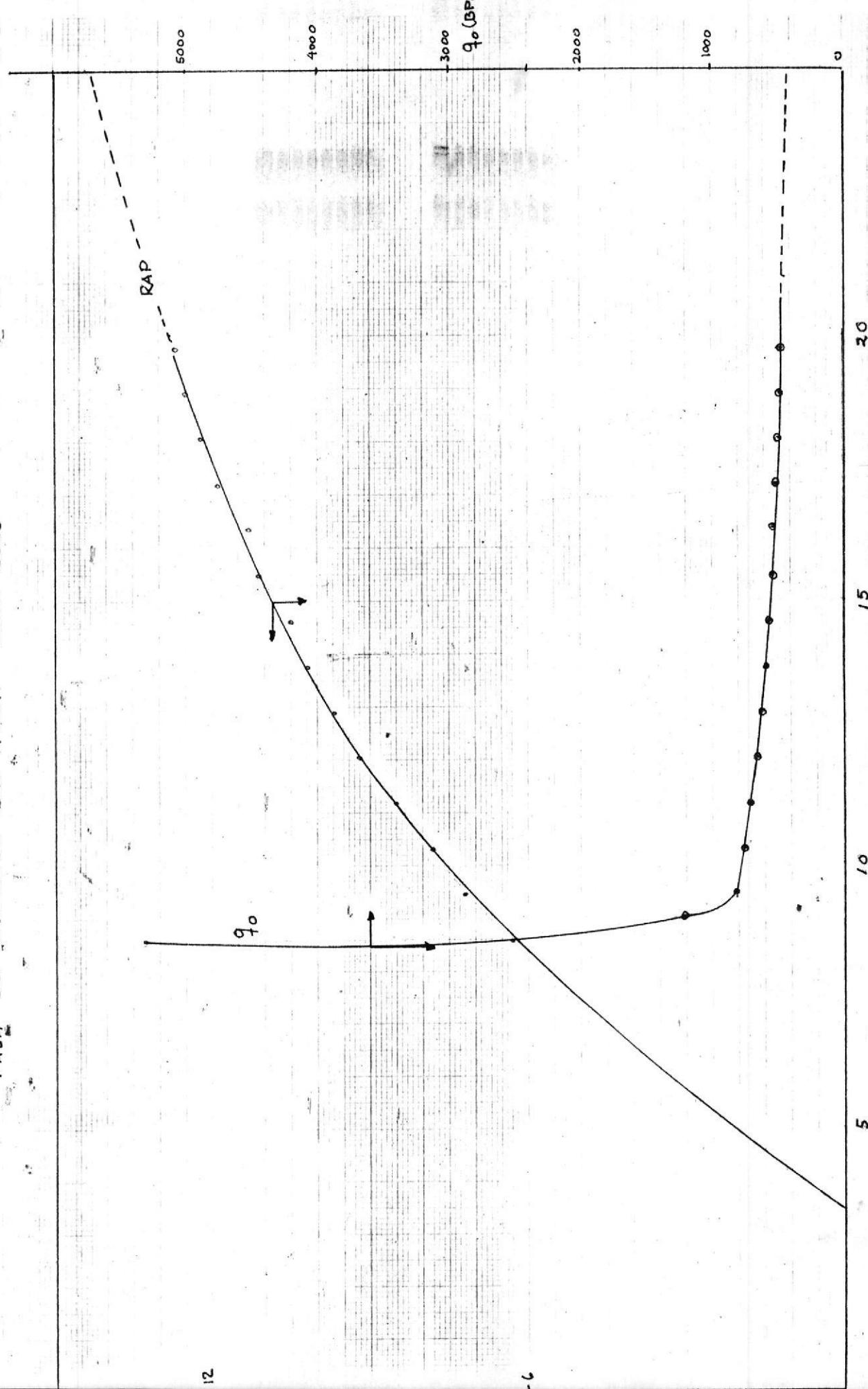


TASA DE INYECCION DE AGUA = 5000 (BBL/S)

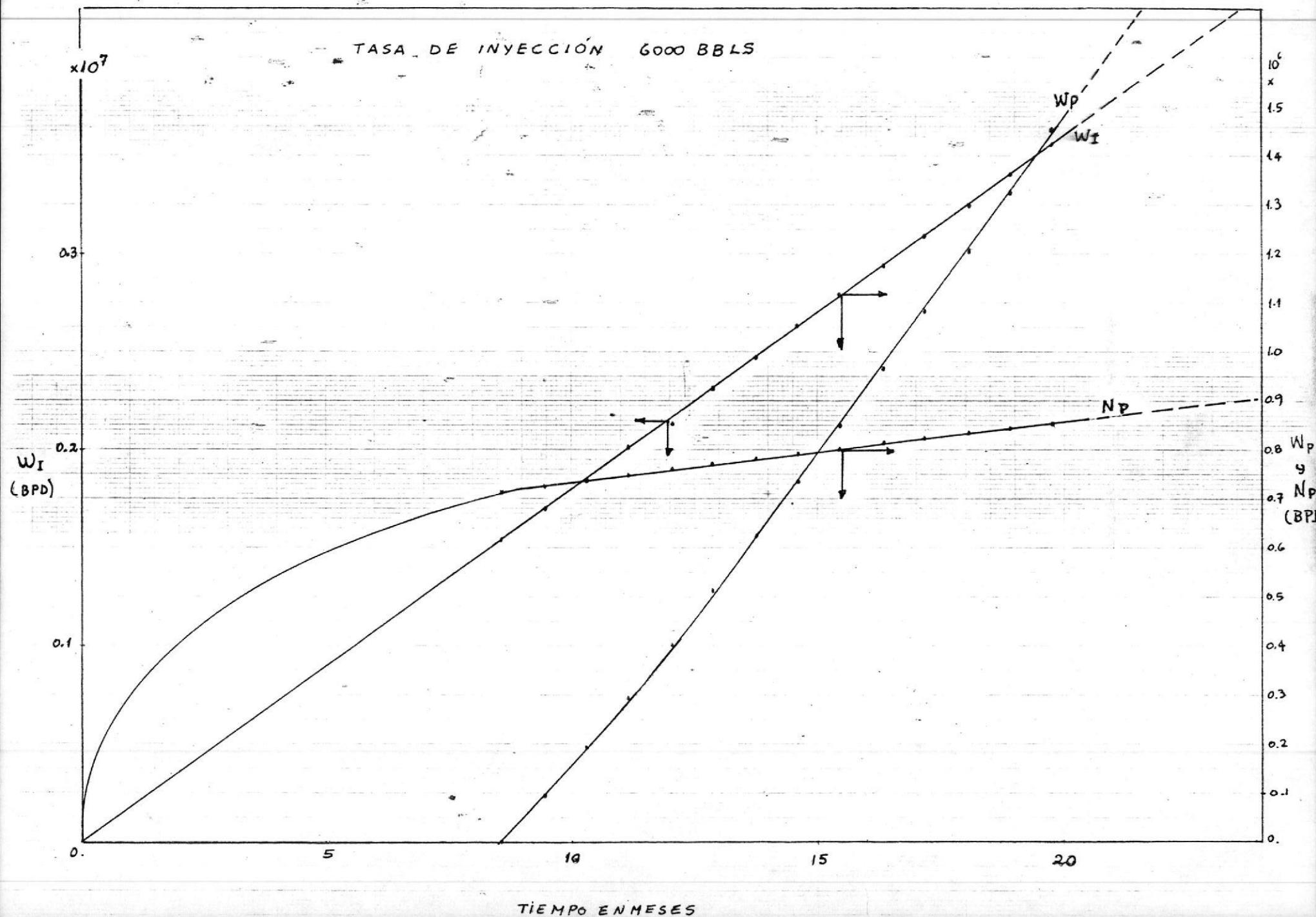




TAZA DE INYECCIÓN DE AGUA 6000 BBL/S



TASA DE INYECCIÓN 6000 BBLS



TASA DE INYECCIÓN DE AGUA 7000 GBS/S

 W_0 $\times 10^3$

0.3

0.2

0.1

0

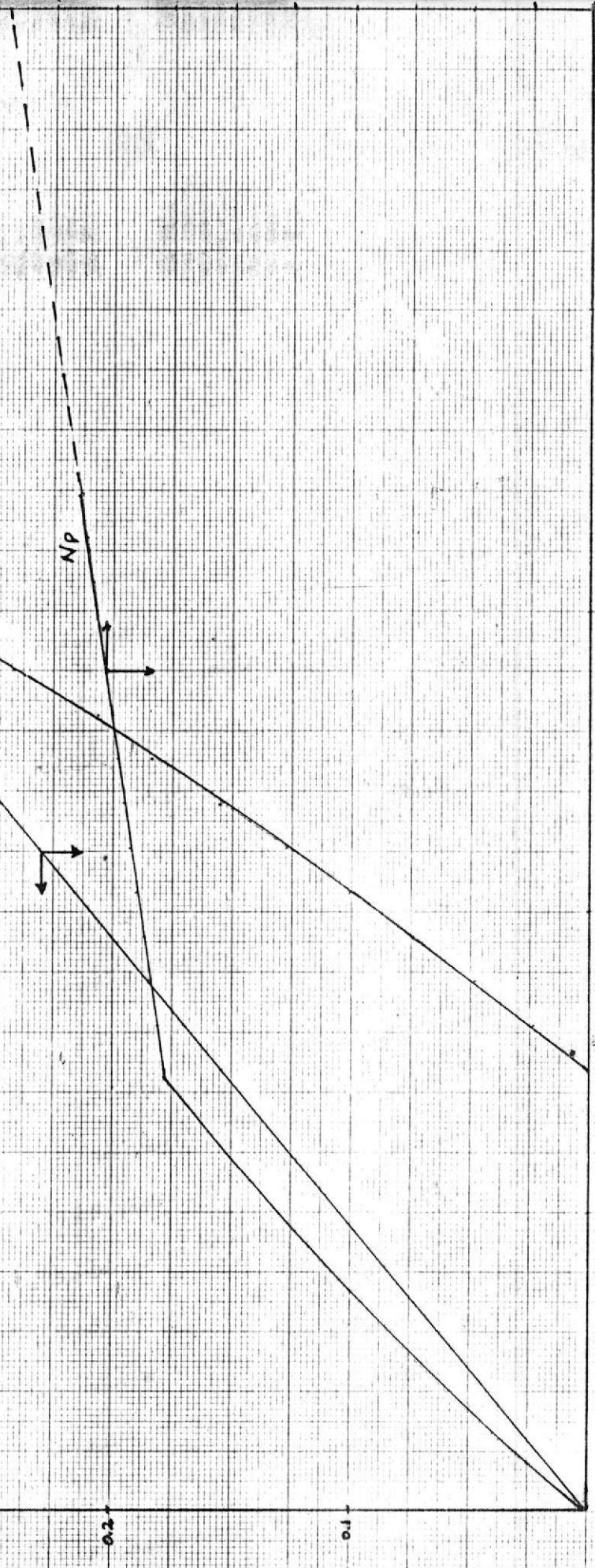
TIEMPO EN MESES

20

15

10

5



TASA DE INYECCION DE AGUA 7000 BBL/S

AP

90

AP

TIEMPO EN MESES.

20

15

10

5

0

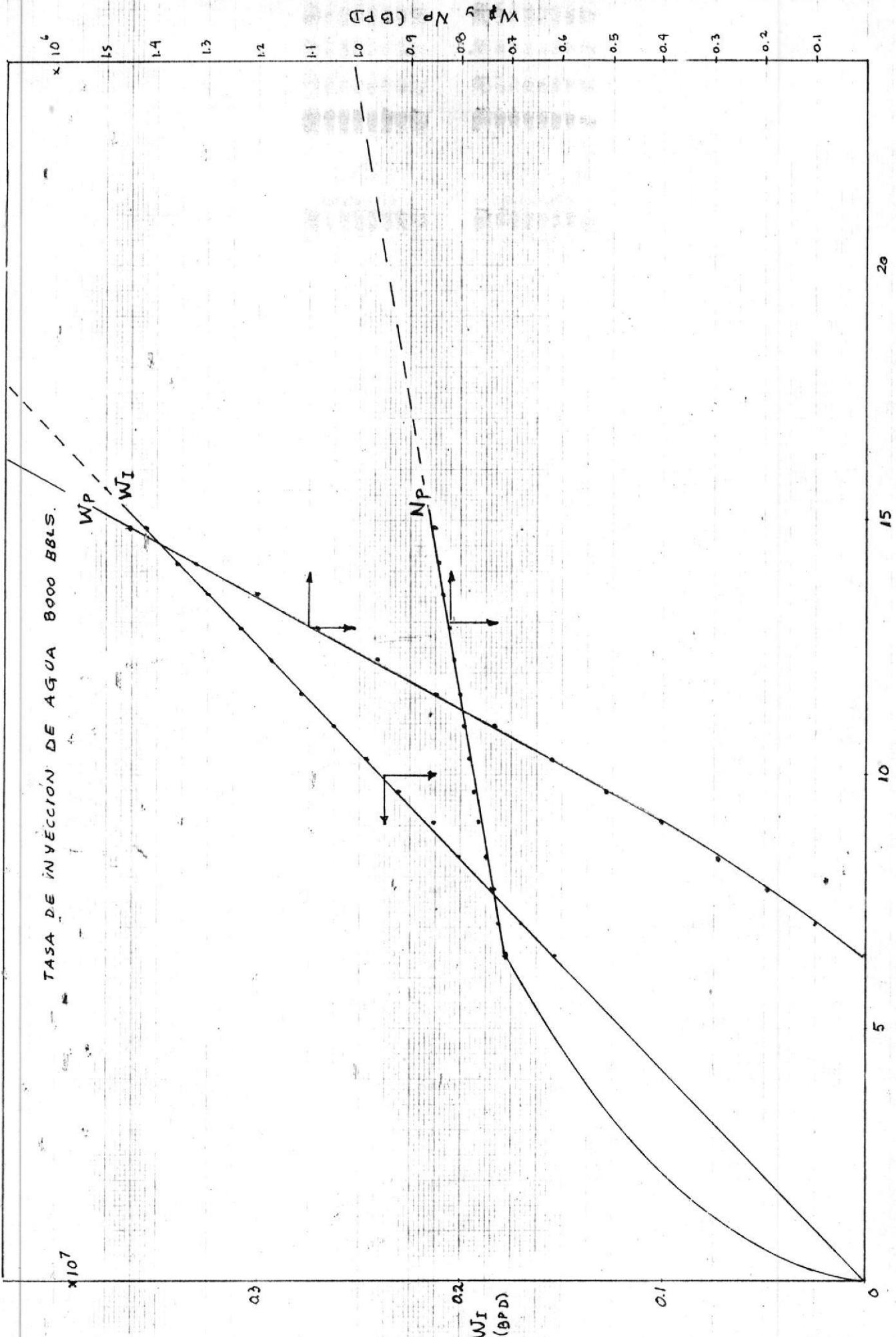
60 50 40 30 20 10

Qf

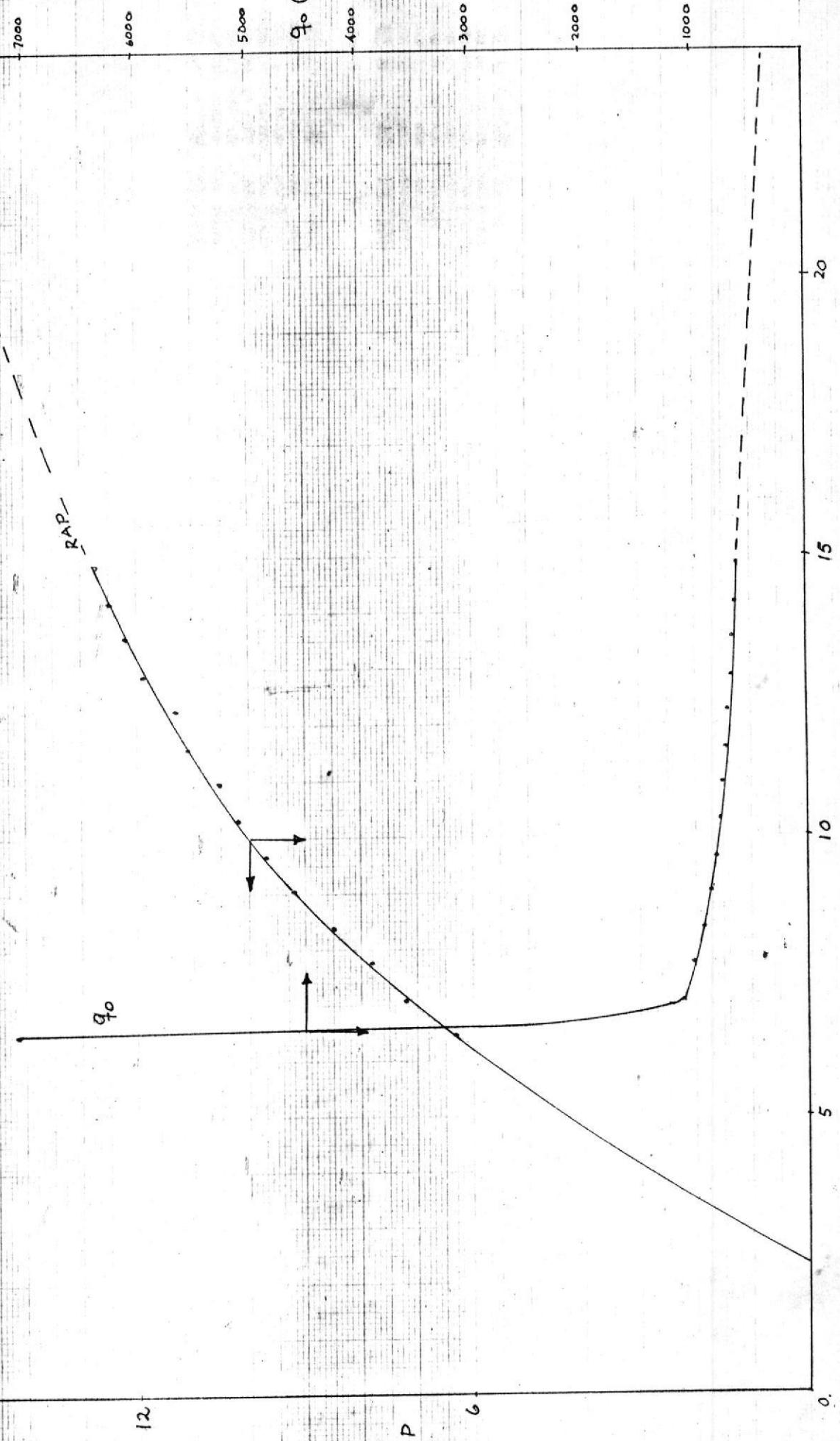
12

6

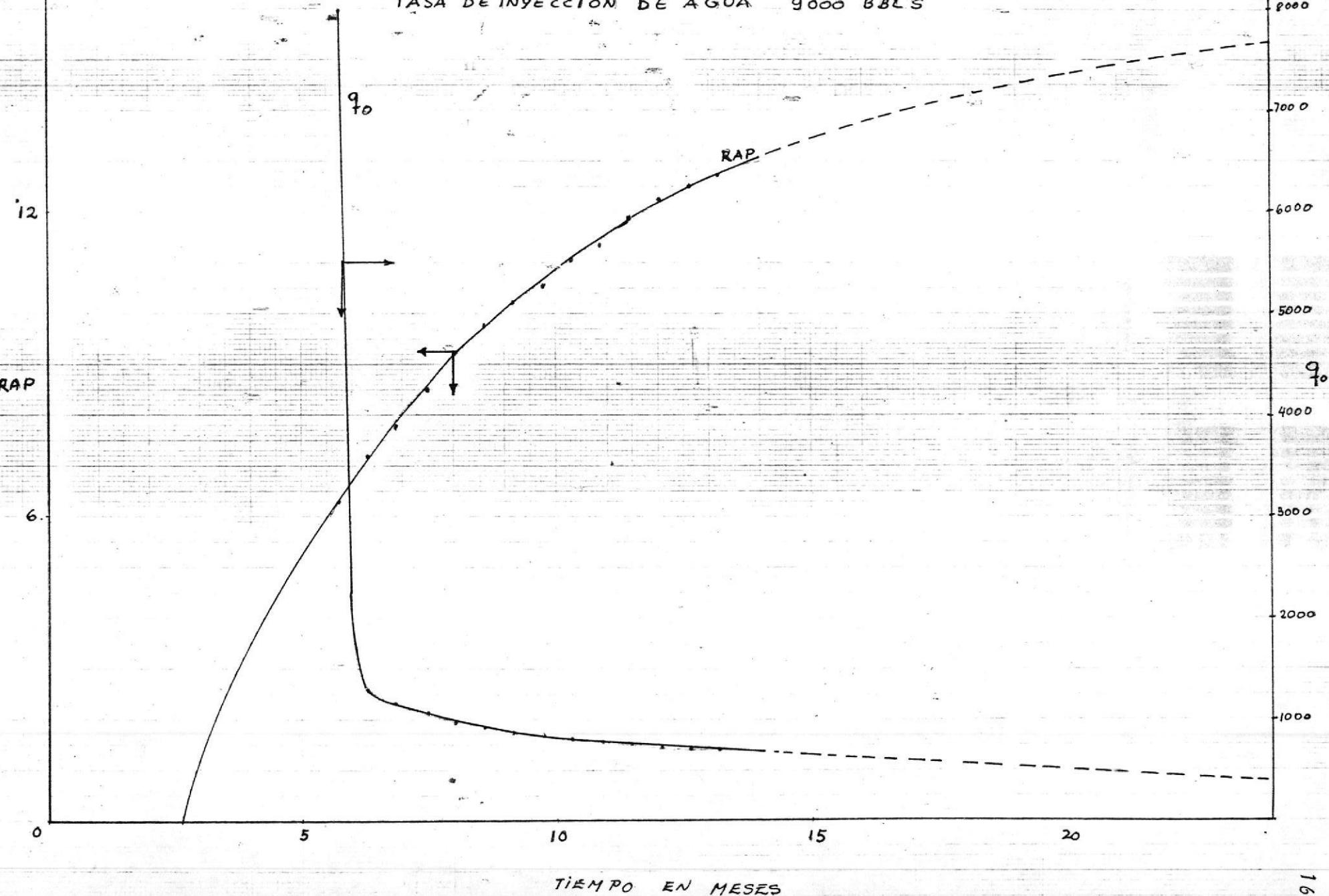
70

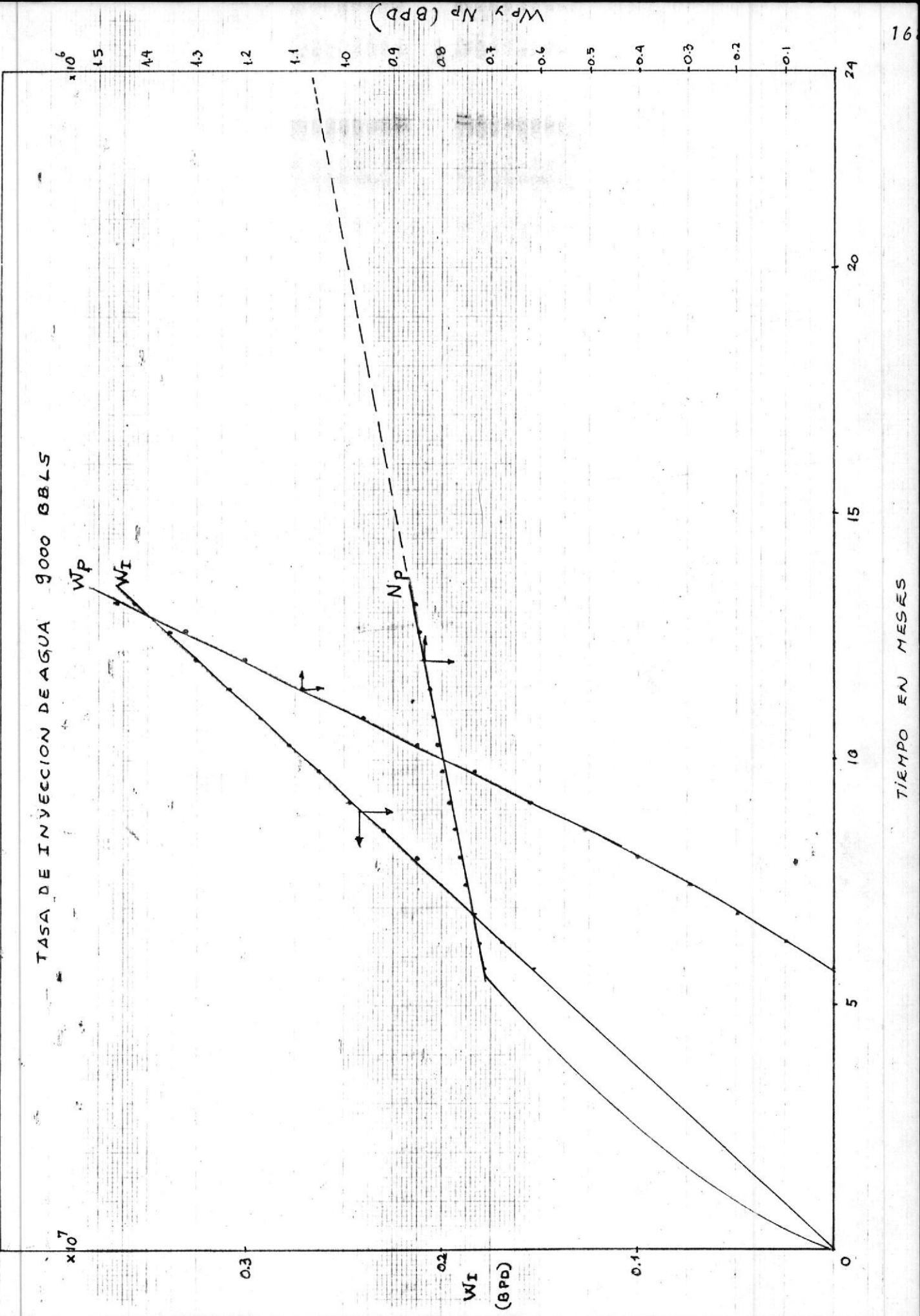


TASA DE INYECCIÓN DE AGUA 8000 BBL/S



TASA DE INYECCION DE AGUA 9000 BBL/S





TASA DE INYECCION DE AGUA 10000 BBL/S

R_{TP}

q₀

0 2 4

TIEMPO EN MESES

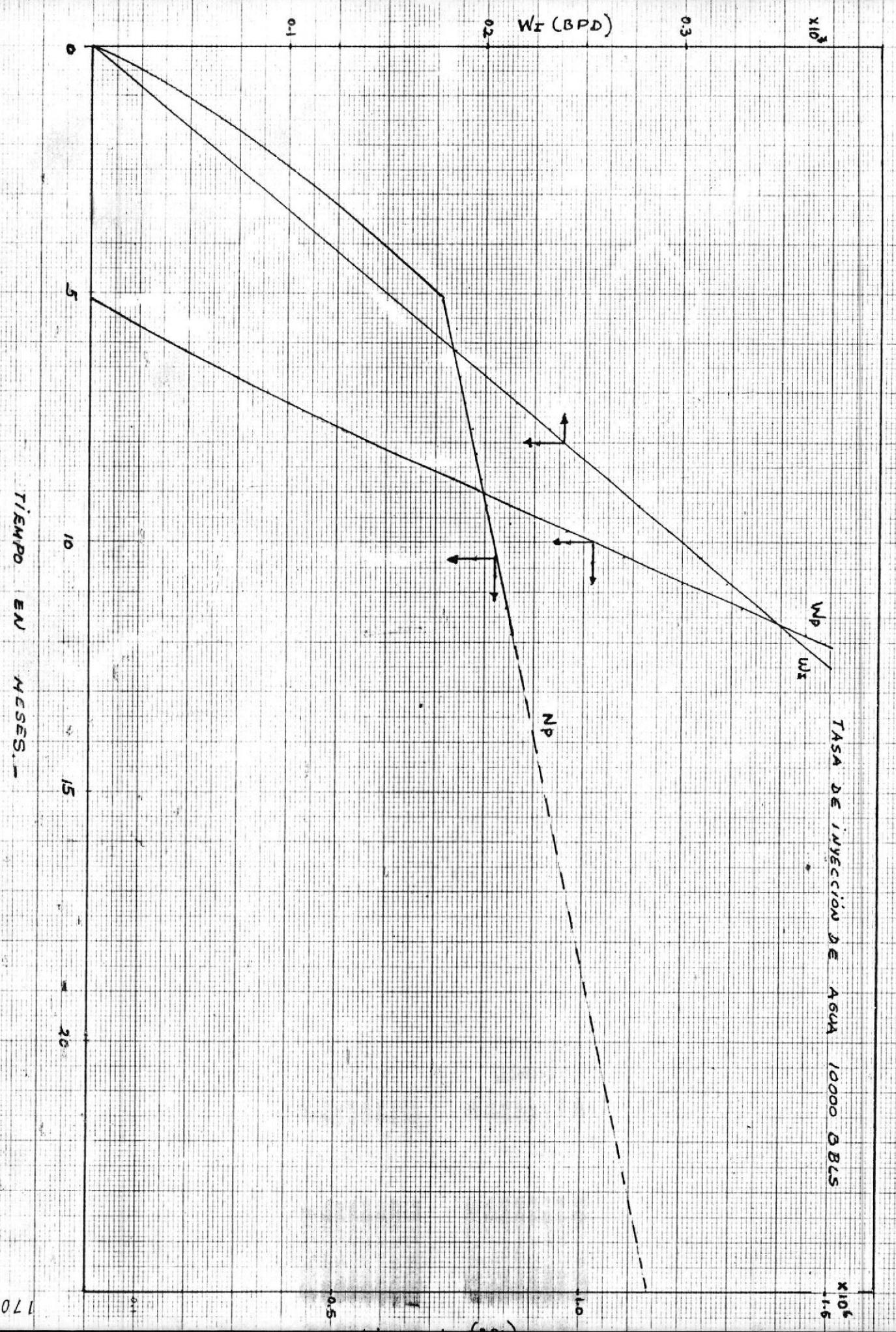
20

15

10

5

0



CAPITULO VI

DESARROLLO DEL METODO DE PRATS Y ASOCIADOS

a) Determinación de Sw_p

$$Sw_p = 1 - S_{or} - S_{gc}$$

$$Sw_p = 1 - 0.2360 - 0.005$$

$$Sw_p = 0.759$$

b) Determinación de la So

$$So = 1 - Sw_i - S_{gc}$$

$$So = 1 - 0.12 - 0.05 = 0.875$$

c) Determinación de Kro y Krw

$$Kro = 0.233$$

$$Krw = 0.198$$

d) Determinación de la $Mw-o$ y $Mg-o$

$$Mw-o = \frac{Krw}{\mu_w} \times \frac{\mu_o}{Kro} = \frac{0.198 \times 5.5}{1 \times 0.233}$$

$$Mw-o = 4.67$$

Determinación de $Mg-o$

$$Mg-o = \frac{Krg \times \mu_o}{\mu_g \times Kro} = \frac{0.0188 \times 5.5}{0.0444 \times 0.233} = 0.54$$

PRIMERA ETAPA

a) Determinación del factor de desplazamiento

$$F = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{S_{gi} - S_{gc}}$$

$$F = \frac{0.759 - 0.12}{0.2120 - 0.005} = 3.0869$$

b) Determinación de Wi_D

$$Wi_D = \frac{\pi}{4F} = 2.54 \times 10^{-1}$$

$$Wi_D = 0.254$$

c) Determinación de r_1

$$r_1^2 = \frac{\pi^2 Wi_D}{4F} + r_w^2$$

$$r_1^2 = \frac{121 \times 43560 \times 0.254}{3.14} + (1.5)^2$$

$$r_1^2 = 426360.82 + 2.25$$

$$r_1 = 652.96$$

d) Determinación de Id

$$Id = \frac{4\pi}{\ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right)^2 + M_{w-o} \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)^2}$$

$$Id = \frac{4 \pi}{\ln\left(\frac{652.96}{1.5}\right)^2 + 4.67 \ln\left(\frac{F}{1.5}\right)}$$

$$Id = \frac{4 \pi}{12.15206 + 5.2638}$$

$$Id = \frac{4 \pi}{17.4158} = 0.72$$

e) Determinación de r_2

$$r_2^2 = r_w^2 + \frac{w_{id} \times L^2 \times F}{\pi}$$

$$r_2^2 = (1.5)^2 + \frac{(121 \times 43560) \times 3.0869 w_{id}}{\pi}$$

$$r_2^2 = (1.5)^2 + \frac{(121 \times 43560) \times 3.0869 w_{id}}{3.14}$$

$$r_2^2 = 2.25 + 5181627 w_{id}$$

$$r_2^2 = 2.25 + 5181627 w_{id}$$

Si $r_2 \gg r_w$

$$r_2^2 = 5181627 w_{id}$$

$$r_2 = 2276.31 (w_{id})^{1/2}$$

$$r_1^2 = \frac{L^2 w_{id}}{\pi} + r_w^2$$

$$r_1^2 = \frac{(121 \times 43560) \text{ Wid}}{3.14} + 2.25$$

$$r_1^2 = 1678585.9 \text{ Wid} + 2.25$$

$$r_1 > r_w$$

$$r_1^2 = \frac{L^2 \text{ Wid}}{\pi} = \frac{(121 \times 43560) \text{ Wid}}{3.14}$$

$$r_1^2 = 1678585.9 \text{ Wid}$$

$$r_1 = 1295.60 (\text{Wid})^{1/2}$$

Wid	r_1	r_2	$\ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right)^2$	Muxo	$\ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)^2$	I_d
0.254	652.96	1305.92	12.1521	5.2638	0.7211	
0.240	634.71	1115.15	12.0954	5.2638	0.7325	
0.230	621.34	1091.67	12.0528	5.2638	0.7253	
0.220	607.69	1067.68	12.0083	5.2638	0.7271	
0.210	593.71	1043.13	11.9618	5.2638	0.7291	
0.20	579.40	1017.99	11.9130	5.2638	0.7312	
0.19	564.73	992.22	11.86107	5.2638	0.734	
0.18	549.67	965.75	11.807	5.2638	0.735	
0.17	534.189	938.54	11.750	5.2638	0.738	
0.16	518.24	910.52	11.689	5.2638	0.740	
0.15	501.78	881.61	11.625	5.2638	0.743	
0.14	484.76	851.71	11.556	5.2638	0.746	
0.13	467.13	820.73	11.482	5.2638	0.750	
0.12	448.80	788.53	11.402	5.2638	0.7536	
0.11	429.70	754.96	11.315	5.2638	0.7575	

Wi_D	r_1	r_2	$\ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right)^2$	$Mw-o \ln \left(\frac{r_2}{r_w} \right)^2$	I_d
0.10	409.70	719.83	11.219	5.2638	0.7620
0.09	388.68	682.89	11.114	5.2638	0.766
0.08	366.45	643.83	10.996	5.2638	0.772
0.07	342.78	602.25	10.863	5.2638	0.778
0.06	317.35	557.57	10.709	5.2638	0.786
0.05	289.70	508.99	10.526	5.2638	0.796
0.04	259.12	455.26	10.303	5.2638	0.806
0.03	224.40	394.26	10.015	5.2638	0.822
0.02	183.22	321.91	9.610	5.2638	0.844
0.01	129.56	227.63	8.917	5.2638	0.885
0.009	122.91	215.94	8.811	5.2638	0.892
0.008	115.88	203.59	8.694	5.2638	0.899
0.007	108.39	190.44	8.560	5.2638	0.908
0.006	100.35	176.32	8.406	5.2638	0.918
0.005	91.61	160.95	8.224	5.2638	0.931
0.004	81.94	143.96	8.001	5.2638	0.946
0.003	90.96	124.67	7.713	5.2638	0.967
0.002	57.94	101.79	7.307	5.2638	0.999
0.001	40.97	71.98	6.614	5.2638	1.057

SEGUNDA ETAPA

Finaliza cuando se produce la interferencia de los bancos de agua.

$$a) \quad r_3^2 = r_w^2$$

$$Wi_D = \frac{1}{F} = \frac{1}{3.0869} = 0.3239$$

b) Determinación de r_1

$$r_1 = 1295.60 (0.3239)^{1/2}$$

$$r_1 = 1295.60 (0.5691)$$

$$r_1 = 737.35$$

c) Determinación de r_3

$$r_3^2 = \frac{A (1 - Wid \times F)}{\Pi} + r_w^2$$

$$r_3^2 = \frac{(121 \times 43560) (1 - Wid \times 3.0869)}{\Pi} + r_w^2$$

$$r_3^2 = \frac{(121 \times 43560) (1 - Wid \times 3.0869)}{3.14} + r_w^2$$

$$r_3^2 = \frac{(5270760) (1 - Wid \times 3.0869)}{3.14} + r_w^2$$

$$r_3^2 = \frac{(5270760)}{3.14} - \frac{(5270760) \times 3.0869 \times Wid}{3.14} + r_w^2$$

$$r_3^2 = 1678585.9 - 5181627 + r_w^2$$

$$r_3 = 1678588.4 - 5181626.8 \times Wid$$

d) Determinación de Id

$$Id = \frac{4\pi}{\ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)^2 + M_w \times \text{Mog} \times \ln\left(\frac{r_3}{r_w}\right)^2 + M_w \times 2 \ln\left(\frac{L}{r_w}\right)^2 - 3.856 - \ln\left(\frac{r_3}{r_w}\right)^2 - \ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)^2}$$

W_{iD}	r_1	r_3	$\ln\left(\frac{r_1}{r_w}\right)^2$	Mw-oxMo _g	$\ln\left(\frac{r_3}{r_w}\right)^2$	$\ln\left(\frac{L}{r_w}\right)^2$	$4+5x6$	I_d
0.3239	737.35	1.5	12.395	0.05604	0.00	20.122	12.395	0.498
0.31	721.35	268.85	12.351	0.05604	10.377	20.122	12.932	0.506
0.30	709.62	352.27	12.318	0.05604	10.917	20.122	12.933	0.560
0.290	697.70	419.42	12.28	0.05604	11.266	20.122	12.911	0.599
0.280	685.56	477.21	13.24	0.05604	11.52	20.122	12.885	0.630
0.270	673.21	528.72	13.21	0.05604	11.72	20.122	12.866	0.657
0.260	660.62	575.64	12.17	0.05604	11.90	20.122	12.836	0.682
0.250	647.80	619.01	12.13	0.05604	12.04	20.122	12.80	0.701
0.240	634.71	659.54	12.09	0.05604	12.17	20.122	12.77	0.719

TERCERA ETAPA

a) Del gráfico A-3 con la Razón de Movilidad es 4.67 y con el factor de desplazamiento que es 3.0869; hallo la E areal de barrido en el momento de producirse la ruptura del agua.

$$E_{Ar} = 0.58$$

b) Del gráfico A-4 en el cual la Eficiencia Areal de Barrido en función de agua aumulada inyectada, para diferentes razones de movilidad y factores de desplazamiento con $E_{Ar} = 0.58$ intercepto la curva A-4 y encuentro que el $W_{iD} =$

$$\text{Como } fo = \frac{E_{Ar}}{W_{iD}} = \frac{0.58}{0.58} = 1.0$$

$$fw = 0$$

c) De la figura A-2 la inyectividad en función del flujo fraccional de agua y la razón de movilidad.

$$Id' = 0.25$$

d) Determinación de Id

$$Id = \frac{1}{1/Id' + 1/2\pi(1+Mw-o - fw(Mw-o-1)) * \ln(\frac{0.0003788}{rw/L})}$$

$w_i D$	E_A	f_o	$fw = 1 - f_o$	Id'	$\frac{1}{Id'}$	Id
0.58	0.58	1.0	0.0	0.25	4	0.284
0.70	0.66	0.5036	0.4964	0.33	3.03	0.370
0.80	0.72	0.393	0.607	0.35	2.85	0.390
0.90	0.75	0.282	0.718	0.37	2.70	0.410
1.0	0.775	0.216	0.784	0.381	2.62	0.420
1.1	0.80	0.211	0.79	0.385	2.59	0.425
1.2	0.82	0.180	0.82	0.39	2.564	0.428
1.3	0.835	0.116	0.884	0.418	2.392	0.458
1.4	0.85	0.111	0.889	0.42	2.380	0.460

$$\ln \frac{0.0003788}{rw/L} = -0.545$$

$$I_d = \frac{1}{\frac{1}{I_d} + \frac{(-0.545)}{2 \times \Pi} (1 + 4.67 - 3.67 fw)}$$

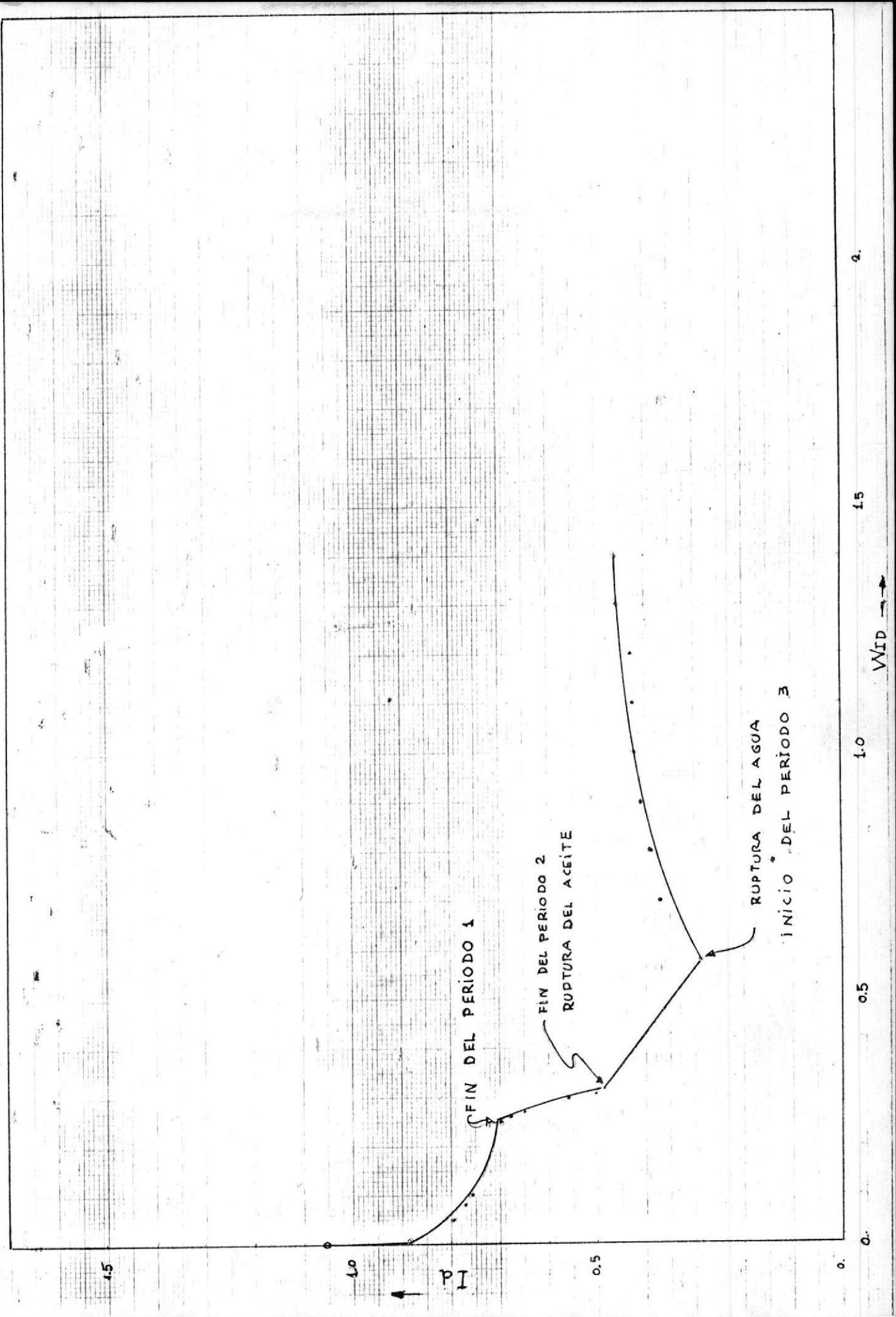
$$I_d = \frac{1}{\frac{1}{I_d} - 0.0867 (5.67 - 3.67 fw)}$$

CUADRO RESUMEN DE LAS INYECTIVIDADES DIMENSIONALES
PARA LAS TRES ETAPAS

Id	$1/Id$	W_{iD}
1.057	0.946	0.001
0.999	1.00	0.002
0.964	1.037	0.003
0.946	1.057	0.004
0.931	1.074	0.005
0.918	1.089	0.006
0.908	1.101	0.007
0.899	1.112	0.008
0.892	1.121	0.009
0.885	1.129	0.01
0.844	1.184	0.02
0.822	1.216	0.03
0.806	1.240	0.04
0.796	1.256	0.05
0.786	1.272	0.06
0.778	1.2853	0.07
0.772	1.2953	0.08
0.766	1.3054	0.09
0.7620	1.312	0.10

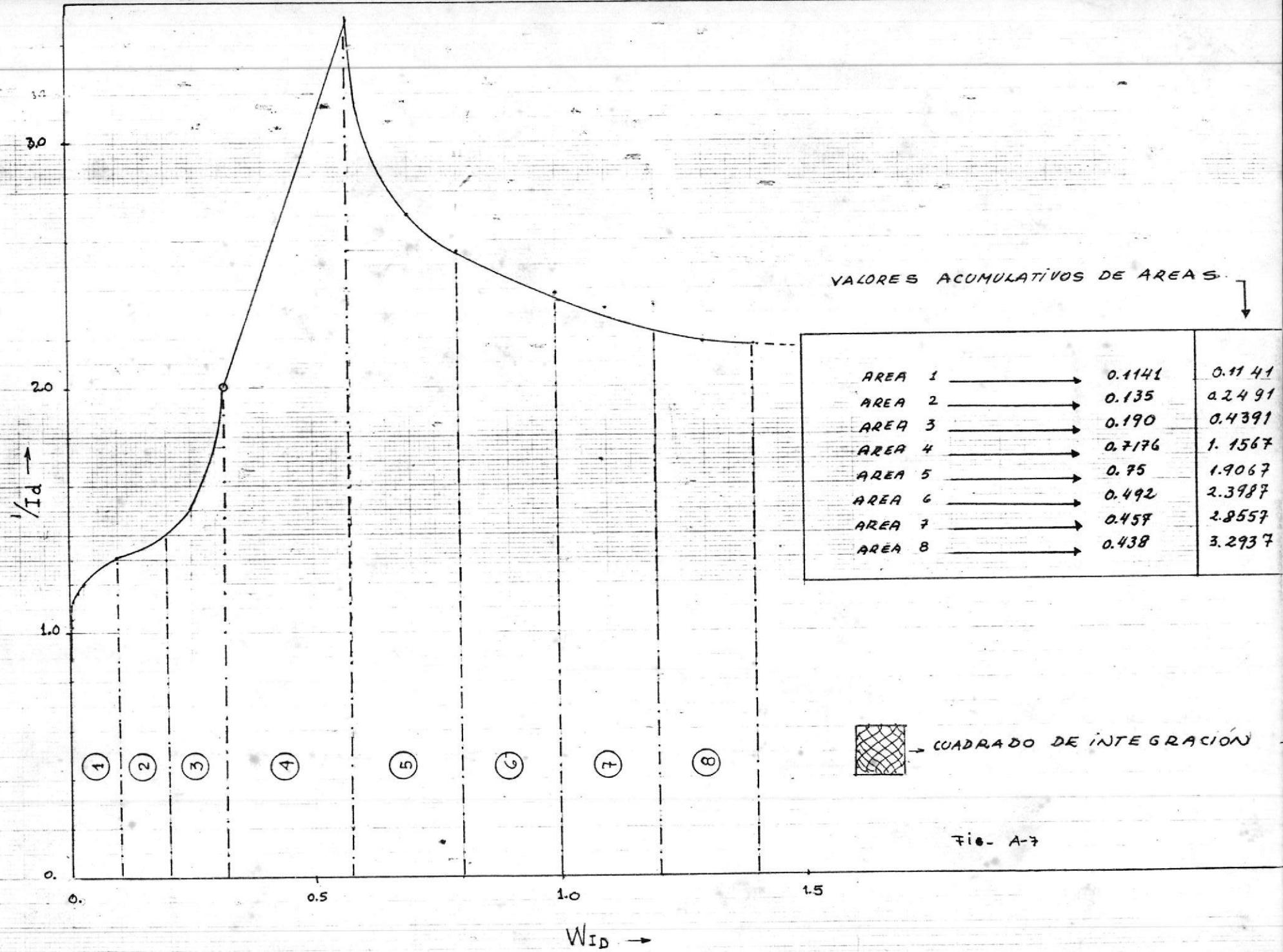
Id	$1/Id$	Wi_D
0.7575	1.320	0.11
0.7536	1.326	0.12
0.750	1.333	0.13
0.746	1.340	0.14
0.743	1.345	0.15
0.740	1.351	0.16
0.738	1.355	0.17
0.735	1.360	0.18
0.734	1.362	0.19
0.7312	1.367	0.20
0.7291	1.371	0.21
0.7271	1.375	0.22
0.7253	1.378	0.23
0.7235	1.382	0.24
0.7211	1.386	0.25
0.682	1.466	0.26
0.657	1.522	0.27
0.630	1.587	0.28
0.599	1.669	0.29
0.560	1.785	0.30
0.506	1.976	0.31
0.498	2.008	0.32
0.284	3.521	0.58

I_d	$1/I_d$	W_{i_D}
0.370	2.702	0.70
0.390	2.564	0.80
0.410	2.439	0.90
0.420	2.380	1.0
0.425	2.352	1.1
0.428	2.336	1.2
0.458	2.183	1.3
0.460	2.173	1.4



CAPA	$\frac{\phi x \Delta Sw}{Krw K}$	t_D	2×3	W_{id}	I_d	$Krw x Kxh$	$\sum_{f=1}^n Krw x Kfxh_f$	$\frac{1}{8}$	$Idx9$
1	2.34×10^{-4}	0.1141	0.266	0.1	0.762	8157.6	0.0	0.772	0.588
	2.34×10^{-4}	0.2491	0.582	0.2	0.731				0.564
	2.34×10^{-4}	0.4391	1.027	0.32	0.498				0.384
	2.34×10^{-4}	1.1567	2.706	0.58	0.284				0.219
	2.34×10^{-4}	1.9067	4.46	0.80	0.39				0.3010
	2.34×10^{-4}	2.3987	5.61	1.0	0.42				0.324
	2.34×10^{-4}	2.8557	6.68	1.2	0.428				0.330
	2.34×10^{-4}	3.2937	7.70	1.4	0.46		8157.6		0.355
2	2.48×10^{-4}	0.1141	0.282	0.1	0.762	411.84		0.039	0.029
	2.48×10^{-4}	0.2491	0.617	0.2	0.731				0.028
	2.48×10^{-4}	0.4391	1.088	0.32	0.498				0.019
	2.48×10^{-4}	1.1567	2.868	0.58	0.284				0.011
	2.48×10^{-4}	1.9067	4.728	0.80	0.39				0.015
	2.48×10^{-4}	2.3987	5.94	1.0	0.42				0.016
	2.48×10^{-4}	2.8557	7.082	1.2	0.428				0.0166
	2.48×10^{-4}	3.2937	8.168	1.4	0.46		8569.44		0.0179
3	3.67×10^{-4}	0.1141	0.418	0.1	0.762	347.68		0.033	0.025
	3.67×10^{-4}	0.2491	0.914	0.2	0.731				0.024
	3.67×10^{-4}	0.4391	1.611	0.32	0.498				0.016
	3.67×10^{-4}	1.1567	4.245	0.58	0.284				0.0093
	3.67×10^{-4}	1.9067	6.997	0.80	0.39				0.0128
	3.67×10^{-4}	2.3987	8.803	1.0	0.42				0.0138
	3.67×10^{-4}	1.8557	10.480	1.2	0.428				0.0141
	3.67×10^{-4}	3.2937	12.087	1.4	0.46		8917.12		0.015

CAPA	$\phi x \Delta Sw$ Krw K	t_D	2 x 3	Wid	I_d	$Krw x K x h$	$\sum_{j=1}^n Krw x K_j x h_j$	$\frac{7}{8}$	$Idx9$
4	6.30×10^{-4}	0.1141	0.718		0.762	395.01		0.037	0.028
	6.30×10^{-4}	0.2491	1.569		0.731			0.037	0.027
	6.30×10^{-4}	0.4391	2.766		0.498			0.037	0.018
	6.30×10^{-4}	1.1567	7.287		0.284			0.037	0.010
	6.30×10^{-4}	1.9067	12.012		0.39			0.037	0.014
	6.30×10^{-4}	2.3987	15.111		0.42			0.037	0.0155
	6.30×10^{-4}	2.8557	17.990		0.428			0.037	0.0158
	6.30×10^{-4}	3.2937	20.750		0.46		9312.13	0.037	0.0170
5	1.084×10^{-4}	0.1141	0.1236		0.762	141.37		0.0133	0.0101
	1.084×10^{-4}	0.2491	0.2700		0.731			0.0133	0.0097
	1.084×10^{-4}	0.4391	0.4735		0.498			0.0133	0.0066
	1.084×10^{-4}	1.1567	1.253		0.284			0.0133	0.00377
	1.084×10^{-4}	1.9067	2.066		0.39			0.0133	0.0051
	1.084×10^{-4}	1.3987	2.600		0.42			0.0133	0.0055
	1.084×10^{-4}	2.8557	3.095		0.428			0.0133	0.0056
	1.084×10^{-4}	3.2937	3.570		0.46		9453.50	0.0133	0.0061
6	1.97×10^{-4}	0.1141	0.224		0.762	1104.84		0.1046	0.079
	1.97×10^{-4}	0.2491	0.490		0.731			0.1046	0.076
	1.97×10^{-4}	0.4391	0.865		0.498			0.1046	0.052
	1.97×10^{-4}	1.1567	2.278		0.284			0.1046	0.029
	1.97×10^{-4}	1.9067	3.756		0.39			0.1046	0.040
	1.97×10^{-4}	1.3987	4.725		0.42			0.1046	0.043
	1.97×10^{-4}	2.8557	5.625		0.428			0.1046	0.0447
	1.97×10^{-4}	3.2937	6.488		0.46		10558.64	0.1046	0.0481



t_D	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	SUMA
0.12	0.6	0.030	0.026	0.031	0.81	0.011	1.498
0.5	0.58	0.0285	0.024	0.029	0.74	0.0064	1.4655
1.	0.38	0.02	0.026	0.0275	0.48	0.0042	0.9377
1.5	0.3	0.016	0.017	0.027	0.37	0.0042	0.7342
2	0.26	0.0135	0.0156	0.023	0.31	0.0049	0.622
3	0.24	0.0118	0.015	0.017	0.35	0.0054	0.6392
5	0.32	0.152	0.15	0.0115	0.46	0.0068	1.100
8	0.36	0.0175	0.0165	0.011	0.52	0.0076	0.9326
15	0.4	0.02	0.018	0.016	0.6	0.0085	1.0625
20	0.405	0.021	0.019	0.017	0.64	0.0088	1.1108

DETERMINACION DE FLUJO FRACCIONAL

$$f_f = \frac{Id_L}{Id_T}$$

	$t_D x A$ = 0.12	$t_D A$ = 0.50	$t_D A$ 1	$t_D A$ 1.5	$t_D A$ 2	$t_D A$ 3	$t_D A$ 5	$t_D A$ 8	$t_D A$ 15	$t_D A$ 20	CAPA
f_f	0.40	0.395	0.40	0.40	0.418	0.40	0.005	0.38	0.37	0.364	1
f_f	0.020	0.019	0.002	0.021	0.217	0.029	0.021	0.018	0.018	0.018	2
f_f	0.017	0.016	0.0027	0.023	0.025	0.023	0.13	0.017	0.016	0.017	3
f_f	0.020	0.019	0.0029	0.036	0.036	0.026	0.011	0.011	0.015	0.015	4
f_f	0.054	0.504	0.512	0.503	0.503	0.4512	0.418	0.55	0.56	0.576	5
f_f	0.007	0.0043	0.0057	0.0057	0.0057	0.00618	0.01	0.011	0.015	0.015	6

Ej:

$$t_D \times A = \frac{t_D \times \phi_j (Swp - Swi)}{Kw_j} = 5$$

$$t = \frac{5 \times Kw_j}{\phi_j (Swp - Swi)} \quad (1)$$

Para las capas que están produciendo aceite y agua el procedimiento para hallar f_f respectivo es el siguiente:

- Utilizar (1) para la capa en mención
- Con este valor de t_D hallo el Wip (gráfico A-6)
- Con el Wip encuentro F_o (gráfico B)
- El flujo fraccional para esta capa es = $\frac{f_o \times Idt}{Idt}$

Ej: Para la capa # 1

$$t = \frac{\text{Valor } t_D \times Kw_j}{\phi_j (Swp - Swi)}$$

La capa (1) tiene:

ϕ = Valor promedio

$Sw = (Swp - Swi)$

Kw_j = Valor

$$t = \frac{3 \times Kw_j}{\phi (Swp - Swi)} = 3 \times \frac{2060 \times 0.198}{0.15 (0.639)} \times 10^{-4} = 1.27$$

$$t_D = \frac{k_w \Delta P_e}{\mu_w L^2 \phi (S_{wp} - S_{wi})}$$

TIEMPO ADIMENSIONAL VS AGUA
INYECTADA ADIMENSIONAL

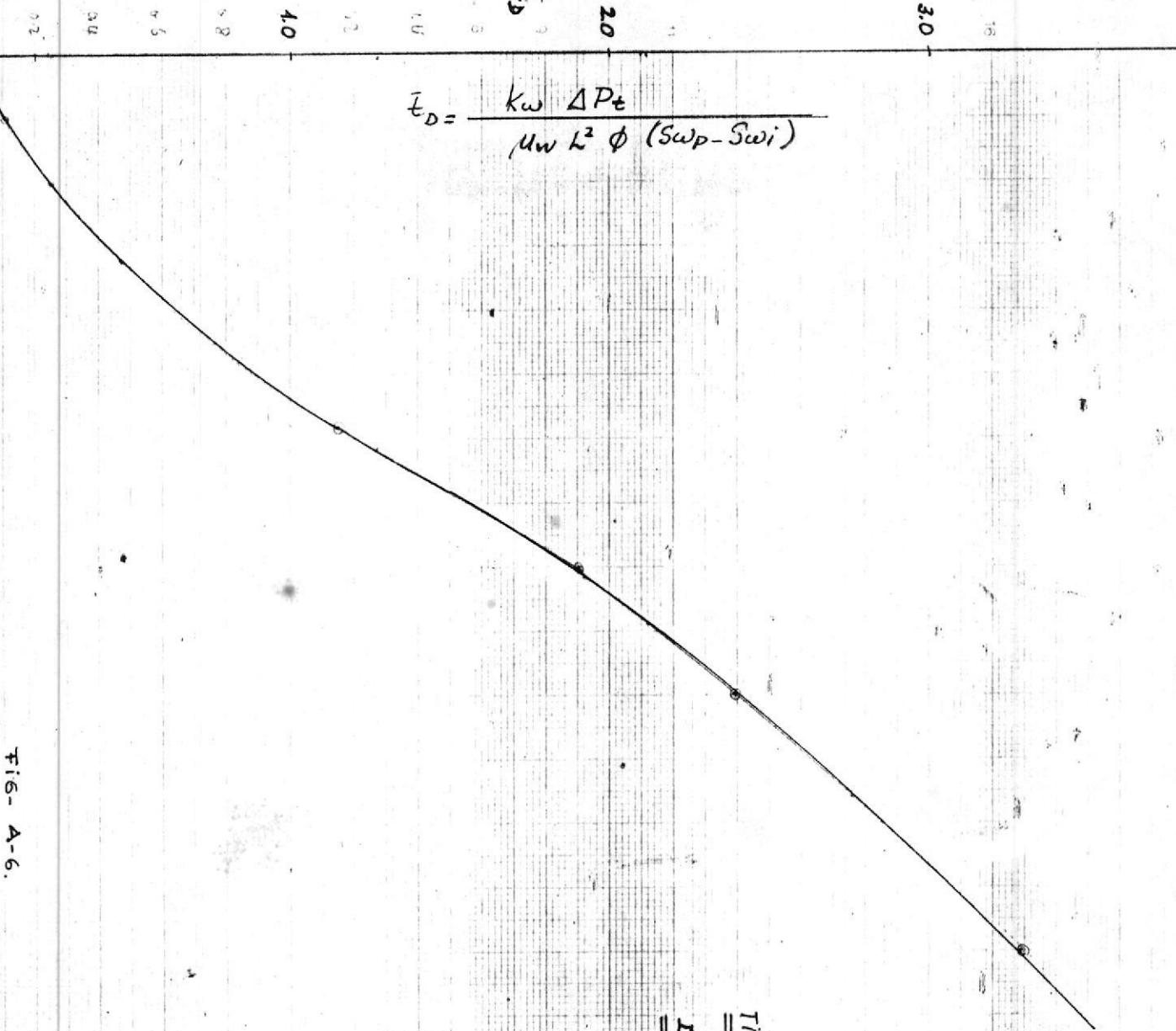
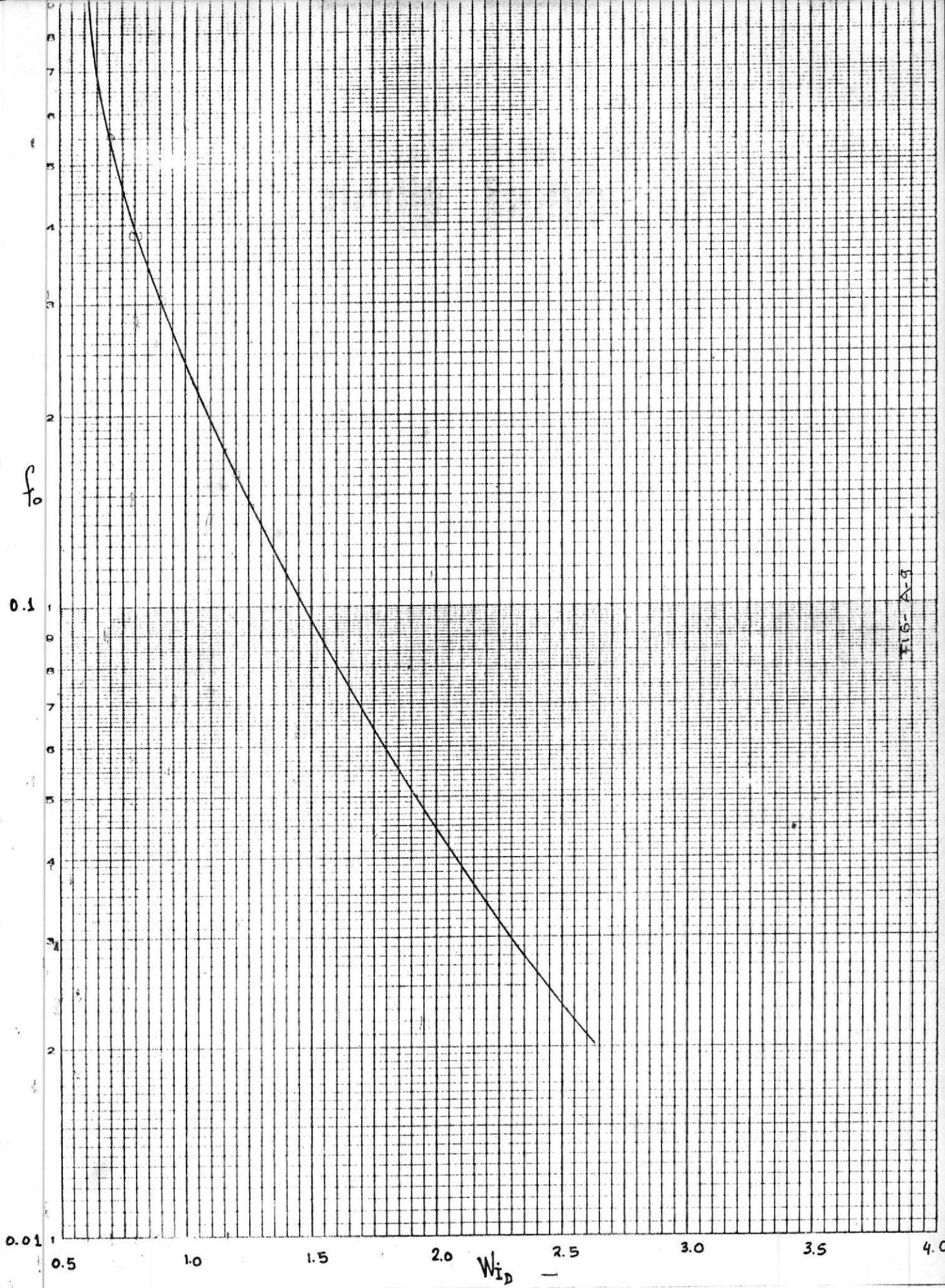


Fig- A-6.



Para la capa # 5 en el casillero donde se produce agua y petróleo. El flujo fraccional de agua y de petróleo respectivamente se encuentra.

$$t = \frac{t_D \times K w_j}{\pi_j (S w_p - S w_i)}$$

$$t = \frac{3 \times 10^{-3} \times 357 \times 0.198}{0.12 \times 0.639}$$

$$f_o = \frac{0.175 \times 0.35}{0.6392} = 0.0958$$

$$f_w = 0.547 - 0.0958 = 0.4512$$

Según la observación de los flujos fraccionales en las capas 2, 3, 6 son bajas he considerado que en los casilleros agua-petróleo debe de hallarse solamente un valor correspondiente al agua $f_w = \frac{I d_c}{I d_t}$.

Cuando las capas producen agua y petróleo deberá existir un límite hasta que produzca únicamente petróleo y este se halla de la siguiente forma:

- a) De la tercera etapa con $W_D = 1.4$ le corresponde 0.111 de f_o .

b) Con $W_{ip} = 1.4$ hallo el $t_D = 3.3$

c) Escojo los límites

$$\text{Capa (6)} \quad t = 3.3 \times \frac{5 (S_{wp} - S_{wi})}{K_{rw} \times K} = 6.50 \times 10^{-4}$$

$$\text{Capa (5)} \quad t = 3.3 \times 1.084 \times 10^{-4} = 3.57 \times 10^{-4}$$

$$\text{Capa (4)} \quad t = 3.3 \times 6.30 \times 10^{-4} = 20.79 \times 10^{-4}$$

$$\text{Capa (3)} \quad t = 3.3 \times 3.67 \times 10^{-4} = 12.11 \times 10^{-4}$$

$$\text{Capa (2)} \quad t = 3.3 \times 2.48 \times 10^{-4} = 8.18 \times 10^{-4}$$

$$\text{Capa (1)} \quad t = 3.3 \times 2.34 \times 10^{-4} = 7.72 \times 10^{-4}$$

CALCULO DEL AGUA INYECTADA ADIMENSIONAL TOTAL $W_{ip} t$.

$$W_{ip} t = \int_0^{t_D} I dt \times t_D$$

Podemos integrarlo de una manera gráfica

$$t_D \times \frac{\phi_{\text{Prom}} \times (S_{wp} - S_{wi})}{K_{wprom}} = (\text{Valores sacados de la Fig.})$$

$$t_D = (\text{Valores sacados de la Fig.}) \times \frac{K_{w \text{ prom}}}{\phi_{\text{prom}} (S_{wp} - S_{wi})}$$

$$t_D = (\text{Valores sacados de la Fig.}) \times \frac{\sum_{i=1}^n \frac{K_{wi} h_i K_{ro}}{h_t}}{\sum_{i=1}^n \frac{\phi_i h_i}{h_t} (S_{wp} - S_{wi})}$$

$$t_D = (\text{Valores sacados de la Fig.}) \times \frac{\frac{10163.34}{47}}{\frac{7.424}{47} (0.639)}$$

$$t_D = (\text{Valores sacados de la Fig.}) \times 2142.38$$

$$t_D = 0.12 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 257.08 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 0.5 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 1071.19 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 1 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 2142.38 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 1.5 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 3213.57 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 2 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 4284.76 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 3 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 6427.14 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 5 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 10711.9 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 8 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 17139.04 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 15 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 32135.7 \times 10^{-4}$$

$$t_D = 20 \times 10^{-4} \times 2142.38 = 42847.6 \times 10^{-4}$$

$$Idt = 1.498$$

$$Idt = 1.4655$$

$$Idt = 0.9377$$

$$Idt = 0.7342$$

$$Idt = 0.622$$

$$Idt = 0.6392$$

$$Idt = 1.10$$

$$Idt = 0.9326$$

$$t_d = \frac{\Delta P_s t}{a_w L^2} \times \frac{k_w (\text{Promedio})}{\phi_{\text{Prom}} (S_w - S_u)}$$

0.4

Fig. A-10

3.9837

3.11175

1.37775

0.81114

0.47605

0.33085

0.32685

0.22845

0.1145

ΔP_s

$$Idt = 1.0625$$

$$Idt = 1.11$$

Gráfico t_D contra Idt en papel log-log y hallo el valor de $Widt$ en forma acumulativa

$$Widt = 0.11145$$

$$Widt = 0.22845$$

$$Widt = 0.32685$$

$$Widt = 0.33085$$

$$Widt = 0.47605$$

$$Widt = 0.81114$$

$$Widt = 1.37775$$

$$Widt = 3.11175$$

$$Widt = 3.9837$$

Obtención de las tasas de Producción total de petróleo de agua y gas.

t_D	69	60	6w
0.0257	1.0	-	-
0.1071	0.558	0.3993	-
0.2142	0.0029	0.9224	-
0.3213	0.036	0.983	0.0040
0.4284	-	0.9907	0.0080

t_D	f_g	f_o	f_w
0.6427	-	0.9296	0.0704
1.071	-	0.146	0.798
1.7139	-	0.028	0.959
3.213	-	0.015	0.979
4.284	-	-	1.00

	q_g	q_o	q_w
10000	-	-	-
5580	3993	-	-
29	9224	-	-
360	9830	40	-
	9907	80	-
	9206	704	-
	1460	798	-
	280	959	-
	150	979	-

Los valores de f_g , f_o y f_w se los obtiene mediante el sumatorio de estos flujos fraccionales para las respectivas capas.

- Obtención del agua inyectada y del tiempo de Inyección.

$$w_i = w_{Dt} \times L^2 h_{tot} \phi_{prom} (s_{wp} - s_{wi})$$

$$w_i = w_{Dt} \times \frac{(121 \times 43560) \times 47 \times 0.259 \times 0.639}{5.61}$$

$$w_i = 7308173.6 \text{ } w_{Dt}$$

$$t = \frac{w_i}{qw} = \frac{7308173.6 \text{ } w_{Dt}}{10000 \text{ Bls/día}}$$

$$t = \frac{w_i}{qw \frac{\text{Bls}}{\text{día}}} = 730.81 \text{ } w_{Dt}$$

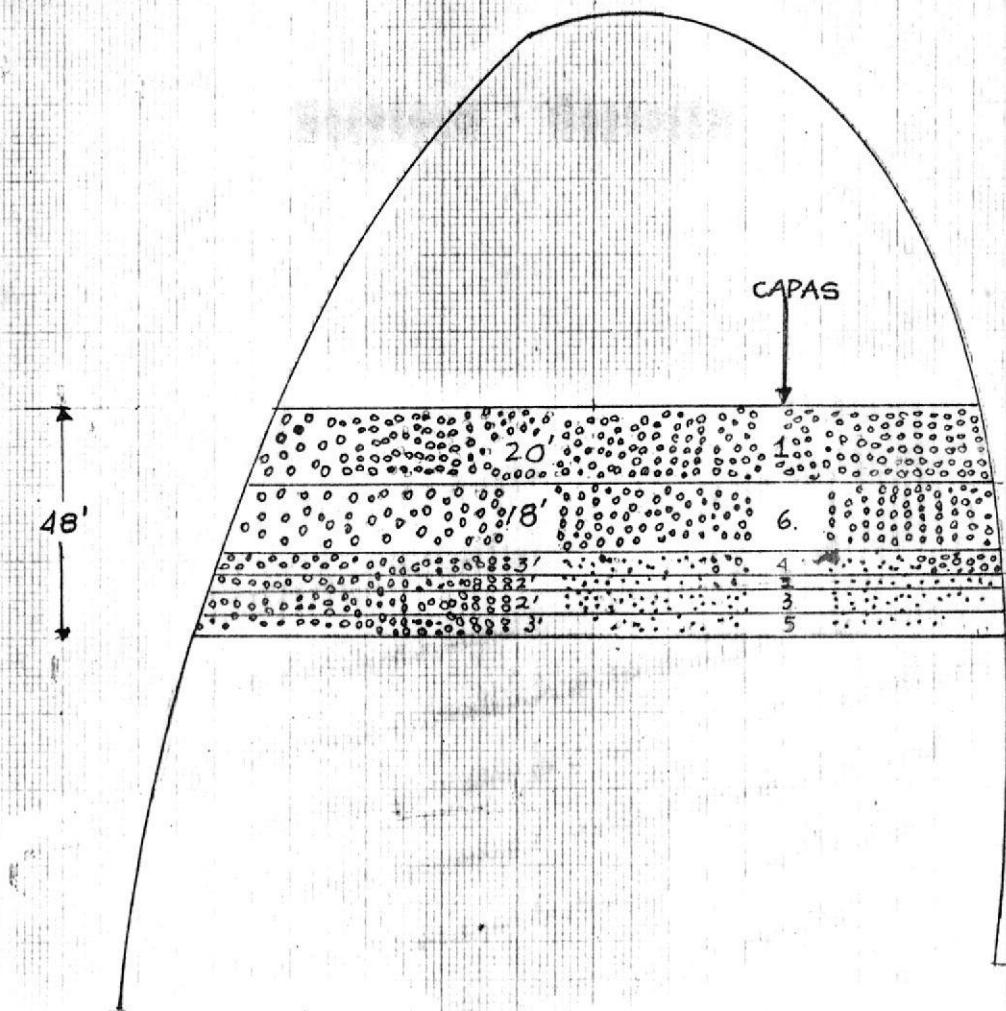
Obtención del petróleo producido, del agua producida, del gas producido y de la RAP.

$$N_p = \int_0^t q_o \text{ } dt$$

$$w_p = \int_0^t q_{wp} \text{ } dt$$

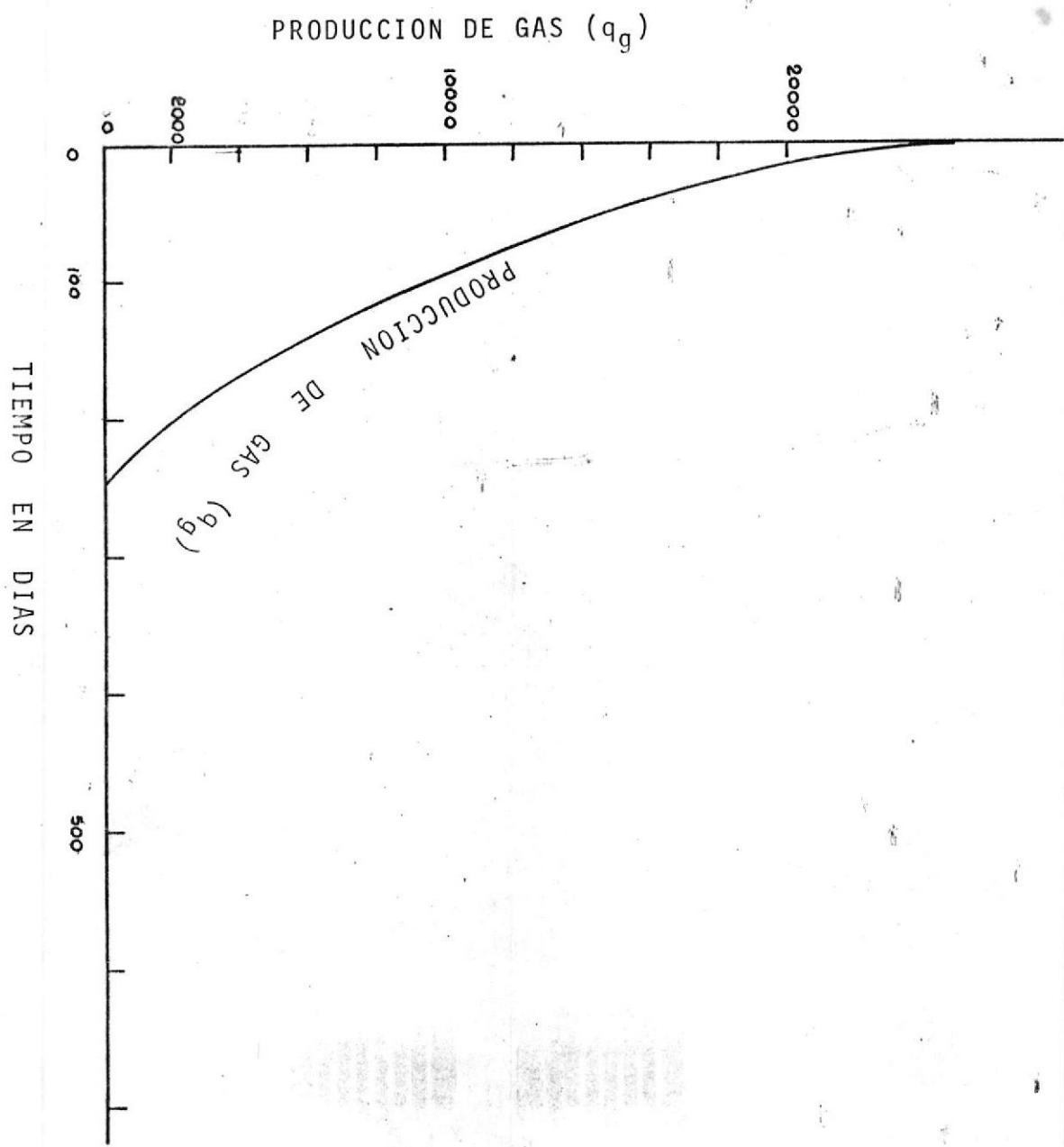
$$G_p = \int_0^t q_g \text{ } dt$$

La graficación de q_o versus t ; q_{wp} versus t ; q_g versus t ; luego integrar el área bajo estas curvas para obtener N_p ; w_p ; G_p .

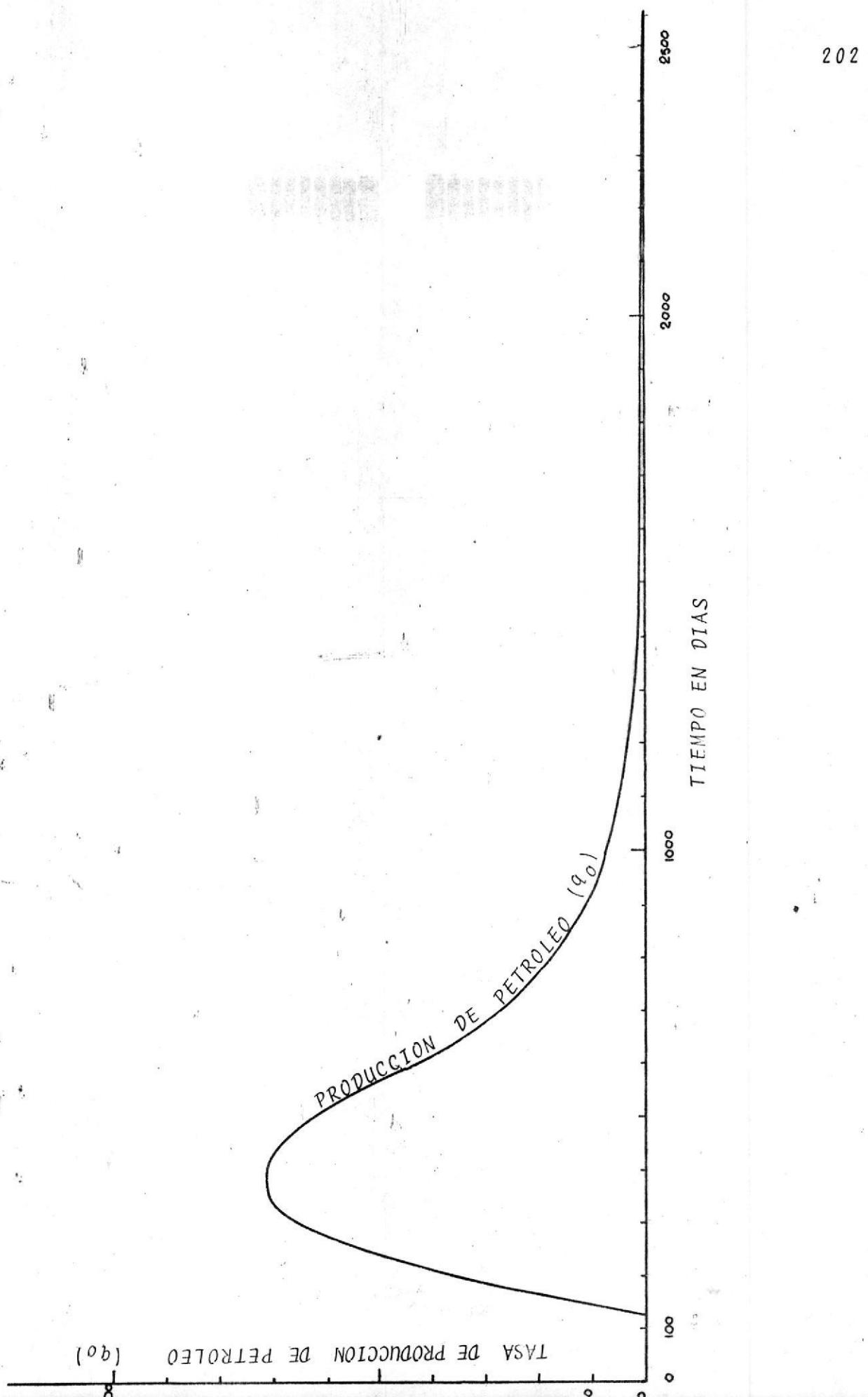


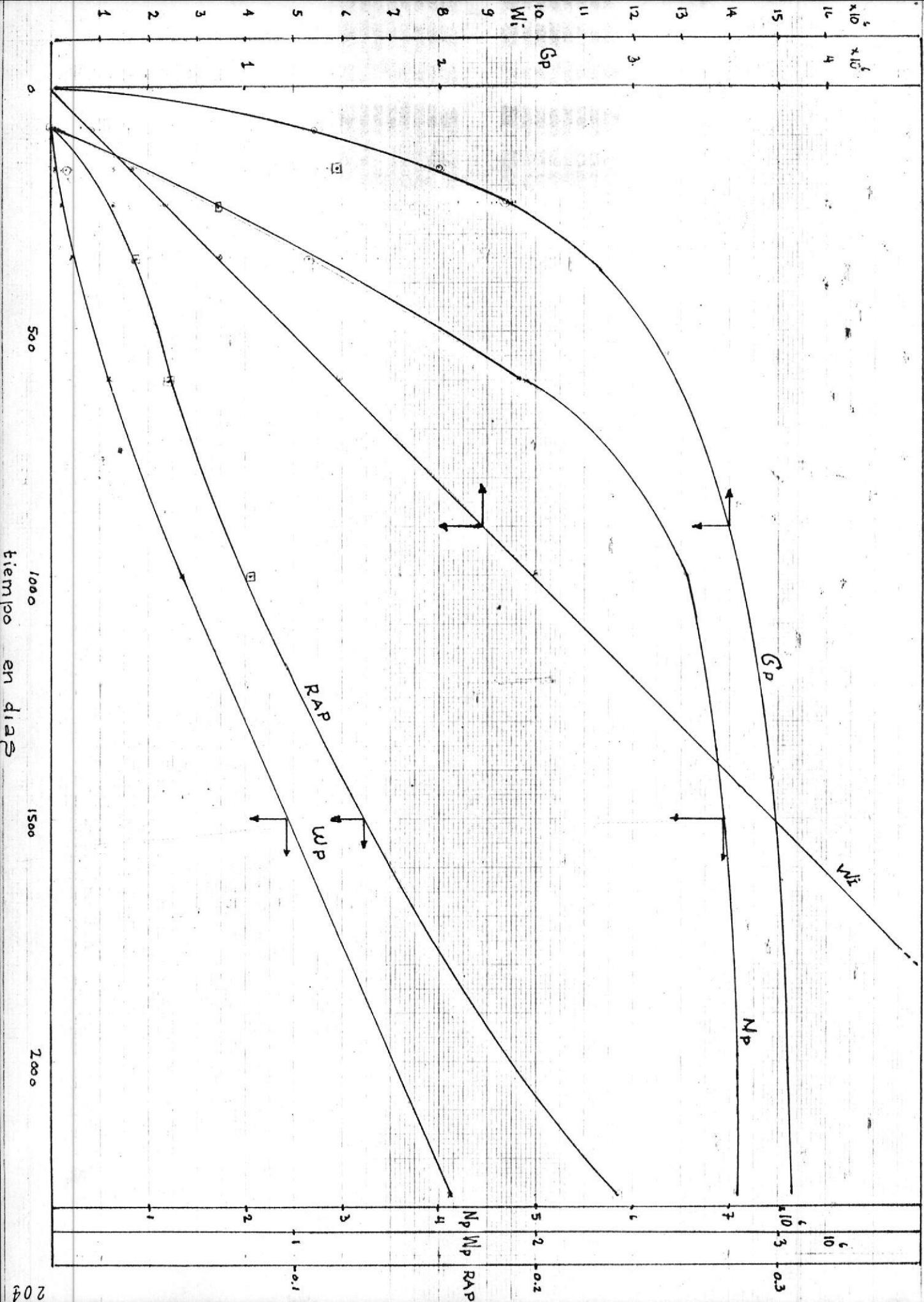
CAPAS	ES PESOR	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (md)	POROSIDAD
①	20'	2060	15 %
②	2'	1040	8.7 %
③	2'	878	10 %
④	3'	665	13 %
⑤	2'	357	12 %
⑥	18'	310	19 %

t_D	$W_{i_D t}$	$W_i = 7.30 \times 10^6 W_{i_D t}$	$t = 73081 W_{i_D t}$
0.0257	0.11145	8.14×10^5	81.448
0.1071	0.22845	1.66×10^5	166.95
0.2142	0.33685	23.88×10^5	238.86
0.3213	0.33085	24.17×10^5	241.78
0.4284	0.47605	34.79×10^5	347.90
0.6427	0.81114	59.27×10^5	592.68
1.071	1.3777	100.68×10^5	1006.83
1.7139	3.111	227.35×10^5	2273.54
3.213	3.9837	291.13×10^5	2878.44
t	W_i	N_p	W_p
(días)	(Bbls)	(Bbls)	(Bbls)
81.448	8.14×10^5	-	-
166.95	1.66×10^6	1.63×10^5	1.91×10^4
241.78	2.38×10^6	6.45×10^5	4.4×10^4
347.90	3.47×10^6	2.66×10^6	9.38×10^4
592.68	5.92×10^6	4.92×10^6	2.40×10^5
1006.83	1×10^7	6.56×10^6	5.46×10^5
2273.54	2.27×10^7	7.08×10^6	1.65×10^6
2878.44	2.91×10^7	7.28×10^6	2.26×10^6
		G_p	RAP
		(Bbls)	

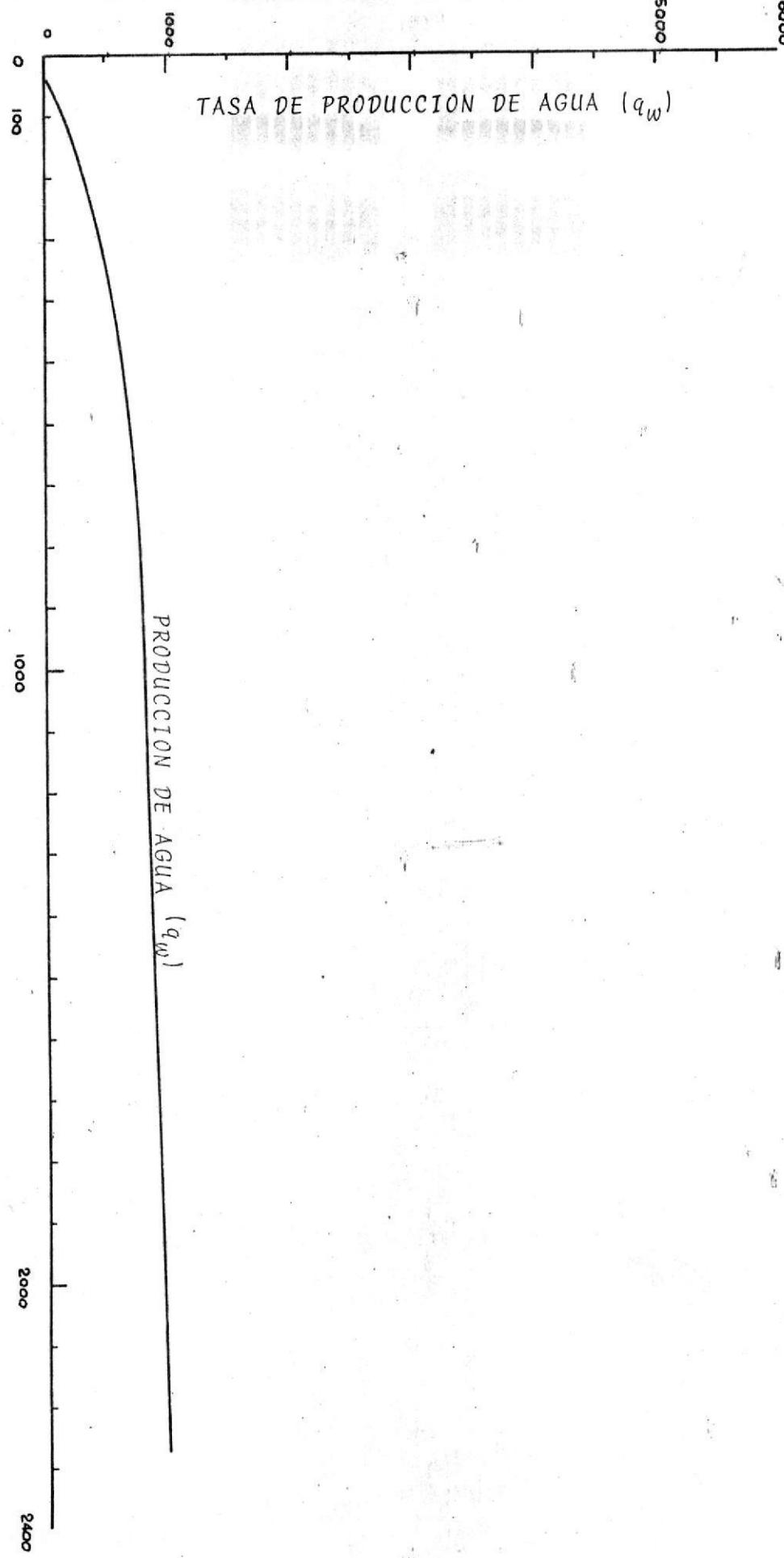


201





TIEMPO EN DIAS



CAPITULO VII

DISCUSION DE RESULTADOS

El Yacimiento FINDI ha sido sometido a un proyecto de recuperación secundaria basándose en los métodos de Craig y Prats los cuales dan resultados de la predicción, observándose el tiempo en que se produce la ruptura para diferentes tasas de inyección (Craig) así como también la influencia de la estratificación de dicho yacimiento.

Según el análisis de los registros eléctricos y de las correlaciones ya realizadas en la Dirección General de Hidrocarburos se ha podido observar una discontinuidad en los espesores y por ende variaciones de porosidades y de saturaciones más marcadas en el norte que en el sur del yacimiento.

Para desarrollar el método de Prats se ha utilizado propiedades promedias ya sea como porosidad, permeabilidad absoluta, los cuales dan una imagen relativa de la predicción.

La falta de información especialmente de las mues-

tras de muy pocos pozos nos delimita el método.

El método de Craig al considerar un sistema lineal y la no existencia de estratificación hace delimitarlo también.

Las curvas de permeabilidad relativa han sido ajustadas mediante la subrutina científica Mincu (mínimo cuadrado) con la finalidad de hallar los coeficientes de dichas curvas.

El programa utiliza una subrutina Kr para el cálculo de la primera derivada de flujo fraccional.

En el método de Prats el yacimiento ha sido considerado que se halla formado por seis capas las cuales han sido ordenadas según la permeabilidad absoluta.

Del análisis del método de Craig para una tasa de inyección de 4000 (bbles/día) tomando la unidad del modelo de 121 acres.

- RELACION AGUA-PETROLEO de haber producido por el espacio de 12.88 meses en el Yacimiento FINDI, los pozos comienzan a producir agua y petróleo y esta relación em-

pieza a incrementarse con el tiempo.

El valor máximo alcanzado es de 12.7 (RAP) a los 2 años 5 meses lo que nos indica que por cada barril de petróleo producido se producen 12.7 barriles de agua.

- PETROLEO PRODUCIDO. La tasa de producción de petróleo en el momento en que se produce la ruptura es alta - 3542.9 Bbls/día.

El volumen de petróleo producido incrementa con el transcurrir del tiempo a 8.5×10^6 Bbls.

- AGUA INYECTADA. La tasa de agua inyectada es fija por pozo o sea que durante el programa de recuperación se cundaria es mantenida constante.

El volumen de agua inyectada acumulativo máximo es de 3.5×10^7 Bbls.

- AGUA PRODUCIDA. En el momento en que se produce la ruptura el agua producida es cero y luego empieza a incrementar a un valor máximo de 1.4×10^6 Bbls.
- La Relación Agua-Petróleo es baja incrementándose con el tiempo alcanzado a los 2878 días un valor de 0.31.

- El volumen de Gas producido acumulativo es 1.37×10^6 Bbls.
- La ruptura se ha producido a los 81 días.
- El volumen máximo acumulativo de petróleo producido y agua producida respectivamente es de 7.28×10^6 y 2.26×10^6 Bbls.

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VIII.1. CONCLUSIONES

- Una tasa de inyección de 4.000 Bbl/día nos determina que la ruptura se produzca a los 12.88 meses y a una tasa de producción de petróleo de 3.543 Bbls.
- Una tasa de inyección de 10.000 Bbls/día nos determina que la ruptura se produzca a los 5 meses y una tasa de producción de petróleo de 8857.3 Bbls.

De los dos párrafos anteriores concluimos que siempre va a quedar petróleo en el yacimiento, lo que nos hace pensar que el barrido no es total debido a las variaciones de permeabilidad y de las características petrofísicas en general.

Prats es el método más exacto cuando se tiene toda la información requerida pero en nuestro caso se analizó solamente de 3 pozos de dicho campo de los cuales 2 de ellos no reflejaban la realidad de la zona porque los disparos eran errados y por ende la toma de las muestras.

Sólo en base de F-21 pude generalizar para todo el yacimiento lo que no es cercano a la realidad deseada. De los demás pozos no existe información.

VIII.2. RECOMENDACIONES

- Ejercer comparaciones entre los resultados para cinco pozos, siete y nueve pozos en especial en el estudio económico donde juega papel importante la inversión y la ganancia de un proyecto.
- Realizar un estudio de porosidades y permeabilidades en el campo FINDI ya que existen marcadas diferencias tanto al norte como al sur de dicho campo para de esa forma diseñar los filtros de retención de sedimento.
- Realizar una toma exacta de las muestras para que de esa forma no tener datos alejados de la realidad (observación de los datos y de los registros eléctricos).
- Realizar trabajos experimentales con muestras de nuestro yacimiento observando el desplazamiento como también la avidez de la formación en aceptar dicho fluido.
- Dividir el yacimiento en secciones y realizar la predicción del mismo ya que existe heterogeneidad en la formación provocando así la variación de diferentes parámetros.

MONOGRAMA

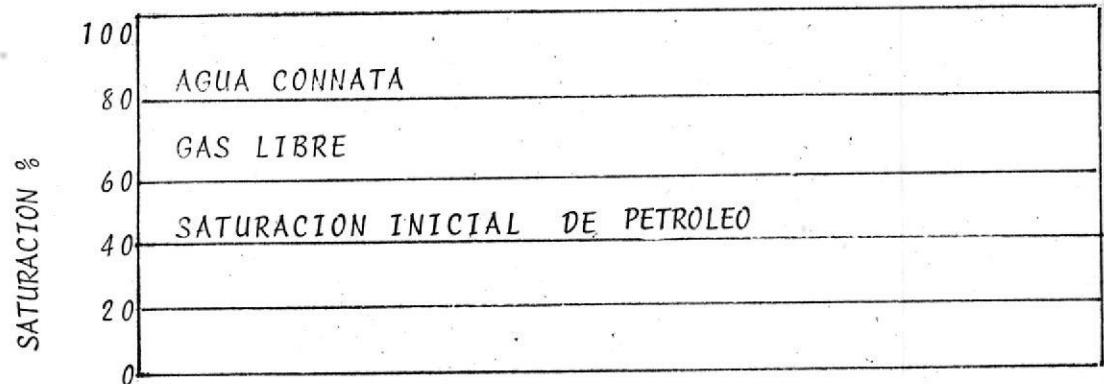
SIMBOLOGIA FORTRAN

μ_w/μ_o	RVWO	= Relación de viscosidad tanto del agua y petróleo.
A	ESP	= Espaciamiento del arreglo.
ϕ	PORO	= Porosidad
ΔS_w	INTSW	= Incremento de saturación de agua.
q_w	TIA	= Tasa de inyección de agua
V	VAI	= Volumen de agua inyectada
Δt	INT	= Intervalo de tiempo
ΔT	TOLE	= Tolerancia
h	ESF	= Espesor de la formación
S_w	SA	= Saturación de agua
K_r	KR5	= Permeabilidad relativa al agua
	KR6	= Permeabilidad relativa al petróleo.
$(\partial f_w / \partial S_w)$	FPW	= Primera derivada de flujo fraccional con respecto al agua.
f_w	FW	= Flujo fraccional de agua
M_w-o	RMAO	= Razón de movilidad - Agua - Petróleo
V_{ip}	VPIN	= Volumen poroso inyectado
T	TEPO	= Tiempo
N_p	PEPR	= Petróleo Producido
RAP	REAP	= Relación - Agua - Petróleo
q_o	TPO	= Tasa de producción de petróleo

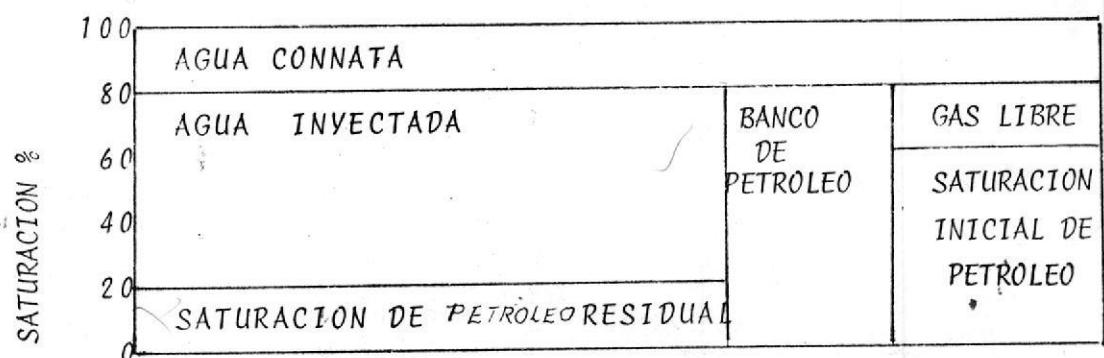
SIMBOLOGIA	FORTRAN	
$\Delta N_p/N_{pt}$	OPRF	= Fracción de petróleo producido
ΔN_p	IOPR	= Intervalo de petróleo producido
β_o	BO	= Factor volumétrico de la formación.
β_w	BW	= Factor volumétrico del agua.
h	H	= Espesor de la formación
E_{Ar}	EAR	= Eficiencia areal a la ruptura
μ_w	UW	= Viscosidad del Agua
μ_o	UO	= Viscosidad del petróleo

APENDICE A-1

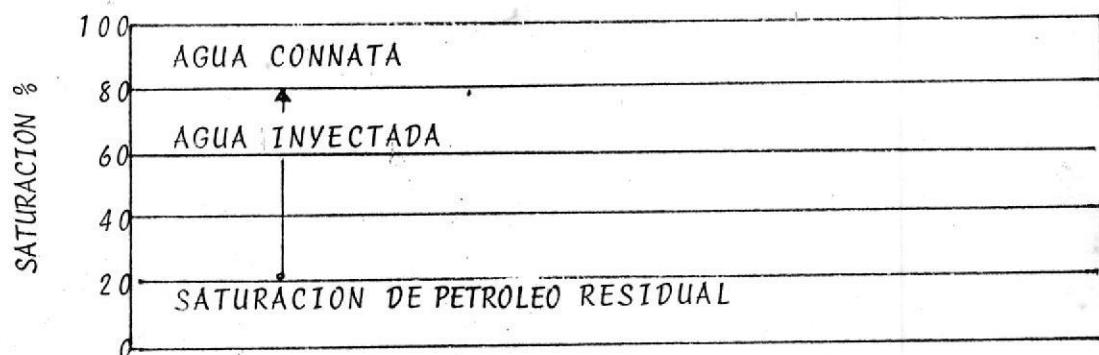
INYECCION DE AGUA



AL INICIO DE LA INYECCION

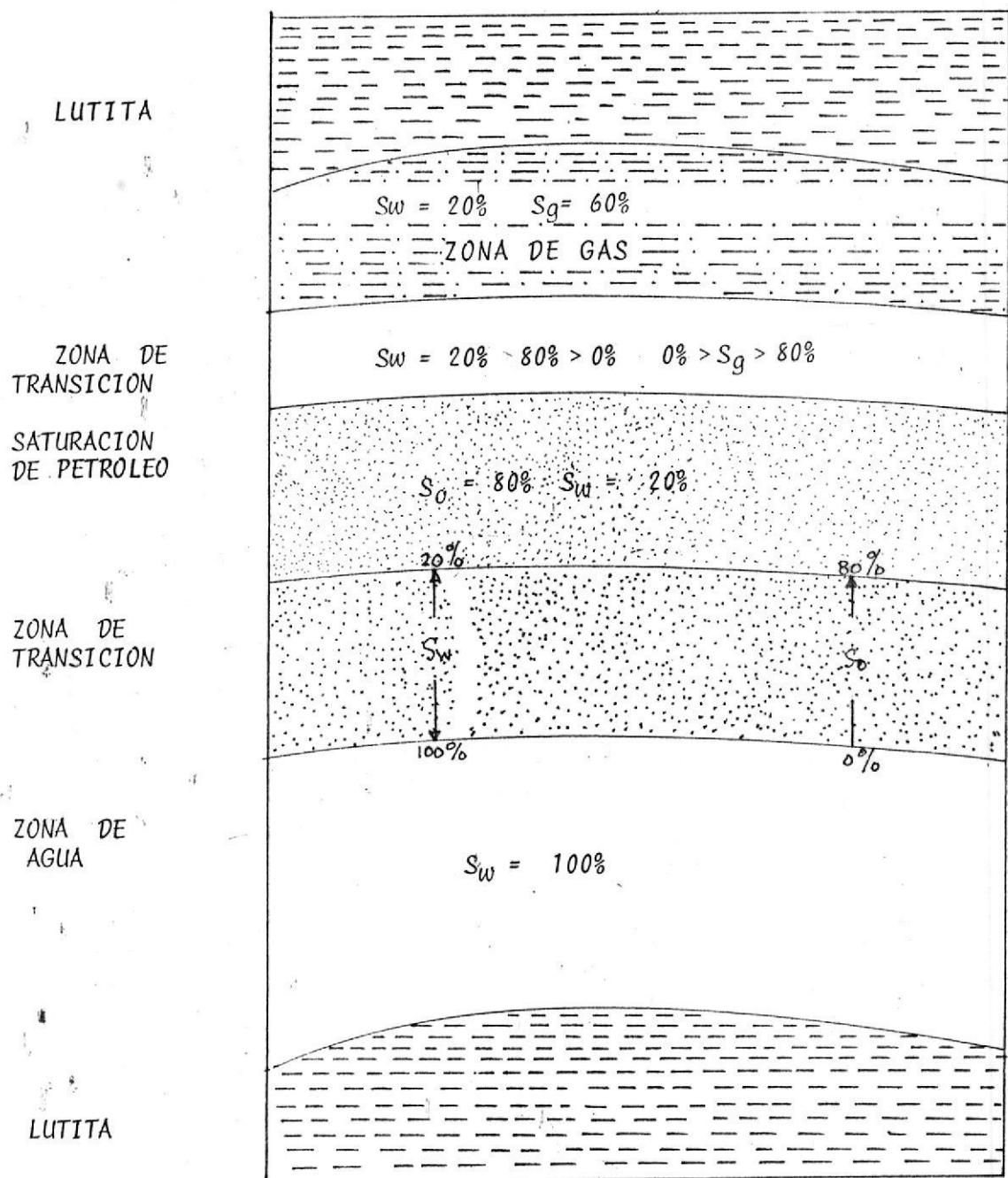


DURANTE LA INYECCION



AL PRODUCIRSE EL ABANDONO

APENDICE A-2

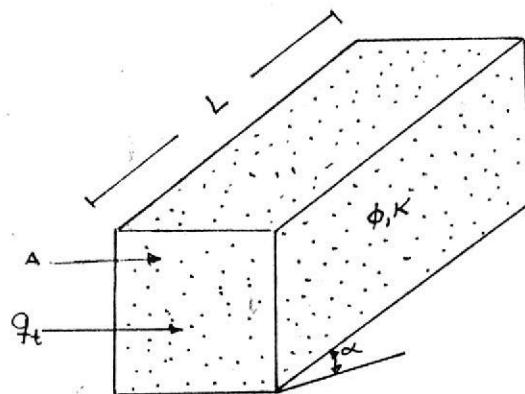


DISTRIBUCION IDEALIZADA DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO

APENDICE A-3

DERIVACION DE LA ECUACION DE FLUJO
FRACCIONAL

Considerando la formación homogénea saturada con petróleo y agua connata, sometida a la inyección de fluidos a una tasa q_t . La arena tiene una longitud, L , área seccional transversal, A , y está inclinada un ángulo β con respecto a un plano horizontal, considerando el ángulo positivo buzamiento arriba, y aplicando la ley de Darcy a cada una de las fases.



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

$$v_o = - \frac{K \times K_{ro}}{\mu_o} \frac{\phi_o}{\partial x} = - \frac{K \times K_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{P_o}{\partial x} + \rho_o \text{ sen}\beta \right) \quad 3-1$$

y

$$v_w = -\frac{K \times K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial \phi_w}{\partial x} = -\frac{K \times K_{rw}}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w \operatorname{sen} \beta \right) \quad 3-2$$

La presión capilar relaciona las presiones en la fase mojante (agua) y en la fase no mojante (petróleo).

$$P_c = P_w - P_o \quad 3-3$$

y esta se puede diferenciar parcialmente con respecto a la longitud.

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad 3-4$$

Reemplazando (3-4) en (3-1) obtengo:

$$v_o = -\frac{K \times K_{ro}}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{\partial P_c}{\partial x} \right) \rho + \rho_o g \operatorname{sen} \alpha \quad 3-5$$

Las ecuaciones (3-2) y (3-5) pueden combinarse para eliminar $\frac{\partial P_w}{\partial x}$ así:

De (3-2):

$$\frac{\partial P_w}{\partial x} = -\frac{v_w \times \mu_w}{K \times K_{rw}} - \rho_w g \operatorname{sen} \alpha \quad 3-6$$

De (3-5):

$$\frac{\partial P_w}{\partial x} = -\frac{V_o \mu_o}{K x K \rho_o} + \frac{\partial P_c}{\partial x} - \rho_o g \sin \alpha \quad 3-7$$

Igualando las ecuaciones (3-6) y (3-7)

$$-\frac{V_w \mu_w}{K x K \rho_w} - \rho_w g \sin \beta = -\frac{V_o \mu_o}{K x K \rho_o} + \frac{P_c}{x} - \rho_o g \sin \alpha$$

$$-\frac{V_w \mu_w}{K x K \rho_w} + \frac{V_o \mu_o}{K x K \rho_o} = \frac{\partial P_c}{\partial x} + \rho_w g \sin \beta - \rho_o g \sin \alpha$$

$$-\frac{V_w \mu_w}{K x K \rho_w} + \frac{V_o \mu_o}{K x K \rho_o} = \frac{\partial P_c}{\partial x} + g(\rho_w - \rho_o) \sin \beta \quad 3-8$$

Considerando fluidos incompresibles

$$V_t \text{ (velocidad total)} = V_w + V_o \quad 3-9$$

Multiplicando ambos miembros de (3-9) por $\mu_o / K x K \rho_o$

$$\frac{V_t \mu_o}{K x K \rho_o} = \frac{V_w \mu_o}{K x K \rho_o} + \frac{V_o \mu_o}{K x K \rho_o} \quad 3-10$$

Reemplazando (3-10) en (3-8).

$$-\frac{V_w \mu_w}{K x K \rho_w} + \frac{V_t \mu_o}{K x K \rho_o} + \frac{V_w \mu_o}{K x K \rho_o} = \frac{\partial P_c}{\partial x} + g(\rho_w - \rho_o) \sin \alpha$$

$$-V_w \left(\frac{\mu_w}{K x K \rho_w} + \frac{\mu_o}{K x K \rho_o} \right) + \frac{V_t \mu_o}{K x K \rho_o} = \frac{\partial P_c}{\partial x} + \rho \Delta \rho \sin \alpha$$

$$Vw \left(\frac{\mu_w}{K x K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K x K_{ro}} \right) = \frac{V_t \mu_o}{K x K_{ro}} - \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \alpha \right) \quad 3-11$$

Despejando la velocidad del agua, Vw , de (3-11).

$$Vw = \frac{\frac{V_t \mu_o}{K x K_{ro}} - \frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho g \sin \alpha}{\frac{\mu_w}{K x K_{rw}} + \frac{\mu_o}{K x K_{ro}}}$$

Multiplicando y dividiendo el segundo miembro de (3-12)

por $\frac{K x K_{ro}}{V_t \mu_o}$ y sabiendo que $K_o = K x K_{ro}$

$$1 - \frac{K_o}{V_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \beta \right)$$

$$Vw = \frac{\frac{\mu_w}{K x K_{rw}} \times \frac{K x K_{ro}}{V_t \mu_o} + \frac{\mu_o}{K x K_{ro}} \times \frac{K x K_{ro}}{V_t \mu_o}}{1 - \frac{K_o}{V_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \beta \right)}$$

Siendo:

$$f_w = \frac{Vw}{V_t}$$

finalmente:

$$f_w = \frac{1 - \frac{K_o}{V_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} + \Delta \rho g \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{K_{ro}}{K_{rw}}} \quad 3-13$$

APENDICE A-4

ECUACION DE VELOCIDAD DEL FRENTE DE
INVASION

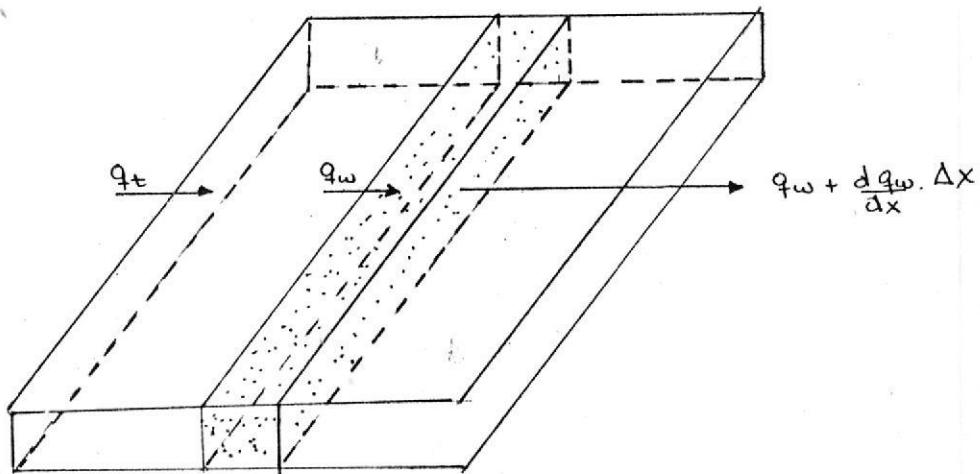
Ecuación de la velocidad del frente de invasión involucra solamente 2 suposiciones: (1) No hay comunicación de masas entre las fases; y (2) las fases son incompresibles. Además se está inyectando fluidos a una tasa q_t .

El volumen de agua en el elemento será:

$$V_w = A \Delta x \phi S_w$$

4-1

y el cambio de este volumen de agua con respecto al tiempo será igual a:



$$\frac{dVw}{dt} = \frac{d}{dt} (A \Delta X \phi Sw)$$

4-2

$$= A \phi \Delta X \left(\frac{dSw}{dt} \right)_X$$

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

$$\frac{dVw}{dt} = qw - \left| qw + \left(\frac{dqw}{dx} \right)_t \Delta X \right|$$

4-3

Igualando (4-2) y (4-3)

$$A \phi \Delta X \left(\frac{dSw}{dt} \right)_X = qw - qw - \left(\frac{dqw}{dx} \right)_t \Delta X$$

4-4

$$A \phi \left(\frac{dSw}{dt} \right)_X = - \left(\frac{dqw}{dx} \right)_t$$

4-5

Pero: $qw = fw qt$

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

$$\left(\frac{dqw}{dx} \right)_t = qt \left(\frac{dfw}{dx} \right)_t$$

4-6

Sustituyendo (4-6) en (4-4) y despejando $\left(\frac{dSw}{dt} \right)_X$ obtenemos:

$$\left(\frac{dSw}{dt} \right)_X = - \frac{qt}{A \phi} \left(\frac{dfw}{dx} \right)_t \quad 4-7$$

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

$$Sw = f(x, t) \quad 4-8$$

Diferenciándola:

$$dSw = \left(\frac{\partial Sw}{\partial x} \right)_t dx + \left(\frac{\partial Sw}{\partial t} \right)_x dt \quad 4-9$$

Como queremos conocer el avance de un plano de saturación constante, tenemos que $dSw = 0$.

$$\left(\frac{\partial Sw}{\partial x} \right)_t dx + \left(\frac{\partial Sw}{\partial t} \right)_x dt = 0 \quad 4-10$$

$$\left(\frac{\partial Sw}{\partial x} \right)_t dx = - \left(\frac{\partial Sw}{\partial t} \right)_x dt \quad 4-11$$

$$\left(\frac{\partial Sw}{\partial x} \right)_t \left(\frac{dx}{dt} \right)_{Sw} = - \left(\frac{\partial Sw}{\partial t} \right)_x \quad 4-12$$

Sustituyendo (4-7) en (4-12)

$$\left(\frac{dSw}{dx} \right)_t \left(\frac{dx}{dt} \right)_{Sw} = \frac{qt}{A \phi} \left(\frac{dfw}{dx} \right)_t \quad 4-13$$

despejando $(\frac{dX}{dt})_{Sw}$ en (4-13)

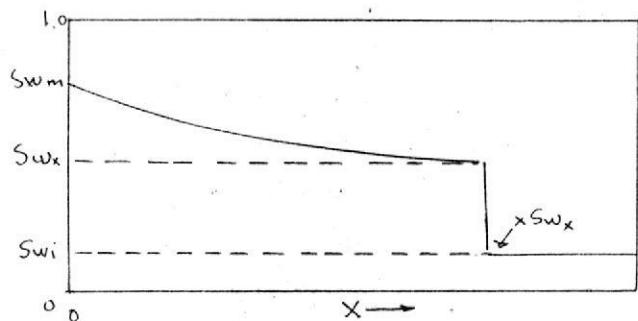
$$(\frac{dX}{dt})_{Sw} = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dX} \right)_t \left(\frac{dX}{dSw} \right)_t \quad 4-14$$

$$v_{Sw} = (\frac{dX}{dt})_{Sw} = \frac{qt}{A\phi} \left(\frac{df_w}{dSw} \right)_t \quad 4-15$$

Esta ecuación (4-15) nos permite obtener la velocidad de avance de un frente de saturación Sw , si se conoce la curva de flujo fraccional, puede calcularse la tangente a dicha curva a una saturación determinada.

APENDICE A-5

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA EN EL FRENTE

El agua inyectada: $q t \times t$

5-1

Agua cumulada en el estrato:

$$A \phi \left[XSw_x (Sw_x - Sw_i) + \int_{Sw_x}^{Sw_m} XSw \, dSw \right] \quad 5-2$$

Ecuación de avance del frente

$$XSw_x = \frac{q t \times t}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right) t, Sw \quad 5-3$$

$$XSw = \frac{q t \times t}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial Sw} \right) t, Sw \quad 5-4$$

Como el agua inyectada es igual al agua acumulada, igualando (5-1) y (5-2).

$$qt \times t = A \phi \left[XS_{wx} (S_{wx} - S_{wi}) + \int_{S_{wx}}^{S_{wm}} XS_w d S_w \right] \quad 5-5$$

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

$$qt \times t = A \phi \left[\frac{qt \times t}{A} \left(\frac{fw}{Sw} \right)_{t, S_{wx}} (S_{wx} - S_{wi}) + \int_{S_{wx}}^{S_{wm}} \frac{qt \times t}{A} \left(\frac{fw}{Sw} \right)_{t, S_w} d S_w \right]$$

Simplificando:

$$1 = \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}} (S_{wx} - S_{wi}) + \int_{S_{wx}}^{S_{wm}} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_w} d S_w \quad 5-6$$

$$S_{wm} = 1.0$$

$$S_{wx} = fw_x$$

$$1 = \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}} (S_{wx} - S_{wi}) + \int_{fw_x}^1 d fw$$

$$1 = S_{wx} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}} - S_{wi} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}} + 1 - fw_x$$

$$S_{wx} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}} = S_{wi} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}} = fw_x$$

$$S_{wx} = \frac{S_{wi} \left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}}}{\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}}} + \frac{fw_x}{\left(\frac{\partial fw}{\partial Sw} \right)_{t, S_{wx}}}$$

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

REFERENCIAS

1. Buckley, S.E. y Leverett, M.C. "MECHANISM OF FLUID DISPLACEMENT IN SANDS". Actas del AIME. Vol. 146, Pag. 107. 1942.
2. Welge, H.J., "A SIMPLIFIED METHOD FOR COMPUTING OIL RECOVERIES BY GAS OR WATER DRIVE", Actas del AIME. Vol. 195, pag. 91. 1952.
3. Stiles, W.E. "USE OF PERMEABILITY DISTRIBUTION IN WATER FLOOD CALCULATIONS". Actas del AIME. Vol. 186, Pag. 9. 1949.
4. Dykstra, H. y Parsons, R.L. "THE PREDICTION OF OIL RECOVERY BY WATER FLOOD" A.P.I. Drilling and Production Practices, pag. 160-174. 1950.
5. Johnson, C.E. "PREDICTION OF OIL RECOVERY BY WATER FLOOD. A SIMPLIFIED GRAPHICAL TREATMENT OF THE DYKSTRA-PARSONS METHOD". Actas del AIME. Vol 207. pag. 345. 1956.
6. Muskat, M. "PRINCIPLES OF OIL PRODUCTION". Mc Graw Hill Book Company, Inc. Capítulo 12, Pág. 670. 1949.
6. Hurst, W. "DETERMINATION OF THE PERFORMANCE CURVE IN FIVE SPOT WATER FLOOD". The Petroleum Engineer, pag. B-40, April 1953.
- 7.a. Slobod R.L. and Caudle, B.H. "X-RAY SHADOWGRAPH STUDIES OF AREAL SWEEPOUT EFFICIENCIES", Trans., AIME (1952) 195, 265-270.
- 7.b. Caudle, B.H., Hickman, B.M. and Silberberg, I.G.: "PERFORMANCE OF THE SKEWED FOUR-SPOT INJECTION PATTERN", J.Pet. Techn. (Nov. 1968) 1315-1319.
- 8.a. Aronofsky, J.: "MOBILITY RATIO - ITS INFLUENCE ON FLOOD PATTERNS DURING WATER ENCROACHMENT", Trans., AIME (1952) 195, 15-24.
- 8.b. Aronofsky, J. and Ramey, H.J., Jr. "MOBILITY RATIO - ITS INFLUENCE ON INJECTION AND PRODUCTION HISTORIES IN FIVE-SPOT FLOOD", Trans. AIME (1956) 207, 205-210.

- ⑦ 9. Suder, F.E. y Calhoun, J.C., "WATER FLOOD CALCULATIONS". A.P.I. Drilling and Production Practices, pag. 260. 1949.
10. Douglas, J., Jr., Blair, P.M. and Wagner, R.J.: "CALCULATION OF LINEAR WATERFLOOD BEHAVIOR INCLUDING THE EFFECTS OF CAPILLARY PRESSURE", Trans., AIME (1958) 213, 96-102.
11. Hiatt, W.N.: "INJECTED -FLUID COVERAGE OF MULTI-WELL RESERVOIRS WITH PERMEABILITY STRATIFICATION", Drill and Prod. Prac., API (1958) 165-194.
12. Douglas, J., Jr., Peaceman, D.W. and Rechford, H.H., Jr. "A METHOD FOR CALCULATING MULTI-DIMENSIONAL INMISCIBLE DISPLACEMENT", Trans. AIME (1959) 216, 297-306.
13. Warren, J.E. and Cosgrove, J.: "PREDICTION OF WATERFLOOD BEHAVIOR IN A STRATIFIED SYSTEM", Soc. Pet. Eng. J. (June 1964) 149-157.
- 14.a. Morel-Seytoux, H.J.: "ANALYTICAL-NUMERICAL METHOD IN WATERFLOODING PREDICTIONS", Soc. Pet. Eng. J. (Sept., 1965) 247-258.
- 14.b. Morel-Seytoux, H.J.: "UNIT MOBILITY RATIO DISPLACEMENT CALCULATIONS FOR PATTERN FLOODS IN HOMOGENEOUS MEDIUM", Soc. Pet. Eng., J., (Sept. 1966) 217-227.
15. G.A. Streamline "MODEL FOR SECONDARY RECOVERY". Society of Petroleum Engineers. March.
16. Fortran, "PROGRAM FOR THE STREAM LINE MODEL". Paper SPE. 2885. Ninth Biennial Production. Techniques Symposium of the Society of Petroleum Engineers of AIME.
17. Collins. "PROGRAMA DE LINEAS DE CORRIENTE" (Transaction. 1955).

18. Higgins, R.V. and Leighton, A.J.: "COMPUTER TECHNIQUES FOR PREDICTING THREE-PHASE FLOW IN FIVE SPOT WATERFLOODS" RI 7011, USBM (Aug. 1967).
19. Hauber, W.C.: "PREDICTION OF WATERFLOOD PERFORMANCE FOR ARBITRARY WELL PATTERNS AND MOBILITY RATIOS", J. Pet. Tech. (Jan, 1964) 95-103.
20. Guthrie, R.K. and Greenberger, M.H.: "THE USE OF MULTIPLE-CORRELATION ANALYSIS FOR INTERPRETING PETROLEUM ENGINEERING DATA", Drill, and Prod. Pract., API (1955) 130-137.
21. Schauer, P.E.: "APPLICATION OF EMPIRICAL DATA IN FORECASTING WATERFLOOD BEHAVIOR", paper 934-G presented at SPE-32 and Annual Fall Meeting. Dallas, Texas. Oct. 6-9, 1957.
22. Arps., J.J., Brons, F., Van Everdingen, A.F., Buchwald., R.W. and Smith, A.E.: "A STATISTICAL STUDY OF RECOVERY-EFFICIENCY" Bull., 14D, API (1967).
23. M. Prats y Asociados, "PREDICTION OF INJECTION RATE AND PRODUCTION HISTORY FOR MULTIFLUID FIVE-SPOT PATTERNS. - (Transactions Vol. 216, 1959).
24. Craig y Asociados. "OIL RECOVERY PERFORMANCE OF PATTERN GAS OR WATER INJECTION OPERATIONS FROM MODEL TESTS. (Water Flooding - Petroleum Transactions Reprint Series).
25. Velásquez Jorge E. "PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE AGUA". Tesis de grado.
26. José Ferrer. "NOTAS SOBRE METODOS DE PREDICCION DE LA RECUPERACION SECUNDARIA DE PETROLEO POR INYECCION DE AGUA".

