

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



“PROBLEMAS DE CONIFICACION DE AGUA EN
YACIMIENTOS BAJO SATURADOS CON EMPUJE
DE AGUA DE FONDO”

TESIS:

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

LEANDRO ALBERTO GARRIDO DELGADO

PROMOCIÓN 1992

LIMA - PERÚ - 1997

PROBLEMAS DE CONIFICACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS
BAJO SATURADOS CON EMPUJE DE AGUA DE FONDO

1. <u>SUMARIO</u>	Pagina
2. Introducción -----	01
3. Conificación -----	08
3.1. Definición -----	08
3.2. Régimen Critico De Producción -----	11
4. Correlaciones Para Determinar El Régimen Critico De Producción	12
4.1 Reservorios Isotrópicos	12
4.1.1. Conificación En Reservorios Homogeneos	13
4.1.1.1. Método De Muskat Y Arthur -----	13
4.1.1.2. Método De Chaney Et Al -----	15
4.1.1.3. Método De Craft Y Hawkins -----	18
4.1.1.4. Método De Meyer Y Garder -----	19
4.1.1.5. Método De Schols -----	20
4.2. Reservorios Anisotrópicos	22
4.2.1. Método De Chierici Et Al -----	22
4.2.2. Cálculo Del Tiempo De Irrupción -----	26
4.2.2.1. Método De Sobocinski Y Cornelius -----	26
4.2.2.2. Método De Bournazel Y Jeanson -----	35
5. Régimen Critico De La Producción Y Desarrollo Del Campo	38
5.1. Desarrollo Sin Conificación De Agua	38
5.2. Desarrollo Con Conificación De Agua	38
6. Manejo Del Reservorio Con Conificación De Agua	39
1. Disminución Del Régimen De Producción -----	39
2. Mejoramiento De La Productividad Del Pozo -----	40
3. Producción Con Cierres Temporales -----	40
4. Inyección De Petróleo -----	41
5. Barreras Artificiales -----	42
6. Completación Dual -----	44
6.1 Retrabajos : Repletación -----	46
6.2. Perforación De Pozos De Relleno -----	50

7. Simulación Numérica Para El Manejo De La Conificación -----	51
7.1 Simulador Numérico Propuesto Por Kuo y DesBrisay -----	58
7.1.1. Estudios De Sensibilidad -----	61
1. Efecto De La Permeabilidad Vertical -----	62
2. Efecto Del Intervalo Abierto a Producción -----	62
3. Efecto Del Régimen De La Producción -----	63
4. Efecto De La Relación De Movilidad -----	63
7.1.2. Normalización De Los Resultados De La Simulación -----	64
7.1.3. Descripción Del Programa -----	66
7.1.4. Cálculo Del Tiempo De Irrupción -----	67
7.1.5. Pronósticos Del Comportamiento Del Corte De Agua -----	67
7.1.6. Limitaciones -----	70
7.2. Simulador Numérico Para Conificación De Agua En Yacimientos Bajo Saturados Con Empuje De Agua De Fondo -----	70
7.2.1. Ajuste De Historia -----	74
7.2.2. Estudio De Sensibilidad -----	74
8. Evaluación Económica Para La Perforación De Pozos De Relleno O Mayor Capacidad De La Bomba Electrosumergible -----	75
9. Conclusiones -----	77
10.Recomendaciones -----	82
11.Bibliografía -----	85

1. Problemas De Conificación De Agua En Yacimientos Bajo Saturados Con

Empuje De Agua De Fondo

2. Introducción.

El agua producida junto con la producción de hidrocarburos desde siempre acarrea problemas que encarecen costos de producción e incluso , si no se controla , reduce la producción del petróleo pudiendo llegar a anularla

Es importante considerar que es inevitablemente producir hidrocarburos con agua de formación , no siendo esta agua el problema principal , mas bien el " agua problema" es su exceso en la producción de petróleo.

Se debe analizar con cuidado las siguientes consideraciones para identificar las posibles causas del problema del exceso o aumento del agua de formación en la producción de petróleo para decidir el programa de producción , antes que se produzca o se acentúe dicho problema :

2.1. Posibles Trayectorias Abiertas Al Flujo:

1. Flujo Cerca De La Pared Del Pozo.

Caso de completaciones cerca del nivel de agua petróleo producido junto con agua de formación , etc.

2. Fisuras en la capa de agua.

Ya sean naturales o inducidas que conectan el intervalo productor con el acuífero.

3. Fisuras comunicadas hacia una inyección.

Ó hacia un pozo inyector

2.2. Lindero Del Agua:

1. Barrido areal pobre.

Caso de digitaciones ó inyección de agua , etc.

2. Capa de alta permeabilidad sin flujo cruzado.

Caso de agua por los flancos o inyección de agua , etc.

3. Capa de alta permeabilidad con flujo cruzado.

Lo que facilita la intrusión del agua del acuífero al intervalo petrolífero.

4. Capa segregada por gravedad.

Separación de agua del petróleo , siendo producidos juntos.

2.3. Conificación Del Agua De Fondo.

Al producir el agua del acuífero esta se levanta en forma de cono e intruye en el intervalo productor desplazando la producción de petróleo

2.4. Problemas En La Completación:

1. Pobre calidad del cemento.

Caso de canalizaciones en el cementado de la tubería de revestimiento.

2. Tubería de revestimiento con fugas.

Caso de tubería no hermética o con fugas por deterioro debido a la corrosión , etc.

En el presente trabajo nos centraremos en los problemas de conificación que es un problema que se presenta en los reservorios petrolíferos con fuerte impulsión de agua de fondo; debido a una relación de movilidades agua-petróleo que favorece la producción de agua de la formación

En el Perú , los campos petrolíferos del Nor-Oriente (Selva) tienden a presentar problemas de conificación del agua , dado que producen mayormente mediante el mecanismo de impulsión por agua de fondo; requiriendo para producir petróleo inversiones adicionales que permitan superar problemas , tales como :

1. Columna hidrostática de agua que genera contra-presión a la formación, con la consiguiente disminución de la caída de presión de fondo del pozo , restándole así energía para producir los fluidos de la formación En muchos casos la formación deja de producir por este problema requiriendo sistemas de levantamiento artificiales.

2. El agua satura las cercanías del pozo reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo Requiriendo en este caso el uso de surfactantes, a fin restablecer la permeabilidad relativa al petróleo o minimizar esta reducción.
3. El agua también afecta a las areniscas y arcillas hidratables o movibles y finos , taponando los espacios interporales en las cercanías del pozo Requiriéndose acidificaciones para limpiar los espacios interporales.
4. Al aumentar la producción de agua también aumenta la producción de finos que son abrasivos para cualquier sistema de levantamiento artificial , ya sean bombas electrosumergible o hidráulicas , requiriéndose de equipos diseñados para resistir la abrasión prolongadamente lo que aumenta el costo , y de sistemas de producción con empaques de grava.
5. La producción de agua esta asociada a la corrosión ; dado que esta contiene sulfuro de hidrogeno H_2S y dióxido de carbono CO_2 , requiriéndose para neutralizar o retardar su efecto destructivo de inhibidores de corrosión ya sean de oxido reducción o eletroquimicos.
6. En la producción o en los trabajos de reacondicionamiento se puede generar emulsiones agua-petróleo , que si intruyen en la formación complican el flujo de fluidos al pozo ; en ambos casos se requieren desemulsificantes , para evitar problemas principalmente en la bomba.
7. La producción excesiva de agua requiere en superficie de instalaciones apropiadas de almacenaje y tratamiento ya sea:

a. Para Reinyección : tanques de almacenaje y tratamiento , bombas y equipos de reinyección ; ó

b) Para Eliminarla equipos de tratamiento mecánico , térmico y químico..., etc.

A fin de reducir el impacto sobre el medio ambiente .

Es de interés económico y técnico minimizar o si fuera posible eliminar la conificación de agua en los pozos productores de petróleo , ya que disminuyen su rentabilidad al producir cada vez mas agua , lo que si no es controlado convenientemente puede generar que estos se vengán en agua, es decir con corte de agua superior al máximo permisible.

Es necesario hacer notar que también existe la conificación de gas-petróleo; solo y también simultáneo con la conificación agua-petróleo ; pero en el presente trabajo dedicado a los "Problemas De Conificación De Agua En Yacimientos Bajo Saturados Con Empuje De Agua de Fondo" no será revisado.

En los problemas de conificación es importante conocer tres cosas

Primero saber el régimen máximo de producción de petróleo al que un pozo puede hacerse producir sin ninguna intrusión del cono de agua. Este régimen de producción de petróleo se llama "Régimen crítico de producción" .

Además si económicamente la reserva permite una producción superior a este "Régimen crítico de producción" , se requieren saber las otras dos adicionales :

Segundo el tiempo de irrupción de agua , y

Tercero el comportamiento del corte de agua después de la irrupción.

Diversos investigadores han intentado de proveer modelos de conificación para determinar :

1. el régimen crítico de producción,
2. el tiempo de irrupción., y / o
3. el comportamiento del corte de agua después de la irrupción.

El régimen crítico de producción y el tiempo de irrupción están bien estudiados analítica y experimentalmente.

1. Para la determinación del régimen crítico de producción publicaron soluciones gráficas :

- a. Muskat y Wyckoff ,
- b. Muskat y Arthur ,
- c. Channey et al , y
- d. Chierici et al,

Con las siguientes implicaciones practicas

La evaluación de problemas de conificación que usan técnicas gráficas disponibles en la literatura se recomiendan cuando existen las condiciones siguientes

- a. La formación puede considerarse generalmente isotrópica y homogénea ,
- b. no afecta adversamente la presión capilar ,
- c. no hay relaciones adversas de movilidad entre la fase desplazada y la fase desplazante ,
- d. la interferencia de presión desde la vecindad del pozo es limitada.

2. Mientras para calcular el régimen crítico de producción proveyeron ecuaciones:

- a. Meyer y Gardner , y
- b. Schols.

3. Para pronósticar el tiempo de irrupción presentaron correlaciones empíricas :

- a. Sobosinsky y Cornelius , y
- b. Bournazel y Jeanson.

Los métodos arriba mencionados comúnmente proveen un calculo bastante próximo al régimen crítico de producción y al tiempo de irrupción.

Este trabajo tiene en cuenta los criterios fundamentales y básicos , para la comprensión y análisis de los "Problemas De Conificación De Agua En Yacimientos Bajo Saturados Con Empuje De Agua De Fondo" ; presentando además un programa de simulación , fácilmente utilizable , probado en condiciones selva , el cual consta de un solo disquete HD 1.44 MB ; con este programa, que reporta cálculos mes a mes se puede predecir convenientemente:

- 1. El petróleo original in situ,
- 2. producciones de petróleo y agua , así como el caudal critico de producción ,
- 3. el comportamiento del corte de agua .

El simulador corre en cualquier computadora asi no cuente con el sistema D.O.S. 2.0 ó posterior y si se requiere generar reportes también de impresora ; basta con guiarse del tutor

Este trabajo describe las ecuaciones utilizadas en el simulador su aplicación y sus limitaciones

3. Conificación

3.1. Definición.

La conificación de agua en un pozo de petróleo es el resultado de presiones que se equilibran encima y debajo del intervalo abierto a producción. A fin de alcanzar el equilibrio debajo de dicho intervalo se constituye un cono cuya altura es gobernada por la caída de presión ocasionada por la producción que es contrabalaceada por el diferencial de presión hidrostática.

La caída de presión causada por la producción origina que el contacto interfacial se mueva a través de los planos de estratificación en forma de cono . La figura 1 muestra la forma de un cono de agua.

En el régimen crítico de producción , cualquier incremento en la caída de presión en el pozo , causa que el contacto interfacial estático se mueva , o que el cono llegue al pozo.

También podemos decir , que la conificación de agua dentro del pozo ocurre cuando la gradiente de presión fluyente , establecida alrededor de la pared del pozo , causa que el flujo de agua atraviese perpendicularmente los planos de contacto agua-petróleo, formándose una superficie cónica alrededor del pozo , teniendo esta superficie en su parte superior petróleo y en la inferior e interior agua .

La conificación se da en reservorios isotrópicos y anisotrópicos con fuerte impulsión de agua de fondo .

Los Conos pueden ser estables , críticos ó inestables ; así:

1. el agua forma un cono estable cuando

- a. Un pozo esta produciendo con un régimen de producción constante un periodo de tiempo largo , pseudoestabilizando el sistema de drenaje . En tanto duren dichas condiciones la altura del cono no cambia ,
- b. las gradientes de presión en el área de drenaje son constantes,
- c. la gradiente de presión fluyente es menor que las fuerzas gravitacionales. Y ,

2. el agua forma un cono critico cuando

- a. Las gradientes de la presión fluyente son aproximadas e inferiores a las fuerzas gravitacionales Aquí el cono es fragilmente estable ,

3. el agua forma un cono inestable cuando

- a. Las gradientes de presión fluyente , sobrepasan las fuerzas gravitacionales , avanzando el cono hacia el intervalo abierto a producción del pozo.

Todo cono pequeño de altura inferior a la del cono crítico es estable , en cambio , cuando la altura del cono supera la altura del cono crítico se observa que esta crece aceleradamente a medida que el cono se acerca al pozo lo cual evidencia un cono inestable

Al tener en cuenta el delicado balance creado entre las fuerzas gravitacionales y la gradiente de presión , considérese que:

1. Las Fuerzas Gravitacionales son causadas por la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua ; y
2. La Gradiente de Presión , es producida por el flujo de los fluidos.

Es importante tener en cuenta que la caída de presión necesaria para levantar el cono es muy pequeña Además las caídas de presión ΔP disponibles en la zona de petróleo son suficientes para levantar el agua más la columna hidrostática de petróleo entre el fondo del horizonte petrolífero y los baleos del intervalo abierto a producción, y en caso de zonas de petróleo no abiertas a producción totalmente , estos valores relativamente grandes que levantan el cono se deben enteramente a la gran concentración de las gradientes de presión cerca al pozo cuando estas se concentran típicamente en la arena De hecho , las gradientes de presión cerca al pozo varían inversamente con el cuadrado de la distancia medida desde el pozo, siendo únicamente una fracción pequeña efectiva para levantar el cono de agua.

Todo lo discutido anteriormente respecto a la altura del cono se ha referido a su medida a lo largo del eje central de la arena es decir, en la región inmediatamente más próxima al pozo .

Obtener los valores de la diferencial de presión crítica requirió atraer el cono hasta el intervalo productor y obtener soluciones analíticas a partir de las cuales se nota el incremento de dichas diferenciales de presión crítica muy rápidamente, especialmente para las arenas de mayor espesor. Además , cae rápidamente a valores infinitesimales cuando el intervalo productor del pozo se acerca al

100% y en el fondo del pozo el conjunto de producción esta cerca el nivel de agua . Finalmente , el diferencial de la presión crítica no solamente disminuye cuanto menor es el espesor de arena, como deber esperarse , su variación con el espesor de arena llega a ser cada vez más pronunciadamente decreciente con la disminución de dicho espesor. Aunque , desde un punto de vista físico , las gradientes y diferenciales de presión sean los controladores que determinan la estabilidad del cono de agua la relación entre el régimen de producción de petróleo y la entrada de agua en el pozo es quizás la de mayor interés desde un punto de vista práctico

La figura 2 muestra la distribución de los potenciales en el grafito , los conductores en el modelo representan sectores radiales de los horizontes de arena petrolífera trazados por el cono de agua desde arriba hacia abajo del pozo. Las curvas equipotenciales se numeran en porcentaje (%) de la caída de potencial total sobre la arena Las curvas continuas en (a) representan la distribución del potencial cuando el cono esta ausente.

3.2. Régimen Crítico De Producción.

Se define al "régimen crítico de producción" como el máximo régimen de producción al que se puede hacer producir un pozo sin ningún problema de irrupción del cono de agua.

El régimen crítico de producción es muy importante en la teoría de conificación , porque encima de él la caída de presión fluyente de fondo del pozo causa que el agua conificada intruya dentro del pozo.

Es importante tener en cuenta que en el régimen crítico de producción el cono es fragilmente "estable" lo que puede cambiar rápidamente generando una irrupción temprana de agua en el pozo.

4. Correlaciones Para Determinar El Régimen Crítico De Producción

Muskat y Wyckoff , Arthur , Channey et al , y Chierici et al publicaron soluciones gráficas para la determinación del régimen crítico de producción .

Mientras Meyer y Gardner y Schols proveyeron ecuaciones para el cálculo del régimen crítico de producción

Las correlaciones están diseñadas considerando sean los reservorios Isotrópicos o Anisotrópicos

4.1. Reservorios Isotrópicos.

Un reservorio es isotrópico si para cada profundidad se cumple que:

1. La permeabilidad en la misma dirección es constante en todo el reservorio ,
2. la porosidad es constante en todo el reservorio ; además
3. el reservorio no presenta barreras ni discontinuidades geológicas.

Cabe señalar que si lo anterior se cumple no importando la profundidad ni la dirección estaremos hablando de un reservorio homogéneo.

4.1.1. Conificación En Reservorios Homogéneos

4.1.1.1. Método de Muskat y Arthur :

Muskat y Arthur utilizaron para estudiar la conificación un simulador físico o "simulador potenciométrico de conificación de agua", hallando soluciones gráficas.

Como el agua, tiene densidad mayor que el petróleo bajo condiciones estáticas permanecería en el fondo de la arena petrolífera, su levantamiento a la zona de petróleo y su llegada al intervalo abierto a producción implica un efecto dinámico debido al movimiento del petróleo hacia arriba.

Seguir en forma detallada el proceso de la formación del cono de agua y como este intruye en el intervalo abierto a producción del pozo e irrumpe a través de la zona de petróleo, es un problema tan complejo que hacer un análisis teórico es prácticamente imposible. Sin embargo, puede llevarse a cabo con seguridad mediante aproximaciones, un tratamiento analítico del sistema de flujo antes que el agua irrumpa, después de un tiempo en que estuvo estático debajo de la zona de petróleo, mediante el levantamiento de una superficie cónica.

Considerando las condiciones de conificación de agua presentados en la figura 3, Muskat relacionó las fuerzas de potencial presentes en el fluido fluyente con el diferencial de las fuerzas gravitacionales entre los dos fluidos involucrados. La ecuación para conificación en un reservorio homogéneo puede ser escrito como :

$$\frac{\Delta\Phi}{\Delta\Phi_e} = \frac{\Phi_w - \Phi_z}{\Phi_w - \Phi_e} = 1 - \frac{g \Delta\rho}{\Delta P} \frac{z}{h} \quad (1)$$

Donde

Φ = Potencial de velocidad ,

Φ_e = potencial en el radio de drenaje ,

Φ_w = potencial en la superficie del pozo ,

Φ_z = potencial en el radio del pozo , a una profundidad z ,

g = aceleración de la gravedad ,

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre los dos fluidos ,

z = distancia desde el punto seleccionado como nivel de referencia, en pies ,

h = espesor del reservorio , en pies

ΔP = caída de presión de fondo del pozo productor , en psi.

Arthur generó soluciones gráficas para la ecuación de Muskat , las que son presentadas en las figuras de la 3 , 4 y 5 .

En la figura 3 se gráfico la penetración del pozo b/h , donde b es el intervalo abierto a producción versus el potencial del pozo en la superficie Φ'_w para un valor particular de radio del pozo de $r_{DW} = 0.001$, donde

$$r_{DW} = r/2h \tag{2}$$

En la misma figura 3 se tiene el gráfico de la penetración del pozo versus el potencial Φ_z en el radio del pozo a una profundidad z .

La figura 4 muestra los factores de corrección que pueden ser aplicados para determinar Φ_w para radios de pozo diferentes de aquellos presentados en la figura 3

La figura 5 muestra el potencial de velocidad en el radio de drenaje Φ_e versus el parámetro del radio de drenaje :

$$r_{DE} = r_c/2h \quad (3)$$

Esta figura 5 puede ser usada para obtener los potenciales Φ_e , para valores razonables del radio de drenaje , r_c .

4.1.1.2. Método De Chaney Et Al

Este método es una extensión del método de Muskat . El método se basa sobre los resultados de análisis matemáticos y potenciométricos de la conificación de agua . A partir de dicho análisis Chaney et al desarrolló un conjunto de curvas para determinar el régimen crítico de producción para diversas longitudes del intervalo abierto a producción . Las curvas de Chaney muestran el régimen crítico de producción en barriles reservorios por día versus la longitud desde el tope superior del intervalo abierto a producción en la arena de petróleo .

Las figuras mostradas son para espesores de la arena petrolífera de 12.5, 25 , 50, 75 y 100 pies ; todos con radios de drenaje de 1000 pies. Cada una de esas figuras muestra cinco curvas de conificación de agua ver en las figuras 6,7,8,9 y 10 , las curvas A ,B ,C,D, y E.

La curva A se usa cuando el 10% del espesor de la arena esta abierta a producción .

La curva B se usa cuando el 20% del espesor de la arena esta abierta a producción .

La curva C se usa cuando el 30% del espesor de la arena esta abierta a producción .

La curva D se usa cuando el 40% del espesor de la arena esta abierta a producción .

La curva E se usa cuando el 50% del espesor de la arena esta abierta a producción .

Los datos de Channey fueron adecuados por mínimos cuadrados

Los cuales permiten calcular:

1. El máximo régimen de producción de producción sin generar conificación ,
2. donde balear ,
3. hacer estimados de la producción del pozo.

Se obtuvo la ecuación siguiente , que puede usarse para hacer pronósticos muy prácticos ;

$$q_{\text{curva}} = 0.1313*(h^2 - D^2) - 23.2 \quad (4)$$

Donde:

q_{curva} = régimen crítico de producción de las curvas de Channey ,
Bl/d

h = espesor de la arena de petróleo , ft

D = intervalo abierto a producción desde el tope superior de la arena de petróleo , ft.

Las curvas de Channey para determinar el régimen crítico de producción se desarrollaron usando las características de la roca-fluido siguientes :

1. Permeabilidad (k),
2. viscosidad del petróleo (μ_o),

3. diferencia de densidades entre el agua y petróleo ($\rho_w - \rho_o$)

Es necesario corregir el régimen de producción obtenido de las curvas de Chaney o de la ecuación 4 , para valores reales de las propiedades de la roca y del fluido mediante la ecuación siguiente:

$$q_{o \max} = \frac{0.00333 * k_o * (\rho_w - \rho_o) * q_{curva}}{\mu_o * \beta_o} \quad (5)$$

Donde:

q_{curva} = régimen inicial de la producción en el reservorio en Bl/d;
el que es determinado de las soluciones gráficas ,

$q_{o \max}$ = régimen máximo de producción inicial en STB/d ,

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo en md ,

μ_o = viscosidad del petróleo en centipoise (cp) , y

β_o = factor de volumen de formación en Bbl/STB.

Los estimados de la capacidad de producción pueden ser obtenidos usando la figura 11 , que muestra la máxima capacidad de producción requerida al producir a un cierto régimen de producción varios intervalos abiertos a producción , en un pozo revestido de 0.25 pies con una densidad de disparos a un razón de 4 ¼ balas/pie.

Las curvas fueron generadas considerando una permeabilidad de 1 darcy y una viscosidad de 1 cp.

Consecuentemente , la caída de presión leída de la figura 7 en psi, tiene que ser corregida multiplicándola por la viscosidad corregida en cp. y dividiéndola por la permeabilidad corregida en darcies . Como regla general , Chaney sugirió que si la caída de

presión corregida de la figura 11 es mas de la mitad de la caída de presión disponible , o caída de presión de trabajo , deberá abrirse a producción un intervalo mayor.

La caída de presión de trabajo es la presión de cierre en el fondo menos la presión ejercida por el peso del fluido en la tubería.

Como regla general Chaney recomendó que la caída de presión disponible sea dividida entre 2 , a fin de calcular una presión de trabajo que tome en cuenta cualquier posibilidad de daño alrededor del pozo que pueda incrementar la caída de presión para un régimen de producción dado.

4.1.1.3. Método De Craft Y Hawkins

Usando el modelo eléctrico derivo la siguiente ecuación:

$$Q_{\max} = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h \cdot (p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \ln(r_e / r_w)} \cdot RP \quad (6)$$

Aquí:

$$RP = f \cdot [1 + 7 \cdot \sqrt{(r_w / 2 \cdot f \cdot h)} \cdot \cos(f \cdot 90^\circ)] \quad (7)$$

Donde :

RP = razón de productividad,

p_{ws} = presión estática del pozo corregida a la mitad del intervalo productivo, psi

p_{wf} = presión fluyente del pozo corregida a la mitad del intervalo productivo, psi

f = Penetración fraccional ,

h = espesor de la columna de petróleo , pies

μ_o = viscosidad del petróleo , cp.

La máxima caída de presión sin entrada de agua al pozo es :

$$\Delta P_{\text{Max}} = 0.433 * (\rho_w - \rho_o) * \Delta h_{\text{Max}} \quad (8)$$

Donde Δh_{Max} es la distancia vertical , entre el perforado del baleo mas bajo del intervalo abierto a producción y el contacto inicial de agua , que debe considerarse para calcular la caída de presión máxima.

4.1.1.4. Método De Meyer Y Garder

Meyer y Garder determinaron analíticamente el máximo flujo permisible de petróleo en un pozo , para hacerlo producir sin conificación de agua , en la sección de producción del pozo .

A fin de simplificar el tratamiento analítico asumieron:

1. Un reservorio homogéneo , y
2. flujo radial .

Meyer y Garder derivaron la ecuación siguiente para el cálculo del régimen crítico de producción :

$$q_c = \frac{1.5351 * 10^{-3} * (\rho_w - \rho_o) * (h^2 - D^2) * k}{\mu_o * \beta_o * \ln(r_e / r_w)} \quad (9)$$

Donde :

- q_c = régimen crítico de producción , STB/d
- $\rho_w - \rho_o$ = diferencia de densidades entre el agua y petróleo , gr/cc
- h = espesor de la zona de petróleo , pies
- D = intervalo abierto a producción , pie (desde la cima de la arena)
- k = permeabilidad , md
- μ_o = viscosidad del petróleo , cp
- β_o = factor de volumen de formación de petróleo, Bbl/STB
- r_e = radio de drenaje , pies
- r_w = radio del pozo perforado , pies

La ecuación anterior puede ser usada muy fácilmente. Sin embargo, debe tenerse cuidado en entender que son fórmulas de flujo radial simplificadas , y que por lo general son menos aproximadas que los métodos mas rigurosos.

4.1.1.5. El Método De Schols

Basados en experimentos corridos en el simulador numérico del modelo Hele-Shaw .

Schols derivó una fórmula empírica para el régimen crítico de producción como sigue :

$$q_c = \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) * k * (h^2 - D^2)}{2049 * \mu_o * \beta_o} \right] * \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln(r_e/r_w)} \right] * \left[\frac{h}{r_e} \right]^{0.14} \quad (10)$$

Donde :

- q_c = régimen crítico de producción, STB/d
- $\rho_w - \rho_o$ = diferencia de densidades entre el agua y petróleo, gr/cc
- h = espesor de la zona de petróleo , pies
- D = intervalo abierto a producción , pie (desde la cima de la arena)
- k = permeabilidad , md
- μ_o = viscosidad del petróleo , cp
- β_o = factor de volumen de formación de petróleo, Bbl/STB
- r_e = radio de drenaje , pies
- r_w = radio del pozo perforado , pies.

Hay concordancia entre el régimen crítico de producción calculado a partir de la formula empírica de Schols y los calculados por modelos numéricos mas completos .

Schols también comparó su trabajo con los método de Muskat-Arthur y Meyer-Garder. Demostrando que el método de Muskat-Arthur o incluso el método de Channey dan regímenes críticos de producción demasiado altos y que el método de Meyer-Garder da valores demasiados bajos para el régimen crítico de producción. La formula empírica de Schols ofrece un método rápido y bueno para calcular el régimen crítico de producción.

4.2. Reservorios Anisotrópicos

Un reservorio es anisotrópico si

1. La permeabilidad no es constante en todas las direcciones del reservorio,
2. la porosidad varia a través del reservorio.
3. el reservorio puede presentar barreras ó discontinuidades geológicas

Este tipo de reservorios requieren para su estudio y planificación de simuladores numéricos .

4.2.1. Método De Chierici Et Al.

El método de Chierici et al basado en la teoría de conificación de agua de Muskat, hace uso del modelo potenciométrico , determinando:

1. El máximo régimen crítico de producción , y
2. el intervalo optimo de completación .

Con la finalidad de maximizar la recuperación de petróleo sin conificación de agua .

Este método tiene las siguientes asunciones

1. El reservorio es homogéneo ,
2. los contactos interfaciales son horizontales en condiciones estáticas ,
3. los efectos de la presión capilar son omitibles ,

4. los fluidos del reservorio son incompresibles ,
5. el acuífero es de tamaño limitado y no contribuye a la energía del reservorio.

Las siguientes ecuaciones son básicas para el método de Chierici et al :

$$q_{oc,w} = 3.073 \cdot 10^{-3} \left(\frac{h^2 \Delta \rho_{wo} k_h}{\beta_o \mu_o} \right) \psi(r_{de}, f_b, h_{cw}/h) \quad (11)$$

Donde :

$q_{oc,w}$ = régimen crítico de la producción de petróleo para un cono de agua intruyendo en el pozo , STB/d

h = espesor total de la columna de petróleo , pies

$\Delta \rho_{wo}$ = diferencia de densidades agua-petróleo , gr/cc

k_h = permeabilidad horizontal , md .

Además:

$$r_{de} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (12)$$

Aquí :

r_e = radio de drenaje , pies

k_v = permeabilidad vertical , md

f_b = fracción total de la columna de petróleo abierta a producción,

h_{cw} = distancia del contacto inicial agua-petróleo a la parte baja del intervalo abierto a producción , pies

β_0 = factor de volumen de formación del petróleo, Bbl/STB

μ_0 = viscosidad del petróleo en condiciones reservorio , cp .

Si la producción de un pozo excede el régimen crítico de producción, el agua forma un cono inestable que intruye por el intervalo abierto a producción dentro del pozo .

Para una distancia determinada hasta el contacto interfazial, el régimen crítico de producción , para la conificación de agua , es normalmente el régimen de producción límite resultante de la pequeña diferencia de densidades entre el agua y el petróleo

La ecuación 11 indica que el régimen crítico de producción esta en función de :

1. Los parámetros del fluido ,
2. los parámetros de la roca , y
3. la distancia disponible para la Conificación.

El régimen crítico de la producción esta relacionado por la función ψ de los parámetros adimensionales :

r_{de} , f_b y h_{cw}/h ; los cuales son definidos por la geometría del sistema de conificación .

Chierici determino los valores para la función ψ mediante el uso del simulador potenciométrico. Los valores de ψ fueron determinados para los siguientes rangos adimensionales razonables:

$$r_{de} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad \text{de } 5 \text{ @ } 80 ;$$

f_b de 0.0 @ 0.75 ; y

h_{cw}/h de 0.07 @ 0.90 (13)

Los valores de ψ para los rangos previos son mostrados en las figuras 12 a la 18 . Cada figura es valida para valores específicos de r_{de} y contiene dos grupos de curvas. Un grupo es para valores de h_{cw}/h y se usa cuando esta conificado un solo fluido.

Para determinar el valor de ψ , calcular el valor de r_{de} y determinar la figura que se aplica . Si el pozo ha sido completado , se usan f_b y h_{cw}/h , y el valor de ψ es encontrado en la intersección de los dos valores .

Si el pozo esta siendo evaluado para ser completado , determinar un valor de f_b , asumiendo que el pozo ha sido completado tan lejos como sea posible del contacto de los fluidos . Se determina un valor de ψ y un régimen crítico de producción .

Puede notarse que mientras mas bajo es f_b , el régimen crítico de la producción es mas alto .

Los datos de producción del pozo de petróleo pueden ser usados para estimar el potencial en tanto los valores de f_b se establezcan donde haya una buena capacidad , y el pozo este completado convenientemente para lograr conseguir el régimen crítico de producción.

La completación optima puede ser determinada cuando hay una competencia establecida sobre el intervalo abierto a producción entre el régimen crítico de producción y el potencial del pozo.

4.2.2. Calculo Del Tiempo De Irrupción

El tiempo de irrupción es el tiempo estimado aproximadamente para que el cono de agua llegue a los baleos inferiores del intervalo abierto a producción e irrumpa en el pozo.

4.2.2.1. Método De Sobocinski y Cornelius

El método de Sobocinski considera un reservorio homogéneo que se alimenta horizontalmente y asume flujo radial de petróleo y agua desde el límite exterior .

Sobocinski y Cornelius desarrollaron una correlación para predecir el tiempo que demora el cono de agua para irrumpir en el intervalo abierto a producción ; basados en resultados experimentales de laboratorio y datos resultados de programas de computación .

La correlación involucra:

1. grupo de propiedades adimensionales del reservorio:

a. altura adimensionales del cono z ,

b. tiempo adimensional $(t_D)^{BT}$, y

2. características del fluido de producción y del pozo.

Las definiciones de estos dos grupos adimensionales son como se indica a continuación :

$$z = \frac{0.00307 * (\rho_w - \rho_o) * k_h * h * (h - D)}{\mu_o * q * \beta_o} \quad (14)$$

Donde :

z = altura adimensional del cono ,

q = caudal de petróleo , Bl/d

k_h = permeabilidad horizontal , md

$\rho_w - \rho_o$ = diferencia de densidades entre el agua y petróleo , gr/cc

h = espesor de la zona de petróleo , pies

D = intervalo abierto a producción , pie (desde el tope superior de la arena)

μ_o = viscosidad del petróleo , cp

β_o = factor de volumen de formación de petróleo , Bbl/STB

r_e = radio de drenaje , pies

r_w = radio del pozo perforado , pies .

y

$$(t_D)^{BT} = \frac{0.00137 * (\rho_w - \rho_o) * k_h * F_k * (1 + M^a) * t_{BT}}{\mu * \phi * h_o} \quad (15)$$

Donde :

t_{BT} = tiempo de irrupción , días

ϕ = porosidad , fracción

F_k = relación de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal, k_v/k_h

M = relación de movilidad agua - petróleo .

Aquí:

$$M = \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \left(\frac{(k_w)_{or}}{(k_o)_{wc}} \right) \quad (16)$$

Donde:

$(k_w)_{or}$ = permeabilidad efectiva al agua a la saturación residual de petróleo, y

$(k_o)_{wc}$ = permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua connata ,

$$\alpha = 0.5 \text{ para } M < 1 ; \text{ ó}$$

$$= 0.6 \text{ para } 1 < M < 10 .$$

La correlación de Sobocinski y Cornelius para el tiempo de irrupción puede ser aproximado por la ecuación siguiente :

$$(t_D)^{BT}_{Sobocinski} = \frac{z}{4} * \frac{16 + 7*z - 3*z^2}{7 - 2*z} \quad (17)$$

Estos grupos adimensionales pueden ser usados para estimar el comportamiento del cono de agua sin ser considerados directamente en la correlación.

El procedimiento del calculo del tiempo de irrupción que usa el método de Sobocinski y Cornelius es como sigue :

Primero: Calcular la altura adimensionales del cono en la irrupción; usando la ecuación siguiente :

$$z = \frac{0.00307 * (\rho_w - \rho_o) * k_h * h * (h - D)}{\mu_o * q * \beta_o} \quad (18)$$

Segundo: Encontrar el tiempo adimensional t_D , que corresponde a "z" calculada para la irrupción . Esto puede obtenerse en la ecuación siguiente :

$$(t_D)^{BT}_{Sobocinski} = \frac{z}{4} * \frac{16 + 7*z - 3*z^2}{7 - 2*z} \quad (19)$$

Tercero: Usando la ecuación siguiente , calcular el tiempo de irrupción en días t_{BT} :

$$t_{BT} = \frac{\mu_o * \phi * h * (t_D)^{BT}_{Sobocinski}}{0.00137 * (\rho_w - \rho_o) * k_h * F_k * (1 + M^a)} \quad (20)$$

Con los conceptos y cálculos previos se determina el tiempo de irrupción pero no el tiempo requerido para desarrollar un cono estable.

Antes que el cono alcance la altura critica ó el agua intruya en el pozo ; se puede hacer producir el pozo encima del régimen crítico de producción .

La correlación disponible estima el tiempo en que se forma el cono levantándose desde el contacto estático agua-petróleo , alcanzando una altura estable Esta correlación se basa en datos de un modelo en dos dimensiones en una arena empaquetada con propiedades del reservorio y de los fluidos.

La correlación tiene las siguientes asunciones y limitaciones

1. El reservorio es homogéneo el sistema es incompresible sin capa de gas y produce con régimen de producción constante .

2.a. Se Consideran

1. Las fuerzas de gravedad y viscosas , y
2. datos geométricos que involucran razones de permeabilidad horizontal-vertical.

b. Se Omiten

1. Presión capilar ,
2. razón de viscosidades petróleo-agua ,
3. geometría del flujo.

3. La altura vertical del sistema puede ser caracterizada por el espesor de la zona de petróleo.

En el radio externo del modelo se mantuvo constante el contacto agua-petróleo.

1. Descripción De z Versus El Tiempo T_D

El eje z es la altura del cono adimensional versus el tiempo adimensional t_D de las curvas . Los datos experimentales de los tiempos de irrupción del cono de agua y datos del cono , fueron correlacionados con los modelos computarizados; contra el tiempo adimensional t_D y la altura adimensional del cono z. Las correlaciones son mostradas en la figura 19. Los datos correlacionados fueron desarrollados para desplazamientos inmiscibles y son descritos por las ecuaciones 21 y 22.

$$z = \frac{0.00307 \cdot \Delta\rho_{wo} \cdot k_h \cdot h \cdot h_c}{\mu_o \cdot q_o \cdot \beta_o} \quad (21)$$

y

$$t_D = \frac{0.00137 \cdot \Delta\rho_{wo} \cdot k_h \cdot (1+M^a) \cdot t}{\mu_o \cdot \phi_h \cdot \eta_k} \quad (22)$$

Donde :

$\Delta\rho_{wo}$ = diferencia de densidades agua-petróleo , gr/cc

μ_o = viscosidad del petróleo , cp

k_h = permeabilidad horizontal, md

h = espesor de la zona petrolífera , pies

h_c = altura de la cúspide del cono de agua sobre el contacto agua petróleo promedio , pies

q_o = régimen de producción de petróleo ,

β_o = factor de volumen de formación del petróleo , Bbl/STB

t = tiempo , días

ϕ = porosidad

η_k = razón de permeabilidad horizontal-vertical ,

M = razón de movilidad agua-petróleo = $\frac{\mu_o \cdot (k_w)_{irr}}{\mu_w \cdot (k_o)_{wt}}$

α = 0.5 para $M < 1$, ó

= 0.6 para $1 < M < 10$ (23)

Las curvas en la figura 19 describen a z como la función de t_D usando datos suavizado de los modelos . La curva de irrupción representa las condiciones en que un cono de agua , el cual se forma desde las condiciones estáticas , irrumpirá en el pozo cuando se esta produciendo a un régimen de producción constante e ininterrumpido . El levantamiento de la curva de base describe la cúspide del cono de agua antes que el agua irrumpa, mientras las curvas de partida describen el alza de la cúspide del cono a medida que este se acerca al intervalo abierto a producción. Note que la pendiente de la curva de partida se incrementa cuando esta se acerca a la curva de irrupción. Esto significa que el alza de la cúspide del cono se acelera a medida que se acerca al intervalo abierto a producción . Las cuatro curvas mostradas se obtuvieron a partir de datos de laboratorio ; la curva de partida para las otras irrupciones pueden ser ubicadas por interpolación.

El levantamiento de las curvas base y de partida se aplican solo en casos de conificación para los cuales las condiciones de irrupción caen dentro de los rangos de la figura 19 si para las condiciones especificas la irrupción no ocurre, el agua puede ser producida por conificación solamente si el régimen

de producción ó intervalo abierto a producción se incrementan o si el contacto agua-petróleo se levanta.

Es posible estimar el régimen crítico de producción de la figura 15 , note que en esta figura la altura adimensional del cono en la irrupción tiende a tornarse asintótica para tiempos adimensionales con valores de z mayores que 3 y menores que 4. Aunque el valor asintótico exacto para z_{HT} no puede ser obtenido de la figura 19 ó de los datos de los que fueron preparados puede asumirse que z_{HT} se tornara asintótico en 3.5. Si hacemos la ecuación 21 igual a 3.5 e insertamos valores apropiados a la irrupción para todos los factores exceptuando a q_0 , podremos calcular q_0 para el régimen crítico de producción de petróleo.

a. Aplicación De T_D versus La Correlación z En La Predicción Del Tiempo De Desarrollo Del Cono

El método de t_D versus la correlación z permitirá a uno estimar si ocurre la irrupción dentro de los límites de la figura 19 y por lo tanto , cuanto tomara al pozo producir agua por conificación y cuan rápido la cúspide del cono subirá.

Las curvas de la figura 19 están basados solo en datos limitados y las predicciones hechas a partir de la correlación de esos datos están sujetos a las condiciones ya indicadas previamente.

Para predecir la formación de un cono use el siguiente procedimiento:

1. Usar la ecuación 21 para calcular la altura adimensional del cono en la irrupción ; para

determinar si la irrupción ocurrirá dentro de los límites de la figura 19 o si la curva de partida es falsa.

2. calcular el tiempo adimensional t_D que corresponden al z calculado para la irrupción ,
3. usar la ecuación 22 , hallar t , el tiempo actual de irrupción en días .
4. determinar la altura del cono antes de la irrupción y asumir la menor altura como la altura de irrupción , para calcular el z con la ecuación 21 ; determinando el correspondiente t_D del levantamiento de las curvas base y de partida apropiadas y finalmente resolver la ecuación 22.

Cuanto demora , para que el cono irrumpa en el pozo , viene dado por el tiempo adimensional t_D de la figura 19 .

Despejando la ecuación 22 para obtener el tiempo de irrupción:

$$t = \frac{t_D \mu_o \phi \eta_k}{0.137 * \Delta\rho_{wo} k_h (1+M^2)} \quad (24)$$

M es la razón de movilidad agua petróleo y además :

$$M = \frac{\mu_o(k_w)_{or}}{\mu_w(k_o)_{wt}} \quad (25)$$

4.2.2.2. Método De Bournazel Y Jeanson

Bournazel y Jeanson desarrollaron un método para estimar tiempo de irrupción basados en datos experimentales . Su modelo asumió :

1. Un reservorio homogéneo que se alimenta horizontalmente, y
2. además flujo radial de petróleo y agua desde el límite exterior.

La correlación de Bournazel involucra el mismo grupo de parámetros adimensionales que la correlación de Sobocinski y Cornelius .

La correlación de Bournazel y Jeanson se puede representar por la ecuación siguiente :

$$(t_D)^{BT}_{Bournazel} = \frac{z}{3 - 0.7*z} \quad (26)$$

El procedimiento de calculo del tiempo de irrupción que usa el método Bournazel es parecido al método de Sobocinki , excepto en el segundo paso :

Primero: Usando la ecuación siguiente , calcular la altura adimensionales del cono en la irrupción :

$$z = \frac{0.00307 * (\rho_w - \rho_o) * k_h * h * (h - D)}{\mu_o * q * \beta_o} \quad (27)$$

Segundo: El tiempo adimensional t_D , se calcula usando la ecuación:

$$(t_D)^{BT}_{Bournazel} = \frac{z}{3 - 0.7 * z} \quad (28)$$

Tercero: Finalmente , el tiempo de irrupción en días , t_{BT} esta dado por :

$$t_{BT} = \frac{\mu_o * \phi * h * (t_D)^{BT}_{Bournazel}}{0.00137 * (\rho_w - \rho_o) * k_h * F_k * (1 + M^a)} \quad (29)$$

Donde :

- z = altura adimensional del cono ,
- q_o = régimen de producción de petróleo , Bl/d
- k_h = permeabilidad horizontal , md
- $\rho_w - \rho_o$ = diferencia de densidades entre el agua y petróleo , gr/cc
- h = espesor de la zona de petróleo , pies
- D = intervalo abierto a producción , pies (desde el tope superior de la arena)

- μ_o = viscosidad del petróleo ,cp
 β_o = factor de volumen de formación del petróleo, Bbl/STB
 $(t_D)^{BT}_{Bournazel}$ = tiempo adimensional para el tiempo de irrupción para la correlación de Bournazel.
 ϕ = porosidad , fracción
 F_k = relación de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal, k_v/k_h
 M = relación de movilidad agua - petróleo.

Aquí:

$$M = \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \left(\frac{(k_w)_{or}}{(k_o)_{wc}} \right)$$

Donde:

$(k_w)_{or}$ = permeabilidad efectiva al agua a la saturación residual de petróleo, y

$(k_o)_{wc}$ = permeabilidad efectiva al petróleo a la saturación de agua connata.

$$\alpha = 0.5 \text{ para } M < 1 ; \text{ ó}$$

$$= 0.6 \text{ para } 1 < M < 10 .$$

5. Régimen crítico De Producción Y Desarrollo Del Campo

El desarrollo de un campo de acuerdo a su régimen crítico de producción depende si el reservorio es finito o infinito.

Un reservorio se considera finito si la división del radio externo del acuífero entre el radio del reservorio de petróleo es menor que 10 ; y es infinito si la relación anterior es mayor que 10

Dicho de otra manera si el volumen de agua del acuífero entre el volumen de petróleo en el reservorio es 100 o mas el reservorio se considera infinito ; y si es menor que 100 el reservorio se considera finito .

5.1. Desarrollo Sin Conificación De Agua

Si el **reservorio es finito** , puede producirse sin conificación de agua, debajo del régimen crítico de producción y en caso de ser económico aumentar la producción encima del régimen crítico de producción .

5.2. Desarrollo Con Conificación De Agua

Si el **reservorio es infinito** , inicialmente se producirá sin el problema de la conificación de agua , pero pasado un tiempo se desarrollara este problema , debiendo producirse encima del régimen crítico de producción con el agua conificada intruyendo en el pozo .

6. Manejo Del Reservorio Con Conificación De Agua

Varias posibilidades pueden considerarse en el esfuerzo para reducir el efecto de la conificación de agua , podemos incluir:

1. Disminución del régimen de producción .
2. Mejoramiento de la productividad del pozo .
3. Producción con cierres temporales (stop cocking)
4. Inyección de petróleo .
5. Uso de barreras artificiales .
6. Completación dual
7. Recompletación. (ver acápite 6.1)
8. Perforación de pozos de relleno (infill) .(ver acápite 6.2)

1. Disminución Del Régimen De Producción

En teoría bajando el régimen de producción se reduce los efectos de la conificación de agua por disminución de la caída de presión en fondo del pozo , favoreciendo el aumento de la producción acumulada de petróleo y la vida del pozo , reduciendo costo de eliminación del agua .

Esto, a la vez, reduce las fuerzas dinámicas alrededor de la pared del pozo , permitiendo una mejor segregación por gravedad de las fases involucradas.

Sin embargo no siempre hay predisposición a utilizar este procedimiento , más bien es común aumentar la producción del fluido total para mantener la producción de petróleo .

2. Mejoramiento De La Productividad Del Pozo

En algunos casos, es posible aumentar la productividad del pozo mediante acidificación o fracturamiento del reservorio.

Una fractura puede aumentar el área efectiva de producción del pozo de radio r_{we} , como se indica en la ecuación siguiente:

$$r_{we} = r_w \cdot e^{-S} \quad (30)$$

Donde:

r_{we} = radio equivalente del área efectiva de producción del pozo,

r_w = radio equivalente del área del pozo,

S = daño de la formación.

El aumento del radio efectivo del área de la pared del pozo reduce el efecto conificación porque disminuye la caída de presión alrededor de la pared del pozo.

La estimulación no cambia el régimen crítico de producción , a menos que esta sea efectiva horizontalmente sobre un área amplia lejos de la pared del pozo Si el aumento de la permeabilidad es dirigida únicamente a la pared del pozo las gradientes de presión del pozo permanecerán igual que antes , aunque se note un aumento en el índice de productividad .

3. Producción Con Cierres Temporales (STOP COCKING)

Después que el cono irrumpe , el pozo se cierra un período de tiempo determinado suficientemente para permitir que el cono retroceda , después de esto se hace producir a un régimen de producción menor

que antes del cierre, para impedir un nuevo levantamiento progresivo del cono ; esperando así mantener el cono estable

Se requiere una producción mas baja que las condiciones iniciales porque la permeabilidad efectiva al agua fue aumentada por la primera irrupción del cono .

En la conificación de agua la segregación gravitacional empieza una vez que se cierra el pozo , pero si ya ocurrió la conificación de agua la segregación puede ser lenta debido a la poca diferencia entre las densidades del petróleo y agua

Además, la presión capilar puede retener una porción del agua que ha desplazado al petróleo, reduciendo consiguientemente la permeabilidad efectiva al petróleo

4. Inyección De Petróleo

El trabajo iniciado por Smith y Pirson mostró experimental y analíticamente que la tendencia de conificación del agua es posible suprimirla e incrementar las recuperaciones del hidrocarburo si se inyecta petróleo entre el intervalo productor y el cono emergente cerca al contacto agua-petróleo La inyección de petróleo contrabalancea la gradiente de presión atribuida a la producción de petróleo .

Se encontró también que la inyección de petróleo mas viscoso que el petróleo original del reservorio tuvo efecto beneficioso para suprimir el desarrollo del cono Aumentar la viscosidad es equivalente a poner una barrera permeable entre el petróleo y la zona de agua .

La experiencia de campo indica que este enfoque puede reducir drásticamente las relaciones agua-petróleo

Un problema asociado con este enfoque es determinar que cantidad de petróleo deben inyectarse para aumentar las recuperaciones de

petróleo , obviamente estas deben ser grandes y se tendrá siempre incertidumbre respecto al resultado .

Por ejemplo , en algunos casos es necesario inyectar 5 Bl de petróleo para recuperar 6 Bl .

Dada la naturaleza de este método propuesto , deben examinarse los márgenes económicos muy cuidadosamente .

5. Barreras Artificiales

Plásticos , bitúmenes y lechadas de cemento podrían ayudar para impedir la conificación de agua , si ellos penetran en la formación hasta una distancia considerable, generando así una barrera artificial

Los plásticos ofrecen algunas ventajas técnicas pero son muy costosos .

El método de inyección dual de fluido involucra inyecciones simultáneas de relleno de agua y gel . El gel se pone en la zona de agua y el relleno se inyecta en la zona de petróleo para impedir la migración ascendente del gel. Para mantener en cero la diferencial de presión entre los dos fluidos durante el bombeo se mantiene el balance así el gel queda donde debe estar , ver la figura 20.

Los agentes bloqueadores gelatinosos pueden ayudar a reducir la conificación causadas por fisuras de alta permeabilidad o por fracturas

Un buen ejemplo del uso de geles bloqueadores ha sido presentado por Mazzocchi y Carter .

La figura 21 muestra los resultados de un tratamiento piloto, en el que se usó un agente bloquear , en un reservorio naturalmente fracturado en 1971 Los resultados reales comparados con la

extrapolación de la regresión lineal claramente indican que el tratamiento era altamente exitoso .

La producción de petróleo aumentó considerablemente mientras la producción de agua siguió la misma tendencia proyectada por la extrapolación de la regresión lineal . Después de 28 meses de inyección regular de agua , ningún rastro de componentes del gel se encontró en los muestreos del agua obtenida de los pozos productores, indicando la aplicación exitosa del agente gel bloqueador sobre el borde de limonita fracturada del reservorio .

Lo mas importante , sin embargo es ser muy cuidadoso cuando se trabaja con materiales gel a causa de su pobre estabilidad térmica , además , en algunos casos ellos son sensibles a los iones metálicos que se encuentran en los fluidos de formación.

Actualmente se han desarrollado geles selladores que pueden bombearse dentro de la formación y cortar completamente la producción del fluido del intervalo tratado ; varias fórmulas están en el mercado según se requieran, unos son favorables para fisuras de alta conductividad o fracturas , otros se pueden emplear en estratos con porosidad intergranular , siendo estos últimos capaces de sellar la cara de la formación e intruir a unos pocos pies de la pared del pozo o ser transportados profundamente dentro de la formación y formar una lamina impermeable , estos geles deben ser colocados en un tiempo determinado . El material actualmente en uso forma un sello permanente y no se puede recuperar ni reparar , así haya sido mal colocado .

Karp , Lowe , y Marusov discutieron el uso de barreras horizontales para controlar la conificación de agua . En este procedimiento , es generada una fractura horizontal mediante la técnica de intrusión del punto-singular; enseguida , la fractura se abre con un agente apuntalador y se llena con cemento .

La figura 22 muestra el tiempo de irrupción para barreras de diversos radios en el informe Karp Lowe y Marusov En el informaron que si el radio de la pared del pozo es de 0.5 pies aproximadamente a los 10 pies una barrera duplica el tiempo de irrupción .

Para aumentar el tiempo de irrupción de agua es necesario construir barreras muy grandes .

6. Completación Dual

La técnica de Completación dual mejora el régimen de producción de petróleo libre de agua , en un reservorio encima de una zona de agua, disminuyendo drásticamente la contaminación por agua en los hidrocarburos .

Se producen ambas zonas simultáneamente , usando para eso una sarta larga que termina en la zona de agua y una sarta corta que termina en la zona de petróleo .

En la completación dual las zonas de agua y petróleo están separada por un empaque a la profundidad del contacto agua-petróleo (WOC) Más abajo del empaque , en la zona de agua la completación incluye una bomba electrosurgible de capacidad variable y baleos para la producción de agua La bomba electrosurgible crea una caída de presión preferencial para la trayectoria del agua , lo que permite desaguar alrededor del pozo la zona de agua , impidiendo que la conificación de agua intruya arriba en el intervalo abierto a producción en la zona de petróleo , ver la figura 23.

Las pruebas realizadas por la Universidad Estatal de Louisiana y la Hunt Oil Co. probaron el sistema en la formación Wilcox de Nebo-Hemphill , en el campo LaSalle de Parish , Luisiana ; la formación es conocida por :

- a. Producción con alto corte de agua ,
- b. la mayoría de las arenas son limpias teniendo fuerte impulsión natural por agua , con 1 a 4 darcies de permeabilidad, y
- c. relación alta de permeabilidad vertical a permeabilidad horizontal .

Lo anterior conduce a una rápida conificación del agua subyacente. Un pozo típico de Hemphill desarrolla el problema de conificación de agua de 60 a 90 días después de comenzada la producción de petróleo. El nuevo pozo se perforó atravesando las zonas de petróleo y agua , y se completo dualmente en ambas zonas.

La completación de la zona de agua , con grava empaquetada , se aisló de la completación de petróleo mediante un empaque y tubería de 3½ pulgadas. Prosiguiendo por la cavidad pozo abajo la bomba levantó el agua de la tubería , mientras se conducía el agua de formación libre de petróleo hacia arriba por una sarta que pasa por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento de 7 pulgadas .

Después de 17 meses de producción , el pozo tenía una producción promedio de 57 Bl/d de petróleo libre de agua , con una relación de producción agua-petróleo de 33:1 .

La prueba mostró que este método es capaz de impedir la irrupción , e incluso revertir la conificación de agua después de la irrupción , reduciendo el corte de agua del 7% hasta 0.2% .

También , el petróleo y la concentración de parafinas en la salmuera producida era más baja que el nivel de las pruebas de detección aprobadas por la Environmental Protection Agency of U.S.A. (E.P.A.) .

Por lo tanto , el agua de formación podría ser descargada al medio ambiente sin requerir tratamiento .

6.1. Retrabajos: Recompletación

Recompletar el pozos aumentando la distancia entre el contacto agua-petroleo y los baleos mas bajos del intervalo abierto a producción es una buena práctica para reducir los efectos de la conificación de agua.

Según Méndez para cualquier espesor de la zona de petróleo , un intervalo mínimo abierto a producción permite un régimen máximo de producción de petróleo libre de agua , el intervalo abierto a producción es medido a partir del tope superior de la zona de petróleo hacia abajo, son permisibles las razones del intervalo abierto a producción entre el intervalo productor del 15 al 20% con poco cambio en el régimen crítico de producción.

Así , la longitud exacta del intervalo abierto a producción no es determinante siempre y cuando esta sea razonablemente pequeña .

Recompletar y obturar los baleos bajos del intervalo pequeño abierto a producción no es recomendable a menos que pueda ser recompletado en una arena petrolífera no abierta a producción, logrando así suprimir el cono y permitir regímenes de producción mas altos que los pronosticados por las curvas del régimen crítico de producción para reservorios de roca homogénea .

Un ejemplo de

- a. Reducción del régimen de producción ,
- b. mejoramiento de la productividad de pozo por acidificación, y
- c. recompletación de los intervalos superiores en un reservorio naturalmente fracturado . Nos provee el campo de Alamein en Egipto.

El pozo , cuyos registros se muestran en la figura 24 , inicialmente se abrió a producción desde los 8235 a los 8255 pies . La distancia al contacto agua-petróleo fue cercano a los 100 pies . Seguido de un tratamiento con 500 galones de HCl al 15%, el pozo tuvo un régimen de

producción de 5200 Bl/d con una caída de presión de fondo de solo 90 psi.

Este pozo había producido 3 MM STB alcanzado 5% de corte de agua.

Después , a este intervalo productor se le efectuó un remedio (squeeze) y se abrió a producción el intervalo desde 8214 a 8227 pies.

Después del trabajo de acidificación , el pozo produjo 3600 Bl/d con una caída de presión de fondo de solo 46 psi .

El pozo tenía acumulado 5.9 MM STB hasta 1974

La figura 24 también muestra el avance del nivel de agua, que se monitorea con registros TDT Esta información es útil para determinadas recompletaciones y la perforación de adicional de pozos de relleno (infill)

La interpretación del levantamiento convencional era imposible a causa de la estabilización inmediata de la presión obtenida en todas las pruebas , por lo tanto , se efectuó una la prueba multiflujo con anterioridad a poner el pozo en producción continua. Esto permitió estimar algunas características del reservorio

La máxima caída de presión de fondos para evitar la conificación de agua se calculo usando la ecuación de Muskat.

Se evito la conificación de agua considerando que la caída de presión de fondo del pozo es menor que la caída máxima calculada cuando hay fracturas ó intervalos de alta porosidad bajo el intervalo abierto a producción .

La figura 25 muestra la sensibilidad del régimen de producción del reservorio. Cuando el corte de agua aumenta , el pozo se estrangula y sucede una disminución inmediata en el corte de la fracción de agua . Esto minimiza el movimiento de agua hacia arriba. El pozo de la figura 25 produjo cerca de 6 MM Bl con menos del 5% de corte de agua . Esto es notable en un reservorio naturalmente fracturado con influjo de agua .

La figura 26 muestra el gráfico de la presión de fondo del pozo versus la producción acumulada . La máxima caída de presión acumulada fue de 108 psi. Como el régimen de producción de petróleo se redujo ,la presión de reservorio aumentó significativamente Ocho años después del descubrimiento del campo, la presión era menor en solo de 32 psi que la presión original de reservorio .

El máximo régimen crítico de producción versus el intervalo abierto a producción del pozo para varios espesores de la zona de petróleo con radio del pozo igual a $\frac{1}{4}$ pie , radio externo 500 pies y densidad del agua de 0.3 gr/c , se puede ver en la figura 27 Quizás el aspecto más interesante de estas curvas es el hecho que las zonas de petróleo parcialmente abiertas a producción permiten que entre en el pozo un mayor régimen de producción sin conificación. De esta manera, el hecho que los baleos del intervalo abierto a producción no lleguen hasta el fondo de la zona de petróleo estando a una distancia mayor del horizonte de agua , que si los baleos estuvieran mas bajo , tiende naturalmente a hacerlo más favorable para la supresión del cono y desde luego la diferencial de presión crítica es mayor cuando la zona de petróleo no esta abierta a producción completamente.

Por otra parte , debido a la resistencia muy alta del sistema del pozo parcialmente abierto a producción se podría esperar un efecto de contrabalanceo dada la gran separación del baleo mas bajo del intervalo abierto a producción y el nivel de agua , para dar origen al intervalo optimo abierto a producción no perdiendo de vista el régimen crítico de producción respecto a la menor y mayor longitud del intervalo de producción .

Las curvas de figura 27 muestran sin embargo que la distancia del fondo del intervalo abierto a producción hasta el nivel de agua es el factor más importante , note que las curvas se tornan planas para los intervalos abiertos a producción de longitudes pequeñas , y como ya se señalo para propósitos prácticos los pozos con longitud abierta a producción del 15 al 20% de la zona de petróleo tendrán prácticamente regímenes de producción sin agua para longitudes del intervalo abierto

a producción sumamente pequeños esto desde luego es una circunstancia afortunada por lo tanto es posible obtener el intervalo óptimo de producción sin intentar blear totalmente la zona de petróleo ; el paralelismo de las curvas de figura 27 en la escala logarítmica muestra que la producción máxima Q puede expresarse muy aproximadamente por

$$Q = f(h^*)h^{2.3} \quad (31)$$

Donde $f(h^*)$ depende de la penetración fraccional h^* .

Esta fórmula puede usarse para calcular Q para el espesor de arena h , a excepción de los usados en la figura 27.

La importancia práctica de lo anterior es el análisis que muestra que deben evitarse las longitudes grandes del intervalo abierto a producción en la zona de petróleo si se sabe que la zona inferior contiene agua . Esto muestra que si la longitud abierta a producción es finita para un régimen determinado de producción , tendrá lugar la conificación pudiendo uno intentar corregir esta situación obturando los baleos inferiores del intervalo productor reduciendo así efectivamente la longitud abierta a producción De esto se implica que la conificación una vez comenzada en una arena de petróleo, no es necesariamente un acompañante permanente de la producción , la razón esencial para la persistencia de la conificación es que la caída de presión entre el lindero del reservorio y el fondo del pozo excede a la presión hidrostática de la columna de agua y que los gradientes dinámicos de presión en el sistema exceden al gradiente estático debido a la diferencia entre las densidades del petróleo y el agua .

Por eso , el pozo es abturado en la parte baja del intervalo productor ó el régimen de producción es "bajado" para que la presión total caiga y los gradientes dinámicos lleguen a ser insuficientes para superar la

gradiente hidrostático gravitacional y la columna de agua , el cono de agua puede retroceder únicamente hasta el fondo de la formación petrolífera . El tiempo en que tienen lugar estas transiciones es difícil de estimar , pero debe ser medido en horas considerando la zona de petróleo entre dos linderos perfectamente impermeables y horizontales . Así en el proceso de controlar la contra-presión en el pozo , uno debe ser capaz de controlar en grado arbitrario y preciso el régimen de entrada de agua en el pozo ó estabilizar la producción de petróleo manteniendo el agua estática bajo el horizonte de petróleo.

6.2. Perforación De Pozos De Relleno (Infill)

Según estudios de la producción de pozos de petróleo bajo el mecanismo de impulsión por agua de fondo se concluye que la disminución del espaciamiento resulta en una recuperación mas alta de petróleo .

La adición de pozos de relleno (infill) en un reservorio determinado permite la formación de diversos conos pequeños en lugar que simplemente uno mas grande como los mostrados en el esquema de la figura 28 .Permitiendo una mejor recuperación del reservorio ya que mejora el barrido del área productiva.

7. Simulación Numérica Para El Monitoreo De La Conificación

En los cálculos de conificación , el volumen del reservorio drenado por el pozo productor es representado por un sistema de bloques , ver la figura 29 La dimensión horizontal de los bloques aumenta con la distancia radial desde el eje de pozo en progresión geométrica el tamaño del bloque cercano a la pared del pozo es pequeño y grande cerca al radio total de drenaje . Verticalmente , los bloques son limitados por planos horizontales ubicados a profundidades diferentes a través del intervalo productor. Cada bloque consiste de un anillo anular que se asume tiene propiedades radiales de flujo simétrico Los planos comprendidos se hacen generalmente más cercanos a la cima o al fondo para describir adecuadamente la forma de cono de agua El espaciado vertical del grillado también depende del número de capas de permeabilidad representativas .

El influjo del desplazamiento del fluido es simulado a lo largo del lindero del sistema a un régimen especificado Normalmente este régimen de producción es igual al régimen de producción de salida del fluido Por ejemplo , en un pozo que produce por el mecanismo de impulsión por agua de fondo , el influjo de agua se especifica a lo largo del lindero más pequeño .

Para calcular el desarrollo y crecimiento de un cono de agua , primero la historia de producción del pozo es dividida y proyectada por periodos de tiempo La longitud de los periodos de tiempo varía comúnmente en muchos intervalos de tiempo más cortos tomados justo antes y después de la irrupción de la fase desplazante Los cambios en la presión y saturación que tienen lugar durante el intervalo de tiempo son calculados usando diversas técnicas por diferencias finitas para cada bloque en el sistema .

Inicialmente , el agua y el petróleo se distribuyen en el sistema según la curva de imbibición y la curva de presión capilar agua-petróleo de la roca . Esto da origen a una zona de transición entre las zonas de :

1. Solo agua , y
2. solo petróleo .

El problema es resuelto por una solución numérica de la ecuación en diferenciales parciales que gobierna las fases de dos o tres dimensiones de flujo . Los métodos iterativos mas comunes que dan solución a este problema son :

1. Implícito de dirección alternante, ADIP
2. Sobre aflojamiento en línea sucesiva , LSOR
3. Procedimiento altamente implícito , SORBER

La saturación y la presión depende que los coeficientes sean tratados implícitamente o explícitamente . La mayoría de los programas también incluyen técnicas sofisticadas para evaluar la intrusión vertical

Las soluciones por diferencias finitas cuando se compararon con los pronósticos de Muskat para la posición de cono , dan un valor menor para la posición de cono y cuando se comparó con la historia del campo fueron más cercanos a los reales . Esta diferencia se atribuye a las asunciones de Muskat como son ; el flujo de una sola fase y a no tomar en cuenta las fuerzas capilares . Las soluciones de Muskat dan respuestas muy razonables para las rocas con propiedades isotrópicas y baja curva de presión capilar .

En principio las ecuaciones básicas para conificación son escritas aplicando la conservación de masa a cada fase , relacionando:

1. Las velocidades de flujo con la presión por la Ley de Darcy , y

2. relacionando las presiones a través de las interfaces por medio de las presiones capilares mediante la ecuación de Sobosinsky y Cornelius .

Las ecuaciones en diferenciales parciales resultantes que describen las dos fases incomprensibles del fluido fluyente para el caso de agua y petróleo en una sección cilíndrica, son :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{k_{ro} k_h}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_{ro} k_z}{\mu_o} \frac{\partial \Phi_o}{\partial r} \right] - B_o q_{vo} - \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} \quad (32)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{k_{rw} k_h}{\mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_{rw} k_z}{\mu_w} \frac{\partial \Phi_w}{\partial r} \right] - B_w q_{vw} - \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (33)$$

Los potencialidades se definen como :

$$\Phi_o = P_o - \gamma_o * z \quad (34)$$

$$\Phi_w = P_w - \gamma_w * z \quad (35)$$

Las presiones en cada fase fluida pueden ser relacionadas por la presión capilar :

$$P_c = P_o - P_w \quad (36)$$

La que puede ser asumida por encontrarse solo en función de la saturación de agua .

También , la suma de las saturaciones debe ser 1.0 :

$$S_w + S_o = 1.0$$

(37)

Donde :

r = distancia radial , pies

K_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo

K_{rw} = permeabilidad relativa al agua

K_h = permeabilidad horizontal absoluta radial , md

K_z = permeabilidad vertical absoluta , md

μ_o = viscosidad del petróleo , cp

μ_w = viscosidad de agua , cp

Φ_o = potencial de petróleo , psia

Φ_w = potencial de agua , psia

z = distancia vertical medida positivamente al descender ,

B_o = factor de volumen de formación de petróleo , pie³/STB

B_w = factor de volumen de formación de agua , pie³/STB

q_{vo} = producción de petróleo, pie³/STB reservorio-día

q_{vw} = producción de agua , pie³/STB reservorio-día

S_o = saturación de petróleo, fracción

S_w = saturación de agua, fracción

P_o = presión de petróleo, psi

P_w = presión de agua , psi

P_c = presión capilar , psia

ϕ = porosidad , fracción

γ_o = peso específico petróleo a la condición del reservorio , psi/pie

γ_w = peso específico agua a la condición del reservorio , psi/pie

La ecuación de arriba , puede escribirse en forma de diferencias finitas y las ecuaciones algebraicas resultantes pueden ser resueltas por interacciones alrededor un sistema de grillado seleccionado .

El tamaño radial del nódulo se hace variar logarítmicamente para dar una buena definición de la distribución del fluido alrededor la pared del pozo en la sección donde estamos interesados en más detalle .

Van Poolen , Bixel , y Jargon indicaron que el cálculo implícito del régimen de producción puede ser tratado primero especificando el régimen de la producción total q_t que es conocida . Este régimen de producción se distribuye entre el agua y el petróleo de acuerdo con las ecuaciones siguientes :

$$q_w = q_t \frac{k_{ro}}{\mu_o} / \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right] \quad (38)$$

y :

$$q_o = q_t \frac{k_{rw}}{\mu_w} / \left[\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right] \quad (39)$$

El régimen de producción de la fase agua para el tiempo $n+1$ es :

$$q_{w,n+1} = q_{w,n} + dq_w \quad , \quad (40)$$

donde dq_w es el cambio en el régimen de la producción de agua durante dicho intervalo de tiempo .

Asumiendo que la movilidad total permanece aproximadamente constante durante un intervalo de tiempo , tenemos :

$$dq_w = \left[\frac{q_t}{(k_{ro}/\mu_o) + (k_{rw}/\mu_w)} \right] \frac{1}{\mu_w} \frac{d(k_{rw})}{dS_w} * \Delta_t S_w \quad (41)$$

Donde :

$$\frac{d(k_{rw})}{dS_w} = \frac{K_{rw,n+1} - k_{rw,n}}{S_{w,n+1} - S_{w,n}} \quad (42)$$

y $\Delta_t S_w$ es la derivada de la saturación de agua respecto del tiempo .

Las permeabilidades relativas implícita puede determinarse en la misma manera :

$$k_{rw,n+1} = k_{rw,n} + \frac{d(k_{rw})}{dS_w} \Delta_t S_w \quad (43)$$

Se han encontrado modelos numéricos para simular la conificación basados en experimentos muy bien modelados en laboratorio , como ejemplo Mac Donald y Coats han sido capaces de usar un simulador numérico para reproducir los resultados obtenidos por Soengkowo usando un modelo físico.

Los resultados ; numérico y físico se ponen de manifiesto en las figuras 30 y 31.

Se considera buena la comparación entre los resultados de la simulación matemática y los resultados del laboratorio .

En la conificación de agua hay complicaciones serias que no pueden tratarse rigurosamente con soluciones analíticas. En este caso es útil recurrir a simuladores numéricos. Estos simuladores pueden manejar problemas tales como:

1. Anisotropía ,
2. flujo multifásico ,
3. geometría irregular ,
4. programas diferentes de producción , y
5. condiciones diversas de frontera

Después de ajustar la historia de producción del pozo con el calculado por el simulador , se puede realizar con este estudios de sensibilidad. La sensibilidad de las simulaciones numéricas es usada para determinar el comportamiento de la conificación de agua ante diversos parámetros de reservorio .

Los resultados de los simuladores se usaron también asumiendo ciertas restricciones en el desarrollo de correlaciones simplificadas para pronósticos de la conificación de agua ,tal es el caso de la correlación simplificada de Kuo y DesBrisay . Esta correlación se obtuvo a partir del estudio de sensibilidad cubriendo una gama amplia de parámetros del reservorio , tales como :

1. Relaciones de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal de 0.01 a 1.0 ;
2. para intervalos abierto a producción de 20 por ciento a 80 por ciento del espesor de la zona de petróleo ;
3. regímenes de producción de 500 a 2000 Bl/d de fluido en bruto ;
4. relaciones de movilidad de 1.0 a 10

La correlación simplificada de Kuo y DesBrisay es válida para predecir el comportamiento del corte de agua para reservorios con fuerte impulsión de agua de fondo , exceptuando los que presentan barreras

locales , los que tienen un alto grado de estratificación según Dykstra-Parsons con variación de la permeabilidad mayor que 0.8 y los que tienen una zona gruesa de transición petróleo-agua

Con una correlación simplificada en el campo se puede predecir rápida y convenientemente el régimen crítico de producción , tiempo de irrupción y el comportamiento del corte de agua , para reservorios que se hallen dentro del rango de los parámetros asumidos al deducir dicha correlación simplificada

Los reservorios que son demasiados no isotrópicos no homogéneos y tienen la curva de presión capilar y relaciones de movilidad muy adversas son candidatos para modelos de conificación por diferencias finitas requiriendo el uso de simuladores complejos . Sin embargo debe tenerse cuidado en examinar las ventajas económicas de las soluciones iterativas de los simuladores y considerar que si bien el análisis gráficos ó analítico de los problemas de conificación pueden dar resultados pesimistas , si estos análisis nos dan soluciones dentro de las condiciones que tenemos , no serán necesarios análisis sofisticados pues representaran un gasto innecesario .

7.1. Simulador Numérico Propuesto Por Kuo Y DesBrisay

Comparada con modelos numéricos complicados , esta correlación es particularmente útil cuando no están disponibles datos detallados del reservorio , o cuando el tiempo de decisión y el costo del proyecto son limitados .

En el campo se usan correlaciones simplificadas para calcular el comportamiento el corte del agua para diversos regímenes de producción y poder tomar decisiones apropiadas en las operaciones de producción .

El pronóstico de comportamiento del corte de agua comúnmente requiere el uso de modelos numéricos complicados y costosos.

Letkeman et al usó un modelo numérico de conificación para equiparar la historia de conificación y para investigar diversa técnicas de completación y de producción .

Miller y Roger usaron un simulador numérico para estudiar el efecto de diferentes parámetros del reservorio sobre el comportamiento de la conificación .

Blades y Stright usaron el modelo Intercomp para estudiar el comportamiento de la conificación de agua para reservorios de petróleo pesado con impulsión de agua de fondo .

Considerando que los resevorios que son demasiados no - isotrópicos , no - homogéneos , y tienen una curva de presión capilar y relaciones de movilidad muy adversas son candidatos para el uso de simuladores numéricos de conificación que realizan cálculos por diferencias finitas Sin embargo como ya se dijo anteriormente debe tenerse cuidado al examinar las ventajas económicas de las soluciones iterativas porque aunque el análisis gráfico ó analítico de los problemas de conificación pueden dar resultados pesimistas si consideramos sus restricciones estos pueden proveernos de resultados aceptables técnicamente, evitándonos gastos mayores en tiempo y económicamente

El modelo Intercomp Beta II fue usado para investigar la sensibilidad de diversos parámetros de varios reservorios como son :

1. relaciones de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal,
2. longitud de perforaciones ,
3. régimen de producción , y
4. relación de movilidad ;

sobre el comportamiento de la conificación.

Los resultados de esta simulación dieron la base de datos para desarrollar la correlación simplificada de Kuo y DesBrisay .

En general la correlación entre el comportamiento del corte de agua y los parámetros antes mencionados se desarrollaron con los resultados normalizados de la simulación propuesta por Kuo y DesBrisay aplicada en el Perú en el reservorio Vivían del Campo Huayari sur

Vivían es un reservorio con impulsión por agua de fondo además existe una columna de agua de 60 a 100 pies en cada pozo.

La arena productora principal es una arena masiva de 100 a 500 pies de espesor .

El espesor de la columna de petróleo es 30 a 45 pies

La arena Vivían es altamente permeable y esencialmente limpia a lo largo de la columna de petróleo .

En la zona de agua , los estudios estratisgráficos identificaron zonas sedimentarias que pueden ser barreras al movimiento vertical de fluido.

Todos los pozos completados en Vivían (11 pozos) producen con altos cortes de agua , teniendo una producción acumulada total de apenas cerca del 3 por ciento del petróleo original in situ .

La impulsión por agua es muy eficiente tal que la presión de reservorio ha declinado únicamente 100 psi desde 1978 , inicialmente con una presión original de 4326 psig a 9269 pies bajo el nivel del mar .

No hay duda que existe conificación de agua en todos los pozos completados en Vivían , la figura 32 muestra el registro del pozo ejemplo del campo Huayari sur .

Este pozo produjo con el 50 % de corte de agua el 3% del petróleo original in situ y con el 80% de corte de agua el 10 por ciento del petróleo original in situ . Además el pozo produjo entre 2000 a 6000 barriles de fluido total por día .

Al aplicar la correlación y el programa desarrollado en este estudio se pudieron obtener respuestas apropiadas en un corto tiempo sobre preguntas respecto al régimen de producción óptimo

La tabla 5 presenta los datos de entrada requeridos por el simulador de conificación para este pozo ejemplo.

En los estudios de sensibilidad todas las corridas se hicieron para investigar el efecto del régimen de producción

7.1.1. Estudios De Sensibilidad

Al pozo ejemplo del Campo Huayari sur se le realizaron estudios de sensibilidad , siendo cuatro los parámetros del reservorio elegidos e investigados

1. La relación de permeabilidad vertical a la permeabilidad horizontal (k_v/k_h): 0.01 , 0.1 , 0.5 , 1.0
2. El intervalo abierto a producción 21.4% , 40.5% 57.1% 69.0%, 83.3% de espesor de la zona de petróleo.
3. Regímenes de producción de fluido total de 500 a 6000 Bbl/STB.
4. La relación de movilidad 1.0 , 4.36 , 9.81

Los datos base del reservorio y el grillado seleccionado para el estudio de simulación se dan en la tabla 1 .

El modelo presume simetría radial con grillado consistente en 6 incrementos radiales y 8 capas ; datos PVT ,y datos relativos de permeabilidad se muestran en las tablas 2 y 3 , respectivamente .

1. Efecto De La Permeabilidad Vertical

El efecto de k_v/k_h se investigó con cuatro de corridas , en todos los casos se asumió que los valores del caso base eran como se indica a continuación:

- a. el intervalo abierto a producción igual a 57.1 por ciento del espesor de la zona de petróleo ,
- b. el régimen de producción de producción igual a 1000 Bl/d de fluido total/día ,
- c. relación de movilidad igual a 4.36 , y
- d. se usaron valores de k_v/k_h de 0.01 0.1 0.5 y 1.0 en la investigación.

La figura 33 muestra los resultados del corte de agua versus el tiempo .

2. Efecto Del Intervalo Abierto a Producción

El efecto de la longitud del intervalo abierto a producción se investigó con cinco de corridas .

En todos los casos se asumió que los valores del caso base son:

- a. k_v/k_h iguales a 0.1 ,
- b. el régimen de producción igual a 1000 Bl/d de fluido total ,
- c. el valor de la relación de movilidad igual a 4.36 , y
- d. los valores del intervalo abierto a producción igual a 21.4 por ciento, 40.5 por ciento , 57.1 por ciento , 69.0 por ciento y 83.3 por ciento del espesor de la zona de petróleo

Todos los intervalos abiertos a producción comienzan desde el tope superior de la arena

La figura 34 presenta los resultados del corte de agua versus el tiempo .

3. Efecto Del Régimen De La Producción

El efecto del régimen de producción se investigó con cuatro de corridas .

En todos los casos se asumió que los valores del caso base eran como se indica a continuación

- a. k_v/k_h igual a 0.1 ,
- b. intervalo abierto a producción igual a 57.1 por ciento del espesor de zona de petróleo,
- c. la relación de movilidad iguala 4.36 , y
- d. regímenes de producción de 500 , 1000 , 1500 , 2000 y 6000 barriles de fluido total por día .

La figura 35 muestra los resultados del corte de agua versus el tiempo .

4. Efecto De La Relación De Movilidad

El efecto de la movilidad se investigó con tres de corridas.

En todos los casos se asumió que los valores del caso base eran como se indica a continuación

- a. k_v/k_h igual a 0.1 ,
- b. intervalo abierto a producción igual a 57.1 por ciento del espesor de la zona de petróleo ,
- c. regímenes de producción iguales a 1000 Bl/d de fluido total por día , y

d. valores de la relación de movilidad de 1.0 , 3.27 y 9.81 , fueron investigados.

La figura 36 muestra los resultados del corte de agua versus el tiempo.

Todas las corridas se hicieron para investigar el efecto del régimen de producción usando diversos regímenes de producción para cada caso , es decir ; 500 , 1000 , 2000 y 6000 barriles de fluido total por día . La tabla 6 presenta la copia impresa del cálculo para el caso de un régimen de producción igual a 1000 barriles de fluido total por día .

7.1.2. Normalización De Los Resultados De La Simulación

El comportamiento del corte de agua para los casos anteriores fueron normalizados definiendo dos cantidades adimensionales :

1. el tiempo adimensional es t_D , y
2. el corte de agua adimensional WC_D .

$$t_D = \frac{t}{t_{BT}} \quad (44)$$

$$WC_D = \frac{WC}{(WC)_{\text{limite}}} \quad (45)$$

Donde :

t = tiempo , días

WC = el corte de agua , fracción

t_{BT} = tiempo de irrupción , días calculado de la correlación de Bournazel , ecuaciones 28 y 29

$(WC)_{limite}$ = valor del corte de agua limite , fracción (definido por la ecuación 45)

Para cada caso , el tiempo de irrupción se calculó primero usando la correlación de Bourznazel . Entonces , el tiempo real se transformó en tiempo adimensionales .

Mientras tanto , el corte de agua se transformó en corte de agua adimensional que usa un valor de corte de agua limite.

Note que el valor limite para el corte de agua se define en la ecuación 51 como una función de la relación de movilidad y del espesor de la zona de agua . Cuando el petróleo se produce , el contacto agua-petróleo sube y los valores del corte de agua limite cambian .

Los resultados normalizados se graficaron en la figura 37 que muestra los cortes de agua adimensional versus el tiempo adimensional .

La correlación de Kuo y DesBrisay se obtuvo aproximadamente adecuando estos datos .

La correlación puede ser representada por la siguiente ecuación simple , es decir :

$$(WC)_D = 0 \quad t_D < 0.5 \quad (46)$$

$$(WC)_D = 0.94 * \log t_D + 0.29 \quad 0.5 \leq t_D \leq 5.7 \quad (47)$$

$$(WC)_D = 1.0 \quad t_D > 5.7 \quad (48)$$

La correlación anterior representa la mayoría de los casos con una exactitud de $\pm 10 \%$ y en pocos casos $\pm 20 \%$, Con esta

correlación, se puede predecir convenientemente el comportamiento del corte de agua

7.1.3. Descripción Del Programa

El programa consiste de tres partes

1. Cálculos del régimen crítico de producción ,
2. cálculos del tiempo irrupción , y
3. pronostico del comportamiento del corte de agua .

1. Tres métodos se usan para calcular el régimen crítico de producción , es decir :

- a. El Método de Meyer y Garder ,
- b. el Método de Channey et al , y
- c. el Método de Schols .

2. Dos de métodos se usan para calcular el tiempo de irrupción, es decir :

- a. El Método de Sobocinski y Cornelius , y
- b. El Método de Bournazel y Jeanson

3. La correlación simplificada , ecuaciones 46 , 47 , y 48 , se usan para pronósticos de comportamiento del corte de agua

7.1.4. Calculo Del Tiempo De Irrupción

Si un pozo produce cerca al régimen crítico de producción , el cono de agua irrumpirá después de un período determinado de tiempo Es importante que un ingeniero de campo conozca este tiempo de irrupción para poder programar la futura completación y el programa de producción del pozo .

El método de Sobocinski y el método de Bournazel ; ambos consideran un reservorio homogéneo que se alimenta horizontalmente Ambos modelos asumen flujo radial de petróleo y de agua desde el limite exterior

7.1.5. Pronostico Del Comportamiento Del Corte De Agua

Después que el tiempo de irrupción se ha determinado con la correlaciones de Bournazel el comportamiento del corte de agua puede predecirse por ecuaciones simples de balance materiales y la correlación simplificada de Kuo y DesBrisay para la conificación ; esta correlación esta representada en la figura 37 y las ecuaciones 46 a la 48 Cuando se produce petróleo , el contacto de agua - petróleo sube y el valor limite del corte de agua aumenta Considerando esto se usaron las ecuaciones simples de balance materiales par predecir el alza del contacto agua - petróleo.

Las ecuaciones de balance de materiales usadas para calcular la ubicación del contacto agua-petróleo son :

$$h = H_o * \left[1 - \frac{N_p (1 - S_{wc})}{N (1 - S_{oc} - S_{wc})} \right] \quad (49)$$

$$h_w = H_w + H_o \cdot \left[\frac{N_p (1-S_{wc})}{N (1-S_{or}-S_{wc})} \right] \quad (50)$$

Donde:

h = espesor actual de la zona de petróleo , pies

H_o = espesor inicial de la zona de petróleo , pies

h_w = espesor actual de la zona de agua , pies

H_w = espesor inicial de la zona de agua , pies

N_p = producción acumulada de petróleo , STB

N = petróleo inicial in situ , STB

S_{wc} = saturación de agua connata , fracción

S_{or} = saturación residual de petróleo , fracción

El valor actualizado del corte de agua limite se calcula con la ecuación siguiente :

$$(WC)_{limite} = \frac{M \cdot h_w}{M \cdot h_w + h} \quad (51)$$

Donde :

$(WC)_{limite}$ = valor actualizado del corte de agua limite, fracción

M = relación de movilidad , adimensional

El programa de simulación es capaz de hacer los cálculos necesarios en base a los datos de la tabla 4 . Dicho programa , incluye

ecuaciones presentadas en las secciones anteriores que son suficientes para programar y ser ejecutadas por otros simuladores . El simulador es una asistente útil de campo diseñado para predecir el régimen crítico de producción , tiempo de irrupción , y comportamiento del corte de agua Las instrucciones para la predicción de la conificación se exponen en la tabla 4 .

Los resultados de esta parte se ponen de manifiesto en:

El corte de agua versus tiempo y el corte de agua versus la recuperación acumulada se muestran en las figura 38 y 39 respectivamente .

A primera vista, la figura 38 aparece mostrar que el régimen de producción tiene un efecto pronunciado sobre el comportamiento del cono Sin embargo , esto no es cierto, pues los regimenes de producción que varían desde 500 barriles por día hasta 6000 barriles por día sorprendentemente tienen poco efecto en los resultados

El corte de agua en todos los casos siguen casi la misma curva ver la figura 39 .

El régimen crítico de producción para la conificación de agua en el Huayari sur fue calculado usando soluciones analíticas siendo estas cercanas a 2 STB/d .

Como la gama de regimenes de producción de 500 a 6000 Bl/d esta muy por encima del régimen crítico de producción no es probable que este tenga un efecto importante sobre el comportamiento del cono .

Para este pozo ejemplo , cambiar regimenes de producción de 500 a 6000 Bl/d de fluido total tuvo poco efecto sobre el factor de recuperación e historia del corte de agua.

Por lo tanto se puede recomendar un alto régimen de producción en el Huayari sur para acelerar el proyecto con un consiguiente mejoramiento en la economía.

Este simulador puede ayudar también para determinar la longitud del intervalo óptimo a ser abierto a producción para mejorar la producción de petróleo y minimizar la producción de agua

7.1.6. Limitaciones

La correlación propuesta por Kuo DesBrisay puede usarse para predecir el comportamiento del corte de agua de la mayoría de los reservorios con impulsión de agua de fondo exceptuando los que tienen un alto grado de estratificación, según Dykstra-Parsons para variaciones de la permeabilidad mayores de 0.8, y aquellos que tienen una gruesa zona de transición agua - petróleo.

La correlación es pesimista y predice un comportamiento elevado del corte de agua para casos con barreras y con alto grado de estratificación. La presencia de barreras o zonas de baja permeabilidad demoran significativamente la producción de agua. La correlación desarrollada en este estudio no toma en cuenta las barreras locales ni la presencia de zonas de baja permeabilidad.

La correlación es también optimista y predice un bajo comportamiento del corte de agua para el caso de grandes espesores de transición agua-petróleo

7.2. Simulador Numérico Para Conificación De Agua En Yacimientos Bajo Saturados Con Empuje De Agua De Fondo

Este simulador , toma como base el simulador propuesto por José Florez y es probado en un pozo de la Selva del Perú ver la tabla 7 , además de utilizar las ecuaciones del simulador de Kuo Debrisay, exceptuando las ecuaciones para el calculo del tiempo de irrupción , el cual se calcula indirectamente haciendo uso de los cálculos para el corte de agua ; cuando el corte de agua se hace mayor al 0 % es que el agua esta irrumpiendo en el pozo .

Se calcula el corte de agua f_w mediante la ecuación :

$$a \cdot f_w^2 + b \cdot f_w + c = 0 \quad (52)$$

Donde:

$$a = 1 - M$$

$$b = M - \frac{1}{1 + \frac{1}{N_{mt}}} * \left[(1 - M) * \left[1 - \frac{q_c * h_o}{q_t * (h_o - h_{cb})} \right] + \frac{q_c * (h_{ct} - M * h_{cb})}{q_t * (h_o - h_{cb})} \right]$$

$$c = \frac{-M}{1 + \frac{1}{N_{mt}}} * \left[1 - \frac{q_c}{q_t} \right] \quad (53)$$

Aquí:

f_w = corte de agua ,

q_c = régimen critico ,

q_t = régimen de flujo total ,

h_o = espesor promedio radial del horizonte petrolífero ,

h_{cb} = espesor del intervalo desde la base del intervalo completado ,
 h_{ct} = espesor del intervalo hasta el tope del intervalo completado ,
 M = razón de movilidad ,
 N_{mt} = razón de movilidad a espesor ,

$$N_{mt} = \frac{k_{rw} * \beta_o * \mu_o}{k_{ro} * \beta_w * \mu_w} \quad (54)$$

k_{rw} = permeabilidad relativa vertical promedio de agua ,
 k_{ro} = permeabilidad relativa vertical promedio de petróleo ,

La ecuación 52 es de la forma :

$$a * (WOR)^2 + b * (WOR) + c = 0$$

Cuya solución se puede calcular para cualquier tiempo de producción ;
aquí :

$WOR = 0$, antes de la irrupción del cono ,
 $WOR > 0$, luego de la irrupción del cono .

Este simulador calcula :

1. volumen poroso ,
2. volumen de petróleo ,
3. saturaciones de agua y de petróleo ,
4. razones de movilidad agua petróleo ,
5. radio efectivo del pozo , (desde donde el agua y el petróleo no están equilibrados verticalmente hasta el pozo)
6. régimen crítico de la producción ,

y , para casos en que el pozo produce encima del régimen crítico de producción, determina :

1. régimen de petróleo y agua ,
2. intrusión de agua al reservorio .

Mes a mes recalcula las saturaciones y espesores actualizando los acumulados de petróleo ; todo esto hasta superar el corte máximo permitido o fecha tope de calculo

La correlación propuesta fue probada en un pozo ubicado en la Selva Norte del Perú ; ver la figura 40. Con las siguientes características, ver la tabla 8

1. producción de petróleo liviano ,
2. reservorio profundo ,
3. acuífero de dimensión prácticamente infinita con soporte natural de presión .

Se Suponen

1. simetría radial ,
2. reservorio homogéneo ,
3. condición subsaturado ,
4. no existen barreras que restrinjan el flujo ,
5. el agua atraviesa el lindero externo ,

Se Omiten

1. limitaciones de capacidad , en la producción del pozo ,

Económicamente

1. no se considera variación de los parámetros económicos ,
2. tampoco se consideran aumento o disminución de ingresos o gastos con el tiempo

De manera de no alterar el efecto de variación de los parámetros físicos ni económicos .

7.2.1. Ajuste De Historia

Consiste en "ajustar" conveniente y apropiadamente los cálculos del simulador, con los datos de campo , ver la figura 41.

Una vez logrado este ajuste se realizan los estudios de sensibilidad. Obteniéndose los resultados de las tablas 9 , 10 y 11.

7.2.2. Estudios De Sensibilidad

El estudio de sensibilidad consiste en una vez "ajustado" el simulador , a los datos de "ajuste" se le realizan variaciones apropiados con la finalidad de probar que sucedería si se varían algunos parámetros , en este caso se variaron :

1. Régimen de producción de los fluidos , ver la figura 42,
2. espesor del intervalo completado , ver la figura 43,
3. relación de permeabilidad vertical-horizontal , ver la figura 44,
4. espesor de la columna de agua en el pozo , ver la figura 45 ,
5. razón de movilidad , ver la figura 46 ,
6. radio de drenaje , ver la figura 47 ,

**18. Evaluación Económica Para La Perforación De Perforar Pozos De Relleno
(Infill) Ó Mayor Capacidad De La Bomba Electrosumergible. (ESP)**

Los problemas con el agua en general ó de conificación en particular deben prevenirse oportunamente a fin de no afectar el régimen de producción de petróleo en el campo , ni su rentabilidad económica .

Toda labor a ejecutarse en el pozo debe ser contrapesada con la parte económica . Una vez tomada la decisión es necesario evaluar el potencial para poder mejorar la producción del hidrocarburo , así como la presencia de reservas remanentes suficientes , para justificar económicamente las acciones a tomar.

Antes de la completación inicial se requiere los resultados de registros eléctricos del pozo y/o de pruebas de presión de fondo para ser usados en un modelo económico para prever la producción de agua y evaluar su impacto económico.

En el caso de pozos en producción que ya han experimentado producción de agua son mas fáciles de analizar porque pueden usarse sus datos de producción , complementando el diagnostico con registros adicionales , todo lo anterior esta sujeto a análisis económico lo que determina finalmente que acciones tomar.

En todo costo de la acción que ha de tomarse para evitar o producir con conificación , debe contrapesarse el valor actual neto de efecto acumulativo con la ganancia por la producción del hidrocarburo aumentando la vida del pozo y si es posible reduciendo costos de eliminación de agua .

De lo anterior podemos concluir que cuando se determine

1. Perforar Pozos De Relleno

Estará basada en determinar primeramente cuanto se ha levantado el cono y que cantidades de petróleo no recuperado se encuentran entre los pozos productores y si estas cantidades son suficientes para justificar la perforación de pozos de relleno.

2. Aumento En La Capacidad De La Bomba

Se justifica considerando el avance del cono siempre y cuando el corte de agua no supere el máximo permitido para que la producción de dicho pozo sea rentable

El corte máximo permitido depende del reservorio en explotación.

9. Conclusiones

1. Un pozo en el que se establecerá la conificación de agua tiene inicialmente un periodo de producción de petróleo sin agua de formación , después se presentara un aumento rápido en el corte de agua luego de la irrupción . La relación agua-petróleo debe ser estabilizada a un régimen de producción razonablemente bajo de menos del 50 por ciento ; el WOR exacto será mayormente controlado por la caída de presión de fondo y la relación de movilidad agua-petróleo . Como el agua esta entrando desde un área limite hacia la base del intervalo completado , y en el volumen del reservorio adyacente al intervalo completado se encuentra petróleo limpio , la producción continua incluyendo un alto corte de petróleo . Si el reservorio tiene impulsión por agua de fondo , el corte de agua aumenta lentamente con el tiempo debido al levantamiento del contacto agua-petróleo a lo largo del reservorio .

Contrariamente , en un pozo que se encuentra en la trayectoria del avance del movimiento del frente de agua proveniente de los flancos generalmente comienza con cortes pequeños de agua que son las primeras digitaciones en alcanzar la zona de completación que continua en aumento debido al movimiento del banco de agua , finalmente acaba con un corte de agua muy alto sobre el 90 por ciento , después del paso del frente principal de agua

Lo anterior se complica donde el reservorio esta fracturado verticalmente o donde los pozos tienen una completación primaria con pobre calidad de cemento ocasionando la irrupción prematura del agua , la cual primero se coneará hacia arriba a lo largo de uno o más canales de alta permeabilidad al flujo , en la práctica el corte de agua puede seguir algún modelo de comportamiento

2. Toma algún periodo de tiempo , que pueden ser semanas , meses o años, para que se forme un cono y alcance una irrupción incipiente . Un estimado de este tiempo puede hacerse con la ecuación derivada por

Sobosinski y Cornelius , que sus autores indican es muy aproximada . Durante este período de formación del cono , el petróleo puede producirse sin agua a un régimen que exceda el régimen crítico de producción Considerando esto , si un pozo no coneja agua durante una prueba corta de producción , es erróneo concluir que no ha sido excedido el régimen crítico de producción .

Un pozo con acuífero infinito produce inicialmente petróleo libre de agua de formación por un corto tiempo , tan pronto como la producción supera el régimen crítico de producción se empieza a conear el agua incrementándose esto gradualmente hasta el momento en que ocurre la irrupción del contacto agua-petróleo (WOC) en el intervalo abierto a producción en este momento disminuye drásticamente el corte de petróleo hasta hacerse cero

3. Durante la fase de evaluación , después que la irrupción ha ocurrido es importante no aumentar el régimen de fluido total , es decir la caída de presión en el fondo debe mantenerse constante para poder obtener una historia significativa del corte de agua La práctica usual cuando aparece el corte de agua en un pozo es aumentar la producción total del fluido para mantener el régimen de producción del petróleo Esto introduce un nuevo conjunto de gradientes de presión que nubla la interpretación de los datos.

4. La producción acumulada de petróleo en un pozo no varía si los regímenes de producción son altos .

Cuanto mayor sea el régimen de producción , menor será el tiempo de recuperación de petróleo

nada indica con certeza que una vez ocurrida la conificación , se recuperen menos reservas de petróleo .

5. A mayor viscosidad del petróleo se tiene un menor régimen crítico de producción .

También debido a la mayor movilidad del petróleo menos viscoso un reservorio de petróleo con una viscosidad de 1 cp puede triplicar el régimen de producción de un reservorio con 3cp.

Mientras mayor es la razón de movilidad agua-petróleo se tendrá menor recuperación de petróleo , la resistencia al flujo del petróleo genera su baja recuperación .

Las bajas razones de movilidad agua-petróleo , al inicio dan altos cortes de petróleo y mayor recuperación final.

Por ejemplo las arenas limpias , sin intercalaciones lutáceas con agua de fondo y con razones de movilidad altas , desfavorables por ser propicias para una rápida conificación de agua , la irrupción ocurre mucho más rápido cuanto mayor sea el intervalo abierto a producción .

Además mientras mayor sea la razón de movilidad agua-petróleo en un reservorio , menor será el régimen crítico de producción correspondiente .

6. Pueden obtenerse producciones altas en la mayoría de los reservorios con pozos completados en zonas donde la permeabilidad horizontal es mayor que la vertical ; exceptuando aquellas arenas homogéneas muy limpias y reservorios con pozos de desarrollo que presentan fracturas verticales en ellos los cálculos del régimen crítico para la conificación son muy conservadores .

La relación k_v / k_h es el factor más crítico en la formación del cono en el reservorio .

Si desde el inicio de la vida productiva la relación de la permeabilidad vertical-permeabilidad horizontal es alta esto solo favorece para tener inicialmente cortes de agua altos .

Si la relación de la permeabilidad vertical-permeabilidad horizontal varia , esta afecta muy poco la recuperación de petróleo .

Las barreras estratigráficas horizontales restringen el flujo vertical de agua no favoreciendo el levantamiento del cono de agua.

7. Parámetros , tales como: el factor de compresibilidad del petróleo y el radio de drenaje del pozo productor tienen relativamente poco efecto sobre el régimen crítico de producción Por ejemplo un pozo con un radio de drenaje de 500 pies tendrá un régimen crítico de producción calculado de 10 a 15 por ciento más alto que un pozo con un radio de drenaje de 10000 pies .

8. Considerando una completación satisfactoria con daño mínimo el cual origina poca caída de presión de fondo tendremos que :

a. Cuanto mayor sea el intervalo abierto a producción , medido desde el tope superior de la zona petrolífera , será menor el corte de petróleo antes de la irrupción.

b. Después de la irrupción cualquiera sea la longitud del intervalo de petróleo abierto a producción este se comportara como si se hubiera abierto a producción toda la zona de petróleo

Considérese que un daño alto favorece la conificación del agua Y la caída de presión por daño en la vecindad del pozo no cambia el régimen crítico de producción.

Téngase en cuenta que en la practica la completación no siempre es satisfactoria.

9. Un pozo que está produciendo por swabbing ó bombeo intermitente puede jalar un cono durante los periodos de caída de la presión de fondo . En general , para un determinado régimen promedio de producción diario, un pozo con flujo estable induce una altura del cono más pequeña que uno con flujo intermitente .

10. La disminución del espaciamento entre los pozos resulta en una mayor recuperación de las reservas .

A mayor radio de drenaje se obtienen mayores acumulados de producción de petróleo

11. Aceptar el aumento del corte de agua sin haber subido el régimen de producción de petróleo nos da la alternativa de aceptar la producción excedente de agua dependiendo de las condiciones particulares del campo y del comportamiento del corte de agua en el pozo después de la irrupción , esta puede resultar la manera más económica para operar el reservorio

12. Una elevada producción de agua en un pozo petrolífero no indica necesariamente que exista conificación de agua de fondo

10. Recomendaciones

1. Antes de la completación inicial , deben ser usados los resultados de la toma de registros eléctricos y/o pruebas de presión de fondo en un modelo económico para prever la producción de agua y evaluar su impacto económico .
2. Considérese que siempre una cantidad de agua es inherente a la producción de petróleo y tratar de reducirla indefinidamente conllevaría a reducir la producción de petróleo
El agua es un acompañante en la producción de todo reservorio petrolífero , pero esta "agua" muchas veces aumenta y es entonces cuando se convierte en un problema para la producción de petróleo ; este excedente es necesario identificar para conocer su fuente potencial de producción del agua .
3. Es muy importante detectar la fuente potencial de producción del agua que traerá o trae problemas a la producción de petróleo , para elegir una solución apropiada , en el caso de pozos que ya han experimentado la producción de agua se pueden usar los datos de producción , complementando el diagnostico con pruebas adicionales.
4. Es conveniente tener en claro que anticipar este problema de producción de agua es lo aconsejable y que todo problema de agua no es una conificación.

Los siguientes pasos de análisis son muy útiles para identificar que es lo que origina el problema de agua y de donde proviene :

a. Posibles Trayectorias Abiertas Al Flujo:

1. Flujo Cerca De La Pared Del Pozo.
2. Fisuras en la capa de agua. Ya sean naturales o inducidas .

3. Fisuras comunicadas hacia una inyección.

b. Lindero Del Agua:

1. Barrido areal pobre.
2. Capa de alta permeabilidad sin flujo cruzado.
3. Capa de alta permeabilidad con flujo cruzado .
4. Capa segregada por gravedad Separando el agua del petróleo, siendo producidos juntos.

c. Conificación Del Agua De Fondo.

Al producir el agua del acuífero , esta se levanta en forma de cono e intruye en el intervalo productor desplazando la producción de petróleo .

d. Problemas En La Completación:

1. Pobre calidad del cemento .
2. Tubería de revestimiento con fugas.

5. Una vez identificado en nuestro caso el problema de la conificación de agua de fondo se estudian diversas alternativas presentadas en este trabajo , teniendo en consideración si el reservorio es :

- a. Isotrópico ó anisotrópico , y
- b. finito ó infinito ;

para diseñar los programas de producción a fin de evaluarlos económicamente para ver su factibilidad y rentabilidad ; para lo cual se cuenta con métodos gráficos y analíticos , con sus respectivas restricciones aplicativas y de ser necesario de

simuladores numéricos que aportan la posibilidad de probar diversas soluciones , para luego llevarlas a cabo en campo .

Es necesario conocer las limitaciones de los simuladores para poder utilizar aquel que satisfaga las condiciones del campo y sea mas económico . Por ejemplo los simuladores de Kuo DesBrisay José Florez y el presentado en este trabajo tienen limitaciones y no puede aplicarse a los reservorios que presentan barreras locales , ó los que tienen un alto grado de estratificación , ó los que presentan una gruesa zona de transición agua-petróleo

6- Recordar que no existe tratamiento de la conificación que sea 100% efectivo y en caso probable de conificación en el reservorio con impulsión de agua de fondo es recomendable :

- a. Operar el pozo con el mínimo daño posible ,
- b. determinar la profundidad optima del intervalo abierto a producción y el régimen crítico de la producción ,
- c. retardar la formación del cono

7. Si es inevitable producir encima del régimen crítico de producción, es necesario evaluar el aumento de la razón agua petróleo en el tiempo versus la producción de petróleo para poder evaluar su rentabilidad y optar por alguna solución ya vista en este trabajo u otra más conveniente.

11. Bibliografía

- * Muskat M. " The Flow Of Homogeneous Fluid Through Porous Media" Boston , Massachusetts :International Human Resources Development Corporation , 1982.
- * Muskat M. "Flow Of Homogeneous Fluid" Mc Graw Hill 1946 .
- * Pirson , S.J. , "Oil Reservoir Engineering" , Mc Graw Hill 1958.
- * Muskat M., " Physical Principles Of Oil Productions"
- * Sobosinsky D.P. & Cornelius A.J. "A Correlation For Predicting Water Coning Evaluation Method" , S.P.E. , Articulo 3628, 1971.
- * Kuo M.C.T. & DesBrisay C.L. "A Simplified Method For Water Coning Predictions". S.P.E., Articulo 12067 ,1983.
- * Chaney P.E. , Noble M.D. , Henson W.L. And Rice T.D. "How To Perforate Your Well To Prevent Water And Gas Coning" , Oil And Gas Journal 7 De Mayo De 1956.
- * Schols R.S. "Water Coning .An Empirical Formula For The Critical Oil-Production Rate", Erdoel Erdgas , Enero 1972.
- * Kuo M.C.T. "Correlation's Rapidly Analyze Water Coning" Oil And Gas Journal , 2 De Octubre De 1989.
- * R.N. Reed And M.J. Wheatley , "Oil And Water Productions In A Reservoir With Significant Capillary Transition Zone" J.P.T. September 1984.

- * B.C. Craft Y M.F. Hawkins , "Ingenieria Aplicada De Yacimientos Petroliferos" , Ed.Tecnos 1977.

- * Staff Report , "Water Control Look Before You Leap" Hart'S Petroleum Engineer International , July 1996.

- * Roberto Aguilera Y Luis Acevedo , "Coning And Fingering Of Water And Gas" , Brown Chapter 7.

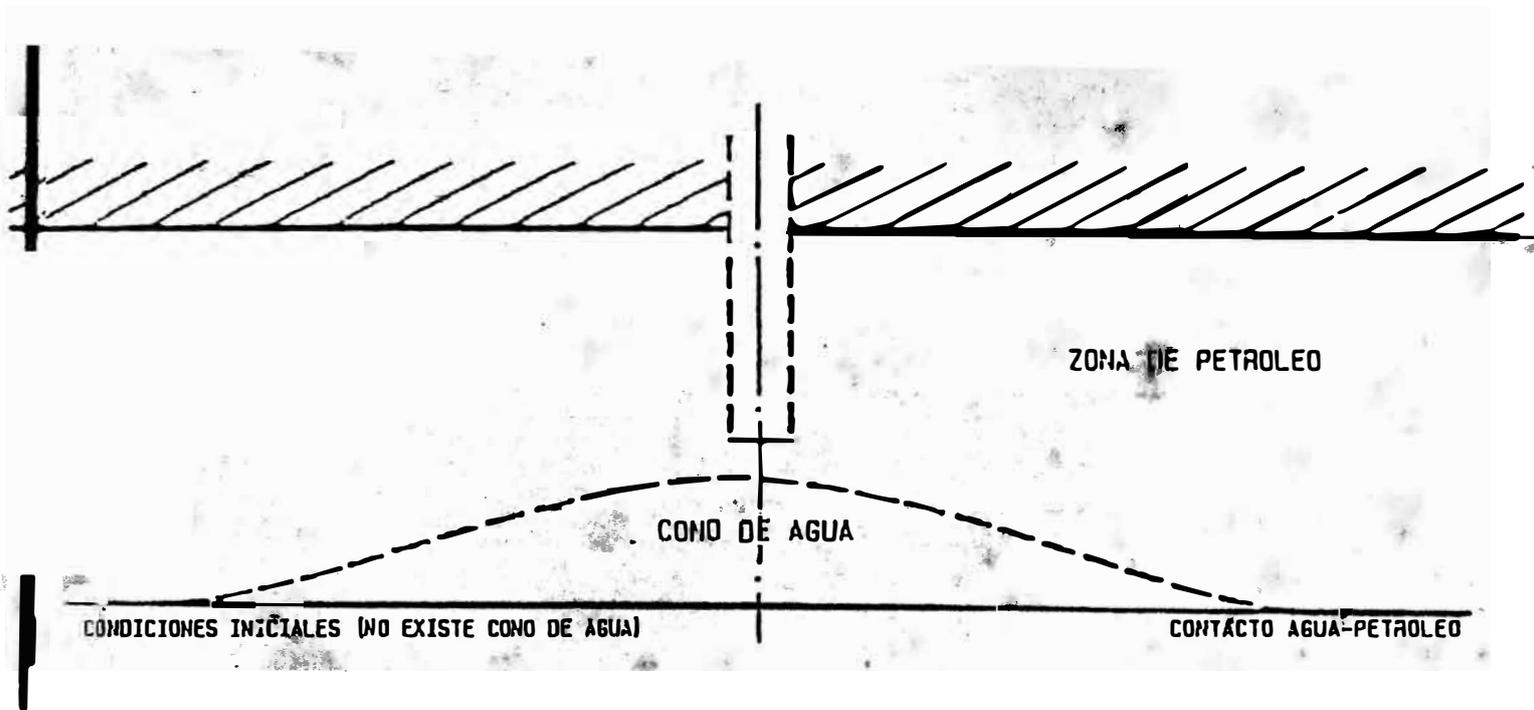


Figura 1

Esquem del fenómeno de conificación de agua en un pozo productor de petróleo.

DISTRIBUCION DE PRESION $\times \Delta P$

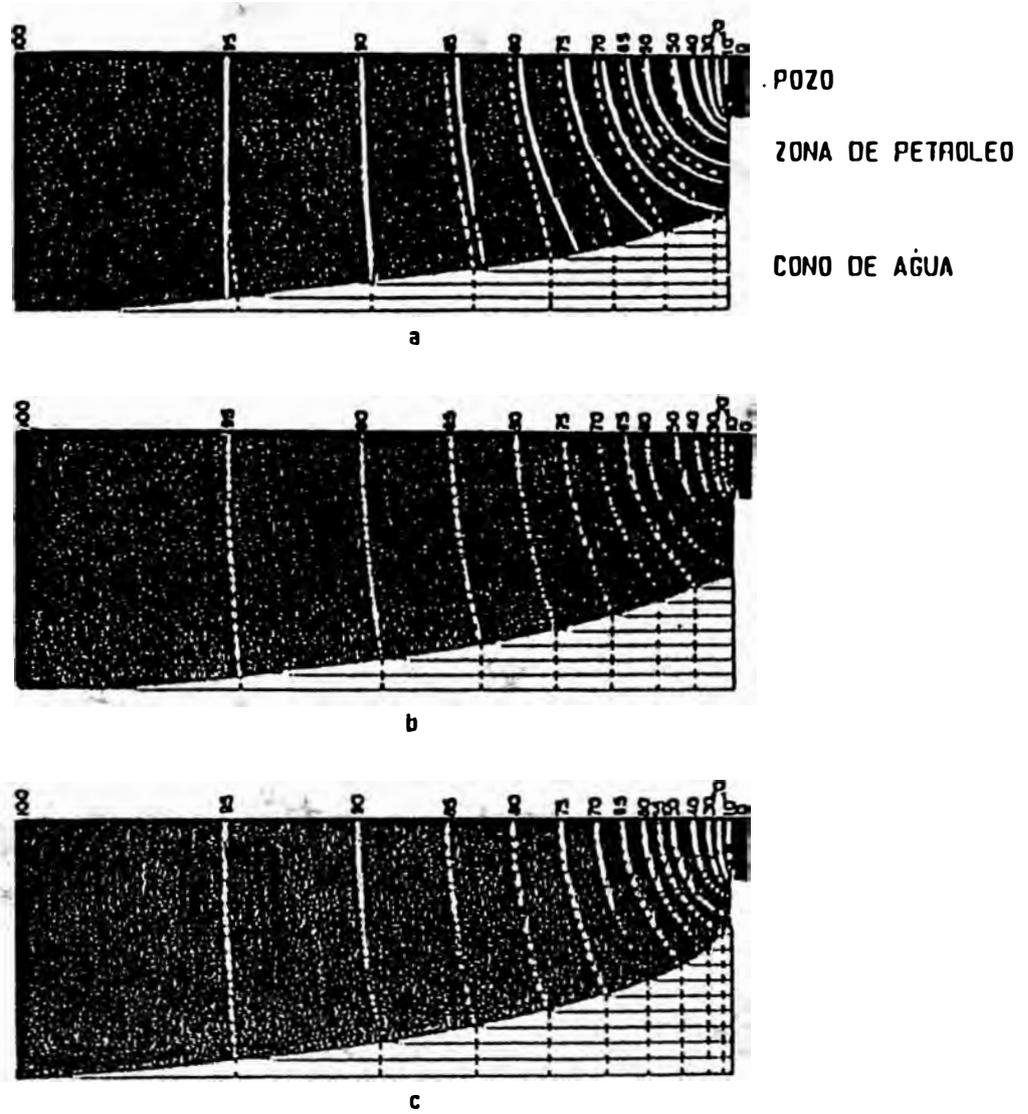


Figura 2

Modelo de sector radial de la distribución de presiones en la formación.

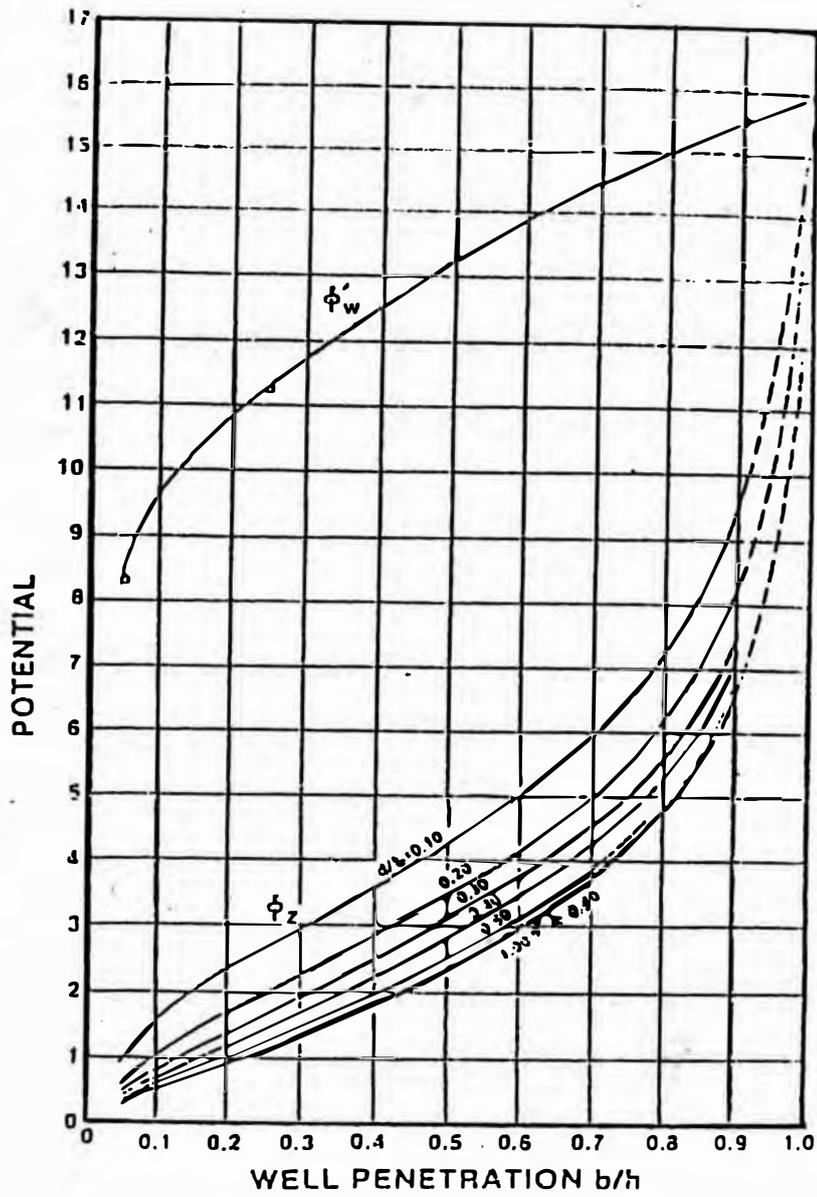


Figura 3

Distribución del potencial de velocidad para un radio del pozo.

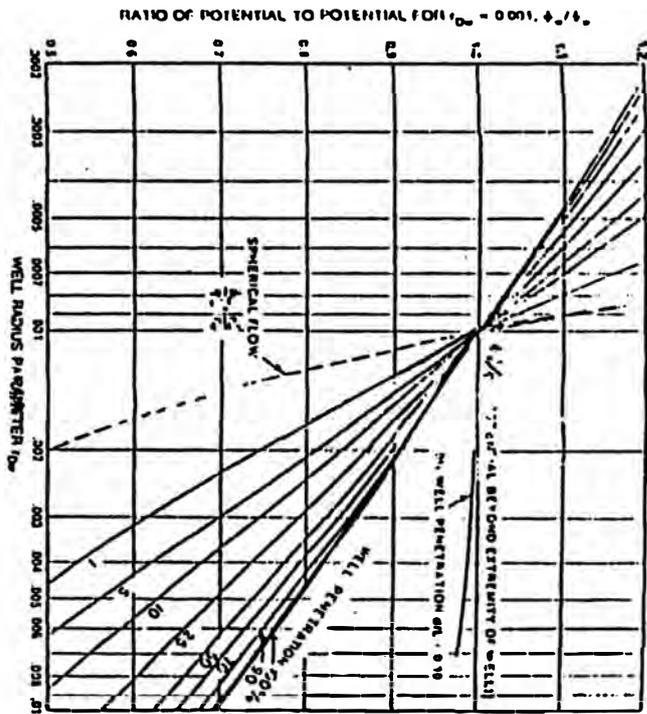


Figura 4

Factor de corrección para convertir el potencial de velocidad del pozo de la figura 2.

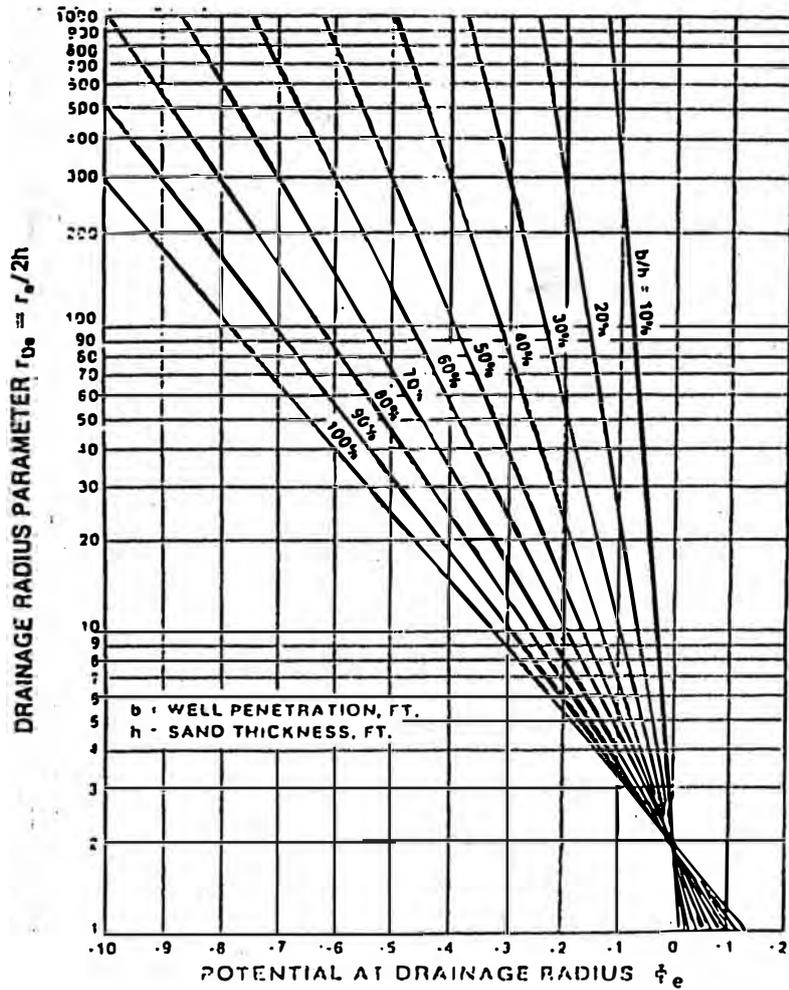


Figura 5

Potencial de velocidad para un determinado radio de drenaje.



CRITICAL PRODUCTION RATES-RESERVOIR BBL/D

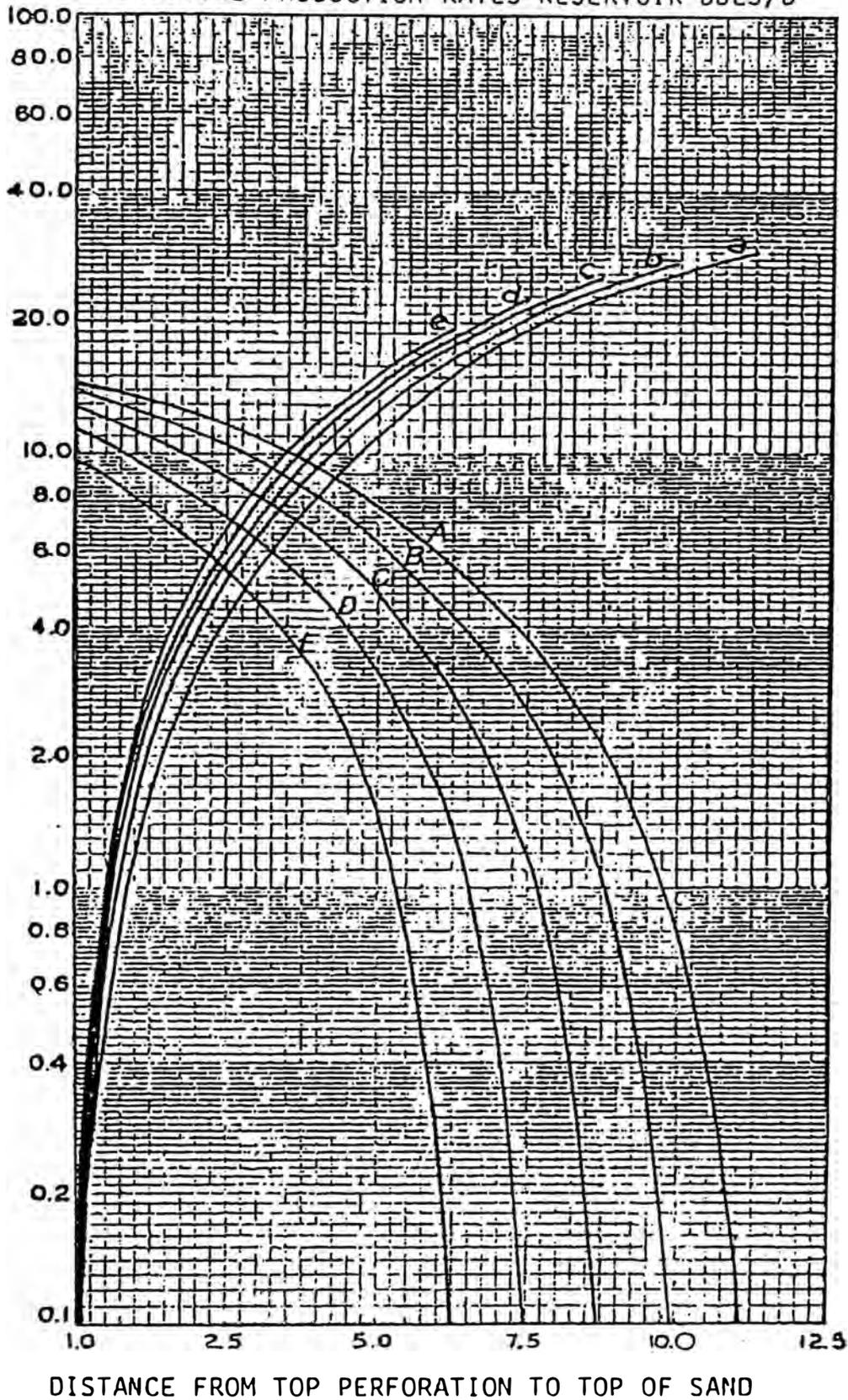


Figura 6

Curva del régimen crítico de producción para arenas de 12.5 pies de espesor, radio del pozo de 3 pulgadas y radio de drenaje de 1000 pies curvas de conificación de agua.

- A 1.25 pies de intervalo abierto a producción
- B 2.50 pies de intervalo abierto a producción
- C 3.75 pies de intervalo abierto a producción
- D 5.00 pies de intervalo abierto a producción
- E 6.25 pies de intervalo abierto a producción



CRITICAL PRODUCTION RATES-RESERVOIR BBLS/D

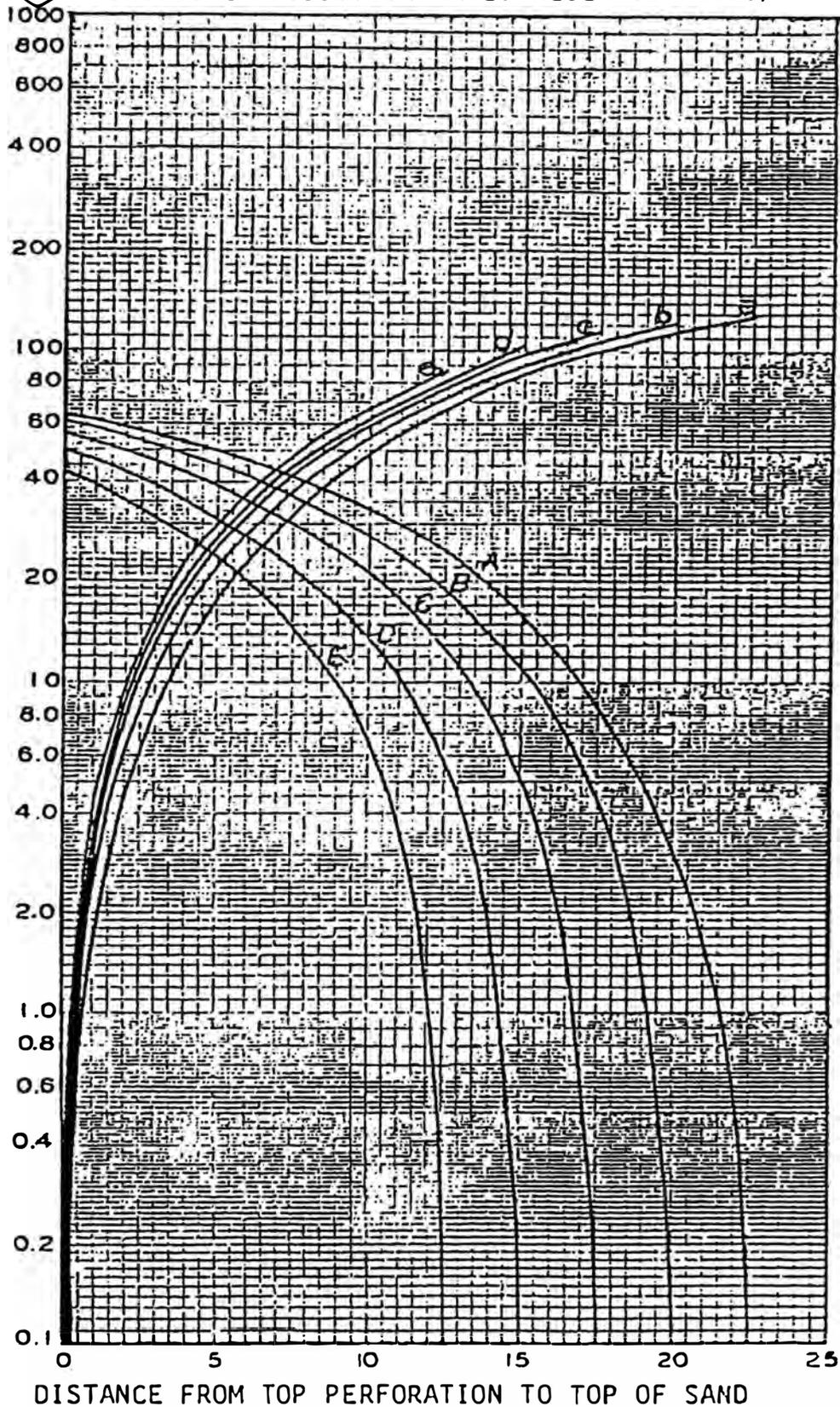


Figura 7

Curva del régimen crítico de producción para arenas de 25.0 pies de espesor radio del pozo de 3 pulgadas y radio de drenaje de 1000 pies curvas de conificación de agua.

- A 2.50 pies de intervalo abierto a producción .
- B 5.00 pies de intervalo abierto a producción .
- C 7.50 pies de intervalo abierto a producción .
- D 10.0 pies de intervalo abierto a producción .
- E 12.5 pies de intervalo abierto a producción .

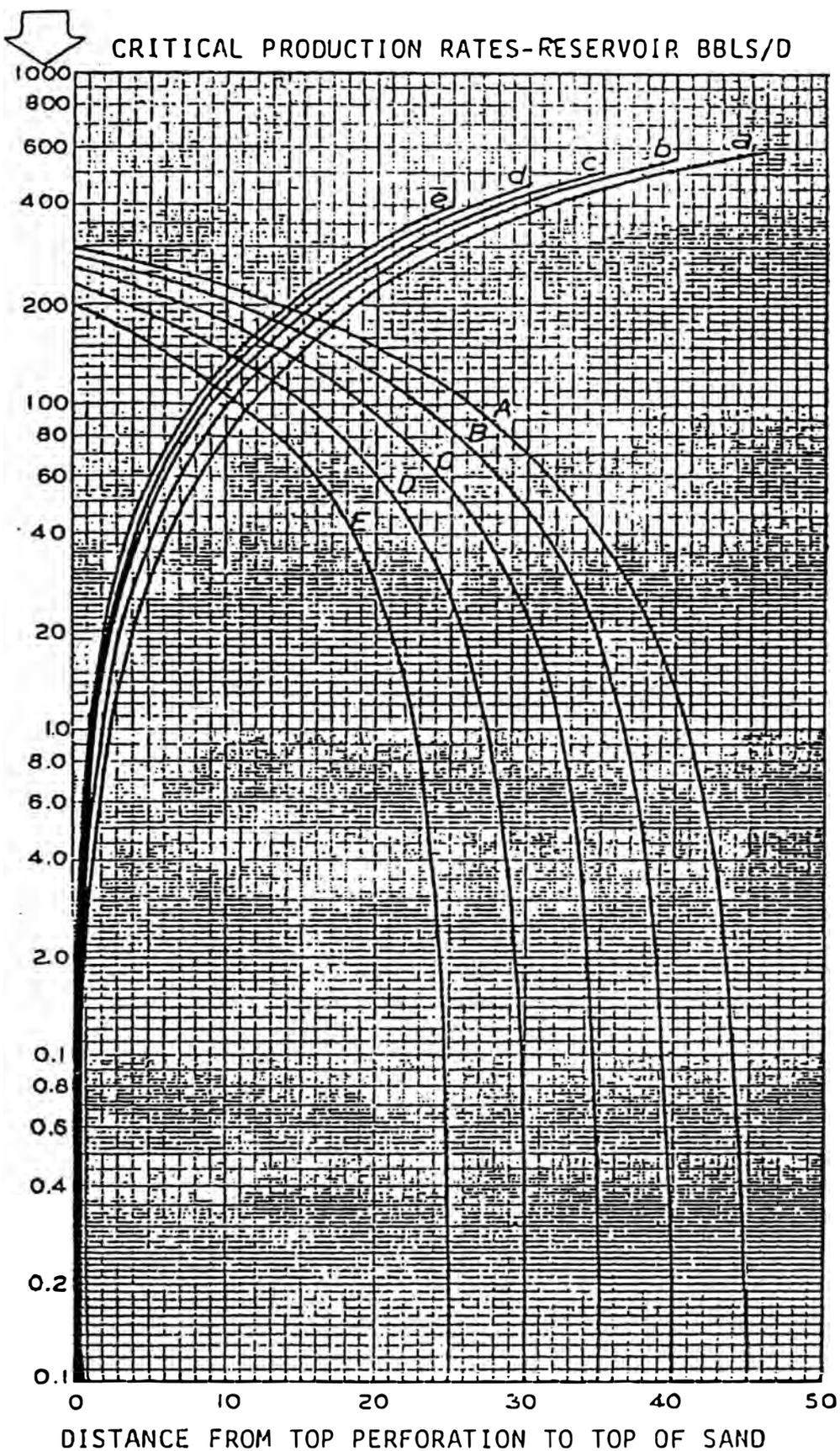


Figura 8

Curva del régimen crítico de producción para arenas de 50.0 pies de espesor radio del pozo de 3 pulgadas y radio de drenaje de 1000 pies curvas de conificación de agua.

- A 5.00 pies de intervalo abierto a producción
- B 10.0 pies de intervalo abierto a producción
- C 15.0 pies de intervalo abierto a producción
- D 20.0 pies de intervalo abierto a producción
- E 25.0 pies de intervalo abierto a producción



CRITICAL PRODUCTION RATES-RESERVOIR BBLD/D

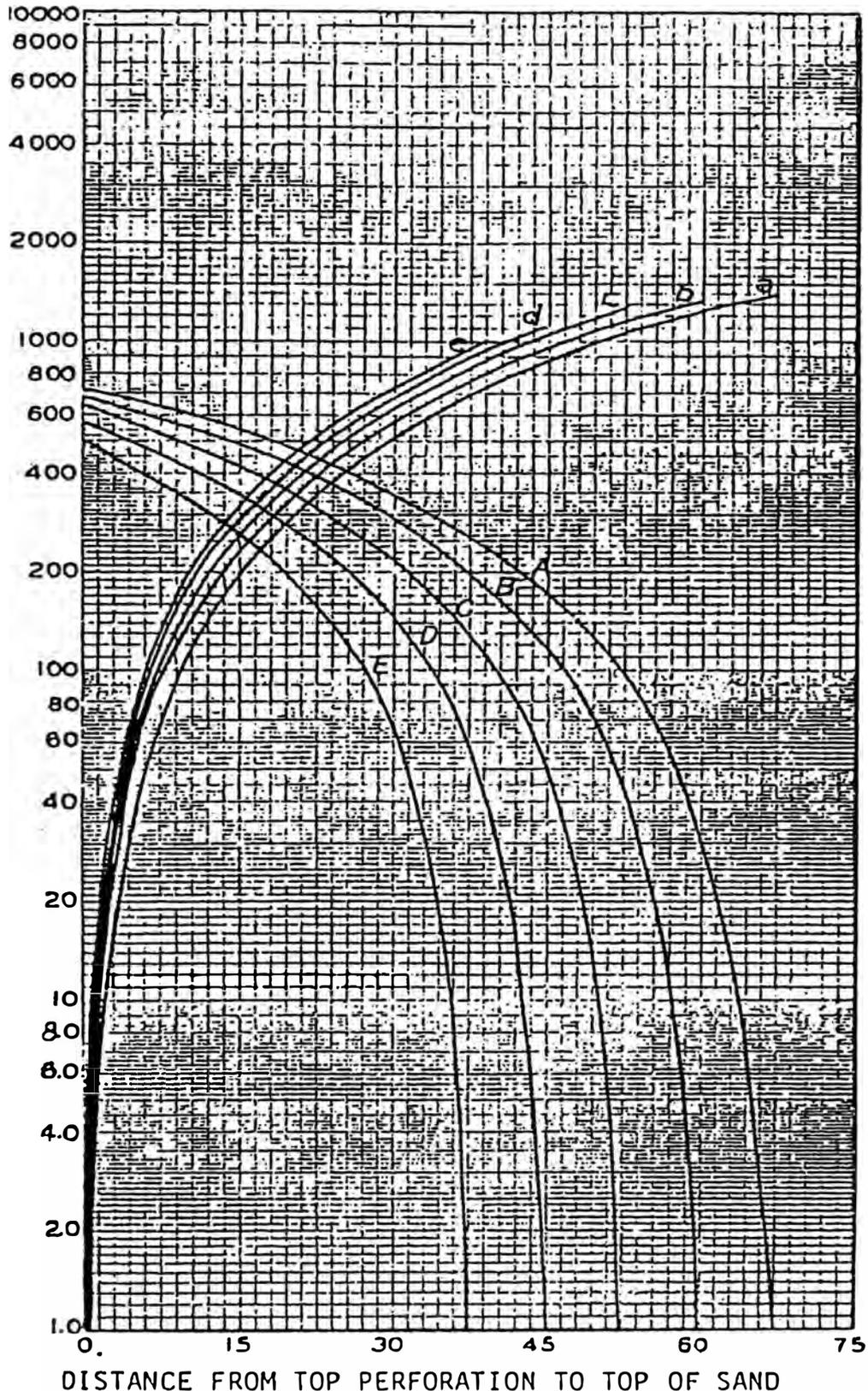


Figura 9

Curva del régimen crítico de producción para arenas de 75.0 pies de espesor y radio del pozo de 3 pulgadas y radio de drenaje de 1000 pies curvas de conificación de agua.

- A 7.50 pies de intervalo abierto a producción .
- B 15.0 pies de intervalo abierto a producción .
- C 22.5 pies de intervalo abierto a producción .
- D 30.0 pies de intervalo abierto a producción .
- E 37.5 pies de intervalo abierto a producción .

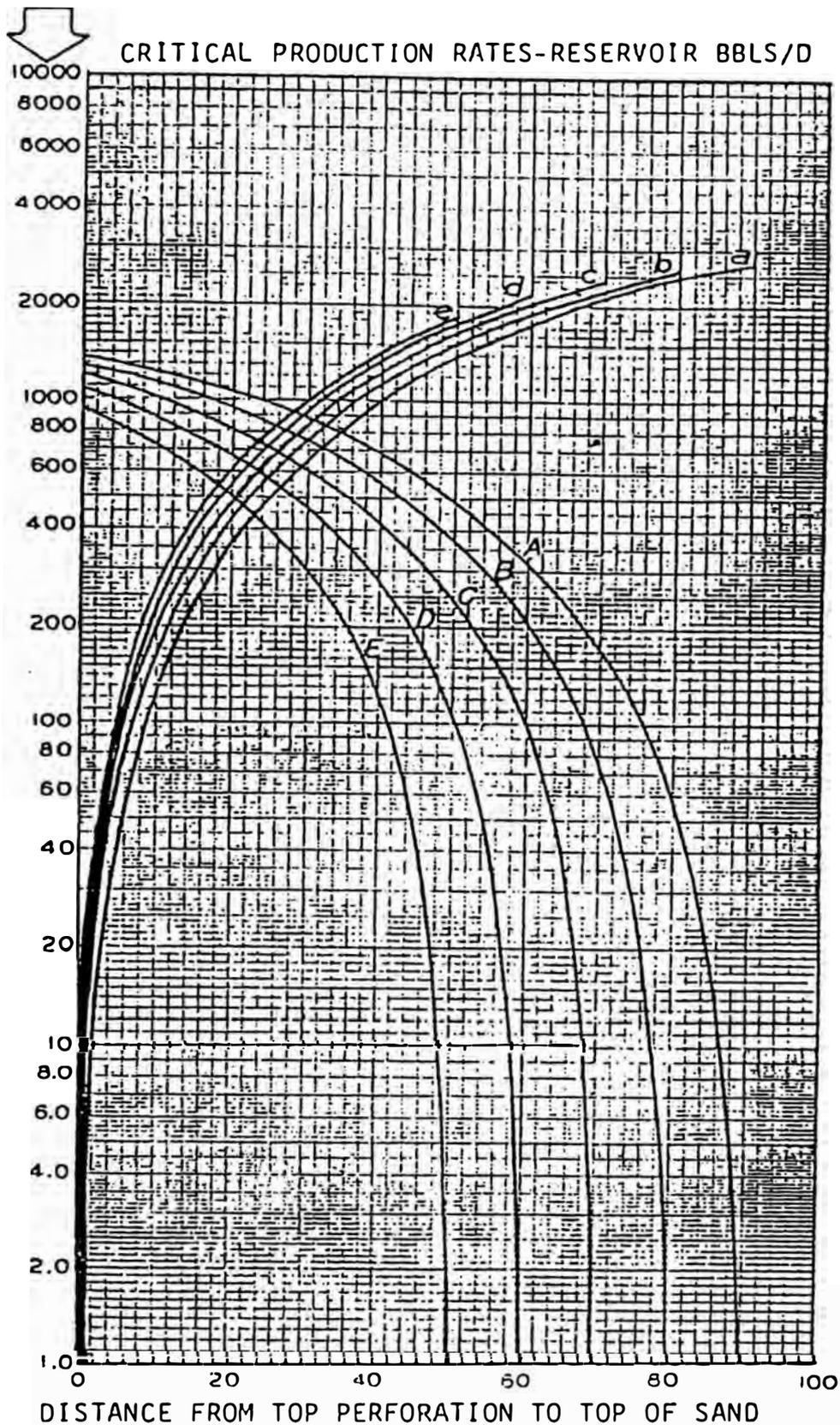


Figura 10

Curva del régimen crítico de producción para arenas de 100 pies de espesor radio del pozo de 3 pulgadas y radio de drenaje de 1000 pies curvas de conificación de agua.

- A 10.0 pies de intervalo abierto a producción .
- B 20.0 pies de intervalo abierto a producción .
- C 30.0 pies de intervalo abierto a producción .
- D 40.0 pies de intervalo abierto a producción .
- E 50.0 pies de intervalo abierto a producción .

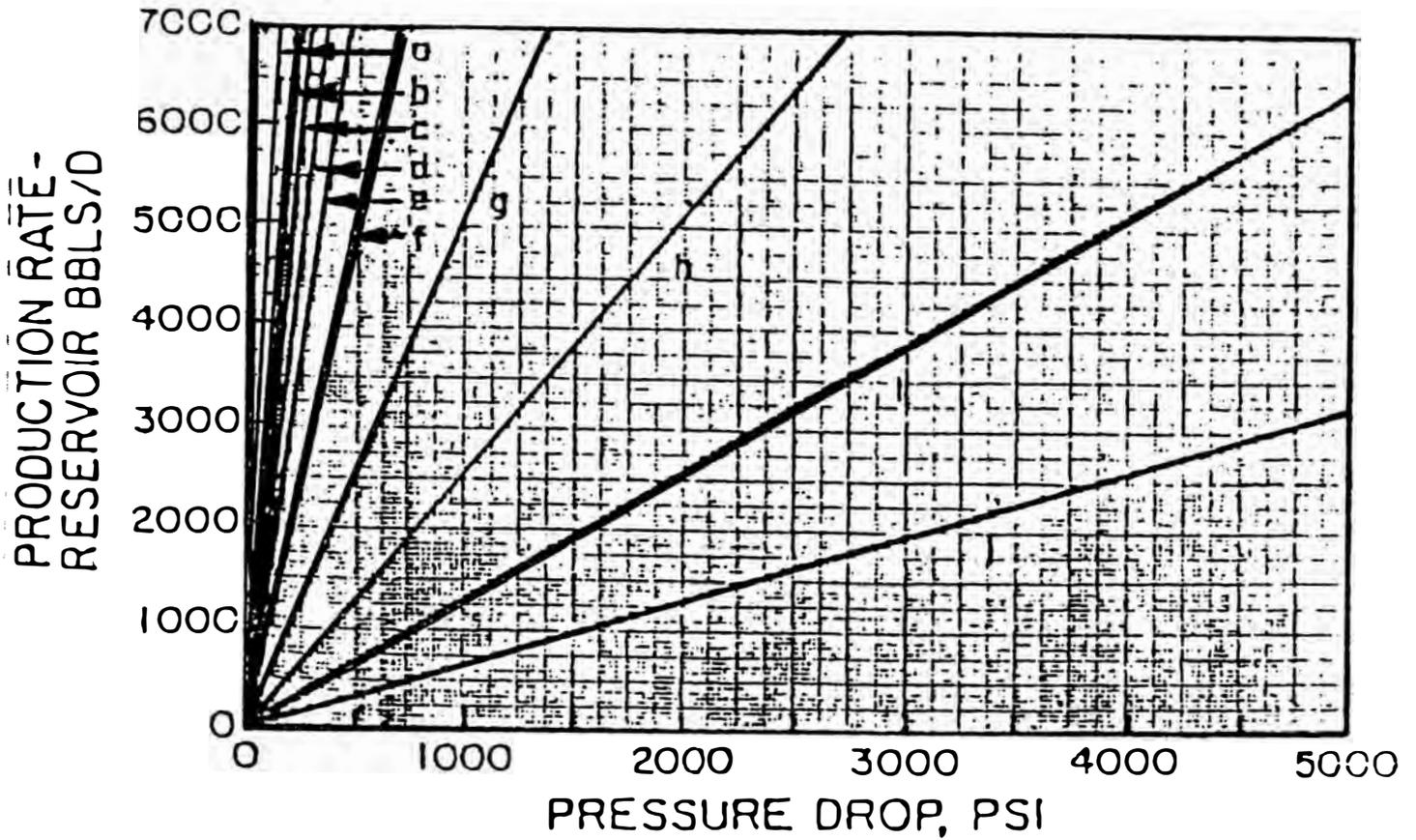


Figura 11

Régimen de producción versus caída de presión requerida por el radio efectivo causado por una densidad de baleo de $4 \frac{1}{2}$ de pulgada por pie , radio de drenaje de 1000 pies , radio del pozo de 0.25 pies , radio efectivo del pozo de 0.000932 pies .

Curvas del intervalo abierto a producción :

A 70 pies ; b 60 pies ; c 50 pies ; d 30 pies ; f 20 pies ; g 10 pies ; h 5 pies ; i 2.5 pies ; j 1.25 pies .

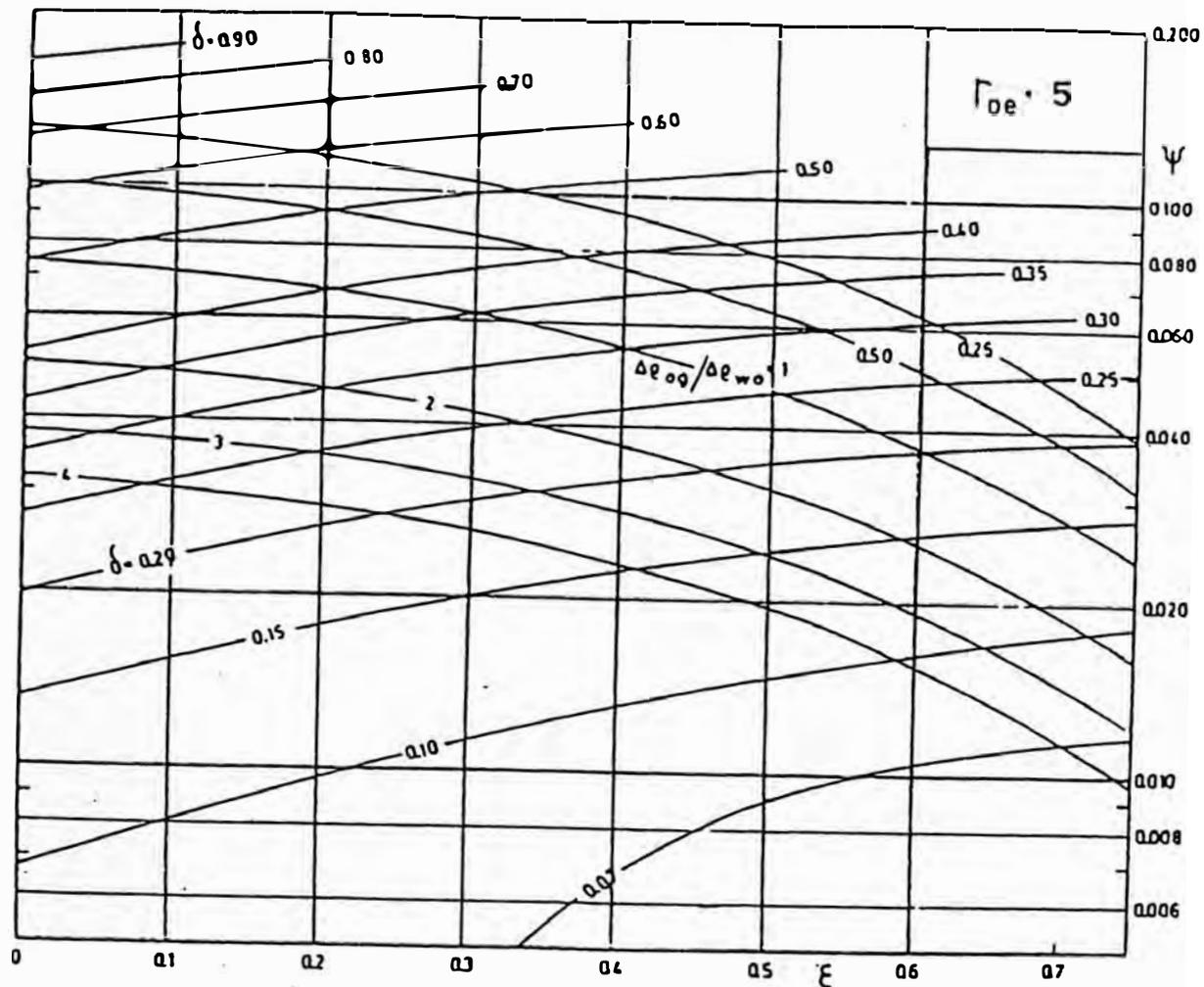


Figura 12

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

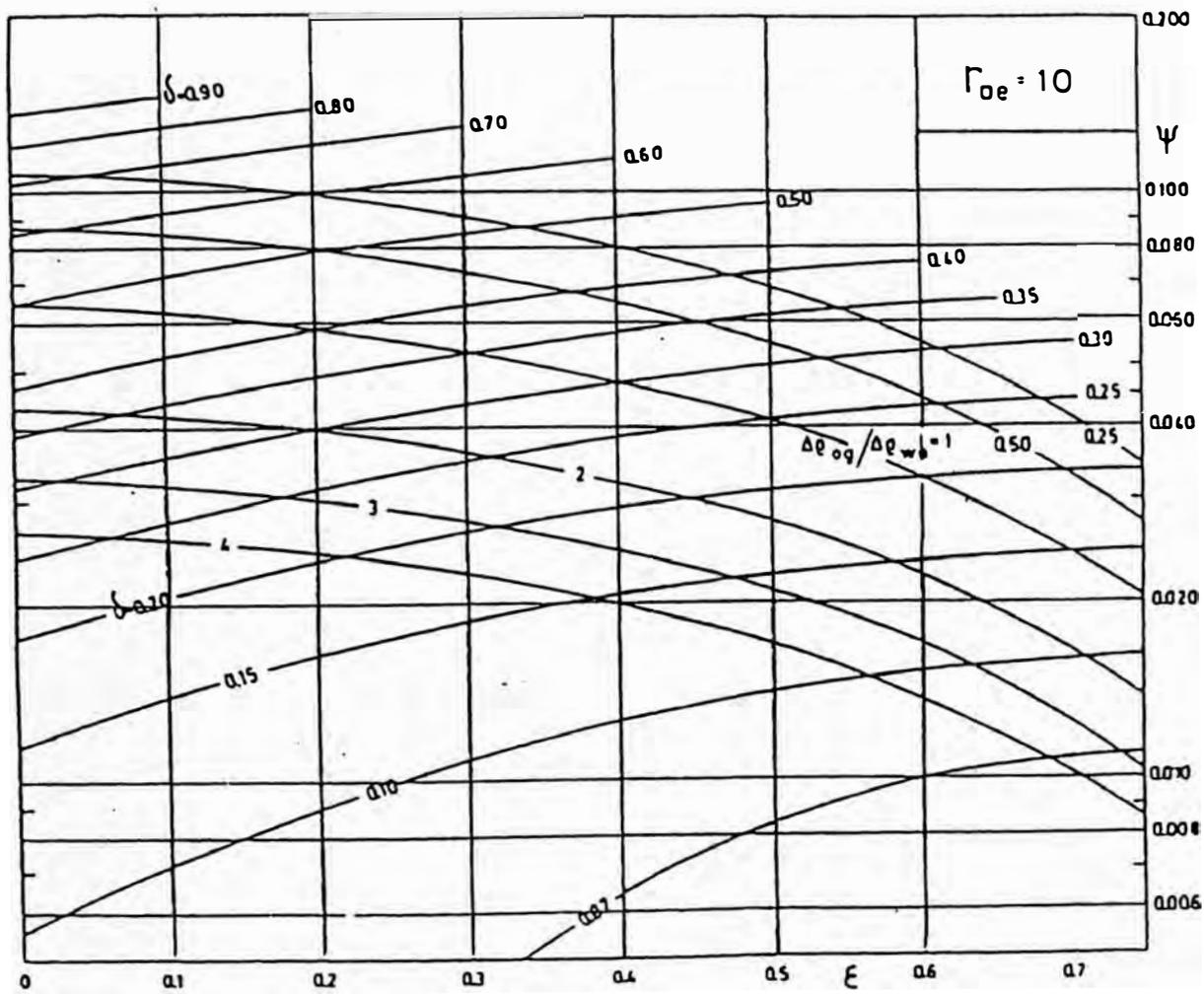


Figura 13

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

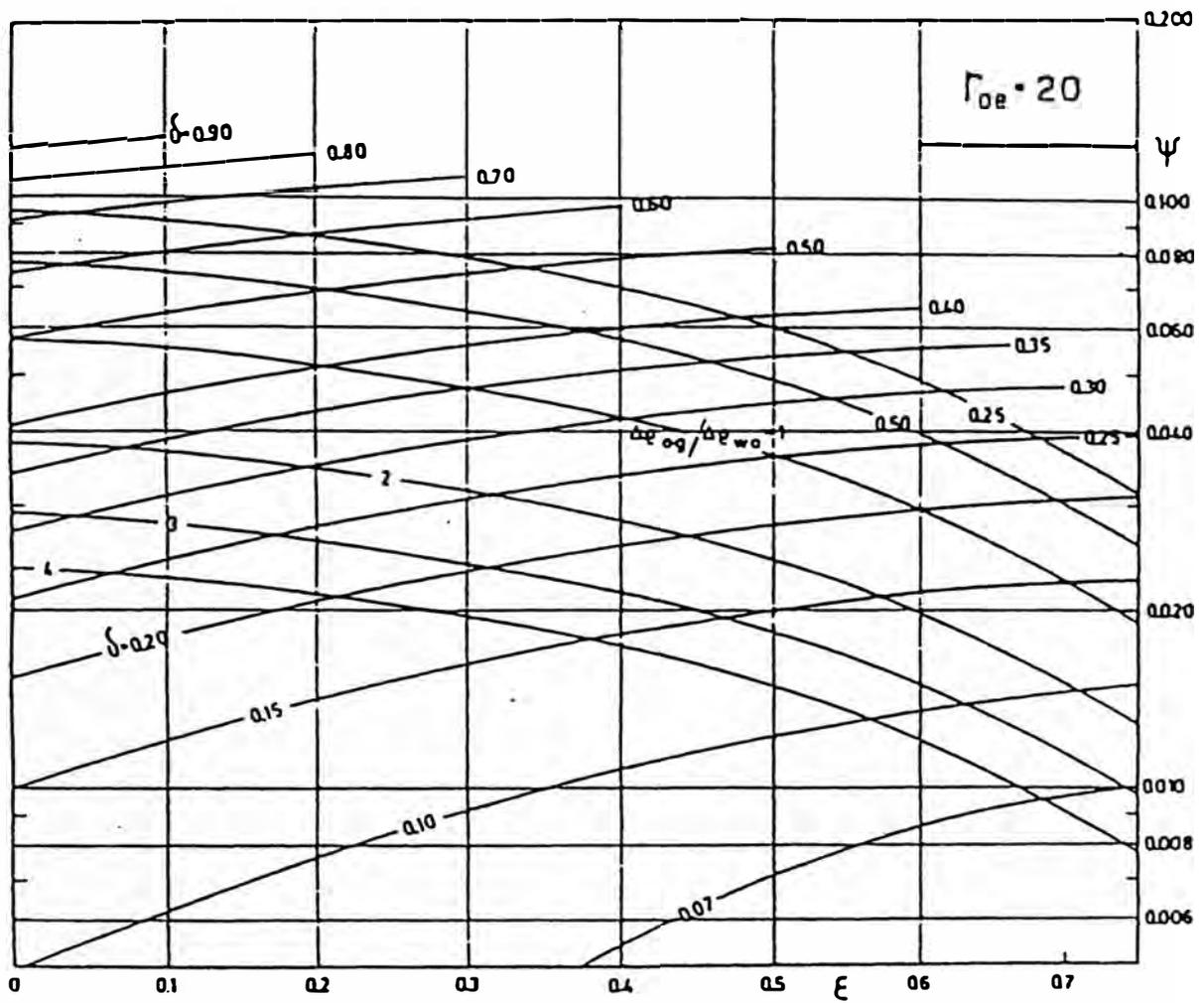


Figura 14

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

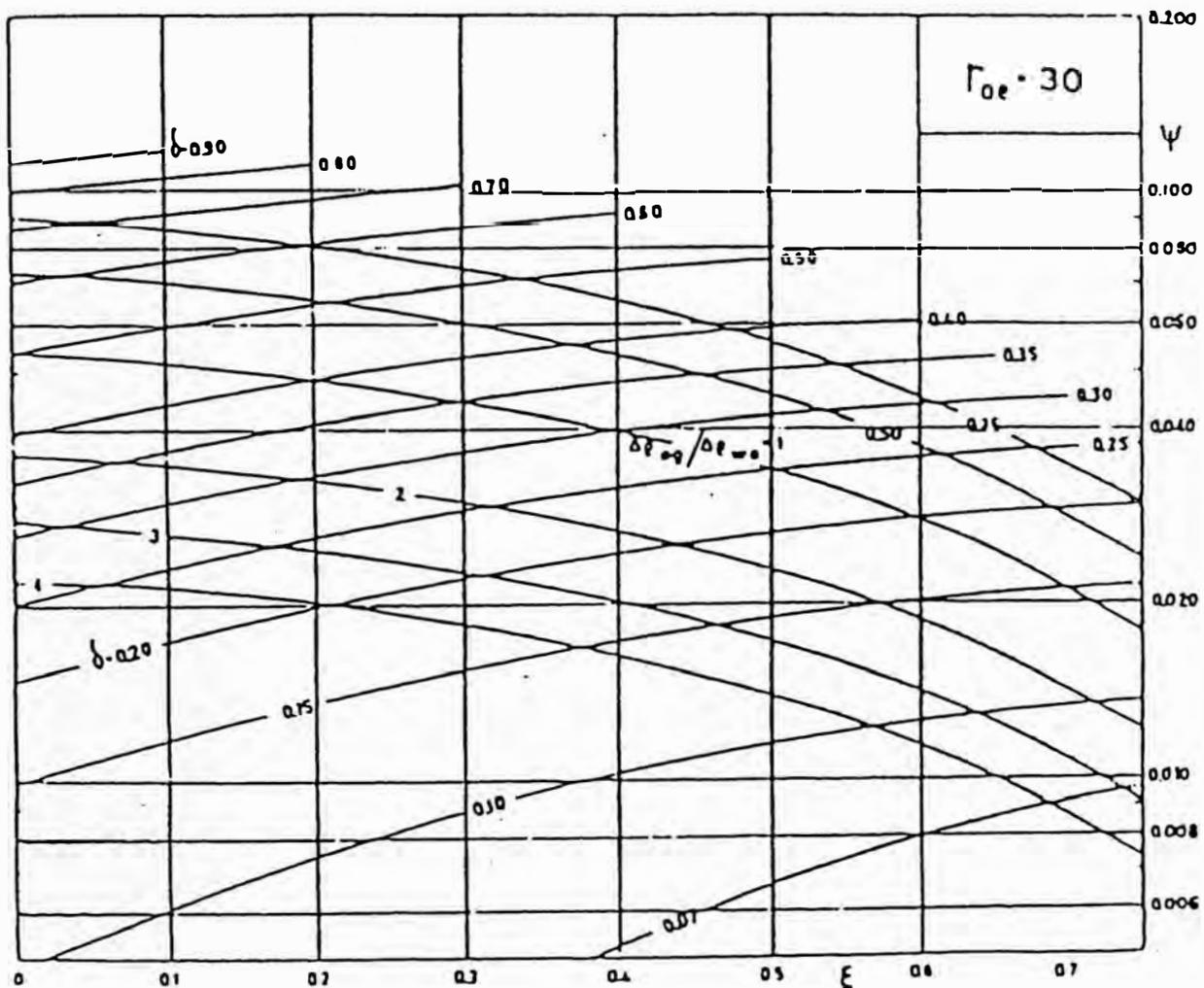


Figura 15

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

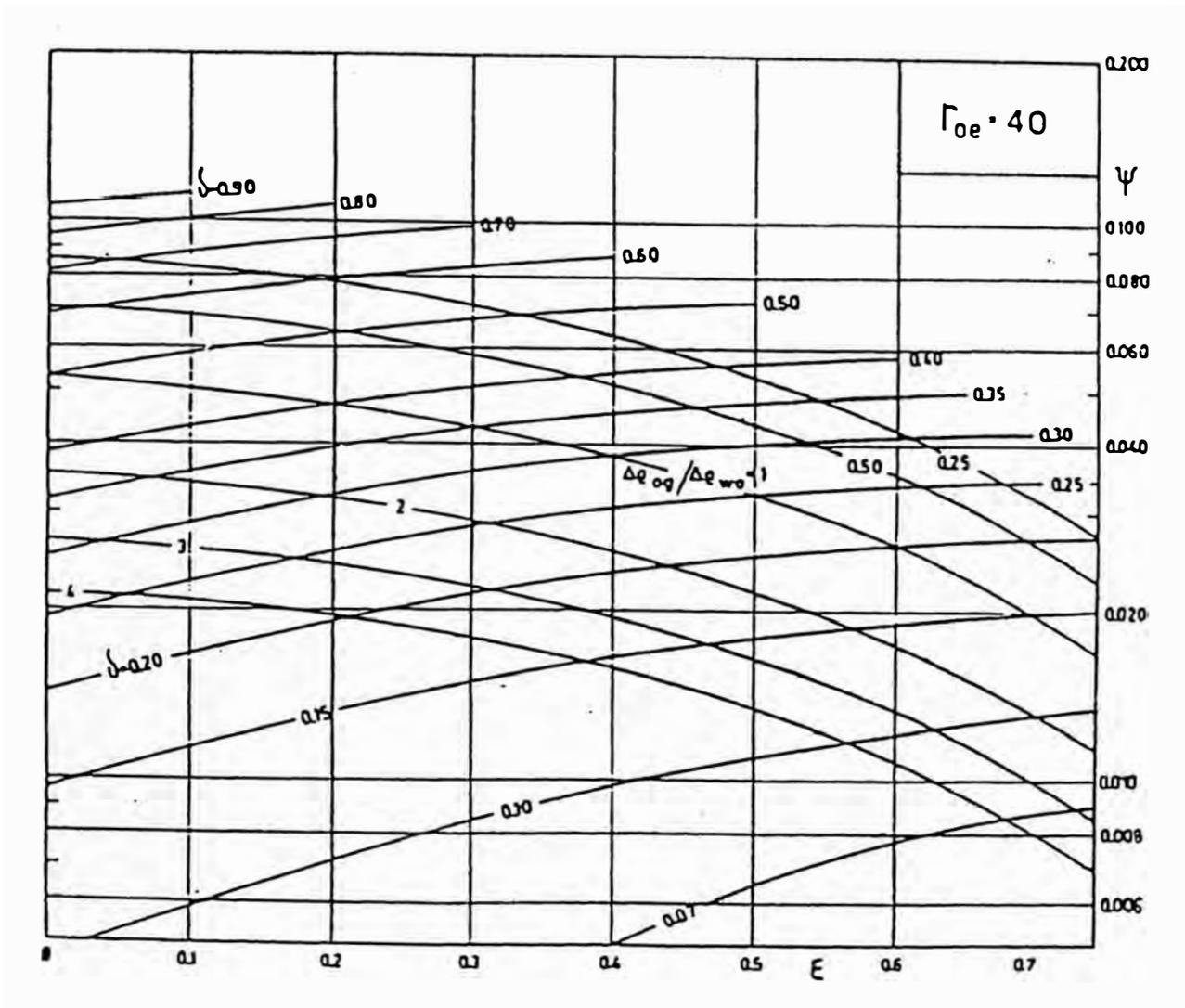


Figura 16

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

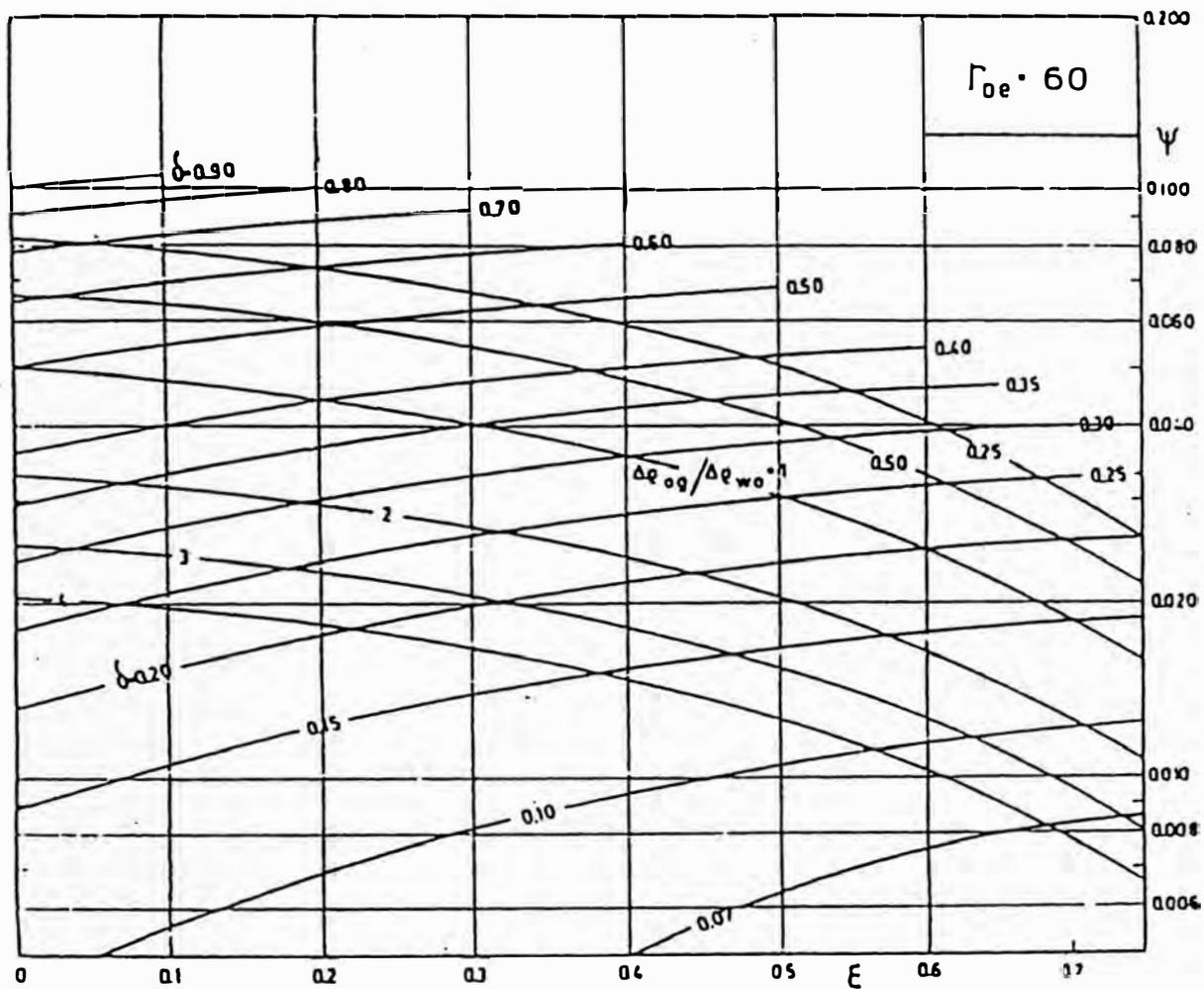


Figura 17

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

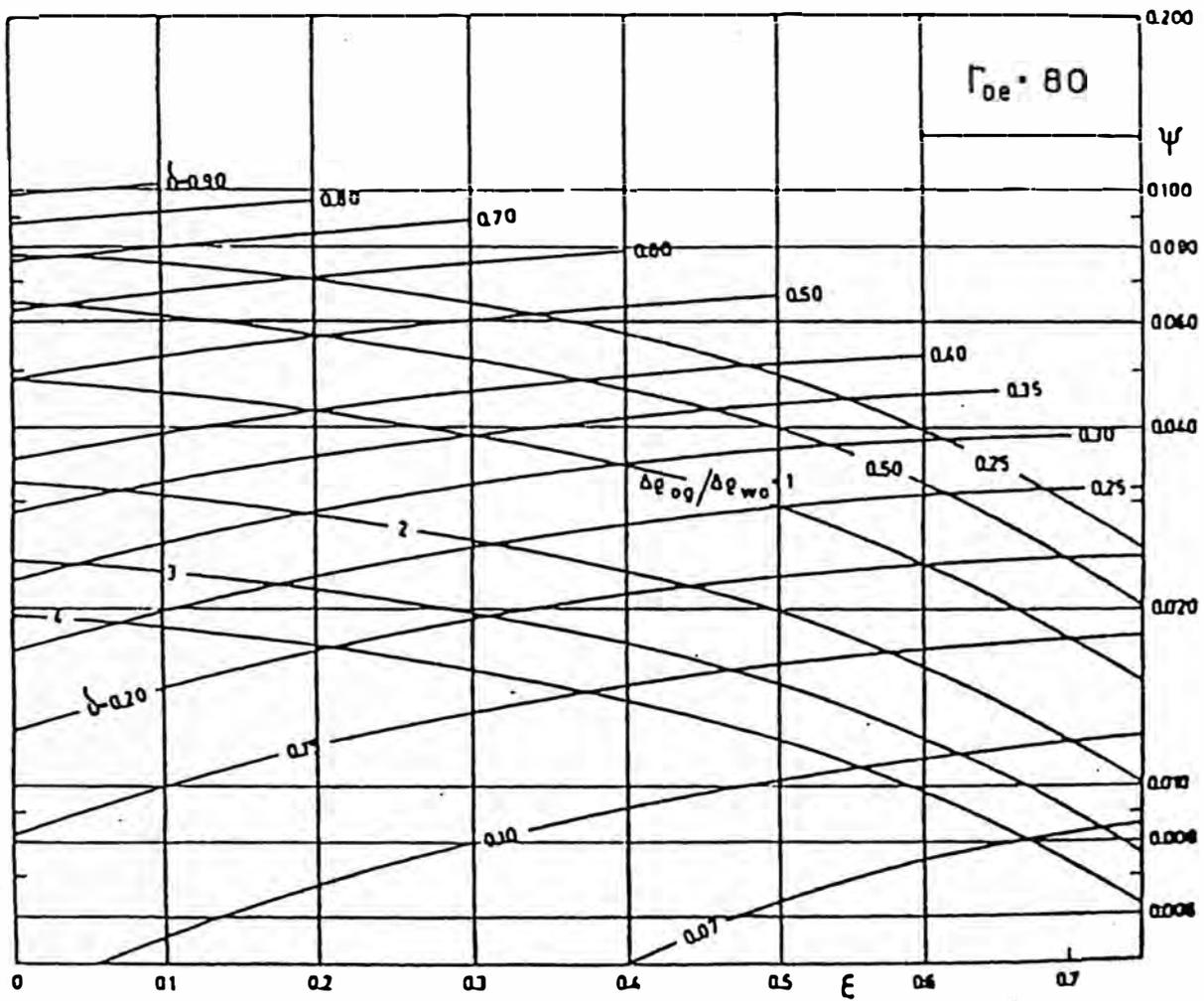


Figura 18

Relación entre la longitud del intervalo abierto a producción adimensional y la función adimensional que define la geometría del sistema

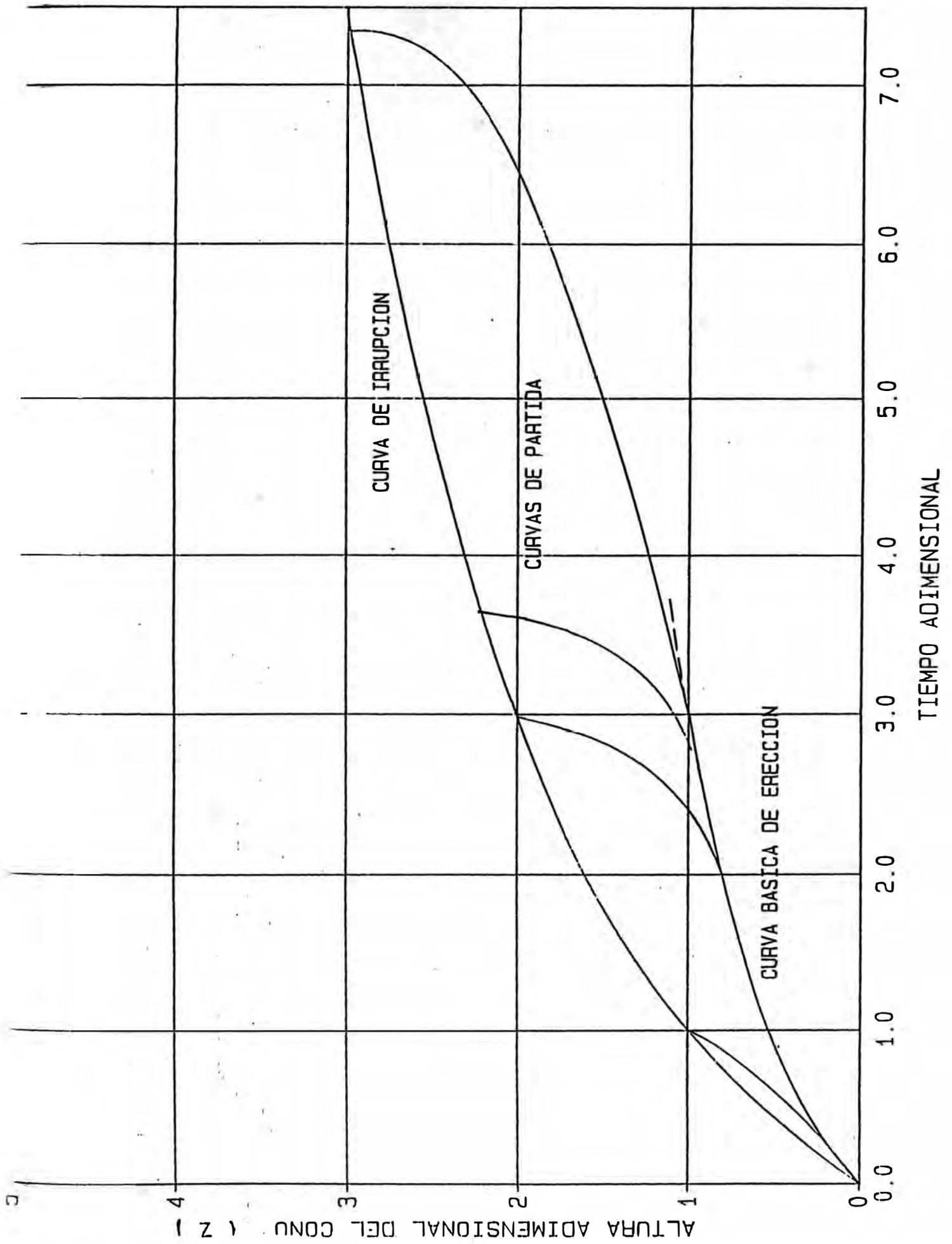


Figura 19

Altura adimencional del cono versus el tiempo adimencional.

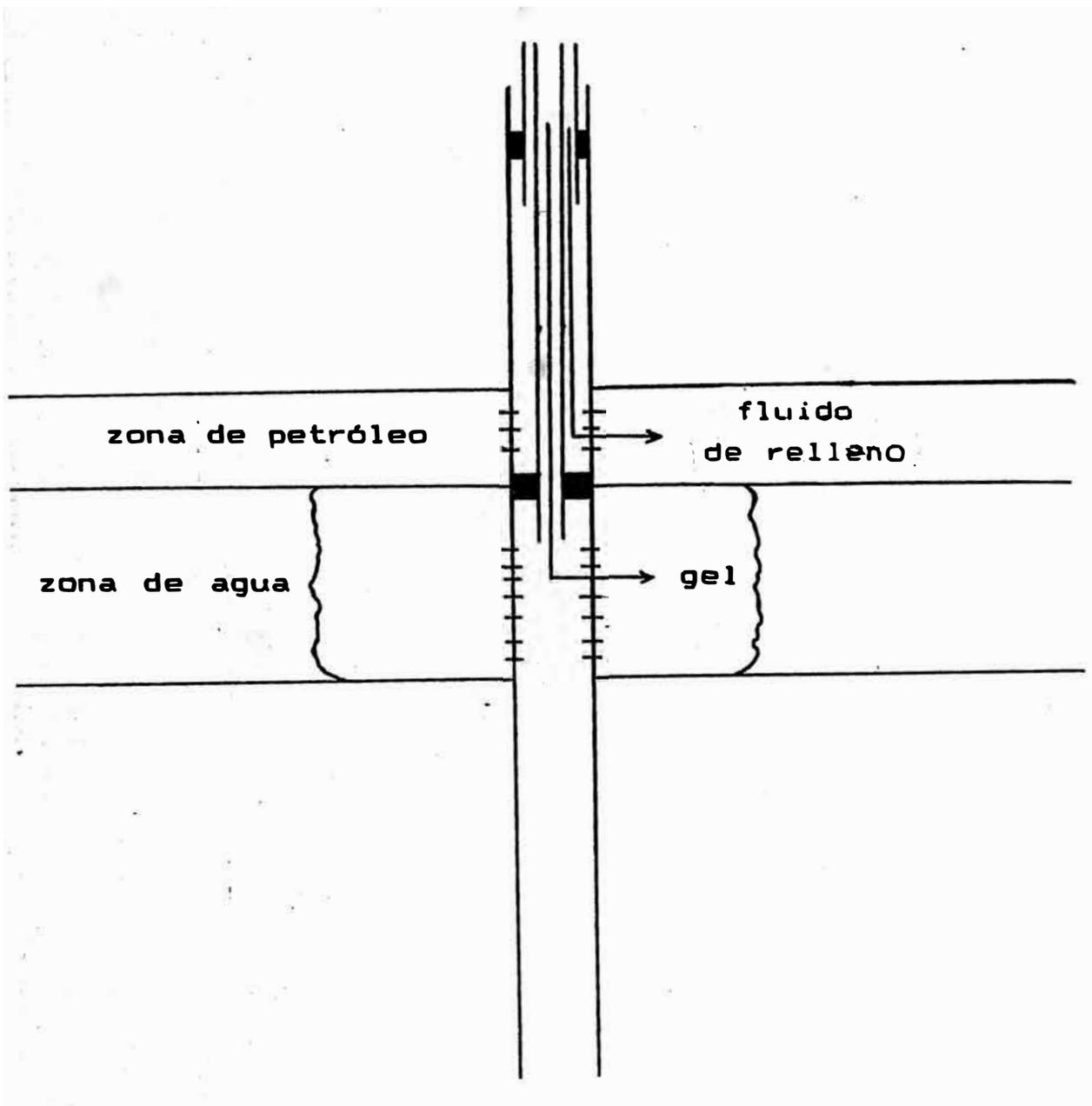


Figura 20

Colocación del sello mediante inyección dual de fluido

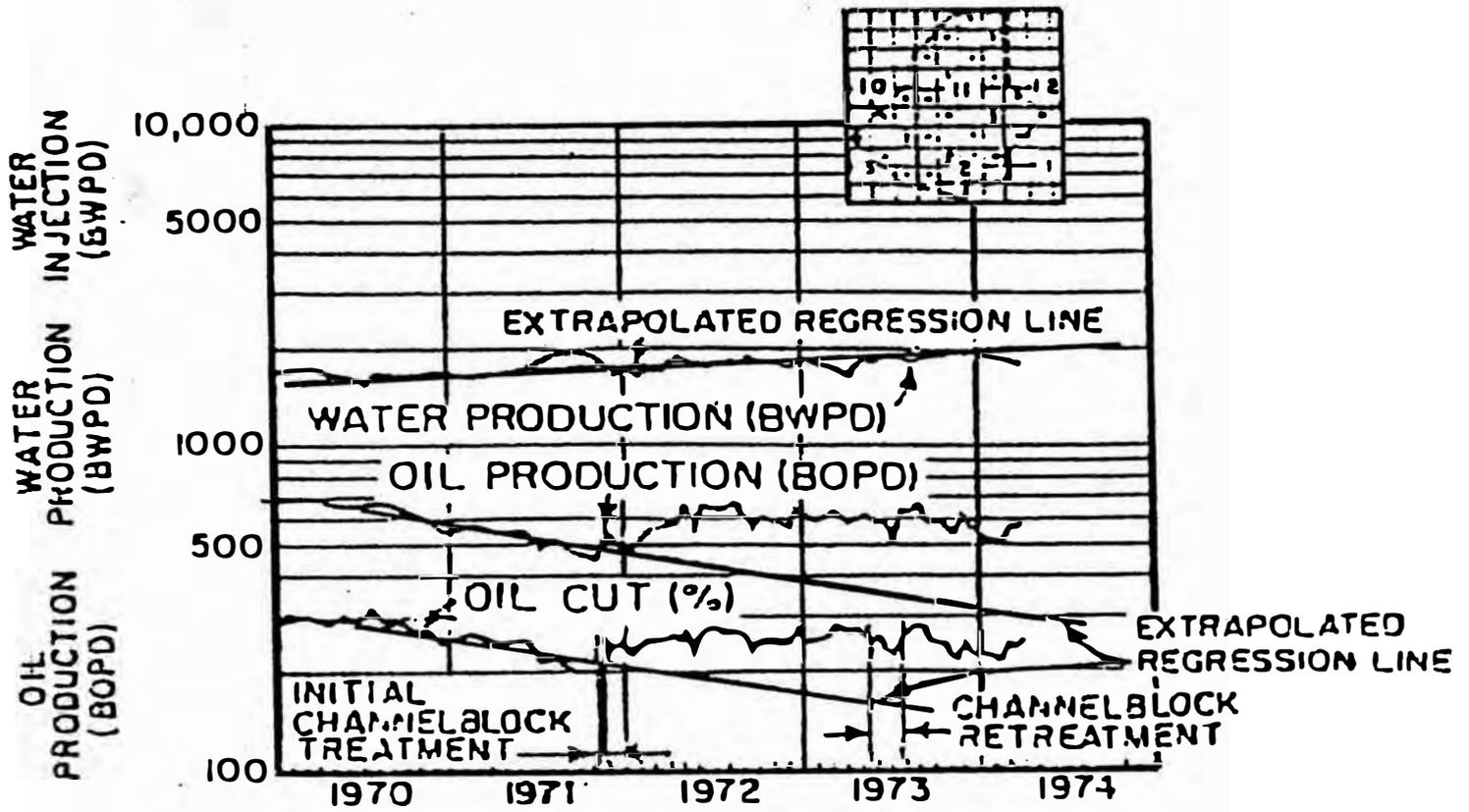


Figura 21

Comportamiento del tratamiento para todos los pozos del área piloto .

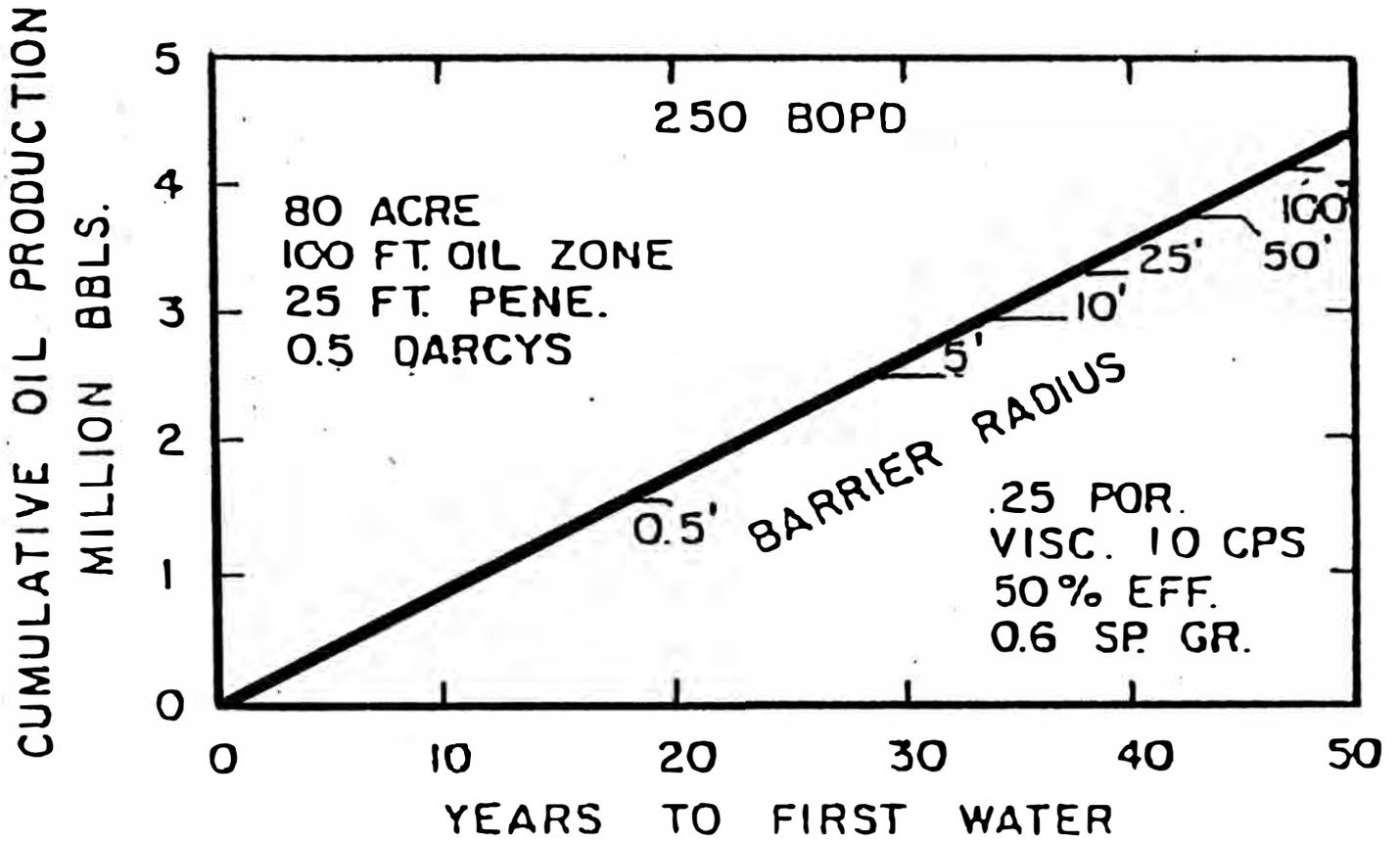


Figura 22

Periodo de producción de petróleo libre de agua para barreras de diferentes radios.

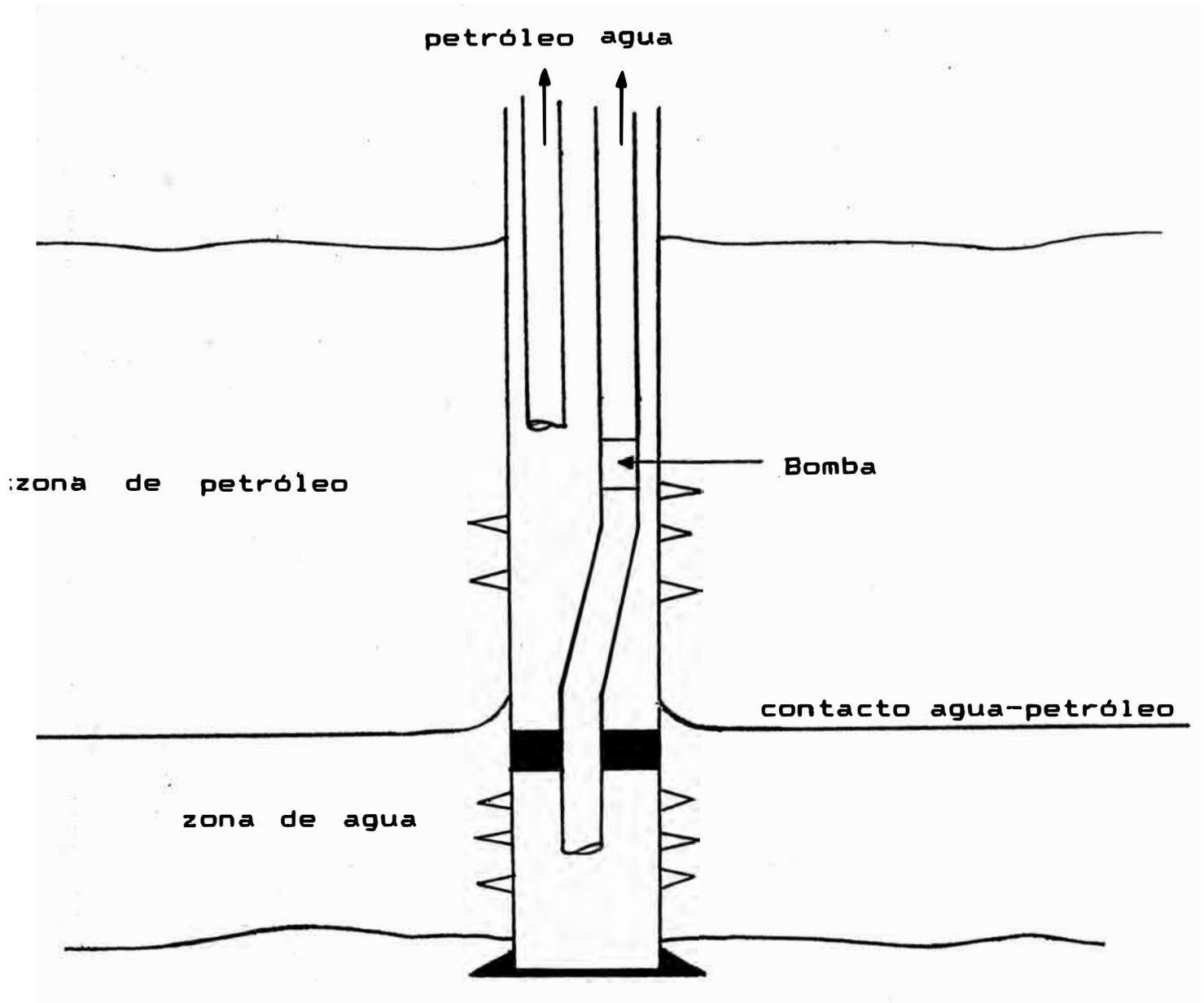


Figura 23

Técnica de completación dual aplicada a la prevención de la conificación

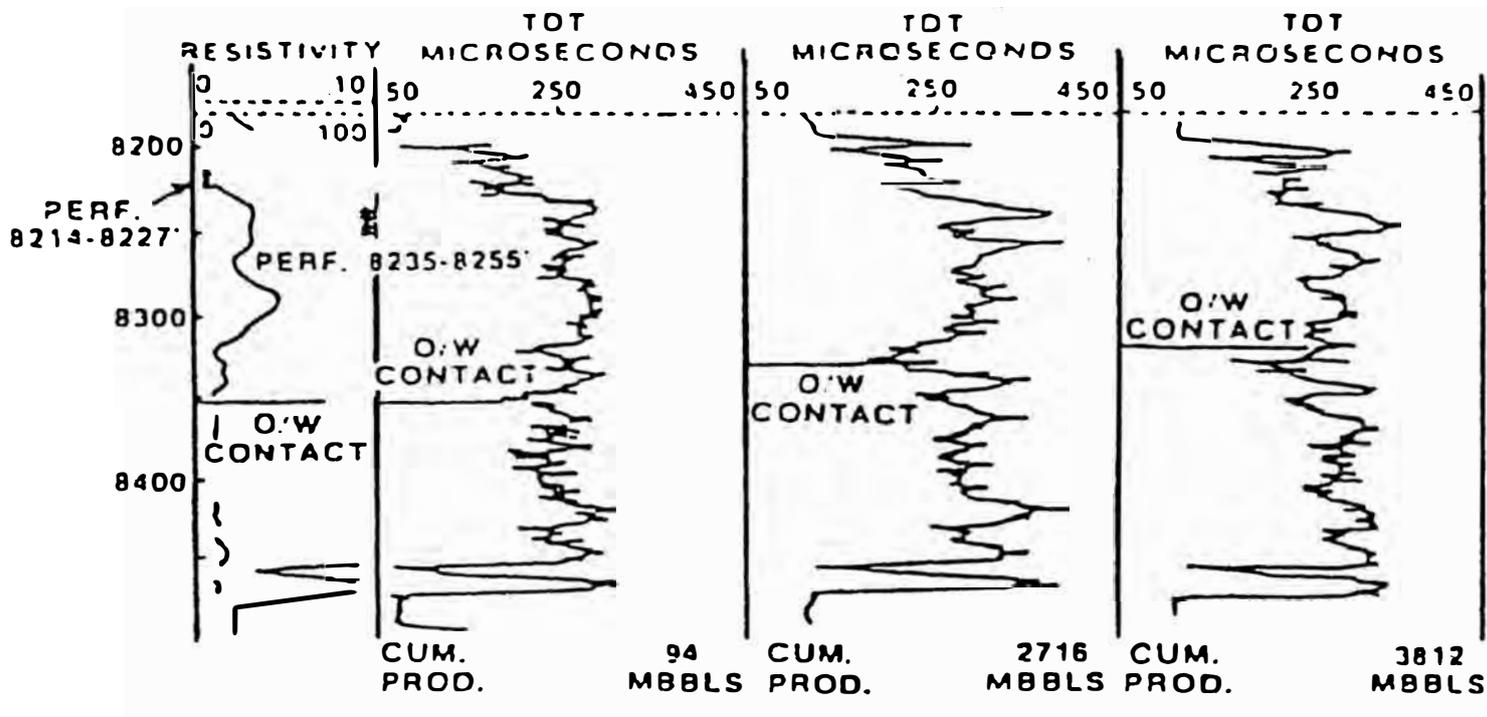


Figura 24

Ejemplo del pozo completado , baleado desde el tope superior de la zona productora . El pozo esta encima del contacto agua petrleo.

INTERVAL	PROD. RATE b/d
1-2	2955
2-3	4368
3-4	4024
4-5	3352
5-6	2805
6-7	2313
7-8	RECOMPLETE
8-9	3630
9-10	3029
1-11	2430
11-12	2102
12-13	1672
13-14	1485

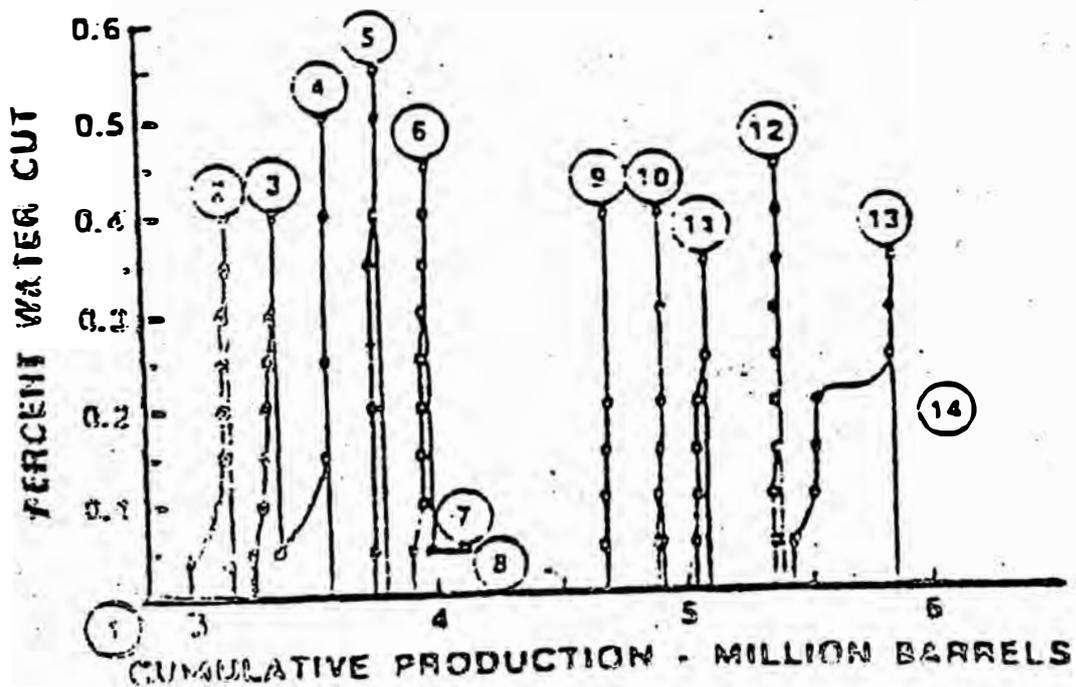


Figura 25

Sensibilidad del régimen de producción de los pozos de Alamein.

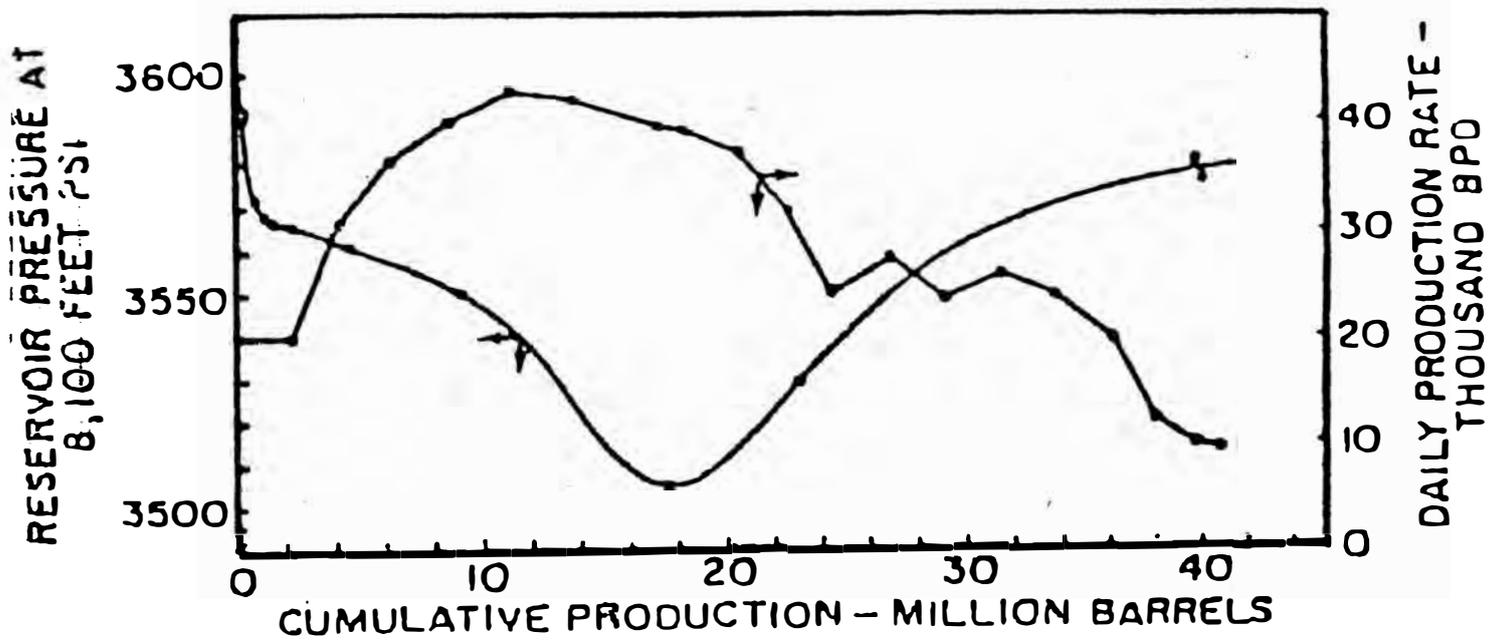


Figura 26

presión de fondo del pozo versus comportamiento de la producción para todo el campo de Alamein.

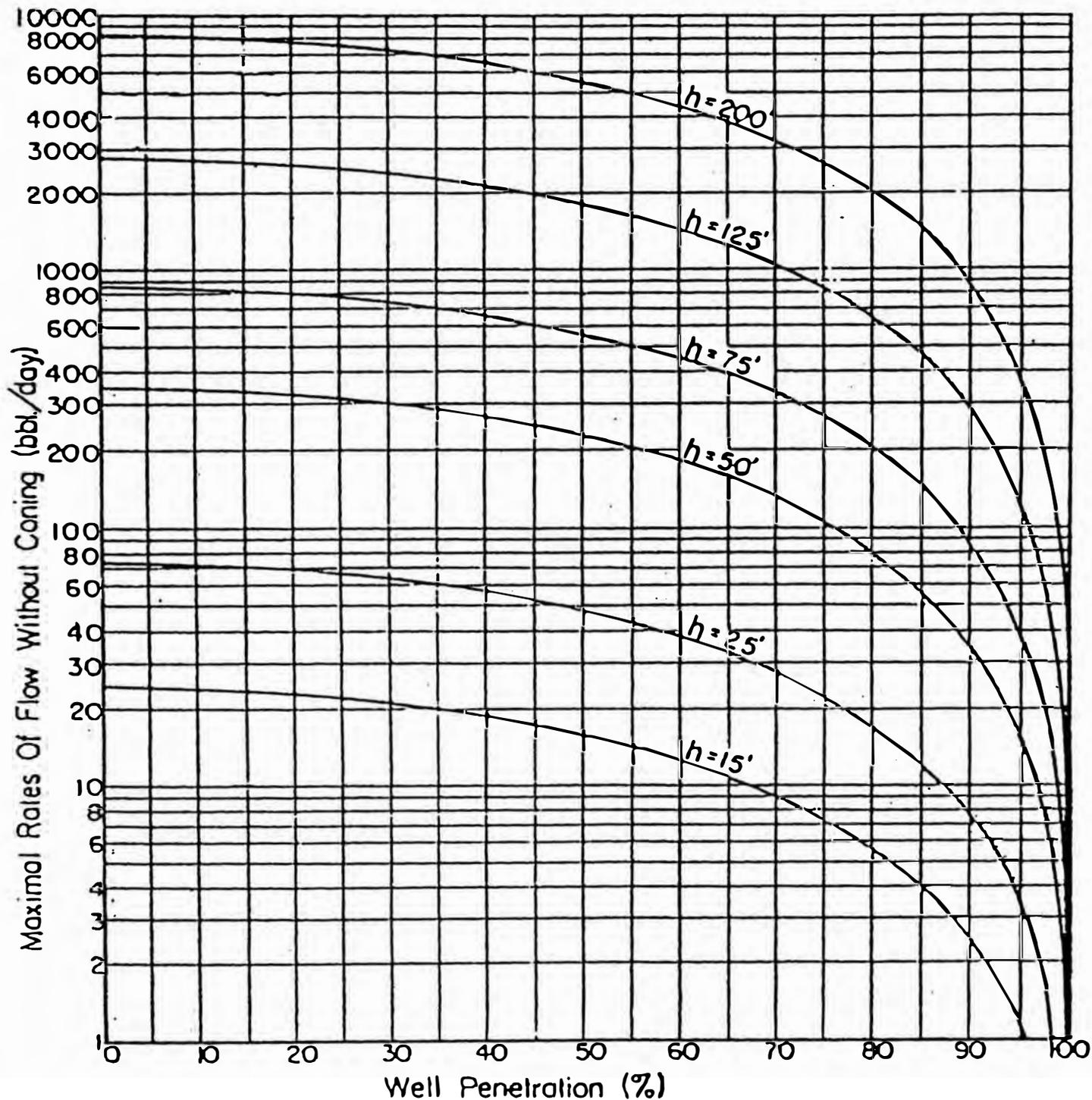


Figura 27

Máximo régimen de producción de petróleo sin conificación de agua en función del porcentaje de intervalo abierto a producción para diversos espesores de la zona de petróleo h , radio del pozo igual a 0.25 pies, radio del limite de la formación igual a 500 pies, densidad de agua contrastada igual a 0.3 gr/cc.

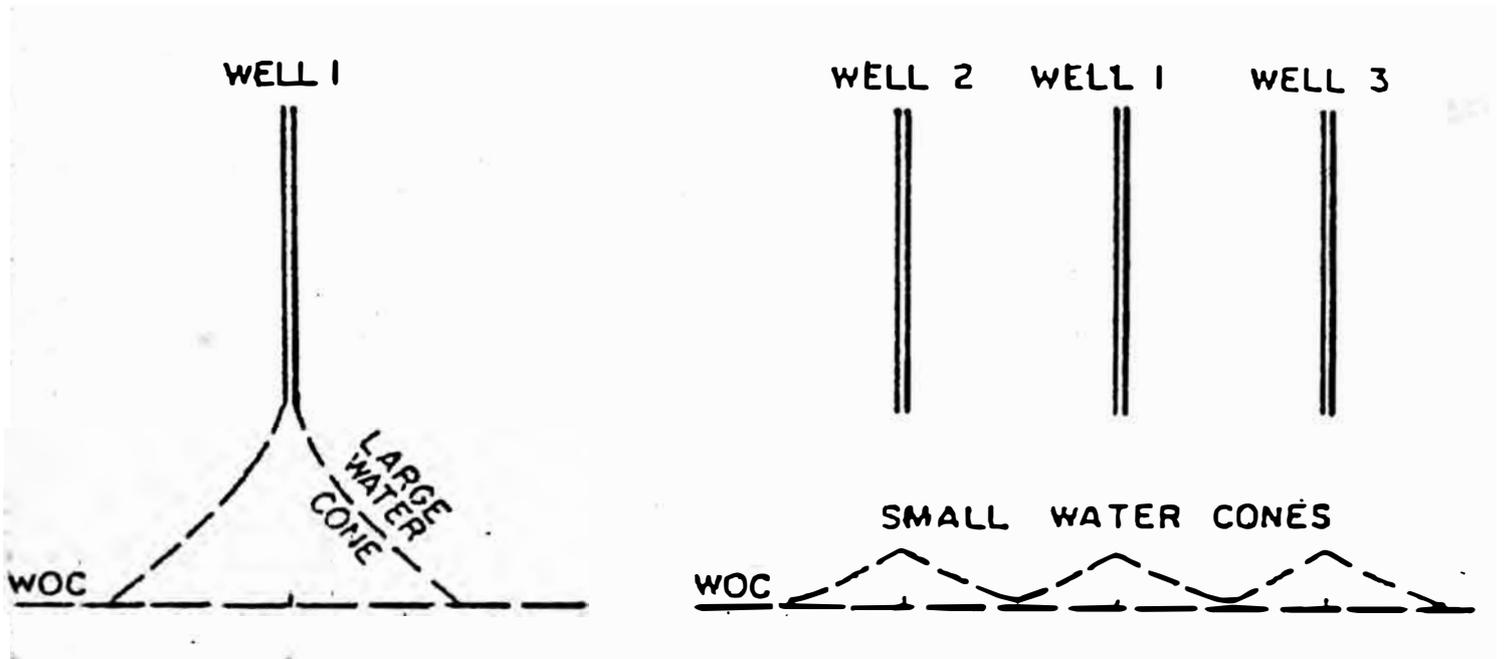


Figura 28

El esquema muestra como un gran numero de pozos reduce la conificación.

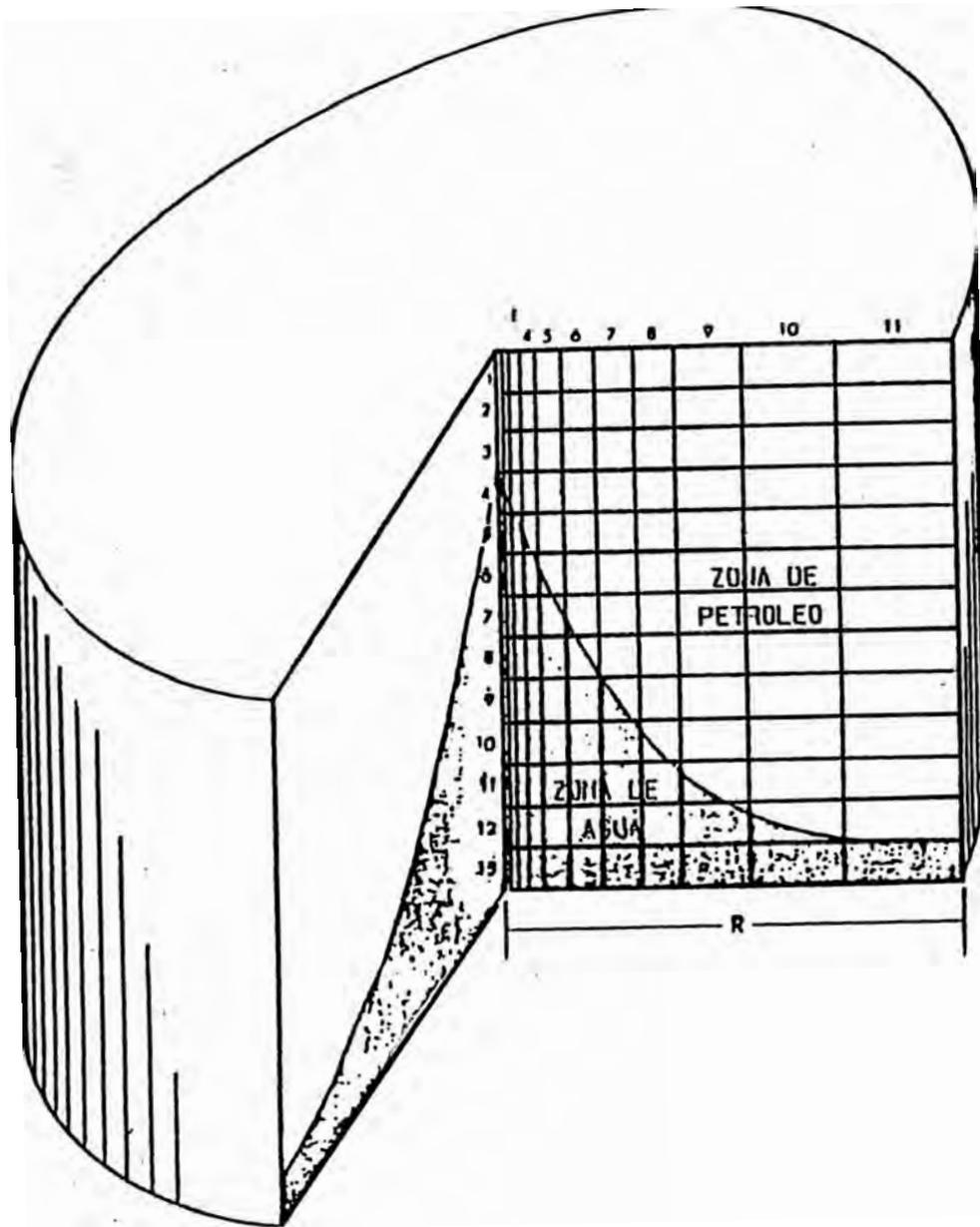


Figura 29

Representación del reservorio en coordenadas cilíndricas para la simulación numérica de la conificación de agua.

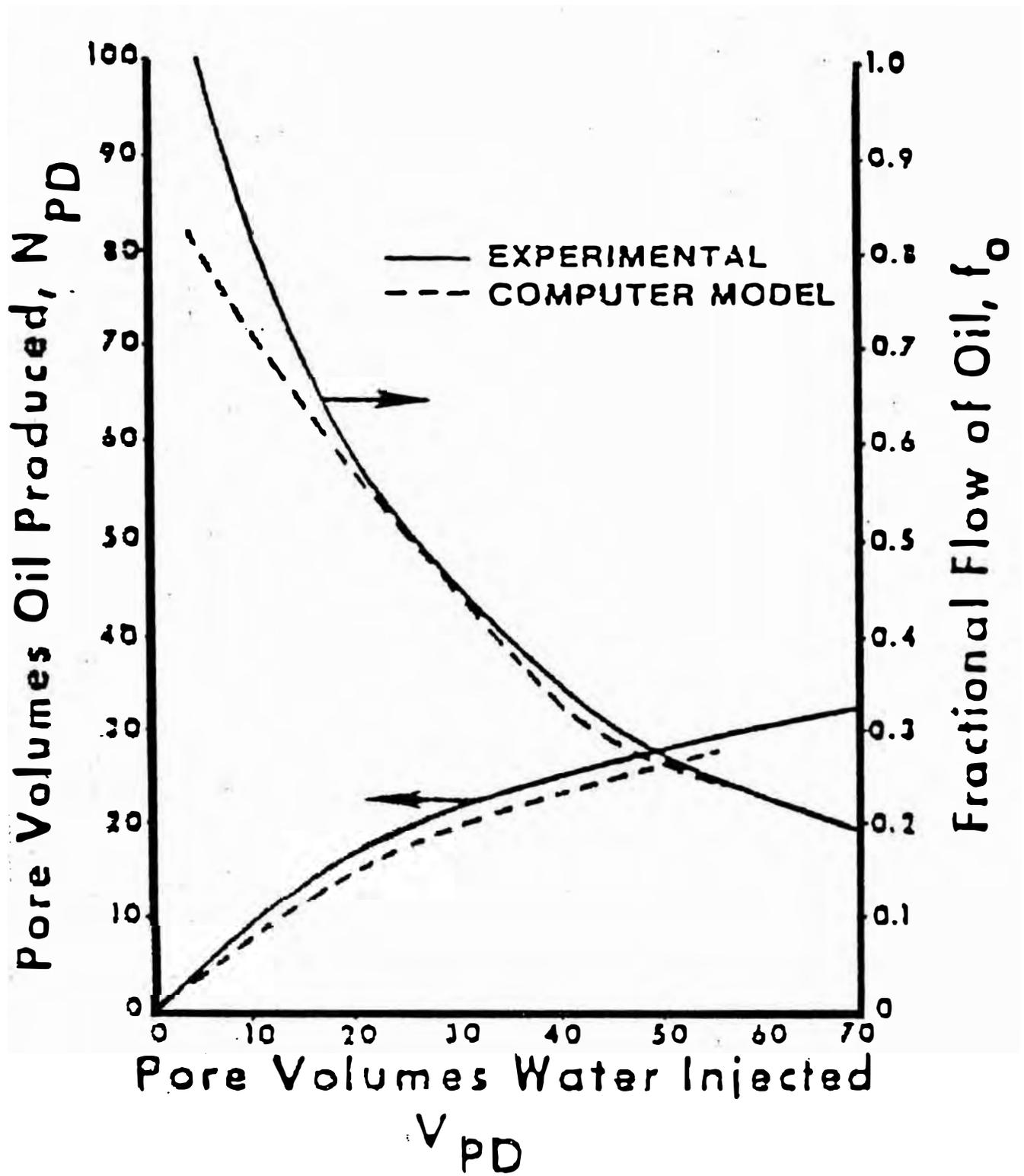


Figura. 30

Comparación de los resultados del modelo físico y el modelo numérico de Soenkowo.

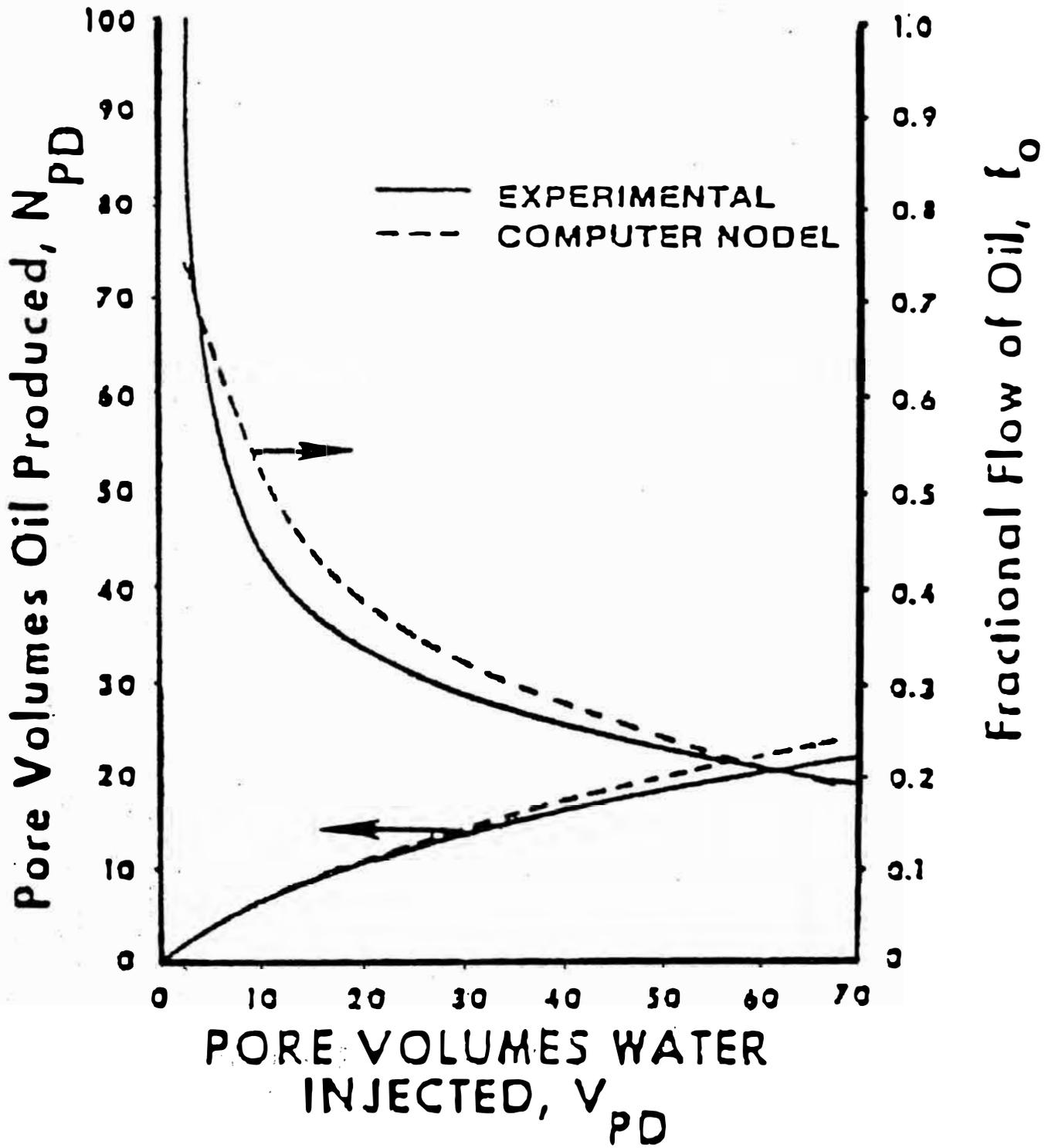


Figura 31

Comparación de los resultados del modelo físico y el modelo numérico de Soenkowo.

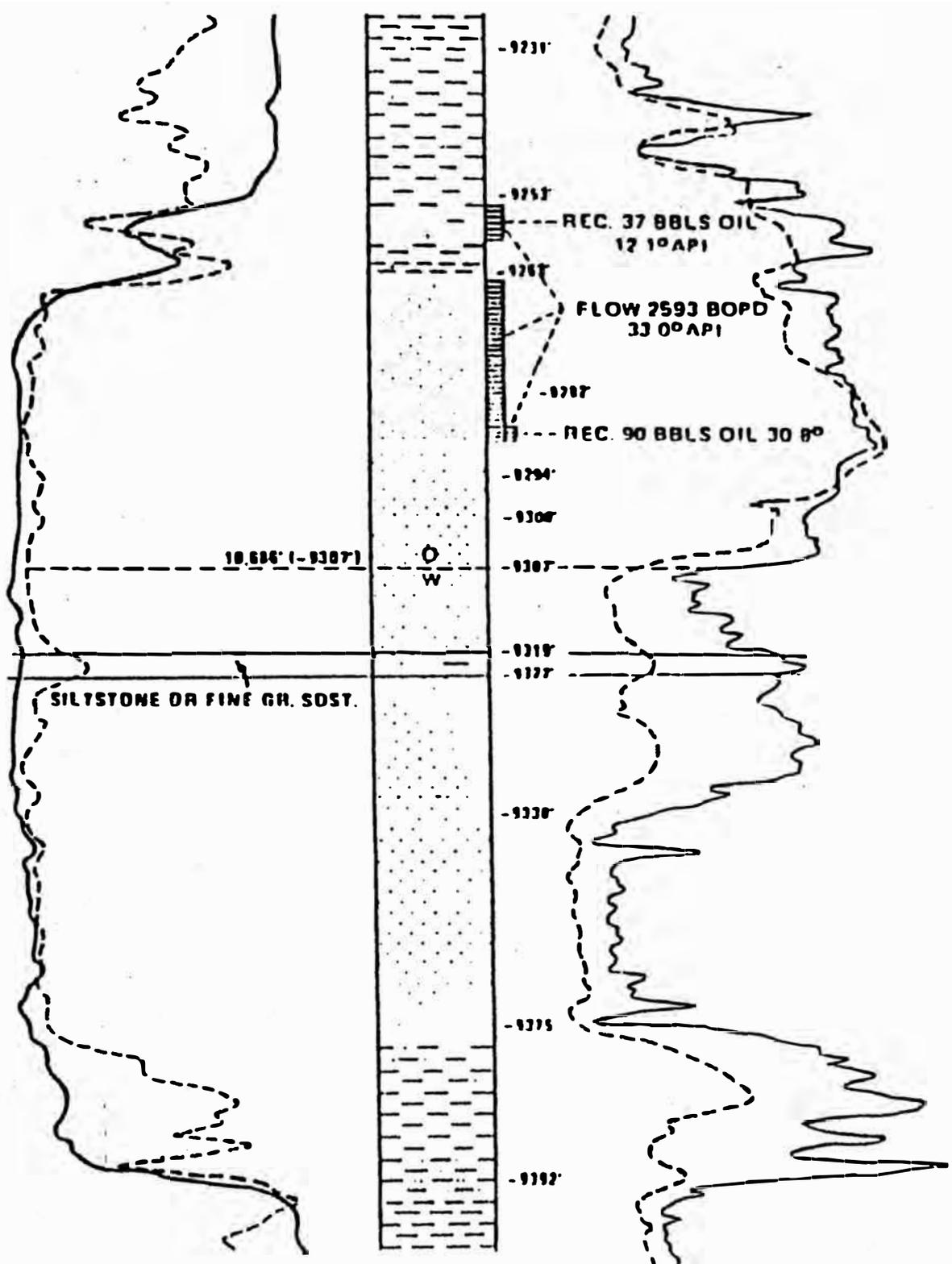


Figura 32

Esquema transversal del pozo.

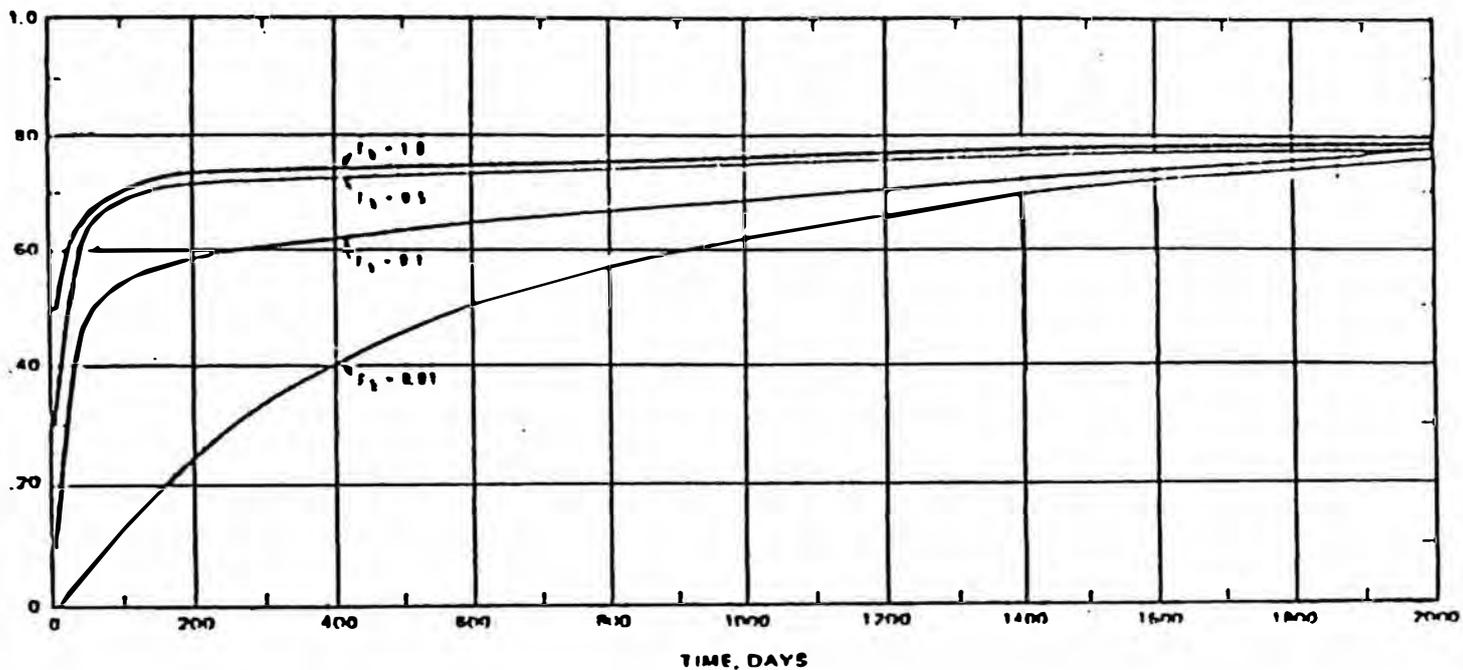


Figura 33

Efecto de k_v/k_h en el comportamiento del corte de agua .

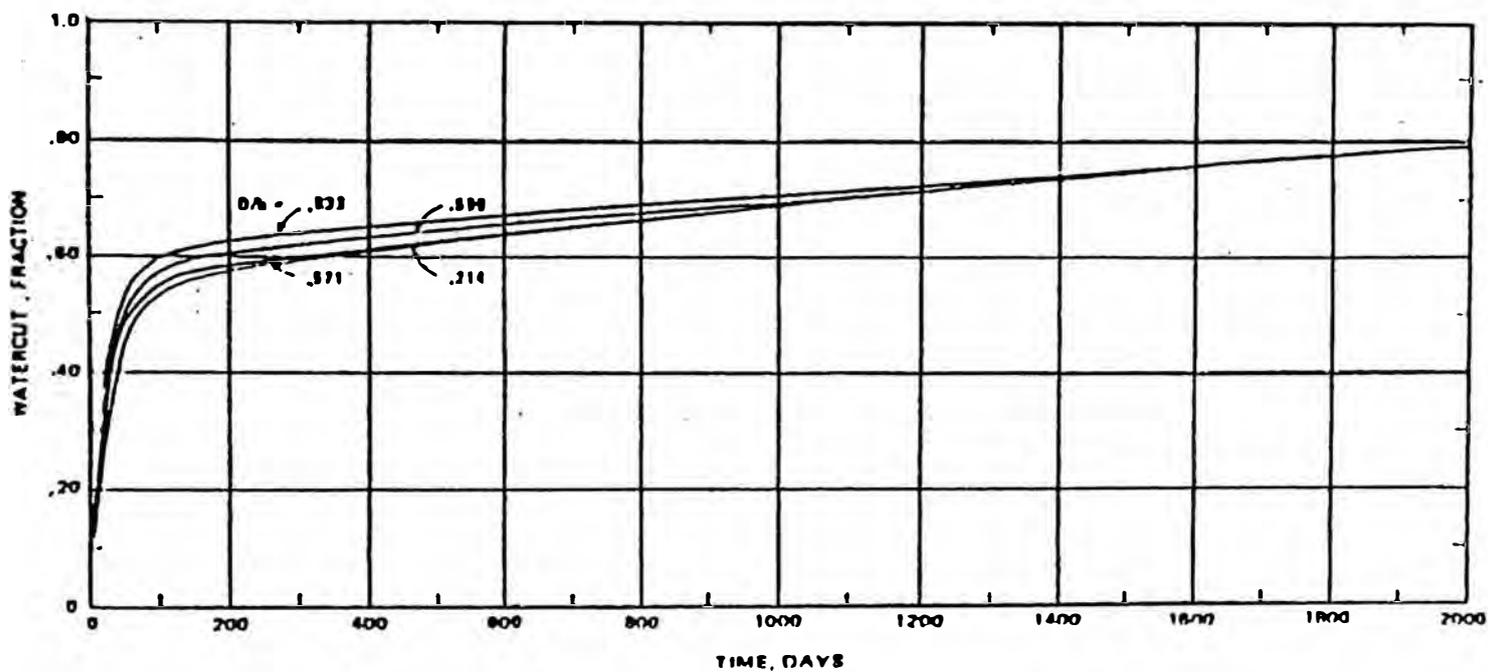


Figura 34

Efecto de la longitud del intervalo abierto a producción sobre el comportamiento del corte de agua

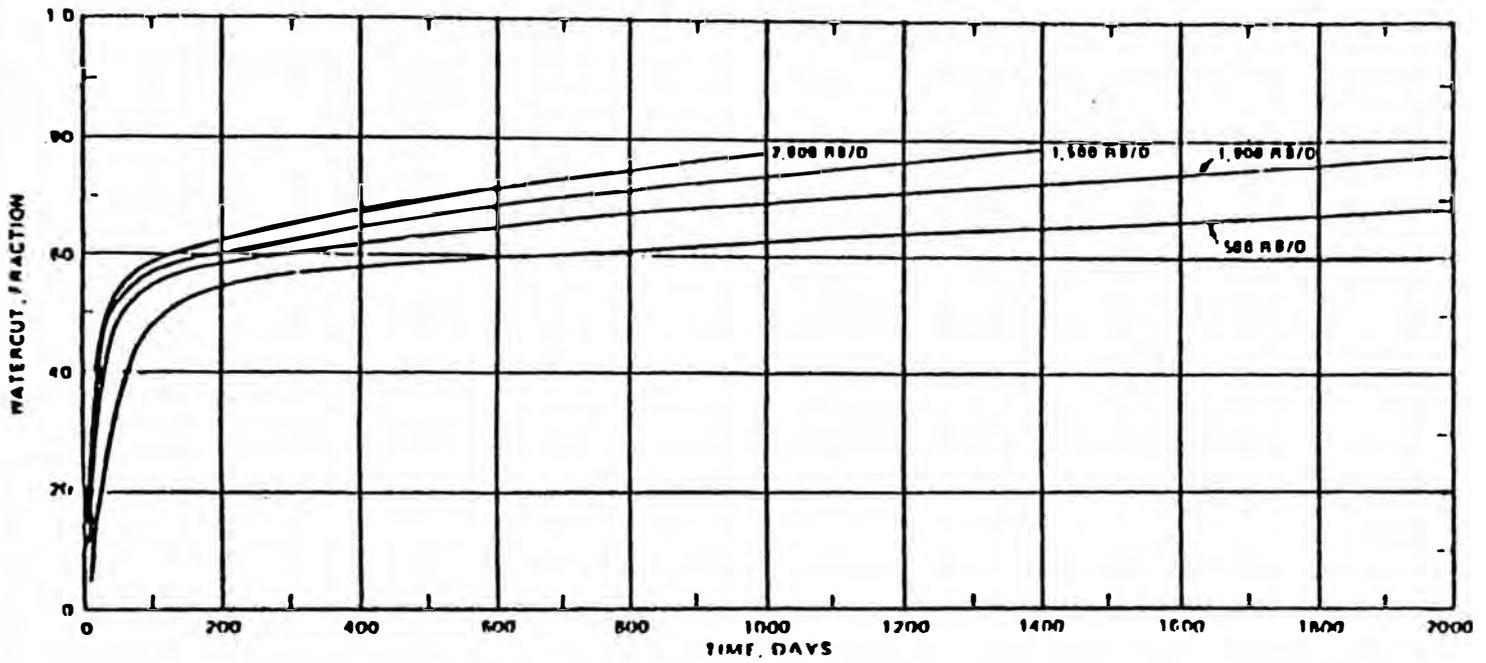


Figura 35

Efecto del régimen de producción sobre el comportamiento del corte de agua.

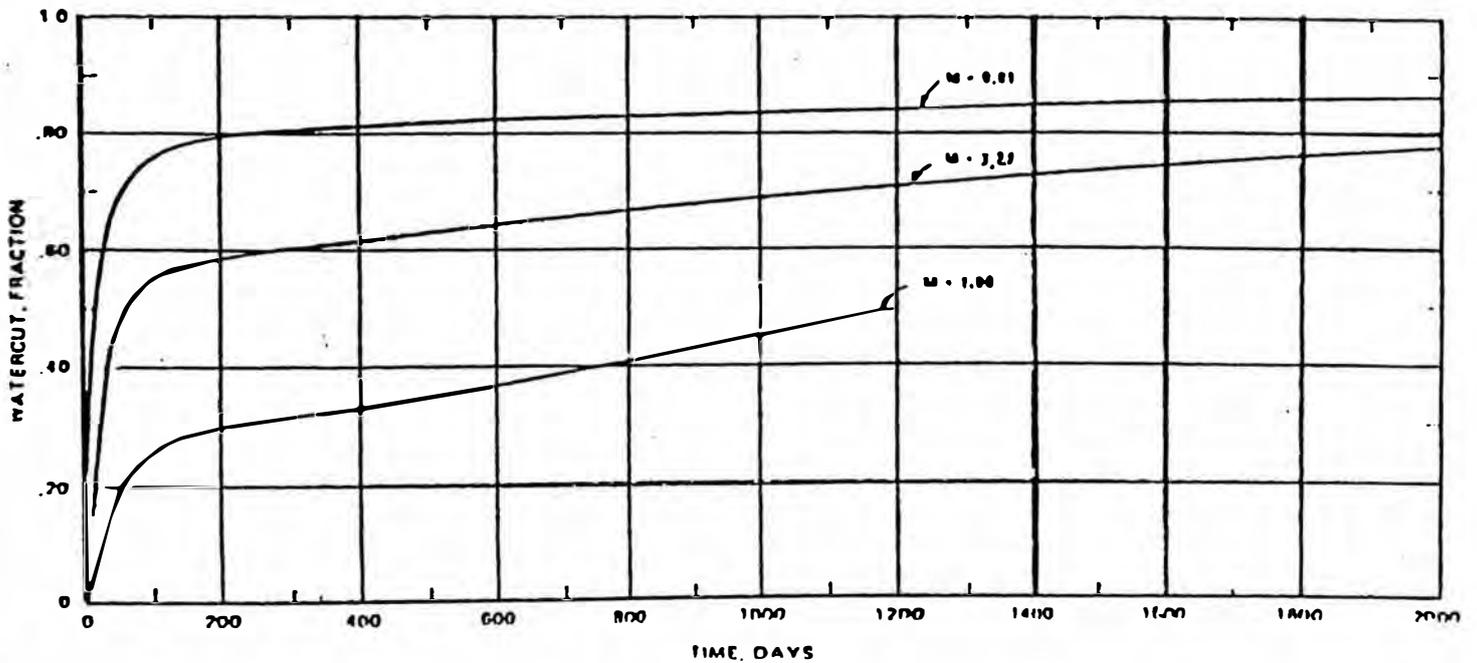


Figura 36

Efecto de la razón de movilidad sobre el comportamiento en el corte de agua.

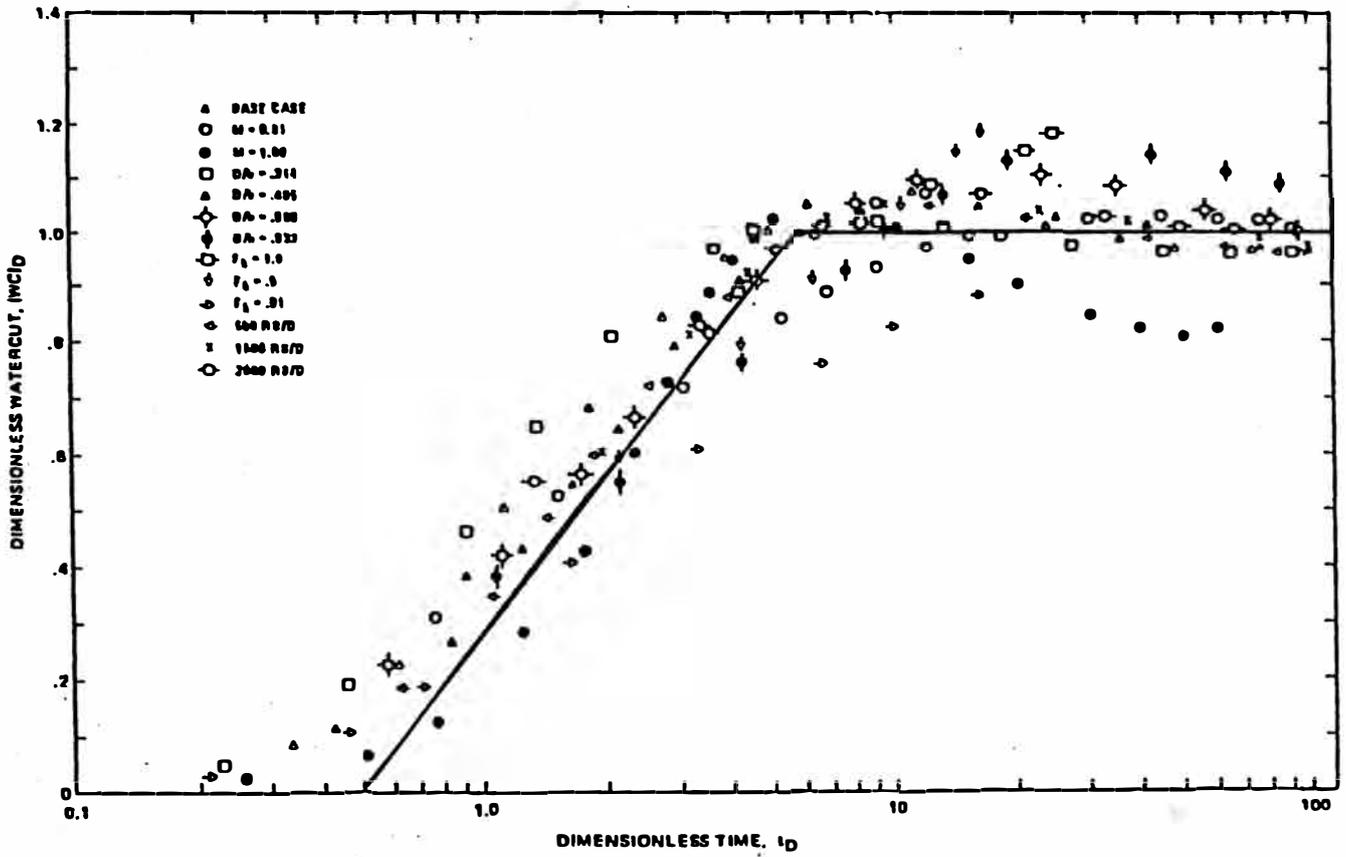


Figura 37

Correlación simplificada sobre el comportamiento del corte de agua.

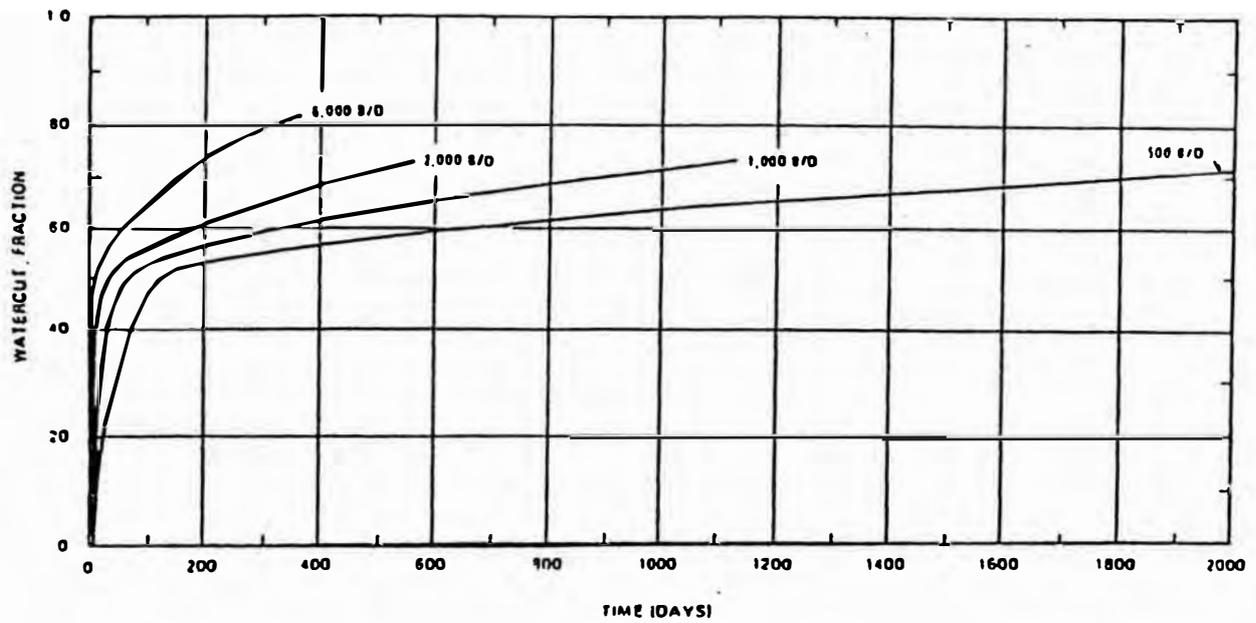


Figura 38

Efecto del régimen de producción sobre el corte de agua versus el tiempo , para el pozo ejemplo.

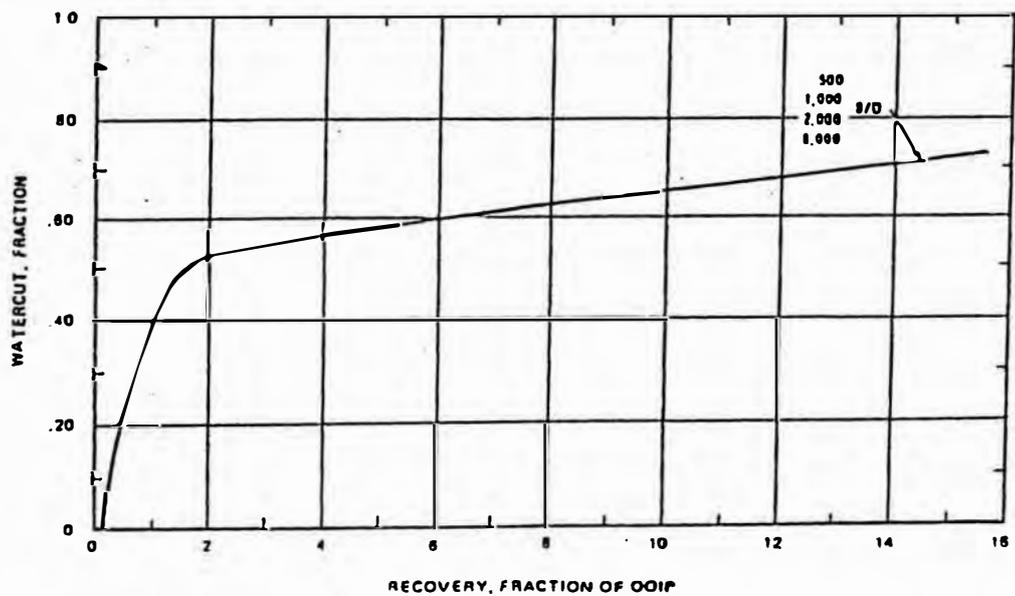


Figura 39

Efecto del régimen de producción sobre el corte de agua versus la recuperación para el pozo ejemplo.

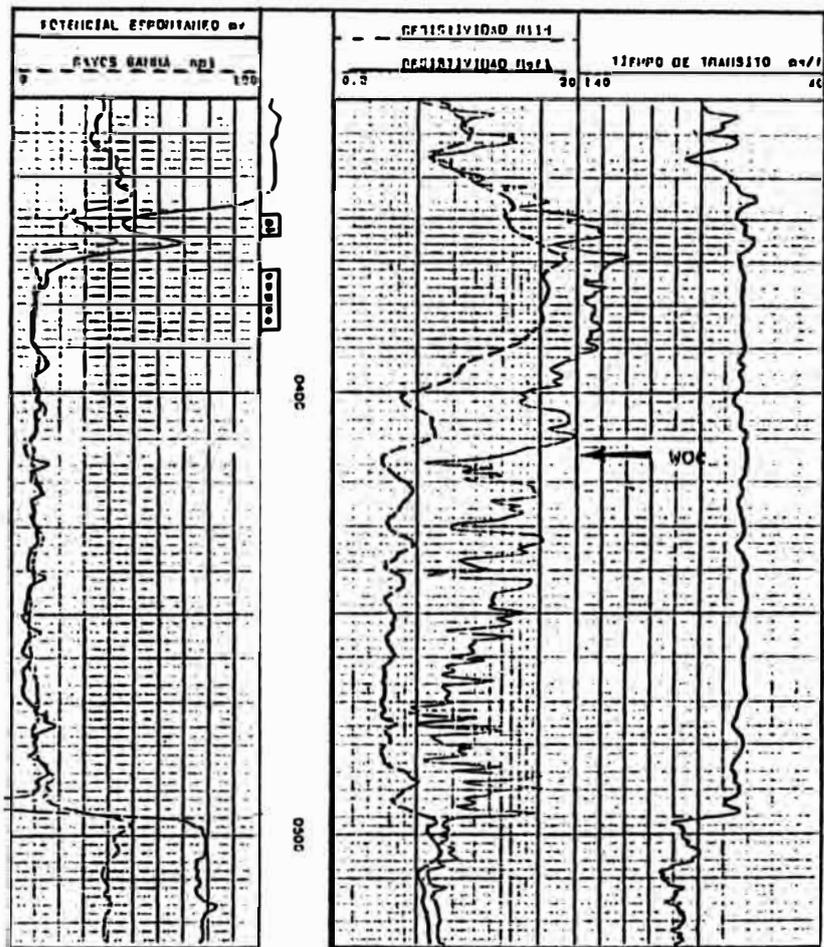


Figura 40

Perfil eléctrico del pozo ejemplo a evaluar mediante el uso del simulador numérico.

GRAFICO CORTE DE PETROLEO VERSUS ACUMULADO DE PRODUCCION

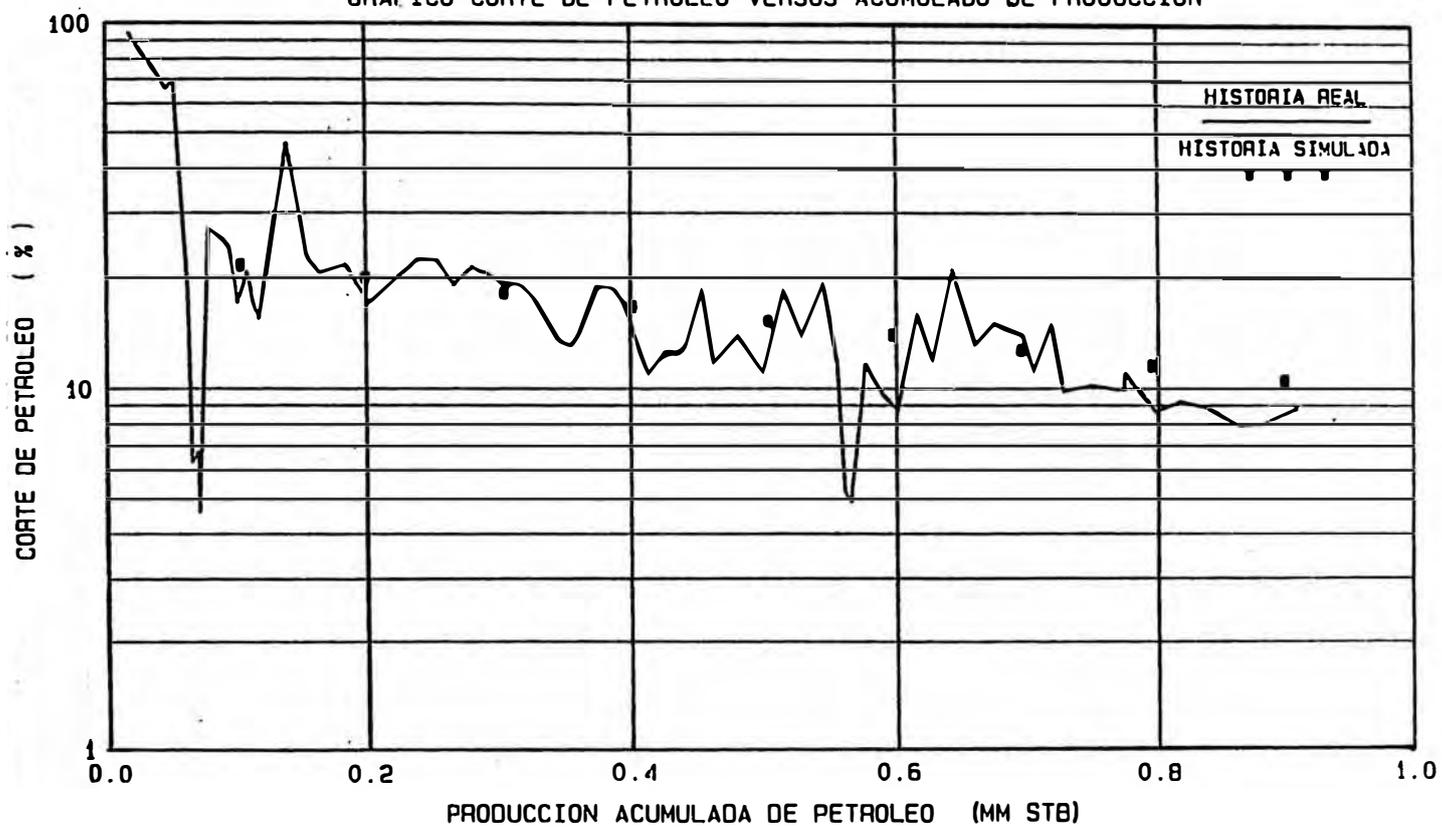


Figura 41

Representación gráfica del ajuste de historia.

GRAFICO ACUMULADO DE PRODUCCION DE PETROLEO VERSUS TIEMPO

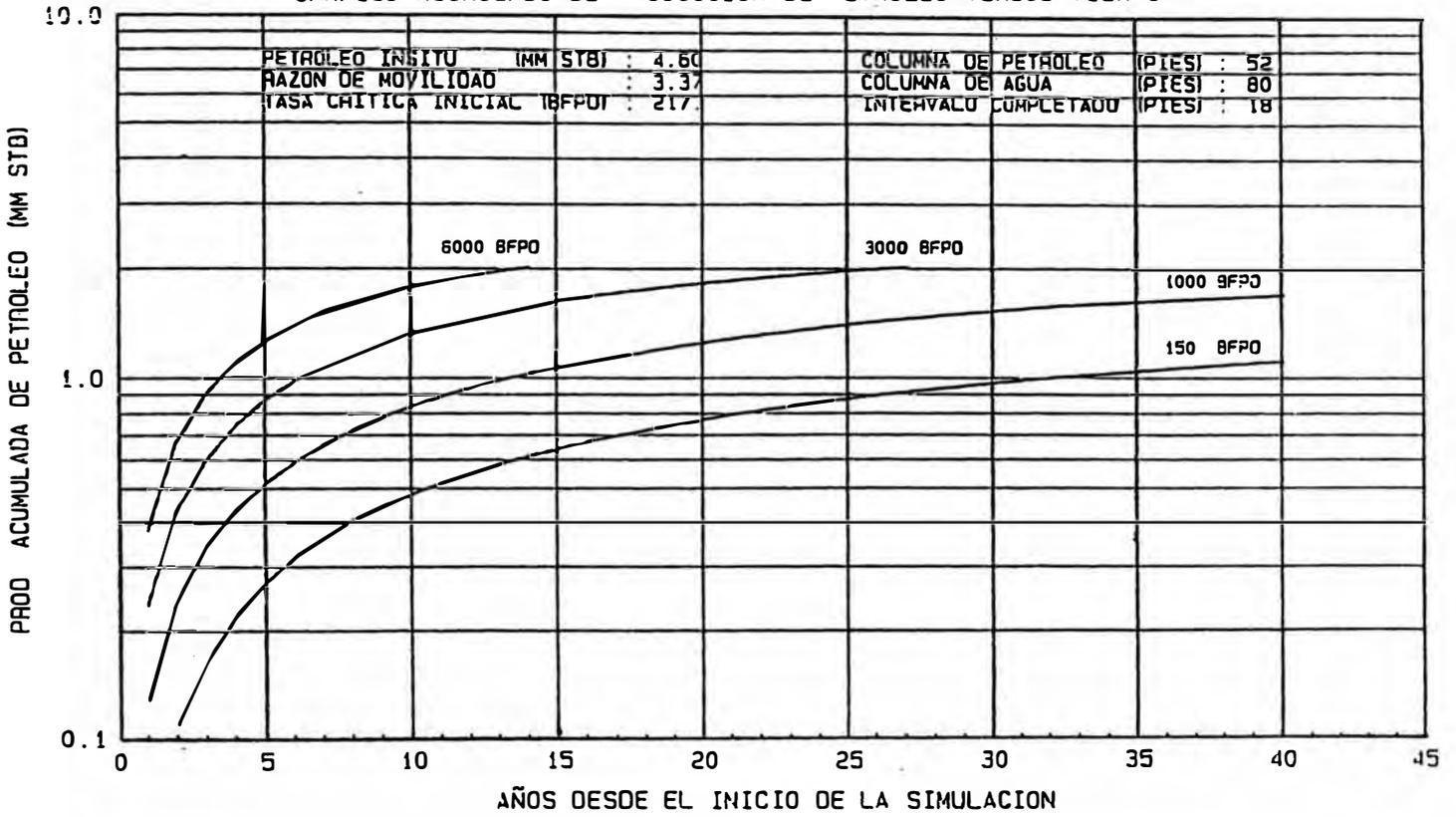


Figura 42

Variación de la recuperación de petróleo con el régimen de producción de fluidos.

GRAFICO CORTE DE PETROLEO VERSUS ACUMULADO DE PRODUCCION

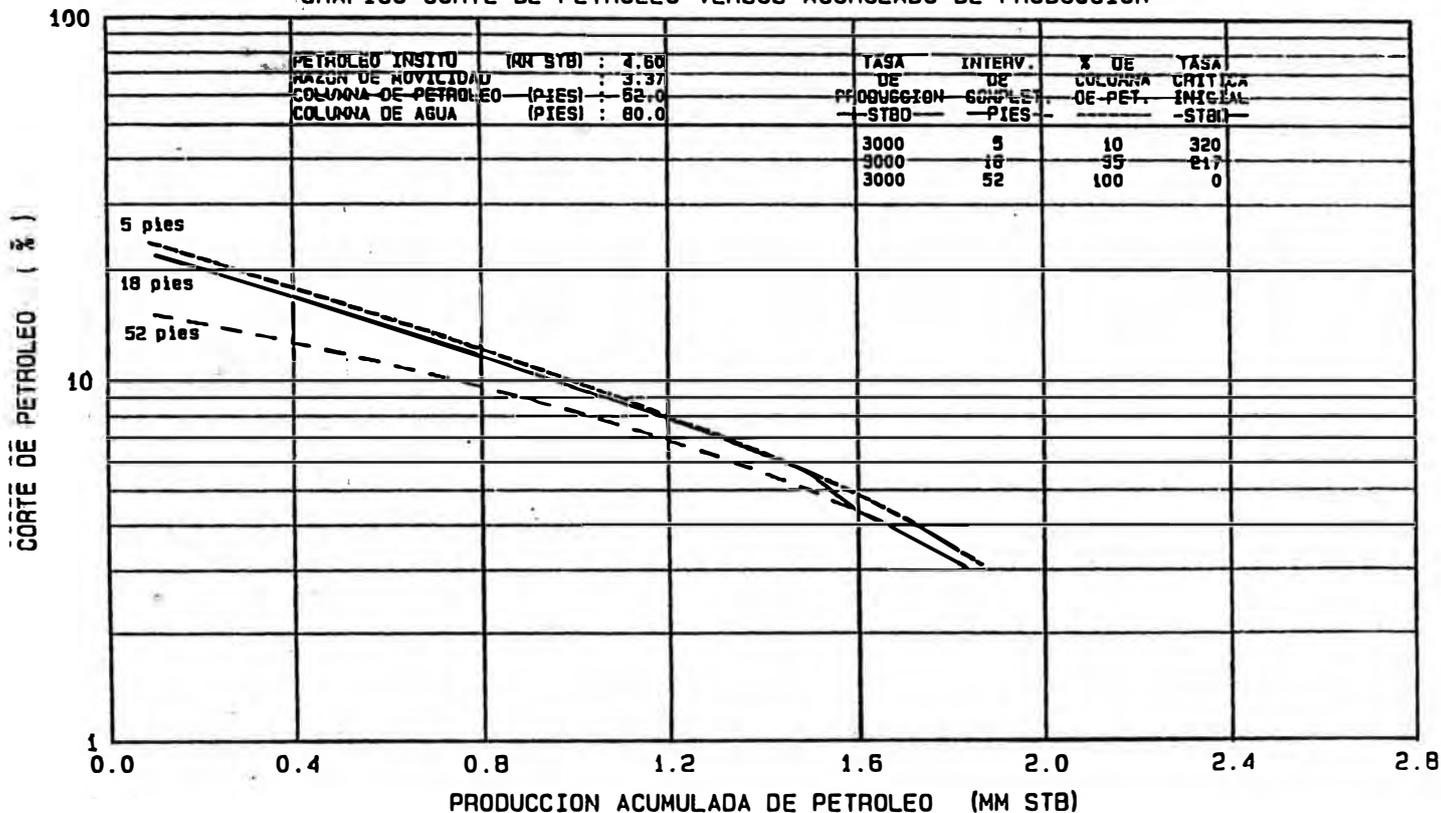


Figura 43

Variación de la recuperación de petróleo con el espesor del intervalo baleado.

GRAFICO CORTE DE PETROLEO VERSUS ACUMULADO DE PRODUCCION

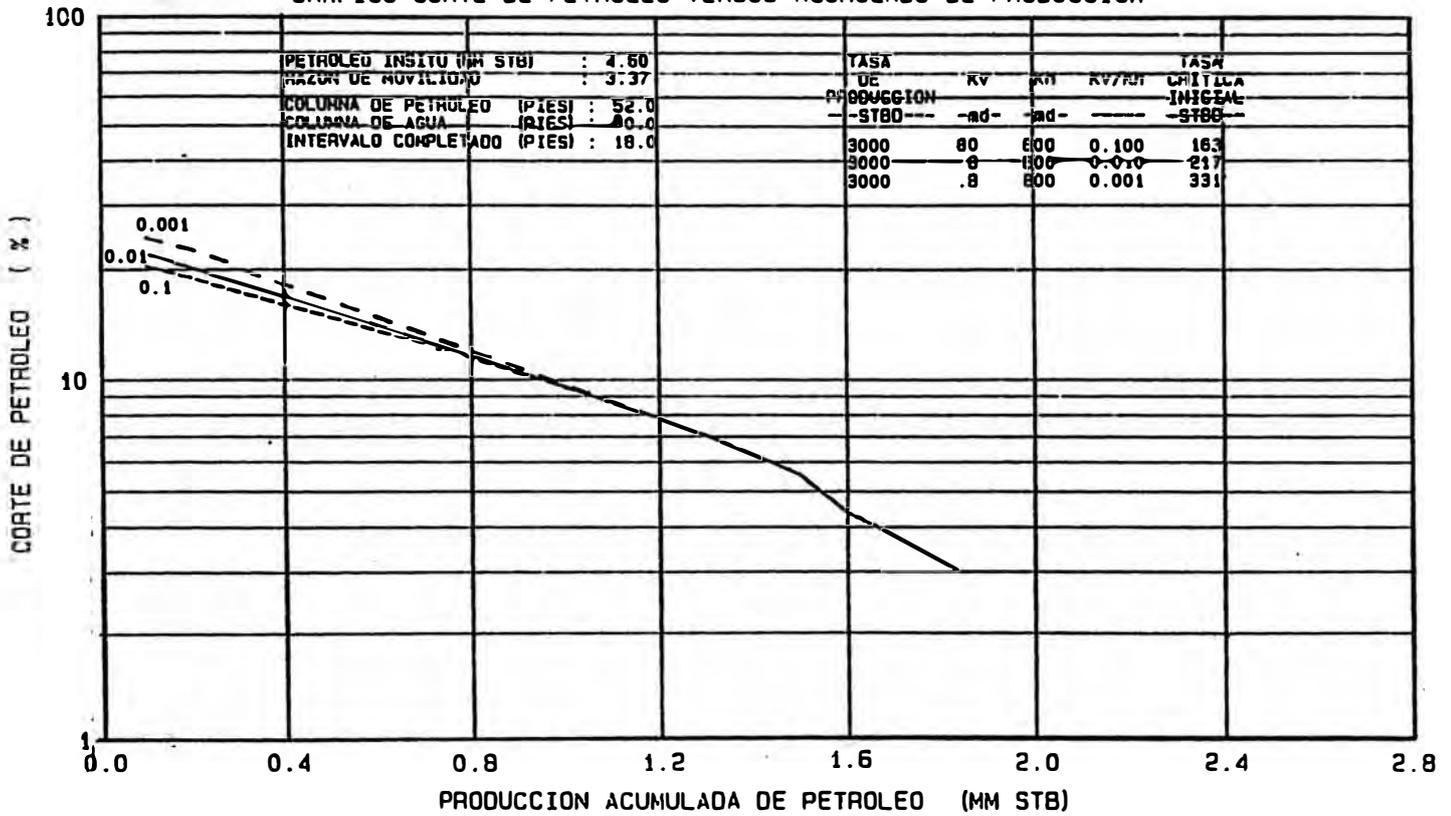


Figura 44

Variación de la recuperación de petróleo versus la razón k_v/k_h

GRAFICO CORTE DE PETROLEO VERSUS ACUMULADO DE PRODUCCION

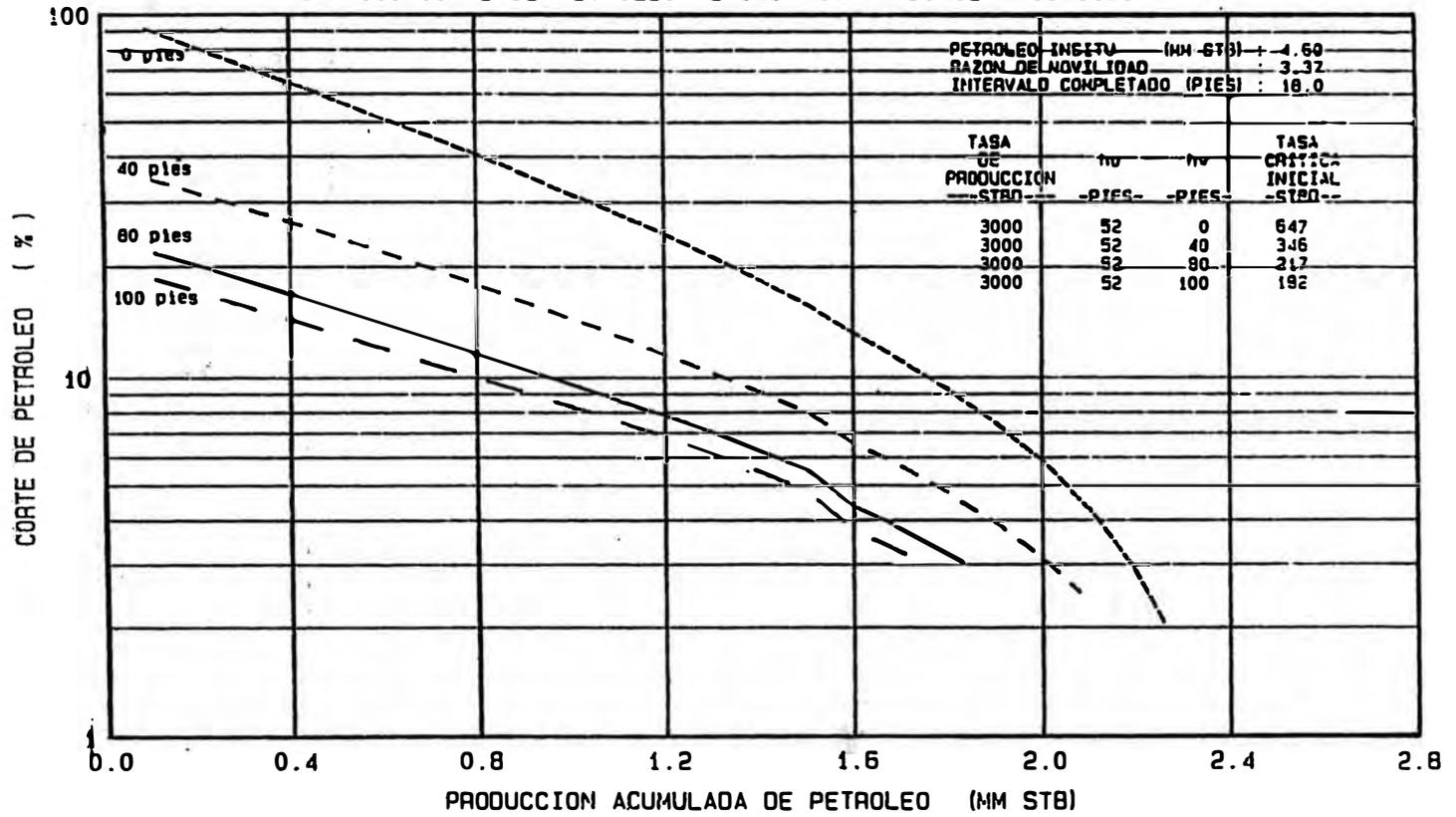


Figura 45

Efecto de la variación del espesor del acuífero sobre la recuperación de petróleo .

GRAFICO CORTE DE PETROLEO VERSUS ACUMULADO DE PRODUCCION

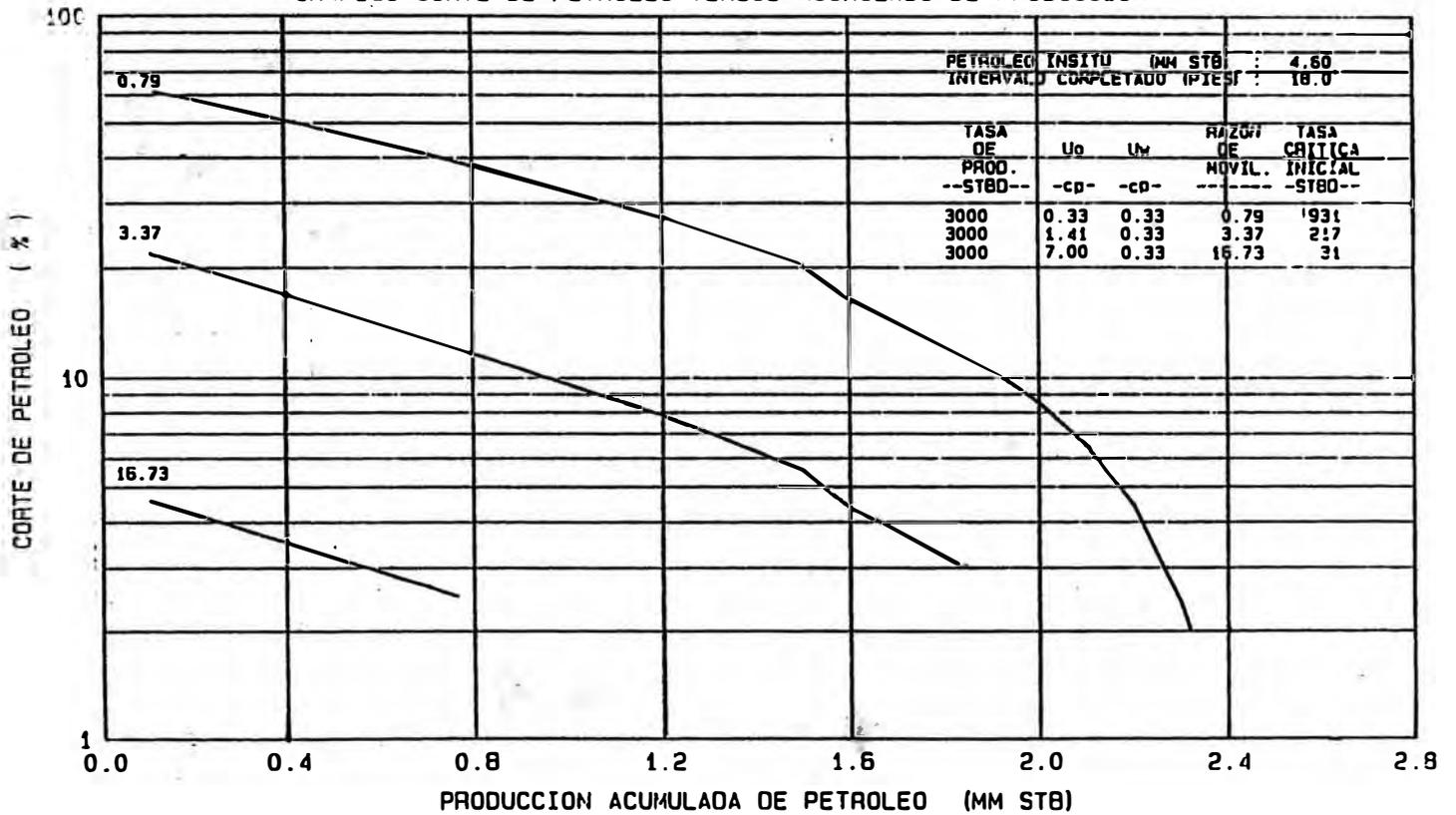


Figura 46

Efecto de la variación de la razón de movilidad sobre la recuperación de petróleo .

GRAFICO CORTE DE PETROLEO VERSUS ACUMULADO DE PRODUCCION

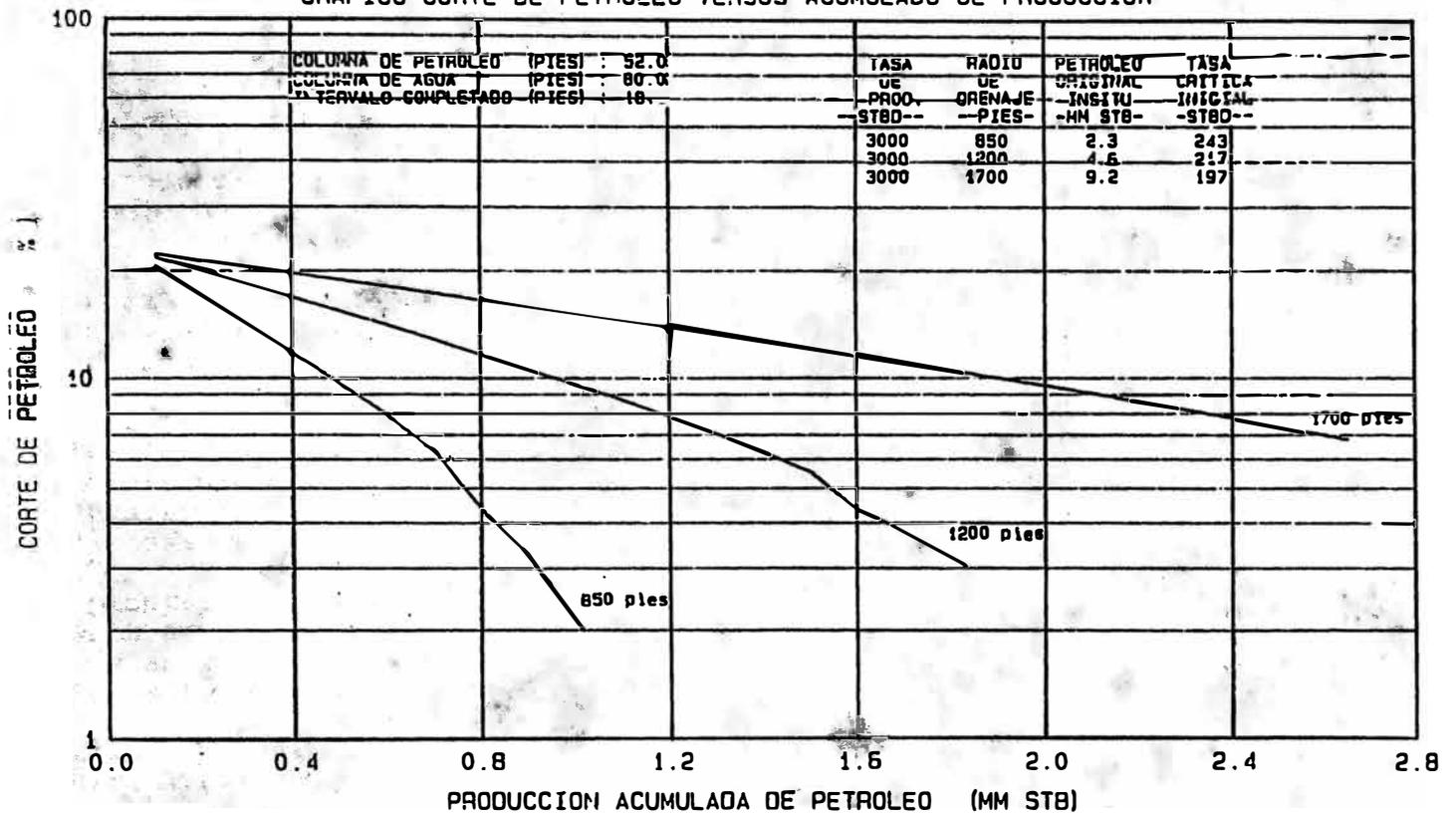


Figura 47

Efecto de la variación del radio de drenaje sobre la recuperación de petróleo .

Tabla 1

BASIC RESERVOIR DATA AND GRID

Top of formation	-9265 ft. subsea
Original oil-water contact	-9307 ft. Subsea
Connate water saturation	28.8%
Residual oil saturation	33.7%
Original reservoir pressure (at -9269 Ss)	4340 psia.
Reservoir temperature	250°F
Hydrocarbon properties	
Bubble point pressure	545 psia.
Oil formation volume factor (at BP)	1.139 RB/STB
Initial solution gas-oil ratio	67 MCF/STB
Stock tank oil density	0.861 gr/cm ³
Oil viscosity (at BP)	1.12 cp
Produced gas gravity (air = 1.0)	0.884
Water properties :	
Initial formation volume factor	1.0 RB/STB
Compressibility	0.000003 vol/vol/psi
Density (Stock tank conditions)	1.095 gr/cm ³
Viscosity*	
Rock properties	
Rock compressibility	0.000004 vol/vol/psi
Average permeability	37 md.
Porosity	0.164
Geometry and grid	
Radial extend , ft.	1,053
Wellbore radius , ft	0.29
Number of radial blocks	6
Radial block boundaries , ft.:	
0.25;2.0;8.0;32.0;128.0;512.0;1,053.0	
Number of vertical layers	8
Thickness of vertical layers , ft.:	
9.0;8.0;7.0;5.0;6.0;7.0;6.0;6.0	

*For mobility ratio = 3.27

Tabla 2

PVT DATA

Pressure (psia)	viscosity cp	formation volume factor (RB/STB)
545	1.12	1.1387
1014	1.16	1.1337
2014	1.24	1.1231
3014	1.33	1.1136
4014	1.41	1.1051
5014	1.50	1.0975

Tabla 3

RELATIVE PERMEABILITY DATA

S_w	k_{rw}	k_{rog}	P_{cow} (psi)
0.288	0.000	1.000	0.000
0.400	0.220	0.710	
0.500	0.420	0.440	
0.600	0.620	0.175	
0.633	0.746	0.000	
0.790	1.000	0.000	
1.000	1.000	0.000	0.000

Tabla 4

USER INSTRUCTION FOR THE CONING-PREDICTION PROGRAM

<u>Step</u>	<u>Instructions</u>	<u>Input data/units</u>	<u>Keys</u>	<u>Output data/units</u>
1	Load program (17 sides) (size 032)			
2	XEQ BOB			
3	Input reservoir and fluid data for critical valor calculations	H _o , ft D, ft ρ _w , gr/cc ρ _o , gr/cc B _o , RB/STB μ _o , cp k, md r _w , ft r _e , ft M F _k φ	R/S R/S R/S R/S R/S R/S R/S R/S R/S R/S R/S	
4	Critical rate production The Channey method The Meyer method The Schol method			qcurve, STB/D qc , STB/D qc , STB/D
5	Input fluow rate data	q, STB/D	R/S	
6	Breakthrough time production The Sobocinski method The Bournazel method			tBT, days tBT, days
7	Input reservoir and fluid data for watercut prediction	H _w , ft OOIP, STB Sor	R/S R/S R/S	H _w , ft OOIP, STB Sor
8	Watercut performance predictions (time, watercut, recovery)	Swc	R/S	Swc (t, WC, RF)

*t, time in days ; WC, watercut in fraction; RF, recovery as fraction of initial oil in place.

Tabla 5

INPUT FOR THE CONING PREDICTION PROGRAM (EXAMPLE CASE)

Initial oil zone thickness , H_o	= 42 ft.
Perforated interval , D	= 24 ft.
Water density ρ_w	= 1.095 gr/cc
Oil density , ρ_o	= 0.861 gr/cc
Oil viscosity , μ_o	= 1.44 cp.
Permeability , k	= 37 md
Wellbore radius , r_w	= 0.29 ft
Drainage radius , r_e	= 1053 ft
Mobility ratio , M	= 3.27
Vertical to Horizontal permeability ratio , F_k	= 0.1
Porosity , ϕ	= 0.164
Flow rate , q	= 500 B/D gross fluid
	= 1000
	= 2000
	= 6000
Initial water zone thickness	= 12 ft
Original oil in place	= 2759000 STB
Residual oil saturation	= 0.337
Connate water saturation	= 0.288

Tabla 6

PRINTOUT FROM THE CONING PREDICTION PROGRAM (EXAMPLE CASE)

INPUT DATA	(DAY , WC , REC)
H = 42.000 FT.	(5.4,0.000,0.002)
D = 24.000 FT.	(5.9,0.020,0.002)
rw = 1.095 G/C.C.	(6.5,0.039,0.002)
ro = 0.861 G/C.C.	(7.5,0.068,0.003)
Bo = 1.182 RB/STB	(8.6,0.096,0.003)
uo = 1.448 CP.	(9.7,0.123,0.003)
K = 37.000 MD.	(10.8,0.142,0.004)
Rw = 0.298 FT.	(12.9,0.177,0.004)
Re = 1,053.000 FT.	(15.1,0.287,0.005)
M = 0.270	(18.3,0.249,0.006)
Fk = 0.100	(21.5,0.284,0.007)
φ = 0.164	(26.9,0.338,0.008)
	(32.3,0.367,0.010)
	(37.6,0.404,0.011)
	(43.0,0.432,0.012)
	(48.4,0.459,0.013)
	(53.8,0.482,0.014)
	(59.1,0.504,0.015)
	(61.3,0.515,0.016)
	(100.,0.531,0.024)
	(161.,0.548,0.033)
	(215.,0.564,0.042)
	(269.,0.579,0.050)
	(323.,0.593,0.058)
	(376.,0.606,0.066)
	(438.,0.618,0.074)
	(484.,0.638,0.081)
	(538.,0.641,0.089)
	(591.,0.651,0.096)
	(645.,0.661,0.103)
	(699.,0.678,0.109)
	(753.,0.679,0.115)
	(807.,0.687,0.122)
	(868.,0.695,0.128)
	(914.,0.783,0.134)
	(968.,0.718,0.139)
	(1,022.,0.717,0.145)
	(1,075.,0.724,0.151)
	(1,129.,0.730,0.156)
CALCULATED DATA	
Q CURVE = 132.784 STB/D	
Q CRITICAL RATE	
CHANEY = 2.412 STB/D	
MEYER = 1.214 STB/D	
SCHOL = 1.643 STB/D	
BREAKTHROUGH TIME	
INPUT Q RATE = 1,000.000 STB/D	
SOBOCINSKI = 28.114 STB/D	
BOURNAZEL = 18.754 STB/D	
WC PREDICTIONS	
H(W) = 13.000 FT.	
OOIP = 2.759,000.000 STB	
SOR = 0.337	
SWC = 0.288	

```

10 REM SIMULADOR NUMERICO PARA CONEFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS
20 REM BAJO SATURADOS - GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO
30 REM DERECHOS DE COPIA FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO
40 REM UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
50 REM VERSION RAPIDA
60 REM JULIO 1996
70 REM
80 REM
90 REM PROGRAMA PRINCIPAL
100 REM -----
110 REM DEFINICION DE VARIABLES
115 CLS
120 CLEAR
130 DEFDBL A-Z
140 KEY OFF
150 REM INGRESO DE DATOS
160 GOSUB 1000
170 REM CALCULOS Y RESULTADOS
180 GOSUB 2000
190 CLOSE
200 END

1000 REM
1010 REM SUBPROGRAMA DE ENTRADA DE DATOS
1020 REM -----
1030 CLS : GOSUB 10000
1130 PRINT
1140 INPUT " TITULO DEL CASO A ESTUDIAR :", TITULO$
1150 PRINT
1160 INPUT "REGIMEN DE PRODUCCION DE FLUIDOS (STB/D):", Q
1170 PRINT
1180 INPUT "MES DE INICIO DE LA SIMULACION (numerico):", MES
1190 INPUT "AÑO DE INICIO DE LA SIMULACION :", ANO
1200 INPUT "MES FIN DE LA SIMULACION (numerico):", MESFIN
1210 INPUT "AÑO FIN DE LA SIMULACION :", ANOFIN
1220 INPUT "CORTE DE AGUA MAXIMO PERMISIBLE (%):", WC.MAX
1230 CLS : GOSUB 10000
1240 INPUT "ESPESOR TOTAL DEL ESTRATO PRODUCTOR (FT):", HT
1250 INPUT "ESPESOR INICIAL DE LA COLUMNA DE PETROLEO (FT):", HOI
1260 CLS : GOSUB 10000: INPUT "DISTANCIA DEL TOPE AL BALEO SUPERIOR (FT):", HCT

```

```

1270 INPUT "DISTANCIA DEL TOPE AL BALEO DEL FONDO (FT):", HCB
1280 REM
1290 CLS : GOSUB 10000
1400 INPUT "RADIO DEL POZO rw (PIES):", RW
1410 INPUT "RADIO EXTERNO DEL RESERVORIO (o de drenaje) re (PIES):", RE
1420 CLS : GOSUB 10000
1430 INPUT "POROSIDAD (FRACCION):", PHI
1440 CLS : GOSUB 10000: INPUT "PERMEABILIDAD ABSOLUTA K (md):", K
1460 INPUT "PERMEABILIDAD HORIZONTAL Kh (md):", KH
1470 INPUT "PERMEABILIDAD VERTICAL Kv (md):", KV
1480 CLS : GOSUB 10000: INPUT "PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO A Swc (FRACCION):", KRO
1490 INPUT "PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA A Sor (FRACCION):", KRW
1500 CLS : GOSUB 10000
1510 INPUT "SATURACION INICIAL DE AGUA Swi (FRACCION):", SWI
1520 INPUT "SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO Sor (FRACCION):", SOR
1530 REM
1540 CLS : GOSUB 10000
1650 INPUT "FACT. DE VOL. DE FORMACION DE PETROLEO Bo (BBL/STB):", BO
1660 INPUT "FACT. DE VOL. DE FORMACION DE AGUA Bw (BBL/STB):", BW
1670 PRINT
1680 CLS : GOSUB 10000: INPUT "VISCOSIDAD DEL PETROLEO uo (cp):", UO
1690 INPUT "VISCOSIDAD DEL AGUA uw (cp):", UW
1700 PRINT
1710 CLS : GOSUB 10000: INPUT "DENSIDAD DEL PETROLEO do (lb/Cuft):", DENSIDAD.OIL
1720 INPUT "DENSIDAD DEL AGUA dw (LB/CUFT):", DENSIDAD.WATER
1730 REM
1750 RETURN
2000 REM
2010 REM SUBPROGRAMA DE CALCULOS
2020 REM -----
2030 CLS : GOSUB 10000
2040 PRINT
2050 PRINT "INICIO DEL ALGORITMO DE CALCULOS"
2060 PRINT "PARA EL CASO : "; TITULO$
2062 PRINT
2065 PRINT " DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$
2070 PRINT
2080 REM CONDICIONES INICIALES
2090 DIA = 1!

```

```

2110 NW = 0!
2120 PI = 3.141592654#
2130 PERM.ABS = K
2140 DENS.OIL = DENSIDAD.OIL
2150 DENS.WATER = DENSIDAD.WATER
2160 K = K / 1000!
2170 DENSIDAD.OIL = DENSIDAD.OIL / 62.4 * .433
2180 DENSIDAD.WATER = DENSIDAD.WATER / 62.4 * .433
2190 DELTA.DENSIDAD = DENSIDAD.WATER - DENSIDAD.OIL
2200 HO.AVG = HOI
2210 REM
2220 REM DETERMINACION DEL VOLUMEN POROSO INICIAL
2230 VP = PI * RE ^ 2 * HT * PHI / (5.615 * 1000000#)
2240 VOI = VP * HOI * (1! - SWI) / (HT * BO)
2250 SOI.AVG = (1! - SWI) * HO.AVG / HT
2260 REM
2270 REM CALCULO DE LA RAZON DE MOVILIDAD
2280 M = (KRW * UO * BO) / (KRO * UW * BW)
2290 SOR.AVG = HO.AVG * SOR / HT
2300 REM
2310 REM INICIACION DE ARCHIVOS DE OUTPUT
2320 OPEN "3DATOS.BAS" FOR OUTPUT AS #1 LEN = 200
2332 OPEN "4RESP1.BAS" FOR OUTPUT AS #3 LEN = 200
2333 OPEN "5RESP2.BAS" FOR OUTPUT AS #4 LEN = 200
2338 OPEN "6RESP3.BAS" FOR OUTPUT AS #5 LEN = 200
2339 GOSUB 10100
2340 GOSUB 20000
2350 GOSUB 4000
2380 REM CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS PROMEDIO
2390 KRO.AVG = HO.AVG * KRO / HT
2400 KRW.AVG = (HT - HO.AVG) * KRW / HT
2410 REM
2420 REM CALCULO DE LA RAZON MOVILIDAD A ESPESOR
2430 NMT = (KRW.AVG * UO * BO) / (KRO.AVG * UW * BW)
2440 REM
2450 REM CALCULO DEL RADIO EFECTIVO DEL POZO
2460 IF HO.AVG > HCB THEN 2470 ELSE 2490
2470 TERMINO.1 = ABS((HO.AVG - HCB) / (HO.AVG - HCT))

```

```

2480 TERMINO.2 = (HO.AVG + HCT) / (HO.AVG + HCB)
2490 IF HO.AVG > HCT AND HO.AVG < HCB THEN 2500 ELSE 2510
2500 RADIO.EFECTIVO = 0
2510 IF HO.AVG < HCT THEN 2520 ELSE 2540
2520 TERMINO.1 = ABS((HO.AVG - HCT) / (HO.AVG - HCB))
2530 TERMINO.2 = (2 * HT - (HO.AVG + HCB)) / (2 * HT - (HO.AVG + HCT))
2540 IF HO.AVG < HCT OR HO.AVG > HCB THEN 2550 ELSE 2580
2550 EXPONENTE = HT / (HCB - HCT)
2560 RADIO.EFECTIVO = 4! * HT * SQR(KH / KV) * (TERMINO.1 * TERMINO.2) ^ EXPONENTE
2570 REM
2580 REM CALCULO DEL REGIMEN CRITICO DE PRODUCCION
2590 DENOMINADOR = 1! - ((RW + RADIO.EFECTIVO) ^ 2 / RE ^ 2)
2600 LN.RADIO.EFECTIVO = (LOG(RE / (RW + RADIO.EFECTIVO)) / DENOMINADOR) - .5
2610 Q.CRITICO = 2! * PI * HT * KH * KRO.AVG * DELTA.DENSIDAD * (HO.AVG - HCB)
2620 Q.CRITICO = Q.CRITICO / (887.2 * UO * BO * LN.RADIO.EFECTIVO)
2630 IF Q.CRITICO < 0 THEN Q.CRITICO = 0 ELSE Q.CRITICO = Q.CRITICO
2640 REM
2650 REM DETERMINACION DEL CORTE DE AGUA PARA CASOS DONDE Q > Q.CRITICO
2660 REM (A CONDICIONES DE SUPERFICIE)
2670 IF Q > Q.CRITICO THEN 2710 ELSE 2680
2680 FW = 0!: GOTO 2860
2690 REM
2700 REM DETERMINACION DE LAS CONSTANTES PARA LA ECUACION CUADRATICA EN FW
2710 A = 1 - M
2720 TERMINO.1 = NMT / (1! + NMT)
2730 TERMINO.2 = A * (1! - Q.CRITICO * HO.AVG / (Q * (HO.AVG - HCB)))
2740 TERMINO.3 = Q.CRITICO * (HCT - M * HCB) / (Q * (HO.AVG - HCB))
2750 B = M - (TERMINO.1 * (TERMINO.2 + TERMINO.3))
2760 C = -M * TERMINO.1 * (1! - Q.CRITICO / Q)
2770 REM
2780 REM SOLUCIONES A LA ECUACION CUADRATICA
2790 FW = (-B + SQR(B * B - 4! * A * C)) / (2! * A)
2800 IF FW >= -.1 AND FW < 1.1 THEN 2860 ELSE 2810
2810 FW = (-B - SQR(B * B - 4! * A * C)) / (2! * A)
2820 IF FW >= -.1 AND FW < 1.1 THEN 2860 ELSE 2830
2830 GOSUB 5000: REM FW NO RESULTA FRACCIONAL
2840 END
2850 REM
2860 REM DETERMINACION DE LOS REGIMENES DE FLUJO DE PETROLEO Y AGUA

```

```

2870 QO = (1! - FW) * Q
2880 QW = FW * Q
2890 REM
2900 REM CALCULO DE LA PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO Y AGUA
2910 REM AJUSTADA A MESES DE 30.42 DIAS (EN MILLONES DE STB)
2920 NP = NP + QO * 30.4167 / (30 * 1000000#)
2930 WP = WP + QW * 30.4167 / (30 * 1000000#)
2940 REM
2950 REM CALCULO DE LA INTRUSION DE AGUA
2960 WE = NP + WP
2970 REM
2980 REM COMPARACION CON EL LIMITE PERMISIBLE
2990 WC = 100! * FW
3000 IF WC > WC.MAX THEN 3010 ELSE 3030
3010 REM EL CORTE DE AGUA MAXIMO HA SIDO EXEDIDO
3015 GOSUB 30000
3020 END
3030 REM
3040 REM CALCULO DE LOS NUEVOS ESPESORES Y SATURACIONES
3050 SO.AVG = SOI.AVG - (NP * BO / VP)
3060 SW.AVG = 1! - SO.AVG
3070 HO.AVG = HOI * (SO.AVG - SOR.AVG) / (SOI.AVG - SOR.AVG)
3080 REM
3090 REM ACTUALIZACION DEL CALENDRIO
3100 IF DIA >= 30 THEN GOSUB 15000 ELSE 3110
3110 DIA = DIA + 1
3120 IF DIA >= 31 THEN GOSUB 3130 ELSE 3170
3130 DIA = 1
3152 PRINT TAB(81); "FIN DE CALCULO PARA MES "; MES; "AÑO"; ANO; ""
3160 MES = MES + 1
3170 REM
3180 REM COMPROBACION DEL FIN DE LA SIMULACION
3190 IF MES > MESFIN AND ANO >= ANOFIN THEN 3195 ELSE 3220
3195 REM FIN DE LA SIMULACION
3200 GOSUB 40000
3210 END
3220 IF MES > 12 THEN 3230 ELSE 2380
3230 ANO = ANO + 1
3240 MES = 1: GOTO 3220

```

```

3250 RETURN
4000 REM
4010 REM SUBPROGRAMA DATOS BASE
4020 REM -----
4030 PRINT #1, CHR$(14); " SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION "
4060 PRINT #1, CHR$(14); " DE AGUA EN YACIMIENTOS BAJO SATURADOS "
4065 PRINT #1, " GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
4070 PRINT #1, " VERSION RAPIDA"
4080 PRINT #1, " JULIO 1996"
4085 PRINT #1, " DIA: "; DATE$; " HORA: "; TIME$
4090 PRINT #1, ""
4120 PRINT #1, CHR$(14); " DATOS INICIALES PARA"
4130 PRINT #1, CHR$(14); " EL CASO: "; TITULO$
4140 PRINT #1, ""
4150 PRINT #1, USING " REGIMENES DE PRODUCCION DE FLUIDOS (STB/D):#####.##"; Q
4160 PRINT #1, USING " MES DE INICIO DE LA SIMULACION : ##"; MES
4170 PRINT #1, USING " AÑO DE INICIO DE LA SIMULACION :####"; AÑO
4180 PRINT #1, USING " MES FIN DE LA SIMULACION : ##"; MESFIN
4190 PRINT #1, USING " AÑO FIN DE LA SIMULACION :####"; ANOFIN
4191 PRINT #1, ""
4200 PRINT #1, USING " CORTE DE AGUA MAXIMO PERMISIBLE (%): ##.## "; WC.MAX
4210 PRINT #1, USING " ESPESOR TOTAL DEL ESTRATO PRODUCTOR (PIES): ###.## "; HT
4220 PRINT #1, USING " ESPESOR INICIAL DE LA LA COLUMNA DE PETROLEO (PIES):#####.## "; HOI
4230 PRINT #1, USING " DISTANCIA DEL TOPE AL BALEO SUPERIOR (PIES): ##.## "; HCT
4240 PRINT #1, USING " DISTANCIA DEL TOPE AL BALEO DEL FONDO (PIES): ##.## "; HCB
4250 PRINT #1, USING " RADIO DEL POZO (PIES): #.####"; RW
4260 PRINT #1, USING " RADIO EXTERNO DEL RESERVORIO (o de drenaje) (PIES):#####.## "; RE
4261 PRINT #1, ""
4270 PRINT #1, USING " POROSIDAD (FRACCION): #.####"; PHI
4280 PRINT #1, USING " PERMEABILIDAD ABSOLUTA (md):#####.## "; PERM.ABS
4290 PRINT #1, USING " PERMEABILIDAD HORIZONTAL (md):#####.## "; KH
4300 PRINT #1, USING " PERMEABILIDAD VERTICAL (md):#####.## "; KV
4310 CLS : PRINT #1, USING " PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO A Swc #.####"; KRO
4320 PRINT #1, USING " PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA A Sor #.####"; KRW
4325 PRINT #1, ""
4330 PRINT #1, USING " SATURACION INICIAL DE AGUA #.####"; SWI
4340 PRINT #1, USING " SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO #.####"; SOR
4341 PRINT #1, ""
4350 PRINT #1, USING " FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE PETROLEO (Bbl/STB): #.#####"; BO

```

```

4360 PRINT #1, USING " FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE AGUA (Bbl/STB): #.##### ; BW
4370 PRINT #1, USING " VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cp): ###.####"; UO
4380 PRINT #1, USING " VISCOSIDAD DEL AGUA (cp): ###.####"; UW
4381 PRINT #1, ""
4390 PRINT #1, USING " DENSIDAD DEL PETROLEO (lb/Cuft): #.#####"; DENS.OIL
4400 PRINT #1, USING " DENSIDAD DEL AGUA (lb/Cuft): #.#####"; DENS.WATER
4410 PRINT #1, ""
4430 PRINT #1, ""
4440 PRINT #1, CHR$(14); " DATOS BASE "
4445 REM=====
4450 PRINT #1, " "
4480 PRINT #1, USING " VOLUMEN POROSO (MMBbl):#####"; VP
4500 PRINT #1, USING " PETROLEO ORIGINAL IN SITU (MMSTB):#####"; VOI
4520 PRINT #1, USING " SATURACION INICIAL PROMEDIO DE PETROLEO : #.####"; SOI.AVG
4540 PRINT #1, USING " RAZON DE MOVILIDAD : ###.#####"; M
4560 PRINT #1, USING " SATURACION RESIDUAL PROMEDIO DE PETROLEO: #.###"; SOR.AVG
4600 RETURN
10000 PRINT "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10010 PRINT "BAJO SATURADOS. GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10020 PRINT "VERSION RAPIDA"
10030 PRINT "JULIO DE 1996"
10032 PRINT "===== "
10034 PRINT "INGRESE LOS PARAMETROS QUE SE INDICAN"
10035 PRINT "EN LAS UNIDADES ESPECIFICADAS"
10036 PRINT "DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$
10038 PRINT ""
10040 RETURN
10100 PRINT #3, "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10110 PRINT #3, "BAJO SATURADOS. GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10120 PRINT #3, "VERSION RAPIDA"
10125 PRINT #3, "JULIO DE 1996"
10130 PRINT #3, "DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$; ""
10140 PRINT #3, ""
10200 PRINT #4, "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10210 PRINT #4, "BAJO SATURADOS GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10220 PRINT #4, "VERSION RAPIDA"
10225 PRINT #4, "JULIO DE 1996"
10230 PRINT #4, "DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$
10235 PRINT #4, ""

```

```

4360 PRINT #1, USING " FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE AGUA (Bbl/STB): #.#####"; BW
4370 PRINT #1, USING " VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cp): ###.####"; UO
4380 PRINT #1, USING " VISCOSIDAD DEL AGUA (cp): ###.####"; UW
4381 PRINT #1, ""
4390 PRINT #1, USING " DENSIDAD DEL PETROLEO (lb/Cuft): ##.#####"; DENS.OIL
4400 PRINT #1, USING " DENSIDAD DEL AGUA (lb/Cuft): ##.#####"; DENS.WATER
4410 PRINT #1, ""
4430 PRINT #1, ""
4440 PRINT #1, CHR$(14); " DATOS BASE "
4445 REM=====
4450 PRINT #1, " "
4480 PRINT #1, USING " VOLUMEN POROSO (MMBbl):####.#####"; VP
4500 PRINT #1, USING " PETROLEO ORIGINAL IN SITU (MMSTB):####.#####"; VOI
4520 PRINT #1, USING " SATURACION INICIAL PROMEDIO DE PETROLEO : #.####"; SOI.AVG
4540 PRINT #1, USING " RAZON DE MOVILIDAD : ###.#####"; M
4560 PRINT #1, USING " SATURACION RESIDUAL PROMEDIO DE PETROLEO: #.###"; SOR.AVG
4600 RETURN
10000 PRINT "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10010 PRINT "BAJO SATURADOS. GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10020 PRINT "VERSION RAPIDA"
10030 PRINT "JULIO DE 1996"
10032 PRINT "===== "
10034 PRINT "INGRESE LOS PARAMETROS QUE SE INDICAN"
10035 PRINT "EN LAS UNIDADES ESPECIFICADAS"
10036 PRINT "DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$
10038 PRINT ""
10040 RETURN
10100 PRINT #3, "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10110 PRINT #3, "BAJO SATURADOS. GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10120 PRINT #3, "VERSION RAPIDA"
10125 PRINT #3, "JULIO DE 1996"
10130 PRINT #3, "DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$; ""
10140 PRINT #3, ""
10200 PRINT #4, "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10210 PRINT #4, "BAJO SATURADOS GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10220 PRINT #4, "VERSION RAPIDA"
10225 PRINT #4, "JULIO DE 1996"
10230 PRINT #4, "DIA:"; DATE$; " HORA:"; TIME$
10235 PRINT #4, ""

```

```

10300 PRINT #5, "SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS"
10310 PRINT #5, "BAJO SATURADOS GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO"
10320 PRINT #5, "VERSION RAPIDA"
10325 PRINT #5, "JULIO DE 1996"
10330 PRINT #5, "DIA: "; DATE$; " HORA: "; TIME$
10340 PRINT #5, ""
10400 RETURN
15000 REM
15010 REM SUBPROGRAMA GRABACION DE RESULTADOS EN DISCO
15020 REM-----
15030 PLANTILLA1$ = "1\ \ #### ## ###.### #.##### #####.### "
15060 PRINT #3, USING PLANTILLA1$; TITULO$; ANO; MES; NP; FW; Q.CRITICO
16000 PLANTILLA2$ = "2 \ \ #### ## #####.# #####.# ###.## #####.##"
16030 PRINT #4, USING PLANTILLA2$; TITULO$; ANO; MES; QO; QW; WC; HO.AVG
17000 PLANTILLA3$ = "3\ \ #### ## ###.### #.#### #.### #.#### #####.####"
17030 PRINT #5, USING PLANTILLA3$; TITULO$; ANO; MES; WP; SW.AVG; WE; SO.AVG; RADIO.EFECTIVO
17040 RETURN
18000 REM ENCABEZAMIENTOS DE LOS ARCHIVOS
18010 REM=====
20000 PRINT #3, " Np : ACUMULADO DE PETROLEO \ Fw : FLUJO FRACCIONAL DE AGUA"
20010 PRINT #3, " Q.Critico : REGIMEN CRITICO DE PRODUCCION"
20020 PRINT #3, USING " REGIMEN DE PRODUCCION DE FLUIDOS (STB/d) :#####.## "; Q
20030 PRINT #3, ""
20070 PRINT #3, " CASO AÑO MES Np Fw Q.Critico "
20080 PRINT #3, "===== ===== ===== ===== ===== "
20090 PRINT #3, " MM STB FRACCION STB/d "
20100 PRINT #4, " Qo : RATE DE PETROLEO \ Qw : RATE DE AGUA \ Wc : CORTE DE AGUA"
20120 PRINT #4, " Ho.avg : ESPESOR ACTUAL DE LA COLUMNA DE PETROLEO"
20130 PRINT #4, ""
20140 PRINT #4, ""
20170 PRINT #4, " CASO AÑO MES Qo Qw Wc Ho.avg "
20180 PRINT #4, "===== ===== === ===== ===== ===== ====="
20190 PRINT #4, " Bbl/d Bbl/d % Pies "
20200 PRINT #5, "Wp : ACUMULADO DE AGUA \ Sw.avg : SATURACION DE AGUA PROMEDIO"
20210 PRINT #5, "We : INTRUSION DE AGUA \ So.avg : SATURACION PROMEDIO ACTUAL DE PETROLEO"
20220 PRINT #5, "Rad.Efect : RADIO EFECTIVO DEL POZO"
20230 PRINT #5, ""
20240 PRINT #5, ""
20260 PRINT #5, " CASO AÑO MES Wp Sw.avg We So.avg Rad.Efect"

```

```

20270 PRINT #5, "=====  =====  =====  =====  =====  =====  =====  =====  =====  ====="
20280 PRINT #5, "                                MM STB  FRACC.  MM STB  FRACC.  PIES"
20290 RETURN
30000 PRINT #3, "EL CORTE DE AGUA HA SIDO EXCEDIDO"
30010 PRINT #4, "EL CORTE DE AGUA HA SIDO EXCEDIDO"
30020 PRINT #5, "EL CORTE DE AGUA HA SIDO EXCEDIDO"
30030 REM
35000 PRINT "EL CORTE DE AGUA HA SIDO EXCEDIDO"
35030 RETURN

40000 PRINT #3, "                FIN DE LA SIMULACION"
40010 PRINT #4, "                FIN DE LA SIMULACION"
40020 PRINT #5, "                FIN DE LA SIMULACION"
40030 REM
45000 PRINT "                FIN DE LA SIMULACION"
45030 RETURN
50000 PRINT #3, "                FW NO ES FRACCIONAL"
50010 PRINT #4, "                FW NO ES FRACCIONAL"
50020 PRINT #5, "                FW NO ES FRACCIONAL"
50040 REM
55000 PRINT "                FW NO ES FRACCIONAL"
55030 RETURN

```

TABLA 8

SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS BAJO SATURADO

GARRIDO DELGADO LEANDRO ALBERTO

VERSION RAPIDA

JULIO 1996

DIA:01-11-1997 HORA:03:24:10

DATOS INICIALES PARA EL CASO: CASO BASE

REGIMENES DE PRODUCCION DE FLUIDOS (STB/D): 3000.00

MES DE INICIO DE LA SIMULACION : 1

AÑO DE INICIO DE LA SIMULACION :1978

MES FIN DE LA SIMULACION : 12

AÑO FIN DE LA SIMULACION :1997

CORTE DE AGUA MAXIMO PERMISIBLE (%) : 98.00

ESPEJOR TOTAL DEL ESTRATO PRODUCTOR (PIES) : 132.00

ESPEJOR INICIAL DE LA LA COLUMNA DE PETROLEO (PIES) : 52.00

DISTANCIA DEL TOPE AL BALEO SUPERIOR (PIES) : 0.00

DISTANCIA DEL TOPE AL BALEO DEL FONDO (PIES) : 18.00

RADIO DEL POZO (PIES) : 0.3542

RADIO EXTERNO DEL RESERVORIO (o de drenaje) (PIES):1200.00

POROSIDAD (FRACCION) : 0.1700

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (md) : 800.00

PERMEABILIDAD HORIZONTAL (md) : 800.00

PERMEABILIDAD VERTICAL (md) : 8.00

PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO A Swc : 1.0000

PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA A Sor : 0.7460

SATURACION INICIAL DE AGUA : 0.2880

SATURACION RESIDUAL DE PETROLEO : 0.3370

FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE PETROLEO (Bbl/STB) : 1.105000

FACTOR DE VOLUMEN DE FORMACION DE AGUA (Bbl/STB) : 1.045000

VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cp) : 1.4100

VISCOSIDAD DEL AGUA (cp) : 0.3300

DENSIDAD DEL PETROLEO (lb/Cuft) : 50.35680

DENSIDAD DEL AGUA (lb/Cuft) : 66.45600

DATOS BASE

VOLUMEN POROSO (MMBbl) : 18.079461

PETROLEO ORIGINAL IN SITU (MMSTB) : 4.589154

SATURACION INICIAL PROMEDIO DE PETROLEO : 0.2805

RAZON DE MOVILIDAD : 3.370466

SATURACION RESIDUAL PROMEDIO DE PETROLEO: 0.133

ERSION RAPIDA

JULIO DE 1996

IA:01-11-1997

HORA:03:24:10

Np : ACUMULADO DE PETROLEO \ Fw : FLUJO FRACCIONAL DE AGUA
 Q.Critico : REGIMEN CRITICO DE PRODUCCION
 REGIMEN DE PRODUCCION DE FLUIDOS (STB/d) : 3000.00

CASO	AÑO	MES	Np	Fw	Q.Critico
=====			=====	=====	=====
			MM STB	FRACCION	STB/d
1CASO BASE	1978	1	0.0215	0.766018	209.6193
1CASO BASE	1978	2	0.0427	0.770152	201.8670
1CASO BASE	1978	3	0.0635	0.774155	194.4658
1CASO BASE	1978	4	0.0839	0.778032	187.3957
1CASO BASE	1978	5	0.1040	0.781790	180.6382
1CASO BASE	1978	6	0.1237	0.785433	174.1763
1CASO BASE	1978	7	0.1431	0.788967	167.9938
1CASO BASE	1978	8	0.1622	0.792396	162.0757
1CASO BASE	1978	9	0.1810	0.795725	156.4080
1CASO BASE	1978	10	0.1995	0.798959	150.9777
1CASO BASE	1978	11	0.2177	0.802101	145.7725
1CASO BASE	1978	12	0.2356	0.805155	140.7810
1CASO BASE	1979	1	0.2532	0.808124	135.9923
1CASO BASE	1979	2	0.2706	0.811013	131.3963
1CASO BASE	1979	3	0.2877	0.813824	126.9837
1CASO BASE	1979	4	0.3046	0.816560	122.7454
1CASO BASE	1979	5	0.3212	0.819224	118.6732
1CASO BASE	1979	6	0.3376	0.821819	114.7590
1CASO BASE	1979	7	0.3537	0.824348	110.9955
1CASO BASE	1979	8	0.3696	0.826813	107.3757
1CASO BASE	1979	9	0.3853	0.829216	103.8930
1CASO BASE	1979	10	0.4008	0.831560	100.5411
1CASO BASE	1979	11	0.4160	0.833847	97.3142
1CASO BASE	1979	12	0.4311	0.836078	94.2066
1CASO BASE	1980	1	0.4460	0.838256	91.2132
1CASO BASE	1980	2	0.4606	0.840383	88.3290
1CASO BASE	1980	3	0.4751	0.842460	85.5492
1CASO BASE	1980	4	0.4894	0.844489	82.8693
1CASO BASE	1980	5	0.5035	0.846471	80.2852
1CASO BASE	1980	6	0.5174	0.848409	77.7929
1CASO BASE	1980	7	0.5311	0.850303	75.3885
1CASO BASE	1980	8	0.5447	0.852156	73.0684
1CASO BASE	1980	9	0.5581	0.853967	70.8292
1CASO BASE	1980	10	0.5713	0.855740	68.6676
1CASO BASE	1980	11	0.5844	0.857474	66.5806
1CASO BASE	1980	12	0.5973	0.859171	64.5652
1CASO BASE	1981	1	0.6101	0.860832	62.6185
1CASO BASE	1981	2	0.6227	0.862458	60.7380
1CASO BASE	1981	3	0.6352	0.864051	58.9210
1CASO BASE	1981	4	0.6476	0.865611	57.1652
1CASO BASE	1981	5	0.6597	0.867139	55.4683
1CASO BASE	1981	6	0.6718	0.868636	53.8280
1CASO BASE	1981	7	0.6837	0.870103	52.2422
1CASO BASE	1981	8	0.6955	0.871541	50.7089
1CASO BASE	1981	9	0.7072	0.872950	49.2263
1CASO BASE	1981	10	0.7187	0.874332	47.7925
1CASO BASE	1981	11	0.7301	0.875687	46.4056
1CASO BASE	1981	12	0.7414	0.877016	45.0642

1CASO BASE	1982	1	0.7525	0.878319	43.7665
1CASO BASE	1982	2	0.7636	0.879598	42.5110
1CASO BASE	1982	3	0.7745	0.880852	41.2963
1CASO BASE	1982	4	0.7853	0.882083	40.1209
1CASO BASE	1982	5	0.7960	0.883291	38.9836
1CASO BASE	1982	6	0.8066	0.884477	37.8829
1CASO BASE	1982	7	0.8171	0.885640	36.8176
1CASO BASE	1982	8	0.8275	0.886783	35.7866
1CASO BASE	1982	9	0.8378	0.887904	34.7887
1CASO BASE	1982	10	0.8479	0.889006	33.8227
1CASO BASE	1982	11	0.8580	0.890087	32.8877
1CASO BASE	1982	12	0.8680	0.891150	31.9825
1CASO BASE	1983	1	0.8779	0.892193	31.1062
1CASO BASE	1983	2	0.8877	0.893218	30.2578
1CASO BASE	1983	3	0.8974	0.894225	29.4363
1CASO BASE	1983	4	0.9070	0.895215	28.6409
1CASO BASE	1983	5	0.9165	0.896187	27.8706
1CASO BASE	1983	6	0.9259	0.897143	27.1247
1CASO BASE	1983	7	0.9352	0.898082	26.4023
1CASO BASE	1983	8	0.9445	0.899005	25.7025
1CASO BASE	1983	9	0.9537	0.899913	25.0246
1CASO BASE	1983	10	0.9628	0.900806	24.3679
1CASO BASE	1983	11	0.9718	0.901684	23.7315
1CASO BASE	1983	12	0.9807	0.902547	23.1147
1CASO BASE	1984	1	0.9896	0.903396	22.5169
1CASO BASE	1984	2	0.9983	0.904232	21.9373
1CASO BASE	1984	3	1.0070	0.905054	21.3752
1CASO BASE	1984	4	1.0157	0.905863	20.8301
1CASO BASE	1984	5	1.0242	0.906659	20.3012
1CASO BASE	1984	6	1.0327	0.907443	19.7879
1CASO BASE	1984	7	1.0411	0.908215	19.2896
1CASO BASE	1984	8	1.0494	0.908975	18.8057
1CASO BASE	1984	9	1.0577	0.909723	18.3357
1CASO BASE	1984	10	1.0659	0.910461	17.8789
1CASO BASE	1984	11	1.0740	0.911187	17.4348
1CASO BASE	1984	12	1.0821	0.911903	17.0029
1CASO BASE	1985	1	1.0901	0.912609	16.5827
1CASO BASE	1985	2	1.0981	0.913305	16.1737
1CASO BASE	1985	3	1.1059	0.913991	15.7754
1CASO BASE	1985	4	1.1138	0.914668	15.3873
1CASO BASE	1985	5	1.1215	0.915336	15.0091
1CASO BASE	1985	6	1.1292	0.915995	14.6403
1CASO BASE	1985	7	1.1368	0.916645	14.2805
1CASO BASE	1985	8	1.1444	0.917287	13.9293
1CASO BASE	1985	9	1.1519	0.917921	13.5864
1CASO BASE	1985	10	1.1594	0.918547	13.2514
1CASO BASE	1985	11	1.1668	0.919165	12.9240
1CASO BASE	1985	12	1.1741	0.919775	12.6039
1CASO BASE	1986	1	1.1814	0.920378	12.2908
1CASO BASE	1986	2	1.1887	0.920975	11.9844
1CASO BASE	1986	3	1.1959	0.921564	11.6845
1CASO BASE	1986	4	1.2030	0.922146	11.3908
1CASO BASE	1986	5	1.2101	0.922722	11.1031
1CASO BASE	1986	6	1.2171	0.923292	10.8211
1CASO BASE	1986	7	1.2241	0.923855	10.5447
1CASO BASE	1986	8	1.2310	0.924412	10.2736
1CASO BASE	1986	9	1.2379	0.924963	10.0078
1CASO BASE	1986	10	1.2447	0.925508	9.7470
1CASO BASE	1986	11	1.2515	0.926048	9.4910
1CASO BASE	1986	12	1.2582	0.926582	9.2397
1CASO BASE	1987	1	1.2648	0.927110	8.9930

1CASO BASE	1987	2	1.2715	0.927633	8.7507
1CASO BASE	1987	3	1.2781	0.928151	8.5128
1CASO BASE	1987	4	1.2846	0.928663	8.2790
1CASO BASE	1987	5	1.2911	0.929171	8.0494
1CASO BASE	1987	6	1.2975	0.929673	7.8237
1CASO BASE	1987	7	1.3039	0.930171	7.6019
1CASO BASE	1987	8	1.3103	0.930664	7.3839
1CASO BASE	1987	9	1.3166	0.931152	7.1696
1CASO BASE	1987	10	1.3228	0.931635	6.9589
1CASO BASE	1987	11	1.3290	0.932114	6.7517
1CASO BASE	1987	12	1.3352	0.932588	6.5480
1CASO BASE	1988	1	1.3413	0.933058	6.3477
1CASO BASE	1988	2	1.3474	0.933524	6.1508
1CASO BASE	1988	3	1.3535	0.933985	5.9570
1CASO BASE	1988	4	1.3595	0.934442	5.7665
1CASO BASE	1988	5	1.3654	0.934894	5.5792
1CASO BASE	1988	6	1.3713	0.935343	5.3948
1CASO BASE	1988	7	1.3772	0.935787	5.2136
1CASO BASE	1988	8	1.3831	0.936228	5.0353
1CASO BASE	1988	9	1.3889	0.936664	4.8599
1CASO BASE	1988	10	1.3946	0.937097	4.6873
1CASO BASE	1988	11	1.4003	0.937526	4.5176
1CASO BASE	1988	12	1.4060	0.937951	4.3507
1CASO BASE	1989	1	1.4117	0.938372	4.1865
1CASO BASE	1989	2	1.4173	0.938789	4.0249
1CASO BASE	1989	3	1.4228	0.939203	3.8660
1CASO BASE	1989	4	1.4284	0.939613	3.7097
1CASO BASE	1989	5	1.4339	0.940019	3.5560
1CASO BASE	1989	6	1.4393	0.940422	3.4047
1CASO BASE	1989	7	1.4447	0.940822	3.2559
1CASO BASE	1989	8	1.4501	0.941218	3.1096
1CASO BASE	1989	9	1.4555	0.941610	2.9656
1CASO BASE	1989	10	1.4608	0.941999	2.8240
1CASO BASE	1989	11	1.4660	0.942385	2.6848
1CASO BASE	1989	12	1.4713	0.942768	2.5478
1CASO BASE	1990	1	1.4765	0.943147	2.4131
1CASO BASE	1990	2	1.4817	0.943523	2.2805
1CASO BASE	1990	3	1.4868	0.943896	2.1502
1CASO BASE	1990	4	1.4919	0.944265	2.0220
1CASO BASE	1990	5	1.4970	0.944632	1.8959
1CASO BASE	1990	6	1.5020	0.944995	1.7719
1CASO BASE	1990	7	1.5070	0.945356	1.6500
1CASO BASE	1990	8	1.5120	0.945713	1.5301
1CASO BASE	1990	9	1.5169	0.946067	1.4122
1CASO BASE	1990	10	1.5218	0.946419	1.2962
1CASO BASE	1990	11	1.5267	0.946767	1.1821
1CASO BASE	1990	12	1.5315	0.947113	1.0700
1CASO BASE	1991	1	1.5363	0.947455	0.9597
1CASO BASE	1991	2	1.5411	0.947795	0.8513
1CASO BASE	1991	3	1.5459	0.948132	0.7447
1CASO BASE	1991	4	1.5506	0.948467	0.6399
1CASO BASE	1991	5	1.5553	0.948798	0.5368
1CASO BASE	1991	6	1.5599	0.949127	0.4355
1CASO BASE	1991	7	1.5645	0.949453	0.3359
1CASO BASE	1991	8	1.5691	0.949776	0.2380
1CASO BASE	1991	9	1.5737	0.950097	0.1417
1CASO BASE	1991	10	1.5782	0.950416	0.0470
1CASO BASE	1991	11	1.5825	0.955370	0.0000
1CASO BASE	1991	12	1.5866	0.955610	0.0000
1CASO BASE	1992	1	1.5906	0.955849	0.0000
1CASO BASE	1992	2	1.5947	0.956086	0.0000

1CASO BASE	1992	3	1.5987	0.956321	0.0000
1CASO BASE	1992	4	1.6026	0.956555	0.0000
1CASO BASE	1992	5	1.6066	0.956788	0.0000
1CASO BASE	1992	6	1.6105	0.957019	0.0000
1CASO BASE	1992	7	1.6144	0.957248	0.0000
1CASO BASE	1992	8	1.6183	0.957477	0.0000
1CASO BASE	1992	9	1.6222	0.957703	0.0000
1CASO BASE	1992	10	1.6260	0.957928	0.0000
1CASO BASE	1992	11	1.6299	0.958152	0.0000
1CASO BASE	1992	12	1.6337	0.958375	0.0000
1CASO BASE	1993	1	1.6375	0.958596	0.0000
1CASO BASE	1993	2	1.6412	0.958815	0.0000
1CASO BASE	1993	3	1.6450	0.959034	0.0000
1CASO BASE	1993	4	1.6487	0.959251	0.0000
1CASO BASE	1993	5	1.6524	0.959466	0.0000
1CASO BASE	1993	6	1.6561	0.959680	0.0000
1CASO BASE	1993	7	1.6598	0.959893	0.0000
1CASO BASE	1993	8	1.6634	0.960105	0.0000
1CASO BASE	1993	9	1.6671	0.960315	0.0000
1CASO BASE	1993	10	1.6707	0.960524	0.0000
1CASO BASE	1993	11	1.6743	0.960732	0.0000
1CASO BASE	1993	12	1.6778	0.960938	0.0000
1CASO BASE	1994	1	1.6814	0.961143	0.0000
1CASO BASE	1994	2	1.6849	0.961347	0.0000
1CASO BASE	1994	3	1.6884	0.961550	0.0000
1CASO BASE	1994	4	1.6919	0.961751	0.0000
1CASO BASE	1994	5	1.6954	0.961952	0.0000
1CASO BASE	1994	6	1.6989	0.962150	0.0000
1CASO BASE	1994	7	1.7023	0.962348	0.0000
1CASO BASE	1994	8	1.7058	0.962545	0.0000
1CASO BASE	1994	9	1.7092	0.962740	0.0000
1CASO BASE	1994	10	1.7126	0.962934	0.0000
1CASO BASE	1994	11	1.7159	0.963127	0.0000
1CASO BASE	1994	12	1.7193	0.963319	0.0000
1CASO BASE	1995	1	1.7226	0.963510	0.0000
1CASO BASE	1995	2	1.7259	0.963699	0.0000
1CASO BASE	1995	3	1.7292	0.963888	0.0000
1CASO BASE	1995	4	1.7325	0.964075	0.0000
1CASO BASE	1995	5	1.7358	0.964261	0.0000
1CASO BASE	1995	6	1.7391	0.964446	0.0000
1CASO BASE	1995	7	1.7423	0.964630	0.0000
1CASO BASE	1995	8	1.7455	0.964813	0.0000
1CASO BASE	1995	9	1.7487	0.964994	0.0000
1CASO BASE	1995	10	1.7519	0.965175	0.0000
1CASO BASE	1995	11	1.7551	0.965355	0.0000
1CASO BASE	1995	12	1.7582	0.965533	0.0000
1CASO BASE	1996	1	1.7614	0.965711	0.0000
1CASO BASE	1996	2	1.7645	0.965887	0.0000
1CASO BASE	1996	3	1.7676	0.966062	0.0000
1CASO BASE	1996	4	1.7707	0.966237	0.0000
1CASO BASE	1996	5	1.7737	0.966410	0.0000
1CASO BASE	1996	6	1.7768	0.966582	0.0000
1CASO BASE	1996	7	1.7798	0.966753	0.0000
1CASO BASE	1996	8	1.7829	0.966924	0.0000
1CASO BASE	1996	9	1.7859	0.967093	0.0000
1CASO BASE	1996	10	1.7889	0.967261	0.0000
1CASO BASE	1996	11	1.7918	0.967428	0.0000
1CASO BASE	1996	12	1.7948	0.967595	0.0000
1CASO BASE	1997	1	1.7978	0.967760	0.0000
1CASO BASE	1997	2	1.8007	0.967924	0.0000
1CASO BASE	1997	3	1.8036	0.968088	0.0000

1CASO BASE	1997	4	1.8065	0.968250	0.0000
1CASO BASE	1997	5	1.8094	0.968412	0.0000
1CASO BASE	1997	6	1.8123	0.968572	0.0000
1CASO BASE	1997	7	1.8151	0.968732	0.0000
1CASO BASE	1997	8	1.8180	0.968891	0.0000
1CASO BASE	1997	9	1.8208	0.969049	0.0000
1CASO BASE	1997	10	1.8236	0.969206	0.0000
1CASO BASE	1997	11	1.8264	0.969362	0.0000
1CASO BASE	1997	12	1.8292	0.969517	0.0000

FIN DE LA SIMULACION

Qo : RATE DE PETROLEO \ Qw : RATE DE AGUA \ Wc : CORTE DE AGUA
 Ho.avg : ESPESOR ACTUAL DE LA COLUMNA DE PETROLEO

CASO	AÑO	MES	Qo	Qw	Wc	Ho.avg
=====	----	---	-----	-----	-----	=====
			Bbl/d	Bbl/d	%	Pies
2 CASO BASE	1978	1	701.9	2298.1	76.60	51.54
2 CASO BASE	1978	2	689.5	2310.5	77.02	51.08
2 CASO BASE	1978	3	677.5	2322.5	77.42	50.63
2 CASO BASE	1978	4	665.9	2334.1	77.80	50.19
2 CASO BASE	1978	5	654.6	2345.4	78.18	49.76
2 CASO BASE	1978	6	643.7	2356.3	78.54	49.34
2 CASO BASE	1978	7	633.1	2366.9	78.90	48.92
2 CASO BASE	1978	8	622.8	2377.2	79.24	48.51
2 CASO BASE	1978	9	612.8	2387.2	79.57	48.11
2 CASO BASE	1978	10	603.1	2396.9	79.90	47.71
2 CASO BASE	1978	11	593.7	2406.3	80.21	47.32
2 CASO BASE	1978	12	584.5	2415.5	80.52	46.93
2 CASO BASE	1979	1	575.6	2424.4	80.81	46.55
2 CASO BASE	1979	2	567.0	2433.0	81.10	46.18
2 CASO BASE	1979	3	558.5	2441.5	81.38	45.81
2 CASO BASE	1979	4	550.3	2449.7	81.66	45.45
2 CASO BASE	1979	5	542.3	2457.7	81.92	45.09
2 CASO BASE	1979	6	534.5	2465.5	82.18	44.74
2 CASO BASE	1979	7	527.0	2473.0	82.43	44.39
2 CASO BASE	1979	8	519.6	2480.4	82.68	44.05
2 CASO BASE	1979	9	512.4	2487.6	82.92	43.71
2 CASO BASE	1979	10	505.3	2494.7	83.16	43.38
2 CASO BASE	1979	11	498.5	2501.5	83.38	43.05
2 CASO BASE	1979	12	491.8	2508.2	83.61	42.73
2 CASO BASE	1980	1	485.2	2514.8	83.83	42.41
2 CASO BASE	1980	2	478.9	2521.1	84.04	42.09
2 CASO BASE	1980	3	472.6	2527.4	84.25	41.78
2 CASO BASE	1980	4	466.5	2533.5	84.45	41.47
2 CASO BASE	1980	5	460.6	2539.4	84.65	41.17
2 CASO BASE	1980	6	454.8	2545.2	84.84	40.87
2 CASO BASE	1980	7	449.1	2550.9	85.03	40.57
2 CASO BASE	1980	8	443.5	2556.5	85.22	40.28
2 CASO BASE	1980	9	438.1	2561.9	85.40	39.99
2 CASO BASE	1980	10	432.8	2567.2	85.57	39.71
2 CASO BASE	1980	11	427.6	2572.4	85.75	39.43
2 CASO BASE	1980	12	422.5	2577.5	85.92	39.15
2 CASO BASE	1981	1	417.5	2582.5	86.08	38.87
2 CASO BASE	1981	2	412.6	2587.4	86.25	38.60
2 CASO BASE	1981	3	407.8	2592.2	86.41	38.33
2 CASO BASE	1981	4	403.2	2596.8	86.56	38.07
2 CASO BASE	1981	5	398.6	2601.4	86.71	37.81
2 CASO BASE	1981	6	394.1	2605.9	86.86	37.55
2 CASO BASE	1981	7	389.7	2610.3	87.01	37.29
2 CASO BASE	1981	8	385.4	2614.6	87.15	37.04
2 CASO BASE	1981	9	381.1	2618.9	87.30	36.79
2 CASO BASE	1981	10	377.0	2623.0	87.43	36.54
2 CASO BASE	1981	11	372.9	2627.1	87.57	36.29
2 CASO BASE	1981	12	369.0	2631.0	87.70	36.05

2	CASO	BASE	1982	1	365.0	2635.0	87.83	35.81
2	CASO	BASE	1982	2	361.2	2638.8	87.96	35.57
2	CASO	BASE	1982	3	357.4	2642.6	88.09	35.34
2	CASO	BASE	1982	4	353.8	2646.2	88.21	35.10
2	CASO	BASE	1982	5	350.1	2649.9	88.33	34.87
2	CASO	BASE	1982	6	346.6	2653.4	88.45	34.65
2	CASO	BASE	1982	7	343.1	2656.9	88.56	34.42
2	CASO	BASE	1982	8	339.7	2660.3	88.68	34.20
	CASO	BASE	1982	9	336.3	2663.7	88.79	33.98
2	CASO	BASE	1982	10	333.0	2667.0	88.90	33.76
2	CASO	BASE	1982	11	329.7	2670.3	89.01	33.54
2	CASO	BASE	1982	12	326.6	2673.4	89.11	33.33
2	CASO	BASE	1983	1	323.4	2676.6	89.22	33.11
2	CASO	BASE	1983	2	320.3	2679.7	89.32	32.90
2	CASO	BASE	1983	3	317.3	2682.7	89.42	32.69
2	CASO	BASE	1983	4	314.4	2685.6	89.52	32.49
2	CASO	BASE	1983	5	311.4	2688.6	89.62	32.28
2	CASO	BASE	1983	6	308.6	2691.4	89.71	32.08
2	CASO	BASE	1983	7	305.8	2694.2	89.81	31.88
2	CASO	BASE	1983	8	303.0	2697.0	89.90	31.68
2	CASO	BASE	1983	9	300.3	2699.7	89.99	31.48
2	CASO	BASE	1983	10	297.6	2702.4	90.08	31.29
2	CASO	BASE	1983	11	294.9	2705.1	90.17	31.09
2	CASO	BASE	1983	12	292.4	2707.6	90.25	30.90
2	CASO	BASE	1984	1	289.8	2710.2	90.34	30.71
2	CASO	BASE	1984	2	287.3	2712.7	90.42	30.52
2	CASO	BASE	1984	3	284.8	2715.2	90.51	30.33
2	CASO	BASE	1984	4	282.4	2717.6	90.59	30.15
2	CASO	BASE	1984	5	280.0	2720.0	90.67	29.97
2	CASO	BASE	1984	6	277.7	2722.3	90.74	29.78
2	CASO	BASE	1984	7	275.4	2724.6	90.82	29.60
2	CASO	BASE	1984	8	273.1	2726.9	90.90	29.42
2	CASO	BASE	1984	9	270.8	2729.2	90.97	29.24
2	CASO	BASE	1984	10	268.6	2731.4	91.05	29.07
2	CASO	BASE	1984	11	266.4	2733.6	91.12	28.89
2	CASO	BASE	1984	12	264.3	2735.7	91.19	28.72
2	CASO	BASE	1985	1	262.2	2737.8	91.26	28.55
2	CASO	BASE	1985	2	260.1	2739.9	91.33	28.38
2	CASO	BASE	1985	3	258.0	2742.0	91.40	28.21
2	CASO	BASE	1985	4	256.0	2744.0	91.47	28.04
2	CASO	BASE	1985	5	254.0	2746.0	91.53	27.87
2	CASO	BASE	1985	6	252.0	2748.0	91.60	27.71
2	CASO	BASE	1985	7	250.1	2749.9	91.66	27.54
2	CASO	BASE	1985	8	248.1	2751.9	91.73	27.38
2	CASO	BASE	1985	9	246.2	2753.8	91.79	27.22
2	CASO	BASE	1985	10	244.4	2755.6	91.85	27.06
2	CASO	BASE	1985	11	242.5	2757.5	91.92	26.90
2	CASO	BASE	1985	12	240.7	2759.3	91.98	26.74
2	CASO	BASE	1986	1	238.9	2761.1	92.04	26.58
2	CASO	BASE	1986	2	237.1	2762.9	92.10	26.43
2	CASO	BASE	1986	3	235.3	2764.7	92.16	26.27
2	CASO	BASE	1986	4	233.6	2766.4	92.21	26.12
	CASO	BASE	1986	5	231.8	2768.2	92.27	25.97
	CASO	BASE	1986	6	230.1	2769.9	92.33	25.82
	CASO	BASE	1986	7	228.4	2771.6	92.39	25.67
	CASO	BASE	1986	8	226.8	2773.2	92.44	25.52
	CASO	BASE	1986	9	225.1	2774.9	92.50	25.37
	CASO	BASE	1986	10	223.5	2776.5	92.55	25.22
	CASO	BASE	1986	11	221.9	2778.1	92.60	25.08
	CASO	BASE	1986	12	220.3	2779.7	92.66	24.93
	CASO	BASE	1987	1	218.7	2781.3	92.71	24.79

1	CASO BASE	1987	2	217.1	2782.9	92.76	24.65
2	CASO BASE	1987	3	215.5	2784.5	92.82	24.50
2	CASO BASE	1987	4	214.0	2786.0	92.87	24.36
2	CASO BASE	1987	5	212.5	2787.5	92.92	24.22
2	CASO BASE	1987	6	211.0	2789.0	92.97	24.09
2	CASO BASE	1987	7	209.5	2790.5	93.02	23.95
2	CASO BASE	1987	8	208.0	2792.0	93.07	23.81
2	CASO BASE	1987	9	206.5	2793.5	93.12	23.68
2	CASO BASE	1987	10	205.1	2794.9	93.16	23.54
2	CASO BASE	1987	11	203.7	2796.3	93.21	23.41
2	CASO BASE	1987	12	202.2	2797.8	93.26	23.27
2	CASO BASE	1988	1	200.8	2799.2	93.31	23.14
2	CASO BASE	1988	2	199.4	2800.6	93.35	23.01
2	CASO BASE	1988	3	198.0	2802.0	93.40	22.88
2	CASO BASE	1988	4	196.7	2803.3	93.44	22.75
2	CASO BASE	1988	5	195.3	2804.7	93.49	22.62
2	CASO BASE	1988	6	194.0	2806.0	93.53	22.50
2	CASO BASE	1988	7	192.6	2807.4	93.58	22.37
2	CASO BASE	1988	8	191.3	2808.7	93.62	22.24
2	CASO BASE	1988	9	190.0	2810.0	93.67	22.12
2	CASO BASE	1988	10	188.7	2811.3	93.71	22.00
2	CASO BASE	1988	11	187.4	2812.6	93.75	21.87
2	CASO BASE	1988	12	186.1	2813.9	93.80	21.75
2	CASO BASE	1989	1	184.9	2815.1	93.84	21.63
2	CASO BASE	1989	2	183.6	2816.4	93.88	21.51
2	CASO BASE	1989	3	182.4	2817.6	93.92	21.39
2	CASO BASE	1989	4	181.2	2818.8	93.96	21.27
2	CASO BASE	1989	5	179.9	2820.1	94.00	21.15
2	CASO BASE	1989	6	178.7	2821.3	94.04	21.03
2	CASO BASE	1989	7	177.5	2822.5	94.08	20.92
2	CASO BASE	1989	8	176.3	2823.7	94.12	20.80
2	CASO BASE	1989	9	175.2	2824.8	94.16	20.69
2	CASO BASE	1989	10	174.0	2826.0	94.20	20.57
2	CASO BASE	1989	11	172.8	2827.2	94.24	20.46
2	CASO BASE	1989	12	171.7	2828.3	94.28	20.35
2	CASO BASE	1990	1	170.6	2829.4	94.31	20.24
2	CASO BASE	1990	2	169.4	2830.6	94.35	20.12
2	CASO BASE	1990	3	168.3	2831.7	94.39	20.01
2	CASO BASE	1990	4	167.2	2832.8	94.43	19.90
2	CASO BASE	1990	5	166.1	2833.9	94.46	19.79
2	CASO BASE	1990	6	165.0	2835.0	94.50	19.69
2	CASO BASE	1990	7	163.9	2836.1	94.54	19.58
2	CASO BASE	1990	8	162.9	2837.1	94.57	19.47
2	CASO BASE	1990	9	161.8	2838.2	94.61	19.37
2	CASO BASE	1990	10	160.7	2839.3	94.64	19.26
2	CASO BASE	1990	11	159.7	2840.3	94.68	19.16
2	CASO BASE	1990	12	158.7	2841.3	94.71	19.05
2	CASO BASE	1991	1	157.6	2842.4	94.75	18.95
2	CASO BASE	1991	2	156.6	2843.4	94.78	18.84
2	CASO BASE	1991	3	155.6	2844.4	94.81	18.74
2	CASO BASE	1991	4	154.6	2845.4	94.85	18.64
2	CASO BASE	1991	5	153.6	2846.4	94.88	18.54
2	CASO BASE	1991	6	152.6	2847.4	94.91	18.44
2	CASO BASE	1991	7	151.6	2848.4	94.95	18.34
2	CASO BASE	1991	8	150.7	2849.3	94.98	18.24
2	CASO BASE	1991	9	149.7	2850.3	95.01	18.14
2	CASO BASE	1991	10	148.8	2851.2	95.04	18.05
2	CASO BASE	1991	11	133.9	2866.1	95.54	17.95
2	CASO BASE	1991	12	133.2	2866.8	95.56	17.87
2	CASO BASE	1992	1	132.5	2867.5	95.58	17.78
2	CASO BASE	1992	2	131.7	2868.3	95.61	17.69

2	CASO	BASE	1992	3	131.0	2869.0	95.63	17.61
2	CASO	BASE	1992	4	130.3	2869.7	95.66	17.52
2	CASO	BASE	1992	5	129.6	2870.4	95.68	17.44
2	CASO	BASE	1992	6	128.9	2871.1	95.70	17.35
2	CASO	BASE	1992	7	128.3	2871.7	95.72	17.27
2	CASO	BASE	1992	8	127.6	2872.4	95.75	17.18
2	CASO	BASE	1992	9	126.9	2873.1	95.77	17.10
2	CASO	BASE	1992	10	126.2	2873.8	95.79	17.02
2	CASO	BASE	1992	11	125.5	2874.5	95.82	16.94
2	CASO	BASE	1992	12	124.9	2875.1	95.84	16.85
2	CASO	BASE	1993	1	124.2	2875.8	95.86	16.77
2	CASO	BASE	1993	2	123.6	2876.4	95.88	16.69
2	CASO	BASE	1993	3	122.9	2877.1	95.90	16.61
2	CASO	BASE	1993	4	122.2	2877.8	95.93	16.53
2	CASO	BASE	1993	5	121.6	2878.4	95.95	16.45
2	CASO	BASE	1993	6	121.0	2879.0	95.97	16.37
2	CASO	BASE	1993	7	120.3	2879.7	95.99	16.29
2	CASO	BASE	1993	8	119.7	2880.3	96.01	16.21
2	CASO	BASE	1993	9	119.1	2880.9	96.03	16.14
2	CASO	BASE	1993	10	118.4	2881.6	96.05	16.06
2	CASO	BASE	1993	11	117.8	2882.2	96.07	15.98
2	CASO	BASE	1993	12	117.2	2882.8	96.09	15.90
2	CASO	BASE	1994	1	116.6	2883.4	96.11	15.83
2	CASO	BASE	1994	2	116.0	2884.0	96.13	15.75
2	CASO	BASE	1994	3	115.4	2884.6	96.15	15.68
2	CASO	BASE	1994	4	114.7	2885.3	96.18	15.60
2	CASO	BASE	1994	5	114.1	2885.9	96.20	15.52
2	CASO	BASE	1994	6	113.5	2886.5	96.22	15.45
2	CASO	BASE	1994	7	113.0	2887.0	96.23	15.38
2	CASO	BASE	1994	8	112.4	2887.6	96.25	15.30
2	CASO	BASE	1994	9	111.8	2888.2	96.27	15.23
2	CASO	BASE	1994	10	111.2	2888.8	96.29	15.16
2	CASO	BASE	1994	11	110.6	2889.4	96.31	15.08
2	CASO	BASE	1994	12	110.0	2890.0	96.33	15.01
2	CASO	BASE	1995	1	109.5	2890.5	96.35	14.94
2	CASO	BASE	1995	2	108.9	2891.1	96.37	14.87
2	CASO	BASE	1995	3	108.3	2891.7	96.39	14.80
2	CASO	BASE	1995	4	107.8	2892.2	96.41	14.73
2	CASO	BASE	1995	5	107.2	2892.8	96.43	14.66
2	CASO	BASE	1995	6	106.7	2893.3	96.44	14.59
2	CASO	BASE	1995	7	106.1	2893.9	96.46	14.52
2	CASO	BASE	1995	8	105.6	2894.4	96.48	14.45
2	CASO	BASE	1995	9	105.0	2895.0	96.50	14.38
2	CASO	BASE	1995	10	104.5	2895.5	96.52	14.31
2	CASO	BASE	1995	11	103.9	2896.1	96.54	14.24
2	CASO	BASE	1995	12	103.4	2896.6	96.55	14.17
2	CASO	BASE	1996	1	102.9	2897.1	96.57	14.11
2	CASO	BASE	1996	2	102.3	2897.7	96.59	14.04
2	CASO	BASE	1996	3	101.8	2898.2	96.61	13.97
2	CASO	BASE	1996	4	101.3	2898.7	96.62	13.91
2	CASO	BASE	1996	5	100.8	2899.2	96.64	13.84
2	CASO	BASE	1996	6	100.3	2899.7	96.66	13.77
2	CASO	BASE	1996	7	99.7	2900.3	96.68	13.71
2	CASO	BASE	1996	8	99.2	2900.8	96.69	13.64
2	CASO	BASE	1996	9	98.7	2901.3	96.71	13.58
2	CASO	BASE	1996	10	98.2	2901.8	96.73	13.51
2	CASO	BASE	1996	11	97.7	2902.3	96.74	13.45
2	CASO	BASE	1996	12	97.2	2902.8	96.76	13.39
2	CASO	BASE	1997	1	96.7	2903.3	96.78	13.32
2	CASO	BASE	1997	2	96.2	2903.8	96.79	13.26
2	CASO	BASE	1997	3	95.7	2904.3	96.81	13.20

2 CASO BASE	1997	4	95.2	2904.8	96.83	13.13
2 CASO BASE	1997	5	94.8	2905.2	96.84	13.07
2 CASO BASE	1997	6	94.3	2905.7	96.86	13.01
2 CASO BASE	1997	7	93.8	2906.2	96.87	12.95
2 CASO BASE	1997	8	93.3	2906.7	96.89	12.89
2 CASO BASE	1997	9	92.9	2907.1	96.90	12.83
2 CASO BASE	1997	10	92.4	2907.6	96.92	12.77
2 CASO BASE	1997	11	91.9	2908.1	96.94	12.71
2 CASO BASE	1997	12	91.4	2908.6	96.95	12.65

FIN DE LA SIMULACION

SIMULADOR NUMERICO PARA CONIFICACION DE AGUA EN YACIMIENTOS
 BAJO SATURADOS
 VERSION RAPIDA
 JULIO DE 1996
 DIA:01-11-1997 HORA:03:24:10

TABLA 11

Wp : ACUMULADO DE AGUA \ Sw.avg : SATURACION DE AGUA PROMEDIO
 We : INTRUSION DE AGUA \ So.avg : SATURACION PROMEDIO ACTUAL DE PETROLEO
 Rad.Efect : RADIO EFECTIVO DEL POZO

CASO	AÑO	MES	Wp	Sw.avg	We	So.avg	Rad.Efect
=====			=====	=====	=====	=====	=====
			MM STB	FRACC.	MM STB	FRACC.	PIES
3CASO BASE	1978	1	0.070	0.7208	0.091	0.2792	25.1746
3CASO BASE	1978	2	0.140	0.7221	0.183	0.2779	23.8979
3CASO BASE	1978	3	0.210	0.7234	0.274	0.2766	22.6831
3CASO BASE	1978	4	0.281	0.7246	0.365	0.2754	21.5271
3CASO BASE	1978	5	0.352	0.7259	0.456	0.2741	20.4271
3CASO BASE	1978	6	0.424	0.7271	0.548	0.2729	19.3804
3CASO BASE	1978	7	0.496	0.7283	0.639	0.2717	18.3845
3CASO BASE	1978	8	0.568	0.7294	0.730	0.2706	17.4369
3CASO BASE	1978	9	0.640	0.7306	0.821	0.2694	16.5353
3CASO BASE	1978	10	0.713	0.7317	0.913	0.2683	15.6776
3CASO BASE	1978	11	0.786	0.7328	1.004	0.2672	14.8617
3CASO BASE	1978	12	0.859	0.7339	1.095	0.2661	14.0855
3CASO BASE	1979	1	0.933	0.7350	1.186	0.2650	13.3473
3CASO BASE	1979	2	1.007	0.7361	1.278	0.2639	12.6452
3CASO BASE	1979	3	1.081	0.7371	1.369	0.2629	11.9775
3CASO BASE	1979	4	1.155	0.7381	1.460	0.2619	11.3426
3CASO BASE	1979	5	1.230	0.7391	1.551	0.2609	10.7390
3CASO BASE	1979	6	1.305	0.7401	1.643	0.2599	10.1651
3CASO BASE	1979	7	1.380	0.7411	1.734	0.2589	9.6197
3CASO BASE	1979	8	1.455	0.7421	1.825	0.2579	9.1014
3CASO BASE	1979	9	1.531	0.7431	1.916	0.2569	8.6088
3CASO BASE	1979	10	1.607	0.7440	2.008	0.2560	8.1408
3CASO BASE	1979	11	1.683	0.7449	2.099	0.2551	7.6963
3CASO BASE	1979	12	1.759	0.7459	2.190	0.2541	7.2740
3CASO BASE	1980	1	1.835	0.7468	2.281	0.2532	6.8731
3CASO BASE	1980	2	1.912	0.7477	2.373	0.2523	6.4924
3CASO BASE	1980	3	1.989	0.7486	2.464	0.2514	6.1310
3CASO BASE	1980	4	2.066	0.7494	2.555	0.2506	5.7880
3CASO BASE	1980	5	2.143	0.7503	2.646	0.2497	5.4626
3CASO BASE	1980	6	2.220	0.7511	2.738	0.2489	5.1539
3CASO BASE	1980	7	2.298	0.7520	2.829	0.2480	4.8610
3CASO BASE	1980	8	2.375	0.7528	2.920	0.2472	4.5834
3CASO BASE	1980	9	2.453	0.7536	3.011	0.2464	4.3201
3CASO BASE	1980	10	2.531	0.7544	3.103	0.2456	4.0706
3CASO BASE	1980	11	2.609	0.7552	3.194	0.2448	3.8342
3CASO BASE	1980	12	2.688	0.7560	3.285	0.2440	3.6103
3CASO BASE	1981	1	2.766	0.7568	3.376	0.2432	3.3982
3CASO BASE	1981	2	2.845	0.7576	3.468	0.2424	3.1973
3CASO BASE	1981	3	2.924	0.7583	3.559	0.2417	3.0073
3CASO BASE	1981	4	3.002	0.7591	3.650	0.2409	2.8274
3CASO BASE	1981	5	3.082	0.7598	3.741	0.2402	2.6572
3CASO BASE	1981	6	3.161	0.7606	3.833	0.2394	2.4963
3CASO BASE	1981	7	3.240	0.7613	3.924	0.2387	2.3441
3CASO BASE	1981	8	3.320	0.7620	4.015	0.2380	2.2003
3CASO BASE	1981	9	3.399	0.7627	4.106	0.2373	2.0645
3CASO BASE	1981	10	3.479	0.7634	4.198	0.2366	1.9362
3CASO BASE	1981	11	3.559	0.7641	4.289	0.2359	1.8150

3CASO BASE	1981	12	3.639	0.7648	4.380	0.2352	1.7007
3CASO BASE	1982	1	3.719	0.7655	4.471	0.2345	1.5928
3CASO BASE	1982	2	3.799	0.7662	4.563	0.2338	1.4910
3CASO BASE	1982	3	3.879	0.7669	4.654	0.2331	1.3951
3CASO BASE	1982	4	3.960	0.7675	4.745	0.2325	1.3047
3CASO BASE	1982	5	4.040	0.7682	4.836	0.2318	1.2195
3CASO BASE	1982	6	4.121	0.7688	4.928	0.2312	1.1393
3CASO BASE	1982	7	4.202	0.7695	5.019	0.2305	1.0638
3CASO BASE	1982	8	4.283	0.7701	5.110	0.2299	0.9928
3CASO BASE	1982	9	4.364	0.7707	5.201	0.2293	0.9260
3CASO BASE	1982	10	4.445	0.7713	5.293	0.2287	0.8632
3CASO BASE	1982	11	4.526	0.7720	5.384	0.2280	0.8042
3CASO BASE	1982	12	4.607	0.7726	5.475	0.2274	0.7488
3CASO BASE	1983	1	4.688	0.7732	5.566	0.2268	0.6968
3CASO BASE	1983	2	4.770	0.7738	5.658	0.2262	0.6480
3CASO BASE	1983	3	4.851	0.7744	5.749	0.2256	0.6023
3CASO BASE	1983	4	4.933	0.7749	5.840	0.2251	0.5594
3CASO BASE	1983	5	5.015	0.7755	5.931	0.2245	0.5192
3CASO BASE	1983	6	5.097	0.7761	6.023	0.2239	0.4816
3CASO BASE	1983	7	5.179	0.7767	6.114	0.2233	0.4464
3CASO BASE	1983	8	5.261	0.7772	6.205	0.2228	0.4134
3CASO BASE	1983	9	5.343	0.7778	6.296	0.2222	0.3827
3CASO BASE	1983	10	5.425	0.7784	6.388	0.2216	0.3539
3CASO BASE	1983	11	5.507	0.7789	6.479	0.2211	0.3271
3CASO BASE	1983	12	5.589	0.7795	6.570	0.2205	0.3021
3CASO BASE	1984	1	5.672	0.7800	6.661	0.2200	0.2787
3CASO BASE	1984	2	5.754	0.7805	6.753	0.2195	0.2570
3CASO BASE	1984	3	5.837	0.7811	6.844	0.2189	0.2367
3CASO BASE	1984	4	5.919	0.7816	6.935	0.2184	0.2179
3CASO BASE	1984	5	6.002	0.7821	7.026	0.2179	0.2004
3CASO BASE	1984	6	6.085	0.7826	7.118	0.2174	0.1841
3CASO BASE	1984	7	6.168	0.7831	7.209	0.2169	0.1690
3CASO BASE	1984	8	6.251	0.7837	7.300	0.2163	0.1550
3CASO BASE	1984	9	6.334	0.7842	7.391	0.2158	0.1420
3CASO BASE	1984	10	6.417	0.7847	7.483	0.2153	0.1300
3CASO BASE	1984	11	6.500	0.7852	7.574	0.2148	0.1188
3CASO BASE	1984	12	6.583	0.7857	7.665	0.2143	0.1085
3CASO BASE	1985	1	6.666	0.7861	7.756	0.2139	0.0990
3CASO BASE	1985	2	6.749	0.7866	7.848	0.2134	0.0903
3CASO BASE	1985	3	6.833	0.7871	7.939	0.2129	0.0822
3CASO BASE	1985	4	6.916	0.7876	8.030	0.2124	0.0747
3CASO BASE	1985	5	7.000	0.7881	8.121	0.2119	0.0679
3CASO BASE	1985	6	7.083	0.7885	8.213	0.2115	0.0616
3CASO BASE	1985	7	7.167	0.7890	8.304	0.2110	0.0558
3CASO BASE	1985	8	7.251	0.7895	8.395	0.2105	0.0505
3CASO BASE	1985	9	7.334	0.7899	8.486	0.2101	0.0456
3CASO BASE	1985	10	7.418	0.7904	8.578	0.2096	0.0412
3CASO BASE	1985	11	7.502	0.7908	8.669	0.2092	0.0371
3CASO BASE	1985	12	7.586	0.7913	8.760	0.2087	0.0334
3CASO BASE	1986	1	7.670	0.7917	8.851	0.2083	0.0300
3CASO BASE	1986	2	7.754	0.7922	8.943	0.2078	0.0269
3CASO BASE	1986	3	7.838	0.7926	9.034	0.2074	0.0241
3CASO BASE	1986	4	7.922	0.7930	9.125	0.2070	0.0215
3CASO BASE	1986	5	8.006	0.7935	9.216	0.2065	0.0192
3CASO BASE	1986	6	8.090	0.7939	9.308	0.2061	0.0171
3CASO BASE	1986	7	8.175	0.7943	9.399	0.2057	0.0153
3CASO BASE	1986	8	8.259	0.7948	9.490	0.2052	0.0135
3CASO BASE	1986	9	8.343	0.7952	9.581	0.2048	0.0120
3CASO BASE	1986	10	8.428	0.7956	9.673	0.2044	0.0106
3CASO BASE	1986	11	8.512	0.7960	9.764	0.2040	0.0094
3CASO BASE	1986	12	8.597	0.7964	9.855	0.2036	0.0083

3CASO BASE	1987	1	8.681	0.7968	9.946	0.2032	0.0073
3CASO BASE	1987	2	8.766	0.7972	10.038	0.2028	0.0064
3CASO BASE	1987	3	8.851	0.7976	10.129	0.2024	0.0056
3CASO BASE	1987	4	8.935	0.7980	10.220	0.2020	0.0049
3CASO BASE	1987	5	9.020	0.7984	10.311	0.2016	0.0042
3CASO BASE	1987	6	9.105	0.7988	10.403	0.2012	0.0037
3CASO BASE	1987	7	9.190	0.7992	10.494	0.2008	0.0032
3CASO BASE	1987	8	9.275	0.7996	10.585	0.2004	0.0028
3CASO BASE	1987	9	9.360	0.8000	10.676	0.2000	0.0024
3CASO BASE	1987	10	9.445	0.8004	10.768	0.1996	0.0020
3CASO BASE	1987	11	9.530	0.8007	10.859	0.1993	0.0017
3CASO BASE	1987	12	9.615	0.8011	10.950	0.1989	0.0015
3CASO BASE	1988	1	9.700	0.8015	11.041	0.1985	0.0013
3CASO BASE	1988	2	9.785	0.8019	11.133	0.1981	0.0011
3CASO BASE	1988	3	9.870	0.8022	11.224	0.1978	0.0009
3CASO BASE	1988	4	9.956	0.8026	11.315	0.1974	0.0008
3CASO BASE	1988	5	10.041	0.8030	11.406	0.1970	0.0006
3CASO BASE	1988	6	10.126	0.8033	11.498	0.1967	0.0005
3CASO BASE	1988	7	10.212	0.8037	11.589	0.1963	0.0004
3CASO BASE	1988	8	10.297	0.8040	11.680	0.1960	0.0004
3CASO BASE	1988	9	10.382	0.8044	11.771	0.1956	0.0003
3CASO BASE	1988	10	10.468	0.8048	11.863	0.1952	0.0002
3CASO BASE	1988	11	10.553	0.8051	11.954	0.1949	0.0002
3CASO BASE	1988	12	10.639	0.8055	12.045	0.1945	0.0002
3CASO BASE	1989	1	10.725	0.8058	12.136	0.1942	0.0001
3CASO BASE	1989	2	10.810	0.8061	12.228	0.1939	0.0001
3CASO BASE	1989	3	10.896	0.8065	12.319	0.1935	0.0001
3CASO BASE	1989	4	10.982	0.8068	12.410	0.1932	0.0001
3CASO BASE	1989	5	11.067	0.8072	12.501	0.1928	0.0001
3CASO BASE	1989	6	11.153	0.8075	12.593	0.1925	0.0000
3CASO BASE	1989	7	11.239	0.8078	12.684	0.1922	0.0000
3CASO BASE	1989	8	11.325	0.8081	12.775	0.1919	0.0000
3CASO BASE	1989	9	11.411	0.8085	12.866	0.1915	0.0000
3CASO BASE	1989	10	11.497	0.8088	12.958	0.1912	0.0000
3CASO BASE	1989	11	11.583	0.8091	13.049	0.1909	0.0000
3CASO BASE	1989	12	11.669	0.8094	13.140	0.1906	0.0000
3CASO BASE	1990	1	11.755	0.8098	13.231	0.1902	0.0000
3CASO BASE	1990	2	11.841	0.8101	13.323	0.1899	0.0000
3CASO BASE	1990	3	11.927	0.8104	13.414	0.1896	0.0000
3CASO BASE	1990	4	12.013	0.8107	13.505	0.1893	0.0000
3CASO BASE	1990	5	12.099	0.8110	13.596	0.1890	0.0000
3CASO BASE	1990	6	12.186	0.8113	13.688	0.1887	0.0000
3CASO BASE	1990	7	12.272	0.8116	13.779	0.1884	0.0000
3CASO BASE	1990	8	12.358	0.8119	13.870	0.1881	0.0000
3CASO BASE	1990	9	12.444	0.8122	13.961	0.1878	0.0000
3CASO BASE	1990	10	12.531	0.8125	14.053	0.1875	0.0000
3CASO BASE	1990	11	12.617	0.8128	14.144	0.1872	0.0000
3CASO BASE	1990	12	12.703	0.8131	14.235	0.1869	0.0000
3CASO BASE	1991	1	12.790	0.8134	14.326	0.1866	0.0000
3CASO BASE	1991	2	12.876	0.8137	14.418	0.1863	0.0000
3CASO BASE	1991	3	12.963	0.8140	14.509	0.1860	0.0000
3CASO BASE	1991	4	13.049	0.8143	14.600	0.1857	0.0000
3CASO BASE	1991	5	13.136	0.8146	14.691	0.1854	0.0000
3CASO BASE	1991	6	13.223	0.8149	14.783	0.1851	0.0000
3CASO BASE	1991	7	13.309	0.8151	14.874	0.1849	0.0000
3CASO BASE	1991	8	13.396	0.8154	14.965	0.1846	0.0000
3CASO BASE	1991	9	13.483	0.8157	15.056	0.1843	0.0000
3CASO BASE	1991	10	13.569	0.8160	15.148	0.1840	0.0000
3CASO BASE	1991	11	13.656	0.8162	15.239	0.1838	0.0000
3CASO BASE	1991	12	13.743	0.8165	15.330	0.1835	0.0000
3CASO BASE	1992	1	13.831	0.8167	15.421	0.1833	0.0000

3CASO BASE	1992	2	13.918	0.8170	15.513	0.1830	0.0000
3CASO BASE	1992	3	14.005	0.8172	15.604	0.1828	0.0000
3CASO BASE	1992	4	14.092	0.8175	15.695	0.1825	0.0000
3CASO BASE	1992	5	14.180	0.8177	15.786	0.1823	0.0000
3CASO BASE	1992	6	14.267	0.8179	15.878	0.1821	0.0000
3CASO BASE	1992	7	14.354	0.8182	15.969	0.1818	0.0000
3CASO BASE	1992	8	14.442	0.8184	16.060	0.1816	0.0000
3CASO BASE	1992	9	14.529	0.8187	16.151	0.1813	0.0000
3CASO BASE	1992	10	14.616	0.8189	16.243	0.1811	0.0000
3CASO BASE	1992	11	14.704	0.8191	16.334	0.1809	0.0000
3CASO BASE	1992	12	14.791	0.8194	16.425	0.1806	0.0000
3CASO BASE	1993	1	14.879	0.8196	16.516	0.1804	0.0000
3CASO BASE	1993	2	14.966	0.8198	16.608	0.1802	0.0000
3CASO BASE	1993	3	15.054	0.8201	16.699	0.1799	0.0000
3CASO BASE	1993	4	15.141	0.8203	16.790	0.1797	0.0000
3CASO BASE	1993	5	15.229	0.8205	16.881	0.1795	0.0000
3CASO BASE	1993	6	15.316	0.8207	16.973	0.1793	0.0000
3CASO BASE	1993	7	15.404	0.8210	17.064	0.1790	0.0000
3CASO BASE	1993	8	15.492	0.8212	17.155	0.1788	0.0000
3CASO BASE	1993	9	15.579	0.8214	17.246	0.1786	0.0000
3CASO BASE	1993	10	15.667	0.8216	17.338	0.1784	0.0000
3CASO BASE	1993	11	15.755	0.8218	17.429	0.1782	0.0000
3CASO BASE	1993	12	15.842	0.8221	17.520	0.1779	0.0000
3CASO BASE	1994	1	15.930	0.8223	17.611	0.1777	0.0000
3CASO BASE	1994	2	16.018	0.8225	17.703	0.1775	0.0000
3CASO BASE	1994	3	16.105	0.8227	17.794	0.1773	0.0000
3CASO BASE	1994	4	16.193	0.8229	17.885	0.1771	0.0000
3CASO BASE	1994	5	16.281	0.8231	17.976	0.1769	0.0000
3CASO BASE	1994	6	16.369	0.8233	18.068	0.1767	0.0000
3CASO BASE	1994	7	16.456	0.8236	18.159	0.1764	0.0000
3CASO BASE	1994	8	16.544	0.8238	18.250	0.1762	0.0000
3CASO BASE	1994	9	16.632	0.8240	18.341	0.1760	0.0000
3CASO BASE	1994	10	16.720	0.8242	18.433	0.1758	0.0000
3CASO BASE	1994	11	16.808	0.8244	18.524	0.1756	0.0000
3CASO BASE	1994	12	16.896	0.8246	18.615	0.1754	0.0000
3CASO BASE	1995	1	16.984	0.8248	18.706	0.1752	0.0000
3CASO BASE	1995	2	17.072	0.8250	18.798	0.1750	0.0000
3CASO BASE	1995	3	17.160	0.8252	18.889	0.1748	0.0000
3CASO BASE	1995	4	17.247	0.8254	18.980	0.1746	0.0000
3CASO BASE	1995	5	17.335	0.8256	19.071	0.1744	0.0000
3CASO BASE	1995	6	17.423	0.8258	19.163	0.1742	0.0000
3CASO BASE	1995	7	17.511	0.8260	19.254	0.1740	0.0000
3CASO BASE	1995	8	17.600	0.8262	19.345	0.1738	0.0000
3CASO BASE	1995	9	17.688	0.8264	19.436	0.1736	0.0000
3CASO BASE	1995	10	17.776	0.8266	19.528	0.1734	0.0000
3CASO BASE	1995	11	17.864	0.8268	19.619	0.1732	0.0000
3CASO BASE	1995	12	17.952	0.8270	19.710	0.1730	0.0000
3CASO BASE	1996	1	18.040	0.8272	19.801	0.1728	0.0000
3CASO BASE	1996	2	18.128	0.8274	19.893	0.1726	0.0000
3CASO BASE	1996	3	18.216	0.8275	19.984	0.1725	0.0000
3CASO BASE	1996	4	18.304	0.8277	20.075	0.1723	0.0000
3CASO BASE	1996	5	18.393	0.8279	20.166	0.1721	0.0000
3CASO BASE	1996	6	18.481	0.8281	20.258	0.1719	0.0000
3CASO BASE	1996	7	18.569	0.8283	20.349	0.1717	0.0000
3CASO BASE	1996	8	18.657	0.8285	20.440	0.1715	0.0000
3CASO BASE	1996	9	18.745	0.8287	20.531	0.1713	0.0000
3CASO BASE	1996	10	18.834	0.8288	20.623	0.1712	0.0000
3CASO BASE	1996	11	18.922	0.8290	20.714	0.1710	0.0000
3CASO BASE	1996	12	19.010	0.8292	20.805	0.1708	0.0000
3CASO BASE	1997	1	19.099	0.8294	20.896	0.1706	0.0000
3CASO BASE	1997	2	19.187	0.8296	20.988	0.1704	0.0000

3CASO BASE	1997	3	19.275	0.8298	21.079	0.1702	0.0000
3CASO BASE	1997	4	19.364	0.8299	21.170	0.1701	0.0000
3CASO BASE	1997	5	19.452	0.8301	21.261	0.1699	0.0000
3CASO BASE	1997	6	19.540	0.8303	21.353	0.1697	0.0000
3CASO BASE	1997	7	19.629	0.8305	21.444	0.1695	0.0000
3CASO BASE	1997	8	19.717	0.8306	21.535	0.1694	0.0000
3CASO BASE	1997	9	19.805	0.8308	21.626	0.1692	0.0000
3CASO BASE	1997	10	19.894	0.8310	21.718	0.1690	0.0000
3CASO BASE	1997	11	19.982	0.8311	21.809	0.1689	0.0000
3CASO BASE	1997	12	20.071	0.8313	21.900	0.1687	0.0000

FIN DE LA SIMULACION