

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería de Petróleo



**ANALISIS PRUEBAS LIMITE DE RESERVORIO
E INTERFERENCIA EN POZOS DE
PETROLEO - APLICACIONES**

TESIS

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO DE PETROLEO

PEURO OSWALDO CHIRA FERNANDEZ

Promoción 1983 - I

Lima — Perú
1989

SUMARIO

El trabajo de tesis denominado "Análisis Pruebas Límite Reservorio e Interferencia en Pozos de Petróleo - Aplicaciones", cuyo desarrollo se presenta a continuación, tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- (.) Presentar la metodología más usual para el análisis de pruebas de presión de largo radio de alcance, tales como las pruebas de límite e interferencia, en pozos de petróleo; tratando de establecer un esquema guía para el diseño, ejecución e interpretación de los datos.

- (.) Mostrar la aplicación práctica de algunos métodos de análisis en las pruebas de límite e interferencia efectuadas en la parte Sur de la estructura Maquía. Estas pruebas fueron realizadas en Enero de 1988 con el objetivo de establecer fundamentalmente el tamaño y continuidad del reservorio Vivian que permitiera trazar un programa de desarrollo adecuado para la explotación de dicho reservorio.

En cuanto a la información utilizada en el desarrollo del presente tema, ésta abarca la descripción geológica de los reservorios productores en el yacimiento Maquía, incidiendo

primordialmente en el reservorio Vivian. Asimismo, se utiliza información de núcleos, análisis PVT y la información de presiones obtenida durante la ejecución de las pruebas de límite e interferencia.

En cuanto a la metodología de cálculo para el análisis de la aplicación práctica, se usan el método de Horner (Build-up), Función Y (draw-down) y el método de la Función Ei (interferencia).

La importancia de la ejecución de las pruebas de límite e interferencia en el Yacimiento Maquia, es que los resultados nos han permitido a la fecha, definir el número de pozos óptimo para desarrollar el nivel de reservas de Vivian en la parte Sur de la estructura, establecer regímenes de producción adecuados (para evitar el ingreso prematuro de agua en los pozos del tope de la estructura), efectuar programas de reacondicionamientos orientados a corregir los baleos en algunos pozos; en suma, orientar el desarrollo del campo en forma eficiente.

ANÁLISIS PRUEBAS LIMITE RESERVORIO E
INTERFERENCIA EN POZOS DE PETROLEO - APLICACIONES

T E M A R I O

1. Introducción

2. Fundamentos Teóricos
 - 2.1 Revisión de Conceptos de Flujo de Fluidos en Medios Porosos
 - 2.1.1 Modelo Ideal de Reservorio
 - 2.1.2 Soluciones a la Ecuación de Difusividad
 - 2.1.3 Tipos de Regímenes de Flujo-Characterísticas

 - 2.2 Pruebas de Límite de Reservorio
 - 2.2.1 Definición
 - 2.2.2 Objetivos
 - 2.2.3 Metodología de Análisis

 - 2.3 Pruebas de Interferencia
 - 2.3.1 Definición
 - 2.3.2 Objetivos
 - 2.3.3 Metodología de Análisis

3. Aplicación Práctica - Yacimiento Maquía
 - 3.1 Descripción del Yacimiento Maquía
 - 3.1.1 Geología
 - 3.1.2 Propiedades Petrofísicas de la Roca Reservorio
 - 3.1.3 Propiedades de los Fluidos
 - 3.1.4 Historia Productiva del Yacimiento

3.2 Proceso de Ejecución de la Prueba

3.3 Análisis y Resultados de las Pruebas Límite y de Interferencia Pozo MA-31

4. Conclusiones

5. Tablas

6. Figuras y Gráficos

7. Referencias Bibliográficas

1. INTRODUCCION

Los resultados de las pruebas de presión de fondo en combinación con los datos de producción, permiten determinar: eficiencia de la terminación de un pozo, propiedades petrofísicas de la roca reservorio (permeabilidad), presión estática del reservorio, evaluación del daño, etc. Con dicha información se puede establecer un mejor control y desarrollo eficiente de los reservorios de hidrocarburos.

Entre las aplicaciones más importantes de la información de presiones de fondo es preciso destacar la que permite detectar la presencia de anomalías o condiciones de cambio al comportamiento que se está observando. En este sentido, se puede diseñar pruebas de largo radio de alcance que permita obtener la información deseada. En la ingeniería de reservorios y en la literatura actual se conocen dos tipos de pruebas de gran radio de investigación, ellas son la "Prueba de Límite de Reservorio" y la "Prueba de Interferencia".

El presente trabajo enfoca el análisis de las pruebas de límite de reservorio e interferencia, desde la revisión de los conceptos de flujo de fluidos en medios porosos hasta mostrar un ejemplo de aplicación práctica en el reservorio Vivian del yacimiento Maquía. Se incide fundamentalmente en la metodología utilizada para el aná-

Ilisis del ejemplo de aplicación práctica, tratando de establecer en forma general un esquema guía de análisis que pueda ser utilizado para enfocar este tipo de pruebas en cualquier reservorio de petróleo.

El Yacimiento donde se efectuó las pruebas de límite de reservorio e interferencia, es el Yacimiento Maquía, ubicado en la zona de Selva Central del Perú al extremo Norte del Lote 31. Este yacimiento se encuentra a 120 Kms. al Noroeste de la ciudad de Pucallpa y a 8.5 Kms. al Este de la ciudad de Contamana en el Departamento de Ucayali (Gráfico N° 1).

En el Yacimiento Maquía se ha explotado desde 1957, tres reservorios productivos: Vivian, Cachiyacu y Casablanca.

El reservorio Vivian produce petróleo de 37.6° API, de baja compresibilidad, presión de burbuja muy baja e insignificante cantidad de gas en solución. Análisis de pruebas de formación (DST) iniciales indican características de roca reservorio excelentes (K 1200 md) y la presencia de un acuífero activo manifestado en el buen mantenimiento de la presión del reservorio.

En base a esta información y con el objetivo de tener un mejor conocimiento del reservorio Vivian, que permita un control adecuado del Yacimiento en la parte Sur de la

estructura, se efectuó un programa de pruebas de límite de reservorio teniendo como observador el pozo MA-31 y pruebas de interferencia entre el pozo mencionado y los pozos MA-30, MA-32 y MA-35, productores todos del reservorio Vivian. El análisis de estas pruebas, son materia del presente trabajo.

2. FUNDAMENTOS TEORICOS

2.1 Revisión de Conceptos del Flujo de Fluidos en Medios Porosos

2.1.1 Modelo Ideal de Reservorio

Es importante anotar que en el desarrollo y diseño de técnicas de análisis para pruebas de pozos, en primer término se tiene que efectuar muchas asunciones simplificando el reservorio que se desea modelar.

La cantidad de asunciones que se efectúen son las absolutamente necesarias que permitan obtener soluciones a las ecuaciones que describen nuestro sistema a modelar. Estas asunciones se aplican a una combinación, en cada caso, de:

1. Ley de Conservación de la Masa
2. Ley de Darcy
3. Ecuaciones de Estado

Si consideramos flujo radial en un pozo que se encuentra en un reservorio circular (Figura 1), combinando la Ley de Conservación de la Masa y la Ley de Darcy para un flujo isotérmico de fluidos de compresibilidad pequeña y constante (modelo muy satisfactorio para un flujo de una sola fase de un reservorio de petróleo), obtenemos una ecuación diferencial parcial linearizada:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{0.000264 K} \frac{\partial p}{\partial t} \dots (1)$$

Si asumimos que la compresibilidad, c , es pequeña e independiente de la presión; la permeabilidad, K , es constante e isotrópica; viscosidad, μ , es independiente de la presión; porosidad, ϕ , es constante y que los términos en la ecuación diferencial básica que involucren gradientes de presión cuadradas son insignificantes, se obtiene la denominada ecuación de difusividad (Ecuación 1). En este caso el término $0.000264 K/\phi\mu c_t$ es denominada "difusividad hidráulica" y se representa por el símbolo " η ". La ecuación

(1) se expresa en unidades de campo de la siguiente manera:

- Presión, P : lbs/pulg²
- Distancia, r : pies
- Porosidad, ϕ : fracción
- Viscosidad, μ : centipoises
- Compresib., C_t : vol./vol./psi [$c=(1/\rho)(dp/dp)$]
- Permeabilidad, K: milidarcies
- Tiempo, t : horas
- Difusiv.Hidr., : pies²/hr

Una ecuación similar puede ser desarrollada para el flujo radial de un gas no ideal:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{P}{\mu Z} \cdot r \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi}{0.000264 K} \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{Z} \right) \dots (2)$$

donde Z es el factor de desviación de la ley de gases.

Para el flujo simultáneo de petróleo, gas y agua, la ecuación sería:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_t}{0.000264 \lambda_t} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \dots (3)$$

donde C_t es la compresibilidad total del sistema y se expresa como sigue:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \quad (4)$$

y la movilidad total, λ_t , es la suma de las movilidades de las fases individuales:

$$\lambda_t = \left(\frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_g}{\mu_g} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \dots\dots\dots (5)$$

En la ecuación (4), S_o se refiere a la saturación en la fase de petróleo, C_o a la compresibilidad en la fase de petróleo, S_w y C_w a la saturación y compresibilidad en la fase de agua, S_g y C_g a la saturación y compresibilidad en la fase de gas y C_f a la compresibilidad de la formación.

En la ecuación (5), K_o es la permeabilidad efectiva al petróleo en presencia de otras fases y μ_o es la viscosidad del petróleo; K_g y μ_g son la permeabilidad efectiva y viscosidad respectivamente, referidas a la fase de gas; y K_w y μ_w corresponden a la fase de agua. Debido a que la formación es considerada compresible (volumen poroso de-

crece con la presión), la porosidad no es una constante en la ecuación (3) tal como se asume en las ecuaciones (1) y (2).

2.1.2 Soluciones a la Ecuación de Difusividad

La ecuación de difusividad que describe el flujo de un fluido ligeramente compresible en un medio poroso, presenta 4 soluciones que son usadas particularmente en las "pruebas de formación", las cuales son:

- (.) Solución para un reservorio cilíndrico limitado.
- (.) Solución para un reservorio infinito con un pozo considerado como una línea fuente de radio Q pies.
- (.) La solución de estado pseudoestable.
- (.) Solución que incluye almacenamiento de pozo para un pozo en un reservorio infinito.

Para el desarrollo de estas soluciones, es necesario las asunciones que se resumen a continuación:

- a. Medio poroso homogéneo e isotrópico de espesor uniforme.
- b. Propiedades de roca y de fluido independientes de la presión.
- c. Gradientes de presión pequeñas.
- d. Flujo radial.
- e. Aplicabilidad de la Ley de Darcy (denominado comúnmente flujo laminar).
- f. Fuerzas gravitacionales no significativas.

A continuación se presenta una breve discusión de las soluciones a la ecuación de difusividad previamente citadas.

Reservorio Cilíndrico Limitado

La solución a la ecuación (1), requiere que previamente se especifique 2 condiciones límites y una condición inicial. Una solución real y práctica se obtiene si asumimos:

(.) Que el pozo produce a un regimen constante, q_{Bo} , dentro del wellbore (q se refiere al regimen de flujo en STB/dia a condiciones de superficie y B_o es el factor de volumen de formación en $bb1/STB$).

(.) El pozo, con un radio r_w , está en el centro de un reservorio cilindrico de radio r_e , y no hay flujo a través de este límite externo.

(.) Que antes que empiece la producción, el reservorio tiene una presión uniforme, P_i .

La forma más usual de la solución requerida relaciona la presión fluyente, P_{wf} , en la cara de la formación, al tiempo y propiedades de roca reservorio y de fluido. La solución es:

$$P_{wf} = P_i - 141.2 \frac{q \beta \mu}{K h} \left\{ \frac{2td}{re^2 D} + \ln \frac{re}{r_w} + \frac{3}{4} + \right.$$

$$\left. 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha n^2 td} J_1^2(\alpha n re)}{\alpha n^2 [J_1^2(\alpha n re) - J_1^2(\alpha n r_w)]} \right\} \dots \dots \dots (6)$$

dónde, por conveniencia y eficiencia se introducen las variables adimensionales:

$$reD = re/rw \quad \text{y} \quad tD = 0.000264 K.t/\phi \mu Ct r^2w,$$

y donde:

$$J_1(\alpha n reD) \cdot Y_1'(\alpha n) - J_1'(\alpha n) \cdot Y_1(\alpha n reD) = 0$$

y J_1 , Y_1 son las funciones de Bessel (la compresibilidad total, Ct , es usada en todas las ecuaciones porque siempre las formaciones que producen en una fase simple de petróleo, contienen una fase de agua no movible y tienen compresibilidad de formación).

No será necesario usar la ecuación (6) en su forma completa para calcular el valor numérico de Pwf , porque se puede y de hecho se usa en formas limitadas de la solución. Lo más importante de esta ecuación es que, bajo las asunciones hechas en su desarrollo, es una "solución exacta" a la ecuación de di-

fusividad: y algunas veces se denomina la solución de régimen terminal constante de Van Everdingen-Hurst.

Reservorio Cilíndrico Limitado con un Pozo Línea Fuente

En este caso, la solución se obtiene asumiendo que:

- (.) Un pozo produce a un régimen constante, qB_0 .
- (.) El pozo tiene como radio cero.
- (.) El reservorio está a una presión uniforme, P_i , antes que empiece la producción; y
- (.) El pozo drena un área infinita (tal que $P \rightarrow P_i$ como $r \rightarrow \infty$).

Bajo estas condiciones, la solución a la ecuación de difusividad es:

$$P = P_i + 70.6 \frac{q \beta \mu}{K h} E_i \left(\frac{-948 \phi \mu C_t r^2}{K t} \right) \dots\dots\dots (7)$$

donde P es la presión (psi) a una distancia r (pies) del pozo a un tiempo t (horas), y

$$Ei(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-\mu}}{\mu} d\mu, \text{ es la función } Ei \text{ o}$$

la "integral exponencial".

Se debe recordar que sólo la ecuación (6) es una solución exacta a la ecuación de difusividad y la ecuación (7) es una solución basada en condiciones límites idealizadas. Análisis de esas soluciones muestran que la función Ei es una buena aproximación a la solución más exacta para tiempos que están dentro del rango siguiente:

$$3.79 \times 10^5 \cdot \phi \cdot \mu \cdot Ct \cdot r_w^2 / K < t < 948 \phi \mu Ct \cdot re^2 / K$$

Para tiempos menores que $3.79 \times 10^5 \phi \mu Ct \cdot r_w^2 / K$, la asunción de radio cero del pozo (asumiendo el pozo como una línea fuente) limita la aproximación de la ecuación. A tiempos más grandes que $948 \phi \mu Ct \cdot re^2 / K$ los límites de reservorio empiezan a afectar la distribución de la presión en el reservorio, tal que el reservorio no es de acción infinita.

Una simplificación de la solución a la ecuación de flujo es posible para $x < 0.02$, entonces $Ei(-x)$ puede ser aproximado con un error menor que 0.6% por: $Ei(-x) \approx \ln(1.781x)$(8)

Para evaluar la función Ei , existen valores tabulares en el rango comprendido siguiente: $0.02 < x \leq 10.9$. Para $x \leq 0.02$ se usa la ecuación (8) y para $x > 10.9$, $Ei(-x)$ puede ser considerado cero para aplicaciones en pruebas de presión.

En la práctica se encuentra que muchos pozos presentan una reducción de la permeabilidad (daño) en la zona cercana al pozo, como resultado de las operaciones de perforación o completación. En muchos otros casos, los pozos son estimulados por acidificación o fracturamiento hidráulico.

La ecuación 1.7 no simula los casos anteriores, pues en su derivación se asume explícitamente una permeabilidad uniforme a través del área de drenaje del pozo. Hawkins puntualizó que si la zona dañada o

estimulada es considerada equivalente a una "zona alterada" de permeabilidad uniforme (K_s) y de radio (r_s), la caída de presión adicional a través de esta zona (ΔP_s) puede ser modelada por la ecuación de flujo radial de estado estable (Ver Figura 2).

Entonces,

$$\begin{aligned} \Delta P_s &= 141.2 \frac{q \beta \mu}{K_s h} \ln(r_s/r_w) - 141.2 \frac{q \beta \mu}{K h} \ln(r_s/r_w) \\ &= 141.2 \frac{q \beta \mu}{K h} \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots \dots \dots (9) \end{aligned}$$

Esta ecuación (9) establece que la caída de presión en la zona alterada es inversamente proporcional a K_s .

Combinando las ecuaciones (7) y (9), encontramos que la caída total de presión en la zona cercana al pozo es:

$$\begin{aligned} P_i - P_{wf} &= -70.6 \frac{q \beta_o \mu}{K h} \left[\text{Ei} \left(\frac{-948 \phi \mu C_t r_w^2}{K t} \right) + \Delta P_s \right] \\ &= -70.6 \frac{q \beta \mu}{K h} \left[\text{Ei} \left(\frac{-948 \phi \mu C_t r_w^2}{K t} \right) - 2 \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \right] \end{aligned}$$

Para $r = r_w$ el argumento de la función Ei es suficientemente pequeño después de un corto tiempo, por lo que podemos usar la aproximación logarítmica; entonces, el "drawdown" es:

$$P_i - P_{wf} = -70.6 \frac{q \beta \mu}{K h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{K t} \right) - 2 \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \right]$$

Es conveniente definir el factor skin, s , en términos de las propiedades de la zona alterada equivalente:

$$s = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \dots \dots \dots (10)$$

Entonces, el "drawdown" es:

$$P_i - P_{wf} = -70.6 \frac{q \beta \mu}{K h} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu C_t r_w^2}{K t} \right) - 2s \right] \dots (11)$$

Con respecto a la ecuación (10), podemos decir que si un pozo está dañado ($K_s < K$), "S" será positivo y tomará un valor más alto cuanto más grande sea el contraste entre K_s

y K . No hay un límite superior para "S". Algunos pozos nuevos no fluirán antes de ser estimulados, para esos pozos $K_s = 0$ y "S" tiende al infinito ($S \rightarrow \infty$). Si un pozo es estimulado ($K_s > K$), "S" será negativo y dependerá de la efectividad de la estimulación el valor numérico de "S". Finalmente, si un pozo no está dañado, ni estimulado ($K = K_s$) entonces "S" = 0.

Solución de Estado Pseudoestable

Esta solución a la ecuación de difusividad es simplemente una forma limitante de la ecuación (6), la cual describe el comportamiento de la presión con respecto al tiempo para un pozo en el centro de un reservorio cilíndrico de radio r_e . La forma limitante es tal que es válida para largos tiempos, tal que las sumas que involucran exponenciales y funciones Bessel son insignificantes, después de un tiempo $t > 948 \phi \mu C_t r_e^2 / K$

$$P_{wf} = P_i - 141.2 \frac{q \beta \mu}{K h} \left(\frac{2tD}{r_e^2 D} + \ln r_e D - \frac{3}{4} \right) \quad \text{ó}$$

$$P_{wf} = P_i - 141.2 \frac{q \beta \mu}{K h} \left[\frac{0.000527 K t}{\phi \mu C_t r_e^2} + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots (12)$$

Diferenciando esta ecuación con respecto al tiempo,

$$\frac{\partial p_{wf}}{\partial t} = \frac{0.0744 q \cdot \beta}{\phi \cdot Ct \cdot h \cdot re^2}$$

Entonces, el volumen de líquido que llena el espacio poroso del reservorio, V_p (pies cúbicos), es:

$$V_p = \pi r_e^2 h \phi$$

$$\text{Luego: } \frac{\partial p_{wf}}{\partial t} = \frac{0.234 q \cdot \beta}{Ct \cdot V_p} \dots\dots\dots (13)$$

Esto significa, que durante este período de tiempo, el régimen de declinación de presión es inversamente proporcional al volumen líquido que llena los poros, V_p . Este resultado nos conduce a una forma de prueba de pozo algunas veces denominada "prueba límite", la cual nos permite determinar el tamaño del reservorio a partir de la variación de la presión con el tiempo en las cercanías del pozo.

En otras formas también la ecuación (12) es usada para algunas aplicaciones. Lo ante-

rior involucra reemplazando la presión original del reservorio, p_i , con la presión promedio p , para obtener el volumen de drenaje del pozo. La presión volumétrica promedio con el volumen de drenaje del pozo pueden ser encontrados del balance de materia. La caída de presión ($p_i - p$) resultante de la remoción de $q.B.$ Bls. reservorio/día de fluido para " t " horas (un volumen total removido de $5.615 q.B (t/24)$ pies cúbicos) es:

$$p_i - p = \frac{\Delta V}{Ct.V} = \frac{5.615 q.B (t/24)}{Ct (\pi r_e^2 \cdot h \cdot \phi)} = \frac{0.0744 \sigma.B.t}{\phi.Ct.h.re^2} \dots (14)$$

Sustituyendo en la ecuación (12),

$$P_{wf} = p + \frac{0.0744 q.B.t}{\phi.Ct.h.re^2} = \frac{0.0744 q.B.t}{\phi.Ct.h.re^2} + 141.2 \frac{q.B.\mu}{K.h}$$

$$\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

$$\text{ó } P - P_{wf} = 141.2 \frac{q.B.\mu}{K.h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots \dots \dots (15)$$

Las ecuaciones (12) y (15) son más usuales en la práctica si ellas incluyen un factor

skin que simule el efecto de muchos pozos dañados o estimulados. Por ejemplo, en la ecuación (15),

$$P - P_{wf} = 141.2 \frac{q \cdot \beta \cdot \mu}{K \cdot h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] + (\Delta P)_s$$

$$\bar{P} - P_{wf} = 141.2 \frac{q \cdot \beta \cdot \mu}{k \cdot h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots \dots \dots (16)$$

$$\text{y } P_i - P_{wf} = 141.2 \frac{q \cdot \beta \cdot \mu}{K \cdot h} \left[\frac{0.000527 \cdot K t}{\phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_e^2} + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right] \dots \dots \dots (17)$$

Luego se puede definir una permeabilidad promedia, K_j , tal que:

$$P - P_{wf} = 141.2 \frac{q \cdot \beta \cdot \mu}{K_j \cdot h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] = 141.2 \frac{q \cdot \beta \cdot \mu}{K \cdot h}$$

$$\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

$$\text{de donde, } K_j = K \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right] / \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + s \right]$$

$$\dots \dots \dots (18) \dots \dots \dots$$

Esta permeabilidad promedia, K_j , tiene un valor considerable en los análisis de pruebas de presión. Hay que notar que para un pozo dañado, la permeabilidad promedia, K_j , es más baja que la verdadera permeabilidad

de la formación K; en efecto, esas cantidades son iguales sólo cuando el factor skin es cero. Algunas veces se estima la permeabilidad de un pozo del índice de productividad (PI) medido, y el índice de productividad J (STB/día/psi), de un pozo se define como:

$$J = \frac{q}{P - P_{wf}} = \frac{Kj \cdot h}{141.2 \cdot \beta \cdot \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right]}$$

.....(19).....

Este método no provee necesariamente un buen estimado de la permeabilidad de la formación, K.

Flujo Radial en un Reservorio Infinito con Almacenamiento de Pozo

Esta solución a la ecuación de difusividad incluye un fenómeno causante de la variación de regímenes de flujo después que la producción empieza. Este fenómeno se conoce como "wellbore storage" (almacenamiento de pozo). En la Figura 3 se muestra gráficamente este fenómeno.

Considerando un cierre en un pozo de petróleo en un reservorio con una presión uniforme y no cambiante; la presión del reservorio soportará una columna de líquido hasta un peso de equilibrio en el wellbore. Si se abre una válvula en superficie y se inicia el flujo, la primera producción de petróleo será la que está almacenada en el wellbore y el régimen de flujo inicial de la formación al pozo será cero.

Con el incremento del tiempo de flujo, a un régimen de producción constante en superficie, el régimen de flujo en el fondo será aproximadamente igual al régimen de superficie y la cantidad de líquido almacenado en el wellbore tendrá un valor aproximadamente constante. A continuación, se desarrollan relaciones matemáticas entre los regímenes en la cara de la formación y los de superficie. Si consideramos un pozo con una interfase líquido/gas en el wellbore, como se muestra en la Figura 3, y asumimos que hay algún mecanismo (unidad de bombeo o gas lift) para llevar el líquido a superficie, asimismo el régimen de superficie " q " es variable en el caso general, se tiene que un

balance de masa en el wellbore el regimen de liquido es $q_{sf} B$ en bbl. reservorio/día; el regimen de liquido fuera es q_B en Bbl.reservorio/día; y el regimen de acumulación de liquido en el pozo es:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{24 \cdot V_{wb}}{5.615} \right) = \frac{24 A_{wb}}{5.615} \frac{dz}{dt}$$

Entonces, asumiendo el área del wellbore constante, A_{wb} , y el factor de volumen de formación de petróleo constante, B , el mismo en la cara de la formación y en superficie, el balance es:

$$\frac{24}{5.615} A_{wb} \cdot \frac{dz}{dt} = (q_{sf} - q) B \dots\dots (20)$$

Para un pozo con una presión en superficie P_t ,

$$P_w = P_t + \frac{\rho \cdot z}{144} \frac{g}{g_c} \dots\dots\dots (21)$$

Donde ρ es la densidad del liquido en el wellbore (lbm./pies³) y $g/g_c = \text{lb}_f/\text{lb}_m$.

Entonces,

$$\frac{d(P_w - P_t)}{dt} = \frac{\rho}{144} \cdot \frac{g}{gc} \cdot \frac{dz}{dt} \dots\dots\dots (22)$$

$$\text{Luego, } \frac{(24) \cdot (144)}{5.615 \cdot \rho} \cdot \frac{g \cdot c}{g} = A_{wb} \cdot \frac{d(P_w - P_t)}{dt} \\ - (q_{sf} - q) B \dots\dots\dots (23)$$

Definiendo la constante de almacenamiento de pozo como C_s :

$$C_s = \frac{144 \cdot A_{wb}}{5.615 \cdot \rho} \cdot \frac{g \cdot c}{g} \dots\dots\dots (24)$$

Entonces,

$$q_{sf} = q + \frac{24 \cdot C_s}{B} \cdot \frac{d(P_w - P_t)}{dt} \dots\dots\dots (25)$$

Para una presión de superficie, P_t , igual a cero o no cambiante, una mejor y no necesariamente válida asunción es:

$$q_{sf} = q + \frac{24 \cdot C_s}{B} \cdot \frac{d P_w}{dt} \dots\dots\dots (26)$$

Para comprender la solución a los problemas de flujo que incluyen almacenamiento de pozo, es necesario introducir variables adimensionales. Definir q_i como el régimen en superficie a $t = 0$ e introducir las definiciones de tiempo adimensional y presión adimensional:

$$\frac{0.00708 K.h.(P_i - P_w)}{(q_i).\beta.\mu} \dots\dots\dots (27)$$

$$\frac{0.000264.K.t}{\phi.\mu.Ct.rw^2} \dots\dots\dots (28)$$

Sustituyendo,

$$\frac{d P_w}{dt} = \frac{(q_i).\beta.\mu}{0.00708.Kh} \times \frac{0.000264.K}{\phi.\mu.Ct.rw^2} \frac{d P_D}{dt_D}$$

$$\frac{0.0373(q_i).\beta}{\phi.\mu.Ct.h.rw^2} \frac{d P_D}{dt_D} \dots\dots\dots (29)$$

Luego,

$$q_{sf} = q \frac{0.894(q_i).Cs}{\phi.Ct.h.rw^2} \frac{d P_D}{dt_D} \dots\dots\dots (30)$$

Si definimos una constante adimensional de almacenamiento de pozo, C_{SD} , como:

$$0.894.Cs / \phi.Ct.h.rw^2 \dots\dots\dots (31)$$

Entonces,

$$q_{sf} = q_i \left[\frac{q}{q_i} - \left(C_{SD} \frac{d p_D}{d t_D} \right) \right] \dots\dots\dots (32)$$

Para un regimen de producción constante [$q(t) = q_i$], la ecuación (32) se transforma a:

$$- \left(C_{SD} \frac{d p_D}{d t_D} \right) \dots\dots\dots (33)$$

La ecuación (33) es la condición límite para el problema de un flujo a regimen constante de un liquido ligeramente compresible con almacenamiento de pozo.

Notar que, para un pequeño C_{SD} o para un pequeño dp_D/dt_D , $q_{sf}/q_i \approx 1$, esto significa que el efecto de almacenamiento de pozo será insignificante.

Como un segundo ejemplo, consideramos un pozo (ver Figura 4) que contiene un fluido de una sola fase (liquido o gas) y que

produce a un regimen en superficie, q . Si V_{wb} es el volumen del pozo abierto a la formación en barriles y C_{wb} es la compresibilidad del fluido en el pozo (evaluada a las condiciones de pozo), los componentes del balance de masa son:

$$(1) \text{ Regimen de fluido dentro} = q_s B$$

$$(2) \text{ Regimen de fluido fuera} = qB$$

$$(3) \text{ Regimen de acumulación de fluido en el pozo} = 24 \cdot V_{wb} \cdot C_{wb} \left(\frac{dp_w}{dt} \right).$$

Luego el balance es:

$$(q_{sf} - q) \cdot B = 24 \cdot V_{wb} \cdot C_{wb} \cdot \frac{dp_w}{dt} \dots\dots\dots (34)$$

$$\text{ó, } q_{sf} = q + \frac{24 \cdot V_{wb} \cdot C_{wb}}{B} \frac{dp_w}{dt} \dots\dots\dots (35)$$

En este caso, $C_s = C_{wb} \cdot V_{wb}$. Luego,

$$q_{sf} = q + \frac{24 \cdot V_{wb} \cdot C_{wb}}{B} \frac{dp_w}{dt} \dots\dots\dots (36)$$

La ecuación (36) es idéntica a la ecuación (26); donde sólo la constante de almacenamiento de pozo, C_s , tiene una definición diferente:

La ecuación radial de difusividad con la ecuación de almacenamiento de pozo (ec. 33) como una condición límite, radio de drenaje infinito, presión de formación inicial uniforme y daño de formación o estimulación (caracterizados por el factor Skin, S), han sido solucionados analítica y numéricamente.

2.1.3 Tipos de Regímenes de Flujo y sus Características.

Existen un grupo de ecuaciones de flujo prácticas que describen el régimen de flujo al cual representan, ya sea éste el de estado estable, pseudoestable e inestable. Nos referimos al flujo estable o estacionario a la situación en la cual la presión y la distribución del régimen en el reservorio permanece constante con el tiempo. El estado de flujo inestable es la situación en la cual la presión y el régimen de flujo varían con el tiempo. El estado pseudoestable es un caso especial del estado inestable que se semeja al estado de flujo estable, donde la caída de presión con respecto al tiempo es constante en cualquier punto del reservorio.

Características del Estado de Flujo Estable
(STEADY-STATE FLOW)

La Figura 5 representa la distribución de la presión y el régimen de flujo durante el flujo radial en un pozo que presenta las características de flujo estable o estacionario.

Matemáticamente se establece que en flujo estable: $dp/dt = 0$.

La distribución de presión y el régimen de flujo serán los mismos tanto tiempo como el área de drenaje permanezca en flujo de estado estable. La ecuación de Darcy puede ser resuelta para la gradiente de presión: $\Delta p / \Delta x$ a cualquier radio, de la manera siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta r} \right)_r = \frac{q \cdot \mu}{1.127 \cdot K \cdot A_r} \dots \dots \dots (37)$$

La sección areal (A) es suscripta con un "r" que indica que es una función del radio; luego, la gradiente de presión es también función del radio.

Para un radio particular y a un regimen de flujo particular, q , se debe notar que la pendiente en el ploteo de presión versus el radio, $(\Delta P/\Delta r)$, permanecerá constante tanto tiempo como la saturación no cambie, lo cual podría cambiar la permeabilidad efectiva, K . Consecuentemente, la distribución de presión permanecerá constante tanto tiempo como el regimen de flujo permanezca constante. Esto podría aplicarse igualmente a pozos con fluidos compresibles tal como el gas, si el regimen de flujo q , está expresado en unidades de masa tal como pies cúbicos standard. Luego, las historias de presión y regimenes de flujo del pozo podrían ser usados para determinar si es que un pozo se encuentra en estado estable o no. Si el regimen de flujo es constante y la presión fluyente de fondo permanece constante, podría haber muy poca duda de que el área de drenaje de este pozo se encuentre en estado de flujo estable.

Hay que notar que para que tal situación sea estrictamente cierta, es necesario que el flujo a través del radio de drenaje externo, r_e , sea igual al flujo a través del radio del pozo, r_w , y que sea el mismo fluido el

que atraviese los 2 radios. Esto no se encuentra estrictamente en un reservorio, pero una impulsión con un acuífero muy activo, o donde el regimen del influjo de agua sea igual al regimen de producción, nos dará una historia de presión y regimen de flujo idéntico al descrito en la Figura 5. El mantenimiento de la presión por inyección de agua "down-dip" o por inyección de gas "up-dip" podrian también aproximarse a condiciones de estado estable.

Las ecuaciones de estado estable son algunas veces usadas para analizar las condiciones cercanas al pozo porque aún en un sistema de estado inestable el regimen de flujo cercano al pozo es casi constante tal que las condiciones alrededor del pozo son casi constantes. Entonces, las ecuaciones de flujo de estado estable pueden ser aplicadas a esta porción del reservorio con un error casi despreciable.

Características del Estado de Flujo Inestable

La Figura 6 muestra la distribución de la presión y el regimen de flujo para un sis-

tema similar al sistema radial de estado estable, excepto que en este caso toda la producción de petróleo se debe a la expansión del fluido en el reservorio. Esto causa que el régimen de flujo a un radio r_e es igual a cero y el régimen incrementa a un máximo a un radio r_w , que es el radio del pozo. Con el flujo "cero" a través del radio, r_e , la energía que causa el flujo de fluido es sólo, la expansión de los fluidos mismos. Inicialmente la presión es uniforme a través del reservorio, p_i . Esto representa el tiempo "cero" de producción.

La Figura 6 también muestra la historia de presión y el régimen de flujo para un sistema de estado inestable. El régimen de producción es controlado de tal manera que la presión en el pozo es constante. Después de un corto período de tiempo de producción, el pozo produce a un régimen tal que la presión del pozo permanece constante, y se obtiene de esta forma una distribución de presión como la mostrada en la curva $p @ t_1$. Notar que a este corto tiempo sólo una pe-

queña porción del reservorio ha sido afectada o ha tenido una caída de presión significativa.

Es preciso recordar que el flujo tiene lugar debido a la expansión del fluido. Consecuentemente, si no existe caída de presión en el reservorio en un punto particular o fuera de este punto, no podría tener lugar el flujo a este radio particular. Así como se muestra en el ploteo de $q \text{ @ } t_1$, el régimen a r_e es cero e incrementa con una reducción en el radio hasta un régimen máximo en el reservorio que se obtiene a r_w . La Figura 6 es esquemática y no cuantitativa.

Las distribuciones de presión y régimen de flujo a un tiempo t_1 representan simplemente un instante en el tiempo y las distribuciones de presión y régimen de flujo se mueven a través de esas posiciones inmediatamente como la producción continúa afectando más y más el reservorio. Esto es, que mayor porción del reservorio a medida que transcurre el tiempo experimenta una caída de presión significativa y que está sujeta al flujo, hasta que la totalidad del reservorio

es afectada como se muestra en la curva de presión a t_2 . El régimen, q , a t_2 indica que el régimen de flujo a este tiempo se extiende por todo el reservorio sólo si todo el reservorio ha sido afectado y tiene una significativa caída de presión.

Notar que el régimen en el pozo ha declinado un poco entre t_1 a t_2 , puesto que la misma caída de presión ($p_i - p_w$) es efectiva después a un mayor volumen del reservorio. Una vez que la presión en el reservorio total ha sido afectada, la presión caerá a través del reservorio como la producción continúa tal que la distribución de presión será como muestra la curva $p @ t_3$ en la Figura 6. El régimen de flujo habrá declinado un poco durante el tiempo de t_1 a t_2 , debido al incremento en el radio después del cual el flujo está tomando lugar y continuará declinando de t_2 a t_3 debido a que la caída total de presión de r_e a r_w , ($p_e - p_w$), está declinando. La Figura 6 es un ejemplo de características de flujo de estado inestable, una vez que la presión y el régimen

están variando con el tiempo, excepto para una presión que está siendo mantenida artificialmente.

El flujo de estado inestable puede decirse cubre todas las condiciones de reservorio no registradas debajo y encima del estado estable. En forma general se representa el flujo inestable por la siguiente ecuación: $dp/dt = \text{variable}$. El sistema particular que se ha descrito podría representar el modelo de un pozo fluyente a su capacidad plena o de otra manera un cambio constante del tamaño del estrangulador, tal que la presión del pozo en el fondo del hueco tienda a permanecer constante. Luego, si el reservorio no experimenta incremento en la saturación de agua, la distribución de presión y el regimen fuera del radio de drenaje de los pozos, re, podría ser similar al que se muestra en la Figura 6.

Se debe notar también que de $t = 0$ a t_2 , cuando una caída de presión está finalmente afectando el reservorio, las distribuciones de presión y regimen de flujo podrían no ser afectados por el tamaño del reservorio o la

posición del radio externo de drenaje, r_e . Durante este tiempo, decimos que el reservorio es de acción infinita porque durante este período el radio externo de drenaje, r_e , podría matemáticamente ser infinito.

Encontraremos casi siempre que en sistemas de reservorios que son dominados por el flujo de estado pseudo-estable, el efecto de los cambios en los regímenes de producción o en las presiones, serán gobernados por ecuaciones de flujo de estado inestable hasta que los cambios sean por un tiempo suficientemente largo que afecte totalmente el reservorio, y tienda dicho reservorio a aproximarse otra vez a una condición de estado pseudo-estable.

Características del Estado de Flujo Pseudo-estable

La característica principal de este tipo de flujo, denominado también flujo pos-transiente, es el comportamiento lineal de la presión con respecto al tiempo ($dp/dt=C_{te}$). La Figura 7 ilustra la distribución de presión y régimen de flujo para el mismo sistema de estado inestable discutido en la Fi-

gura 6 considerando en este caso particular que el régimen en el pozo q_w , permanece constante. Esto podría ser comparable a un pozo que produce con Unidad de Bombeo a un régimen constante. La presión a través del reservorio a un tiempo $t = 0$, es uniforme, se denomina p_i . Entonces, después de un corto tiempo de producción t_1 produciendo a un régimen constante sólo una pequeña porción del reservorio habrá experimentado una caída significativa en la presión y consecuentemente el reservorio será fluyente sólo fuera a un radio r_1 . Como la producción continúa a un régimen constante el total del reservorio eventualmente experimentará una caída significativa en la presión, tal como se muestra en la curva p a t_2 de la Figura 7. Un corto tiempo después la presión del reservorio será afectada lo que suscitará situaciones un tanto inesperadas.

El cambio en la presión con respecto al tiempo, para todos los radios en el reservorio, empieza uniformemente tal que las distribuciones de presión a tiempos subsiguientes son paralelas como se ilustra en las curvas de distribución de presión p

respondiente a los tiempos t_3 , t_4 y t_5 . Esta situación continuará con cambios constantes en la presión con el tiempo a todo radio y con las consecuentes distribuciones de presión paralelas hasta que el reservorio no sea lo suficientemente grande que permita sostener un régimen de flujo constante en el pozo. Esto ocurrirá cuando la presión en el pozo, p_w , esté cercanamente a su límite inferior constante. Se debe notar que durante el tiempo que el cambio de presión con el tiempo a través del reservorio es constante, la distribución del régimen permanecerá constante. Esto puede apreciarse examinando la ecuación (38), que describe el régimen de flujo a un radio particular, q_r :

$$q_r = \frac{1.127 \cdot K \cdot A_r}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{\Delta r} \right) \dots \dots \dots (38)$$

Para un radio particular, A_r será una constante. También, a no ser que algún cambio de saturación ocurra en el reservorio, la permeabilidad, K , permanecerá constante. Ahora, se debe notar también que $(\Delta P/\Delta r)$ a cualquier radio particular representa la

pendiente del ploteo de la presión vs el radio y que mientras las distribuciones de presión permanezcan paralelas la pendiente del plot a un radio particular permanecerá constante y el régimen de flujo a este radio será constante.

Esta situación en el reservorio, que exista después que el reservorio ha sido producido a un régimen constante por un largo período de tiempo y que afecta la totalidad del reservorio causando un cambio constante en la presión con el tiempo a todo radio, resultando en distribuciones de presión paralelas con sus correspondientes distribuciones de régimen constantes, es denominado flujo de estado psudoestable. Es fácil ver como se obtuvo el nombre. Puesto que todos los términos en la ecuación de Darcy aparecen como constantes o se hacen permanecer constantes, es normal asumir que el flujo de estado estable existe. En realidad, Craft y Hawkins se refieren a este fenómeno como el flujo de estado estable de un reservorio limitado. Entonces por la definición de estado estable previamente citado se verá que la presión absoluta está

cambiando a través del reservorio, con el tiempo y luego el sistema podría, de acuerdo a definición, ser estado inestable.

Por tanto, el término pseudo, o falso estado estable se refiere a un sistema que tiende a representar el estado estable pero es realmente estado inestable.

2.2 Pruebas de Límite de Reservorio

2.2.1 Definición

La prueba de Límite de Reservorio más utilizada es la "drawdown extendida", consiste en efectuar mediciones del cambio de la presión fluyente de fondo de un pozo, que se encuentra produciendo a un régimen constante durante todo el tiempo de flujo. Este flujo normalmente debe ser precedido por un cierre prolongado del pozo, que permita igualizar o uniformizar la presión a través de la formación hasta alcanzar una presión inicial constante.

Para la determinación de límites en un reservorio, son de interés las pruebas de largo radio de alcance, o sea, aquellas que comprenden el estado de flujo pseudoestable.

2.2.2 Objetivos

Las pruebas de Límite de Reservorio permiten determinar:

- a. Tamaño y forma del reservorio.
- b. Volumen de hidrocarburos contenidos en el reservorio.
- c. Distancias a contactos de fase y barreras.
- d. Características de roca reservorio.

Este tipo de pruebas fueron propuestas inicialmente en un trabajo desarrollado por Park, J; Jones en la revista 184 de Oil and Gas Journal del 18.06.1956, con el propósito de determinar el volumen de drenaje a partir de datos de presión de un sistema en estado pseudoestable. En los años sucesivos, las pruebas de límite han tomado una gran importancia como herramientas que permiten obtener información sobre el tamaño de los reservorios de hidrocarburos. En circunstancias apropiadas y bajo condiciones controladas, este tipo de pruebas pueden constituir un parámetro importante en la evaluación de la explotación de los yacimientos.

2.2.3 Metodología de Análisis

La prueba más usual en una evaluación de límites de reservorio es la prueba drawdown. Lo ideal significa correr esta prueba produciendo un pozo en un reservorio a un régimen constante con la presión uniforme al tiempo de empezar la producción.

De lo que se trata es de considerar el efecto que un límite podría tener sobre la presión fluyente de un pozo que está produciendo a un régimen constante.

Un pozo ubicado a una distancia "d" de un plano de límite de reservorio (Figura 8), podría tener el mismo comportamiento que uno de los pozos ubicados a una distancia "2d" en un reservorio de acción infinita, si ambos producen a regímenes idénticos. Esto es verdad, porque al no haber flujo a través de la línea que representa todos los puntos equidistantes de los 2 pozos como se muestra en la Figura 8, la geometría del flujo entre los pozos en un modelo de acción infinito sería exactamente el mismo que la geometría del flujo dentro del pozo real. Para ana-

lizar el comportamiento de la presión en el modelo de acción infinita con ambos pozos produciendo a un régimen constante, podríamos aplicar las soluciones de régimen constante a la ecuación radial de difusividad. La presión del pozo a cualquier tiempo particular, será igual a la presión inicial menos la caída de presión causada por el régimen de flujo "q" al radio del pozo, menos la caída de presión adicional debido al daño del pozo, menos la caída de presión causada por el régimen "q" en el pozo imagen a un radio $2d$.

$$P_w = P_i - \frac{0.141 q_w}{K_h} (PF)_{\text{REAL}} - \Delta P_{\text{SKIN}} - \frac{0.141 q_w}{K_h} (PF)_{\text{IMAGEN}}$$

.....(39).....

El único camino por el cual podemos evaluar la caída de presión causada por el régimen de flujo "q" a un radio "2d", es usando la solución de la función Ei , con el modelo de acción infinita donde un pozo imagen está produciendo a un régimen "q" a una distancia $2d$ del pozo real.

Sólo podemos usar la solución de la función Ei cuando el reservorio es de acción infinita. Podemos también usar una función de la presión de acción infinita para el pozo real. La ecuación de la función log puede entonces ser usada para evaluar la función presión para el pozo real porque en este caso requerimos la caída de presión al radio del pozo donde se conoce el régimen de flujo. Se usa la función log para tiempo adimensional más grande que 100, pero esto normalmente ocurre en cuestión de unas pocas horas, minutos o segundos desde que el tiempo adimensional está basado en el pequeño radio del pozo, lo cual hace que incremente muy rápidamente con pequeños tiempos. Luego, usando la función log para la función de presión real y la función Ei para la función de presión imagen, se puede expandir la ecuación (39) a:

$$P_w = P_i - \frac{0.141 \cdot q \cdot \mu}{K \cdot h} \left(\frac{1}{2} \right) \left(\ln t_{D \text{ REAL}} + 0.809 \right) - AP_{\text{SKIN}}$$

$$\frac{0.141 \cdot q \cdot \mu}{K \cdot h} \left(\frac{1}{2} \right) \left(Ei - 4 \cdot t_{D \text{ IMAGEN}}^{-1} \right) \dots \dots (40)$$

Si se plotea la presión fluyente de fondo de un pozo, de una prueba drawdown, contra el log del tiempo de producción se tendrá las características ilustradas en la Figura 9, si cercanamente existe un plano de límite de reservorio.

Notar que, después de un corto período correspondiente al tiempo para td real excediendo ≈ 100 , hay una relación de línea recta entre la presión del pozo y el log del tiempo de producción. Examinando la ecuación (40) podemos certificar dicha relación. Los términos P_i y ΔP_{skin} no cambian con el tiempo, de tal manera que ellos no afectan la pendiente.

También recordemos que si tomamos algún período finito de tiempo para la producción del pozo imagen, esto afecta la presión al radio $2d$. Cualquier otro camino de explicación de lo anterior, se puede notar del plot de la función Ei con el tiempo adimensional, en que la función es esencialmente cero hasta que el tiempo reducido excede aproximadamente 0.1.

Ahora notar, que si se extrapola la porción de línea recta temprana de este plot, la diferencia entre esta extrapolación, P_w^1 , y la presión real del pozo es igual al último término de la ecuación 40.

$$P_w^1 - P_w = \frac{0.141 \cdot q \cdot \mu}{K \cdot h} \left[\left(\frac{1}{2} \right) \cdot \left(Ei \cdot \frac{1}{4 t_{D \text{ IMAGEN}}} \right) \right] \dots (41)$$

Notar que el término $t_{D \text{ imagen}}$ está basado en un radio de $2d$:

$$t_{D \text{ IMAGEN}} = \frac{6.33 \cdot K \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot C (2d)^2} \dots (42)$$

Estas ecuaciones y observaciones son medios que nos permiten determinar la distancia a los límites de reservorio. Si se grafica la presión del pozo contra el log del tiempo de producción como en la Figura 9, extrapolamos la porción de línea recta temprana y se lee la diferencia entre la línea recta extrapolada y la presión real registrada a algún tiempo de producción notado, podemos sustituir este valor por $P_w^1 - P_w$ en la ecuación (41) y solucionar por completo la función Ei . Luego, haciendo uso del gráfico de la

función Ei vs. el tiempo reducido, se puede encontrar un tiempo reducido correspondiente $t_{d\text{imagen}}$. Colocando este tiempo reducido en la ecuación (42) podemos calcular la distancia al límite, d .

Este cálculo puede ser hecho simplemente usando la región de línea recta temprana del plot a evaluar ($0.141 \text{ } \mu\text{B/kh}$). Notar que si se expande el tiempo reducido en la expresión Pw' de la Figura 9, se separa el tiempo en días del resto del término log y se cambia el log a una base 10 log podemos evaluar la pendiente de Pw' vs. el log del tiempo. En este caso, encontramos que el valor de la pendiente es el mismo que el valor que se ha encontrado muchas veces previamente.

$$M = \frac{0.1625 \cdot q \cdot \mu}{K \cdot h} \dots\dots\dots (43)$$

Ahora podemos usar esta función de la pendiente en la ecuación (41) y obtener:

$$Pw^t = Pw - 0.867m \left[\left(\frac{1}{2} \right) \cdot \left(-Ei \cdot \frac{-1}{4 t_{D \text{ IMAGEN}}} \right) \right] \dots\dots\dots (44)$$

La pendiente puede también ser usada para evaluar la movilidad, K/μ , a usarse en la ecuación (42) para calcular la distancia d del tiempo reducido, t_{imagen} .

Existen muchos casos donde la información de una prueba drawdown, tal como la mostrada en la Figura 9, ha sido erróneamente interpretada como efecto de una barrera del reservorio cuando dicho comportamiento se debe a algún otro fenómeno. Uno de los efectos más común en un drawdown, que es similar al efecto de una barrera, es un cambio en la saturación de gas alrededor del pozo, debido al excesivo "drawdown". Las presiones bajas alrededor del pozo causan una gran cantidad de gas liberado en este punto del reservorio y esto incrementa la saturación de gas, lo cual a su vez causa un correspondiente decrecimiento en la permeabilidad efectiva al petróleo y el efecto es similar al causado por una barrera en el reservorio. También se puede notar que la interferencia de algún pozo productor del mismo reservorio, podría causar un efecto idéntico al de una barrera.

Parece algo sin importancia, pero el ingeniero debería tener certeza que no está viendo el efecto de algún pozo antes que el efecto de una barrera. Este es un error muy frecuente.

Debido a la posibilidad de confundir un efecto barrera con otros efectos en el reservorio, muchas alternativas han sido propuestas para minimizar la posibilidad de un error. Se debe notar en las ecuaciones (39) y (40) que cuando el tiempo reducido base para el pozo imagen es más grande que 100, la función Ei puede ser reemplazada por el log de la ecuación. La ecuación (40) podría luego ser escrita así:

$$P_i = \frac{0.141 \cdot q \cdot \mu}{K \cdot h} \left(\frac{1}{2} \right) \cdot (\ln t_{D \text{ REAL}} + 0.809) -$$

$$\Delta P_{\text{SKIN}} = \frac{0.141 \cdot q \cdot \mu}{K \cdot h} \left(\frac{1}{2} \right) \cdot (\ln t_{D \text{ IMAGEN}} + 0.809)$$

.....(45).....

Se debe notar que el cambio en el segundo término con el tiempo, será proporcional al cambio en el log del tiempo de producción y el cambio en el valor del último término con el tiempo será proporcional al cambio en el

log del tiempo de producción. Comparando este cambio en la presión del pozo con el tiempo, con el cambio antes que los efectos de la barrera se sientan en el pozo, veremos que la pendiente del gráfico de presión del pozo vs. el log del tiempo es exactamente el doble que la que se tenía antes que el efecto barrera se sintiese en el pozo.

La técnica recomendada para determinar si el comportamiento de la presión observada se debe a una barrera de reservorio o es causada por algún otro efecto, es repetir el cálculo de la distancia a la barrera usando diferentes tiempos y sus correspondientes tiempos de producción. Todos estos cálculos darían el mismo resultado en cuanto a la distancia a la barrera con la aproximación de la medición y ploteo de los datos. Es preciso anotar, que si una segunda barrera existe en un reservorio, tal que la distancia a la primera barrera pueda ser establecida de la presión drawdown, antes que la segunda barrera empiece a afectar dicha presión, es quizás posible determinar la distancia a esa segunda barrera. Por ejemplo, considerando el caso simple de la Fi-

gura 10, donde la distancia a la barrera más cercana es "d", y la distancia a la siguiente barrera cerrada es d_2 ; en orden a tener el mismo drenaje y patrón de flujo en un reservorio de acción infinita, sería necesario tener 4 pozos espaciados, como se muestra en la Figura 10 y produciendo al mismo régimen.

Basados en el patrón de la Figura 10, podemos escribir una ecuación para la presión en el pozo real a cualquier tiempo, usando la función Ei para evaluar la caída de presión causada por los 3 pozos imagen a radios $2d$, $2d_2$, y la distancia del pozo imagen 3 al pozo real, la cual es la hipotenusa del triángulo rectángulo cuyos lados son $2d$ y $2d_2$.

$$P_w = P_i - 0.867m \cdot \left(\frac{1}{2}\right) \cdot (\ln t_{D \text{ REAL}} + 0.809) - \Delta P_{\text{SKIN}}$$

$$- 0.867m \cdot \left(\frac{1}{2}\right) \cdot \left(-Ei \cdot \frac{-1}{4 t_{D \text{ IMAGEN 1}}}\right) - 0.867m \cdot \left(\frac{1}{2}\right) \cdot \left(-Ei \cdot \frac{-1}{4 t_{D \text{ IMAG.2}}}\right)$$

$$- 0.867m \cdot \left(\frac{1}{2}\right) \cdot \left(-Ei \cdot \frac{-1}{4 t_{D \text{ IMAGEN 3}}}\right) \dots\dots\dots (46)$$

Es preciso notar que el término del pozo imagen 1, empieza a tener un valor significativo antes que los términos de los otros pozos imagen tengan valores significativos. Si este período de tiempo es suficientemente largo, será posible determinar la distancia "d" al límite cercano. Una vez que la distancia "d" al límite cercano ha sido determinado, el término que contiene el tiempo reducido para el pozo imagen # 1, puede ser evaluado para cualquier tiempo de producción requerido. En tal caso, el término para el pozo imagen 2 empezará a ser significativo antes que el término del pozo imagen 3 sea significativo.

Entonces, $P_w^1 - P_w$, podrá ser evaluado para algún tiempo después de que el término del pozo imagen 2 sea significativo y antes que el término del pozo imagen 3 empiece a ser significativo; luego la distancia a la segunda barrera cerrada será calculada de la ecuación:

$$P_w^1 - P_w = 0.867m \left[\left(\frac{1}{2} \right) \left(-Ei \frac{-1}{4 t_{D \text{ IMAGEN 1}}} \right) \right] - 0.867m \left[\left(\frac{1}{2} \right) \left(Ei \frac{-1}{4 t_{D \text{ IMAGEN 2}}} \right) \right] \dots \dots \dots (47)$$

y la ecuación para el tiempo reducido, (43). Como anteriormente, el tiempo reducido para el pozo imagen 2, sería evaluado calculando el primer término de la ecuación (47) y luego encontrar el correspondiente tiempo reducido de la gráfica de la función E_1 .

Consideraciones cuidadosas mostrarán que este procedimiento podría ser seguido para cualquier número de barreras, puesto que ellas están suficientemente separadas en distancia, tal que cada distancia a una barrera pueda ser determinada antes que la siguiente barrera cerrada afecte la presión "drawdown". Este procedimiento podría ser simplificado si la relación entre distancias es tal que el efecto del último límite esté gobernado por el log de la ecuación antes que el siguiente límite cerrado se sienta en el pozo. En tal caso, la presión del pozo podría otra vez graficarse como una línea recta contra el log del tiempo de producción. Esta nueva línea recta podría extrapolarse y la diferencia entre la extrapolación y la presión registrada en el pozo podría ser equivalente al apropiado término

Ei, como en la ecuación (44), tal que la barrera más cercana pueda ser determinada de la misma manera como fue explicada anteriormente.

Determinar la distancia a los 2 límites cerrados, no significa conocer el ángulo entre los límites. Es imposible llevar el análisis a más profundidad sin conocer el ángulo entre 2 límites. Si existe un ángulo que no sea recto entre los límites, el modelo de acción infinita empieza a tener dificultades. El ángulo entre las 2 barreras puede ser determinado observando la relación entre la pendiente inicial de la línea recta y la siguiente pendiente de la recta.

Por ejemplo, en la ecuación (46), cuando el tiempo reducido para el pozo imagen 3 es más grande que 100, los 4 términos de caída de presión estarán gobernados por el log de la ecuación y la pendiente del gráfico presión del pozo vs. log del tiempo, será 4 veces la pendiente inicial de la recta cuando sólo el término para el pozo imagen 1 es signifi-

cativo. Esta razón de pendiente de 4 es $360^\circ/90^\circ$, donde 90° es el ángulo entre los 2 límites.

Si el régimen de producción constante continúa hasta que todo el reservorio ha sido afectado, el comportamiento del flujo entrará al régimen de estado pseudoestable, y donde se establecerá una relación lineal al graficar la presión del pozo vs. el tiempo de producción.

La pendiente de este gráfico será el cambio en la presión con el tiempo de acuerdo a la ecuación de flujo de estado pseudoestable.

$$(\Delta P / \Delta t)_{\text{PSEUDO}} = \frac{5.615 \cdot q}{\phi \cdot C \cdot V_b} \dots \dots \dots (48)$$

Esta ecuación se usa para calcular el volumen total del reservorio, V_b , en pies cúbicos. Notar que cuando el estado pseudoestable empieza, podemos obtener un estimado de la distancia al punto más lejano en el reservorio. El tiempo observado es usado en

la ecuación de tiempo de estabilización y r_e es calculado. Esta es la distancia al punto más lejano del reservorio:

$$t_s = \frac{0.04 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C}{k} \cdot r_e^2 \quad \dots\dots\dots(49)$$

Para efectos del presente trabajo, el análisis de la prueba de límite de reservorio se ha realizado en gran parte utilizando el Método de la Función "Y", cuya descripción presentamos a continuación:

Método Función "Y"

Las ecuaciones usadas en este método de análisis fueron desarrolladas por Park Jones.

La Función "Y" de Park Jones se define como el cambio del régimen de presión por unidad del régimen de producción.

Partiendo de la ecuación básica del drawdown a rate terminal constante:

$$p_i - p_{wf} = 0.1412 \cdot \frac{\mu \cdot q \cdot B}{K \cdot h} \left[p_D + s + Dq \right]$$

Si $S = 0$ y $Dq = 0$

$$p_i - p_{wf} = 0.1412 \frac{\mu q \beta}{K h} \left\{ \frac{1}{2} \left[\ln t_D + 0.80907 \right] \right\}$$

Derivando con respecto al tiempo

$$\frac{d(p_i - p_{wf})}{dt} = 0.1412 \frac{\mu q \beta}{K h} \left\{ \frac{1}{2} \left(\frac{1}{t} \right) \right\}$$

$$\frac{d(p_i - p_{wf})}{dt} = 0.1412 \frac{\mu q \beta}{K h} \left(\frac{1}{2t} \right)$$

Despejando:

$$q \beta \frac{d(p_i - p_{wf})}{dt} = 0.1412 \frac{\mu}{K h} \left(\frac{1}{2t} \right) - Y$$

que es la ecuación de la Función Y

$$\text{Si } D = 0.1412 \mu / K h \quad (50)$$

$$Y = D / 2t \quad (51)$$

Luego, al graficar $\log Y$ vs. $\log t$, se obtendrá una línea recta que tenderá a una pendiente de 45° . Desviaciones de dicha pendiente corresponderán a anomalías que permitirán detectar cambios de fase o barreras.

El volumen de hidrocarburos asociado al pozo, cuando existen las condiciones transientes o estado de flujo inestable al final de "t" días, está dado por:

$$N = \frac{5.03 t}{\beta_o D.C.} \dots\dots\dots (52)$$

donde:

C = cte. de compresibilidad del petróleo

t = tiempo de flujo, días

Bo = Factor de volumen de formación del petróleo, bbl./STB.

Para fluidos ligeramente compresibles en el reservorio en flujo pseudo-estable:

$$C = \frac{1}{N B_o} \cdot \frac{d N}{d p}$$

Derivando con respecto al tiempo, numerador y denominador:

$$C = \frac{1}{N B_o} \cdot \frac{\frac{dN}{dt}}{\frac{dp}{dt}} = \frac{1}{N B_o} \cdot \frac{q B_o}{\frac{dp}{dt}}$$

pero $Y_s = \frac{l}{q B_o} \frac{dp}{dt}$, la función Y en flujo pseudo-estable,

$$C = \frac{1}{N B_o Y_s}$$

$$N = \frac{1}{C B_o Y_s} \dots\dots\dots(53)$$

donde Y_s es el valor de Y cuando el gráfico de $\log Y$ vs. $\log t$ empieza a ser horizontal, ya que su valor es constante.

El radio de drenaje (R) al tiempo (t) puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$R = (13.4 \cdot \eta \cdot t)^{1/2} \dots\dots\dots(54)$$

donde (η) es la constante de difusividad, definida por:

$$\eta = \frac{6.328 \cdot K}{\mu \cdot c \cdot \phi} \dots\dots\dots(55)$$

La caída de presión entre 2 tiempos de flujo en una prueba "drawdown" a rate constante en un pozo de petróleo ideal, se calcula así:

$$P_2 - P_1 = 1.15 B_o \cdot D \cdot q \cdot \log \frac{t_2}{t_1} \dots\dots\dots(56)$$

Luego, de la Ecuación (51), el log "Y" puede ser graficado contra el log t y obtener de esta forma una curva para interpretación.

Cuatro curvas típicas se presentan del gráfico log-log de Y vs. t, como se muestra en la Figura 11. El gráfico (a) representa el comportamiento típico de un reservorio, el cual inicialmente está en estado de flujo inestable y luego se acerca a condiciones de estado pseudo-estable.

Puesto que el Gráfico no se desvía apreciablemente de una pendiente de 45° (A en la Figura (a)), no ha habido cambio en las características de reservorio. La porción "punteada" de la curva representa el período de transición del estado de flujo no estable a condiciones de estado pseudoestable. Cuando la caída de presión en el pozo empieza a ser constante a un régimen de producción constante, las condiciones de estado pseudoestable existen. El gráfico depende sólo de las características de roca y fluido; entonces, cualquier cambio en esas características se reflejará en la curva.

La forma aproximada del reservorio puede ser determinado de la curva usando los datos de tiempo para los puntos 1 y 2, en la ecuación (54). El punto 1, es el último punto de la curva de flujo transiente y representa el límite cercano del reservorio. El punto 2, es el punto inicial sobre la curva de flujo de estado estable y representa el límite más lejano. En general, el tamaño del periodo de transición nos da la configuración del reservorio y la ubicación del pozo dentro de él.

Efecto de un fluido más viscoso: La Figura (b) muestra la forma general del gráfico "Y" cuando la presión transiente encuentra un fluido más viscoso. Por ejemplo, la transición de gas o agua, o gas a petróleo o petróleo a agua.

La curva indica que un fluido de alta viscosidad existe a alguna distancia, la cual puede ser calculada del pozo. En teoría, el régimen de difusión a través del fluido más viscoso es mucho menor que a través de un fluido menos viscoso, por lo tanto el valor de Y incrementa.

Cuando el área de drenaje avanza dentro de un fluido más viscoso la constante de Darcy (D) incrementa y Y tendería a ser una recta. La distancia a la interfase puede ser calculada usando el punto a la interferencia y las ecuaciones de flujo transiente.

Efecto de Fluido de Menor Viscosidad: Es lo opuesto a lo anterior, cuando la interferencia se debe a un fluido de menor viscosidad (Figura C).

Este ejemplo indica la presencia de un fluido que tiene una baja viscosidad cerca al "wellbore". El avance del petróleo dentro de un gas cap primario, por ejemplo, tiende a cambiar "Y" a la izquierda.

Efecto de Fallas: Cuando la interferencia se debe a una falla el gráfico "Y" toma la forma general mostrada en la Figura d. El régimen de difusión es marcadamente interrumpido debido a un repentino cambio en la permeabilidad. El resultado es un cambio a la derecha de la curva Y. Esto es causado por un decrecimiento en la capacidad efec-

tiva o un crecimiento en la constante de Darcy. Este tipo de curva existirá sólo cuando hay un marcado o repentino cambio en las características de la formación.

Distancias a fallas individuales pueden ser calculadas utilizando el tiempo de interferencia y la ecuación (54). Por ejemplo, la distancia a la falla A puede ser calculada usando el tiempo al punto 1. Similarmemente, la distancia a la falla B puede calcularse usando el tiempo al punto 2. Estos ejemplos son curvas generales y por lo tanto ideales. En la práctica, las curvas probablemente no tendrán un cambio pronunciado y comunmente la sensibilidad y el criterio serán importantes en la interpretación de las curvas.

Tiempo Requerido para el DRAWDOWN: El tiempo necesario para una prueba drawdown depende de la magnitud de reservorio que se desee investigar. Conociendo la cantidad de reservorio a investigar, el tiempo necesario puede ser calculado por fórmula:

$$(13.4 \eta t)^{1/2}, \text{ donde: } \eta = \frac{6.328.K}{\mu.C.\phi}$$

Normalmente, los valores de estas ecuaciones son conocidos o pueden ser estimados con razonable exactitud. La permeabilidad (k) puede ser tomada de un análisis de cores o una prueba "build-up" o puede ser estimada. Valores de viscosidad (μ) y compresibilidad (c) se pueden obtener de tablas y gráficos publicados en la literatura. La porosidad puede ser obtenida de un análisis de registros o análisis de cores, o ser razonablemente estimada.

Análisis de Build-up para determinar límites: Existen técnicas basadas en el análisis de la información obtenida en pruebas de restauración de presión (build up), que permiten estimar el tamaño del reservorio y la distancia a límites.

Por superposición, se demuestra que un límite simple cercano a un pozo causa que la pendiente de la curva "Build-up" se

duplique; luego, se ha desarrollado un método para estimar distancia de un pozo en prueba a un límite simple.

La presión fluyente en un pozo ubicado a una distancia "L" de un límite sin flujo (tal como una falla sello), está dada por la siguiente ecuación:

$$P_i - P_{wf} = 70.6 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \left[\ln \left(\frac{1688 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2}{K \cdot t_p} \right) - 2S \right] - 70.6 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \operatorname{Ei} \left[\frac{-948 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot (2L)^2}{K \cdot t_p} \right] \dots (57)$$

Se puede desarrollar una ecuación para una prueba "Build-up" de un pozo; de la forma siguiente:

$$P_i - P_{ws} = 70.6 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \left\{ \ln \left[\frac{1688 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2}{K (t_P + \Delta t)} \right] - 2S \right\} - 70.6 \frac{(-q) \mu \beta}{K h} \left[\ln \left(\frac{1688 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2}{K \cdot \Delta t} \right) - 2S \right] - 70.6 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \operatorname{Ei} \left[\frac{-3792 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot L^2}{K (t_P + \Delta t)} \right] - 70.6 \frac{(-q) \mu \beta}{K h} \operatorname{Ei} \left(\frac{-3792 \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot L^2}{K t} \right) \dots (58)$$

Para un tiempo de cierre suficientemente grande tal que la aproximación logarítmica es precisa para las funciones Ei , la ecuación se convierte en:

$$P_i - P_{ws} = 70.6 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \left[\ln \left(\frac{t_P + \Delta t}{\Delta t} \right) + \ln \left(\frac{t_P + \Delta t}{\Delta t} \right) \right]$$

$$= 141.2 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \ln \left(\frac{t_P + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

Esta ecuación puede escribirse así:

$$P_{ws} = P_i - 325.2 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} \cdot \log \left[(t_P + \Delta t) / \Delta t \right] \dots (59)$$

A partir de esta ecuación se pueden hacer 2 observaciones:

- (1) Para un pozo cercano a una falla simple, tal como una falla sello, la ecuación (59) muestra que la pendiente de una curva build-up será eventualmente el doble.
- (2) El tiempo requerido para que la pendiente sea el doble puede ser muy grande, específicamente:

$$\frac{3792. \phi. \mu. Ct. L^2}{K. \Delta t} < 0.02, \quad \delta$$

$$\Delta t > 1.9 \times 10^5 \frac{\phi. \mu. Ct. L^2}{K}$$

Para valores grandes e L o valores pequeños de permeabilidad, el tiempo de cierre requerido para que la aproximación logarítmica sea válida, puede ser mucho mayor que el tiempo ordinario necesario para una prueba "build-up". Por esta razón, esperar una duplicación de la pendiente en una prueba "build-up" no es necesariamente un método satisfactorio para identificar un límite sin flujo cercano a un pozo, y por lo tanto estimar una distancia del pozo al límite. Consecuentemente, algunos analistas prefieren usar la ecuación (58) más directamente, notándose que para $t_p \gg t$, dicha ecuación pueda re-arreglarse a la forma siguiente:

$$P_{ws} \approx P_i - 162.6 \frac{q. \mu. \beta}{K_h} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) - 0.434 \operatorname{Ei} \left(\frac{-3792. \phi. \mu. Ct. L^2}{K. t_p} \right) \right]$$

$$-70.6 \frac{q. \mu. \beta}{K. h} \operatorname{Ei} \left(\frac{-3792. \phi. \mu. Ct. L^2}{K. \Delta t} \right) \dots (60)$$

Las razones para arreglar la ecuación de esta forma, son las siguientes:

(1) El término $162.6 (q \beta \mu / Kh) \{ \log[(tp + \Delta t) / \Delta t] - 0.434 Ei(-3792 \phi \mu Ct L^2 / k tp) \}$, determina la posición de la línea de medio tiempo. Notar que la función Ei es una constante; luego, esto afecta sólo la posición de la región de tiempo medio (MTR) y no tiene efecto sobre la pendiente.

(2) A tiempos de cierre tempranos o cortos en una prueba de restauración de presión, el término $Ei(-3792 \phi \mu Ct L^2 / k \Delta t)$ es insignificante. Físicamente, esto significa que el radio de investigación aún no ha encontrado el límite sin flujo y, matemáticamente, la región de tiempo tardío (LTR) en la prueba de restauración aún no ha empezado.

Dichas observaciones sugieren un método para analizar la prueba de restauración de presión (ver Figura 12):

- (1) Graficar P_{ws} vs. $\log\{t_p+\Delta t\}/\Delta t$.
- (2) Establecer la región de tiempo medio (MTR).
- (3) Estrapolar la región de tiempo medio (MTR), dentro de la región de tiempo tardío (LTR).
- (4) Tabular las diferencias, ΔP^*_{ws} , entre las curvas build-up y la región de tiempo medio extrapolada para muchos puntos ($P^*_{ws} = P_{ws} - P_{mt}$).
- (5) Estimar L de la relación establecida por

la ecuación (60):

$$\Delta P^*_{ws} = 70.6 \frac{q\mu\beta}{Kh} \left[-Ei \left(\frac{-3792 \phi \mu Ct L^2}{K \Delta t} \right) \right] \dots (60B)$$

" L " es el único término no conocido en esta ecuación, por lo tanto se puede solucionar directamente. Aunque, debemos tener en cuenta que la precisión de esta ecuación requiere que $\Delta t \ll t_p$; cuando esta condición no es satisfecha, es necesario usar un computador para determinar " L ", haciendo uso a su vez de la ecuación (58) en su forma completa.

El cálculo implicado en la ecuación (60), puede ser hecho para muchos valores de Δt . Si el valor aparente de "L" tiende a incrementar o a decrecer sistemáticamente con el tiempo, hay una fuerte indicación que el modelo no describe adecuadamente el reservorio; es decir que el pozo no se está comportando como si estuviera en un reservorio de espesor y porosidad uniformes y está más cercano a un límite que cualquier otro.

2.3 Prueba de Interferencia

2.3.1 Definición

Las pruebas de interferencia consisten en registrar las variaciones en la presión de fondo de un pozo observador, causadas por la variación en el régimen de extracción de uno o más pozos productores del mismo reservorio.

El nombre de estas pruebas se deriva del mismo hecho que la caída de presión, causada por pozos que producen del mismo reservorio, en un pozo cerrado y observador; en un tiempo determinado "interfiere" con la presión de dicho pozo observador.

2.3.2 Objetivos

Las pruebas de interferencia permiten determinar:

(.) Continuidad del reservorio (ya sea que dos o más pozos están en comunicación de presión).

(.) Cuando la comunicación existe, se puede estimar valores de permeabilidad y del producto, ϕC_t , en la vecindad de los pozos probados.

(.) Almacenamiento entre los pozos involucrados.

(.) Patrones de flujo direccionales en el reservorio.

2.3.3 Metodología de Análisis

Como se indica en la Figura 13, un pozo activo empieza produciendo de un reservorio a una presión uniforme y a un tiempo $T=0$. La presión en un pozo de observación a una distancia "r" lejana, empieza a responder después de un tiempo rezagado (relacionado

al tiempo para el radio de investigación correspondiente al cambio de régimen en el pozo activo al llegar al pozo observador). La presión en el pozo activo empieza a declinar inmediatamente, por supuesto. La magnitud y medida de la desviación en la respuesta de la presión en el pozo observador depende de las propiedades de roca y fluido en la vecindad de los pozos (activo y observador).

VELA y McKinley mostraron que esas propiedades son valores del área investigada en la prueba (un rectángulo con lados de longitudes $2r_i$ y $2r_i + r$ (ver Figura 14). En la Figura 14, r_i es el radio de investigación alcanzado por el pozo activo durante la prueba y "r" es la distancia entre el pozo activo y el pozo observador. El punto esencial es que el radio investigado es más grande que el área pequeña entre los pozos.

En un reservorio de acción infinita, homogéneo e isotrópico, la solución simple de la función E_i a la ecuación de difusividad describe el cambio de presión en el pozo observador como función del tiempo:

$$P_i - P_r = -70.6 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{K \cdot h} - E_i \left(-948 \frac{\phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r^2}{K \cdot t} \right) \dots (61)$$

La caída de presión a un radio "r" (ejem. distancia al pozo observador) resultante de la producción de un pozo activo a un régimen "q", en un reservorio inicialmente a una presión uniforme P_i , está dado por la solución de la función E_i . La ecuación (61) asume que el factor skin del pozo activo no afecta la caída de presión en el pozo observador.

Los efectos de almacenamiento de pozo (wellbore storage) también se asumen insignificantes tanto en el pozo activo como en el pozo observador, cuando la ecuación (61) es usada para modelar una prueba de interferencia.

Jargon muestra que estas asunciones pueden conducir a errores en los análisis de la prueba en algunos casos.

Una técnica de análisis conveniente para pruebas de interferencia es el uso de curvas tipo. La Figura 15 es una curva tipo presentada por Earlougher y es simplemente la función Ei expresada como una función de su argumento usual en problemas de flujo, $948\phi\mu Ct r^2/K t$. Notar que la ecuación (61) puede ser completamente expresada en términos de variables adimensionales:

$$\frac{P_i - P_r}{141.2 \frac{q \mu \beta}{K h}} = \frac{1}{2} Ei \left[\left(-\frac{1}{4} \right) \cdot \left(\frac{\phi \mu Ct r w^2}{0.000264 K t} \right) \cdot \left(\frac{r}{r_w} \right)^2 \right]$$

$$\text{ó } P_D = \frac{1}{2} Ei \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \dots \dots \dots (62)$$

$$\text{donde: } P_D = \frac{(P_i - P_r) \cdot K \cdot h}{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot \beta}$$

$$r_D = r/r_w, \text{ y } t_D = \frac{0.000264 \cdot K t}{\phi \cdot \mu \cdot Ct \cdot r_w^2}$$

La Figura 15 puede ser usada en la forma siguiente para analizar pruebas de interferencia:

- (.) Graficar la caída de presión en el pozo observador, $\Delta P = P_i - P_r$, vs. tiempo

transcurrido en un papel log-log de escala tamaño la curva tipo de la Figura 15.

- (.) Efectuar un match de la curva ploteada sobre la curva tipo, hasta encontrar una tendencia de ajuste en las curvas (tanto horizontal como vertical).
- (.) Anotar los puntos de "matcheo" de presión y tiempo, $(P_D)_{MP}$, ΔP_{MP} y $[(t_D/r_D^2)_{MP}, t_{MP}]$.
- (.) Calcular la permeabilidad, K, en la región de prueba del punto de "matcheo" de la presión:

$$K = 141.2 \frac{q \cdot \mu \cdot \beta}{h} \frac{(P_D)_{MP}}{(\Delta P)_{MP}}$$

- (.) Calcular ϕC_t del punto de "matcheo" del tiempo:

$$\phi C_t = \left(\frac{0.000264 K}{\mu \cdot r^2} \right) \left[\frac{t_{MP}}{(t_D/r_D^2)_{MP}} \right]$$

3. APLICACION PRACTICA - YACIMIENTO MAQUIA

3.1 Descripción del Yacimiento Maquia

3.1.1 Geología

Aspecto Estructural

El Yacimiento Maquia está ubicado en la zona de Selva Central, específicamente al extremo Norte del Lote 31. Se encuentra a 120 Kms. al Noroeste de la ciudad de Pucallpa y a 8.5 Kms. al Este de la ciudad de Contamana, Dpto. de Ucayali (Gráfico N°1).

El Yacimiento Maquia es un anticlinal de 7 Kms. de largo por 3.8 Kms. de ancho, en el tope del Cretáceo. El cierre vertical estructural es de 290 mts. y el cierre horizontal de 5,100 acres. La dirección del eje longitudinal es NO-SE. El buzamiento de los flancos SO y NE es de 5° en promedio, en el borde Noreste 3° y en el borde Suroeste 4° (Gráfico N° 2).

En el sector Sur se ha detectado una falla normal, que pasa por los pozos MA-30 y MA-32, en los que existe ausencia de sedimentos en la Fm. Cachiyacu de 20 mts. y 9 mts. respectivamente. El rumbo de la falla es NE-SO, con buzamiento de 60° hacia el NO.

La falla empieza en el flanco SO del anticlinal y continúa hacia el flanco NE. El desplazamiento vertical de la falla alcanza hasta 20 mts. en el área del pozo MA-30 (Gráfico N° 3). La falla ha originado que el flanco Sureste de la estructura se levante, generando una mayor área prospectiva para las formaciones Vivian y Cachi-yacu.

Estratigrafía

Las formaciones productivas en el yacimiento Maquia son: Vivian, Cachi-yacu y Casa Blanca. La columna estratigráfica del yacimiento se muestra en el Gráfico N° 4.

(.) Formación Vivian

Consiste predominantemente de arenisca blanca cuarzosa, de grano fino a grueso con interestratificaciones de limolitas y lutitas gris oscuras, mayormente en estratos delgados con distribución areal restringida. Esta característica hace que la Fm. Vivian constituya un sólo reservorio.

De acuerdo con los estudios de modelos deposicionales efectuados a nivel de la Cuenca Ucayali, la Fm. Vivian representa el inicio de una regresión marina, ocasionada por una menor subsidencia o el incremento de la sedimentación, generando un relleno más rápido de plataforma y margen de cuenca progradante a un sistema fluvial hacia el Este.

Localmente, en el área de Maquia, la Fm. Vivian se habría depositado en un sistema deltaico dominado por canales distributarios.

Estos habrían sido afectados por sucesivos desplazamientos que dieron como resultado la preservación de extensos depósitos de canales y apilamientos de los mismos, conformando un complejo de canales.

Los sedimentos finos de rellenos de canal, afectados por sucesivas migraciones, son destruidos quedando sólo rezaños de los mismos en áreas restringidas. La ausencia de sedimentos finos distri-

buidos ampliamente hacen que la Fm. Vivian, como reservorio, se comporte como un sólo sistema interconectado tanto vertical como horizontal.

Hacia el tope, a nivel del reservorio, se presentan sedimentos posiblemente depositados en ambientes relacionados a la zona de frente de playa o litoral, siendo mayormente depósitos de canales de marea, apilados con una probable dirección NE-SO, y barras en dirección NO-SE, estimándose que la línea de costa tuvo una dirección NO-SE.

.) Formación Cachiyacu

La litología de la Fm. Cachiyacu está compuesta en la base por lutitas y limolitas gris oscura y gris verdoso, carbonosa. En la parte media y superior está constituida por intercalaciones de areniscas de grano fino, en parte arcillosa, intercaladas con limolita y arcillita margosa gris, con algunos estratos, cerca al tope, de lodolita verde violácea y marrón grisácea.

Las facies detectadas en la Fm. Cachiyacu corresponderían a lutitas, limolitas y arcillitas lagunales y lacustrinas y areniscas de barras.

La base de la Fm. Cachiyacu, en el área del yacimiento Maquia, constituida por lutitas, varía en espesor de Oeste hacia el Este; en el Oeste la potencia es de sólo 3 mts. y hacia el Este incrementa hasta los 20 mts.

De acuerdo con esto, se estima que la potencia de las lutitas basales podría incrementar aún más hacia el Este.

El adelgazamiento de la sección lutácea hacia el Oeste en el área el yacimiento y la variación a facies arenosas depositadas en ambientes de frente a playa (barras, canales de marea, etc.), estaría mostrando que la secuencia de sedimentos finos basales de Cachiyacu corresponderían a depósitos lagunales. La presencia de fósiles de agua salobre soportan esta posibilidad. Se estima que estos depósitos lagunales, por su

característica de distribución, podrían extenderse decenas de kilómetros en dirección Norte-Sur, hacia el Este de Maquia. Este aspecto es favorable, ya que las lutitas basales tienen condiciones de roca generadora de hidrocarburos, infiriéndose que el petróleo encontrado en la estructura Maquia se habría generado en estos depósitos.

Las intercalaciones arenosas de Cachi-yacu se han denominado de abajo hacia arriba como Areniscas Beta, Gamma y Delta (Gráfico N° 3).

3.1.2 Propiedades Petrofísicas de la Roca Reservorio - Fm. Vivian

Siendo la Fm. Vivian, el reservorio en el cual se efectuó las pruebas de límite e interferencia, sólo me referiré a las propiedades petrofísicas de esta roca reservorio.

Las escasas y discontinuas intercalaciones de lutitas y limolitas que se presentan en Vivian, impiden la formación de reservorios

individualizados dentro de esta unidad, comportándose como un sólo sistema interconectado.

Considerando que las facies del tope de Vivian son areniscas de canales de marea y distributarios, se interpreta que las tendencias de mejor permeabilidad en este reservorio estarían en una dirección NE-SO, aproximadamente perpendiculares a la línea de Costa.

La roca sello de este reservorio está conformada por las lutitas y limolitas basales de la Fm. Cachiyacu.

En base a la información del núcleo convencional obtenido en el Pozo MA-35 y de los perfiles eléctricos, el contacto petróleo-agua se ha detectado a -434.0 mts. de profundidad.

La porosidad y permeabilidad en el reservorio Vivian alcanza valores entre 11 a 30% y 200 a 1000 md., respectivamente, medidas en muestras de los núcleos convencionales

obtenidos en el Pozo MA-35. En estas mismas muestras se han medido saturaciones de agua que se encuentran en el rango de 13-30%.

3.1.3 Propiedades de los Fluidos

El petróleo del reservorio Vivian es de color verde, tipo HCT y tiene una gravedad API de 37.6° a 60°F.

Las características PVT del petróleo de este reservorio, resultante del análisis de una muestra de fondo tomada en el Pozo MA-35, se muestran en la Tabla N° 1.

Los parámetros más importantes son los siguientes:

Presión Burbuja (Pb), psi	165
Presión Inic.Reserv.(Pri) al WOC,psi	1015
FVF del petróleo (Bo a Pri), Bls./STB:	1.067
Gas en solución (Bso), SCF/STB	27
Viscosidad (μ o a Pri), cp	1.88

Las propiedades del agua de formación de Vivian a condiciones de reservorio, fueron

obtenidas a partir de correlaciones para una salinidad de 800 ppm de NaCl, y son las siguientes:

Densidad, lb/ft ³	63
FVF del agua (Bw), bls./STB	1.033
Viscosidad (μ_w), cp	0.340

La gravedad específica estimada del gas es de 0.866.

En cuanto al mecanismo de producción, se puede indicar que en base al tipo de petróleo altamente bajo-saturado (subsaturado) del reservorio Vivian y de acuerdo a la historia de producción y presión de los pozos productores de este reservorio en el yacimiento, se concluye que Vivian produce fundamentalmente por fuerte empuje hidráulico.

3.1.4 Historia Productiva del Yacimiento

El yacimiento Maquia fue descubierto en Marzo de 1957 con la perforación y completación del Pozo MA-1 en las formaciones Vivian, Cachiyacu y Casablanca, las cuales son productores de petróleo en el yacimiento.

A la fecha se han perforado 38 pozos, de los cuales 29 están produciendo, 6 se encuentran temporalmente abandonados y 3 están abandonados permanentemente.

El desarrollo del yacimiento se ha efectuado de la siguiente manera:

<u>Años</u>	<u>Pozos</u>
1957	MA-2, MA-3, MA-4 y MA-5
1958	MA-6, MA-7 y MA-8
1959	MA-9 y MA-10
1964	MA-11 y MA-12
1966	MA-13 y MA-14
1974	MA-15
1977	MA-16, MA-17, MA-18, MA-19, MA-20, MA-21 y MA-22.
1982	MA-23, MA-24, MA-25, MA-26, MA-27 y MA-28
1986	MA-29
1987	MA-30, MA-31, MA-32, MA-33, MA-34 y MA-35
1988	MA-36 y MA-37
1989	MA-40.

De los 38 pozos, 37 fueron perforados hasta la Fm. Vivian. El pozo MA-10 fue perforado sólo hasta la Fm. Casablanca.

La producción regular del yacimiento se inició en Agosto 1959, después de haberse instalado las facilidades de producción y transporte.

A Diciembre de 1988 las producciones acumuladas de las formaciones productoras de este yacimiento son:

Fm. Vivian	6'510,789 bls. de petróleo
Fm. Cachiyacu	4'418,430 bl's. de petróleo
Fm. Casablanca:	1'066,469 bls. de petróleo

En el Gráfico 5 se aprecia la curva de producción del yacimiento Maquia desde el inicio de su vida productiva hasta Diciembre 1988.

3.2 Proceso de Ejecución de la Prueba

En este caso específico las pruebas se realizaron manteniendo como pozo observador el pozo MA-31. En este pozo se registraron las mediciones de presión de fondo durante todo el proceso de pruebas. Se

usó para el registro de presiones la sonda TPT (transductor de presión y temperatura) con lectura y monitoreo en superficie, y análisis inmediato haciendo uso de un computador personal e impresora.

A continuación se presenta el resumen de la secuencia de pruebas:

(.) Prueba Límite de Reservorio

Período de cierre-Pozo MA-31 = 17 hrs. (en cabeza)

Período de flujo-Pozo MA-31 = 20 hrs. (estrangulador 1/4")

(.) Pruebas de Interferencia (*)

Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-30

.Período de cierre pozo MA-30 = 3.5 hrs. (en cabeza)

.Período de flujo pozo MA-30 = 3.0 hrs. (estrangulador 1/8")

Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-32

.Período de cierre pozo MA-32 = 3 hrs. 35 minutos (en cabeza)

.Período de flujo pozo MA-32 = 4 hrs. (estrangulador 1/4")

- Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-35

.Período de cierre pozo MA-35 = 4 hrs. (en cabeza)

.Período de flujo pozo MA-35 = 3 hrs. 55 minutos (estrangulador 1/4")

(*) El registro de presiones se efectuó en el Pozo MA-31.

3.3. Análisis y Resultados de las Pruebas Límite y de Interferencia

Las pruebas se realizaron manteniendo como observador el Pozo MA-31, el cual fue perforado y completado en Diciembre de 1987. En este Pozo, se baleó el reservorio productivo Vivian en el intervalo (633.5-631.5 m.). El Pozo quedó produciendo en promedio: 681 x 0 x 1/4" x ST x 220 psi.

Con la finalidad de determinar el tamaño del reservorio, grado de comunicación hidráulica entre los pozos perforados (MA-30, MA-32, MA-35 y MA-31) y conocer las características de roca reservorio, entre el 11 y 14 de enero de 1988 se llevó a cabo una prueba Límite de Reservorio en el Pozo MA-31 y pruebas de Interferencia entre el Pozo MA-31 y los Pozos MA-30, MA-32 y MA-35 en forma alternada.

(1) Análisis Prueba Límite de Reservorio

Esta prueba consistió en un cierre en cabeza por 17 hrs. y una apertura con estrangulador de 1/4" por 20 hrs. en el Pozo MA-31 Maquía.

Período de Cierre

En el Gráfico N° 6 se ha efectuado el ploteo de las presiones de fondo vs. los tiempos de cierre (Método de Horner). El cierre se efectuó en cabeza por 17 hrs.

Del análisis del Gráfico, se obtiene:

(.) Presión estática de 988 psi a 2063.6 pies (profundidad de medición).

(.) Permeabilidad de ± 1650 md.

(.) Índice de productividad de 26 BPD/psi

La información básica usada y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla N° 2.

Se ha podido detectar variaciones en el comportamiento de la presión que se han asociado con la existencia de un contacto agua-petróleo y una posible barrera.

Periodo de Flujo

Se efectuó una apertura en cabeza por 20 hrs. en el Pozo MA-31 con estrangulador de 1/4", a un régimen de producción estabilizada de 681 BOPD.

Se hizo el análisis del flujo por el método de la Función Y (definida como la variación del cambio de presión por unidad de régimen de producción), así como el análisis de la curva semi-log P vs. ΔT , los cuales se muestran en los Gráficos N° 7 y 8 respectivamente.

En la Tabla N° 3 se presenta la secuencia de cálculos y una parte de los resultados efectuados, para luego proceder a construir el Gráfico N° 7.

Del análisis con la Función Y, se obtiene:

- (.) Existencia de una posible barrera a \pm 240 mts. del Pozo MA-31. (Calculada considerando el $\log T$ correspondiente, o sea $\log T = -1.6$. Reemplazando este valor en la fórmula $R = (13.4 \cdot \eta \cdot t)^{1/2}$, se obtiene la distancia señalada).

- (.) Contacto agua-petróleo a \pm 379 mts. del Pozo MA-31. (Calculada de la misma forma descrita en el punto anterior).

Del análisis de la curva semi-log, utilizando la solución de la función E_i descrita anteriormente (Gráfico N° 8), se obtiene:

- (.) Contacto agua-petróleo a \pm 320 mts. del Pozo MA-31.

(2) Análisis Pruebas de Interferencia

Se realizaron Pruebas de Interferencia entre el Pozo MA-31 con los Pozos MA-30, MA-32 y MA-35, en la forma como se describe:

- (.) Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-30
Manteniendo en producción el Pozo MA-31, se procedió a cerrar en cabeza el Pozo MA-30 por 3.5 hrs. y luego se abrió a producción por el lapso de 3 hrs. El registro de presiones se efectuó en el Pozo MA-31.

Transcurridos 24 minutos después de cerrado el Pozo MA-30, se observó in-

cremento de la presión de fondo en el Pozo MA-31, hasta un máximo de 0.3 psi (Ver Gráfico N° 9).

Después de 15 minutos de abrir a producción el Pozo MA-30, empezó a descender la presión (disminución de 0.1 psi en presión de fondo del Pozo MA-31).

En la curva de erección de presión P vs. $\log \Delta T$ registrada en el Pozo MA-31 (Gráfico N° 10), se observa un cambio en la presión a aun $\Delta T = 1.7$ hrs., lo cual podría estar asociado a la variación de espesor existente en esa dirección (aproximadamente a 217 m. del Pozo MA-31).

Los resultados indican que existe comunicación hidráulica en Vivian en la dirección de estos dos pozos, aún cuando en el Pozo MA-30 se encuentra abierto a producción el cuerpo inferior y en el Pozo MA-31, el tope de la arena, por lo que se puede concluir que la extensión areal de la lutita que separa ambos cuerpos es limitada. De la misma manera,

la poca variación de la presión (0.3 psi), por efecto de haber variado el régimen de extracción en el Pozo 30 (200 BPD), indica el excelente soporte del acuífero.

(.) Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-32

De igual manera que en la Prueba anterior, manteniendo en producción constante el Pozo MA-31, se cerró en cabeza el Pozo MA-32 por 3 horas 35 minutos. Luego, se procedió a abrir el Pozo por 4 horas, registrando las variaciones de presión de fondo en el Pozo MA-31.

Luego de 13 minutos de haber cerrado el Pozo MA-32, se notó variación en la presión de fondo del Pozo MA-31 hasta registrar un incremento de 0.65 psi (Ver Gráfico N° 11).

A los 10 minutos de poner en producción el Pozo MA-32, se observó que la presión en el MA-31 empezó a bajar.

En el análisis semi-log efectuado de las diferencias de presión en función del tiempo de cierre del Pozo MA-32 (Ver Gráfico N°12), se observa que a un $\Delta T = 1.7$ hrs., la pendiente se hace menor; esto estaría asociado probablemente a variación del espesor del reservorio Vivian, en la dirección de estos pozos. Por otro lado, del análisis de este cierre se obtiene una permeabilidad efectiva, dos veces mayor a la obtenida en la Prueba Límite. Esto estaría indicando que la permeabilidad mejora hacia el Sureste.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se observa excelente comunicación hidráulica en este reservorio y asimismo, fuerte actividad del acuífero desde que sólo se registró una variación de presión de 0.65 psi por efecto de variar el régimen de extracción en 570 BPD.

(.) Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-35

El Pozo MA-35 se cerró en cabeza por 4 horas, manteniendo en producción el Pozo MA-31. Luego se abrió por 3 horas, 55

minutos. Después de 10 minutos de cerrado el Pozo MA-35, se registró incremento en la presión de fondo del Pozo MA-31, hasta un máximo de 0.95 psi (Ver Gráfico N° 13). Luego de abrir a producción el Pozo MA-35, se registró un decremento inmediato e la presión. Esto en relación con las Pruebas con los Pozos MA-30 y MA-32, evidencia una tendencia de mejora en la permeabilidad direccional de los Pozos MA-31 y MA-35, lo cual se confirma con el análisis semi-log P vs. log ΔT (Ver Gráfico N° 14), de donde se obtiene una permeabilidad cuatro veces mayor que la obtenida en la Prueba Límite.

En los 3 casos, se ha efectuado el análisis con el Método de la Función Ei (Figura 15), cuya secuencia ha sido descrita en el rubro correspondiente a metodología de análisis de las pruebas de interferencia.

Para fines de comparación, en el Gráfico N° 15, se presenta la variación de presiones registradas en el Pozo MA-31 durante las 3 pruebas de Interferencia.

En el Anexo A se presentan los datos de las pruebas, usados para el análisis correspondiente.

4. CONCLUSIONES

- (1) El contacto agua-petróleo está aproximadamente a \pm 350 m. del Pozo MA-31.
- (2) Existe barrera a 240 m. del Pozo MA-31, lo cual explicaría el levantamiento de la parte sur del Yacimiento.
- (3) El volumen de petróleo insitu calculado con el método de la Función Y es \pm 7 MMSTB. Conviene indicar que la cifra anterior está sustentada con la información actualmente existente.
- (4) Del comportamiento de la presión durante la Prueba de Límite, se puede notar que se alcanza el estado de presión constante, aproximadamente al cabo de

318 hrs. de flujo (Ver Gráfico N° 8), lo cual se debe al excelente mantenimiento de presión por empuje del acuífero.

(5) Del análisis log-log y semi-log (Horner) del build-up del Pozo MA-31 se obtiene que la presión del reservorio es de 988 psi a 2063.6' (0.479 psi/pie). El nivel de energía del reservorio está muy cercano a la presión original del reservorio; no obstante de haberse producido ± 335,000 barriles de petróleo (a la fecha de la prueba). Lo anterior evidencia el buen soporte del acuífero en este reservorio.

(6) El valor de la permeabilidad es del orden de 1650 md. y el índice de productividad de 26.0 BOPD/psi. Lo anterior explica el excelente comportamiento productivo del Pozo.

(7) De las Pruebas de Interferencia, se observó lo siguiente:

(.) Existe buena comunicación hidráulica a través del reservorio Vivian, en toda la parte Sur del Yacimiento.

(.) El tren de permeabilidad del reservorio Vivian mejora sustancialmente en la dirección de Oeste a Este.

- (.) La lutita que aparece en los Pozos MA-30 y MA-32, entre los cuerpos arenosos superior e inferior, tiene extensión areal limitada, por cuanto en la Prueba de Interferencia entre los Pozos 30 y 31, abiertos en cuerpos diferentes, se aprecia comunicación hidráulica.

- (.) El tiempo de registro y magnitud de variación de presión de fondo en el Pozo MA-31, durante las Pruebas de Interferencia, es función de las permeabilidades direccionales, de la distancia de los pozos y de los regímenes de producción de cada uno de ellos.

- (.) El ritmo de extracción de fluidos por pozo debe ser razonablemente uniforme, para minimizar los efectos de digitación o conificación que son factores que afectan la recuperación final de petróleo.

5. TABLAS

TABLA N° 1

YACIMIENTO MAQUIA

PROPIEDADES PVT PETROLEO - FM. VIVIAN

	<u>Presión</u> <u>(psig)</u>	<u>Bo</u> <u>(Bls./STB)</u>	<u>Rs</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>μo</u> <u>(cp)</u>
Pb	165	1.0777	27	1.27
	200	1.0753	27	1.27
	300	1.0715	27	1.29
	400	1.0697	27	1.31
	500	1.0684	27	1.33
	600	1.0670	27	1.34
	800	1.0668	27	1.38
	1000	1.0663	27	1.42
	1200	1.0659	27	1.46
	1500	1.0655	27	1.51
	2000	1.0652	27	1.60

Pb = Presión de burbuja.

TABLA N° 2

POZO MA-31 - MAQUIA

PRUEBA LIMITE DE RESERVOIRIO - FM. VIVIAN

Información Básica

Producción Promedia, BOPD	681
Espesor con Petróleo, pies	49.2
Viscosidad (μ), cp	1.88
FVF (B_o), Bls./STB	1.067
Pendiente (m.), psi/pie	2.237
Porosidad (ϕ), %	30.0
Compresibilidad (Ct), psi^{-1}	10.92×10^{-6}
Profundidad Registrador Presión (TPT), pies	2063.6
Radio Interno Casing 7" (rw), pies	0.258

Resultados (BUILD-UP)

Presión Fluyente de Fondo (P_{wf}), psi	961.8*
Presión 1 hora de cierre (P_1 hr.), psi	983.45*
Presión Estática (P^*), psi	988.08*
Permeabilidad (k), md.	1650
Indice de Productividad (PI), BPD/psi	26.0
Factor Skin	1.51

(*) Referidas a 2063.6 pies.

TABLA Nº 1
ANÁLISIS PRUEBA LÍMITE - FUNCIÓN "Y"

POZO MA-31

TIEMPO (HRS)	TIEMPO (DIAS)	PRESION (PSI)	DP (PSI)	T2/T1	LOG(T2/T1)	D	Y=D/2T	LOG Y	LOG T (DIAS)	LOG T (HORAS)	LOG DP
0	0	987.85									
0.0042	0.0002	975.86	11.99						-3.7604	-2.3800	1.0788
0.0083	0.0003	968.02	7.84	1.9998	0.3010	0.0296	42.6664	1.6301	-3.4594	-2.0800	0.8943
0.0125	0.0005	967.02	1.00	1.5001	0.1761	0.0065	6.2003	0.7924	-3.2833	-1.9000	0.9000
0.0167	0.0007	966.39	0.63	1.3333	0.1249	0.0057	4.1295	0.6159	-3.1584	-1.7900	-0.2007
0.0208	0.0009	965.97	0.42	1.2500	0.0969	0.0049	2.8397	0.4533	-3.0615	-1.6800	-0.3768
0.0250	0.0010	965.59	0.38	1.2000	0.0792	0.0055	2.6199	0.4183	-2.9823	-1.6000	-0.4202
0.0292	0.0012	965.33	0.26	1.1667	0.0670	0.0044	1.8173	0.2594	-2.9153	-1.5400	-0.5850
0.0333	0.0014	965.12	0.21	1.1428	0.0580	0.0041	1.4829	0.1711	-2.8573	-1.4800	-0.6778
0.0375	0.0016	964.92	0.20	1.1250	0.0512	0.0044	1.4231	0.1532	-2.8062	-1.4300	-0.6990
0.0417	0.0017	964.73	0.19	1.1111	0.0458	0.0047	1.3601	0.1336	-2.7604	-1.3800	-0.7212
0.0458	0.0019	964.60	0.13	1.1000	0.0414	0.0036	0.9354	-0.0290	-2.7190	-1.3400	-0.8861
0.0500	0.0021	964.41	0.19	1.0909	0.0378	0.0057	1.3724	0.1375	-2.6812	-1.3000	-0.7212
0.0542	0.0023	964.30	0.11	1.0833	0.0348	0.0036	0.7974	-0.0983	-2.6465	-1.2700	-0.9586
0.0583	0.0024	964.18	0.12	1.0769	0.0322	0.0042	0.8724	-0.0593	-2.6143	-1.2300	-0.9208
0.0625	0.0026	964.08	0.10	1.0714	0.0300	0.0038	0.7298	-0.1274	-2.5843	-1.2000	-1.0000
0.0667	0.0028	963.98	0.10	1.0667	0.0280	0.0041	0.7204	-0.1364	-2.5563	-1.1800	-1.0000
0.0708	0.0030	963.87	0.	1.0625	0.0263	0.0048	0.3051	-0.0941	-2.5300	-1.1500	-0.9586
0.0750	0.0031	963.79	0.08	1.0588	0.0248	0.0037	0.5865	-0.2318	-2.5051	-1.1200	-1.0969
0.0792	0.0033	963.73	0.06	1.0556	0.0235	0.0029	0.4406	-0.3560	-2.4817	-1.1000	-1.2218
0.0833	0.0035	963.67	0.06	1.0526	0.0223	0.0031	0.4412	-0.3554	-2.4594	-1.0800	-1.2218
0.0875	0.0038	963.56	0.11	1.0500	0.0414	0.0030	0.3957	-0.4027	-2.4180	-1.0400	-0.9536
0.1000	0.0042	963.44	0.12	1.0409	0.0378	0.0034	0.4335	-0.3631	-2.3802	-1.0000	-0.9208
0.1083	0.0045	963.33	0.11	1.0333	0.0348	0.0036	0.3987	-0.3994	-2.3455	-0.9700	-0.9586
0.1167	0.0049	963.27	0.06	1.0769	0.0322	0.0021	0.2181	-0.6614	-2.3133	-0.9300	-1.2218
0.1250	0.0052	963.22	0.05	1.0714	0.0300	0.0019	0.1822	-0.7394	-2.2833	-0.9000	-1.3010
0.1333	0.0056	963.16	0.06	1.0667	0.0280	0.0024	0.2191	-0.6593	-2.2553	-0.8800	-1.2218
0.1417	0.0059	963.10	0.06	1.0625	0.0263	0.0026	0.2196	-0.6585	-2.2289	-0.8500	-1.2218
0.1500	0.0063	963.04	0.06	1.0588	0.0248	0.0027	0.2199	-0.6577	-2.2041	-0.8200	-1.2218
0.1583	0.0066	962.99	0.05	1.0556	0.0235	0.0024	0.1836	-0.7362	-2.1806	-0.8000	-1.3010
0.1667	0.0069	962.93	0.06	1.0526	0.0223	0.0031	0.2206	-0.6565	-2.1584	-0.7800	-1.2218
0.1750	0.0073	962.89	0.04	1.0500	0.0212	0.0021	0.1472	-0.8320	-2.1372	-0.7600	-1.3979
0.1833	0.0076	962.85	0.04	1.0476	0.0202	0.0023	0.1474	-0.8315	-2.1170	-0.7400	-1.3979
0.1917	0.0080	962.81	0.04	1.0455	0.0193	0.0024	0.1475	-0.8311	-2.0977	-0.7200	-1.3979
0.2000	0.0083	962.78	0.03	1.0435	0.0185	0.0018	0.1108	-0.9556	-2.0792	-0.7000	-1.5229
0.2083	0.0087	962.75	0.03	1.0417	0.0177	0.0019	0.1109	-0.9552	-2.0615	-0.6800	-1.5229
0.2167	0.0090	962.70	0.05	1.0400	0.0170	0.0033	0.1849	-0.7330	-2.0444	-0.6600	-1.3010
0.2250	0.0094	962.67	0.03	1.0385	0.0164	0.0021	0.1110	-0.9545	-2.0280	-0.6500	-1.5229
0.2333	0.0097	962.64	0.03	1.0370	0.0158	0.0022	0.1111	-0.9542	-2.0122	-0.6300	-1.5229
0.2417	0.0101	962.61	0.03	1.0357	0.0152	0.0022	0.1112	-0.9540	-1.9970	-0.6200	-1.5229
0.2500	0.0104	962.59	0.02	1.0345	0.0147	0.0015	0.0742	-1.1298	-1.9823	-0.6000	-1.6990
0.2583	0.0108	962.57	0.02	1.0333	0.0142	0.0016	0.0742	1296	-1.9680	-0.5900	-1.6990
0.2667	0.0111	962.55	0.02	1.0323	0.0138	0.0016	0.0742	-1.1293	-1.9542	-0.5700	-1.6990
0.2750	0.0115	962.53	0.02	1.0312	0.0134	0.0017	0.0743	-1.1291	-1.9409	-0.5600	-1.6990
0.2833	0.0118	962.50	0.03	1.0303	0.0130	0.0026	0.1115	-0.9528	-1.9279	-0.5500	-1.5229
0.2917	0.0122	962.48	0.02	1.0294	0.0126	0.0018	0.0743	-1.1288	-1.9153	-0.5400	-1.6990
0.3000	0.0125	962.45	0.03	1.0286	0.0122	0.0028	0.1116	-0.9525	-1.9031	-0.5200	-1.5229
0.3083	0.0128	962.42	0.03	1.0278	0.0119	0.0029	0.1116	-0.9523	-1.8912	-0.5100	-1.5229

0.3167	0.0132	962.41	0.01	1.0270	0.0116	0.0010	0.0372	-1.4293	-1.8796	-0.5000	-2.0000
0.3250	0.0135	962.40	0.01	1.0263	0.0113	0.0010	0.0372	-1.4291	-1.8683	-0.4900	-2.0000
0.3333	0.0139	962.39	0.01	1.0256	0.0110	0.0010	0.0372	-1.4290	-1.8573	-0.4800	-2.0000
0.3417	0.0142	962.37	0.02	1.0250	0.0107	0.0021	0.0745	-1.1278	-1.8466	-0.4700	-1.6990
0.3500	0.0146	962.36	0.01	1.0244	0.0105	0.0011	0.0373	-1.4287	-1.8361	-0.4600	-2.0000
0.3583	0.0149	962.34	0.02	1.0238	0.0102	0.0022	0.0745	-1.1276	-1.8259	-0.4500	-1.6990
0.3667	0.0153	962.33	0.01	1.0233	0.0100	0.0011	0.0373	-1.4285	-1.8159	-0.4400	-2.0000
0.3750	0.0156	962.32	0.01	1.0227	0.0098	0.0012	0.0373	-1.4284	-1.8062	-0.4300	-2.0000
0.3833	0.0160	962.30	0.02	1.0222	0.0095	0.0024	0.0746	-1.1272	-1.7966	-0.4200	-1.6990
0.3917	0.0163	962.29	0.01	1.0217	0.0093	0.0012	0.0373	-1.4282	-1.7873	-0.4100	-2.0000
0.4000	0.0167	962.28	0.01	1.0213	0.0091	0.0012	0.0373	-1.4281	-1.7782	-0.4000	-2.0000
0.4083	0.0170	962.26	0.02	1.0208	0.0090	0.0025	0.0747	-1.1269	-1.7692	-0.3900	-1.6990
0.4167	0.0174	962.24	0.02	1.0204	0.0088	0.0026	0.0747	-1.1268	-1.7604	-0.3800	-1.6990
0.4250	0.0177	962.23	0.01	1.0200	0.0086	0.0013	0.0373	-1.4278	-1.7518	-0.3700	-2.0000
0.4333	0.0181	962.22	0.01	1.0196	0.0084	0.0013	0.0374	-1.4277	-1.7434	-0.3600	-2.0000
0.4417	0.0184	962.20	0.02	1.0192	0.0083	0.0027	0.0747	-1.1266	-1.7351	-0.3500	-1.6990
0.4500	0.0188	962.19	0.01	1.0189	0.0081	0.0014	0.0374	-1.4275	-1.7270	-0.3500	-2.0000
0.4583	0.0191	962.18	0.01	1.0185	0.0080	0.0014	0.0374	-1.4275	-1.7190	-0.3400	-2.0000
0.4667	0.0194	962.17	0.01	1.0182	0.0078	0.0015	0.0374	-1.4274	-1.7112	-0.3300	-2.0000
0.4750	0.0198	962.16	0.01	1.0179	0.0077	0.0015	0.0374	-1.4273	-1.7035	-0.3200	-2.0000
0.4833	0.0201	962.15	0.01	1.0175	0.0076	0.0015	0.0374	-1.4273	-1.6960	-0.3200	-2.0000
0.4917	0.0205	962.15	0.00	1.0172	0.0074	0.0000	0.0000		.5885	-0.3100	
0.5000	0.0208	962.14	0.01	1.0169	0.0073	0.0016	0.0374	-.4271	-1.6812	-0.3000	-2.0000
0.5167	0.0215	962.13	0.01	1.0333	0.0142	0.0005	0.0186	-.7316	-.6670	-0.2900	-2.0000
0.5333	0.0222	962.11	0.02	1.0323	0.0132	0.0016	0.0371	-.4304	-.6532	-0.2700	-1.6990
0.5500	0.0229	962.10	0.01	1.0313	0.0124	0.0009	0.0186	-.7312	-.6392	-0.2600	-2.0000
0.5667	0.0236	962.08	0.02	1.0303	0.0120	0.0018	0.0372	-1.4300	-.6269	-0.2500	-1.6990
0.5833	0.0243	962.07	0.01	1.0294	0.0126	0.0009	0.0186	-.7308	-.6143	-0.2300	-2.0000
0.6000	0.0250	962.05	0.02	1.0286	0.0122	0.0019	0.0372	-.4296	-.6021	-0.2200	-1.6990
0.6167	0.0257	962.04	0.01	1.0278	0.0119	0.0010	0.0186	-.7305	-.5902	-0.2100	-2.0000
0.6333	0.0264	962.03	0.01	1.0270	0.0116	0.0010	0.0186	-.7302	-.5786	-0.2000	-2.0000
0.6500	0.0271	962.02	0.01	1.0263	0.0113	0.0010	0.0186	-.7302	-.5673	-0.1900	-2.0000
0.6667	0.0278	962.01	0.01	1.0256	0.0110	0.0010	0.0186	-1.7301	-1.5563	-0.1800	-2.0000
0.6833	0.0285	962.00	0.01	1.0250	0.0107	0.0011	0.0186	-1.7298	-1.5456	-0.1700	-2.0000
0.7000	0.0292	961.99	0.01	1.0244	0.0105	0.0011	0.0186	-1.7298	-1.5351	-0.1500	-2.0000
0.7167	0.0299	961.98	0.01	1.0238	0.0102	0.0011	0.0186	-1.7296	-1.5249	-0.1400	-2.0000
0.7333	0.0306	961.97	0.01	1.0233	0.0100	0.0011	0.0186	-1.7294	-1.5149	-0.1300	-2.0000
0.7500	0.0313	961.96	0.01	1.0227	0.0098	0.0012	0.0186	-1.7295	-1.5051	-0.1200	-2.0000
0.7667	0.0319	961.96	0.00	1.0222	0.0095	0.0000	0.0000		-1.4956	-0.1200	
0.7833	0.0326	961.95	0.01	1.0217	0.0093	0.0012	0.0187	-1.7292	-1.4863	-0.1100	-2.0000
0.8000	0.0333	961.94	0.01	1.0213	0.0091	0.0012	0.0187	-1.7291	-1.4771	-0.1000	-2.0000
0.8167	0.0340	961.93	0.01	1.0208	0.0090	0.0013	0.0187	-1.7290	-1.4682	-0.0900	-2.0000
0.8333	0.0347	961.93	0.00	1.0204	0.0088	0.0000	0.0000		-1.4594	-0.0800	
0.8500	0.0354	961.92	0.01	1.0200	0.0086	0.0013	0.0187	-1.7288	-.4508	-0.0700	-2.0000
0.8667	0.0361	961.91	0.01	1.0196	0.0084	0.0013	0.0187	-1.7287	-.4424	-0.0600	-2.0000
0.8833	0.0368	961.91	0.00	1.0192	0.0083	0.0000	0.0000		-.4341	-0.0500	
0.9000	0.0375	961.90	0.01	1.0189	0.0081	0.0014	0.0187	-1.7286	-.4260	-0.0500	-2.0000
0.9167	0.0382	961.90	0.00	1.0185	0.0080	0.0000	0.0000		-.4180	-0.0400	
0.9333	0.0389	961.89	0.01	1.0182	0.0078	0.0015	0.0187	-1.7283	-.4102	-0.0300	-2.0000
0.9500	0.0396	961.89	0.00	1.0179	0.0077	0.0000	0.0000		-.4025	-0.0200	
0.9667	0.0403	961.88	0.01	1.0175	0.0076	0.0015	0.0187	-1.7283	-.3949	-0.0100	-2.0000
0.9833	0.0410	961.87	0.01	1.0172	0.0074	0.0015	0.0187	-1.7282	-1.3875	-0.0070	-2.0000
1.0000	0.0417	961.86	0.01	1.0169	0.0073	0.0016	0.0187	-1.7282	-1.3802	0.0000	-2.0000
1.0167	0.0424	961.84	0.02	1.0167	0.0072	0.0032	0.0374	-1.4271	-.3730	0.0070	-1.6990
1.0333	0.0431	961.83	0.01	1.0164	0.0071	0.0016	0.0187	-1.7280	-.3660	0.0100	-2.0000
1.0500	0.0438	961.82	0.01	1.0161	0.0069	0.0016	0.0187	-1.7280	-.3590	0.0200	-2.0000

1.0667	0.0444	961.81	0.01	1.0159	0.0068	0.0017	0.0187	-1.7280	-1.3522	0.0300	-2.0000
1.0833	0.0451	961.81	0.00	1.0156	0.0067	0.0000	0.0000		-1.3454	0.0300	
1.1000	0.0458	961.80	0.01	1.0154	0.0066	0.0017	0.0197	-1.7278	-1.3388	0.0400	-2.0000
1.1167	0.0465	961.80	0.00	1.0152	0.0065	0.0000	0.0000		-1.3323	0.0500	
1.1333	0.0472	961.79	0.01	1.0149	0.0064	0.0018	0.0187	-1.7277	-1.3259	0.0500	-2.0000
1.1500	0.0479	961.78	0.01	1.0147	0.0063	0.0018	0.0187	-1.7277	-1.3195	0.0600	-2.0000
1.1667	0.0486	961.78	0.00	1.0145	0.0062	0.0000	0.0000		-1.3133	0.0700	
1.1833	0.0493	961.77	0.01	1.0143	0.0062	0.0018	0.0187	-1.7276	-1.3071	0.0700	-2.0000
1.2000	0.0500	961.77	0.00	1.0141	0.0061	0.0000	0.0000		-1.3010	0.0800	
1.2167	0.0507	961.76	0.01	1.0139	0.0060	0.0019	0.0187	-1.7275	-1.2950	0.0900	-2.0000
1.2333	0.0514	961.76	0.00	1.0137	0.0059	0.0000	0.0000		-1.2891	0.0900	
1.2500	0.0521	961.75	0.01	1.0135	0.0058	0.0020	0.0187	-1.7274	-1.2833	0.1000	-2.0000
1.2667	0.0528	961.75	0.00	1.0133	0.0058	0.0000	0.0000		-1.2775	0.1000	
1.2833	0.0535	961.75	0.00	1.0132	0.0057	0.0000	0.0000		-1.2719	0.1100	
1.3000	0.0542	961.74	0.01	1.0130	0.0056	0.0020	0.0187	-1.7274	-1.2663	0.1100	-2.0000
1.3167	0.0549	961.74	0.00	1.0128	0.0055	0.0000	0.0000		-1.2607	0.1200	
1.3333	0.0556	961.74	0.00	1.0127	0.0055	0.0000	0.0000		-1.2553	0.1200	
1.3500	0.0563	961.73	0.01	1.0125	0.0054	0.0021	0.0187	-1.7273	-1.2499	0.1300	-2.0000
1.3667	0.0569	961.73	0.00	1.0123	0.0053	0.0000	0.0000		-1.2445	0.1400	
1.3833	0.0576	961.73	0.00	1.0122	0.0053	0.0000	0.0000		-1.2393	0.1400	
1.4000	0.0583	961.72	0.01	1.0120	0.0052	0.0022	0.0187	-1.7271	-1.2341	0.1500	-2.0000
1.4167	0.0590	961.72	0.00	1.0119	0.0051	0.0000	0.0000		-1.2289	0.1500	
1.4333	0.0597	961.71	0.01	1.0118	0.0051	0.0022	0.0187	-1.7271	-1.2239	0.1600	-2.0000
1.4500	0.0604	961.71	0.00	1.0116	0.0050	0.0000	0.0000		-1.2198	0.1600	
1.4667	0.0611	961.70	0.01	1.0115	0.0050	0.0023	0.0187	-1.7270	-1.2139	0.1700	-2.0000
1.4833	0.0618	961.70	0.00	1.0114	0.0049	0.0000	0.0000		-1.2090	0.1700	
1.5000	0.0625	961.69	0.01	1.0112	0.0049	0.0023	0.0188	-1.7270	-1.2041	0.1800	-2.0000
1.5833	0.0660	961.67	0.02	1.0556	0.0235	0.0010	0.0073	-2.4342	-1.1206	0.2000	-1.6990
1.6667	0.0694	961.66	0.01	1.0526	0.0223	0.0005	0.0037	-2.4346	-1.1584	0.2200	-2.0000
1.7500	0.0729	961.65	0.01	1.0500	0.0212	0.0005	0.0037	-2.4340	-1.1372	0.2400	-2.0000
1.8333	0.0764	961.63	0.02	1.0476	0.0202	0.0011	0.0074	-2.4325	-1.1170	0.2600	-1.6990
1.9167	0.0799	961.62	0.01	1.0453	0.0193	0.0006	0.0037	-2.4331	-1.0977	0.2800	-2.0000
2.0000	0.0833	961.61	0.01	1.0435	0.0185	0.0006	0.0037	-2.4327	-1.0792	0.3000	-2.0000
2.0833	0.0868	961.61	0.00	1.0417	0.0177	0.0000	0.0000		-1.0615	0.3200	
2.1667	0.0903	961.61	0.00	1.0400	0.0170	0.0000	0.0000		-1.0444	0.3400	
2.2500	0.0938	961.60	0.01	1.0385	0.0164	0.0007	0.0037	-2.4317	-1.0280	0.3500	-2.0000
2.3333	0.0972	961.59	0.01	1.0370	0.0158	0.0007	0.0037	-2.4314	-1.0122	0.3700	-2.0000
2.4167	0.1007	961.59	0.00	1.0357	0.0152	0.0000	0.0000		-0.9970	0.3800	
2.5000	0.1042	961.59	0.00	1.0345	0.0147	0.0000	0.0000		-0.9823	0.4000	
2.5833	0.1076	961.59	0.00	1.0333	0.0142	0.0000	0.0000		-0.9680	0.4100	
2.6667	0.1111	961.58	0.01	1.0323	0.0138	0.0008	0.0037	-2.4304	-0.9542	0.4300	-2.0000
2.7500	0.1146	961.57	0.01	1.0312	0.0134	0.0009	0.0037	-2.4302	-0.9409	0.4400	-2.0000
2.8333	0.1181	961.59	-0.02	1.0303	0.0130	-0.0018	-0.0074		-0.9279	0.4500	
2.9167	0.1215	961.59	0.00	1.0294	0.0126	0.0000	0.0000		-0.9153	0.4600	
3.0000	0.1250	961.59	0.00	1.0286	0.0122	0.0000	0.0000		-0.9031	0.4800	
3.0833	0.1285	961.58	0.01	1.0278	0.0119	0.0010	0.0037	-2.4294	-0.8912	0.4900	-2.0000
3.1667	0.1319	961.56	0.02	1.0270	0.0116	0.0020	0.0074	-2.4282	-0.8796	0.5000	-1.6990
3.2500	0.1354	961.56	0.00	1.0263	0.0113	0.0000	0.0000		-0.8683	0.5100	
3.3333	0.1389	961.56	0.00	1.0256	0.0110	0.0000	0.0000		-0.8573	0.5200	
3.4167	0.1424	961.55	0.01	1.0250	0.0107	0.0011	0.0037	-2.4288	-0.8466	0.5300	-2.0000
3.5000	0.1458	961.55	0.00	1.0244	0.0105	0.0000	0.0000		-0.8361	0.5400	
3.5833	0.1563	961.51	0.04	1.0714	0.0300	0.0015	0.0049	-2.3135	-0.8062	0.5700	-1.3979
4.0000	0.1667	961.53	-0.02	1.0667	0.0280	-0.0008	-0.0024		-0.7782	0.6000	
4.2500	0.1771	961.53	0.00	1.0625	0.0263	0.0000	0.0000		-0.7518	0.6300	
4.5000	0.1875	961.54	-0.01	1.0588	0.0248	-0.0005	-0.0012		-0.7270	0.6500	
4.7500	0.1979	961.54	0.00	1.0556	0.0235	0.0000	0.0000		-0.7035	0.6800	

5.0000	0.2083	961.54	0.00	1.0526	0.0222	0.0000	0.0000		-0.6812	0.7000	
5.2500	0.2188	961.55	-0.01	1.0500	0.0212	-0.0005	-0.0012		-0.6601	0.7200	
5.5000	0.2292	961.54	0.01	1.0476	0.0202	0.0006	0.0012	-2.9107	-0.6398	0.7400	-2.0000
5.7500	0.2396	961.54	0.00	1.0455	0.0193	0.0000	0.0000		-0.6205	0.7600	
6.0000	0.2500	961.56	-0.02	1.0435	0.0185	-0.0012	-0.0025		-0.6021	0.7800	
6.2500	0.2604	961.56	0.00	1.0417	0.0177	0.0000	0.0000		-0.5843	0.8000	
6.5000	0.2708	961.56	0.00	1.0400	0.0170	0.0000	0.0000		-0.5673	0.8100	
6.7500	0.2813	961.58	-0.02	1.0385	-0.0164	-0.0014	-0.0025		-0.5509	0.8300	
7.0000	0.2917	961.56	0.02	1.0370	0.0158	0.0014	0.0025	-2.6075	-0.5351	0.8500	
7.2500	0.3021	961.58	-0.02	1.0357	0.0152	-0.0015	-0.0025		-0.5199	0.8600	
7.5000	0.3125	961.58	0.00	1.0345	0.0147	0.0000	0.0000		-0.5051	0.8800	
7.7500	0.3229	961.59	-0.01	1.0333	0.0142	-0.0008	-0.0012		-0.4909	0.8900	
8.0000	0.3333	961.58	0.01	1.0323	0.0138	0.0008	0.0012	-2.9075	-0.4771	0.9000	-2.0000
8.2500	0.3438	961.59	-0.01	1.0313	0.0134	-0.0009	-0.0012		-0.4638	0.9200	
8.5000	0.3542	961.59	0.00	1.0303	0.0130	0.0000	0.0000		-0.4508	0.9300	
8.7500	0.3646	961.59	0.00	1.0294	0.0126	0.0000	0.0000		-0.4382	0.9400	
9.0000	0.3750	961.62	-0.03	1.0286	0.0122	-0.0028	-0.0037		-0.4260	0.9500	
9.2500	0.3854	961.60	0.02	1.0278	0.0119	0.0019	0.0025		-0.4141	0.9700	-1.5990
9.5000	0.3958	961.61	-0.01	1.0270	0.0116	-0.0010	-0.0012		-0.4025	0.9800	
9.7500	0.4063	961.62	-0.01	1.0263	0.0113	-0.0010	-0.0012		-0.3912	0.9900	
10.0000	0.4167	961.63	-0.01	1.0256	0.0110	-0.0010	-0.0012		-0.3802	1.0000	
10.2500	0.4271	961.66	-0.03	1.0250	0.0107	-0.0032	-0.0037		-0.3695	1.0100	
10.5000	0.4375	961.66	0.00	1.0244	0.0105	0.0000	0.0000		-0.3590	1.0200	
10.7500	0.4479	961.68	-0.02	1.0238	0.0102	-0.0022	-0.0025		-0.3488	1.0300	
11.0000	0.4583	961.69	-0.01	1.0233	0.0100	-0.0011	-0.0012		-0.3389	1.0400	
11.2500	0.4688	961.69	0.00	1.0227	0.0098	0.0000	0.0000		-0.3291	1.0500	
11.5000	0.4792	961.70	-0.01	1.0222	0.0095	-0.0012	-0.0012		-0.3195	1.0600	
11.7500	0.4896	961.70	0.00	1.0217	0.0093	0.0000	0.0000		-0.3102	1.0700	
12.0000	0.5000	961.72	-0.02	1.0213	0.0091	-0.0025	-0.0025		-0.3010	1.0800	
12.2500	0.5104	961.71	0.01	1.0208	0.0090	0.0013	0.0012	-2.9051	-0.2921	1.0900	-2.0000
12.5000	0.5208	961.71	0.00	1.0204	0.0088	0.0000	0.0000		-0.2833	1.1000	
12.7500	0.5313	961.72	-0.01	1.0200	0.0086	-0.0013	-0.0012		-0.2747	1.1100	
13.0000	0.5417	961.72	0.00	1.0196	0.0084	0.0000	0.0000		-0.2663	1.1100	
13.2500	0.5521	961.75	-0.03	1.0192	0.0083	-0.0041	-0.0037		-0.2580	1.1200	
13.5000	0.5625	961.75	0.00	1.0189	0.0081	0.0000	0.0000		-0.2499	1.1300	
13.7500	0.5729	961.77	-0.02	1.0185	0.0080	-0.0029	-0.0025		-0.2419	1.1400	
14.0000	0.5833	961.77	0.00	1.0182	0.0078	0.0000	0.0000		-0.2341	1.1500	
14.2500	0.5938	961.78	-0.01	1.0179	0.0077	-0.0015	-0.0012		-0.2264	1.1500	
14.5000	0.6042	961.81	-0.03	1.0175	0.0076	-0.0045	-0.0037		-0.2188	1.1600	
14.7500	0.6146	961.81	0.00	1.0172	0.0074	0.0000	0.0000		-0.2114	1.1700	
15.0000	0.6250	961.79	0.02	1.0169	0.0073	0.0031	0.0025	-2.6032	-0.2041	1.1800	
15.2500	0.6354	961.79	0.00	1.0167	0.0072	0.0000	0.0000		-0.1969	1.1800	
15.5000	0.6458	961.82	-0.03	1.0164	0.0071	-0.0048	-0.0037		-0.1899	1.1900	
15.7500	0.6563	961.81	0.01	1.0161	0.0069	0.0016	0.0012	-2.9041	-0.1829	1.2000	
16.0000	0.6667	961.84	-0.03	1.0159	0.0068	-0.0050	-0.0037		-0.1761	1.2000	
16.2500	0.6771	961.84	0.00	1.0156	0.0067	0.0000	0.0000		-0.1694	1.2100	
16.5000	0.6875	961.85	-0.01	1.0154	0.0066	-0.0017	-0.0012		-0.1627	1.2200	
16.7500	0.6979	961.85	0.00	1.0152	0.0065	0.0000	0.0000		-0.1562	1.2200	
17.0000	0.7083	961.78	0.07	1.0149	0.0064	0.0124	0.0087	-2.0587	-0.1498	1.2300	-1.1549
17.2500	0.7188	961.77	0.01	1.0147	0.0063	0.0018	0.0012	-2.9038	-0.1434	1.2400	-2.0000
17.5000	0.7292	961.78	-0.01	1.0145	0.0062	-0.0018	-0.0012		-0.1372	1.2400	
17.7500	0.7396	961.77	0.01	1.0143	0.0062	0.0018	0.0012	-2.9037	-0.1310	1.2500	-2.0000
18.0000	0.7500	961.78	0.00	1.0141	0.0061	0.0019	0.0012	-2.9037	-0.1249	1.2600	-2.0000
18.2500	0.7604	961.78	0.00	1.0139	0.0060	-0.0038	-0.0025		-0.1189	1.2600	
18.5000	0.7708	961.78	0.00	1.0137	0.0059	0.0154	0.0100	-2.0005	-0.1130	1.2700	-1.0969
18.7500	0.7813	961.87	-0.17	1.0135	0.0058	-0.0332	-0.0212		-0.1072	1.2700	

ORIGINAL
 DEPARTMENT OF
 BUREAU OF
 DISBURSEMENT
 RECEIVED
 1961

19 0000	● 7917	961 87	0 00	0133	0 0058	0 0000	0 0000	0 0000	-0 1015	1 2800
19 2500	0 8021	961 89	-0 02	0132	0 0057	-0 0040	0 0025	-0 0025	-0 0058	1 2800
19 5000	0 8125	961 81	0 08	0130	0 0056	0 0162	0 0100	-2 0003	-0 0902	1 2900
19 7500	0 8229	961 80	0 01	0128	0 0055	0 0021	0 0012	-2 9034	-0 0846	1 3000
20 0000	0 8333	961 80	0 00	0127	0 0055	0 0000	0 0000	-0 0792	-0 0792	1 3000

6. FIGURAS Y GRAFICOS

F I G U R A S

1. Flujo Radial en Reservorio Circular.
2. Caída de Presión en Flujo Radial en Estado Estable.
3. Esquema del Wellbore con Movimiento de la Interfase Líquido/Gas.
4. Esquema de un Pozo Conteniendo una Sola Fase (Líquida o Gas).
5. Distribución de Presión y Régimen de Flujo en Flujo Radial en Estado Estable.
6. Flujo Radial de Estado Inestable con Presión Constante.
7. Flujo Radial Inestable con Régimen de Producción Constante Estado Pseudoestable.
8. Modelo de un Plano de Flujo Simple Limitado.
9. Efecto de un Plano Barrera en un Drawdown.
10. Modelo de dos Límites Perpendiculares.
11. Casos de Interferencia - Función "Y".

12. Método de Análisis - Restauración de Presión (Prueba Límite).
13. Respuesta Presión en Prueba Interferencia.
14. Región Investigada en Prueba Interferencia.
15. Solución Integral Exponencial (Función E_i).

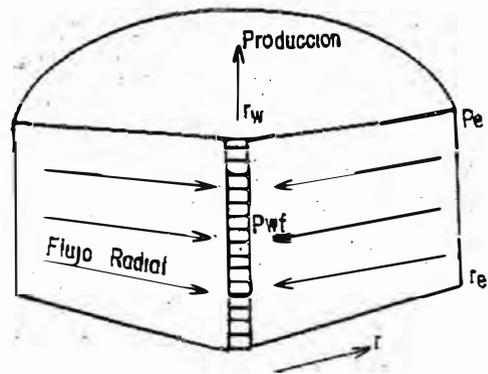


Fig.1

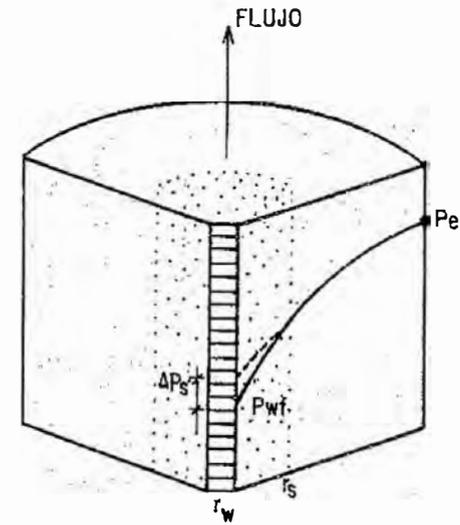


Fig.2

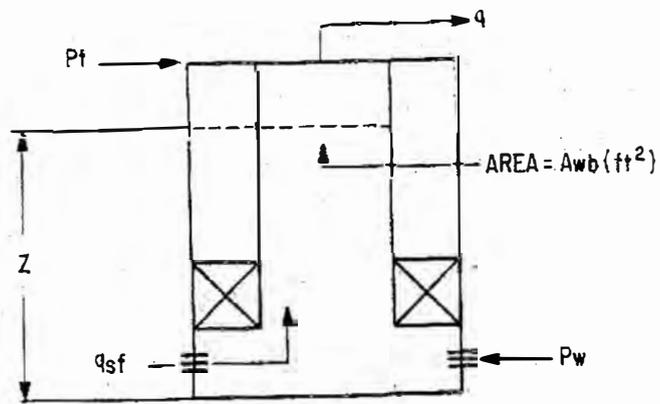


Fig.3

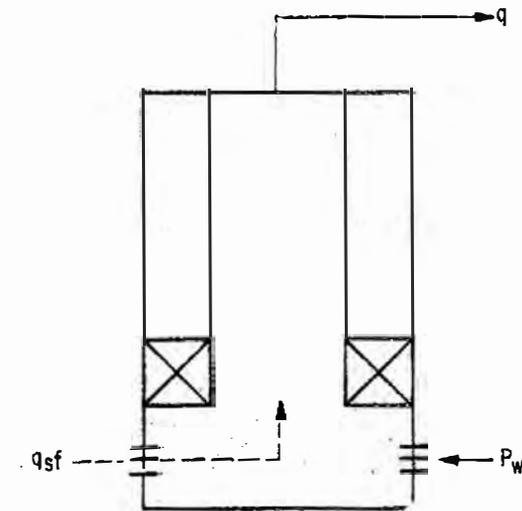


Fig.4

ESQUEMA DEL WELLBORE CON MOVIMIENTO DE LA INTERFAZ LIQUIDO/GAS

ESQUEMA DE UN POZO CONTENIENDO UNA SOLA FASE LIQUIDA O GAS

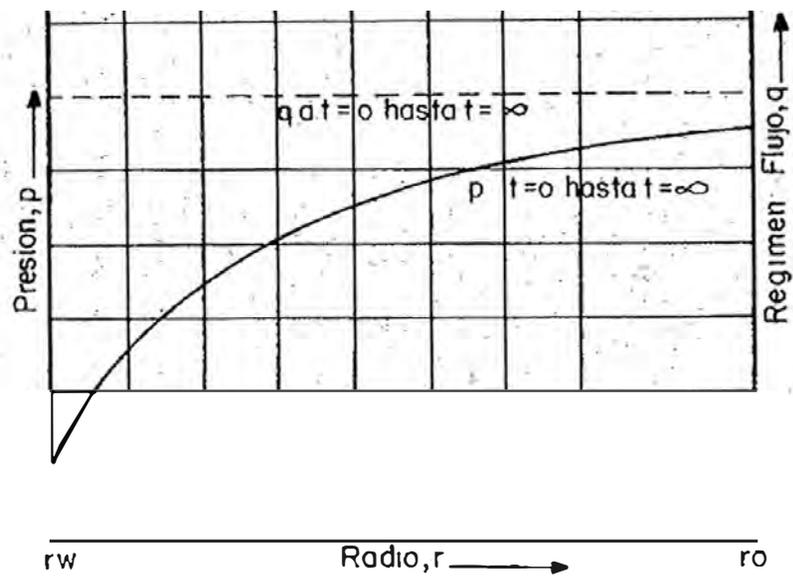
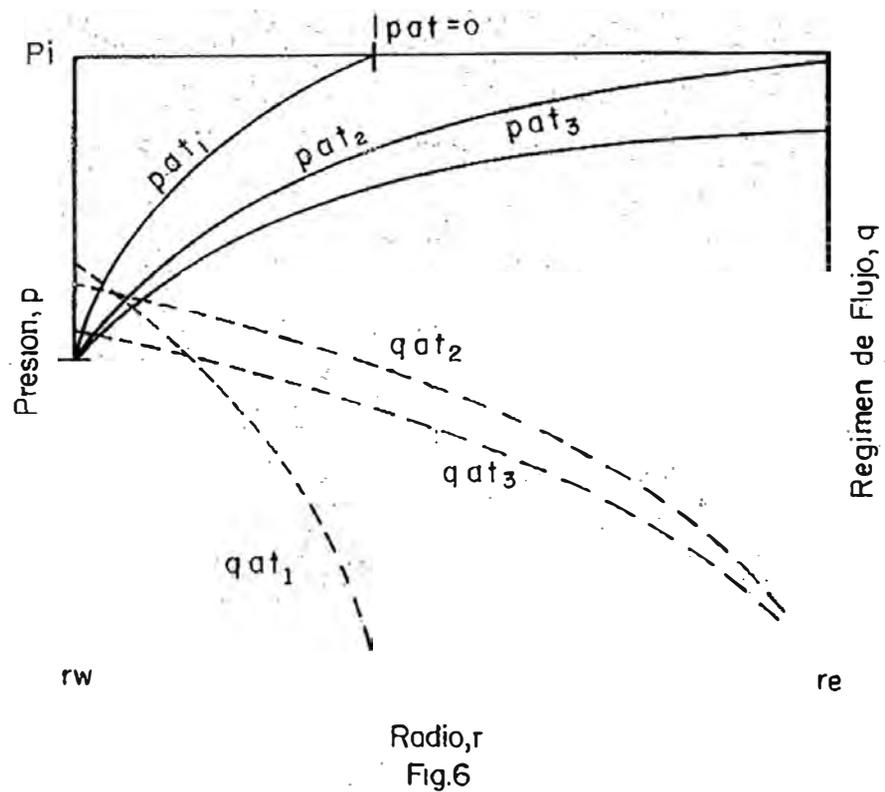


Fig.5



Radio, r
Fig.6

FLUJO RADIAL DE ESTADO INESTABLE CON PRESION CONSTANTE.

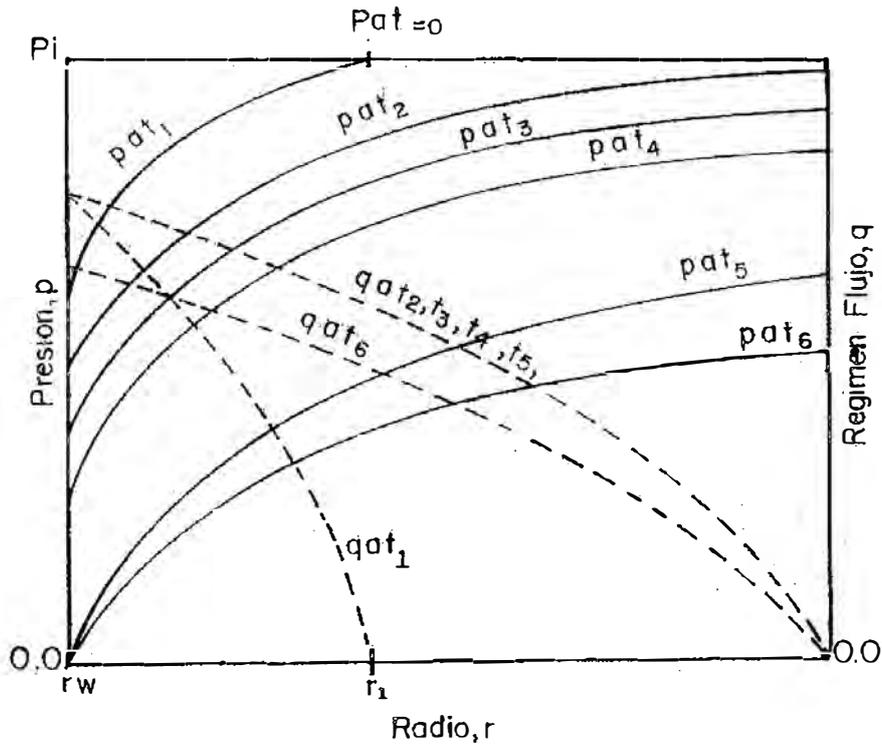


Fig. 7

FLUJO RADIAL INESTABLE CON REGIMEN DE PRODUCCIÓN CONSTANTE
ESTADO PSEUDO ESTABLE T_2 a T_5

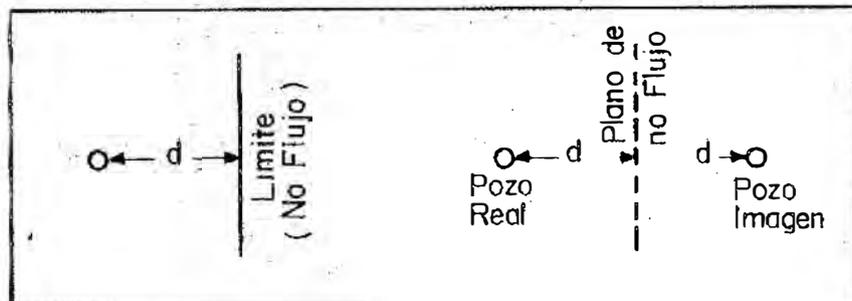


Fig. 8

MODELO DE UN PLANO DE FLUJO SIMPLE LIMITADO

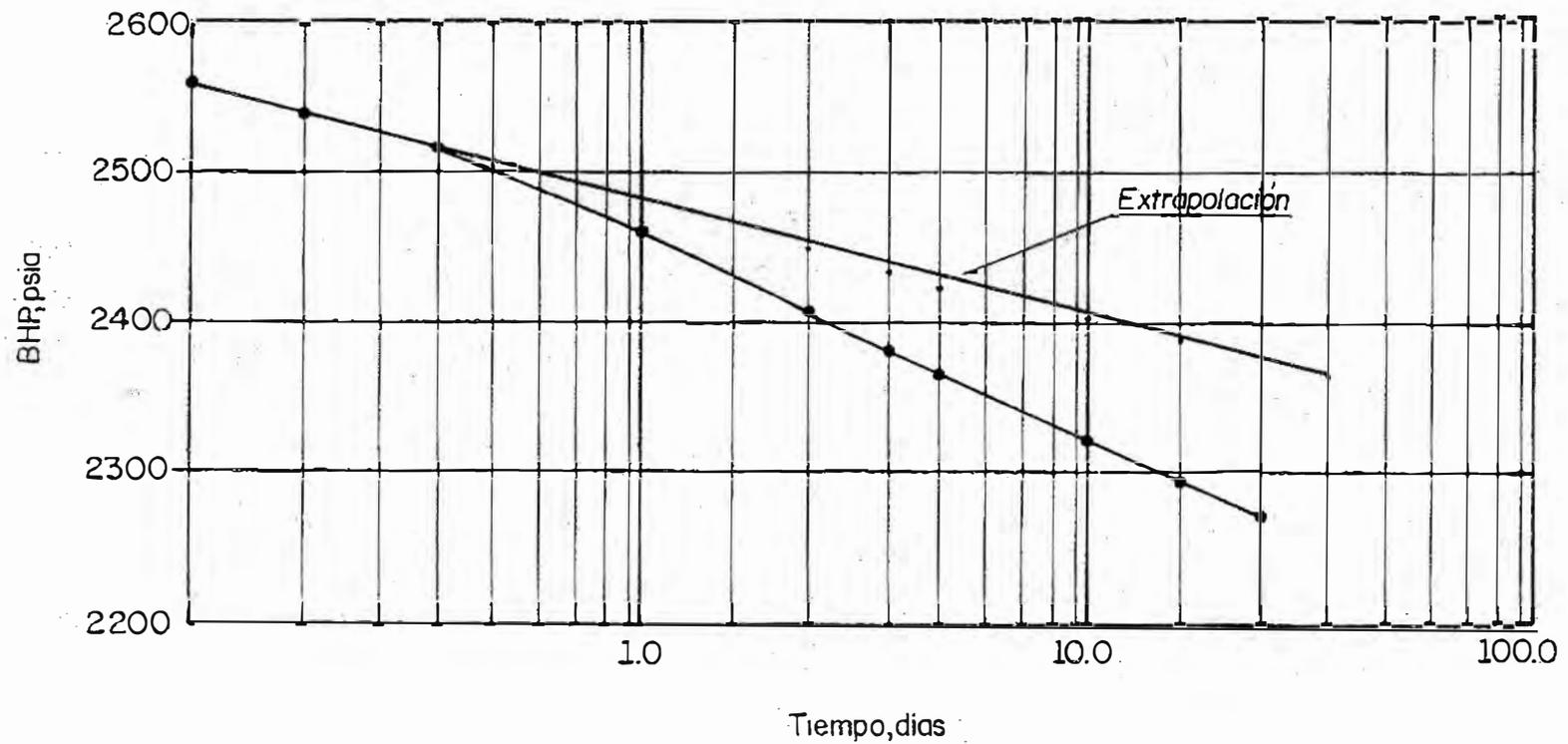


Fig.9
EFFECTO DE UN PLANO BARRERA EN UN DRAWDOWN

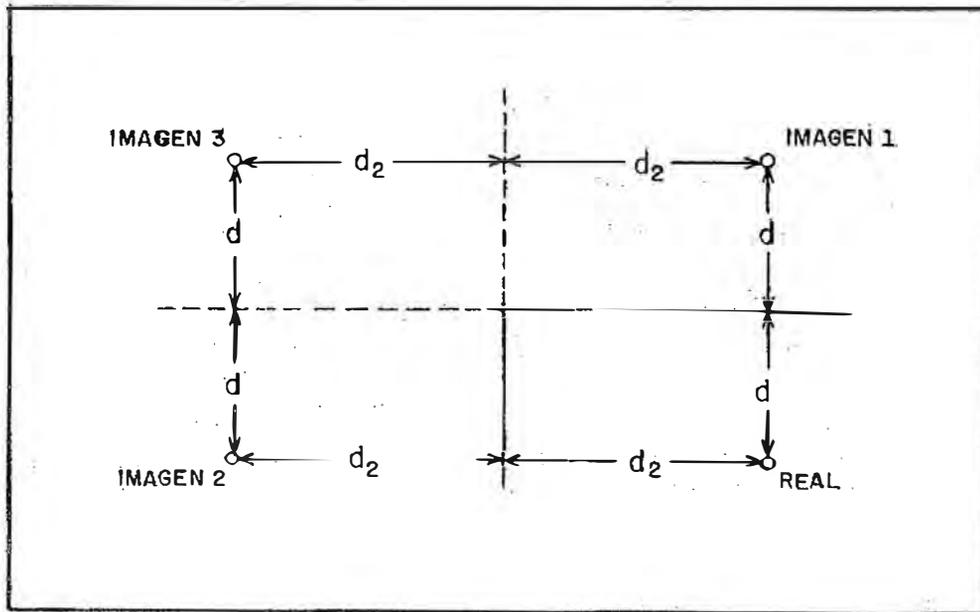


Fig.10 MODELO DE 2 LIMITES PERPENDICULARES

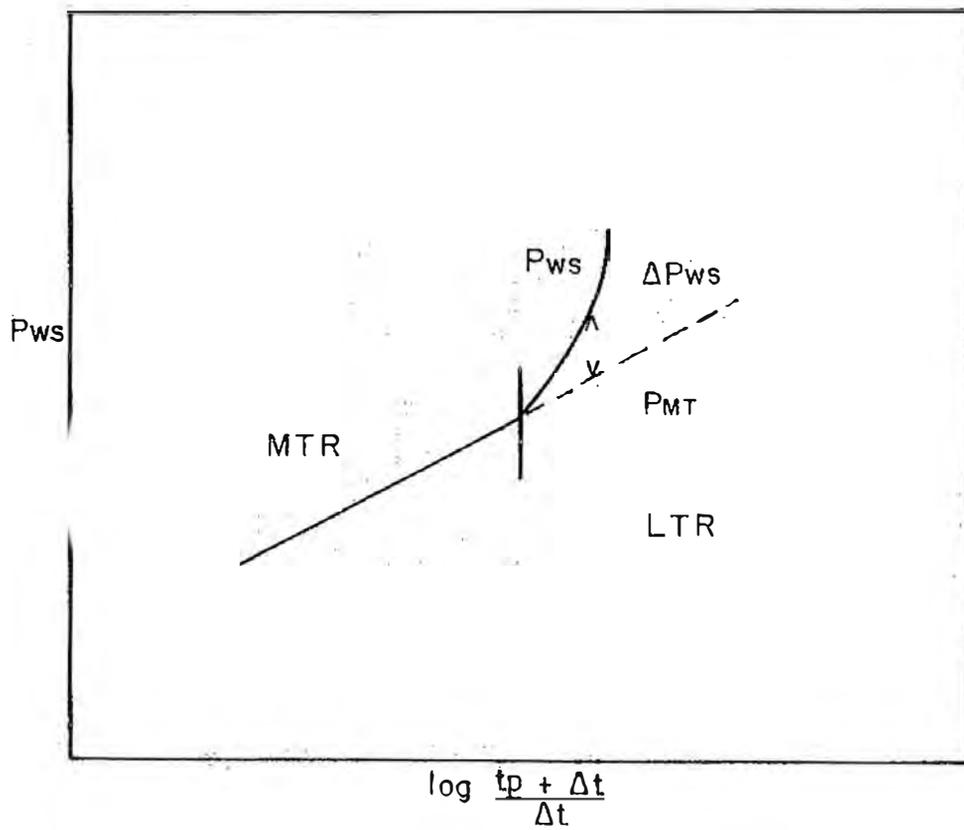


Fig.12

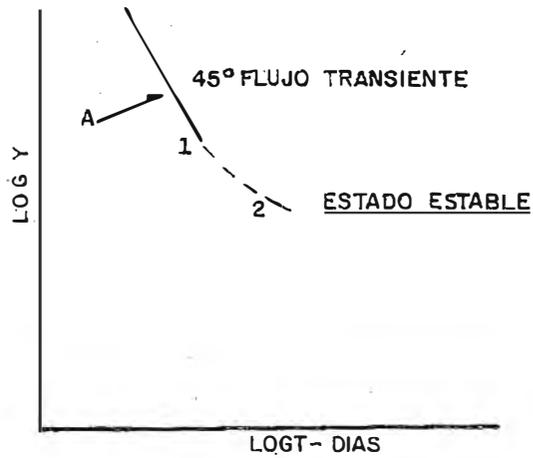


Fig. a FLUJO TRANSIENTE A ESTADO ESTABLE



Fig. b INTERFERENCIA CON FLUIDO MAS VISCOSO

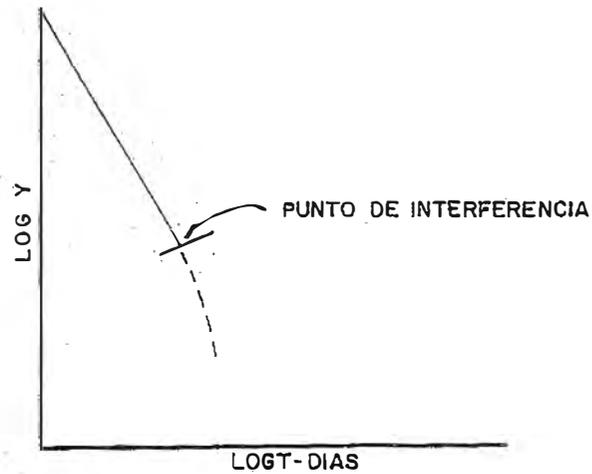


Fig. c INTERFERENCIA CON FLUIDO MENOS VISCOSO

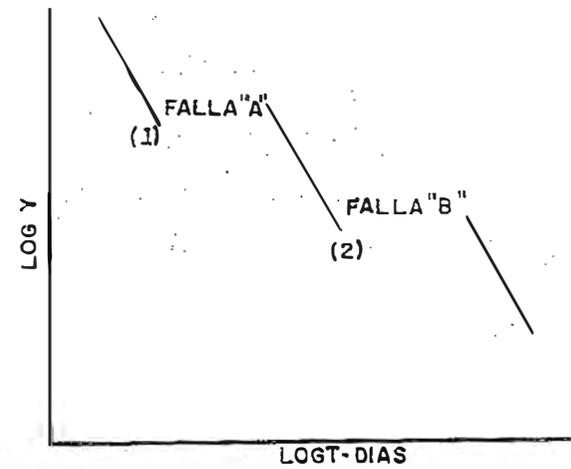


Fig. d INTERFERENCIA DEBIDO A FALLA

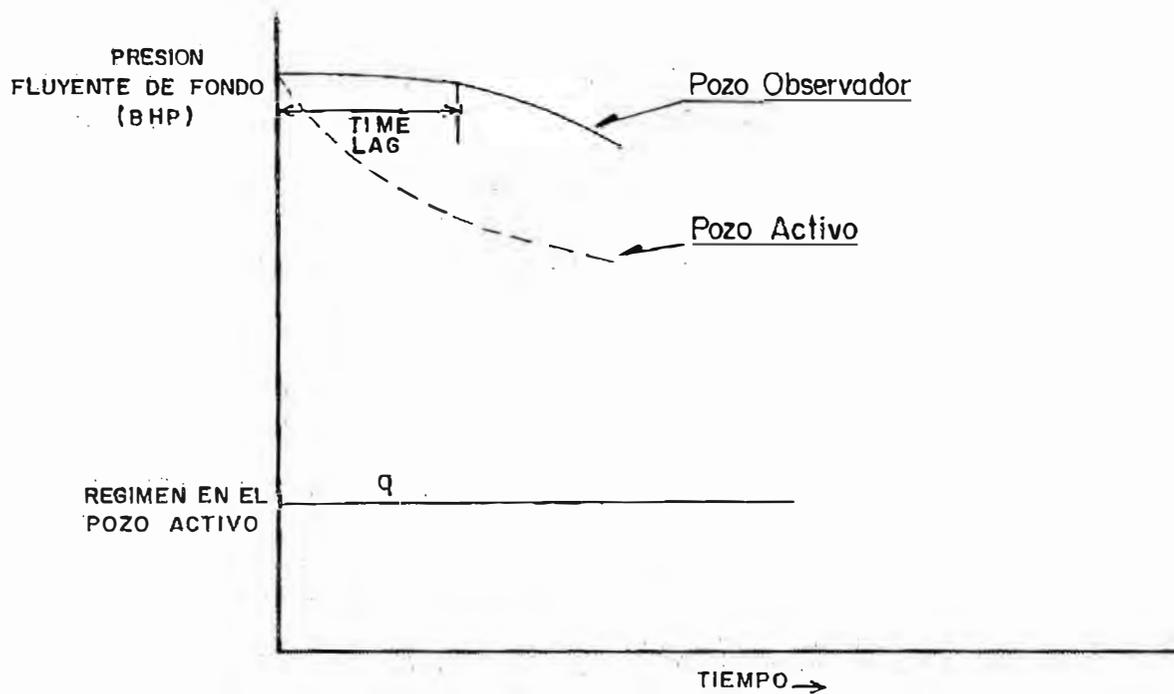


Fig.13 RESPUESTA PRESION EN PRUEBA DE INTERFERENCIA

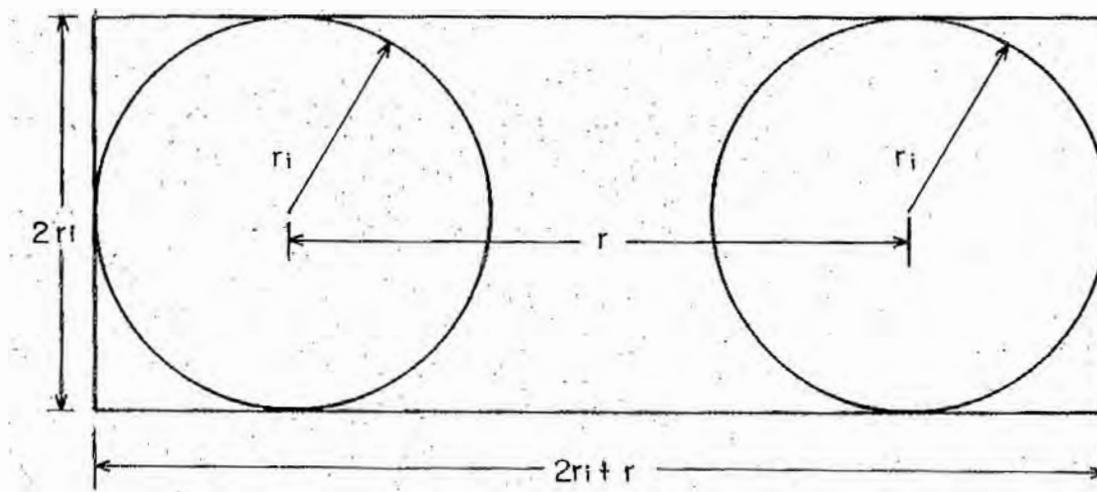


Fig.14 REGION INVESTIGADA EN PRUEBA INTERFERENCIA

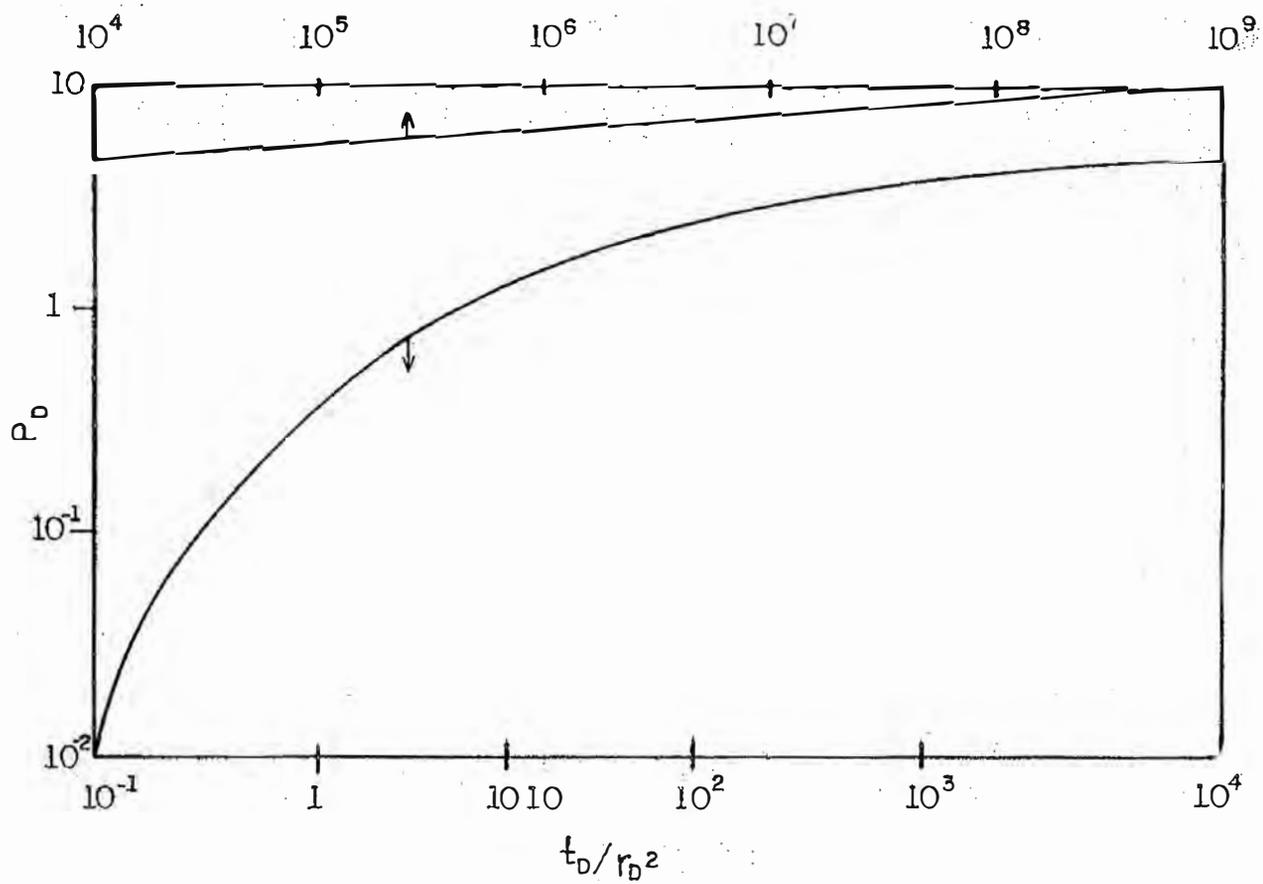
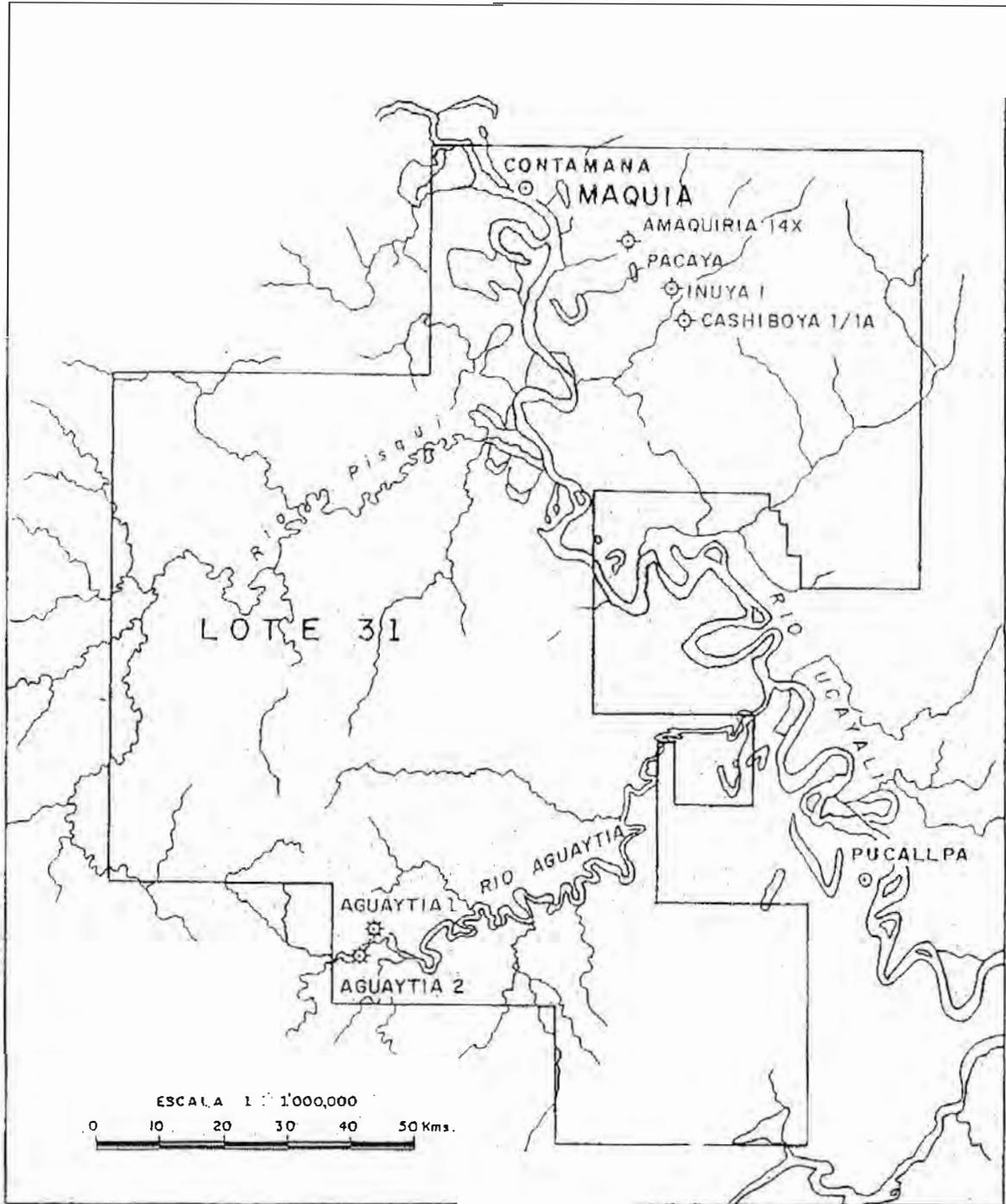


Fig.15 SOLUCION INTEGRAL EXPONENCIAL

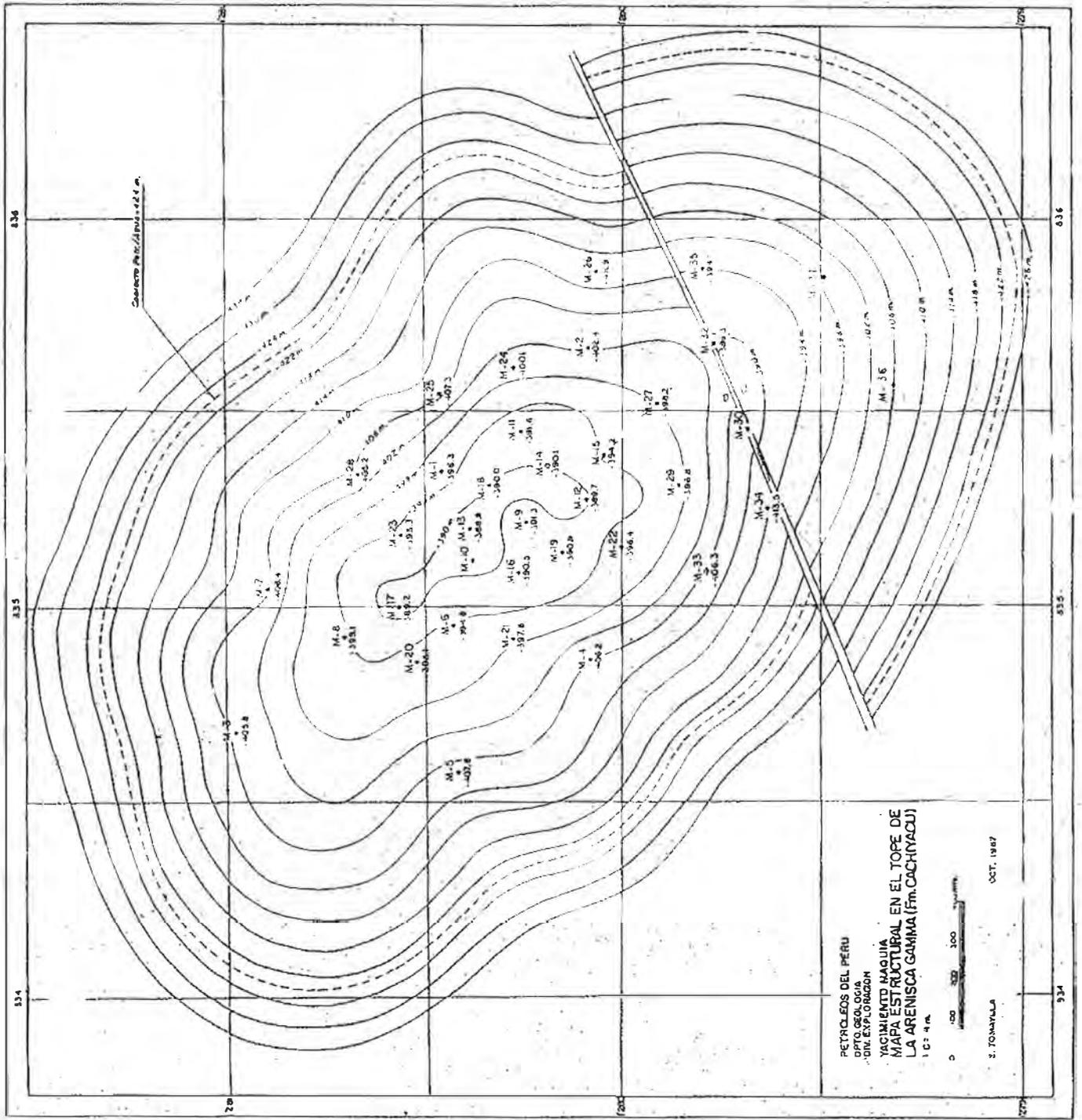
G R A F I C O S

1. Mapa de Ubicación del Yacimiento Maquía
2. Mapa Estructural en el Tópex de la Arenisca Gamma
3. Sección Estructural ND - SE
4. Columna Estratigráfica Yacimiento Maquía
5. Curva Producción Yacimiento Maquía
6. Análisis Gráfico - Método de Horner
7. Función "Y"
8. Período de Flujo Semi-Log P vs T
9. Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-30
10. Curva de Erección de Presión P vs. log T (Interferencia MA-31 y MA-30)
11. Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-32
12. Curva de Erección de Presión P vs. log T (Interferencia MA-31 y MA-32)
13. Interferencia entre Pozos MA-31 y MA-35
14. Curva de Erección de Presión P vs. log T (Interferencia MA-31 y MA-35)
15. Variación de Presiones en Pozo MA-31 durante las Pruebas de Interferencia

MAPA DE UBICACION DEL YACIMIENTO MAQUIA



URAT CU NW 2



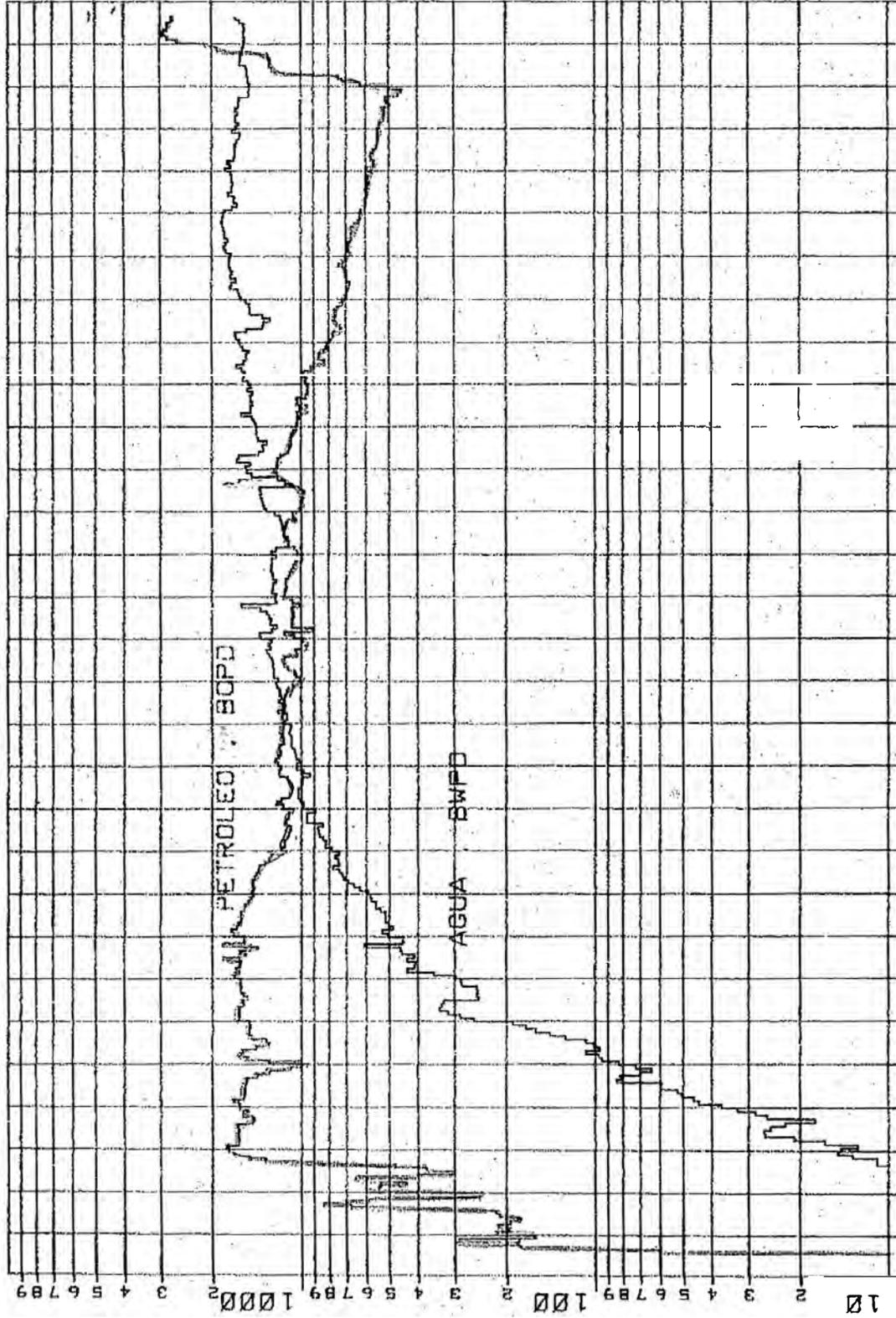
PETROLEOS DEL PERU
DPTO. GEOLOGIA
Y EXPLORACION
YACIMIENTO NAQUA
MAPA ESTRUCTURAL EN EL TOPE DE
LA ARENISCA GAMIMA (FM. CACHINACU)
1:50,000

0 100 200 m

S. TOMAYLLA OCT. 1967

GRAFICO Nº 4

YACIMIENTO MAQUIA
PRODUCCION TOTAL



596061626364656667686970717273747576777879808182838485868788

PETROLEOS DEL PERU

DEPARTAMENTO GEOLOGIA

DIVISION EXPLORACION

COLUMNA ESTRATIGRAFICA COMPUESTA LOTES 31-35

LIMA, AGOSTO DE 1977

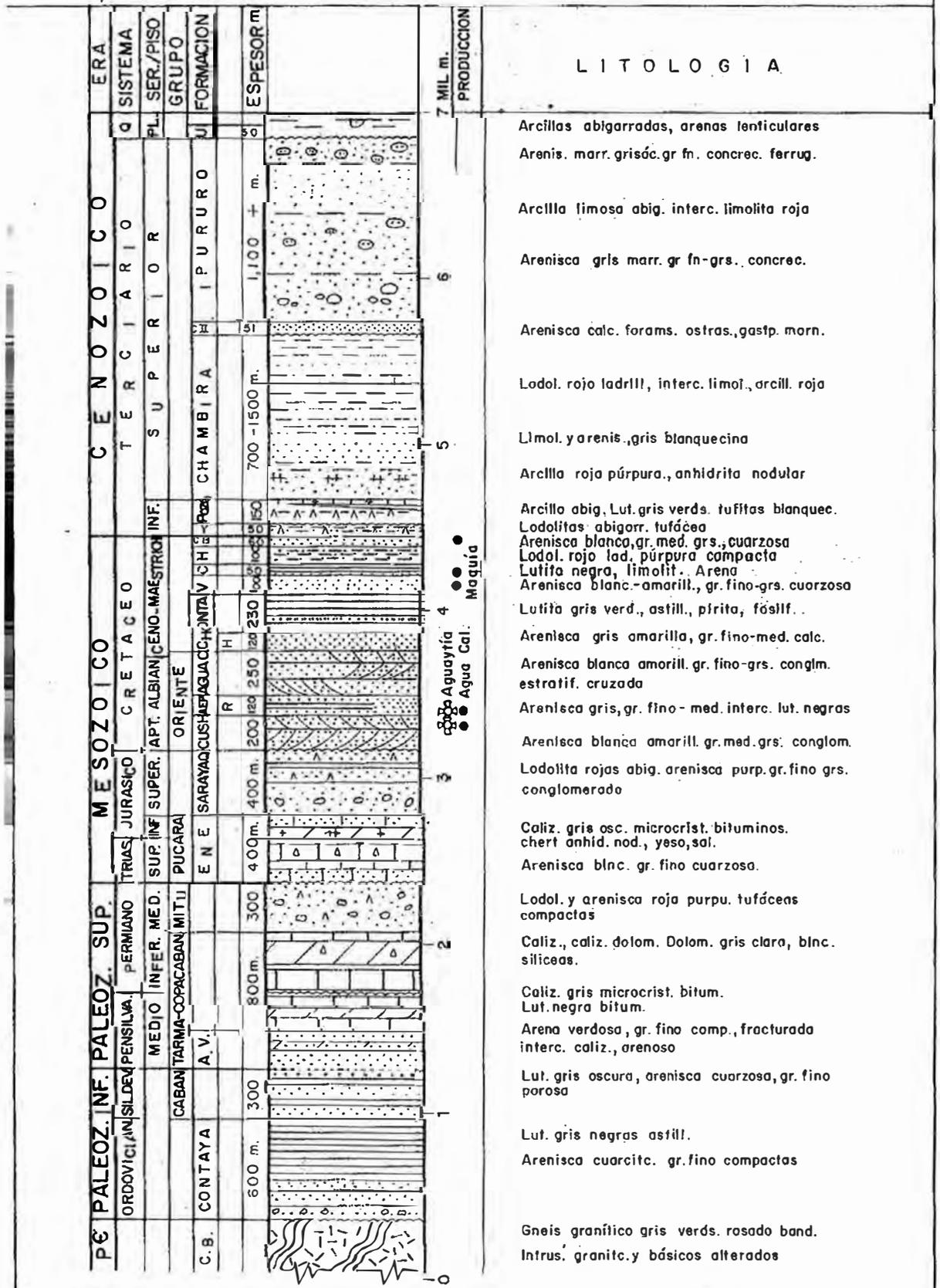
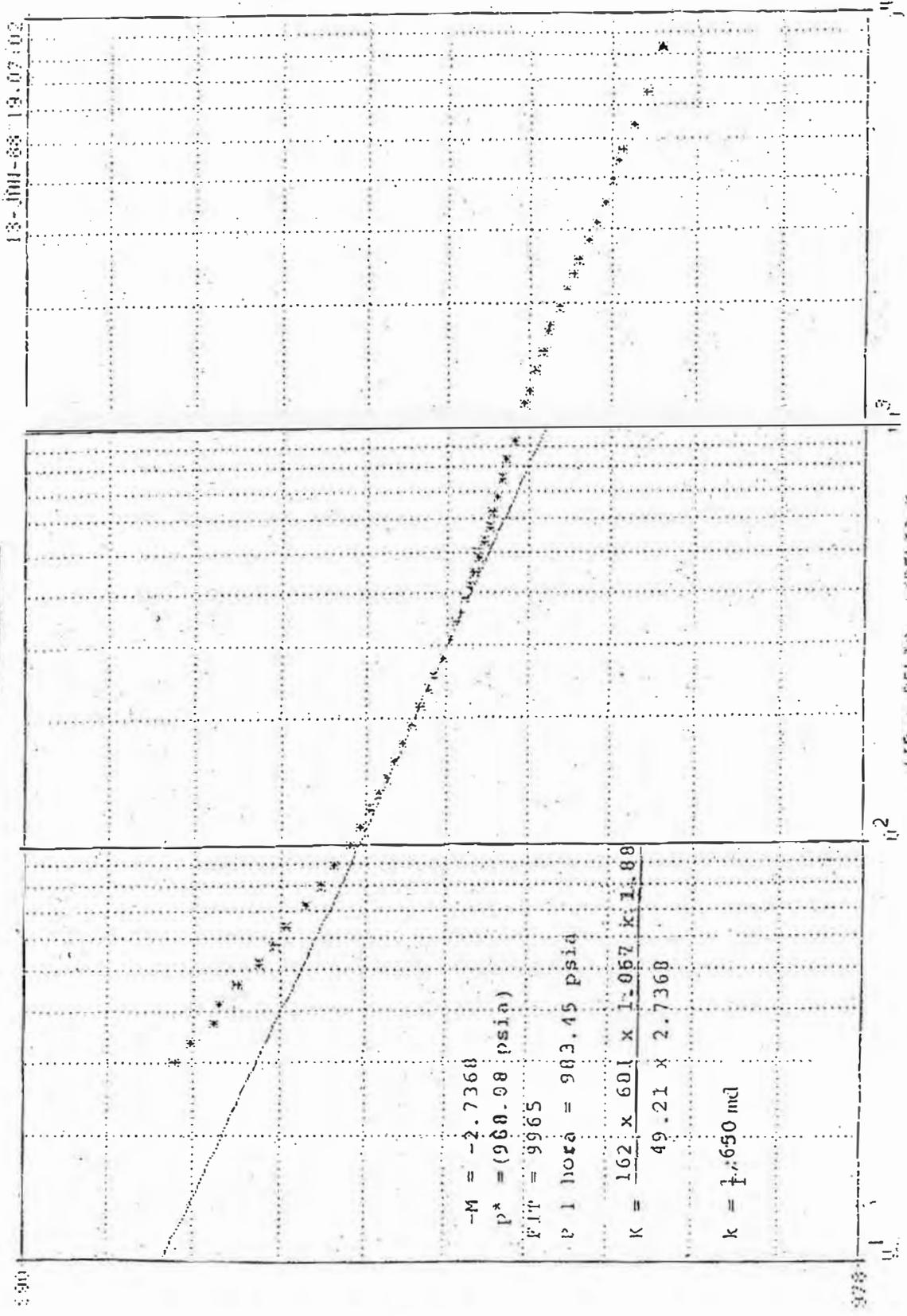


GRAFICO N° 6

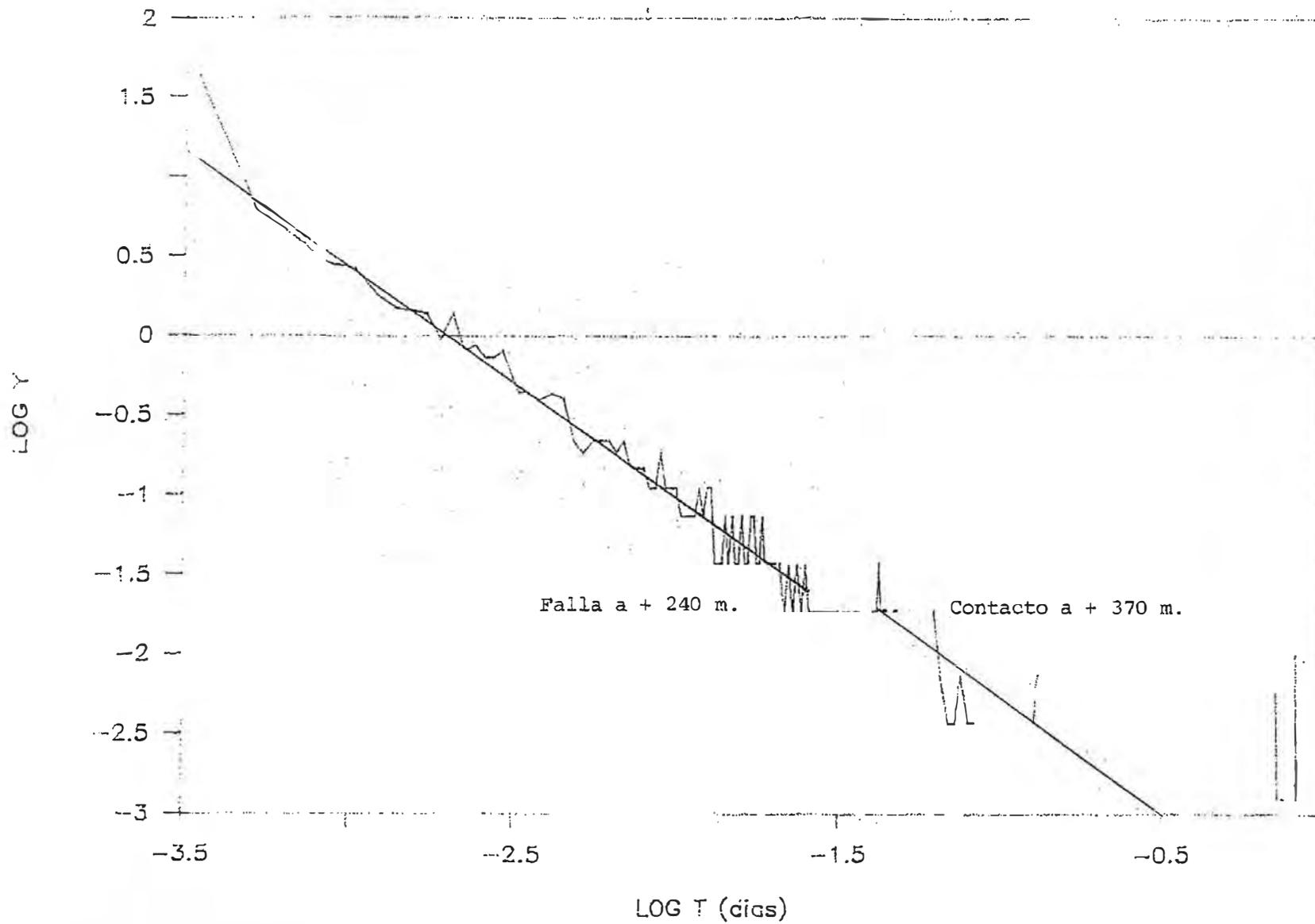


$-M = -2.7368$
 $p^* = (988.08 \text{ psia})$
 $FIT = 9965$
 $p \text{ 1 hora} = 983.45 \text{ psia}$
 $K = \frac{162 \times 601 \times 1.057 \times 1.88}{49.21 \times 2.7368}$
 $k = 1,650 \text{ md}$

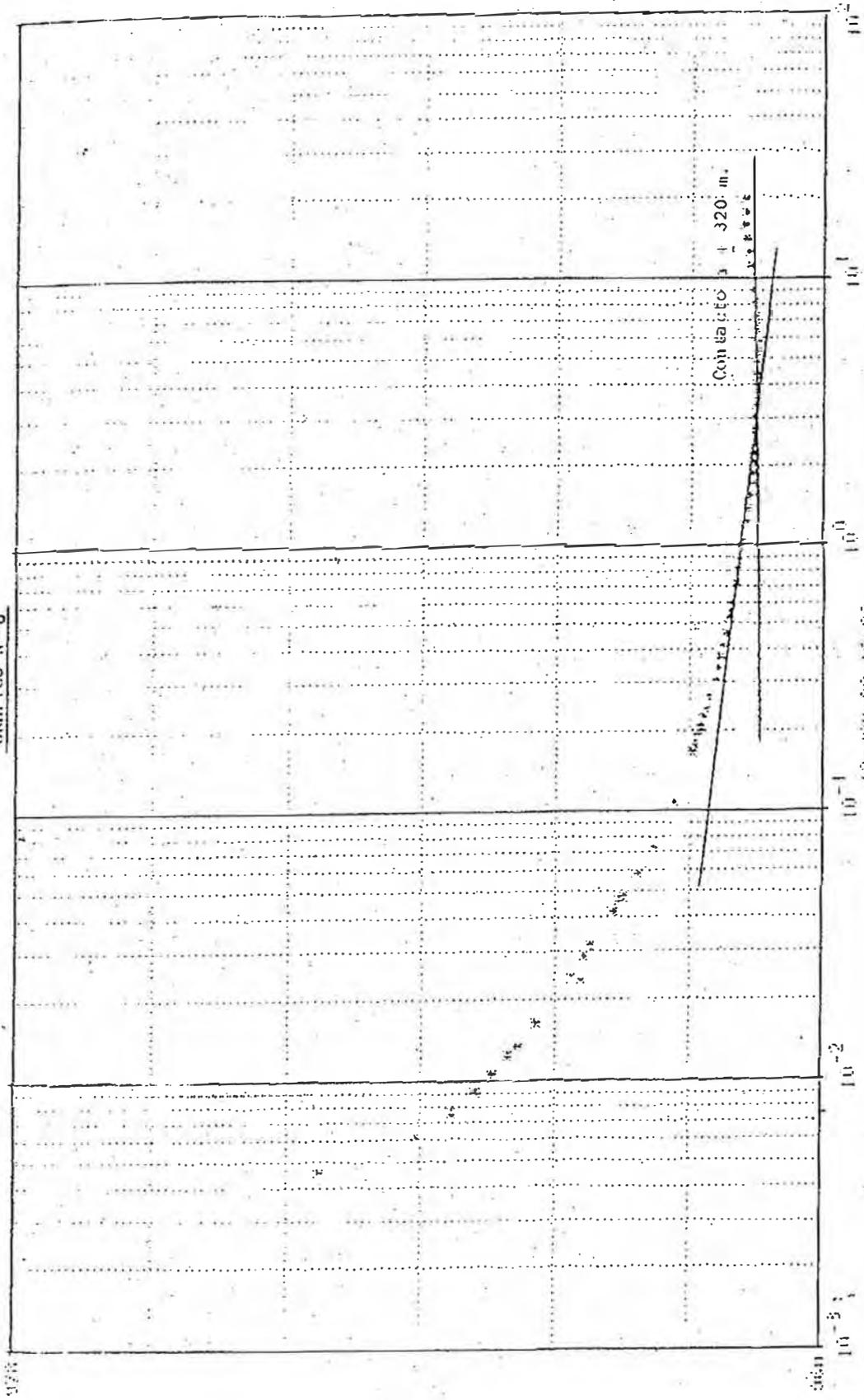
(IP + DELTA) / DELTA T
 HORIZON 31 CIERRE
 WARDER PLOT: Fracture con Time = 62

GRAFICO N°7

FUNCION Y



GRATICO N° 8

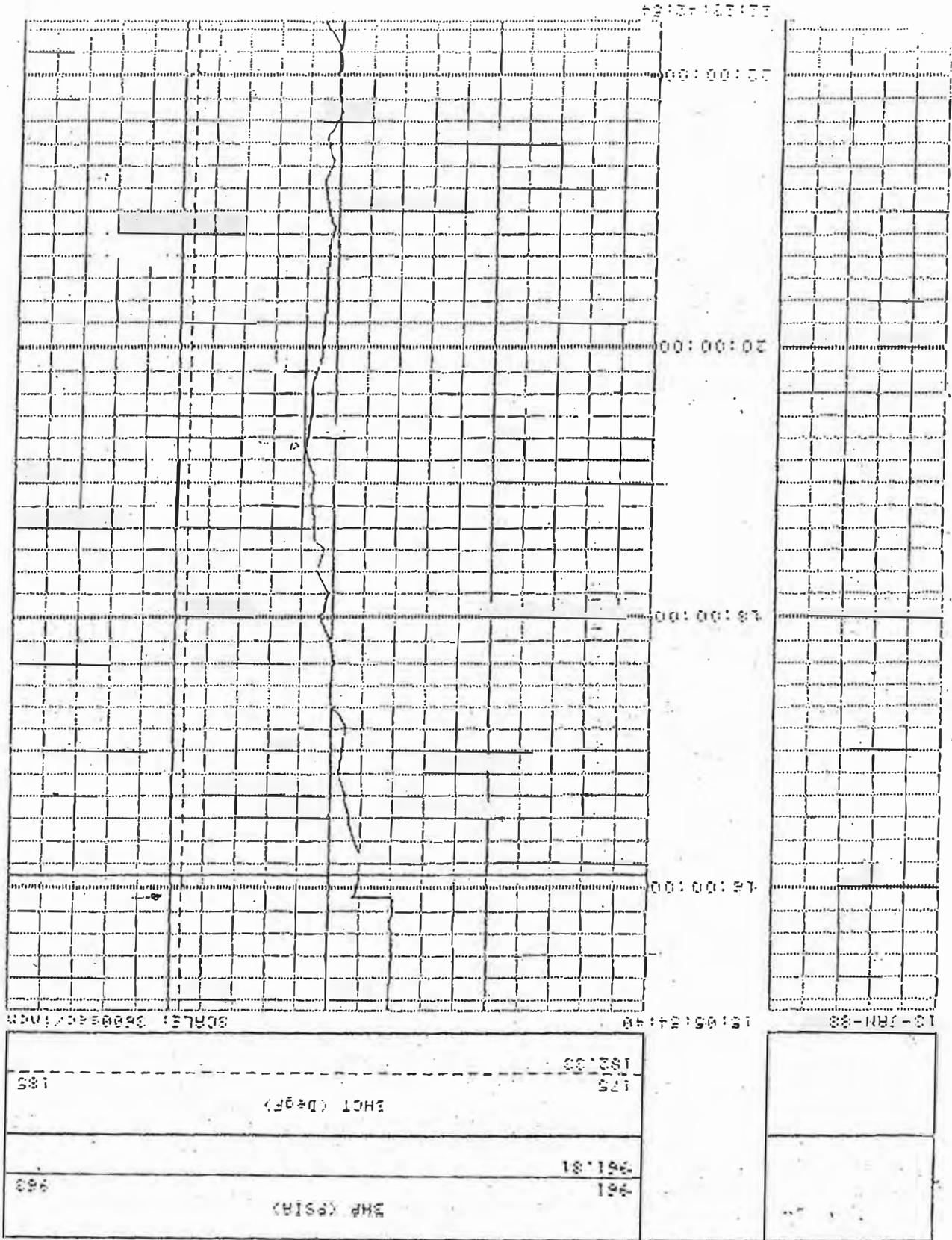


12-200-68 19:30

BOGOTÁ 50 - SECT 1006 - C.D. 00 171*

GRÁFICO Nº 9

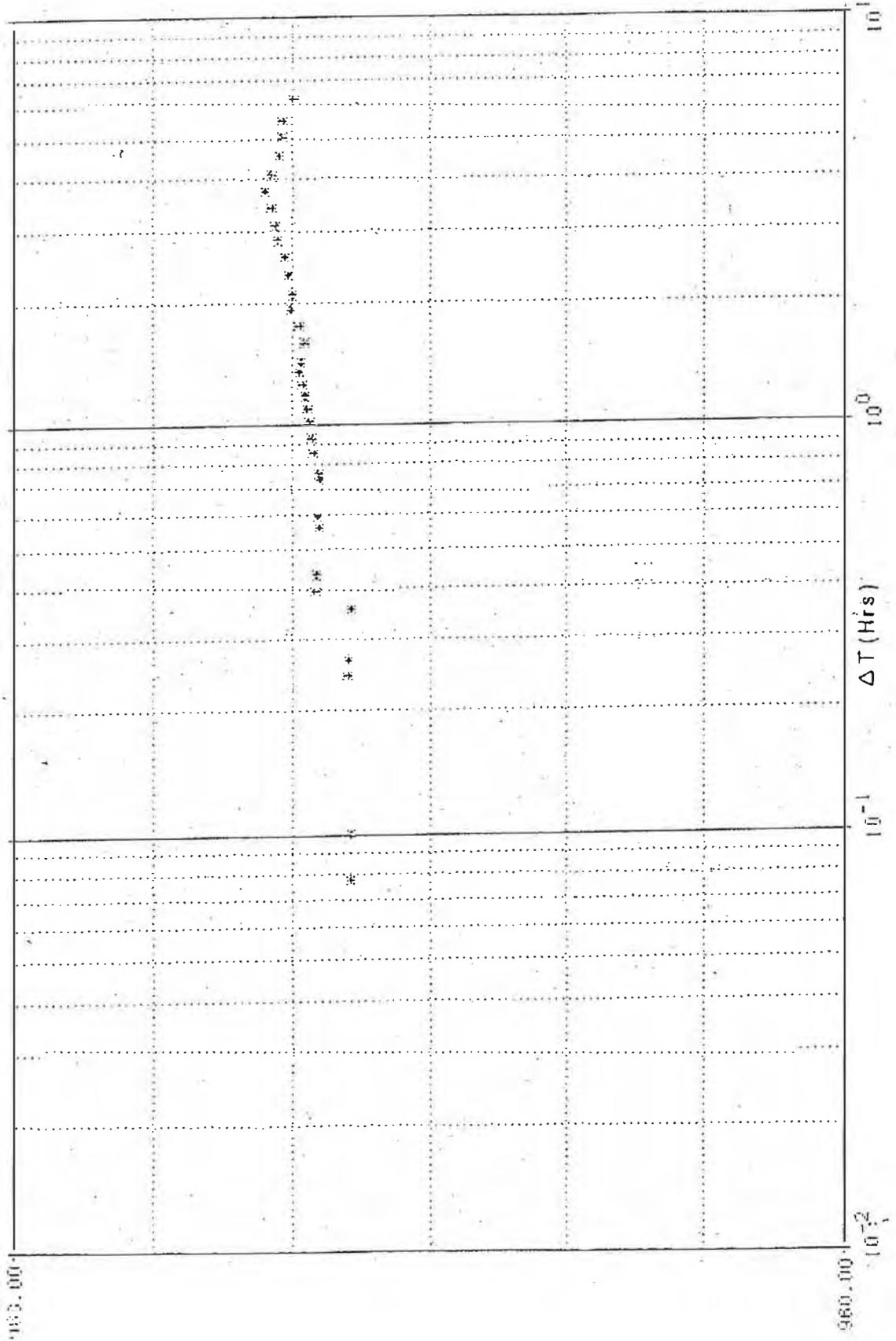
PRUEBA INTERFERENCIA POZOS MA-31 Y MA-30



INTERFERENCIA CON POZO 30

MAQUINA 31 121 83+99

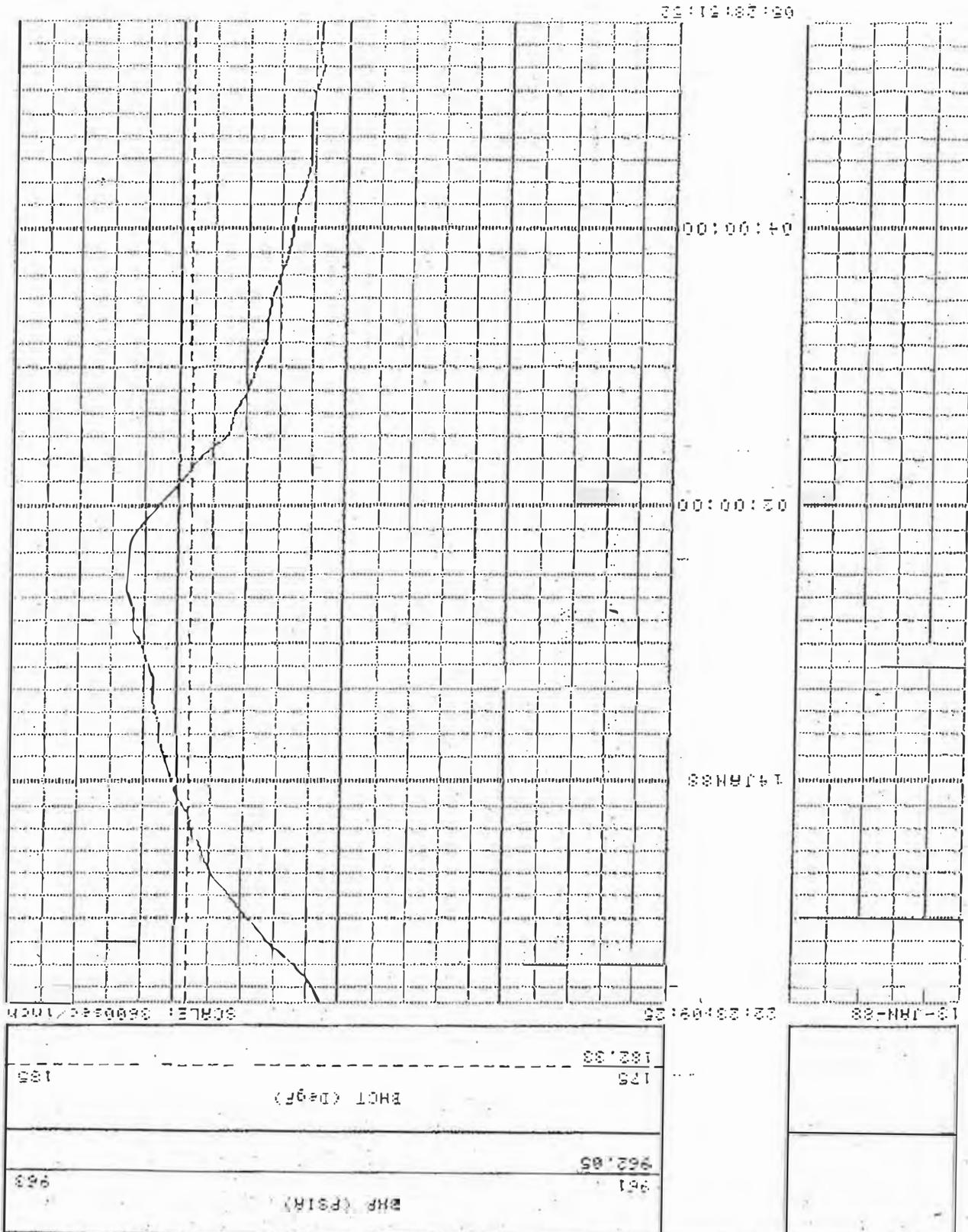
GRAFICO N° 10



HIQU 1 3
INTERFERENC N COL MA 30

GRAFICO Nº 11

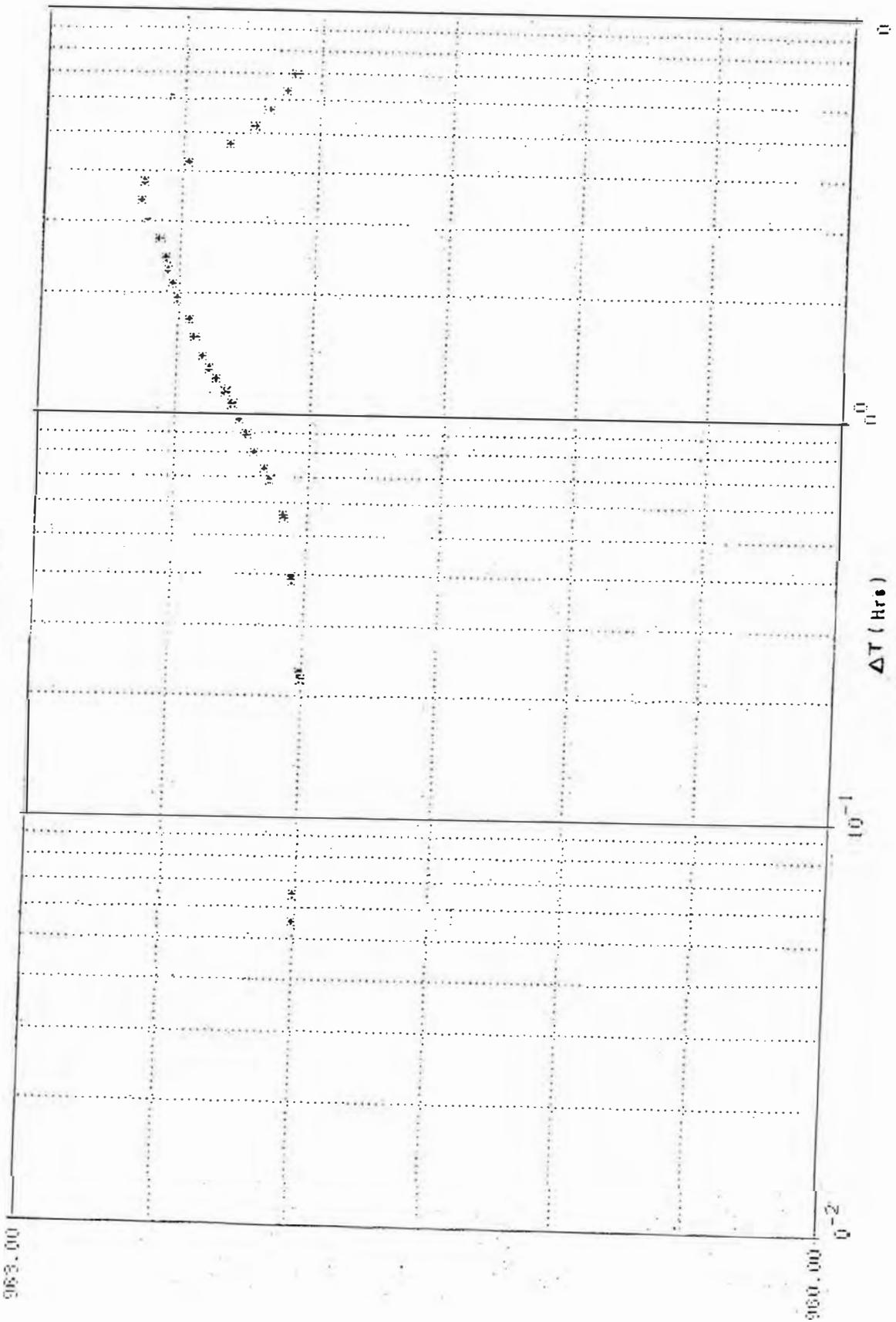
PRUEBA INTERFERENCIA POZOS MA-31 Y MA-32



INTERFERENCIA CON POZO 32

MAQUINA : 151 33493

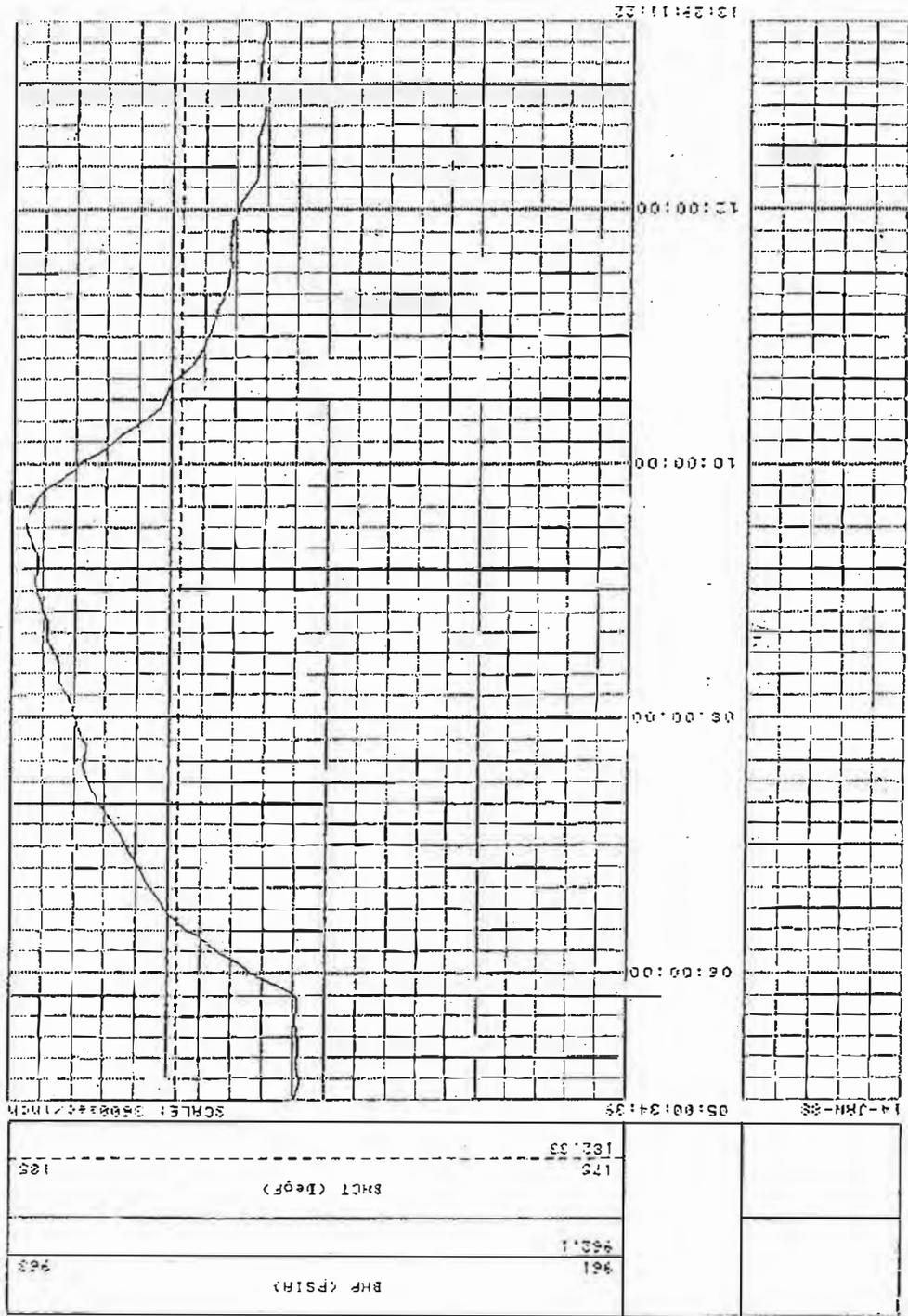
GRAFICO Nº 12



ΔT (Hrs)
Hojita 31
INTERFERENCIÓN CON MA 32

GRAFICO Nº 13

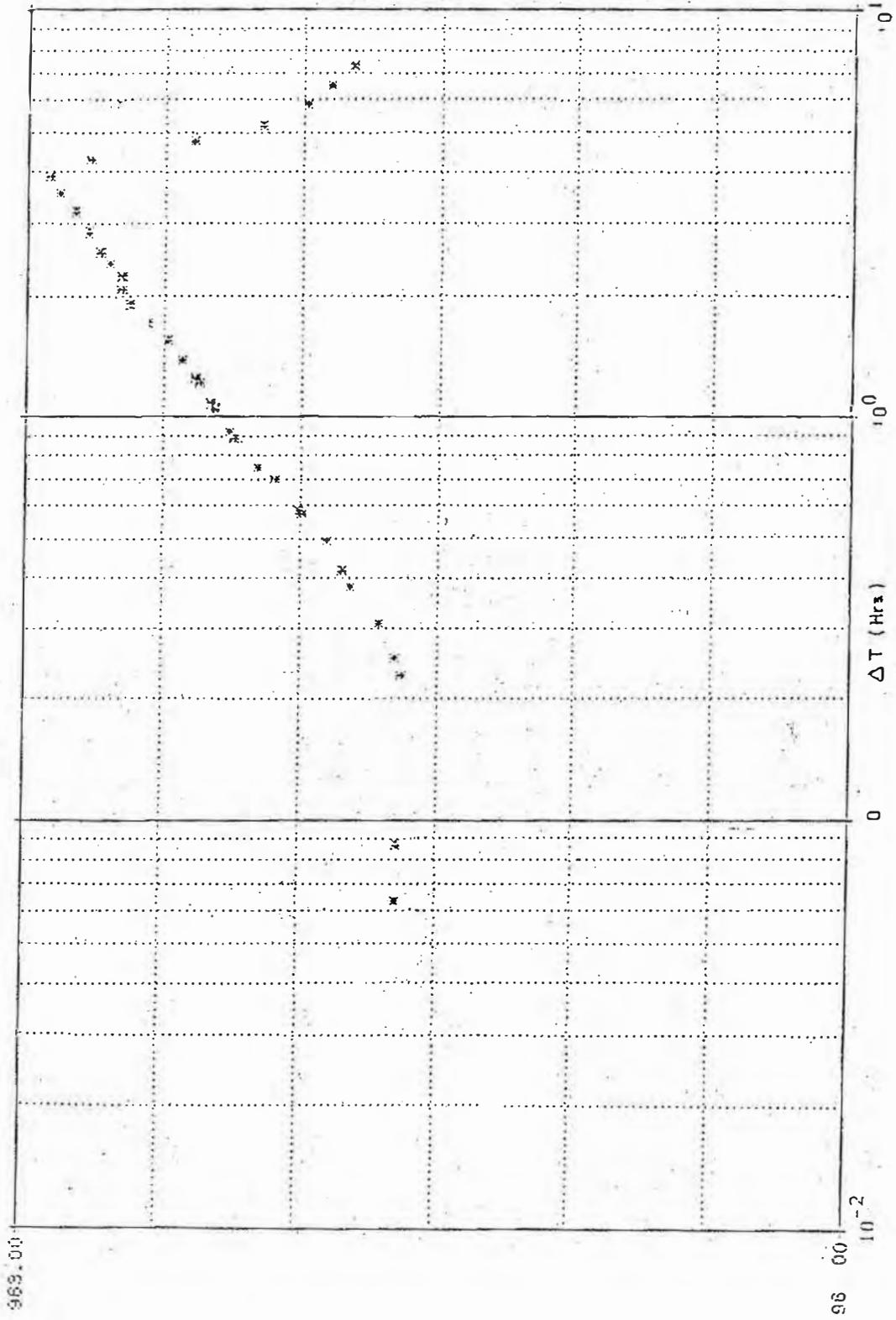
PRUEBA INTERFERENCIA POZOS MA-31 Y MA-35



MAQUINA 31
TPT 88489

INTERFERENCIA POZOS MA-31 Y MA-35

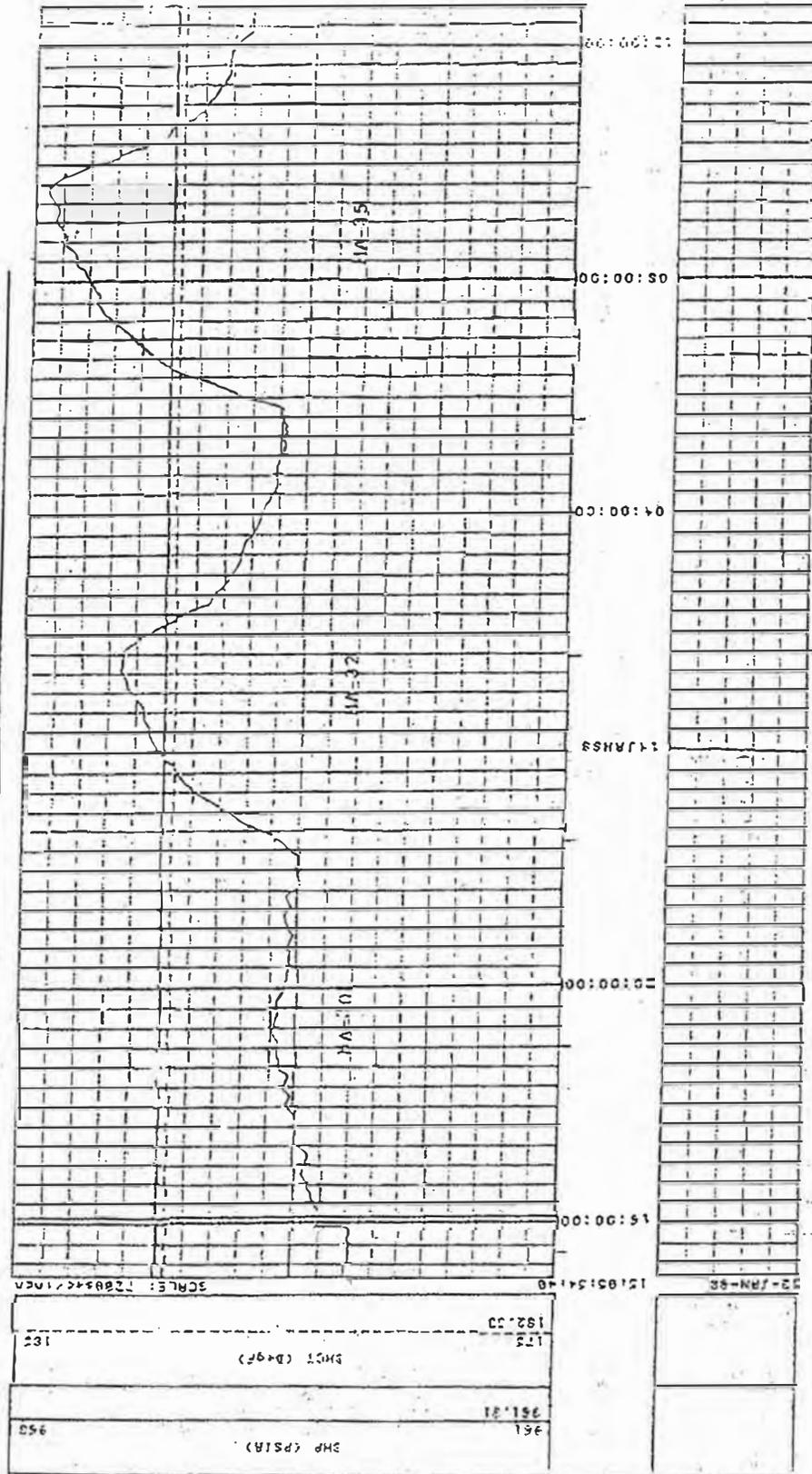
GRAFICO Nº 14



INTERFERENCIA CON MA 35

GRAFICO Nº 15

VARIACION PRESIONES DE FONDO EN POZO MA-31 - PRUEBA INTERFERENCIA



GRABACION GENERAL DE LA PRUEBA INTERFERENCIA

MAQUINA Nº	721 2344
------------	----------

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 7 J.S.Archer y C.G.Wall PETROLEUM ENGINEERING
PRINCIPLES AND PRACTICE
Editado en 1986.

8. P.Chira y M.Reynoso ESTUDIO DE CONIFICACION, -
POZO MA-36 - FM. VIVIAN
YACIMIENTO MAQUIA
(Ago.1988)

9. E.Tomaylla REVISION GEOLOGICA DEL
YACIMIENTO MAQUIA
(Jul.1988).