

ESCUELA SUPERIOR  
Politécnica del Litoral



DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO

“Parametros que se pueden determinar utilizando  
pruebas de restauración de presión corridas en pozos  
con levantamiento artificial por gas”

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEO

PRESENTADA POR:

Susana Aizaga Hinostroza

GUAYAQUIL - ECUADOR

1.981



D-107838

## AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral

Al Departamento de Ingeniería de Geología, Minas  
y Petróleo.

Al Director de tesis, Ing. Kléber Malavé T.

A mis profesores y compañeros de estudio.

A Texaco Petroleum Company.

A la División de Yacimiento de CEPE

A City Ecuatoriana de Produccion Company.

A Sudamericana de Perforaciones SUPERSER.

A los Ingenieros y Técnicos que trabajan en el  
Oriente Ecuatoriano, que colaboraron en la elaboración  
de esta tesis.



DEDICATORIA

A mis padres:

SR. CESAR AIZAGA QUINTANA

SRA. CARLOTA HINOSTROZA FIRMAT

A mis abuelos:

SR. OSWALDO HINOSTROZA BERBERAN

SRA. MARIA DOLORES FIRMAT VARGAS

A mis hermanos:

TERESA DE LOURDES

CESAR MANUEL

CESAR EDUARDO

CESAR OCTAVIO

CESAR VINICIO

.....


ING. KLEBER G. MALAVE

Director de Tesis

DECLARACION EXPRESA

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

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

  
.....  
SUSANA ATZAGA HINOSTROZA

## INDICE

	Pág.
RESUMEN	8
INTRODUCCION	9
CAPITULO I	10
REVISION DE LITERATURA	
CAPITULO II	12
CONSIDERACIONES TEORICAS	
2.1. Comportamiento de Presión Vs. Tiempo	12
2.2. Modelo matemático	13
2.3. Principio de superposición	22
2.4. Métodos de interpretación	26
1. Método de Horner	28
2. Método de Miller-Dyes-Hutchinson	38
3. Método de Muskat	41
4. Método de Ramey	45
CAPITULO III	52
PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE RESTAURACION EN EL CAMPO	
3.1. Programa para el operador	52
3.2. Descripción del equipo	53
3.3. Corrida de la bomba	57
3.4. Prueba de flujo estabilizada del pozo	59
3.5. Cierre del pozo para empezar restaura ción de presión.	60
3.6. Obtención de presión estática	60

	Pág.
3.7. Carta de restauración; interpretación	61
3.8. Análisis de valores obtenidos	63
CAPITULO IV APLICACIONES	64
4.1. Análisis operacional	65
4.2. Determinación del factor de daño y permeabilidad del yacimiento por el método de Horner y Miller-Dyes-Hutchinson.	68
4.3. Comprobación de los valores del factor de daño y permeabilidad del yacimiento por el método de Ramey.	125
4.4. Determinación de la presión del yacimiento por el Método de Muskat.	154
4.5. Cálculo del Índice de productividad y eficiencia de flujo.	169
4.6. Construcción de curvas IPR	184
4.7. Problemas encontrados durante las corridas de la bomba en los pozos.	241
CAPITULO V ANALISIS Y DISCUSION DE LOS RESULTADOS	242
CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	246
APENDICES	
I. FIGURAS	249
II. TABLAS	263
NOMENCLATURA	274
REFERENCIAS	278



## RESUMEN

El presente trabajo se ha realizado con el objeto de determinar parámetros del yacimiento tales como: permeabilidad de la formación, el factor de daño, productividad del pozo y presión promedio del yacimiento en pozos de petróleo que producen con levantamiento artificial por gas, a partir de pruebas de restauración de presión, las mismas que son realizadas en el campo mediante la corrida en el pozo de una bomba amerada.

Para el efecto, se han analizado diferentes métodos de restauración de presión tales como los de Horner, Miller-Dyes-Hutchinson y Ramey. También se presenta la construcción de las curvas de IPR con el fin de conocer el potencial absoluto del pozo. La aplicación de los métodos mencionados, en cada pozo muestran que los resultados obtenidos por cada uno de ellos son muy similares y por lo tanto merecen confiabilidad.



## INTRODUCCION

Uno de los aspectos más importantes de la evaluación de formaciones es el diseño, implementación e interpretación de una prueba de restauración de presión.

Básicamente estas pruebas requieren que un pozo productor sea cerrado y que el cambio asociado a la presión de fondo sea medido en función del tiempo de cierre.

Al representar gráficamente estos datos de presión contra el tiempo de cierre el Ingeniero de Yacimientos puede interpretar los distintos períodos de la prueba para obtener parámetros como permeabilidad de la formación, índice de productividad, presión del yacimiento y el factor de daño.

Los diferentes métodos de restauración de presión con sus respectivos procedimientos de cálculo fueron aplicados en pozos de petróleo con levantamiento artificial - por gas de un campo del Oriente Ecuatoriano, obteniéndo se resultados satisfactorios.



## CAPITULO I

### REVISION DE LITERATURA

El objetivo del presente trabajo consiste en analizar las pruebas de restauración de presión de un campo del Oriente Ecuatoriano y a partir de ellos determinar las características del yacimiento.

Hay muchos métodos de análisis de pruebas de presión disponibles para evaluar las formaciones y las condiciones del pozo, aunque la mayoría de ellos se basan en condiciones ideales del pozo.

Muskat [5] en 1937, discutió sobre la restauración de presión en pozos de petróleo y propuso la determinación de la presión estática por medio de un gráfico semilogarítmico de ensayo y error que es aplicable a una variedad de casos de restauración de presión.

Miller, Dyes y Hutchinson [6], presentaron un método de análisis de yacimientos finitos considerando presión constante o yacimiento cerrado en el límite exterior.

Horner [3] en 1951, presentó un método para yacimientos



infinitos con el objeto de estimar la permeabilidad de la formación y la presión estática del yacimiento haciendo uso de un gráfico semilogarítmico.

Ramey [11], determinó el tiempo de duración del efecto de almacenaje. Luego basado en un trabajo de Agarwal y Asociados [1] que presentó estudios analíticos del almacenaje del fluido en el pozo, fundamentado en gráficos de presión y tiempo adimensional, aplicó dicho trabajo a la determinación de la presencia del efecto de almacenaje a fin de obtener datos característicos del yacimiento de la primera parte de la curva antes de que se obtenga la línea recta en una representación de restauración de presión por métodos convencionales.

Vogel [13], presentó un estudio de la relación del comportamiento de influjo (IPR), para pozos que producen por empuje de gas en solución usada en los cálculos de productividad de los pozos.



## CAPITULO II

### CONSIDERACIONES TEORICAS

#### 2.1. COMPORTAMIENTO DE PRESION VERSUS TIEMPO

Entre todas las pruebas de pozo, las pruebas de restauración de presión son las más sencillas de ejecutarse, ya que lo único necesario es registrar la presión con continuidad en el tiempo.

En la Figura 1 se muestra el comportamiento típico - de la presión de fondo después del cierre del pozo,  $P_{ws}$ , en función del tiempo  $t$ , contado a partir del cierre mismo.

Podemos distinguir tres períodos:

##### a. Período Inicial

Es el período durante el cual los efectos de daño y de almacenamiento del pozo son preponderantes.

##### b. Período Transiente

Es el período durante el cual el pozo actúa como si el yacimiento fuera infinito. Los diagramas de Horner y MDH, usan los datos de este período para establecer una relación lineal entre presión y -

tiempo en el papel semilogarítmico, que permite determinar los parámetros  $Kh$  y  $S$ .

c. Período estabilizado

Es el período durante el cual se nota una desviación del comportamiento semilogarítmico ya que los efectos de los límites del yacimiento son preponderantes.

Si el tiempo de cierre es suficientemente largo, se puede determinar la presión estática promedio del yacimiento  $\bar{P}_R$ .

## 2.2. MODELO MATEMATICO

La interpretación básica de las curvas de restauración de presión provienen de ciertas suposiciones - simplificadas para el flujo de fluidos en medios porosos.

La descripción matemática del movimiento puede ser obtenido desde los siguientes principios básicos [7].

- A. Ley de conservación de Masa
- B. Ley de Darcy
- C. Ecuación de Estado del fluido

### A. Ley de conservación de masa

La ley de conservación de masa es también conocida como ecuación de continuidad y es muy útil en el estudio de cualquier tipo de flujo. Este principio significa que una cantidad física (masa) es conservada, es decir ni se crea ni se destruye.

En el caso de flujo de fluidos en medios porosos la cantidad considerada es la masa y la conservación se escribe para un volumen dado, de la siguiente manera:

$$\begin{array}{r} \text{masa de fluido} \\ \text{de entrada} \end{array} - \begin{array}{r} \text{masa de fluido} \\ \text{de salida} \end{array} = \begin{array}{r} \text{Variación de} \\ \text{masa dentro del} \\ \text{medio} \end{array}$$

En coordenadas cilíndricas

$$\frac{1}{r} \frac{\partial (\rho V_r)}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial (\rho V_\theta)}{\partial \theta} + \frac{\partial (\rho V_z)}{\partial z} = - \frac{\partial (\rho)}{\partial t} \quad (1)$$

La ecuación (1) es conocida como la "Ecuación de continuidad" en coordenadas cilíndricas.

### B. Ley de Darcy

La ley de Darcy [ 4 ] dice que la tasa volumétrica de flujo por unidad de superficie en cualquier

punto de un sistema poroso uniforme es proporcional al gradiente de potencial en la dirección del flujo en ese punto.

$$\vec{V} = - \frac{K}{\mu} \rho \text{ grad } \phi \quad (2)$$

donde

$$\phi = \int_{P_0}^P \frac{dP}{\rho} + gZ \quad (3)$$

En coordenadas cilíndricas:

$$V_r = - \frac{K_r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (4)$$

$$V_\theta = - \frac{K_\theta}{\mu} \frac{\partial P}{\partial \theta} \quad (5)$$

$$V_z = - \frac{K_z}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \quad (6)$$

### C. Ecuación de estado

La ecuación de estado es aquella que relaciona la variación de densidad de un fluido con presión y temperatura.

$$C = \left( \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (7)$$

1. Flujo isotérmico de compresibilidad pequeña y constante

$$\rho = \rho_0 e^{C(P - P_0)} \quad (8)$$

## 2. Gas real

$$\rho = \frac{M}{RT} \left( \frac{P}{Z} \right) \quad (9)$$

De la combinación de la ecuación de continuidad, la ley de Darcy y la Ecuación de Estado, se derivan una familia de ecuaciones diferenciales que describen el flujo en sus múltiples situaciones. De interés práctico es el caso de flujo radial, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Flujo de una sola fase e isotérmica
- Efectos gravitacionales despreciables
- Compresibilidad pequeña y constante
- Permeabilidad y porosidad constante

Para este caso la ecuación diferencial que describe este tipo de flujo es:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (10)$$

La ecuación (10) es conocida como la "Ecuación de Difusividad".

Esta ecuación representa el flujo de fluidos de una fase simple de compresibilidad pequeña y cons

tante en un medio poroso.

La ecuación de difusividad es el resultado directo de una combinación de la ecuación de continuidad, Ley de Darcy y ecuación de Estado con las asunciones mencionadas anteriormente.

La constante  $\frac{K}{\phi\mu C}$  es llamada coeficiente de Difusividad.

#### SOLUCIONES DE LA ECUACION DE DIFUSIVIDAD

Las soluciones de la ecuación de difusividad son necesarias para el desarrollo de los métodos de restauración de presión. Trabajaremos con la ecuación N° 10 para flujo radial en la cual podemos distinguir 3 casos de tipo de yacimiento:

1. Yacimiento infinito
2. Yacimiento finito cerrado (sin flujo al límite exterior)
3. Yacimiento finito cerrado con presión constante al límite exterior.

Analizaremos cada tipo de flujo

1. Yacimiento Infinito [ 9 ]

Las condiciones iniciales y de contorno son

las siguientes:

a. Tasa de producción o inyección constante.

b.  $P = P_i$  a  $t = 0$  para todo  $r$

c.  $\lim_{r \rightarrow 0} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{q\mu}{2 \pi Kh}$  para  $t > 0$

d.  $P \rightarrow P_i$  como  $r \rightarrow \infty$  para todo  $t$

Solución:

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4 \pi Kh} \int_y^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy \quad (11)$$

o

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{2 \pi Kh} \left[ -\frac{1}{2} \operatorname{Ei} \left( \frac{-\phi \mu c_t r^2}{4 Kt} \right) \right] \quad (12)$$

donde:

$$y = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 Kt} \quad (13)$$

$$\text{Para } \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 Kt} < 0.01$$

$$-\operatorname{Ei} \left( \frac{-\phi \mu c_t r^2}{4 Kt} \right) = \ln \left( \frac{4 Kt}{\phi \mu c_t r^2} \right) - 0.5772 \quad (14)$$

$$\text{Para } \frac{4 Kt}{\phi \mu c_t r^2} > 100$$

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{4 \pi Kh} \left[ \ln \frac{Kt}{\phi \mu c_t r^2} + 0.80907 \right] \quad (15)$$



Para la presión en la boca del pozo

$$r = r_w$$

$$P(r,t) = P_{wf}$$

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi rKh} \left[ \ln \frac{Kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 \right] \quad (16)$$

Las ecuaciones (12), (15) y (16) están en unidades de darcy,

En unidades de campo.

$$P_{wf} = P_i - 162.6 \frac{q\mu B}{Kh} \left[ \log \frac{0.000264 Kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.351 \right] \quad (17)$$

La ecuación (17) es conocida como la solución de Kelvin de la ecuación de difusividad.

## 2. Yacimiento finito cerrado [14]

(sin flujo al límite exterior)

Las condiciones iniciales y de contorno son las siguientes:

a. Tasa de producción o inyección es constante

$$q = \text{cte}$$

b. El pozo está localizado en el centro del yacimiento.

c.  $P = P_i$ , a  $t = 0$ , para todo  $r$

$$d. \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_w} = \frac{q\mu}{2\pi Kh} \text{ para } t > 0$$

$$e. \frac{\partial P}{\partial r} = 0 \text{ para todo } t$$

Solución

$$P(r,t) = P_i - \frac{q\mu}{2\pi Kh} \left[ \frac{2}{r_{eD}^2 - 1} \left( \frac{r_D^2}{4} + t_D \right) - \frac{r_{eD}^2 \ell_n r_D}{r_{eD}^2 - 1} \right. \\ \left. - \frac{(3 r_{eD}^4 - 4 r_{eD}^4 \ell_n r_{eD} - 2 r_{eD}^2 - 1)}{4 (r_{eD}^2 - 1)^2} \right. \\ \left. + \pi \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD}) [J_1(\alpha_n) Y_0(\alpha_n r_D) - J_0(\alpha_n r_D) Y_1(\alpha_n)]}{\alpha_n [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right] \quad (18)$$

donde:

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}$$

$$t_D = \frac{Kt}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

$\alpha_n$  son las raíces de:

$$J_1(\alpha_n r_{eD}) Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n) Y_1(\alpha_n r_{eD}) = 0$$

Para presión en la boca del pozo, en yacimientos donde  $r_e \gg r_w$ , la ecuación puede ser escrita como:

$$P_{wf} = P_i - \frac{q\mu}{2\pi Kh} \left[ \frac{2 t_D}{r_{eD}^2} \ell_n r_{eD} - \frac{3}{4} \right. \\ \left. + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1^2(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right] \quad (19)$$

Para valores de  $t_D$  grandes, la ecuación (19) puede ser escrita como:

$$P_w = P_i - \frac{qu}{2 \pi Kh} \left[ \frac{2 t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right] \quad (20)$$

3. Yacimientos Finito cerrado con presión constante en el límite exterior [14].

Condiciones iniciales y de contorno

- a. Tasa de producción o inyección constante,

$$q = \text{cte}$$

- b. El pozo está localizado centralmente en el yacimiento

- c.  $P = P_i = P_e$  a  $t = 0$  para todo  $r$

$$d. \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_w} = \frac{qu}{2 \pi Kh} \quad t > 0$$

- e.  $P|_{r_e} = P_i$  para todo  $t$

Solución:

Para la presión en la boca del pozo:

$$P_{wf} = P_i - \frac{qu}{2 \pi Kh} \left[ \ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\beta_n^2 t_D} * J_0^2(\beta_n r_{eD})}{\beta_n^2 [J_1^2 \beta_n - J_0^2(\beta_n r_{eD})]} \right] \quad (21)$$

donde

$\beta_n$  son las raíces de:

$$J_1(\beta_n) Y_0(\beta_n r_{eD}) - Y_1(\beta_n) J_0(\beta_n r_{eD}) = 0$$

### 2.3. PRINCIPIO DE SUPERPOSICION

Las técnicas de análisis de presiones de fondo, generalmente requieren del uso de este principio debido a que, envuelven el uso de datos de presión obtenidos a más de una tasa de producción.

En la sección anterior se indicaron las soluciones más comunes para sistemas radiales donde la tasa de producción o la presión en el límite exterior permanecen constante con el tiempo. Sin embargo, esto en muy raras ocasiones ocurre en la práctica, pues es bien conocido que tanto  $q$  como  $p$  (o  $\Delta P = P_i - P$ ) cambian a medida que la tasa de producción de un yacimiento avanza.

Con el fin de aplicar las ecuaciones a estas situaciones se ha hecho uso del principio matemático denominado "Principio de Superposición".

Matemáticamente el principio de superposición establece que la combinación lineal de soluciones particulares de una ecuación diferencial homogénea y lineal es también una solución de la ecuación diferencial.

La solución general es la suma de las soluciones - particulares obtenidas tratando una de las condiciones de límite a determinado tiempo. Las matemáticas básicas para este principio fueron explicadas por Van Everdingen y Hurst [14], Carslaw y Jaeger [2] y otros [16].

El principio de superposición es aplicable a problemas relacionados con pruebas de pozo, ya que con él se generan soluciones para diferentes tasas de produccion a partir de soluciones para presión constante.

Primero consideraremos el caso más simple de un pozo que fluye a dos tasas como se muestra en la figura 2.1.

Para el intervalo  $0 \leq t \leq t_1$

$$\Delta P(t) = P_i - P_{wf} = \frac{\mu q_1}{2 \pi Kh} \Delta P_D(t) \quad (22)$$

Para el intervalo  $t \geq t_1$

$$\Delta P(t) = \frac{\mu q_1}{2 \pi Kh} \Delta P_D(t) + \frac{\mu (q_2 - q_1)}{2 \pi Kh} \Delta P_D(t - t_1) \quad (23)$$

En la ecuación (23), el primer término es la caída de presión de flujo a la primera tasa  $q_1$ . El segun-

do término es la caída de presión incremental causada por aumentar la tasa de producción:  $(q_2 - q_1)$ .

Para conseguir una ecuación de trabajo consideramos  $\Delta P_D$  definida como:

$$\Delta P_D = \frac{P_i - P_{wf}}{\frac{q_{\mu}}{2\pi Kh}} = - \frac{1}{2} E_i \left( - \frac{\phi_{\mu} c_t r_w^2}{4 Kt} \right) \quad (24)$$

en este caso  $\Delta P(t)$  de ecuación (23) para  $t_1 \leq t$  estará dada por:

$$\Delta P(t) = \frac{-\mu q_1}{4\pi Kh} E_i \left( - \frac{\phi_{\mu} c_t r_w^2}{4 Kt} \right) - \frac{\mu (q_2 - q_1)}{4\pi Kh} E_i \left[ - \frac{\phi_{\mu} c_t r_w^2}{4 K(t-t_1)} \right] \quad (25)$$

El principio de superposición también puede ser aplicado a pozos que producen con tasa variable como se muestra en la Fig. 2.2.

La historia de presión para una historia de tasas variable es la suma de las presiones para los incrementos de tasa de producción y cada uno de estos aumentos se hace operativo cuando comienza una tasa.

Para este caso la caída de presión durante el período inicial  $0 \leq t < t_1$  está dada por la ecuación (22). Para el segundo período  $t_1 \leq t \leq t_2$ , la caída de presión

se obtiene aplicando la ecuación (23).

Para el tercer período  $t_2 \leq t \leq t_3$

$$\Delta P(t) = \frac{\mu q_1}{2\pi Kh} \Delta P_D(t) + \frac{\mu(q_2 - q_1)}{2\pi Kh} \Delta P_D(t - t_1) + \frac{\mu(q_3 - q_2)}{2\pi Kh} \Delta P_D(t - t_2) \quad (26)$$

Para el cambio de tasa el principio básico es siempre el mismo. Podemos entonces observar, que para  $n$  secuencias de tasas, la caída de presión durante el período  $n$  está dado por:

$$\begin{aligned} \Delta P(t) = & \frac{\mu q_1}{2\pi Kh} \Delta P_D(t) + \frac{\mu(q_2 - q_1)}{2\pi Kh} \Delta P_D(t - t_1) \\ & + \frac{\mu(q_3 - q_2)}{2\pi Kh} \Delta P_D(t - t_2) + \dots + \frac{\mu(q_n - q_{n-1})}{2\pi Kh} \Delta P_D(t - t_{n-1}) \quad (27) \end{aligned}$$

ó también puede escribirse:

$$\Delta P(t) = \frac{\mu q_1}{2\pi Kh} \left[ \Delta P_D(t) + \sum_{i=2}^n \frac{(q_i - q_{i-1})}{q_1} * \Delta P_D(t - t_{i-1}) \right] \quad (28)$$

donde  $t \geq t_{n-1}$

La ecuación (28) nos muestra la forma general del principio de superposición para el caso de generación del comportamiento de presión para cambio de tasa de producción.

#### 2.4. METODOS DE INTERPRETACION

En 1935 Theis [ 12 ] mostró que la restauración de presión en un pozo de agua cerrado sería una función lineal del logaritmo de la razón de tiempo  $(t + \Delta t)/\Delta t$  y que la pendiente de esa línea es inversamente proporcional a la permeabilidad promedio efectiva de esa formación.

Muskat [ 5 ] desarrolló un método matemático para calcular la presión promedio del yacimiento a partir de datos de presiones de fondo en función del tiempo de cierre por una gráfica semilogarítmica de ensayo y error.

En 1951, Horner [ 3 ] presentó un estudio de Restauración de Presión y también recomendó una gráfica semilogarítmica, idéntica a la gráfica Theis y presentó un método para obtener la presión estática, y la permeabilidad de la formación, para un yacimiento circular cerrado.

En la industria del petróleo la gráfica semilogarítmica de Restauración de Presión es referida como las gráficas de Horner.



En ese mismo tiempo Miller-Dyes-Hutchinson [10] presentó un análisis de las curvas de Restauración de Presión cuando el pozo ha producido por largo tiempo y alcanzado el estado pseudocontinuo o el verdadero estado continuo anterior al cierre. Su trabajo indicaba que la restauración de presión se grafica como una función lineal del logaritmo del tiempo de cierre, y que tanto en la gráfica de Horner como en la de él, la pendiente de la línea recta mostró ser inversamente proporcional a la permeabilidad de la formación.

Además MDH presenta varios trabajos sobre la teoría de Restauración de Presión.

Uno de los más importantes fue la aproximación de la presión estática para las condiciones de:

- Presión constante en el límite exterior
- Flujo igual a cero en el límite exterior

En la misma década de los años 50, Horner y MDH presentaron los métodos para determinar la permeabilidad de la formación y la presión estática de datos de Restauración de Presión.

En 1956, Perrine [10] realiza un excelente análisis de esta teoría y concluye que las gráficas de Horner estuvieron válidas para pozos nuevos en yacimientos grandes y que las gráficas de MDH lo aproxima mejor para pozos viejos en campos completamente desarrollados.

A continuación se describen los diferentes métodos con sus procedimientos respectivos.

#### 2.4.1. Método de Horner

Horner [3] propuso un método suponiendo un yacimiento infinito, drenado por un pozo de radio pequeño comparado con el límite exterior y donde la tasa de flujo es constante.

Horner a fin de estudiar el comportamiento de la presión al cerrar el pozo después de haber estado en producción, utilizó la ecuación de difusividad haciendo las siguientes suposiciones:

- Ley de Darcy es aplicable
- Existe una sola fase en flujo en la formación

- La compresibilidad del líquido es pequeña y es esencialmente constante en el rango de presiones envuelto.
- El efecto de la gravedad es despreciable.
- Porosidad, viscosidad y compresibilidad son constantes.

Además se asume que se cumple lo siguiente:

- El pozo penetra completamente la formación la cual tiene un espesor constante.
- Se asume un fluido que está por arriba de la presión de saturación cuando entra a la boca del pozo.
- No se produce agua.

Como se mencionó anteriormente Horner utilizó la ecuación de difusividad (10).

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (10)$$

cuya solución es la ecuación (16) para las condiciones ya indicadas:

$$P_{wf} = P_i \frac{q_w}{4WK h} \left[ \ln \frac{Kt}{\phi \mu c_t r_w^2} + 0.30907 \right] \quad (16)$$

La caída de presión es:

$$P_i - P_{wf} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 \right] \quad (29)$$

Si cerramos el pozo por un tiempo  $\Delta t$ , después de producir por un tiempo  $t$ , obtendremos la caída de presión en el tiempo  $\Delta t$  utilizando el principio de superposición como:

$$P_i - P_{ws} = \begin{array}{l} \text{caída de presión} \\ \text{por una tasa } q \\ \text{en un tiempo } (t+\Delta t) \end{array} + \begin{array}{l} \text{caída de presión cau-} \\ \text{sada por el cambio de} \\ \text{tasa } (-q) \text{ en el tiem-} \\ \text{po } \Delta t \end{array}$$

$$P_i - P_{ws} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ -\ln \frac{\phi\mu c_t r_w^2}{K(t+\Delta t)} - 0.80907 \right] + \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{\phi\mu c_t r_w^2}{K\Delta t} + 0.80907 \right] \quad (30)$$

$$P_i - P_{ws} = \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t+\Delta t}{\Delta t} \quad (31)$$

$$P_{ws} = P_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t+\Delta t}{\Delta t} \quad (32)$$

en unidades de campo:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu B}{Kh} \log \frac{t+\Delta t}{\Delta t} \quad (33)$$

donde  $t$  es el tiempo de producción total del pozo, que se lo obtiene conociendo la producción acumulada de aceite y la última tasa de producción, de la siguiente relación:

$$t = \frac{\text{Producción acumulada}}{\text{Última tasa de producción}}$$

Es evidente que al representar gráficamente  $Pws$  Vs  $\log t + \Delta t/\Delta t$  debe esperarse que los puntos caigan en una línea recta, al menos, luego de haber desaparecido los efectos de producción después del cierre. La pendiente  $m$  de la línea recta, es igual al coeficiente del término logarítmico de la ecuación (33). Es decir:

$$m = 162,6 \frac{Q^{0.75}}{kh} \quad (34)$$

por lo tanto

$$kh = 162,6 \frac{Q^{0.75}}{m} \quad (35)$$

Efecto de dano y almacenamiento.-

Cuando un pozo en producción es cerrado en la superficie, el flujo desde la formación al pozo no se detiene inmediatamente. El flujo de

fluidos dentro del pozo persiste por algún tiempo luego del cierre debido a la compresibilidad del fluido.

La tasa de flujo al pozo cambia gradualmente desde  $q_0$  al tiempo de cierre, hasta cero, durante un cierto período de tiempo.

Este período es conocido como almacenamiento del pozo o también como efecto de llene.

$$\bar{C} = V_{WS} \times C_S \quad (36)$$

donde:

$V_{WS}$  = Volumen de la tubería

$C_S$  = Compresibilidad del fluido en el pozo evaluada a la presión y temperatura promedio del pozo.

En términos adimensionales:

$$\bar{C}_D = \frac{0.8936 \times \bar{C}}{\phi h c_t r_w} \quad (37)$$

Efecto de daño [15].-

En muchos casos la permeabilidad de la formación en la zona vecina al pozo puede ser dañada por el proceso de perforación del pozo, prácticas de completación y producción.

Las causas para que la permeabilidad de la formación sea reducida son:

- Invasión del lodo de perforación
- Dispersión de arcillas
- Presencia de costra de lodo o de cemento
- Presencia de saturación de gas alta, alrededor de la boca del pozo.
- Penetración parcial del pozo.

Las causas para que la permeabilidad de la formación sea incrementada son:

- Acidificación
- Fracturamiento
- Estimulación en general

La Fig. (2.3) muestra una típica distribución de presión alrededor del pozo teniendo daño en la formación. Como puede verse en la figura (2.3) la zona de daño adiciona una caída de presión a la presión fluyente en la boca del pozo la cual no ha sido considerada en la ecuación de presión transiente (16). Van Everdingen [15] definió la caída de presión en el daño como:

$$\Delta P_s = \frac{q_L \mu}{2\pi Kh} \times S \quad (38)$$

donde:  $S$  es el factor de daño.

La ecuación (38) está en unidades de Darcy y asume flujo en estado continuo a través de la zona de daño.

La zona de daño normalmente representa una pequeña porción del yacimiento investigado por una prueba de presión.

La respuesta de la presión transiente en esa región será de corta duración y puede ser despreciable.

La caída de presión  $\Delta P_s$  puede ser agregada a la ecuación (16).

$$P_{wf} = P_i - \frac{q \mu B}{4\pi Kh} \left[ \ln \frac{Kt}{\phi \mu C_L r_w^2} + 0.80907 + 2S \right] \quad (39)$$

como:

$$P_{ws} = P_i - \frac{q \mu B}{4\pi Kh} \left[ \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right] \quad (40)$$

Resolviendo las ecuaciones (39) y (40)



$$P_{ws} = P_{wf} - \frac{q\mu}{4 kh} \left[ \ln \frac{t+\Delta t}{\Delta t} - \ln \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} - 0.80907 - 2S \right] \quad (41)$$

reordenando la ecuación (41) y considerando 1 hora después de haber cerrado el pozo,  $\Delta t = 1$  hora, de tal forma que:  $P_{ws} = P_{1 \text{ hora}}$ , e introduciendo unidades de campo, el efecto de daño se determina:

$$S = 1.151 \left[ \frac{(P_{1 \text{ h}} - P_{wf})}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (42)$$

La presión a 1 hora debe leerse sobre la línea recta y no sobre la curva de restauración de presión.

$\Delta P_S$  en unidades de campo es:

$$\Delta P_S = 0.87 \times S \times m \quad (43)$$

Procedimiento.-

1. Se determina el tiempo de producción total del pozo conociendo el petróleo producido acumulado y la última tasa de producción (tasa de producción antes del cierre).

$$t = \frac{\text{producción acumulada}}{\text{última tasa de producción}} \times 24 \text{ (horas)} \quad (44)$$

2. Se calcula  $(t + \Delta t)/\Delta t$  para los diferentes tiempos de cierre.
3. Se tabulan los valores de  $P_{ws}$  Vs  $(t + \Delta t)/\Delta t$
4. Se representan en papel semilogarítmico los valores de  $P_{ws}$  Vs  $(t + \Delta t)/\Delta t$
5. De la representación gráfica para condiciones ideales de  $P_{ws}$  Vs  $(t + \Delta t)/\Delta t$  se obtiene una línea recta cuya pendiente por ciclo es  $m$ .

Si no existen condiciones ideales se toman los últimos puntos para trazar la línea recta.

La Fig. (2.4) muestra la gráfica típica de Horner.

Despejando de la ecuación (34) obtenemos la permeabilidad  $K$ , la capacidad de flujo  $Kh$  o la transmisibilidad de la formación  $Kh/\mu$

$$m = 162.6 \frac{q \mu B}{kh} \quad (34)$$

6. Se determina la presión  $P^*$  extrapolando la línea recta hasta un valor infinito de  $\Delta t$ , es decir:

$$\text{Si } \Delta t \rightarrow \infty \quad \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 0 \quad \text{y} \quad \frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

de hecho en el gráfico semilogarítmico la extrapolación de la línea recta será hasta  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$ .

7. Se determina la presión a 1 hora  $P_{1h}$ , de la línea recta. Con esta presión se calcula el efecto superficial de la ecuación (42).

$$S = 1.151 \left[ \frac{(P_{1h} - P_{wf})}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (42)$$

Si el valor de "S" resulta negativo indica que existe estimulación y si es positivo - indica que existe daño

8. Se obtiene el  $\Delta P_S$  aplicando ecuación (43)

$$\Delta P_S = 0.87 \times S \times m \quad (43)$$

9. Se calcula la eficiencia de flujo a través de la ecuación (45)

$$EF = \frac{\bar{P}_R - P_{wf} - \Delta P_S}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad (45)$$

10. Se determina la razón de daño, la cual se define como el inverso de la eficiencia de flujo

$$RD = 1/EF \quad (46)$$

### 2.4.2. Método de Miller-Dyes-Hutchinson

Miller-Dyes-Hutchinson [6] consideraron un yacimiento finito en el cual se ha alcanzado el estado semicontinuo. Utilizaron las ecuaciones para flúidos compresibles cuando han alcanzado el estado contínuo deducidas por Muskat [5].

MDH resolvieron la ecuación de Difusividad para dos condiciones de contorno:

- Tasa de flujo constante al pozo antes de cerrar el mismo (flujo estabilizado, semicontinuo). Presión constante en el límite exterior. La solución para este caso es:

$$\bar{\Delta P}_D = \ln r_{eD} - 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D}}{\alpha_n^2 J_1^2(\alpha_n)} \quad (47)$$

- Tasa de flujo constante al pozo antes de cerrar el mismo. Flujo igual a cero en el límite exterior. La solución para este caso es:

$$\Delta P_D = \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + \frac{\Gamma^2}{2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{J_1^2(\alpha_n) U^2(\alpha_n)}{J_1(\alpha_n r_{eD}) - J_1(\alpha_n)} * e^{-r_{eD} \alpha_n^2 t_D} \quad (48)$$

El primer caso puede aplicarse a yacimientos con empuje hidráulico activo de agua donde la presión en el límite exterior no cambia con el tiempo.

El segundo caso puede aplicarse en campos desarrollados en un yacimiento limitado.

MDH realizaron una función gráfica definiendo 2 parámetros adimensionales  $\Delta \bar{P}_D$  y  $t_D$  que representados gráficamente en papel semilogarítmico para diferentes valores de presión y tiempo de cierre, resultan dos curvas que tienen las características enunciadas anteriormente. Fig. (2.5).

- Curva A de Fig. (2.5), no existe flujo en el límite exterior, la pendiente de la curva es más o menos constante desde un valor de  $t_D = 0.003$  hacia valores inferiores (yacimientos circulares).
- Curva B de fig. (2.5), la presión en el límite exterior es constante, la pendiente es más o menos constante desde un valor de  $t_D = 0.025$  hacia valores inferiores (yacimientos circulares).

La caída de presión adimensional está definida por:

$$\overline{\Delta P_D} = \frac{1.15(\bar{P}-P_{ws})}{m} = \frac{1.15(\bar{P}-P_{ws})}{162.6 \frac{q_L \mu \beta}{Kh}} \quad (49)$$

$$\bar{P} = \frac{\Delta \bar{P}_D \times m}{1.15} + P_{ws} \quad (50)$$

El tiempo adimensional se define por:

$$t_D = \frac{0.000264 K \Delta t}{\phi \mu c_t r_e^2} \quad (51)$$

#### PROCEDIMIENTO

1. Se representan las presiones de cierre en función del tiempo de cierre ( $P_{ws}$  Vs  $\Delta t$ ) en papel semilogarítmico.
2. De la porción recta de la curva de Restauración de presión se obtiene la pendiente  $m$ .
3. Con el valor de  $m$  se determina  $K$  y  $Kh$  mediante la ecuación (34).

$$m = 162.6 \frac{q \mu \beta}{Kh} \quad (34)$$

4. Se determina la presión a 1 hora,  $P_{1h}$  de la línea recta. Con esta presión se calcula

el efecto superficial de la ecuación (52)

$$SMDH = 1.151 \left[ \frac{(P_{1h} - P_{wf})}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (52)$$

5. Se toma un punto en la recta de la curva y se leen los valores de  $P_{ws}$  y  $\Delta t$  correspondientes.
6. Con el valor leído de  $\Delta t$  se calcula el  $t_D$  mediante la ecuación (51).
7. Con el  $t_D$  calculado en el paso anterior se entra al gráfico  $\Delta \bar{P}_D$  Vs  $t_D$  (Fig. 2.5) y se obtiene el  $\Delta \bar{P}_D$  correspondiente.
8. Usado el valor de  $\Delta \bar{P}_D$  y el valor de  $P_{ws}$  escogido en el paso (5) se determina la presión promedio  $\bar{P}$ , mediante la ecuación (50).

#### 2.4.3. Método de Muskat

Muskat [ 5 ] en 1937 desarrolló un método de análisis en el cual hacía uso de un gráfico de  $\log (\bar{P} - P_{ws})$  en función del tiempo de cierre  $\Delta t$ .

El tipo de análisis fue usado para el caso de

flujo incompresible, el cual no era aplicable a los yacimientos cuantitativamente. Sin embargo, se ha encontrado aplicable al caso de flujo compresible, por lo cual ha sido objeto de modificaciones respecto a su ecuación y los datos obtenidos de la prueba para obtener el volumen de drenaje del pozo.

La solución de la ecuación de difusividad ha sido obtenida para condiciones específicas aplicadas a una prueba de restauración de presión. Esta solución ha sido usada para comportamiento de presión en un yacimiento circular limitado. Las condiciones específicas se resumen a continuación:

- a. Se supone que el pozo ha producido bastante tiempo para alcanzar estado semicontínuo anterior al cierre.
- b. A tiempo de cierre infinito, la presión de fondo es igual a la presión estática del área de drenaje.
- c. Después del cierre no ocurre flujo al pozo ni en el límite exterior.



La solución de la ecuación de difusividad es es tá dada mediante la siguiente relación:

$$P_{ws} = \bar{P}_R - 141.2 \frac{q_{\mu} \beta}{Kh} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha n^2 t_D}}{\alpha n^2 J_0^2(\alpha n)} \quad (53)$$

Resolviendo la ecuación (53) se obtiene:

$$\text{Log}(\bar{P}_R - P_{ws}) = \text{log} \left( 118.567 \frac{q_{\mu} \beta}{Kh} \right) - \frac{0.00168 K \Delta t}{\phi \mu c_t r_e^2} \quad (54)$$

Esta ecuación (54) solo es válida para cuando:

$$\Delta t > 300 \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{K}$$

La ecuación (53) es una línea recta al representar gráficamente  $(\bar{P}_R - P_{ws})$  Vs  $\Delta t$  en papel semilogarítmico ( $\Delta t$  en escala normal) cuya pendiente está dada por

$$\beta = 0.00168 \frac{K}{\phi \mu c_t r_e^2} \quad (55)$$

y el intercepto

$$b = 118.567 \frac{q_{\mu} \beta}{Kh} \quad (56)$$

El método requiere del conocimiento de  $\bar{P}_R$ , por lo tanto es necesario suponerlo y el valor que

resulte en la mejor línea recta será el valor verdadero de  $\bar{P}_R$ .

Si el valor supuesto es grande resultará en una curvatura hacia arriba y si es pequeño resultará en una curvatura hacia abajo.

Del valor de "b" y del conocimiento de  $q$ ,  $\mu$  y  $\beta$  se puede obtener un valor de  $Kh$ .

#### PROCEDIMIENTO

1. Se supone un valor de  $\bar{P}_R$  y se representa  $(\bar{P}_R - P_{ws})$  Vs  $\Delta t$  en papel semilogarítmico ( $\Delta t$  en escala normal).
2. Si la curva para valores altos de  $\Delta t$  presenta curvatura hacia arriba, indica que el valor supuesto de  $\bar{P}_R$  es alto.

Se disminuye  $\bar{P}_R$  y se hace una nueva representación gráfica. Si la curva para valores altos de  $\Delta t$  presenta curvatura hacia abajo, indica que el valor de  $\bar{P}_R$  supuesto es bajo. Se aumenta  $\bar{P}_R$  en este caso, y se procede con una nueva representación gráfica. Así,

se continua hasta obtener la  $\bar{P}_R$  que de una mejor línea recta. Fig. (2.6).

3. De la línea recta se determina la pendiente " $\beta$ " y el intercepto " $b$ " mediante las ecuaciones (55) y (56).

$$\beta = 0.00168 \frac{K}{\phi \mu c_t r_e^2} \quad (55)$$

$$b = 118,567 \frac{q \mu \beta}{Kh} \quad (56)$$

4. El efecto superficial puede obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$S = 0.84 \left( \frac{\bar{P}_R - P_{wf}}{b} \right) - \ln \frac{r_e}{r_w} + \frac{3}{4} \quad (57)$$

o

$$S = 0.84 \left( \frac{\bar{P}_R - P_{wf}}{b} \right) - 1.151 \log \frac{0.00168 K}{\phi \mu c_t r_w^2 \beta} + \frac{3}{4} \quad (58)$$

#### 2.4.4. Método de RAMEY

El método de Ramey [11], se fundamenta en el trabajo de Agarwal y Asociados [1], quienes representan gráficamente presión adimensional - en función del tiempo adimensional; para el

caso de un pozo en un yacimiento infinito, produciendo a una tasa constante en la superficie, flujo radial hacia el pozo en un medio isotrópico, fuerzas de gravedad despreciables y teniendo efectos de llene y superficiales.

A partir de la ecuación de difusividad en términos de presión, tiempo y radio adimensional y para diferentes condiciones iniciales y de contorno, se presentaron soluciones por Blackwell y otros aplicando el principio de superposición por Van Everdingen [14].

Agarwal evaluó numéricamente estas soluciones, con cuyos resultados construyó gráficos tipos usados por el Método de Ramey.

Los grupos adimensionales se definen como:

$$t_D = \frac{0.000264 \text{ K } \Delta t}{\phi \mu c_t r_e^2} \text{ tiempo adimensional} \quad (51)$$

$$P_D = \frac{Kh (P_i - P_{wf})}{141.2 q_L \mu \beta} \text{ presión adimensional} \quad (59)$$

$$\bar{C}_D = \frac{5.615 \bar{C}}{2\pi h \phi c_t r_w^2} \text{ constante de almacenaje adimensional} \quad (60)$$

donde:

$$\bar{C} = \frac{q \beta \Delta t}{(P_{ws} - P_{wf}) 24} \quad \text{constante de llene} \quad (61)$$

$$S = \frac{Kh \Delta P_s}{141.8 q_L \mu \beta} \quad \text{efecto superficial} \quad (62)$$

definido por Everd-  
dingen y Hurst

Los gráficos tipo se representan en papel doble logarítmico de  $P_D$  Vs  $t_D$  (Fig. 2.7) y presentan una pendiente unitaria.

Los datos de la prueba también presentan pendiente unitaria, la que indica el control del efecto de almacenamiento sobre la prueba. El gráfico de la prueba debe hacerse coincidir con los gráficos tipo para obtener la permeabilidad y la presión estática en ciertas ocasiones.

Esto se logra con las ecuaciones (51) y (59) y con las coordenadas de un punto cualquiera, haciendo coincidir con la escala donde se representan los datos campo, los de los gráficos tipo.

Los valores de  $\Delta P$  y  $\Delta t$  leídos en el gráfico

real se sustituyen por  $(P_i - P_{wf})$  y  $t$  respectivamente.

Las ecuaciones (63) y (64) indican que por medio de una translación de ejes,  $\log P_D$  Vs.  $\log t_D$  es equivalente a  $\log (P_{ws} - P_{wf})$  Vs  $\log \Delta t$ .

Esto nos indica la razón de la coincidencia entre las curvas real y tipo.

Si se toma el logaritmo a las ecuaciones (51) y (59) se tiene

$$\log' P_D = \frac{\log Kh}{141.2 \alpha_L \mu \beta} + \log (P_{ws} - P_{wf}) \quad (63)$$

$$\log t_D = \log \frac{0.000264 K}{\phi \mu c_t r_w^2} + \log \Delta t \quad (64)$$

#### PROCEDIMIENTO

1. Representar gráficamente la diferencia de presión  $\Delta P$ , entre la presión de restauración ( $P_{ws}$ ) y la presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) en función del tiempo de cierre ( $\Delta t$ , horas).

Para ello se dibuja en papel transparente

el recuadro donde se presentan las curvas tipo (con la escala conveniente).

2. Calcular la constante de llene  $\bar{C}$ , usando la ecuación (61).

$$\bar{C} = \frac{q_L \beta \Delta t}{(P_{ws} - P_{wf})} \times \frac{1}{24} \quad (61)$$

Si los puntos iniciales de los datos representados forman una línea de 45°, se elige un punto cualquiera de la línea para obtener  $\Delta t$  y  $\Delta P$ .

3. Se calcula el valor de la constante de llene adimensional  $\bar{C}_D$ , mediante ecuación (37).

$$\bar{C}_D = \frac{0.8936 \times \bar{C}}{\phi h c_t r_w} \quad (37)$$

4. Si los primeros puntos de la curva de datos caen sobre una línea recta de pendiente unitaria, están afectados por el almacenaje de pozo.

En los gráficos donde están representados la curva tipo se traza suavemente una línea de 45° de acuerdo al valor de  $\bar{C}_D$  calculado del paso (3).

Desplazando la curva de 45° de la curva real sobre la línea de 45° de las curvas tipo, se busca una superposición adecuada. Si no se tiene suficiente información para calcular  $\bar{C}_r$ , se intenta la superposición desplazando el gráfico de campo en cualquier dirección hasta conseguirla, lo cual permite determinar  $\bar{C}_r$ .

5. Una vez lograda la superposición apropiada, se lee el valor del efecto superficial  $S$  del gráfico de curvas tipo. Esto nos indica la existencia o no de daño en forma cualitativa.

Se escoge un punto cualquiera ( $\Delta t$ ,  $\Delta P$ ) de la curva real y se leen sus correspondientes ( $t_D$ ,  $P_D$ ) del gráfico de curvas tipo.

6. Con los valores de  $P_D$  y  $\Delta P$  se calculan la permeabilidad  $K$  mediante la ecuación (65)

$$K = 141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} \times P_D \quad (65)$$

7. Con los valores de  $\Delta t$  y  $t_D$ , también se calcula la permeabilidad  $K$ , mediante la ecuación (66)

$$K = 3787.87 \phi \mu c_t r_w^2 \frac{t_D}{\Delta t} \quad (66)$$



8. Cuando se tiene suficiente información de manera que la curva real se logra asintótica a un valor de  $P_D^*$ , si se desea puede calcularse la presión estática a partir de este valor mediante la ecuación (67).

$$\Delta P^* = 141.2 \frac{q \mu \beta}{Kh} \cdot P_D^* \quad (67)$$

$$P_{ws} = P_{wf} + \Delta P^*$$

## CAPITULO III

PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR PRUEBAS DE RESTAURACION  
DE PRESION EN EL CAMPO

## 3.1. PROGRAMA PARA EL OPERADOR

A continuación se describen el programa de trabajo que debe seguir el operador de la unidad de "wire line" para correr una prueba de restauración de presión, tomando como ejemplo el pozo SSF 02, el programa es el siguiente:

1. Armar válvula de paso y equipo de línea de alambre.
2. Correr calibrador de tubería de 2  $\frac{7}{8}$ " hasta la profundidad del reductor.
3. Correr calibrador de tubería de 2  $\frac{3}{8}$ " hasta la profundidad del Neplo de asentamiento.
4. Si la tubería está limpia, correr y asentar válvula fija en el neplo de asentamiento.
5. Correr bombas de presión y temperatura realizando paradas de 15 minutos a 30 pies por encima o debajo de cada mandril.

Para SSF 02 sería a; 10' - 2400' - 4030' - 5555'

6620' - 7520' - 8210' - 8880'.

Dejar bomba a 9100' para tomar prueba de restauración de presión de la arena "T" durante la noche.

6. Avisar a producción para realizar prueba de flujo estabilizada del pozo de 4 horas.
7. Medir presión de cabeza fluyente durante prueba de producción.
8. Cerrar el pozo para la restauración de presión - por 6 o 12 horas.
9. Medir presión de cabeza estática.
10. Sacar bombas haciendo paradas de 15 minutos a 8600' - 8100' - 7600' - 10'.
11. Si las cartas son buenas, sacar válvula fija del nablo de asentamiento y desarmar el equipo. De lo contrario correr nuevamente las bombas.

En la Fig. (3.1) se muestra la completación del pozo.

### 3.2. DESCRIPCION DEL EQUIPO

La descripción que vamos a realizar corresponde a la

amerada RPG3 [ 8 ] que es la más utilizada para pruebas de restauración de presión en los campos del Oriente Ecuatoriano.

El medidor de presión está hecho de aleaciones de níquel resistentes a la acción corrosiva, pesa 15 libras y tiene un diámetro de  $1 \frac{1}{4}$  de pulgada y su longitud total es 67.5 pulgadas, cuando se usa como medidor de presión con capacidad menor de 6000 lpc y de 71.5 pulgadas cuando tiene capacidad mayor de 6000 lpc.

Podemos decir que esta bomba consta de 2 partes principales y una opcional y son:

- Sección de registro (Fig. 3.2)
- Elemento de presión (Fig. 3.3)
- Medidor de temperatura (Fig. 3.3)

Sección de registro.-

Esta sección consta de un reloj desmontable el que es usado para accionar la carta del medidor de presión que es de construcción extremadamente resistente. Estos relojes están regulados con mucha precisión y prácticamente no son afectados por temperatu

ras menores de 275°F.

Los relojes vienen en diferentes alcances de 3-12-24 48-72 horas, entendiéndose por alcance de un reloj el tiempo necesario para empujar la carta una distancia de 5 pulgadas.

Este reloj va unido a la estructura de un tornillo con ductor que sirve para desplazar al sostenedor de cartas hacia el tope del eje del estilete.

En el interior del sostenedor de cartas se encuentra un porta cartas cilíndrico y desmontable donde se co loca la carta con la ayuda de una carta mandril, don de los bordes de la carta son centrados con la ranura longitudinal en el mandril, luego se empuja la car ta y el mandril juntos dentro del porta cartas.

A veces es necesario rotar el mandril hacia atrás o hacia adelante mientras se la está empujando; des pués se remueve el mandril solo, dejando la carta en su lugar.

El tipo de carta usado es el de latón con una superficie negra y se usa con un estilete de punta de ace ro y las líneas resultantes sobre la carta son bri-

llantes sobre un fondo obscuro.

Este tipo de carta tiene la ventaja de que la puerta del estilete no tiene que afilarse y que el cambio - de un estilete por otro puede hacerse con mucha faci  
lidad.

La estructura del sostenedor de cartas va unida a la estructura del brazo del estilete. Esta última es re  
movida soltando un tornillo que se encuentra en la parte inferior de la estructura que hace que resbale y se libera el eje del estilete del elemento de pre  
sión.

Para atornillar la sección registradora en el elemento de presión primero se remueve el seguro superior del elemento de presión y luego puede ator  
nillarse manualmente o con ayuda de llaves especiales.

Elemento de presión.-

Como puede verse en la Fig. 3.3 este elemento consta de una trampa de aceite, fuelle, tubo de Bourdoun y eje del estilete.

El fluido entra por la trampa de aceite y comprime el

fuelle con la presión del yacimiento que traduce un movimiento mecánico circular que se transmite al tubo de bourdoun que está colocado directamente con el eje del estilete y por tanto transmitido al estilete el cual registra sobre una carta de metal impulsada por un reloj desmontable.

Medidor de temperatura.-

El elemento de presión va atornillado sobre el medidor de temperatura que consiste de un termómetro donde se encuentra el fluido a la profundidad donde se para la bomba. Esta sección opcional puede ser omitida en caso de que también se corra el elemento de temperatura en el cual se registrarían las diferentes temperaturas a sus correspondientes profundidades y así obtener el gradiente de temperatura.

### 3.3. CORRIDA DE BOMBA

Para la corrida de la bomba hacemos uso del equipo de línea de alambre el cual consta de las siguientes herramientas. Dentro del pozo tenemos: Bombas de presión, martillos, barras de peso, y el cuello de sujeción que va unido a la línea de alambre.

Las herramientas que van en superficie son:

- Válvula de paso, colocada sobre la cabeza del pozo y cuya función es permitir que el pozo fluya mientras las herramientas se están armando en superficie.
- Un pequeño preventor (BOP) usado para trabajar con mayor seguridad, el cual sería utilizado en caso de existir algún problema en el pozo.
- El lubricador que es una tubería dentro de la cual se introducen las herramientas que van a ser bajadas al pozo.
- El prensa estopas colocado sobre el lubricador, sirve de sello para no dejar escapar la presión del pozo.

Una vez armadas todas las herramientas se procede a abrir la válvula de paso, lo que permite la corrida de las herramientas en el pozo de acuerdo al programa preparado para que lo realice el operador de "wire line".

En la figura 3.4 se muestra el equipo utilizado para bajar la bomba.



### 3.4. PRUEBA DE FLUJO ESTABILIZADA DEL POZO

Una vez que se comienza a bajar la herramienta en el pozo es posible proceder a correr la prueba de flujo estabilizada, la cual consiste en bajar la bomba a determinada profundidad y por determinado tiempo. Esta parte de la prueba es especialmente utilizada para realizar el "GAS LIFT SURVEY", por medio del cual se puede conocer que válvula del sistema de "Gas Lift" está operando. Esto se hace graficando las presiones fluyentes versus profundidad, con lo que se determinan los gradientes fluyentes tanto del gas como del líquido y el punto donde la presión del gas de inyección y la del líquido son iguales nos indica la válvula operadora, es decir podemos conocer por donde se ha estado realizando la inyección del gas.

Por lo general se deja la bomba por 15 minutos, 30 pies arriba o debajo de cada mandril y luego se la deja a la profundidad programada. Como el pozo sigue fluyendo es posible realizar una prueba de producción de por lo menos 4 horas a fin de determinar la tasa de flujo de cada pozo.

### 3.5. CIERRE DEL POZO PARA EMPEZAR RESTAURACION DE PRESION

Una vez realizada la prueba de flujo estabilizada y la bomba colocada a 30 pies más o menos por arriba de la zona productora se procede a cerrar el pozo, cerrando la inyección de gas, para permitir que la presión del yacimiento sea restaurada. Por lo general en este campo la presión se restaura en un rango de 5 a 7 horas.

Esta es la parte más importante de la prueba porque esta zona de restauración es la que ha sido analizada en este trabajo para poder llegar a conocer los parámetros como permeabilidad, factor de daño, productividad del pozo, eficiencia de flujo, presión promedio del yacimiento, etc.

### 3.6. OBTENCION DE PRESION ESTATICA

Después de la prueba de restauración se procede a subir la bomba parando determinado tiempo y a determinadas profundidades para medir la presión estática en ese punto. Esto se lo realiza con el fin de determinar los gradientes estáticos a partir de

los valores de presión obtenidos de la carta de restauración con los cuales se pueden calcular las presiones estáticas en los puntos que no se haya leído, ya sea al datum, tope de formaciones, etc.

### 3.7. CARTAS DE RESTAURACION; INTERPRETACION

La interpretación de la carta de restauración se la hace con la ayuda de un lector de cartas, donde la carta es introducida y los puntos del gráfico se localizan mediante la reticula de un microscopio. La distancia entre los puntos se mide por control del movimiento longitudinal y transversal de escalas graduadas. Por la medición del movimiento longitudinal se obtiene el intervalo de tiempo y la lectura del movimiento transversal suministra el valor de presión o temperatura.

El eje de coordenadas para medir presión o temperatura es de 2 pulgadas y el eje de coordenadas para tiempo es de 5 pulgadas. Las distancias medidas en pulgadas son transformadas a libras por pulgada cuadrada de presión por medio de unas tablas de calibración correspondientes al elemento de pre

sión utilizado en la prueba y el cual ha sido calibrado antes de bajarlo al pozo.

En la figura 3.5 puede verse una gráfica de una carta de restauración donde pueden distinguirse las zonas de flujo estabilizada, restauración de presión y presión estáticas, analizadas anteriormente.

### 3.8. ANALISIS DE VALORES OBTENIDOS

Después de realizar la interpretación de la carta y obtener valores de presión y tiempo, se los analiza con el fin de estar seguros de que dichos valores - obtenidos, los cuales vamos a utilizar en los métodos de interpretación de pruebas de presión, merecen confiabilidad.

Durante la interpretación de una carta pueden presentarse ciertas anomalías en la forma de la carta y que van a incidir en los valores obtenidos.

Las causas de dichas anomalías pueden ser debido a los siguientes factores:

- Acortamiento del fuelle
- Ajuste impropio de la herramienta o suciedad dentro de ella
- Los tiempos de parada de la bomba son más pequeños y/o más grandes que los programados.
- Las distancias entre paradas de la bomba son más pequeños y/o más grandes que los programados.



## CAPITULO IV

### APLICACIONES

Las pruebas de restauración de presión se aplican en los campos del Oriente Ecuatoriano. A partir de ellas obtenemos los parámetros del yacimiento calculados en este capítulo.

Los datos y resultados de las pruebas de restauración sirven para determinar las siguientes características del yacimiento.

- Presión promedio, para cálculos de balance de materiales e intrusión de agua.
- Predicción del comportamiento futuro de un campo.
- Determinación del tipo de mecanismos de empuje en un yacimiento.
- Determinación del área de drenaje de un pozo.
- Determinación de tasa óptima de producción.
- Efectos de interferencia de pozos.
- Determinación de la presión de fondo fluyente.
- Obtención del tamaño del equipo de bombeo que se debe utilizar.
- Determinación de la necesidad de efectuar trabajos de

- estimulación en los pozos.
- Determinación de la válvula que se encuentra en operación, para pozos con levantamiento artificial por gas.
  - Determinación de los índices de productividad y construcción de curvas IPR
  - Determinación de transmisibilidad del yacimiento.
  - Determinación de gradientes estáticos y fluyentes.
  - Determinación del comienzo del tiempo de período transiente necesario para realizar pruebas de productividad.

#### 4.1. ANALISIS OPERACIONAL

El procedimiento seguido para analizar los datos de presión de cada pozo se describe brevemente a continuación.

Comenzamos con la elaboración de los gráficos de Horner y Miller, Dyes y Hutchinson, de los cuales determinamos sus pendientes ( $m_H$ ,  $m_{MDH}$ ) y la presión de cierre cuando  $\Delta t = 1$  hora ( $P_{1hH}$ ,  $P_{1hMDH}$ ). Con estos valores calculamos las permeabilidades ( $K_H$ ,  $K_{MDH}$ ) y el factor de daño ( $S_H$ ,  $S_{MDH}$ ).

A continuación construimos el gráfico de Ramey el

cual lo superponemos sobre la curva tipo para obtener los puntos de coincidencia y determinar así las permeabilidades ( $K_R$ ) y el factor de daño ( $S_R$ ). Estos valores se comparan con los obtenidos por los dos métodos nombrados anteriormente.

La presión del yacimiento la obtenemos gráficamente por medio del método de Muskat. Una vez conocida la presión del yacimiento procedemos a la construcción de las curvas IPR, para lo cual seguimos los siguientes pasos:

- a. Calculamos la eficiencia de flujo FE.
- b. Calculamos  $P_{wf}' = \bar{P}_R - (\bar{P}_R - P_{wf}) \times FE$
- c. Calculamos  $Q_{max} = q_{11} \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_R} \right)^2 \right]$  donde  $Q_{max}$  es la tasa de flujo correspondiente al 100% de declinación de presión.
- d. Se asumen diferentes valores de  $P_{wf}$  entre  $0 < P_{wf} < \bar{P}_R$  y se calculan valores de  $P_{wf}'$
- e. Calculamos la tasa de producción correspondiente a una entrada de presión del pozo  $P_{wf}'$

$$q = Q_{max} \times \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}'}{\bar{P}_R} \right)^2 \right]$$

- f. Construimos una gráfica de  $\log (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$  Vs  $\log q$



a partir del cual obtenemos la constante  $n$ .

De la ecuación:

$$q = c (P_R^2 - Pwf^2)^n$$

calculamos  $c$ .

g. Calculamos valores de  $q$  para cada  $Pwf$  asumido

$$q = c (P_R^2 - Pwf^2)^n$$

h. Graficamos  $Pwf$  vs  $q$  y la curva obtenida es la curva IPR.

i. Calculamos el potencial del pozo cuando  $Pwf = 0$

$$q = \text{AOFP} = c(P_R^2 - Pwf^2)^n = c(P_R^2)^n$$

j. Los puntos de intersección en la curva IPR son el AOFP y  $\bar{P}_R$ .

4.2. DETERMINACION DEL FACTOR DE DAÑO Y PERMEABILIDAD  
DEL YACIMIENTO POR EL METODO DE HORNER Y MILLER  
DYES - HUTCHINSON.

## DATOS GENERALES DE PECTE-UPACION DE PRESION

CAMPO \_\_\_\_\_ SAH- \_\_\_\_\_ N° POZO \_\_\_\_\_ SSE 01  
 FORMACION \_\_\_\_\_ NAPO \_\_\_\_\_ ARENA \_\_\_\_\_  
 FECHA DE PRUEBA 29 - VI 60 TIEMPO 62111 hrs

PROFUNDIDAD D, PPO	TIL. 583 51, 10	51030 15 21/ 50	13 21/ 50 125, 10
9100	0.00	00	1753
9100	0.10	621111	1894
9100	0.20	310556	2013
9100	0.40	155278	2073
9100	0.80	77639	2121
9100	2.00	31056	2141
9100	4.00	15528	2157
9100	7.20	8627	2167
9100	7.80	7964	2167

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESIÓN

$q$	$= \frac{3990}{1.0} \text{ BLPD}$	$\phi$	$= \frac{0.18}{40}$
$\mu$	$= \frac{9.8 \times 10^{-6}}{1.21} \text{ cp}$	$h$	$= \frac{2138}{30} \text{ pies}$
$c_T$	$= \frac{1.0}{9.8 \times 10^{-6}} \text{ lpc}^{-1}$	$r_w$	$= \frac{0.265}{1753} \text{ pies}$
$\beta$	$= \frac{1.21}{2140} \text{ BRL/STB}$	$P_{wf}$	$= \frac{2138}{30} \text{ lpc}$
$P_{1hH}$	$= \frac{2140}{31} \text{ lpc}$	$P_{1hMDH}$	$= \frac{2138}{30} \text{ lpc}$
$m_H$	$= \frac{31}{1.21} \text{ lpc/ciclo}$	$m_{MDH}$	$= \frac{30}{1753} \text{ lpc / ciclo}$

(Del Gráfico 4.1 )

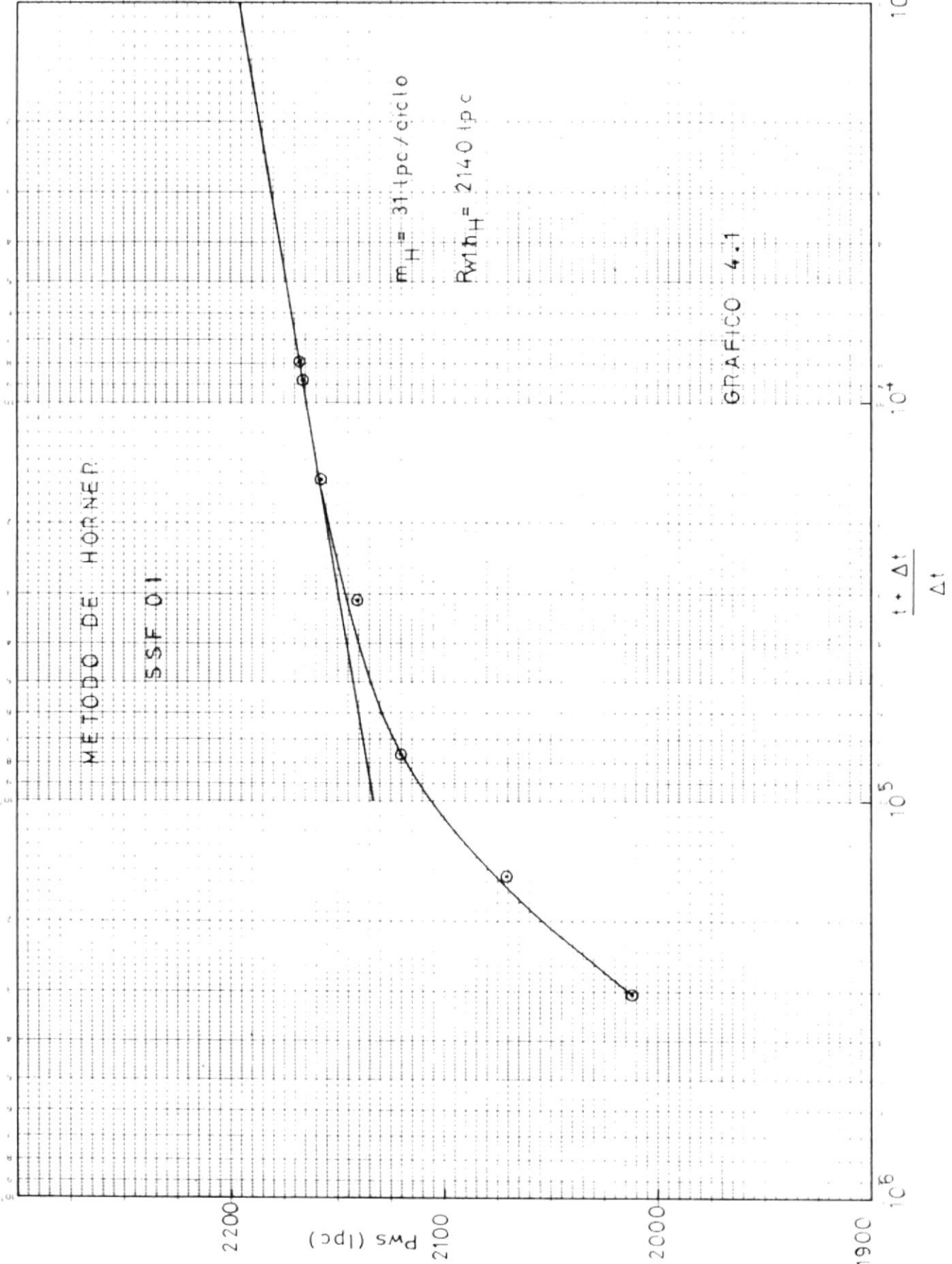
(Del Gráfico 4.2 )

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_H$	$= \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$	$K_H$	$= \frac{6.33}{654} \text{ md}$
$K_{MDH}$	$= \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$	$K_{MDH}$	$= \frac{654}{654} \text{ md}$

## CÁLCULOS DE FACTOR DE DAÑO

$S_H$	$= 1.151 \left[ \frac{P_{1hH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$
$S_H$	$= \frac{6.91}{7.29}$
$S_{MDH}$	$= 1.151 \left[ \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$
$S_{MDH}$	$= \frac{7.29}{7.29}$



M E T O D O M D H

S S F 01

2200

2100

$P_{ws}$   
(lpc)

2000

1900

0.1

1.0

$\Delta t$  (hr)

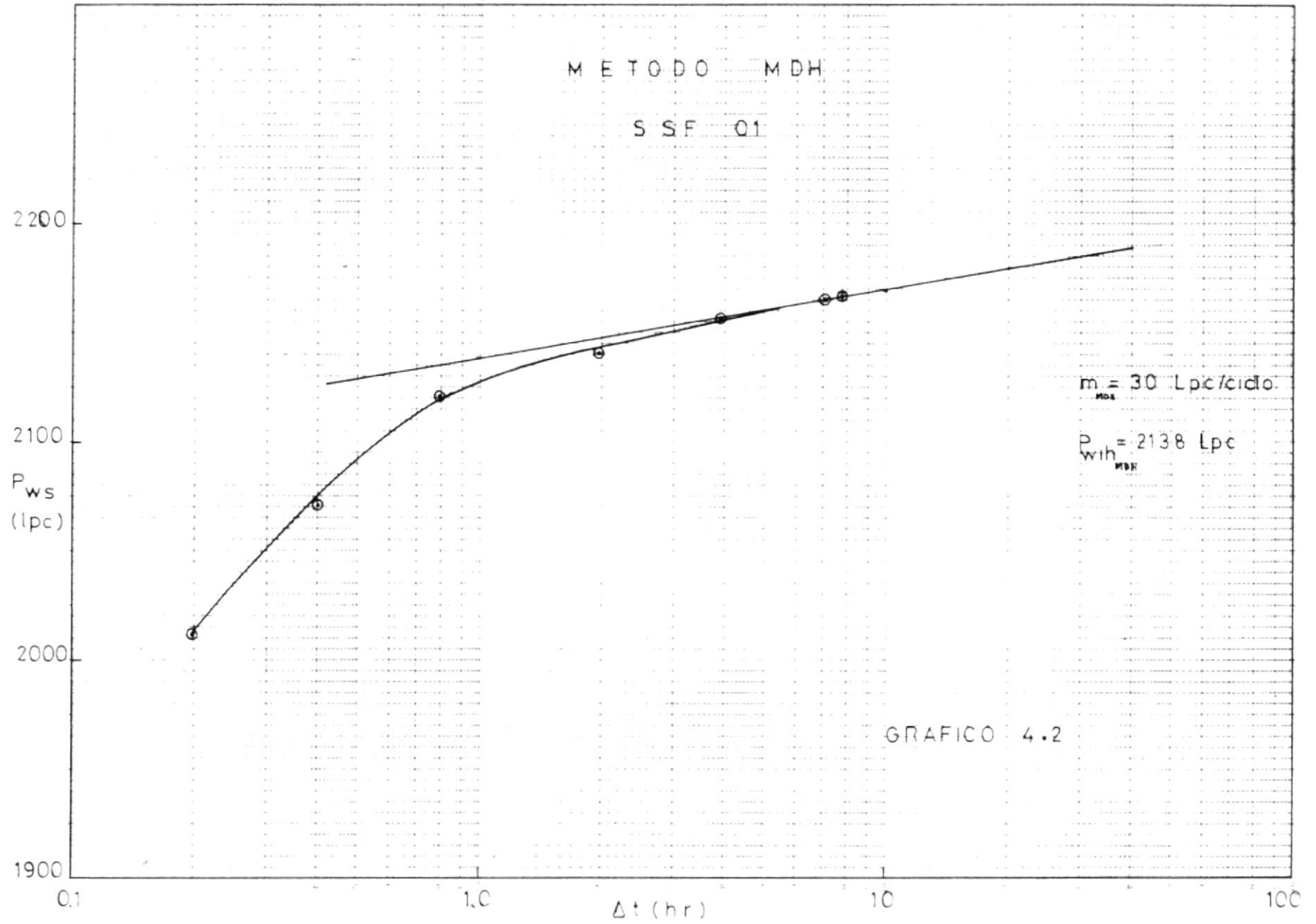
10

100

$m = 30$  Lpc/ciclo.

$P_{wh} = 2138$  Lpc

GRAFICO 4.2



## DATOS GENERALES DE PERFORACION DE PRESION

CAMPO SAH N° POZO SSF 02  
 FORMACION NAPO ABENA T  
 FECHA DE PRUEBA 10-IV-80 TIEMPO 83756 hrs

PROFUNDIDAD D, pies	TIEMPO ML, Hrs	TIEMPO GAL, Hrs	PERFORACION ML, Hrs
9060	0	(0)	2090
9060	0.666	125761	2601
9060	1.333	62975	2633
9060	2.000	41879	2643
9060	2.666	31488	2645
9060	3.333	25152	2648
9060	4.000	20940	2649
9060	4.666	17974	2730
9060	5.333	15715	2751
9060	6.000	13960	2731
9060	6.333	13232	2738
9060	6.666	12576	2839
9060	7.000	11966	2813
9060	7.230	11585	2818

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{1947}{\text{BLPD}} \\
 \mu &= \frac{0.90}{\text{cp}} \\
 c_T &= \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{lpc}^{-1}} \\
 \beta &= \frac{1.23}{\text{BBL/STB}} \\
 P_{1hH} &= \frac{2630}{\text{lpc}} \\
 m_H &= \frac{26}{\text{lpc/ciclo}}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.3 )

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{\text{---}} \\
 h &= \frac{50}{\text{pies}} \\
 r_w &= \frac{0.2075}{\text{pies}} \\
 P_{wf} &= \frac{2090}{\text{lpc}} \\
 P_{1hMDH} &= \frac{2634}{\text{lpc}} \\
 m_{MDH} &= \frac{24}{\text{lpc / ciclo}}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.4 )

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{270}{\text{md}}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{292}{\text{md}}$$

## CALCULOS DE FACTOR DE DAÑO

$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1hH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{16.58}{\text{---}}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{18.73}{\text{---}}$$



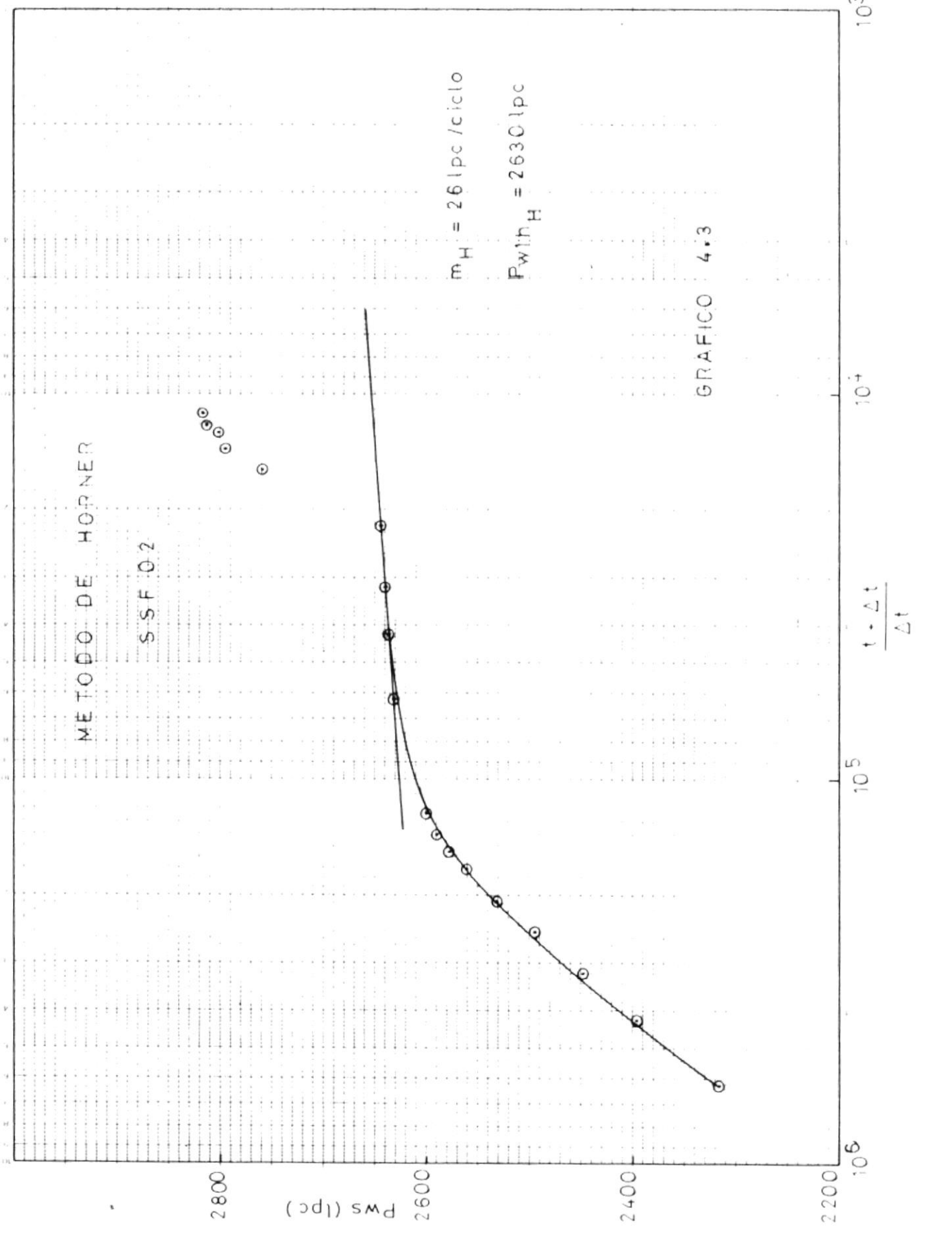
METODO DE HORNER

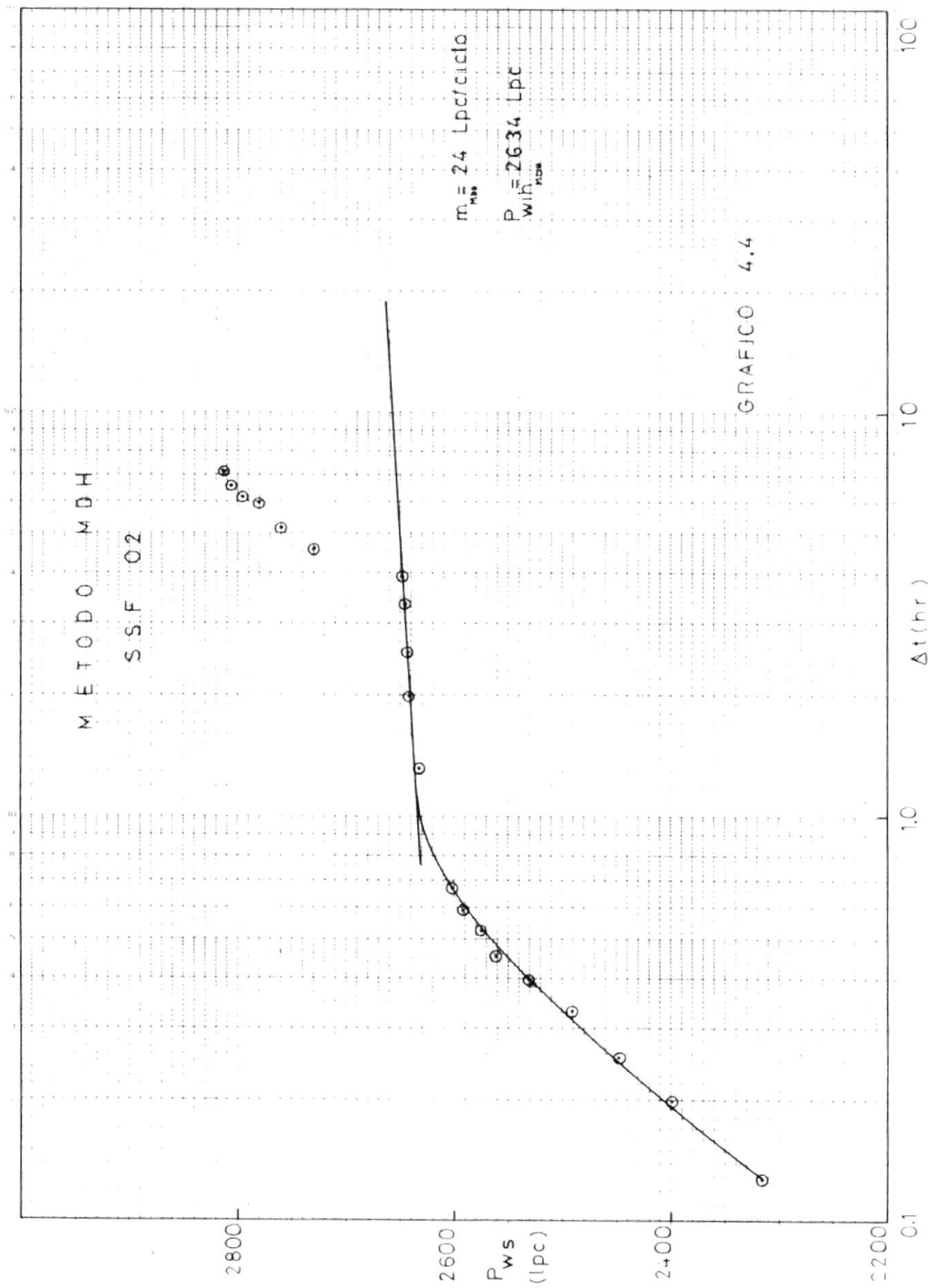
S-SF 02

$m_H = 26 \text{ lpc / ciclo}$

$P_{wH} = 2630 \text{ lpc}$

GRAFICO 4.3





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PERFORACION

CAMPO	SAH	Nº POZO	SSP 05
FORMACION	NAPO	APENA	"
FECHA DE PRUEBA	1-IX-80	TIEMPO	70394 hrs

PROFUNDIDAD D, PIES	TIEMPO AL, HRS	TIEMPO DE LA L	PERFORACION EN, PIES
9130	0.00	70	2313
9130	0.10	703941	2502
9130	0.20	351971	2557
9130	0.40	175986	2580
9130	0.80	87993	2595
9130	1.40	50282	2602
9130	2.00	35198	2622
9130	3.00	23465	2647
9130	4.00	17599	2674
9130	5.00	14079	2724
9130	6.00	11733	2751
9130	7.00	10057	2776
9130	8.00	8800	2801
9130	9.00	7823	2811

## ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{2816}{1.0} \text{ BLPD} \\
 \mu &= \frac{1.0}{9.8 \times 10^{-6}} \text{ cp} \\
 c_T &= \frac{1.23}{2597} \text{ Lpc}^{-1} \\
 \beta &= \frac{1.23}{2597} \text{ BBL/STB} \\
 P_{1hH} &= \frac{37}{2597} \text{ Lpc} \\
 m_H &= \frac{37}{2597} \text{ Lpc/ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.5)

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{72} \\
 h &= \frac{0.2075}{2313} \text{ pies} \\
 r_w &= \frac{2313}{2597} \text{ pies} \\
 P_{wf} &= \frac{2313}{2597} \text{ Lpc} \\
 P_{1hMDH} &= \frac{38}{2597} \text{ Lpc} \\
 m_{MDH} &= \frac{38}{2597} \text{ Lpc / ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.6)

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{211}{2597} \text{ rdl}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{206}{2597} \text{ rdl}$$

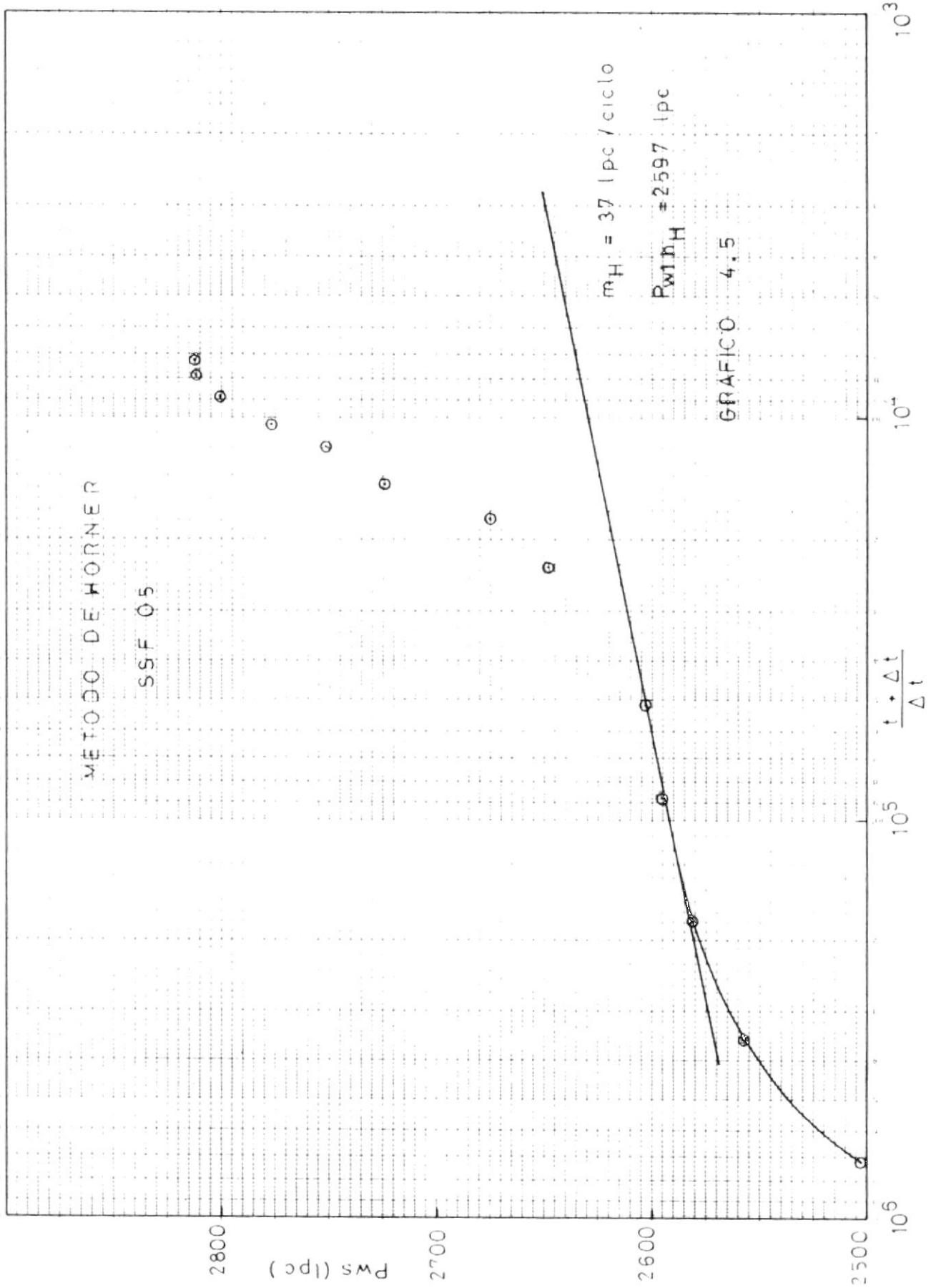
## CALCULOS DE FACTOR DE DAÑO

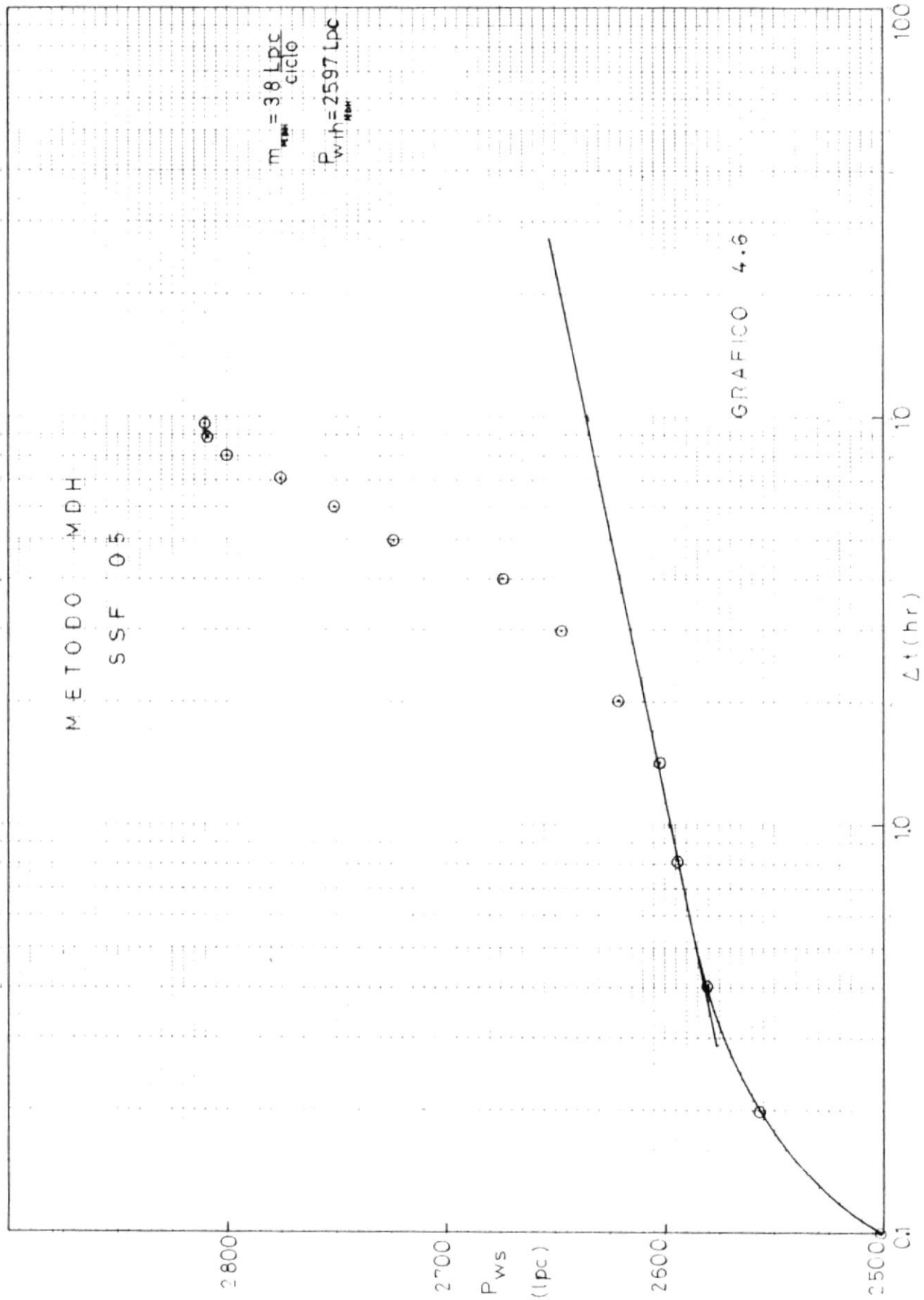
$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1hH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{1.69}{2597}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{1.46}{2597}$$





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 07
FORMACION	NAPO	ARENA	"
FECHA DE PRUEBA	5-IV-79	TIEMPO	83967 hrs

PROFUNDIDAD D, pies	TIEMPO T <sub>1</sub> , hrs	TIEMPO T <sub>2</sub> T <sub>1</sub> / T <sub>1</sub>	PROFUNDIDAD D <sub>2</sub> , pies
9066	0.00	0	2993
9066	0.066	127228	3003
9066	0.133	631311	3007
9066	0.266	315666	3022
9066	0.530	158429	3082
9066	0.666	126077	3125
9066	1.000	83968	3147
9066	2.000	41985	3155
9066	3.333	25216	3160
9066	6.000	13995	3160
9066	7.266	11557	3160

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESIÓN

$q$	$= \frac{1698}{\text{BLPD}}$	$\phi$	$= \frac{0.18}{\text{BPD}}$
$\mu$	$= \frac{1.0}{\text{cp}}$	$h$	$= \frac{108}{\text{pies}}$
$c_T$	$= 9.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$	$r_w$	$= \frac{0.2075}{\text{pies}}$
$\beta$	$= 1.23 \text{ BBL/STB}$	$N_w$	$= 2993 \text{ lpc}$
$P_{MH}$	$= 3152 \text{ lpc}$	$P_{MH0}$	$= 3152 \text{ lpc}$
$m_H$	$= 10 \text{ lpc/ciclo}$	$m_{MH}$	$= \frac{10}{\text{lpc / ciclo}}$

(Del Gráfico 4.7) (Del Gráfico 4.8)

## CÁLCULOS DE ESTABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q a \beta}{h r_w E} \quad P_{H0} = \frac{3.14}{r_w^2}$$

$$K_{MH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h r_w E} \quad P_{MH0} = \frac{3.14}{r_w^2}$$

## CÁLCULOS DE FACTOR DE DAÑO

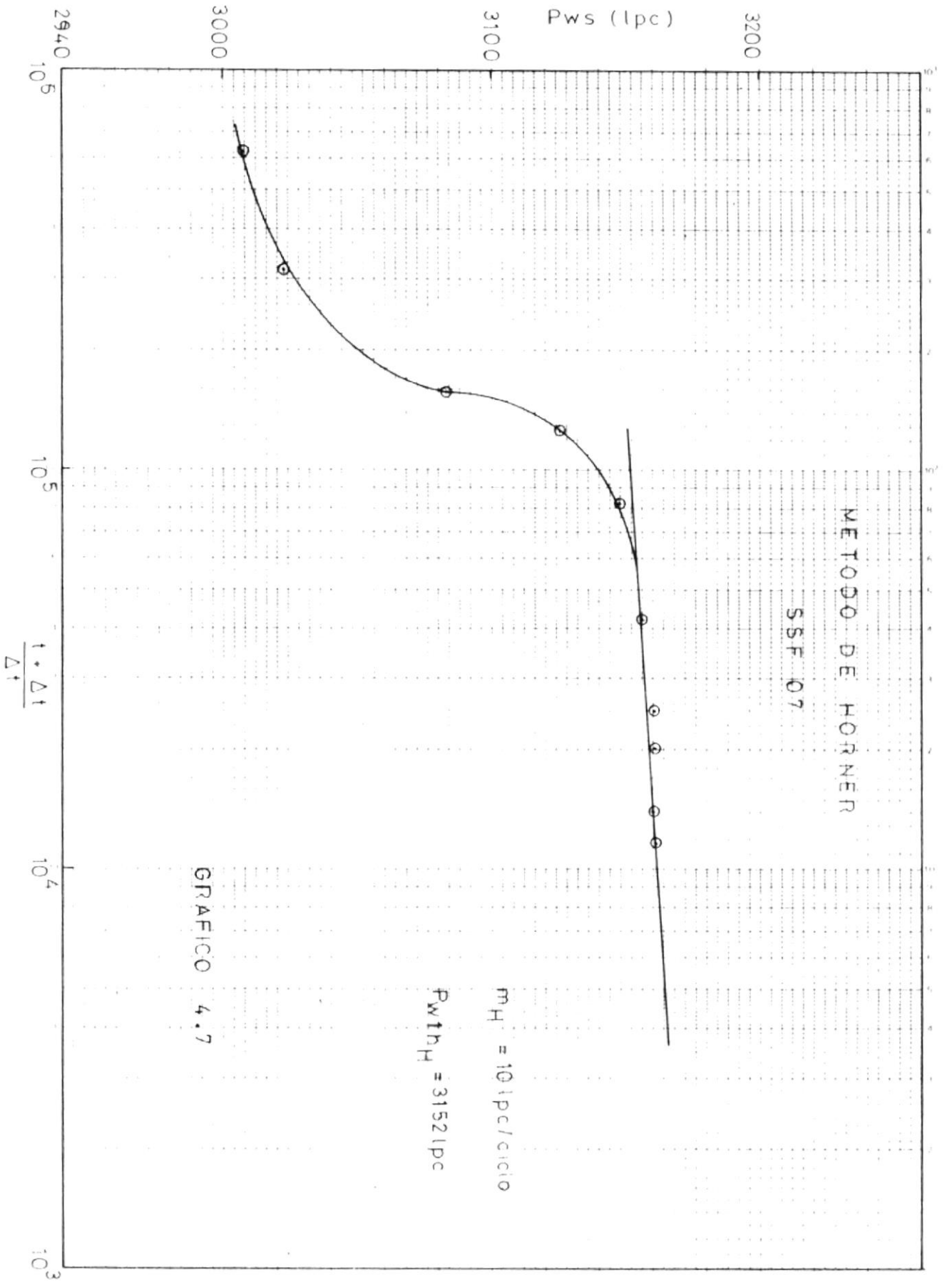
$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{MH0} - P_w}{m_H} - \log \frac{K_H}{q \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{10.95}{\text{BPD}}$$

$$S_{MH} = 1.151 \left[ \frac{P_{MH0} - P_w}{m_{MH}} - \log \frac{K_{MH}}{q \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MH} = \frac{10.95}{\text{BPD}}$$





M E T O D O M D H

S S F 07

3200

3100

$P_{ws}$   
(lpc)

3000

2940

$m = 10$  Lpc/ciclo  
MDH

$P_{wh} = 3152$  Lpc  
MDH

GRAFICO 4.8

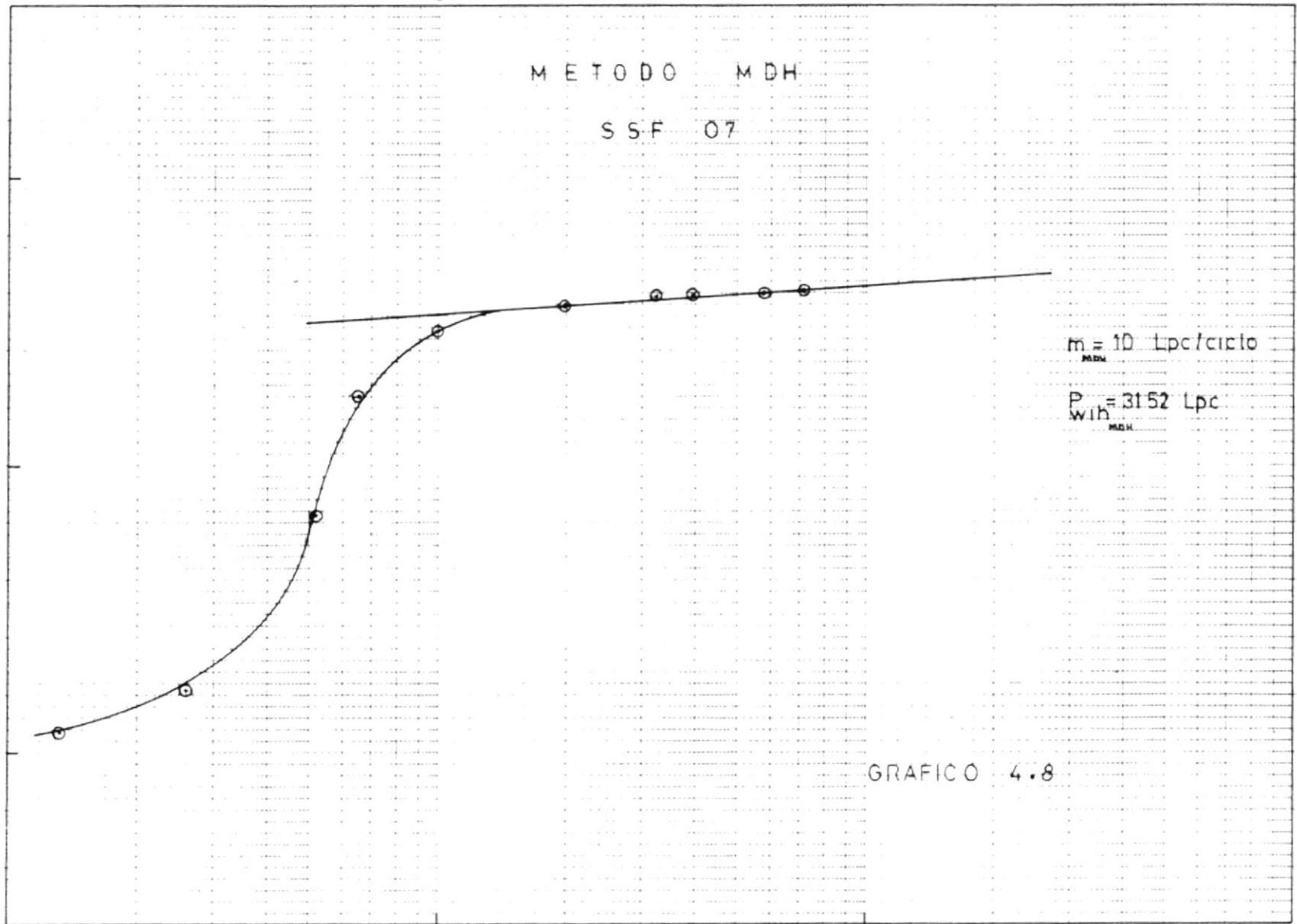
0.1

1.0

$\Delta t$  (hr)

10

100



## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESTON

CAMPO SAH N° POZO SSE 14  
 PROYECTO NAPO AREA  
 FECHA DE EJECUCION 28-III-79 TIEMPO 45099 hrs

PROFUNDIDAD EN PIES	TIEMPO EN HRS	TIEMPO EN MINUTOS	PROFUNDIDAD EN PIES
9100	0,00	00	1900
9100	0,150	000661	2040
9100	0,166	001681	2043
9100	0,200	0025496	2048
9100	0,300	00350331	2055
9100	0,400	0044678	2063
9100	0,533	0054614	2068
9100	1,000	0105100	2078
9100	1,700	011529	2088
9100	2,000	012550	2100
9100	2,666	013955	2115
9100	3,666	015323	2130
9100	4,666	01678	2122
9100	7,800	01782	2138

## ANÁLISIS DE PERTURBACIONES DE PRÉSTAMO

$$q = \frac{3624}{1000000} \text{ BLPD}$$

$$\mu = 1.0 \text{ cp}$$

$$c_T = 9.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$$

$$\beta = 1.23 \text{ BBL/SGB}$$

$$P_{1100H} = 21.97 \text{ lpc}$$

$$m_{1100} = 31 \text{ lpc/ciclo}$$

(Del Gráfico 4.9.)

$$\phi = 0.18$$

$$h = 51 \text{ pies}$$

$$r_w = 0.2075 \text{ pies}$$

$$Dwf = 1060 \text{ lpc}$$

$$P_{1100H} = 21.97 \text{ lpc}$$

$$m_{1100} = 31 \text{ lpc / ciclo}$$

(Del Gráfico 4.10.)

## CÁLCULO DE PERTURBACIÓN

$$K_{1100} = \frac{152.6 \cdot q \cdot \mu \cdot \beta}{h \cdot m_{1100}}$$

$$K_{1100} = 458 \text{ lpc}$$

$$K_{1100H} = \frac{152.6 \cdot q \cdot \mu \cdot \beta}{a \cdot m_{1100H}}$$

$$K_{1100H} = 458 \text{ lpc}$$

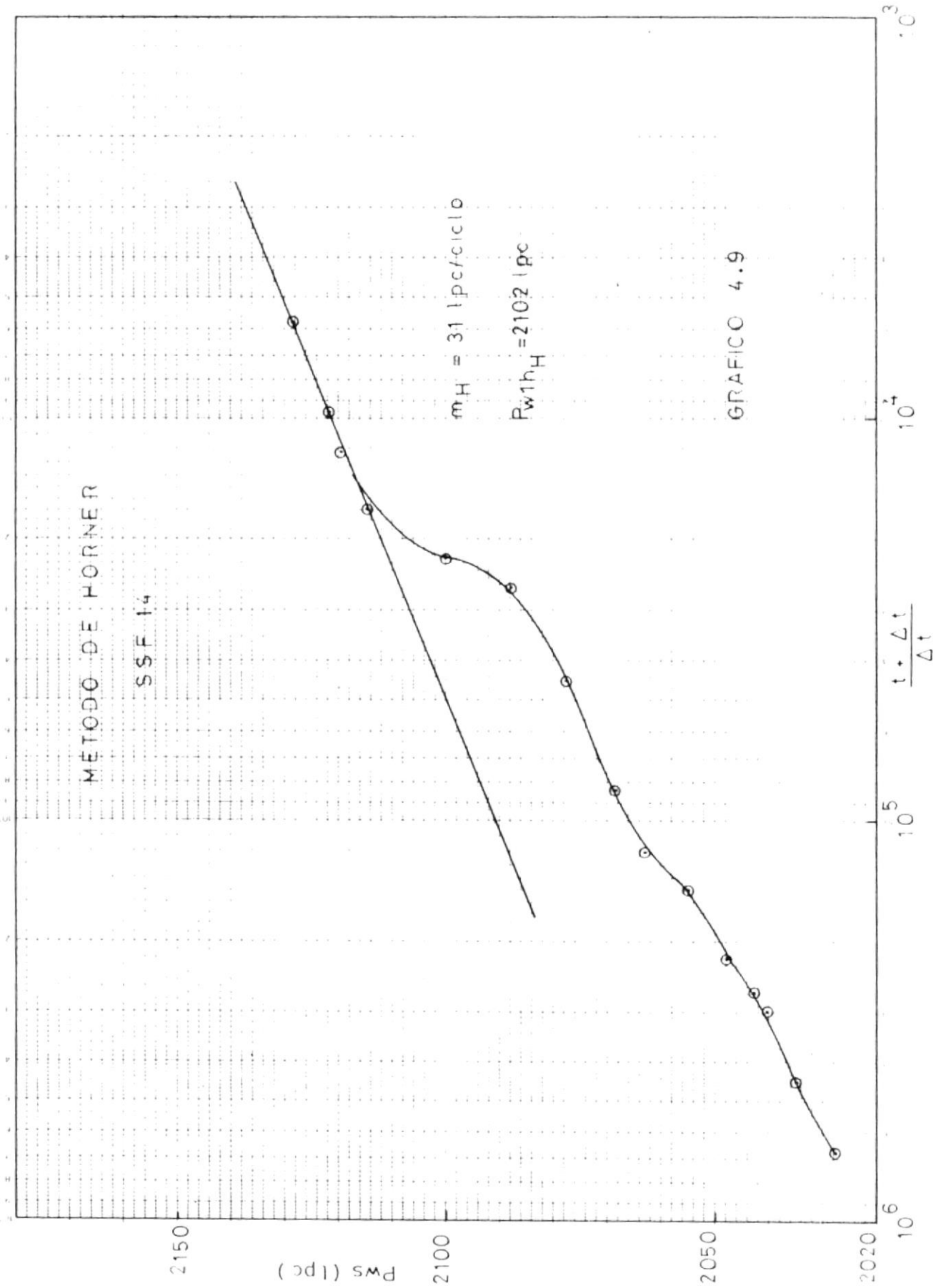
## CÁLCULO DEL FACTOR DE DISEÑO

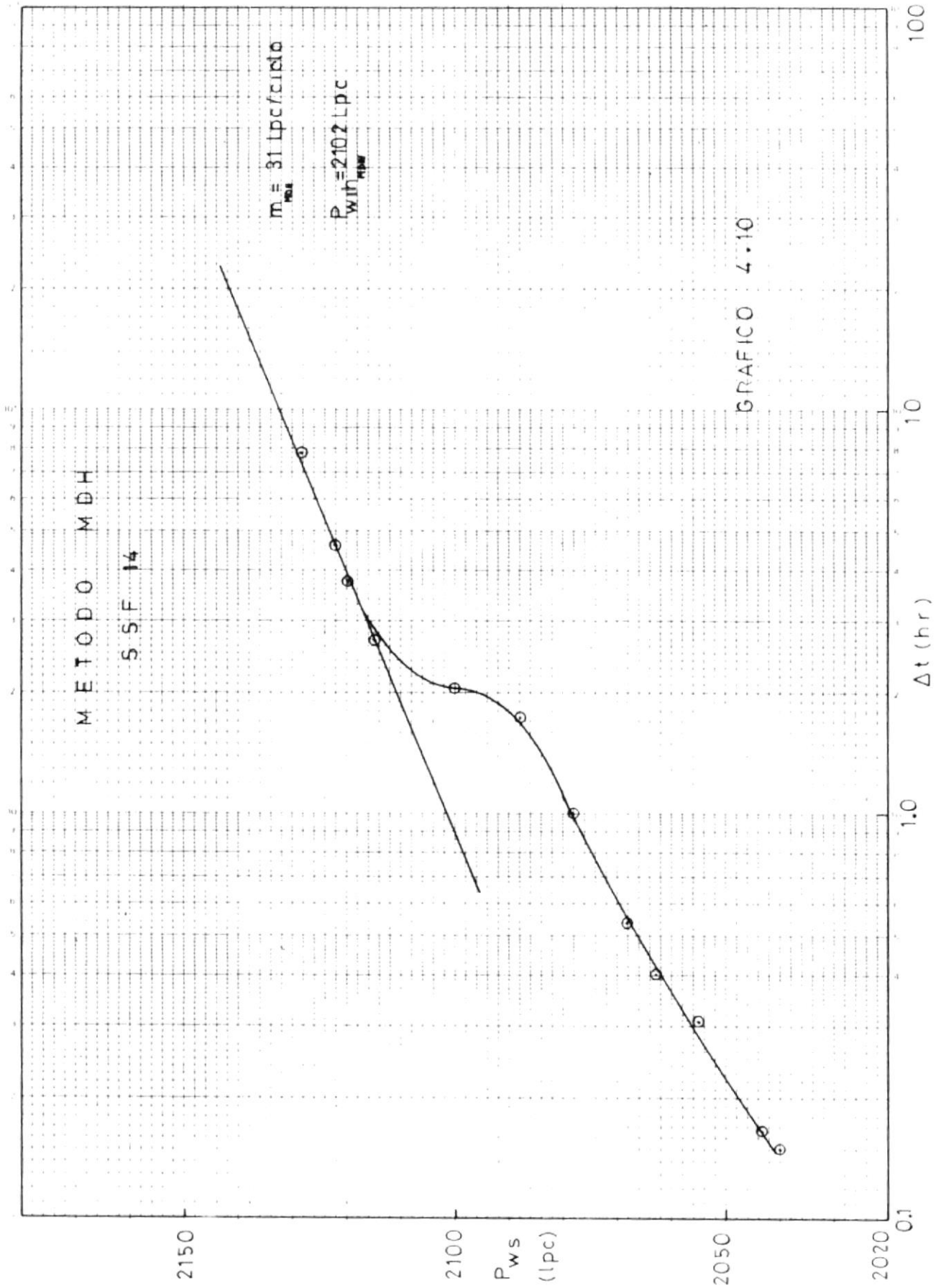
$$S_{1100} = 1.151 \left[ \frac{P_{1100H} - P_{1100}}{m_{1100}} - \log \frac{K_{1100}}{\phi^2 \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{1100} = 2.27$$

$$S_{1100H} = 1.151 \left[ \frac{P_{1100H} - P_{1100}}{m_{1100H}} - \log \frac{K_{1100H}}{\phi^2 \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{1100H} = 2.27$$





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRODUCCION

CAMPO SAN 45 POZO 3317  
 FORMACION NAPO AUCUA 9  
 FECHA DE EMPLEO 27-X-79 TIEMPO 54:360 hrs

PRODUCCION D <sub>2</sub> Dosis	TIEMPO D <sub>2</sub> Pts	PRODUCCION C <sub>2</sub> D <sub>2</sub> %	TIEMPO D <sub>2</sub> Pts
9260	0,000	00	2364
9260	0,066	793334	2377
9260	0,133	393685	2395
9260	0,200	261801	2413
9260	0,266	196843	2428
9260	0,333	157238	2446
9260	0,400	130901	2459
9260	0,666	78619	2474
9260	0,533	98182	2469
9260	1,000	52361	2477
9260	2,000	26181	2478
9260	4,000	13091	2479
9260	6,000	8727	2480
9260	7,433	7045	2481

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESIÓN

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{1786}{\text{---}} \text{ RLPD} \\
 \mu &= \frac{0.95}{\text{---}} \text{ cp} \\
 c_T &= \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{---}} \text{ lpc}^{-1} \\
 \beta &= \frac{1.21}{\text{---}} \text{ BBL/STB} \\
 P_{1hH} &= \frac{2375}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 m_H &= \frac{5.0}{\text{---}} \text{ lpc/ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.11)

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{\text{---}} \\
 h &= \frac{70}{\text{---}} \text{ pies} \\
 r_w &= \frac{0.2075}{\text{---}} \text{ pies} \\
 P_{wf} &= \frac{2264}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 P_{1hMDH} &= \frac{2377}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 m_{MDH} &= \frac{5.0}{\text{---}} \text{ lpc / ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.12)

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{954}{\text{---}} \text{ md}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{954}{\text{---}} \text{ md}$$

## CÁLCULOS DE FACTOR DE DAÑO

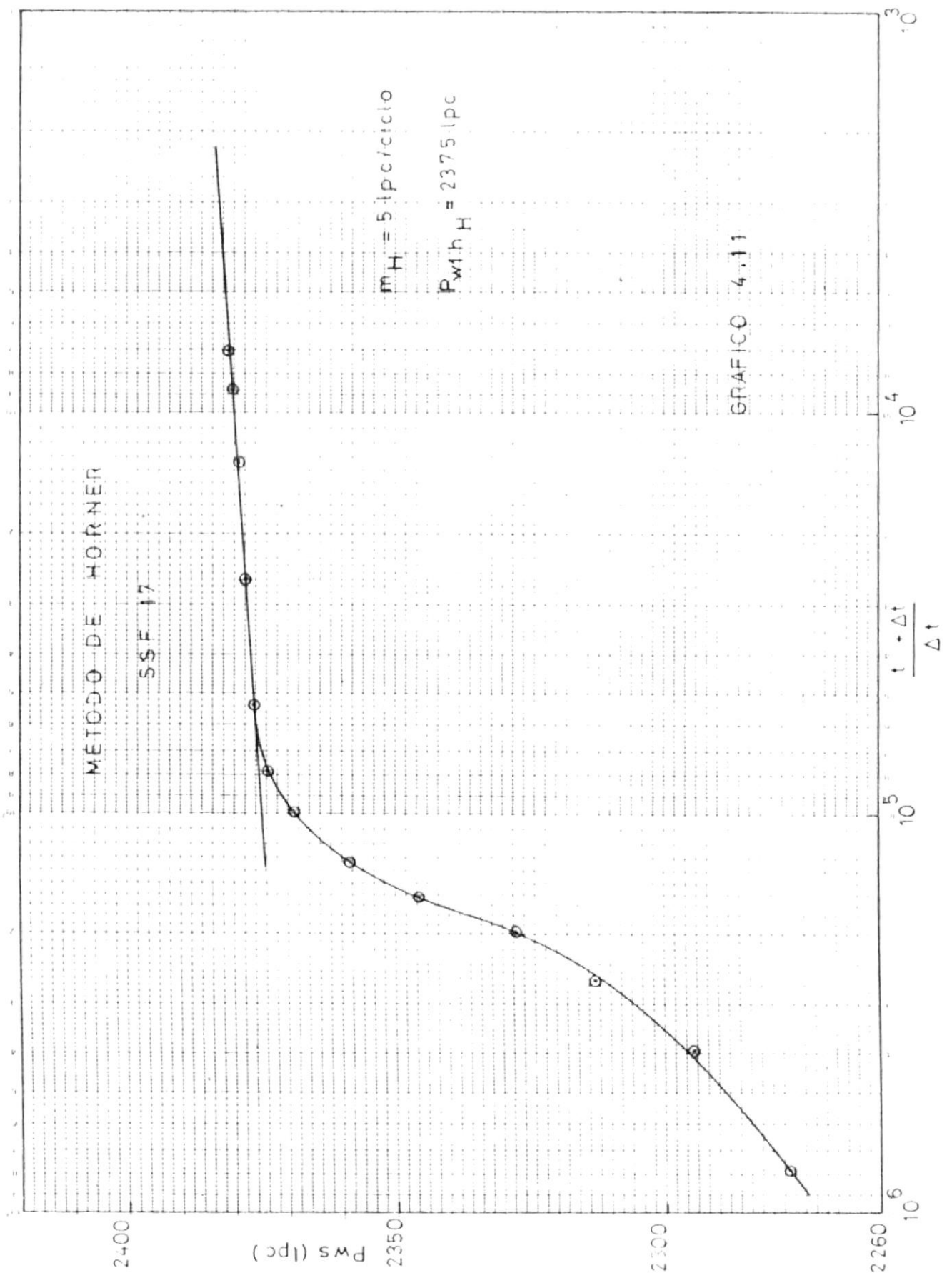
$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1hH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

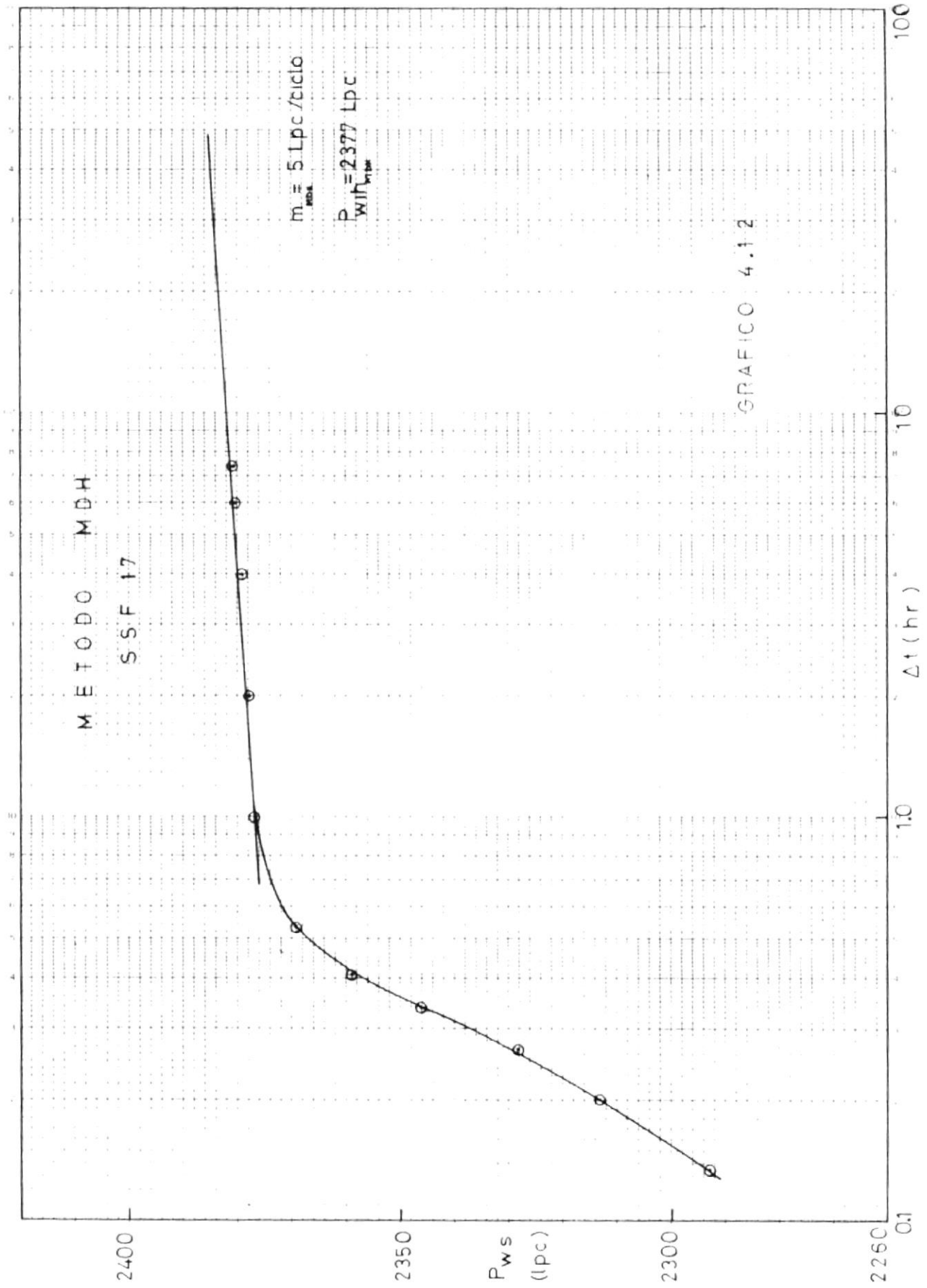
$$S_H = \frac{17.62}{\text{---}}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{18.08}{\text{---}}$$







## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESTON

CAMPO SAH N° POZO SSP 21  
 FORMACION NAPO ABENA T  
 FECHA DE PRUEBA 26-V-80 TIEMPO 156534 hrs

PROFUNDIDAD D, pies	TIEMPO T <sub>1</sub> , hrs	TIEMPO T <sub>2</sub> , hrs	PROFUNDIDAD D <sub>2</sub> , pies
8970	0.0	0	2028
8970	0.10	1565341	2088
8970	0.20	782671	2159
8970	0.40	391336	2250
8970	0.80	195668	2396
8970	2.00	78268	2530
8970	4.00	39134	2545
8970	6.00	26090	2551
8970	7.20	21741	2551

## ANALISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{975}{1.0} \text{ RLPD} \\
 \mu &= \frac{1.0}{9.8 \times 10^{-6}} \text{ cp} \\
 c_T &= \frac{1.23}{1.23} \text{ Ipc}^{-1} \\
 \beta &= \frac{2530}{1.23} \text{ BBL./STB} \\
 P_{1H} &= \frac{2530}{1.23} \text{ Ipc} \\
 m_H &= \frac{25}{1.23} \text{ Ipc/ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.13)

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{76} \\
 h &= \frac{76}{0.265} \text{ pies} \\
 r_w &= \frac{0.265}{2028} \text{ pies} \\
 P_{wf} &= \frac{2028}{2531} \text{ Ipc} \\
 P_{1MDH} &= \frac{2531}{26} \text{ Ipc} \\
 m_{MDH} &= \frac{26}{25} \text{ Ipc / ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.14)

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{1.03}{1.23} \text{ md}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{99}{1.23} \text{ md}$$

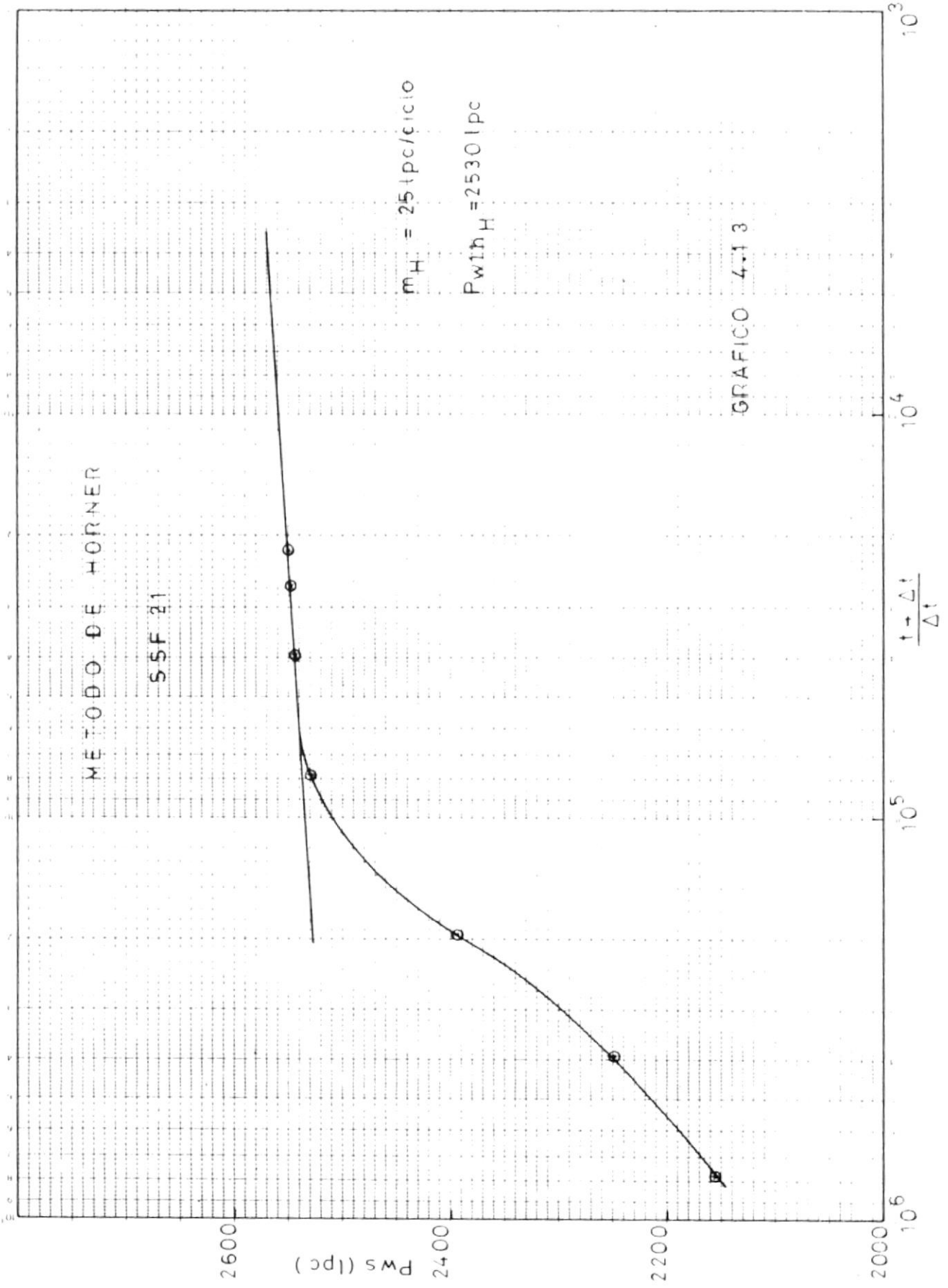
## CALCULOS DE FACTOR DE DAÑO

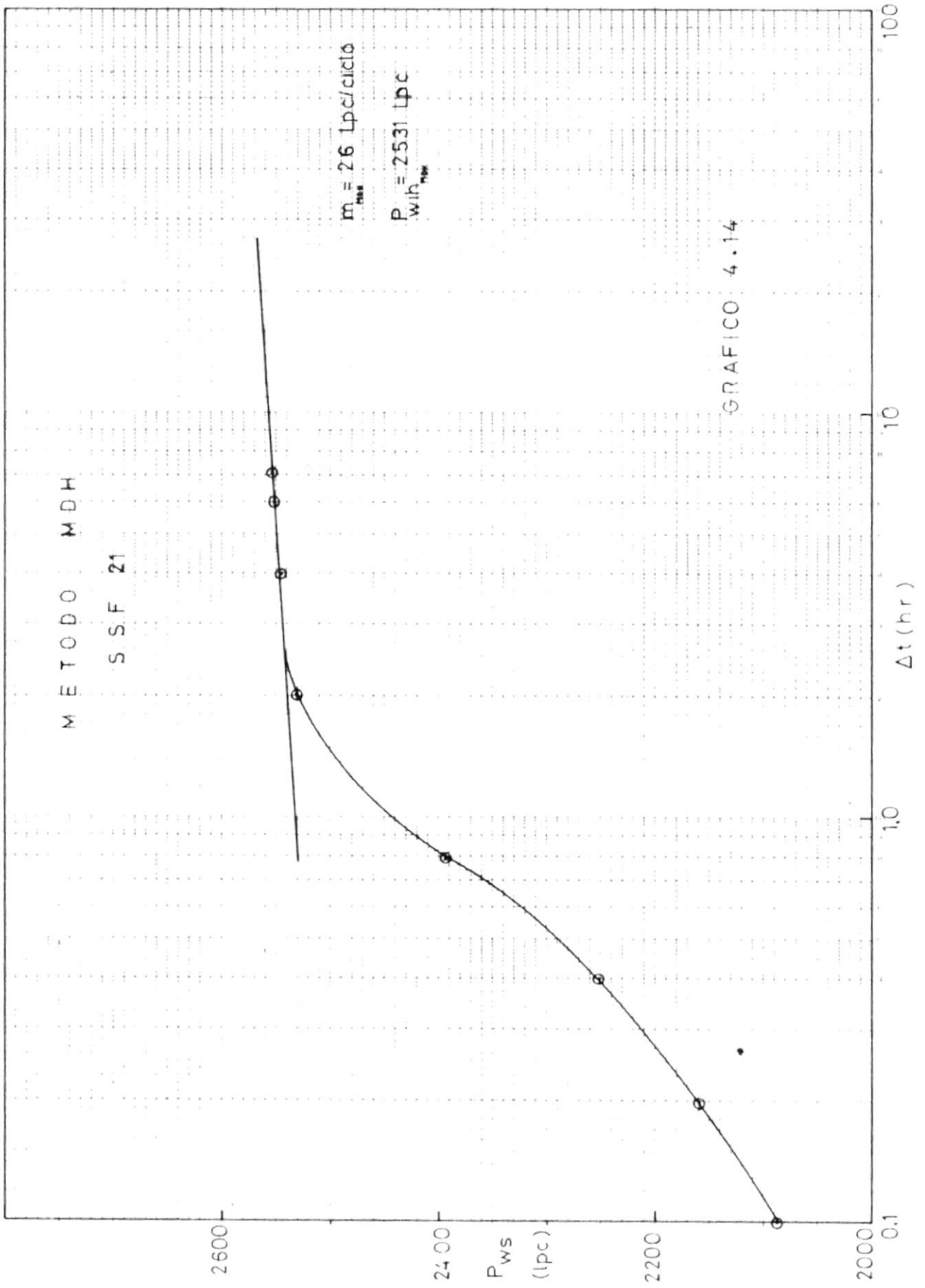
$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1H} - P_{wf}}{m_H} - 1.07 \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{16.56}{1.23}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - 1.07 \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{15.74}{1.23}$$





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 23
FORMACION	NAPO	ARINA	T
FECHA DE PRUEBA	10-VII-78	TIEMPO	82263 hrs

Presión D <sub>e</sub> (atm)	Presión D <sub>s</sub> (atm)	Presión D <sub>e</sub> (atm)	Presión D <sub>s</sub> (atm)
9200	0	0	1595
9200	0,266	308448	1818
9200	0,400	205658	1924
9200	0,533	154340	2027
9200	0,667	123333	2110
9200	1,000	82264	2289
9200	1,333	61852	2425
9200	2,000	41132	2586
9200	2,667	30926	2644
9200	3,333	24682	2662
9200	4,000	20566	2664
9200	5,333	15434	2664
9200	6,667	12352	2664
9200	7,083	11615	2664

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESTION

$q$	$= \frac{1116}{\text{BLPD}}$	$\phi$	$= \frac{0.18}{\text{---}}$
$\mu$	$= \frac{1.0}{\text{cp}}$	$h$	$= \frac{64}{\text{pies}}$
$c_T$	$= \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{lpc}^{-1}}$	$r_w$	$= \frac{0.265}{\text{pies}}$
$\beta$	$= \frac{1.23}{\text{BBL/STB}}$	$P_{wf}$	$= \frac{1595}{\text{lpc}}$
$P_{1H1H}$	$= \frac{2650}{\text{lpc}}$	$P_{1H1DH}$	$= \frac{2650}{\text{lpc}}$
$m_H$	$= \frac{20}{\text{lpc/ciclo}}$	$m_{MDH}$	$= \frac{20}{\text{lpc / ciclo}}$

(Del Gráfico 4.15) (Del Gráfico 4.16)

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H} \quad K_H = \frac{174}{\text{md}}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}} \quad K_{MDH} = \frac{174}{\text{md}}$$

## CALCULOS DE FACTOR DE DAÑO

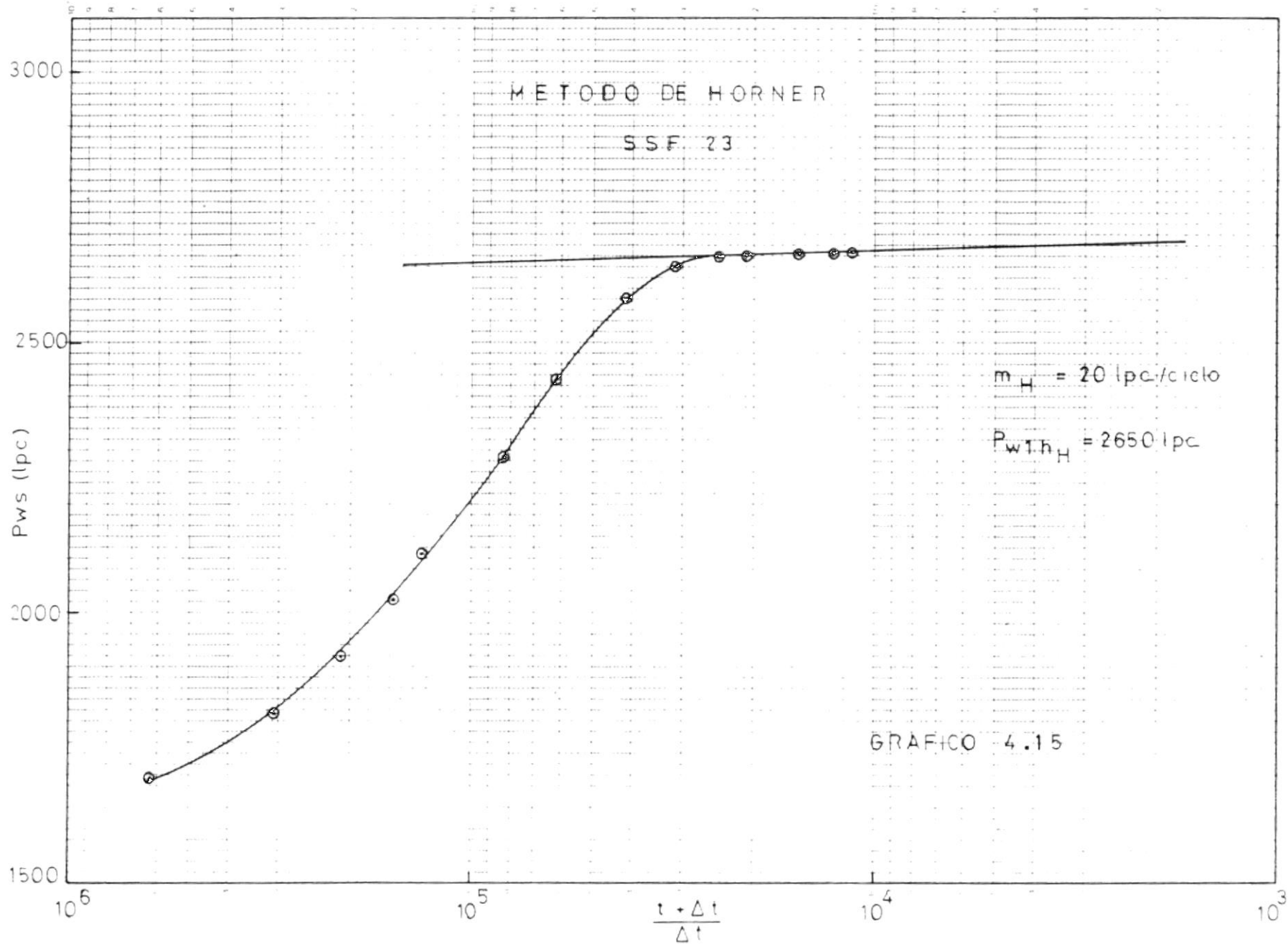
$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1H1H} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{54}{\text{---}}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1H1DH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{54}{\text{---}}$$

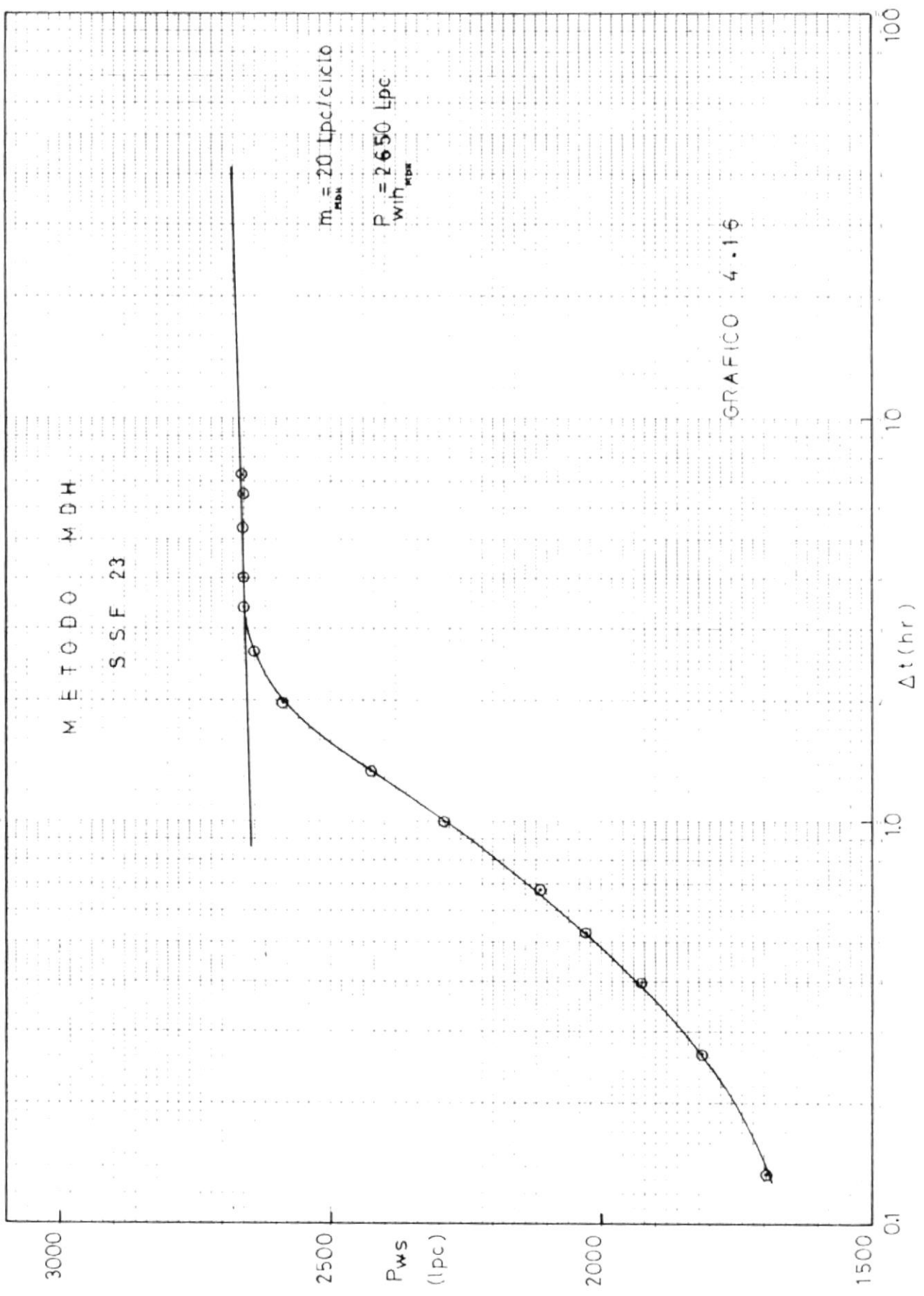




M E T O D O M D H  
S S E 23

$m = 20$  Lpc/ciclo  
 $P_{MDH} = 2650$  Lpc  
with  $P_{MDH}$

GRAFICO 4.16



TAJOS, CANTONES DE PRODUCCION DE PETROLIO

CAMPO SAH N° POZO SSE 27  
 FORMACION NAPO ZELDA #  
 FUENTE DE FUENTE 1-V-80 TIEMPO 14172 hrs

PRODUCCION DAILY	TIEMPO Hrs	PRODUCCION DAILY	PRODUCCION DAILY
9300	0.00	00	2402
9300	0.10	141721	2496
9300	0.20	70861	2604
9300	0.40	35431	2659
9300	0.80	17716	2698
9300	1.40	10123	2715
9300	2.00	7087	2721
9300	4.00	3544	2725
9300	6.00	2363	2725
9300	8.10	1750	2725

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESIÓN

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{3602}{1.0} \text{ BLPD} \\
 \mu &= \frac{1.0}{9.8 \times 10^{-6}} \text{ cp} \\
 c_T &= \frac{1.23}{1.23} \text{ lpc}^{-1} \\
 \beta &= \frac{2720}{12} \text{ BBL/STB} \\
 P_{1H} &= \frac{2720}{12} \text{ lpc} \\
 m_H &= \frac{12}{12} \text{ lpc/ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.17)

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{42} \\
 h &= \frac{42}{0.265} \text{ pies} \\
 r_w &= \frac{0.265}{2402} \text{ pies} \\
 P_{wf} &= \frac{2402}{2717} \text{ lpc} \\
 P_{1MDH} &= \frac{2717}{12} \text{ lpc} \\
 m_{MDH} &= \frac{12}{12} \text{ lpc / ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.18)

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{1429}{22.64} \text{ md}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{1429}{22.35} \text{ md}$$

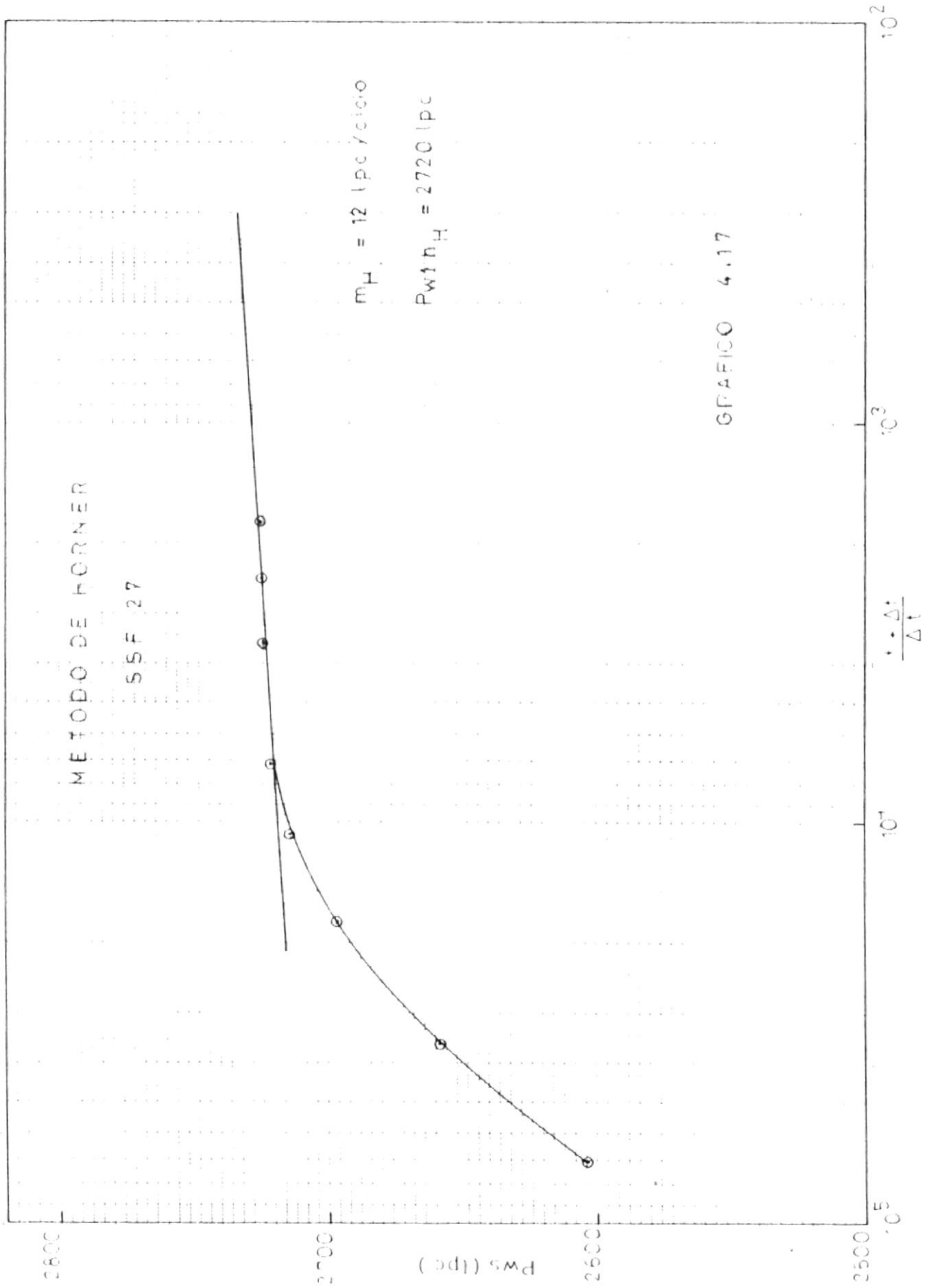
## CÁLCULOS DE FACTOR DE DATO

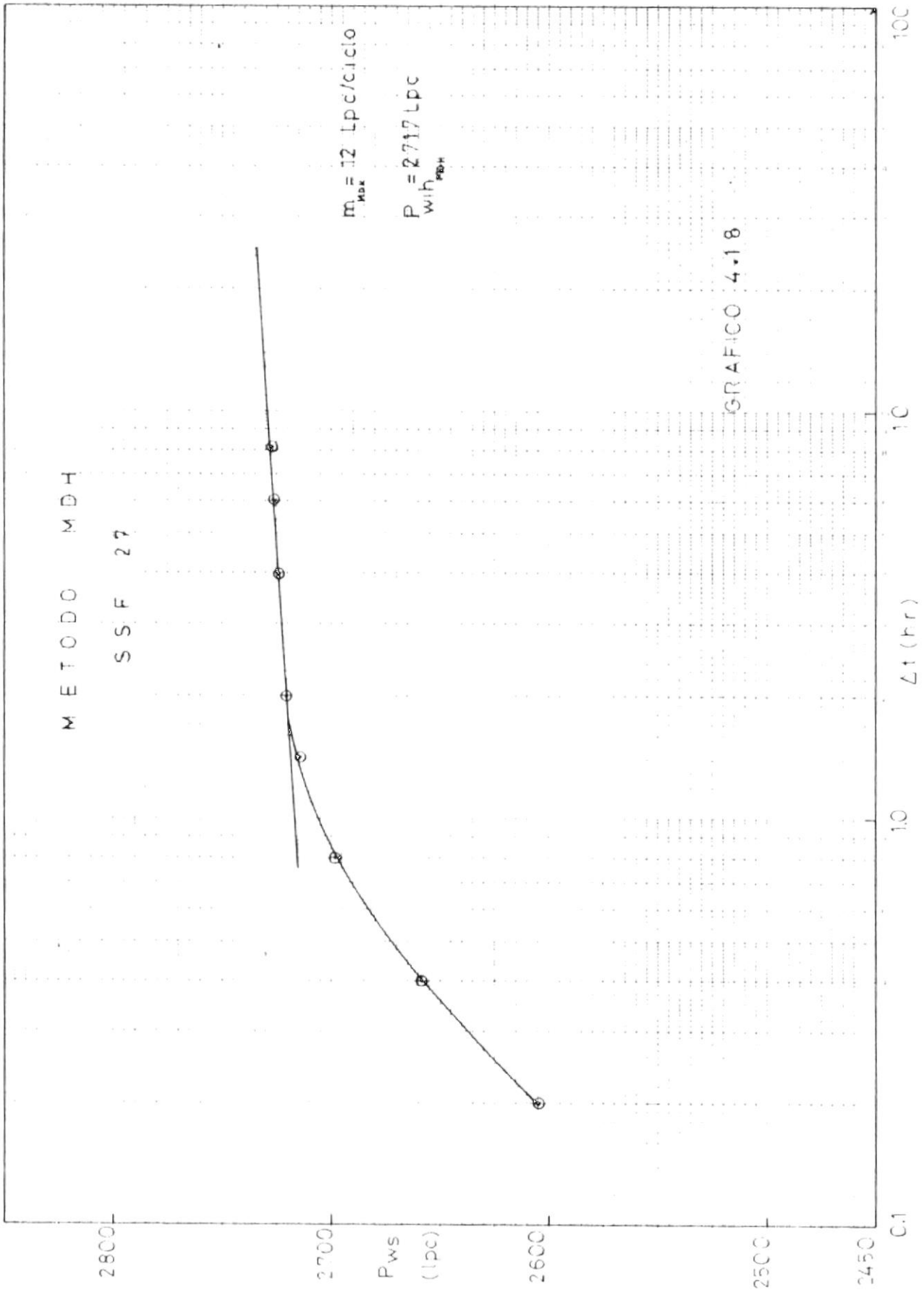
$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1H} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{22.64}{22.64}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1MDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{22.35}{22.35}$$





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRODUCCION

CAMPO SAH NO. POZO SSP 23  
 FORMACION NAPO AREA T  
 FECHA DE PRUEBA 8-V-80 TIEMPO 43222 hrs

PROFUNDIDAD D, pies	TIEMPO T1, hrs.	TIEMPO T2, hrs.	PRD. HOY Qw, lbs
9080	0.00	00	1531
9080	0.10	43222	1743
9080	0.20	216111	1839
9080	0.40	108056	2073
9080	0.80	54028	2419
9080	2.00	21612	2664
9080	4.00	10806	2720
9080	6.00	7204	2730
9080	7.50	5763	2730

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESTACION

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{3420}{\text{---}} \text{ BLPD} \\
 \mu &= \frac{1.0}{\text{---}} \text{ cp} \\
 c_T &= \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{---}} \text{ lpc}^{-1} \\
 \beta &= \frac{1.23}{\text{---}} \text{ BBL/STB} \\
 P_{1111} &= \frac{2690}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 m_{11} &= \frac{40}{\text{---}} \text{ lpc/ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.19)

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{\text{---}} \\
 h &= \frac{56}{\text{---}} \text{ pies} \\
 r_w &= \frac{0.265}{\text{---}} \text{ pies} \\
 P_{wf} &= \frac{1531}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 P_{1111} &= \frac{2695}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 m_{1111} &= \frac{40}{\text{---}} \text{ lpc / ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.20)

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{11}}$$

$$K_H = \frac{305}{\text{---}} \text{ md}$$

$$K_{1111} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{1111}}$$

$$K_{1111} = \frac{305}{\text{---}} \text{ md}$$

## CÁLCULOS DE FACTOR DE DAÑO

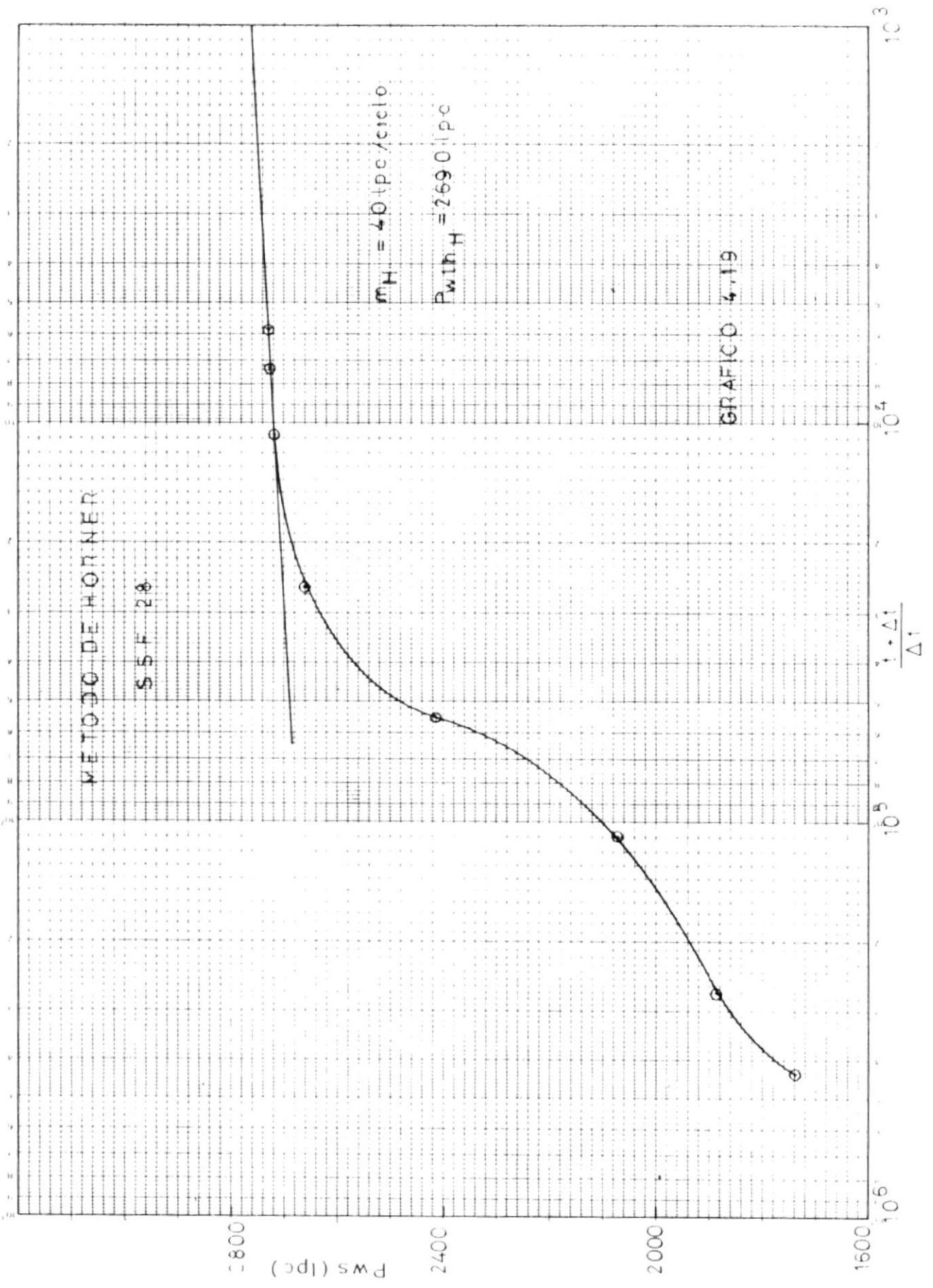
$$S_{11} = 1.151 \left[ \frac{P_{1111} - P_{wf}}{m_{11}} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

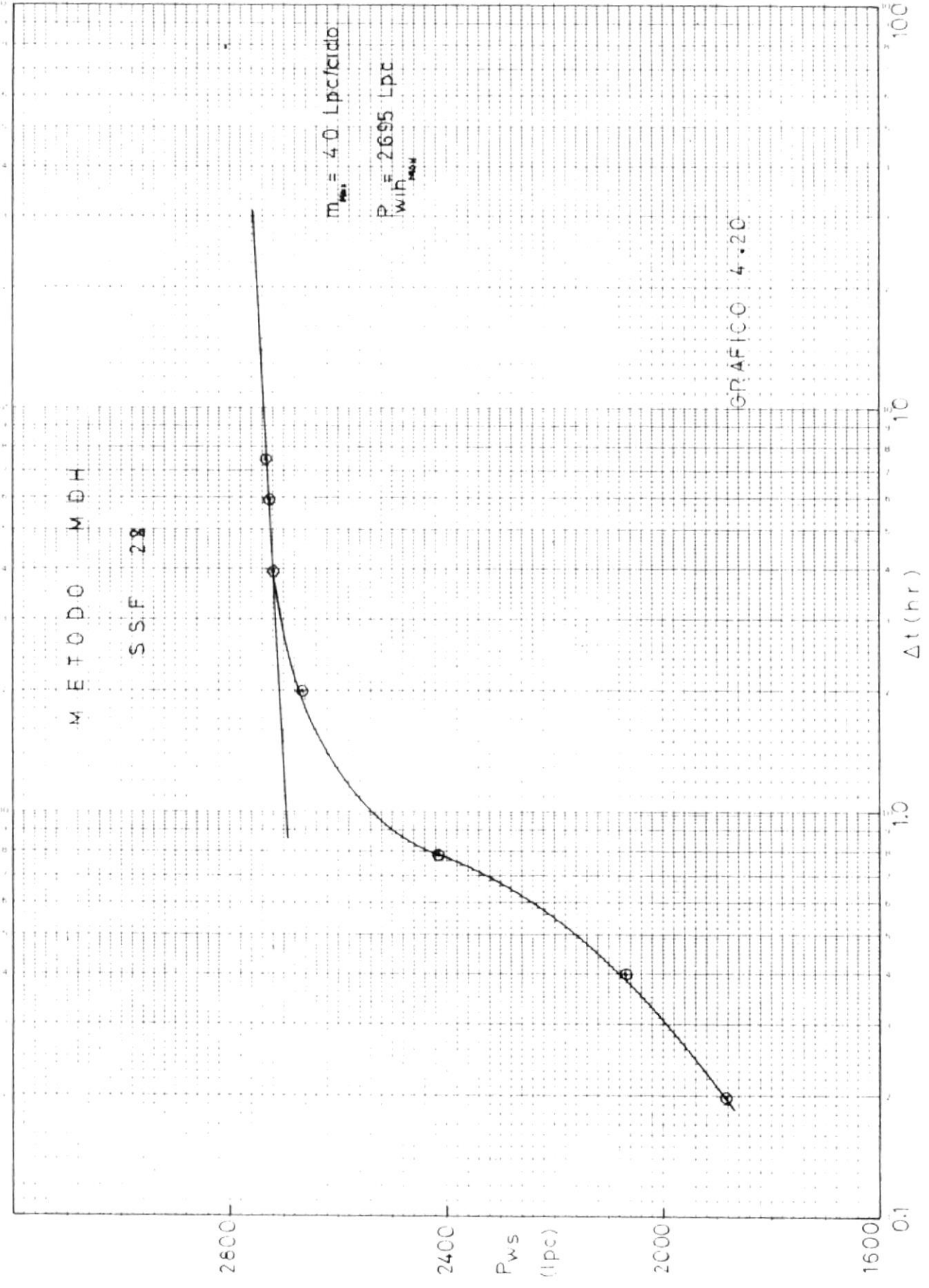
$$S_{11} = \frac{26.26}{\text{---}}$$

$$S_{1111} = 1.151 \left[ \frac{P_{1111} - P_{wf}}{m_{1111}} - \log \frac{K_{1111}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{1111} = \frac{26.40}{\text{---}}$$







## DATOS GENERALES DE PESTICIDACION DE PRESION

CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 29
FORMACION	NAPO	ABENA	T
FECHA DE EJECUCION	10-VIII-80	TIEMPO	11135 hrs

Presión D <sub>2</sub> pres	TIEMPO M, hrs	TIEMPO cc. l/20	TIEMPO hrs, min
9 300	0.00	0	1655
9 300	0.10	111351	1799
9 300	0.20	55676	1911
9 300	0.40	27839	1997
9 300	0.80	13919	2050
9 300	1.40	7954	2063
9 300	2.80	3977	2082
9 300	4.00	2784	2090
9 300	5.00	2228	2092
9 300	6.00	1856	2092
9 300	6.40	1740	2093
9 300	7.20	1547	2083

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESION

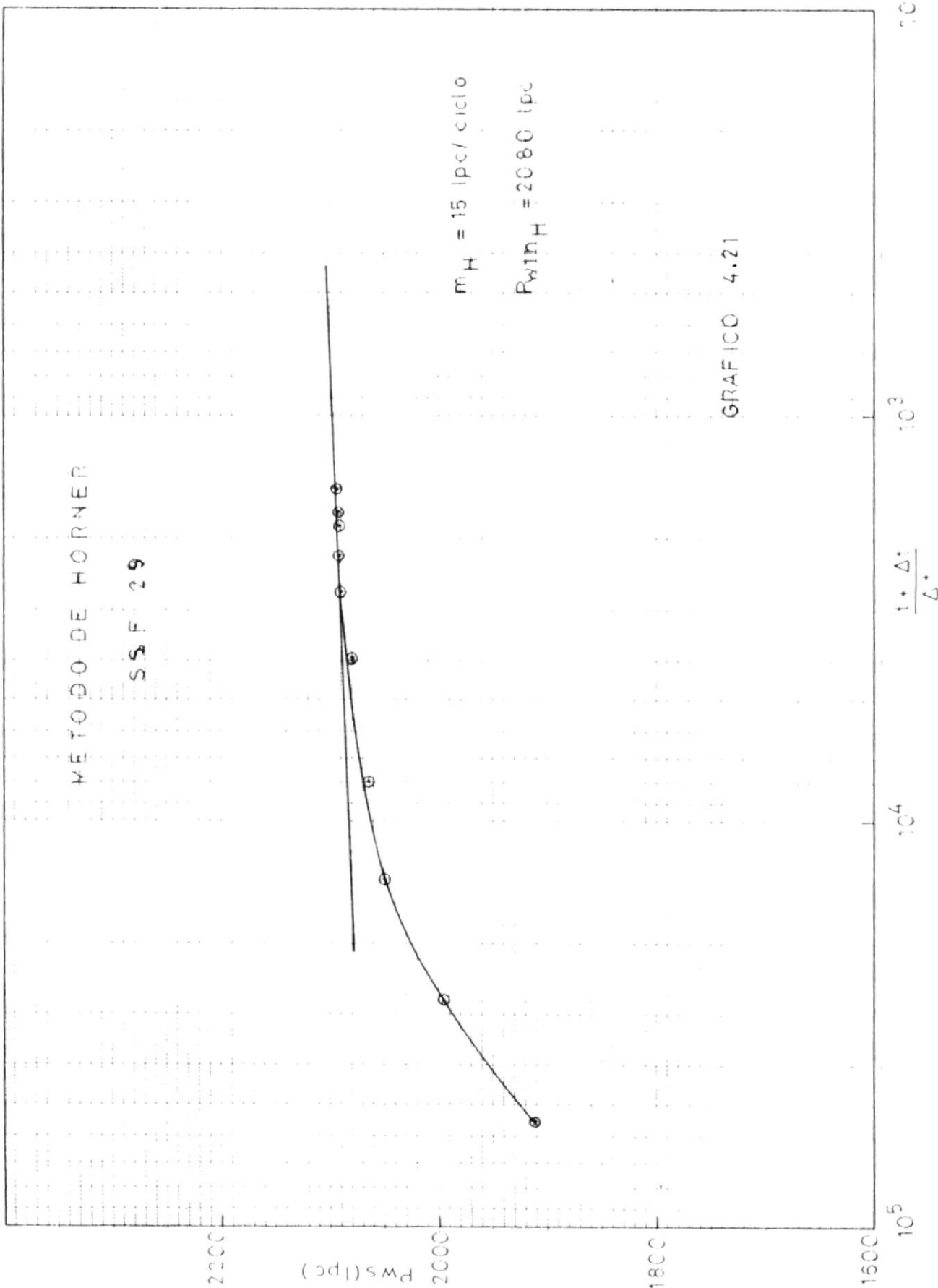
$$\begin{array}{ll}
 q & = \frac{4184}{\text{BLPD}} \\
 \mu & = \frac{0.90}{\text{cp}} \\
 c_T & = \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{lpc}^{-1}} \\
 \beta & = \frac{1.21}{\text{BBL/STB}} \\
 P_{1hH} & = \frac{2080}{\text{lpc}} \\
 m_H & = \frac{15}{\text{lpc/ciclo}} \\
 \text{(Del Gráfico 4.21)}
 \end{array}
 \qquad
 \begin{array}{ll}
 \phi & = \frac{0.18}{\text{pies}} \\
 h & = \frac{70}{\text{pies}} \\
 r_w & = \frac{0.265}{\text{lpc}} \\
 P_{wf} & = \frac{1655}{\text{lpc}} \\
 P_{1hMDH} & = \frac{2082}{\text{lpc}} \\
 m_{MDH} & = \frac{15}{\text{lpc / ciclo}} \\
 \text{(Del Gráfico 4.22 )}
 \end{array}$$

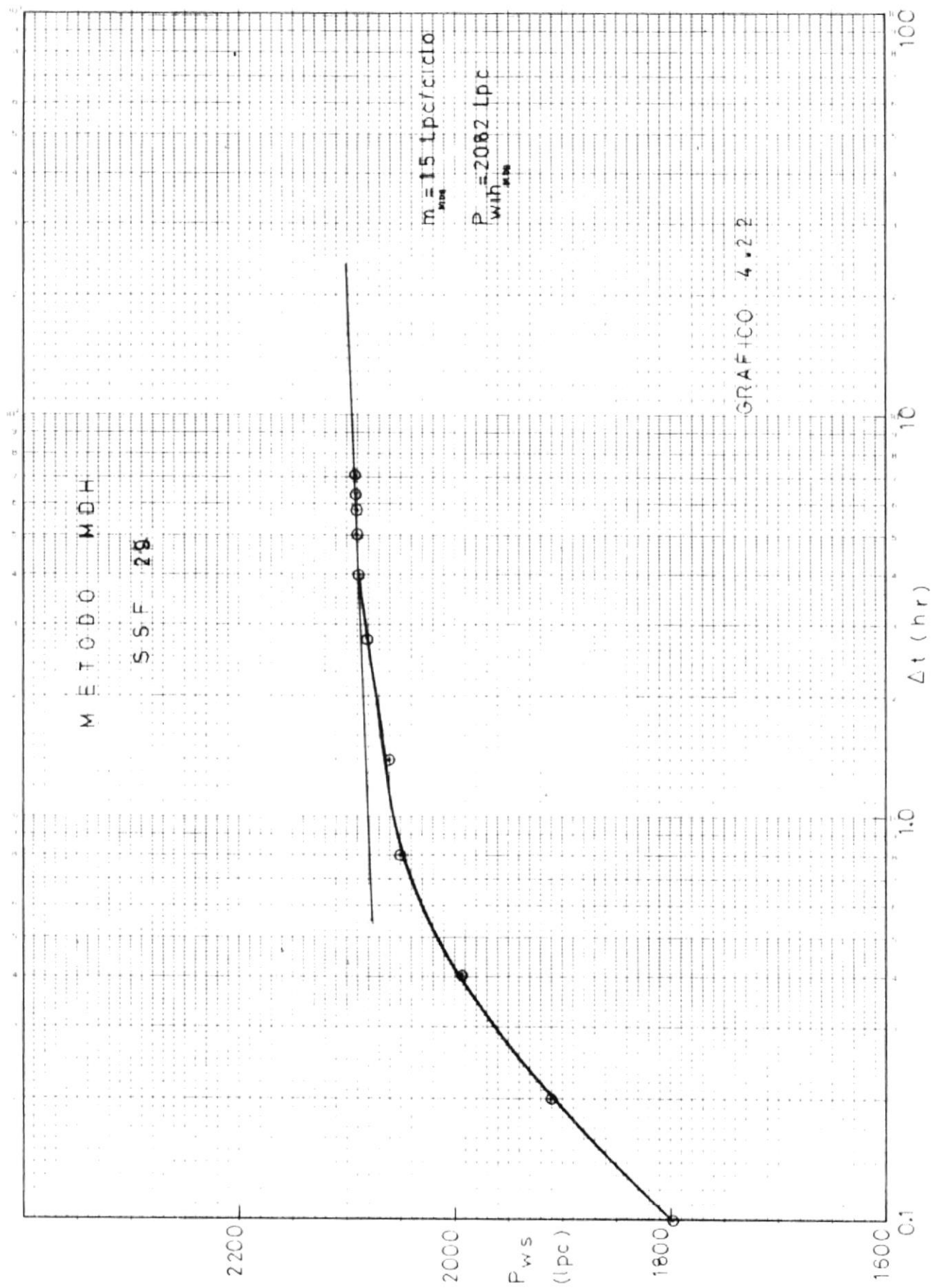
## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$\begin{array}{ll}
 K_H & = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H} \\
 K_H & = \frac{706}{\text{md}} \\
 K_{MDH} & = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}} \\
 K_{MDH} & = \frac{706}{\text{md}}
 \end{array}$$

## CALCULOS DE FACTOR DE DAÑO

$$\begin{array}{l}
 S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1hH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right] \\
 S_H = \frac{25.00}{\text{md}} \\
 S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right] \\
 S_{MDH} = \frac{25.20}{\text{md}}
 \end{array}$$





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 35
FORMACION	NAPO	ARENA	m
FECHA DE PRUEBA	25-VIII-79	TIEMPO	30140 hrs

PROFUNDIDAD D, pies	TIEMPO T, hrs	TIEMPO U, ml/ ml	PRESION Pws, lbs
9300	0.000	60	2088
9300	0.100	301401	2174
9300	0.166	181567	2247
9300	0.400	75351	2402
9300	0.800	37676	2539
9300	1.000	30141	2571
9300	1.266	23808	2592
9300	1.366	22064	2598
9300	1.600	18838	2614
9300	1.900	15864	2622
9300	2.667	11302	2638
9300	4.000	7536	2654
9300	5.333	5655	2661
9300	6.833	4411	2665

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESION

$$\begin{aligned}
 q &= \frac{1544}{1.0} \text{ RLPD} \\
 \mu &= \text{cp} \\
 c_T &= 9.8 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1} \\
 \beta &= \frac{1.23}{2630} \text{ BBL/STB} \\
 P_{1hH} &= \text{---} \text{ lpc} \\
 m_H &= \frac{39}{\text{---}} \text{ lpc/ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.23 )

$$\begin{aligned}
 \phi &= \frac{0.18}{\text{---}} \\
 h &= \frac{30}{\text{---}} \text{ pies} \\
 r_w &= \frac{0.265}{\text{---}} \text{ pies} \\
 P_{wf} &= 2088 \text{ lpc} \\
 P_{1hMDH} &= \frac{2632}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 m_{MDH} &= \frac{38}{\text{---}} \text{ lpc / ciclo}
 \end{aligned}$$

(Del Gráfico 4.24 )

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{264}{\text{---}} \text{ md}$$

$$K_{MDH} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{MDH}}$$

$$K_{MDH} = \frac{271}{\text{---}} \text{ md}$$

## CALCULOS DE FACTOR DE DAÑO

$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{1hH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{8.98}{\text{---}}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{1hMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{9.44}{\text{---}}$$



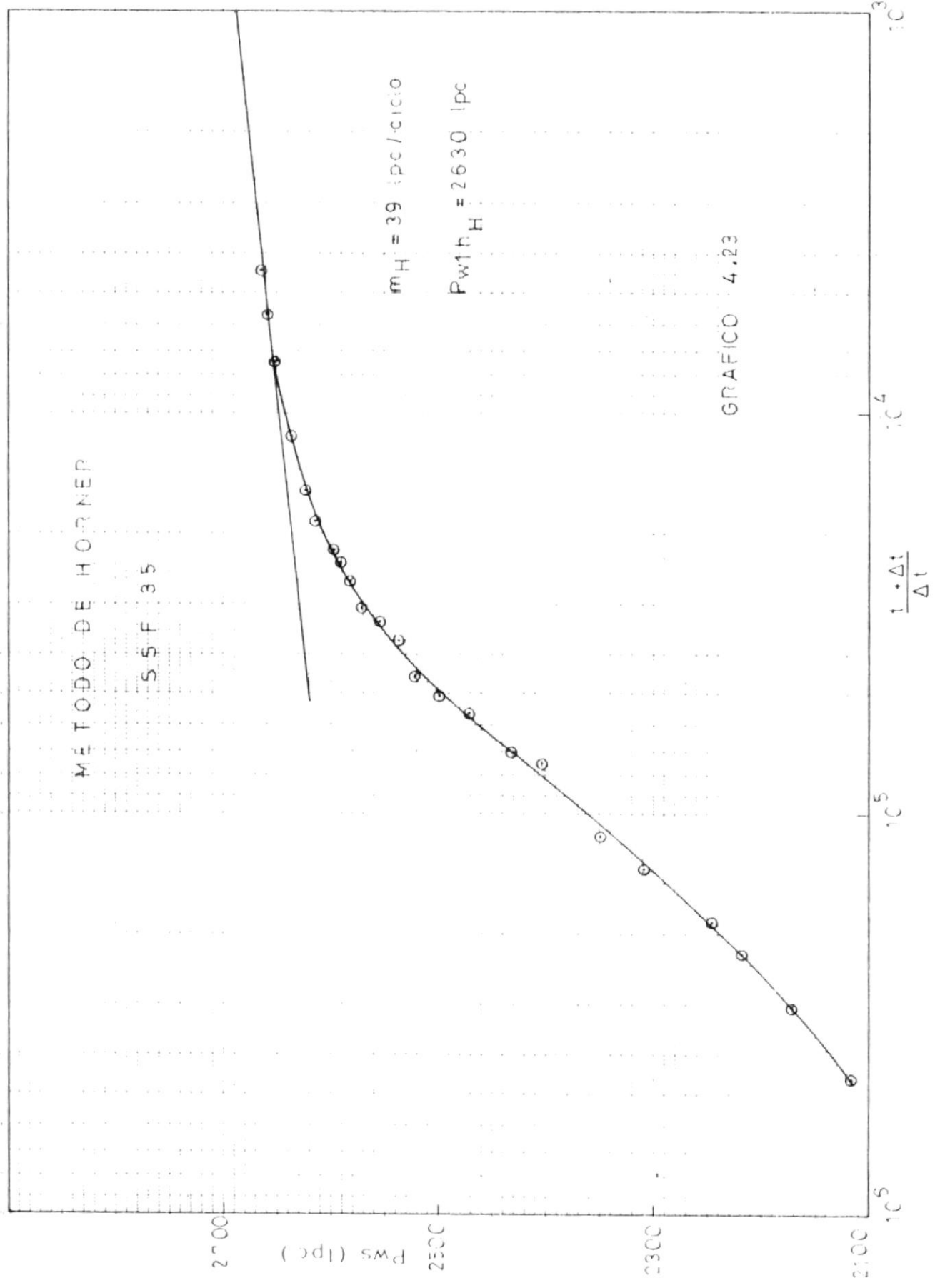
MÉTODO DE HORNER

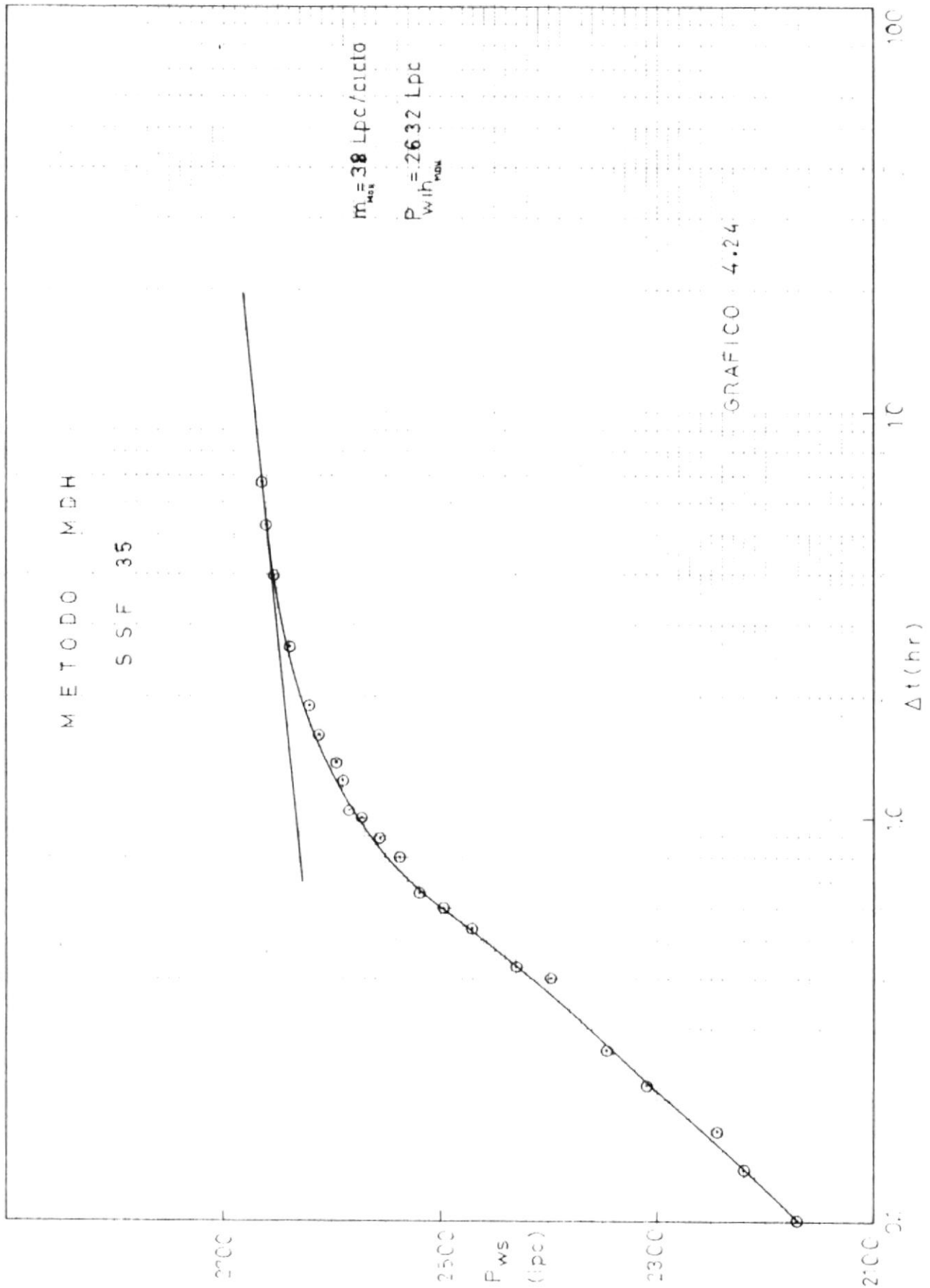
S.S.F. 35

$m_H = 39 \text{ lpc/ciclo}$

$P_{w1h_H} = 2630 \text{ lpc}$

GRAFICO 4.23





## DATOS GENERALES DE RESTAURACION DE PRESION

CAMPO	SAB	Nº POZO	SSF 39
FORMACION	NAPC	APUBA	"
FECHA DE OBRERA	21-VIII-78	TIEMPO	9465 hrs

PROFUNDIDAD D, pies	TIEMPO D, Hrs.	TIEMPO D, Hrs. Min.	TIEMPO D, Hrs. Min.
9330	0.000	0	1910
9330	0.066	14 3410	2025
9330	0.133	21166	2136
9330	0.266	35583	2334
9330	0.400	23664	2475
9330	0.533	17558	2616
9330	0.667	14191	2721
9330	1.000	9466	2867
9330	1.333	7117	2925
9330	2.000	4733	2947
9330	2.666	3551	2957
9330	3.333	2843	2957
9330	3.667	2582	2957

## ANÁLISIS DE RESTAURACION DE PRESIÓN

$q$	$= \frac{3726}{1.0} \text{ BLPD}$	$\phi$	$= \frac{0.18}{60} \text{ pies}$
$\mu$	$= \frac{1.0}{9.8 \times 10^{-6}} \text{ cp}$	$h$	$= \frac{60}{0.265} \text{ pies}$
$c_T$	$= \frac{1.23}{2938} \text{ BBL/STB}$	$r_w$	$= \frac{1910}{2936} \text{ lpc}$
$\beta$	$= \frac{2938}{25} \text{ lpc/ciclo}$	$P_{HMDH}$	$= \frac{2936}{25} \text{ lpc / ciclo}$
$P_{HhH}$			
$m_H$			
	(Del Gráfico 4.25)		(Del Gráfico 4.26)

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_H$	$= \frac{162.6 q \mu \beta}{h h H}$	$K_H$	$= \frac{497}{h h H} \text{ md}$
$K_{MDH}$	$= \frac{162.6 q \mu \beta}{h m MDH}$	$K_{MDH}$	$= \frac{497}{h m MDH} \text{ md}$

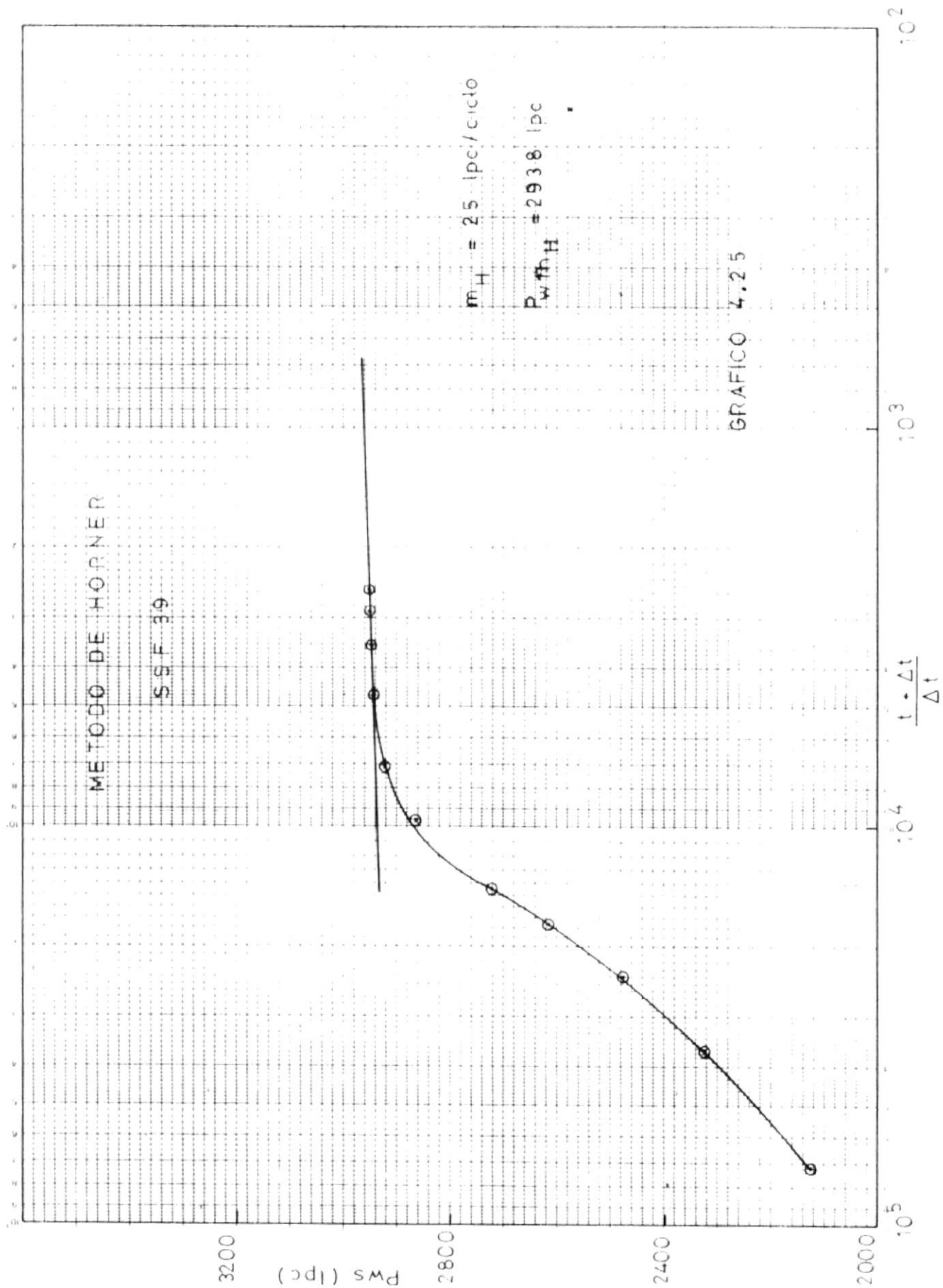
## CÁLCULOS DE FACTOR DE DAÑO

$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{HhH} - P_{wf}}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{39.99}{\dots}$$

$$S_{MDH} = 1.151 \left[ \frac{P_{HMDH} - P_{wf}}{m_{MDH}} - \log \frac{K_{MDH}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_{MDH} = \frac{39.91}{\dots}$$



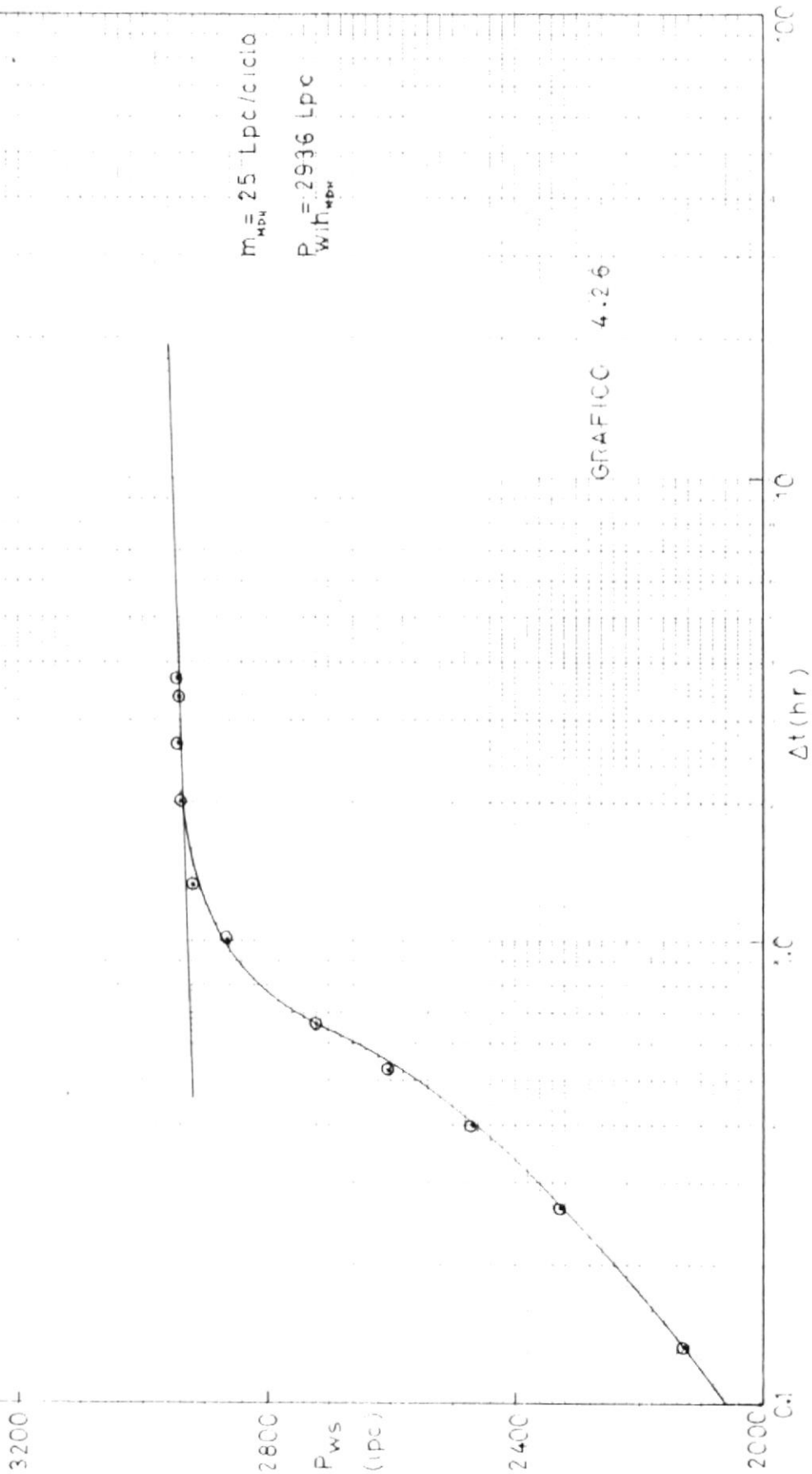
M E T O D O M D H

S S F 39

$m_{MDH} = 25$  Lpc/ciclo

$P_{with_{epH}} = 2936$  Lpc

GRAFICO 4.2.6



## DATOS CENSALES DE ESTADÍSTICA DE PRODUCCIÓN

CAMPO SAH H5 POZO SEP 43  
 FORMACIÓN NAPO APUNA W  
 FECHA DE EMERSA 27-XI-79 TIEMPO 44493 hrs

PROFUNDIDAD D <sub>z</sub> pies	TIEMPO D <sub>z</sub> hrs	TIEMPO D <sub>z</sub> seg	TIEMPO D <sub>z</sub> seg
9200	0.00	00	18080
9200	0.10	444931	1888
9200	0.20	222466	1973
9200	0.40	111233	2032
9200	0.60	74156	2080
9200	2.00	22247	2140
9200	4.00	11124	2148
9200	6.00	9416	2152
9200	6.20	7177	2152

## ANÁLISIS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

$$q = \frac{3734}{\text{BLPD}}$$

$$\mu = \frac{1.0}{\text{cp}}$$

$$c_T = \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{lpc}^{-1}}$$

$$\beta = \frac{1.23}{\text{BBL/STB}}$$

$$P_{111H} = \frac{2138}{\text{lpc}}$$

$$m_H = \frac{21}{\text{lpc/ciclo}}$$

(Del Gráfico 4.27)

$$\phi = \frac{0.18}{\text{pie}}$$

$$h = \frac{116}{\text{pies}}$$

$$r_w = \frac{0.265}{\text{pies}}$$

$$P_w = \frac{1808}{\text{lpc}}$$

$$P_{111D} = \frac{2135}{\text{lpc}}$$

$$m_{111D} = \frac{21}{\text{lpc / ciclo}}$$

(Del Gráfico 4.28)

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$$K_H = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_H}$$

$$K_H = \frac{307}{\text{md}}$$

$$K_{111D} = \frac{162.6 q \mu \beta}{h m_{111D}}$$

$$K_{111D} = \frac{307}{\text{md}}$$

## CÁLCULOS DE FACTOR DE DAÑO

$$S_H = 1.151 \left[ \frac{P_{111H} - P_w}{m_H} - \log \frac{K_H}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

$$S_H = \frac{10.99}{\text{pie}}$$

$$S_{111D} = 1.151 \left[ \frac{P_{111D} - P_w}{m_{111D}} - \log \frac{K_{111D}}{\phi \mu c_T r_w^2} + 3.23 \right]$$

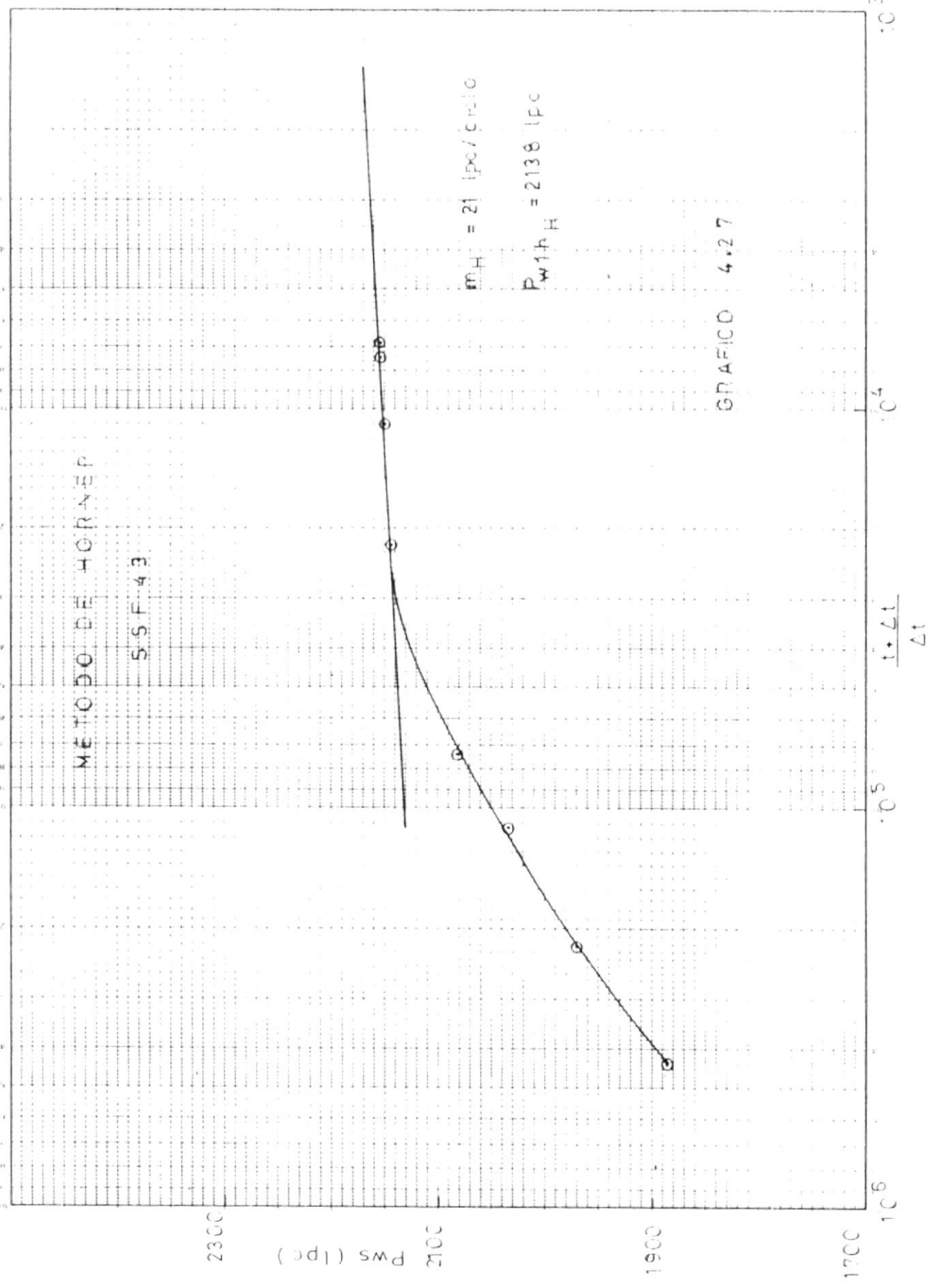
$$S_{111D} = \frac{10.83}{\text{pie}}$$

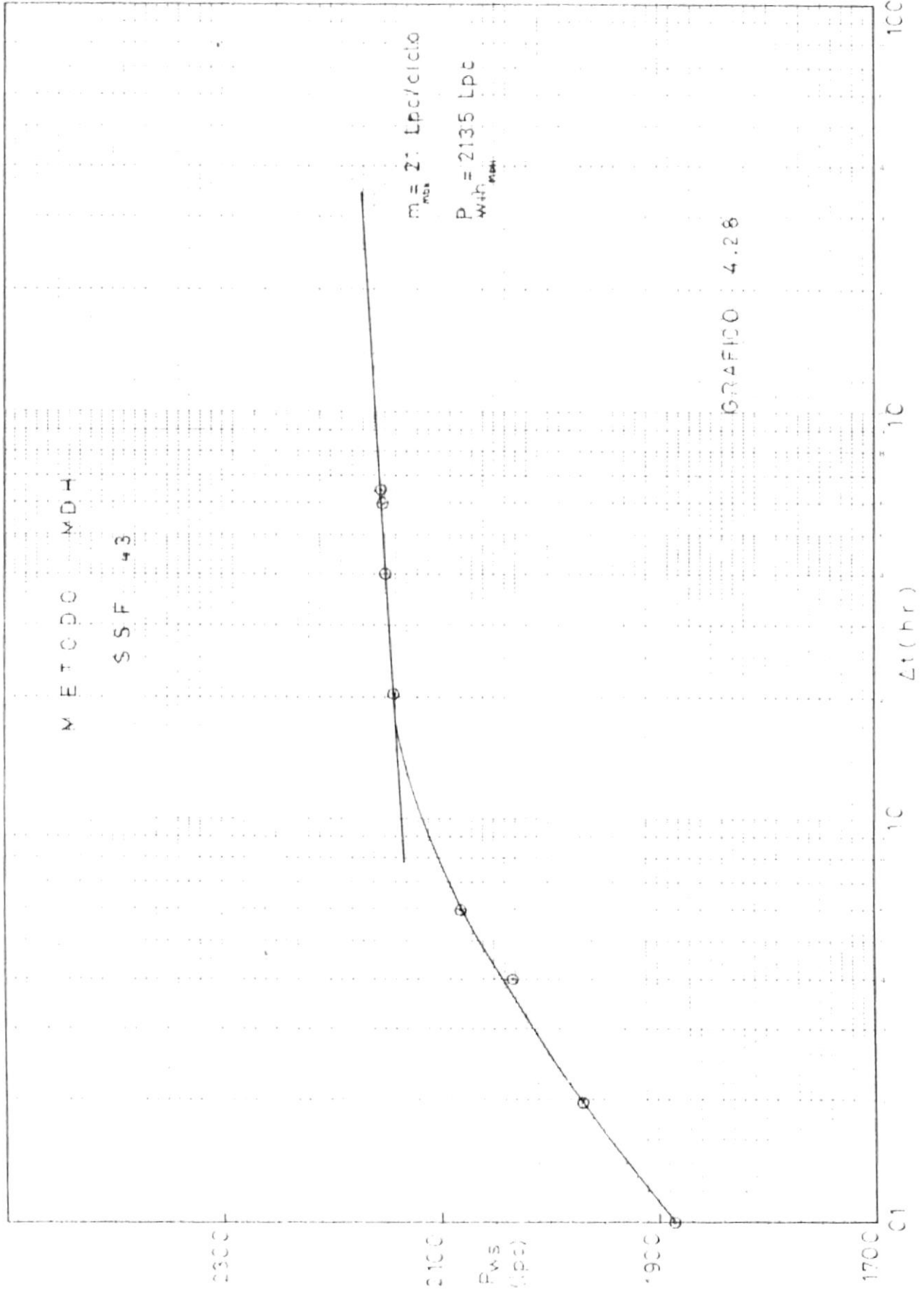


MÉTODO DE HORNER  
S.S.F. 43

$m_H = 21$  lpc / ciclo  
 $P_{WH} = 2138$  lpc

GRAFICO 4.27





4.3. COMPROBACION DE LOS VALORES DEL FACTOR DE DAÑO  
Y PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO POR EL METODO DE  
RAMEY.

CAMPO	<u>SAH</u>	Nº POZO	<u>SSF 01</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	ARENA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>29-VI-80</u>		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$q$	=	<u>3990</u>	BLPD	$\phi$	=	<u>0.18</u>
$\beta$	=	<u>1.21</u>	BBL/STB	$r_w$	=	<u>0.265</u> pies
$c_T$	=	<u><math>9.8 \times 10^{-6}</math></u>	$\text{lpc}^{-1}$	$h$	=	<u>40</u> pies
$\mu$	=	<u>1.0</u>	cp			

## PUNTOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.29)

$\Delta P$	=	<u>100</u>	$\text{lpc}$	$P_D$	=	<u>3.6</u>
$\Delta t$	=	<u>1</u>	hr	$t_D$	=	<u><math>1.40 \times 10^6</math></u>

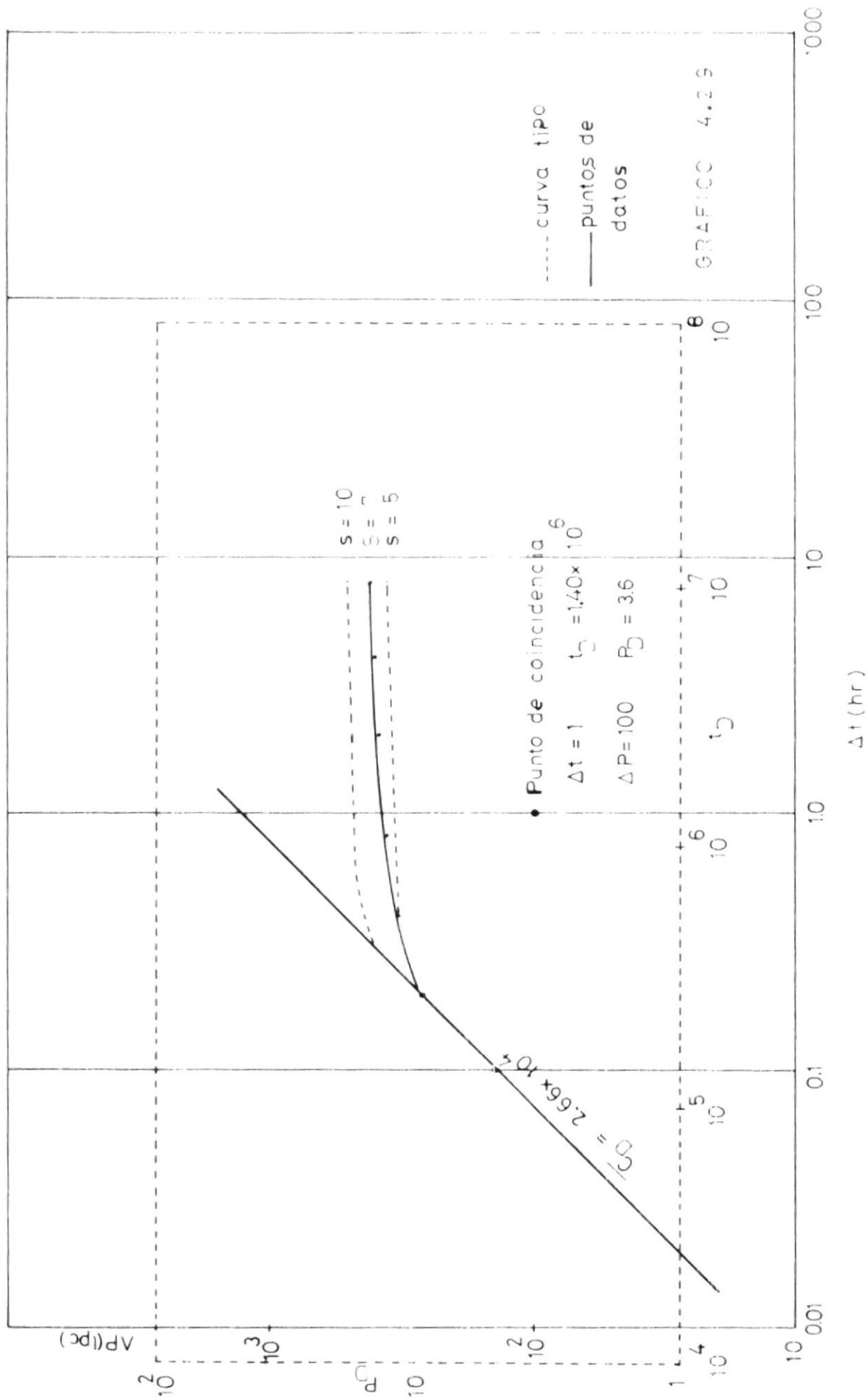
## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_P$	=	$141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_P$	=	<u>614</u>	md
$K_t$	=	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	=	<u>633</u>	md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAÑO

$$S = \underline{7.0} \quad (\text{Del Gráfico 4.29})$$

METODO DE RAMEY  
SSFO\*



CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 02
FORMACION	NAPO	ARZIA	T
FECHA DE PRUEBA	10-IV-80		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$q$	=	1947	BLPD	$\phi$	=	0.18	
$\beta$	=	1.23	BL/SFB	$r_w$	=	0.2075	pie
$c_T$	=	$9.8 \times 10^{-6}$	$\text{lpc}^{-1}$	$h$	=	50	pie
$\mu$	=	0.90	cp				

## PUNOS DE EFECTIVIDAD

(Del Gráfico 4.30 )

$\Delta P$	=	100	$\text{lpc}$	$P_D$	=	4.4
$\Delta t$	=	1	hr	$t_D$	=	$1.1 \times 10^6$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$	=	$141.2 \frac{q \mu \beta P_D}{h \Delta P}$	$K_p$	=	268	md
$K_t$	=	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	=	285	md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAWO

$S = -17$  (Del Gráfico 4.30 )

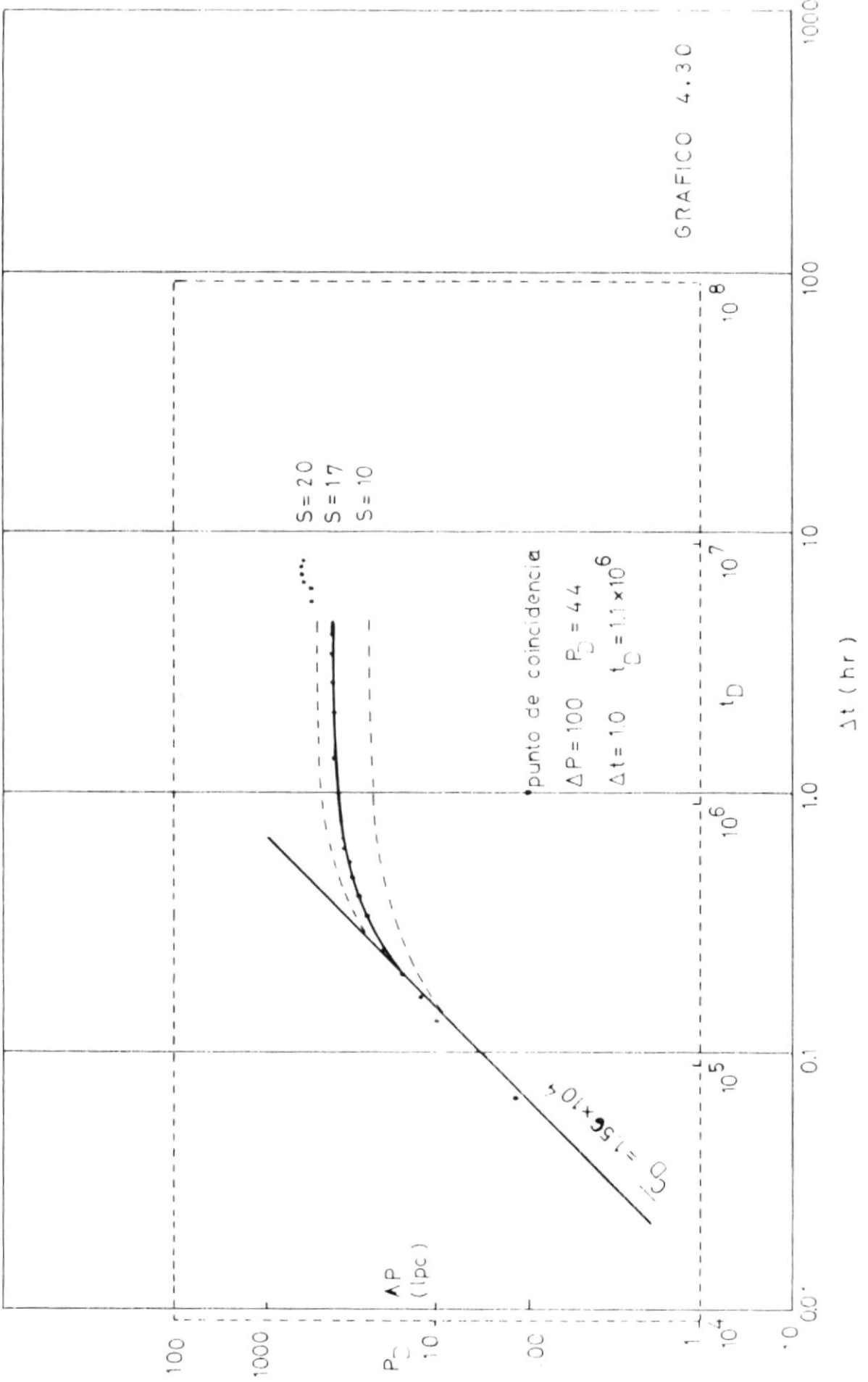


GRAFICO 4.30

CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 05
FORMACION	NAPO	AREIA	T
FECHA DE PRUEBA	1-IX-80		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$q$	$= \dots 2816 \dots$	BJPD	$\phi$	$= \dots 0.18 \dots$
$\beta$	$= \dots 1.23 \dots$	REL./STB.	$r_w$	$= \dots 0.2075 \dots$ pies
$c_T$	$= 2.8 \times 10^{-6}$	$\text{Ipc}^{-1}$	$h$	$= \dots 72 \dots$ pies
$\mu$	$= \dots 1.0 \dots$	cp		

## PERDAS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.31 )

$\Delta P$	$= \dots 100 \dots$	Ipc	$F_D$	$= \dots 3.1 \dots$
$\Delta t$	$= \dots 1 \dots$	hr	$t_D$	$= \dots 7.8 \times 10^5 \dots$

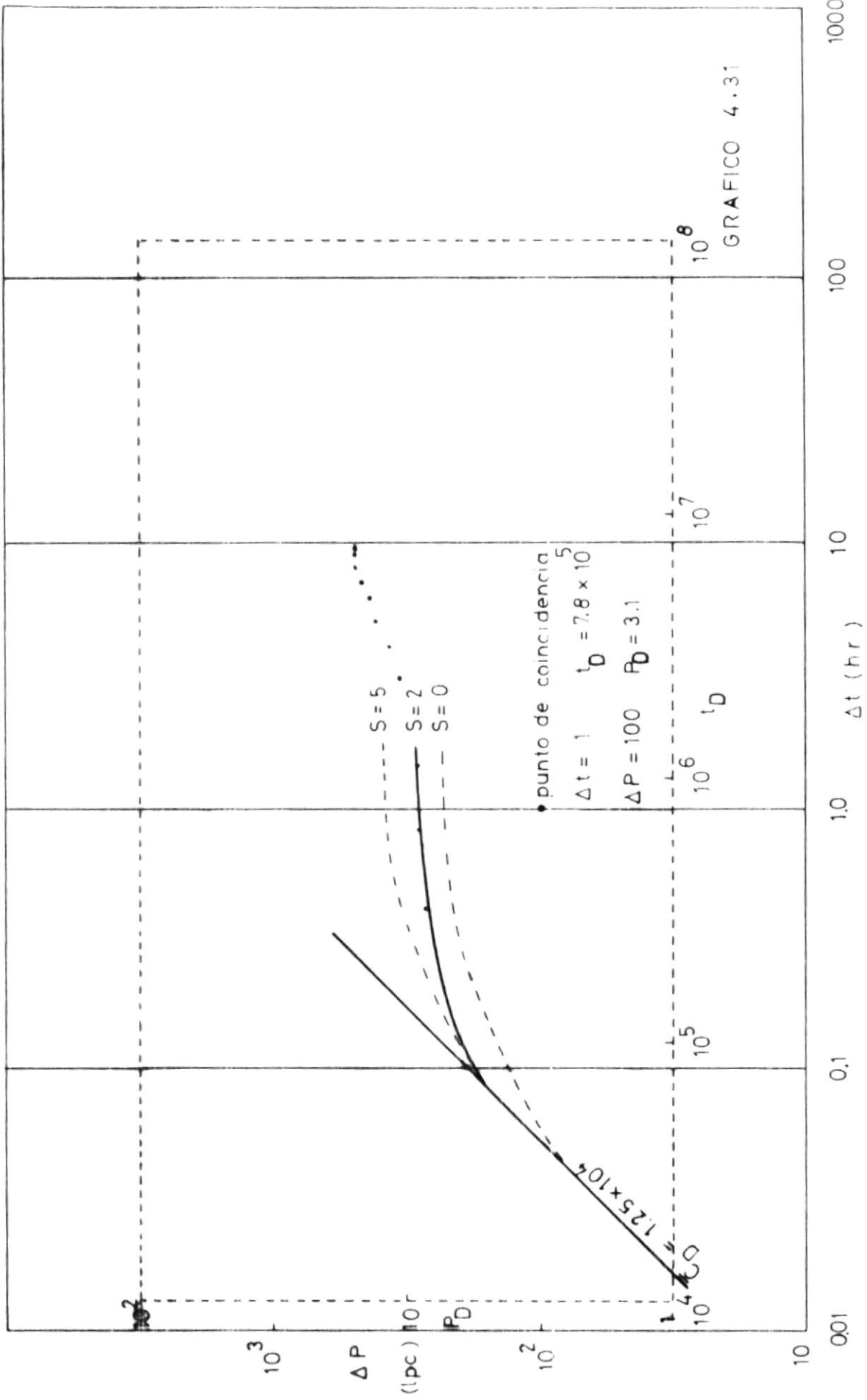
## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_P$	$= 141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_o$	$= \dots 211 \dots$ md
$K_T$	$= \frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000263 \Delta t} t_D$	$K_T$	$= \dots 224 \dots$ md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAWO

$S$	$= \dots 2.0 \dots$	(Del Gráfico 4.31 )
-----	---------------------	---------------------





CAMPO                      SAH  
 FORMACION                NAPO  
 FECHA DE PRUEBA        5-IV-79

N° POZO                  SSF 07  
 AREA                      T

## ANÁLISIS DE CURVA TIPO

$q = \dots 1698 \dots$  BLD  
 $f^s = \dots 1.23 \dots$  BBL/STB  
 $c_p = \dots 9.8 \times 10^{-6} \dots$  Ipc<sup>-1</sup>  
 $\mu = \dots 1.0 \dots$  cp

$\phi = \dots 0.18 \dots$   
 $r_w = \dots 0.2075 \dots$  pies  
 $h = \dots 108 \dots$  pies

## PUNTO DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.32)

$\Delta P = \dots 100 \dots$  Ipc  
 $\Delta t = \dots 1 \dots$  hr

$P_D = \dots 11 \dots$   
 $t_D = \dots 1.1 \times 10^6 \dots$

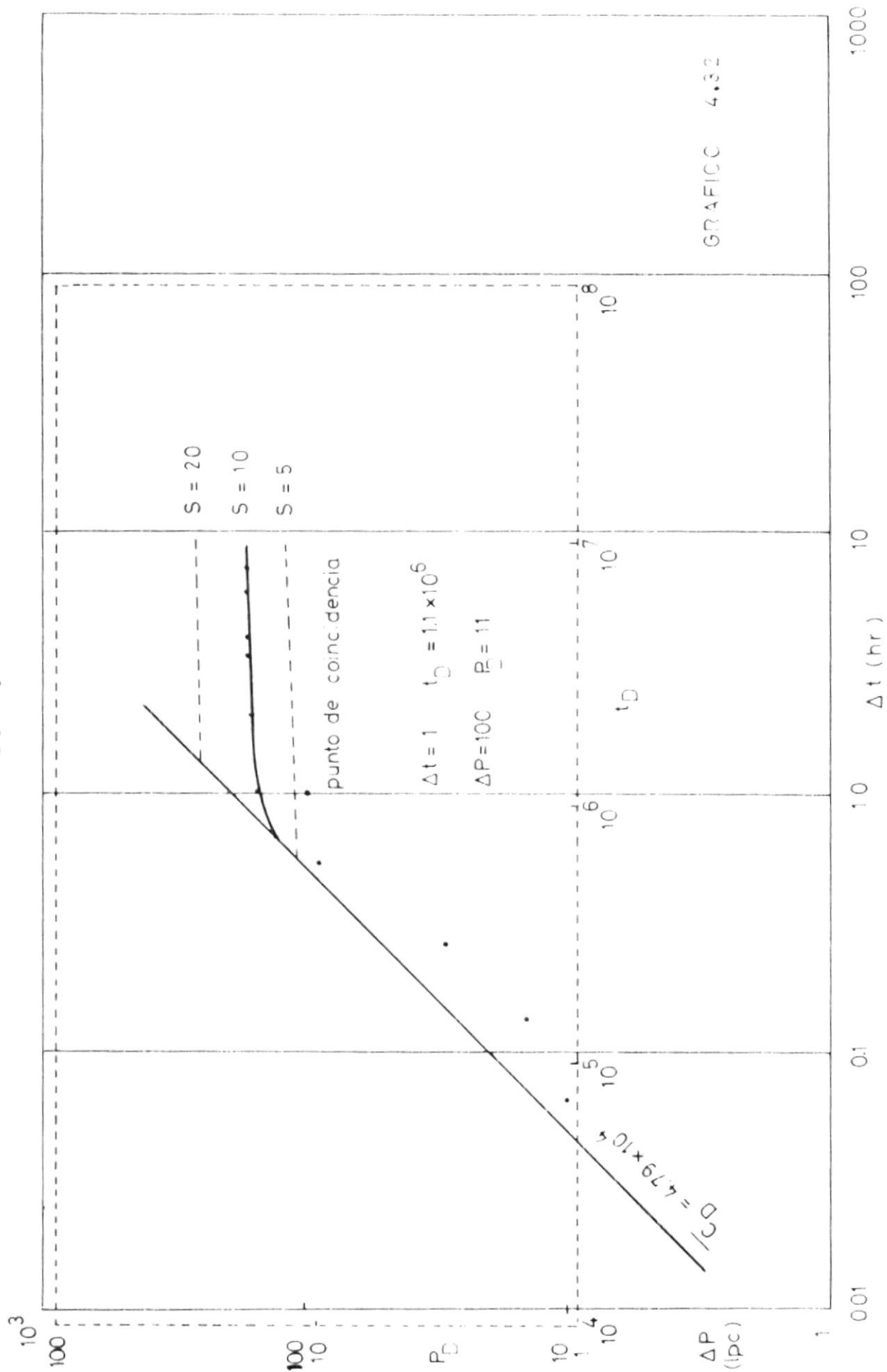
## CÁLCULO DE PERMEABILIDAD

$K_p = 141.2 \frac{q \mu L^3 P_D}{h \Delta P}$                        $K_p = \dots 300 \dots$  md  
 $K_t = \frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$                        $K_t = \dots 316 \dots$  md

## CÁLCULO DEL FACTOR DE DAÑO

$S = \dots 10 \dots$  (Del Gráfico 4.32 )

SSF 07



CAMPO	<u>SAH</u>	Nº POZO	<u>SSF 14</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	AREIA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>28-VIII-79</u>		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$$\begin{array}{ll}
 q & = \frac{3624}{\text{BLPD}} \\
 \beta & = \frac{1.23}{\text{BBL/STB}} \\
 c_T & = \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{Ipc}^{-1}} \\
 \mu & = \frac{1.0}{\text{cp}} \\
 \phi & = \frac{0.18}{\text{---}} \\
 r_w & = \frac{0.2075}{\text{pies}} \\
 h & = \frac{51}{\text{pies}}
 \end{array}$$

## PUNOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.33)

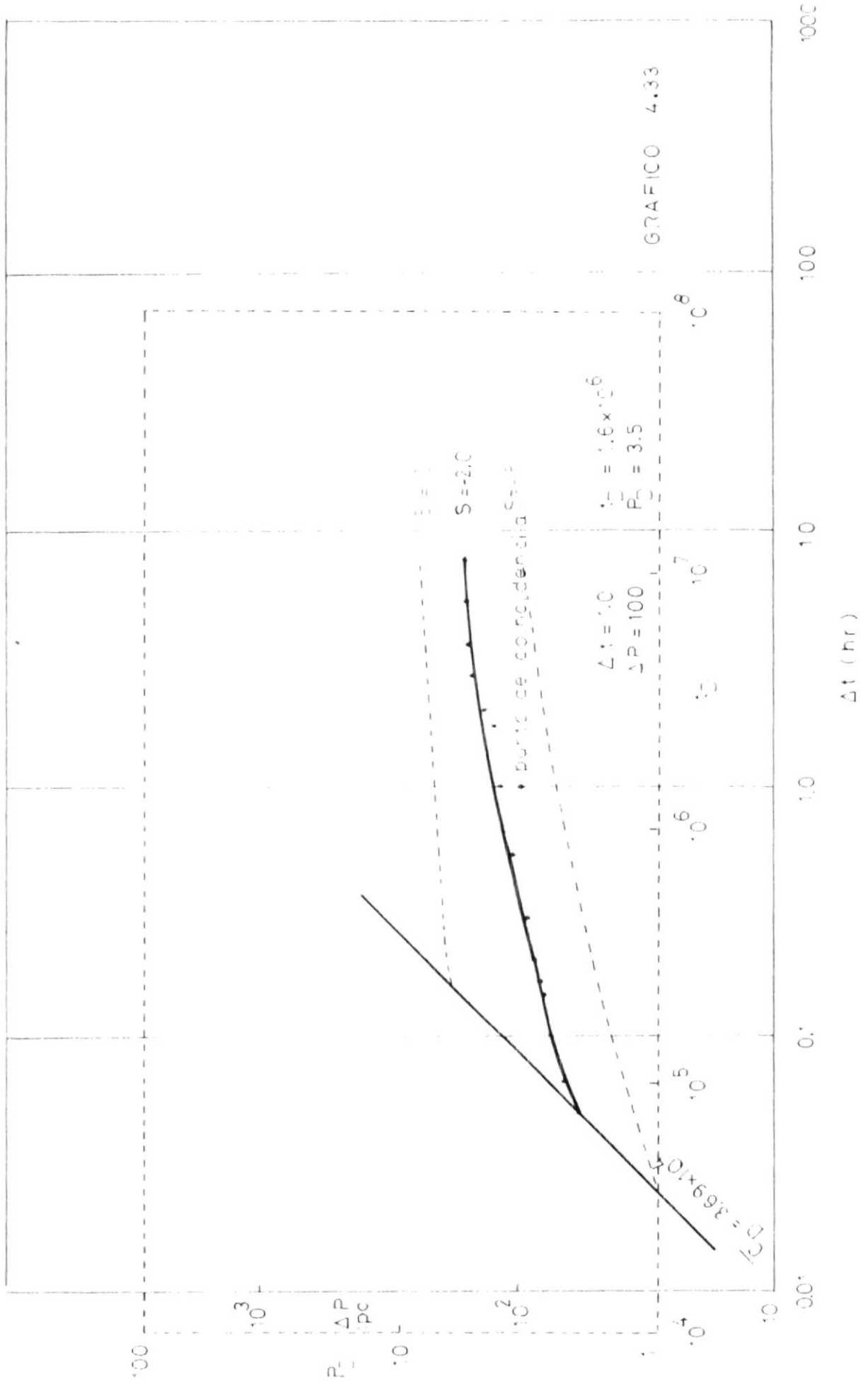
$$\begin{array}{ll}
 \Delta P & = \frac{100}{\text{Ipc}} \\
 \Delta t & = \frac{1}{\text{hr}} \\
 P_D & = \frac{3.5}{\text{---}} \\
 t_D & = \frac{1.0 \times 10^6}{\text{---}}
 \end{array}$$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$\begin{array}{ll}
 K_p & = 141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D \\
 K_t & = \frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D \\
 K_p & = \frac{432}{\text{md}} \\
 K_t & = \frac{460}{\text{md}}
 \end{array}$$

## CALCULOS DEL FACTOR DE DATO

$$S = \frac{-2.0}{\text{---}} \quad (\text{Del Gráfico 4.33})$$



CAMPO	SAN	Nº POZO	SSF 17
FORMACION	NAPO	AREIA	"
FECHA DE PRUEBA	27-X-79		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$q$	$=$	$\frac{1786}{\dots}$	BLPD	$\phi$	$=$	$\frac{0.18}{\dots}$
$\beta$	$=$	$\frac{1.21}{\dots}$	BL/STB	$r_w$	$=$	$\frac{0.2075}{\dots}$ pies
$c_T$	$=$	$\frac{9.8 \times 10^{-6}}{\dots}$	Ipc <sup>-1</sup>	$h$	$=$	$\frac{70}{\dots}$ pies
$\mu$	$=$	$\frac{0.95}{\dots}$	cp			

## PUNTOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.34)

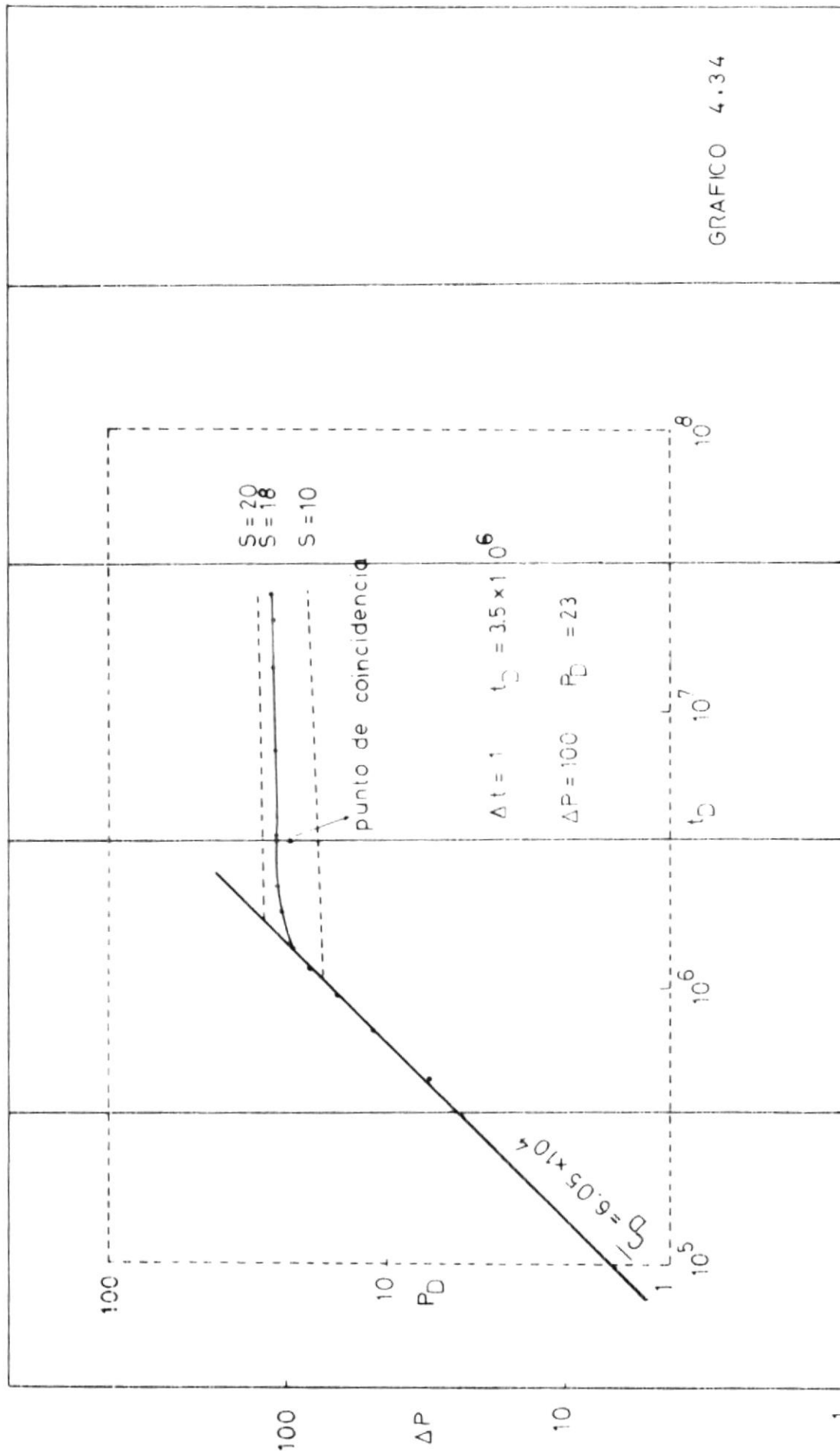
$\Delta P$	$=$	$\frac{100}{\dots}$	Ipc	$P_D$	$=$	$\frac{23}{\dots}$
$\Delta t$	$=$	$\frac{1}{\dots}$	hr	$t_D$	$=$	$\frac{3.5 \times 10^6}{\dots}$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$	$=$	$141.2 \frac{q \mu h^2}{h \Delta P} P_D$	$K_T$	$=$	$\frac{932}{\dots}$ md
$K_t$	$=$	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	$=$	$\frac{957}{\dots}$ md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAFIO

$S$	$=$	$\frac{18}{\dots}$	(Del Gráfico 4.34)
-----	-----	--------------------	--------------------



CAMPO	<u>SAH</u>	Nº POZO	<u>SSF 21</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	AREIA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>26-V-80</u>		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

q	=	<u>975</u>	BLPD	$\phi$	=	<u>0.18</u>
$\beta$	=	<u>1.23</u>	BL/STB	$r_w$	=	<u>0.265</u> pies
$c_T$	=	<u><math>9.8 \times 10^{-6}</math></u>	$\text{lpc}^{-1}$	h	=	<u>76</u> pies
$\mu$	=	<u>1.0</u>	cp			

## PUNTOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.35)

$\Delta P$	=	<u>100</u>	$\text{lpc}$	$P_D$	=	<u>4.6</u>
$\Delta t$	=	<u>1</u>	hr	$t_D$	=	<u><math>2.2 \times 10^5</math></u>

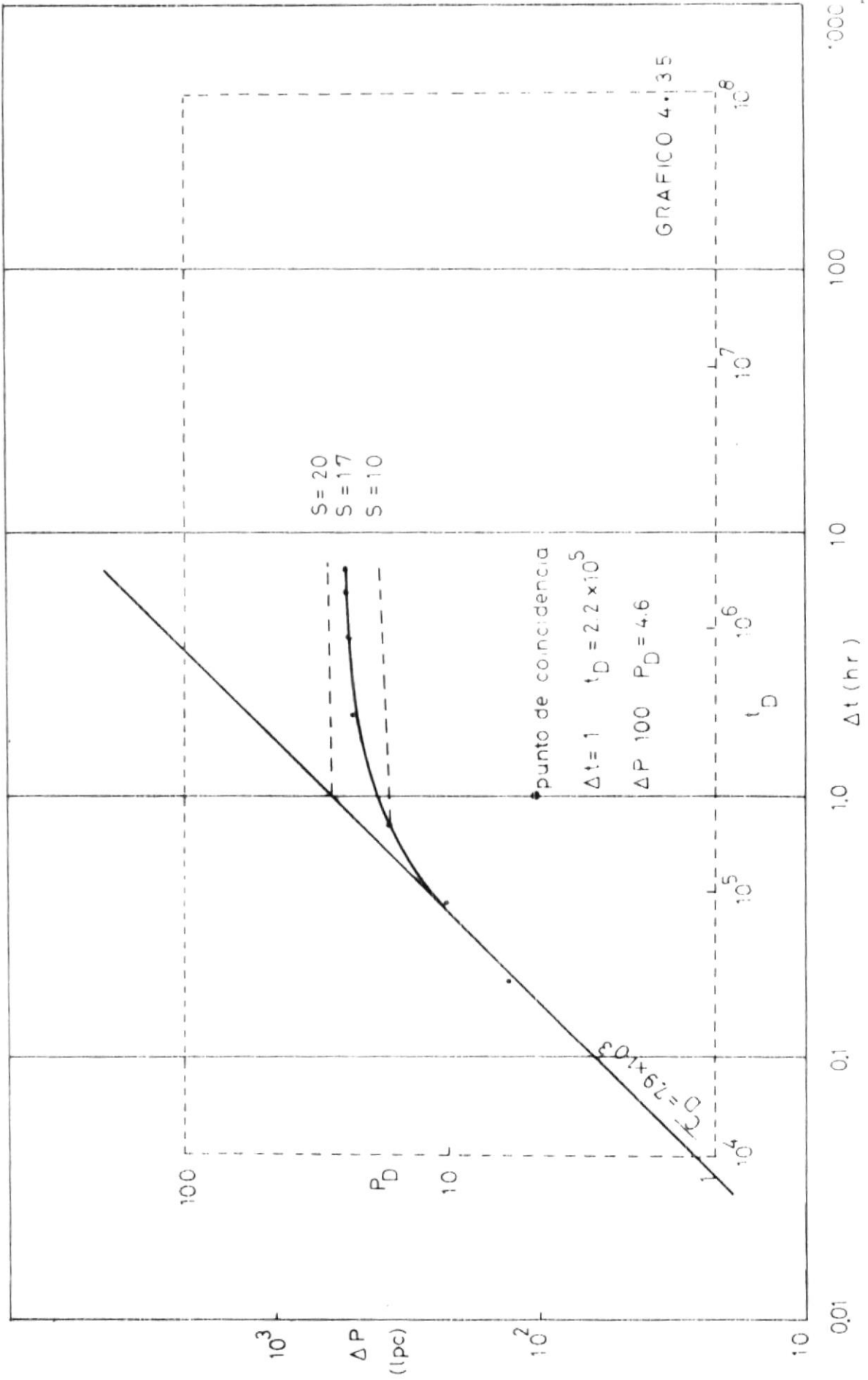
## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$	=	$141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_p$	=	<u>102</u>	md
$K_L$	=	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_L$	=	<u>108</u>	md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAÑO

S = 17.0 (Del Gráfico 4.35)





CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 23
FORMACION	NAPO	AREJA	T
FECHA DE PRUEBA	10-VII-78		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$$\begin{array}{ll}
 q & = \frac{1116}{\text{---}} \text{ BLPD} \\
 \beta & = \frac{1.23}{\text{---}} \text{ BBL/STB} \\
 c_T & = \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{---}} \text{ lpc}^{-1} \\
 \mu & = \frac{1.0}{\text{---}} \text{ cp} \\
 \phi & = \frac{0.18}{\text{---}} \\
 r_w & = \frac{0.265}{\text{---}} \text{ pies} \\
 h & = \frac{64}{\text{---}} \text{ pies}
 \end{array}$$

## PUNTOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.36)

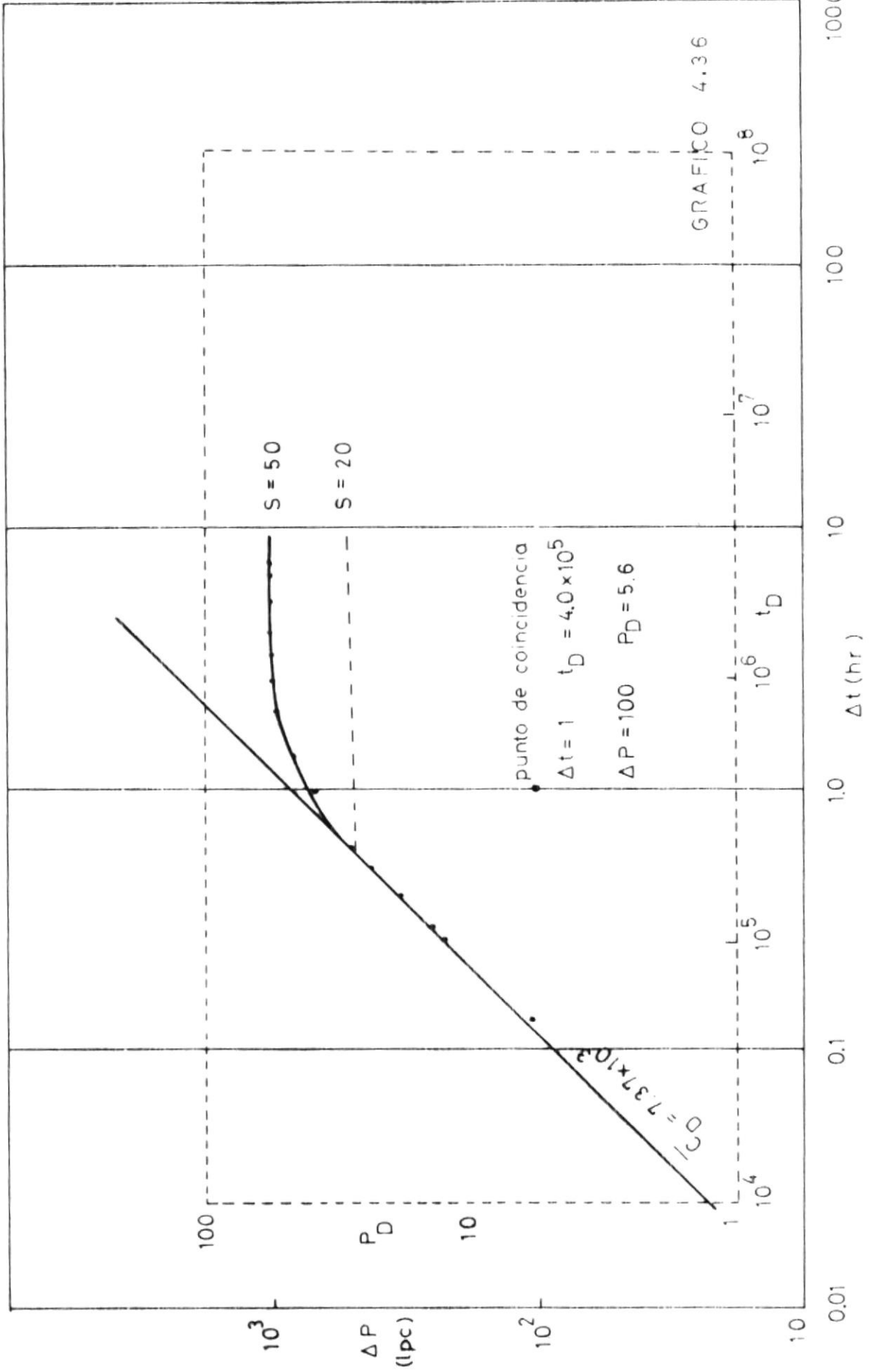
$$\begin{array}{ll}
 \Delta P & = \frac{100}{\text{---}} \text{ lpc} \\
 \Delta t & = \frac{1}{\text{---}} \text{ hr} \\
 P_D & = \frac{5.6}{\text{---}} \\
 t_D & = \frac{4.0 \times 10^5}{\text{---}}
 \end{array}$$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$$\begin{array}{ll}
 K_p & = 141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D \\
 K_p & = \frac{170}{\text{---}} \text{ md} \\
 K_t & = \frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0000264 \Delta t} t_D \\
 K_t & = \frac{188}{\text{---}} \text{ md}
 \end{array}$$

## CALCULOS DEL FACTOR DE DASTO

$$S = \frac{50}{\text{---}} \text{ (Del Gráfico 4.36 )}$$



CAMPO ..... SAH ..... N° POZO ..... SSP 27 .....  
 FORMACION ..... NAPO ..... AREA .....  
 FECHA DE PRUEBA ..... 1-V-80 .....

## ANÁLISIS DE CURVA TIPO

$q$  =  $\frac{3602}{\text{---}}$  BLPD  $\phi$  =  $\frac{0.18}{\text{---}}$   
 $\beta$  =  $\frac{1.23}{\text{---}}$  BBL/STB  $r_w$  =  $\frac{0.265}{\text{---}}$  pies  
 $c_T$  =  $\frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{---}}$  lpc<sup>-1</sup>  $h$  =  $\frac{42}{\text{---}}$  pies  
 $\mu$  =  $\frac{1.0}{\text{---}}$  cp

## PUNOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.37)

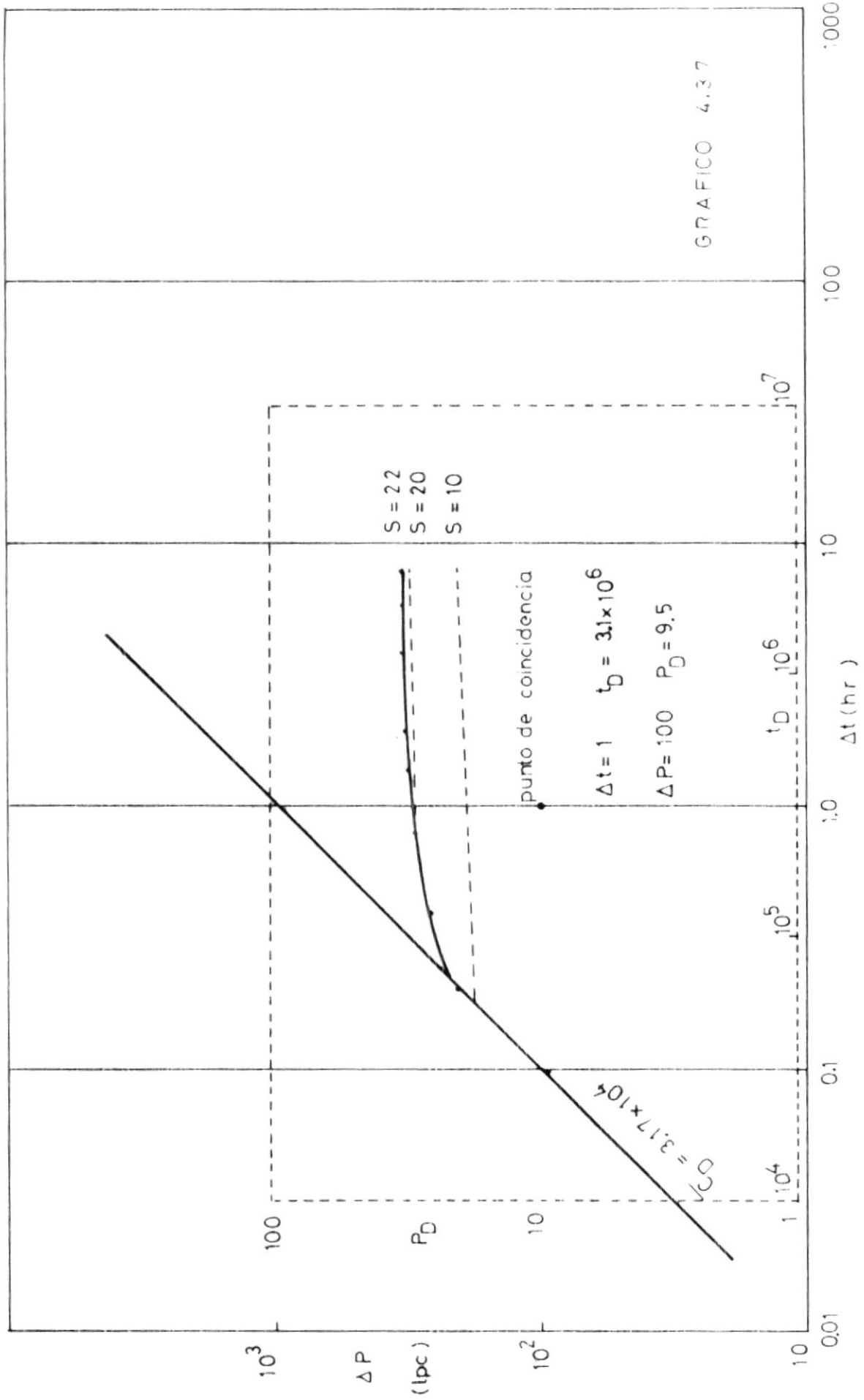
$\Delta P$  =  $\frac{100}{\text{---}}$  lpc  $P_D$  =  $\frac{9.5}{\text{---}}$   
 $\Delta t$  =  $\frac{1}{\text{---}}$  hr  $t_D$  =  $\frac{3.1 \times 10^6}{\text{---}}$

## CÁLCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$  =  $141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$   $K_p$  =  $\frac{1415}{\text{---}}$  md  
 $K_t$  =  $\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$   $K_t$  =  $\frac{1455}{\text{---}}$  md

## CÁLCULO DEL FACTOR DE DAÑO

$S$  =  $\frac{22}{\text{---}}$  (Del Gráfico 4.37 )



CAMPO	<u>SAH</u>	Nº POZO	<u>SSF 28</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	ALCERIA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>8-V-80</u>		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

q	=	<u>3420</u>	BL/D	$\phi$	=	<u>0.18</u>
$\beta$	=	<u>1.23</u>	BL/STB	$r_w$	=	<u>0.265</u> pies
$c_T$	=	<u><math>9.8 \times 10^{-6}</math></u>	$\text{lpc}^{-1}$	h	=	<u>56</u> pies
$\mu$	=	<u>1.0</u>	cp			

## PUNTOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.38)

$\Delta P$	=	<u>100</u>	$\text{lpc}$	$P_D$	=	<u>2.8</u>
$\Delta t$	=	<u>1</u>	hr	$t_D$	=	<u><math>6.6 \times 10^5</math></u>

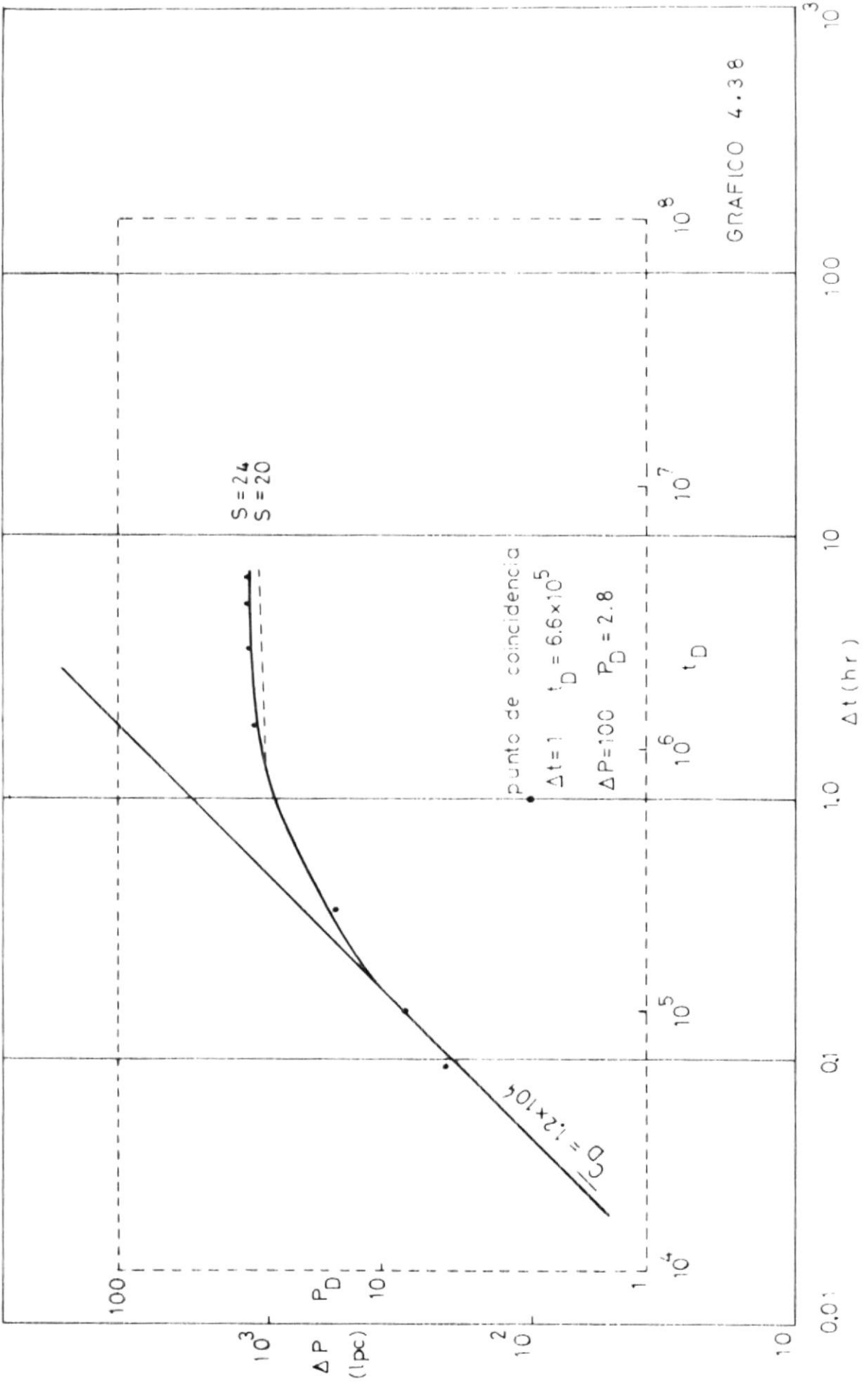
## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$	=	$141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_p$	=	<u>297</u>	md
$K_t$	=	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	=	<u>310</u>	md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DATO

S = 24 (Del Gráfico 4.38)

SSF 2 8



CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 29
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	10-VIII-80		

## ANALISIS DE CUVA TIPO

$q$	$= \frac{4184}{\dots}$	BJPD	$\phi$	$= \frac{0.18}{\dots}$
$\beta$	$= \frac{1.21}{\dots}$	BEL/STE	$r_w$	$= \frac{0.265}{\dots}$ pies
$c_T$	$= 2.8 \times 10^{-6}$	$\text{Ipc}^{-1}$	$h$	$= \frac{70}{\dots}$ pies
$\mu$	$= \frac{0.90}{\dots}$	cp		

## PUNOS DE CORRECCION

(Del Gráfico 4.39 )

$\Delta P$	$= \frac{100}{\dots}$	$\text{Ipc}$	$P_D$	$= \frac{7.5}{\dots}$
$\Delta t$	$= \frac{1}{\dots}$	hr	$t_D$	$= \frac{1.7 \times 10^{+6}}{\dots}$

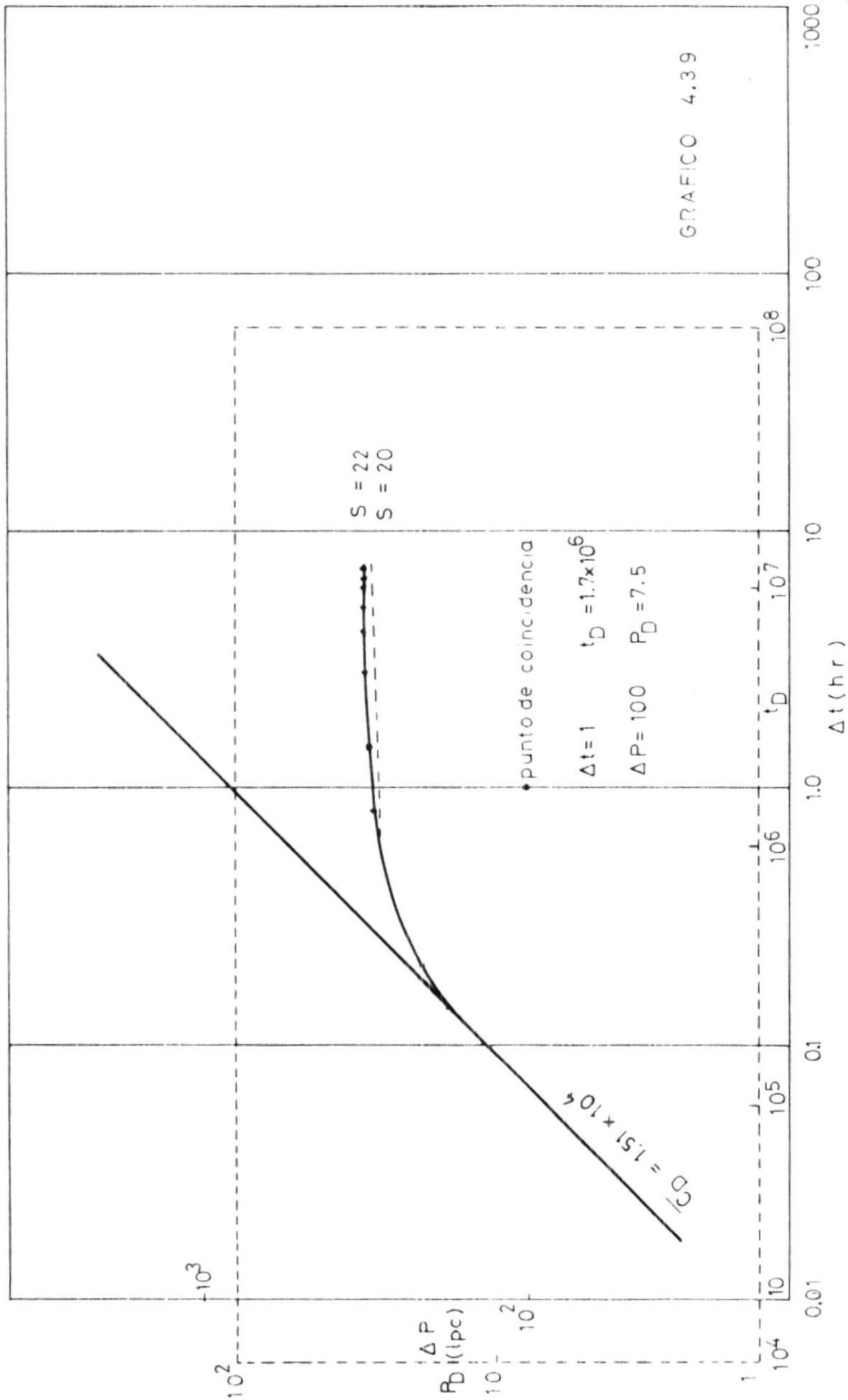
## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_P$	$= 141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_P$	$= \frac{689}{\dots}$ md
$K_t$	$= \frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	$= \frac{718}{\dots}$ md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DADO

$S = \frac{22}{\dots}$  (Del Gráfico 4.39 )





CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 35
FORMACION	NAPO	AREJA	T
FECHA DE PRUEBA	25-VIII-79		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

q	=	1544	BLPD	$\phi$	=	0.18
$\beta$	=	1.23	BBL/STB	$r_w$	=	0.265 pies
$c_T$	=	$9.8 \times 10^{-6}$	$I_{pc}^{-1}$	h	=	30 pies
$\mu$	=	1.0	cp			

## PUNTOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.40)

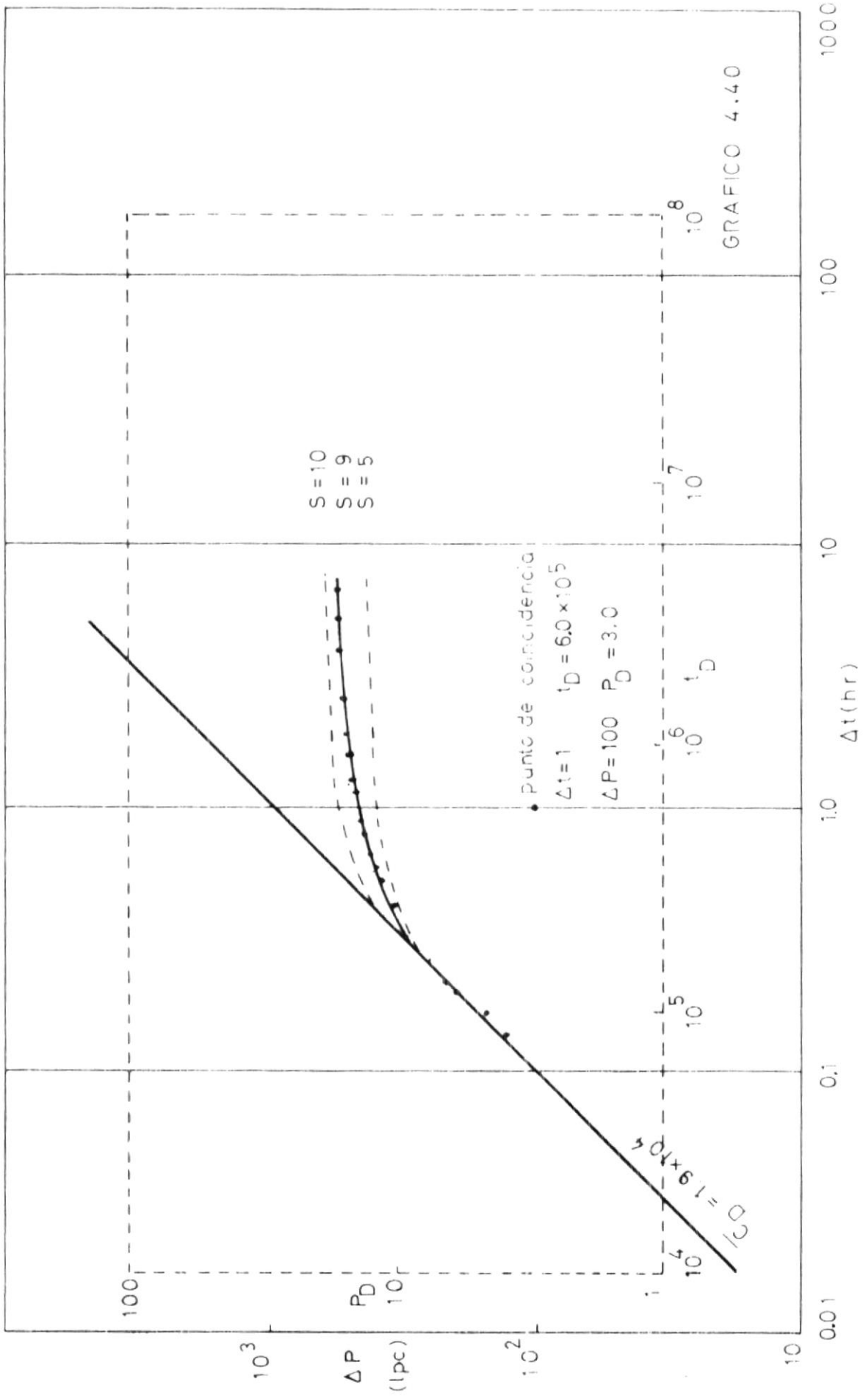
$\Delta p$	=	100	$I_{pc}$	$p_D$	=	3.0
$\Delta t$	=	1	hr	$t_D$	=	$6.0 \times 10^5$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$	=	$141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta p} p_D$	$K_p$	=	268 md
$K_t$	=	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	=	282 md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAÑO

S =  $\frac{9.0}{\text{---}}$  (Del Gráfico 4.40 )



CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 39
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	21-VIII-78		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

$q$	$= \frac{3726}{\dots}$	BJPD	$\phi^2$	$= \frac{0.18}{\dots}$
$\beta$	$= \frac{1.23}{\dots}$	BBL/STB	$r_w$	$= \frac{0.265}{\dots}$ pies
$c_T$	$= \frac{9.8 \times 10^{-6}}{\dots}$	$\text{lpc}^{-1}$	$h$	$= \frac{60}{\dots}$ pies
$\mu$	$= \frac{1.0}{\dots}$	cp		

## PUNTO DE CORRECCION

(Del Gráfico 4.41)

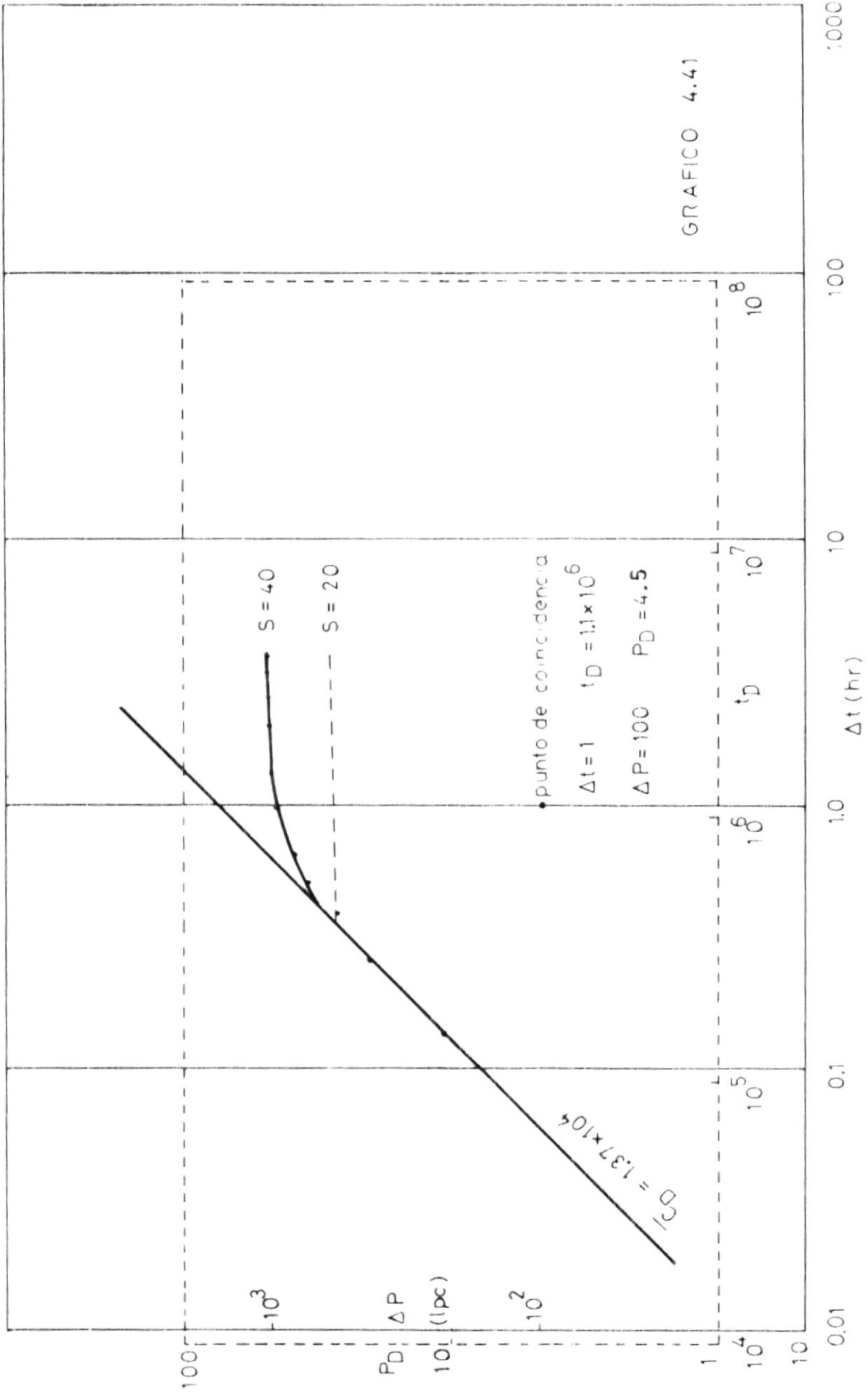
$\Delta P$	$= \frac{100}{\dots}$	$\text{lpc}$	$P_b$	$= \frac{4.5}{\dots}$
$\Delta t$	$= \frac{1}{\dots}$	hr	$t_D$	$= \frac{1.1 \times 10^6}{\dots}$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_{PD}$	$= \frac{141.2 \cdot q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_{PD}$	$= \frac{485}{\dots}$ md
$K_{tD}$	$= \frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_{tD}$	$= \frac{516}{\dots}$ md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DASH

$$S = \frac{40}{\dots} \quad (\text{Del Gráfico 4.41})$$



CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 43
FORMACION	NAPO	ALFETA	π
FECHA DE PRUEBA	27-XI-79		

## ANALISIS DE CURVA TIPO

q	=	$\frac{3734}{\text{---}}$	BLPD	$\phi$	=	$\frac{0.18}{\text{---}}$
$\beta$	=	$\frac{1.23}{\text{---}}$	BHL/STB	$r_w$	=	$\frac{0.265}{\text{---}}$ pies
$c_T$	=	$\frac{9.8 \times 10^{-6}}{\text{---}}$	Lpc <sup>-1</sup>	h	=	$\frac{116}{\text{---}}$ pies
$\mu$	=	$\frac{1.00}{\text{---}}$	cp			

## PUNOS DE COINCIDENCIA

(Del Gráfico 4.42 )

$\Delta P$	=	$\frac{100}{\text{---}}$	Lpc	$P_D$	=	$\frac{5.2}{\text{---}}$
$\Delta t$	=	$\frac{1}{\text{---}}$	hr	$t_D$	=	$\frac{6.7 \times 10^5}{\text{---}}$

## CALCULOS DE PERMEABILIDAD

$K_p$	=	$141.2 \frac{q \mu \beta}{h \Delta P} P_D$	$K_p$	=	$\frac{291}{\text{---}}$ md
$K_t$	=	$\frac{\phi \mu c_T r_w^2}{0.000264 \Delta t} t_D$	$K_t$	=	$\frac{314}{\text{---}}$ md

## CALCULOS DEL FACTOR DE DAÑO

S =  $\frac{10}{\text{---}}$  (Del Gráfico 4.42 )

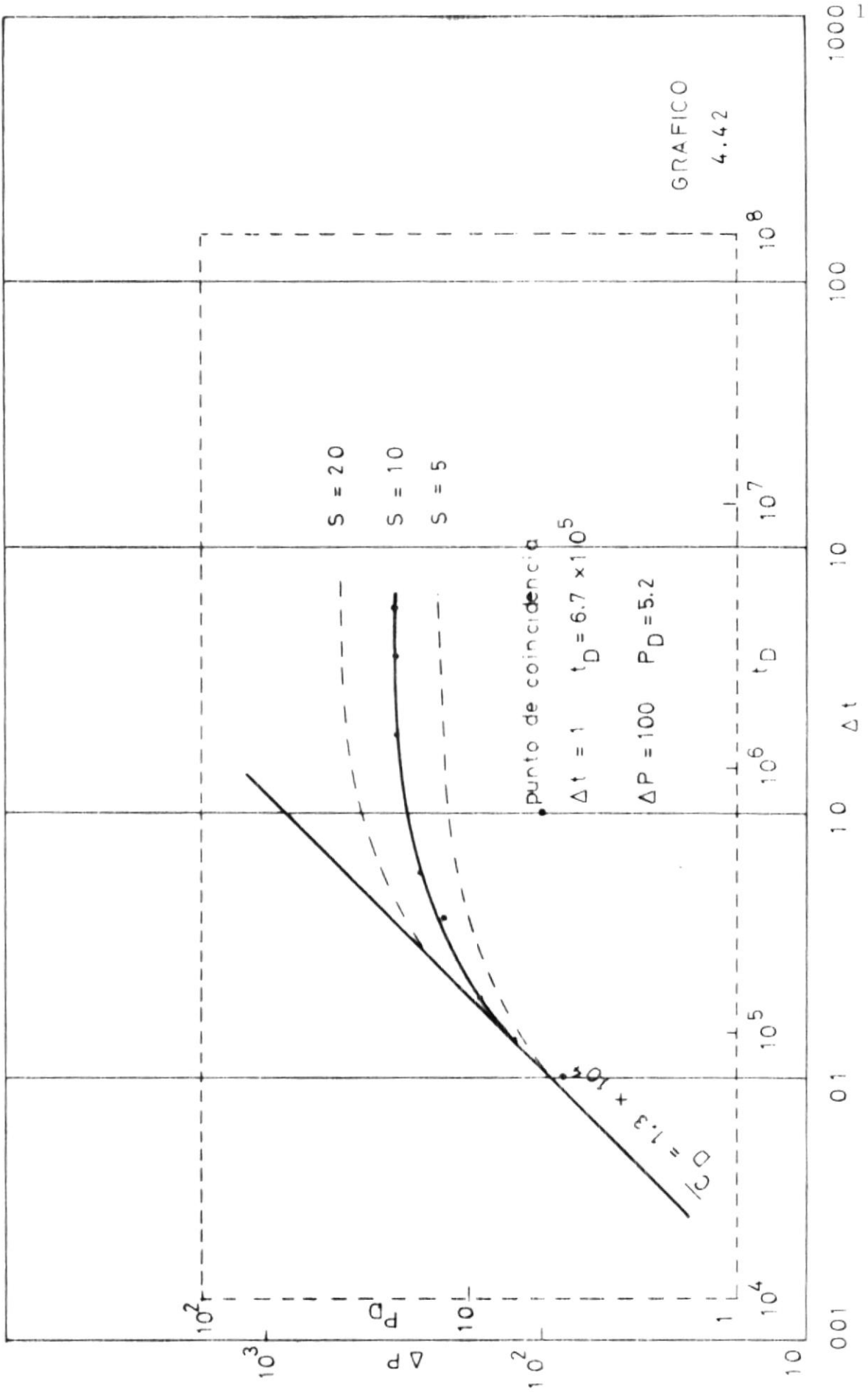
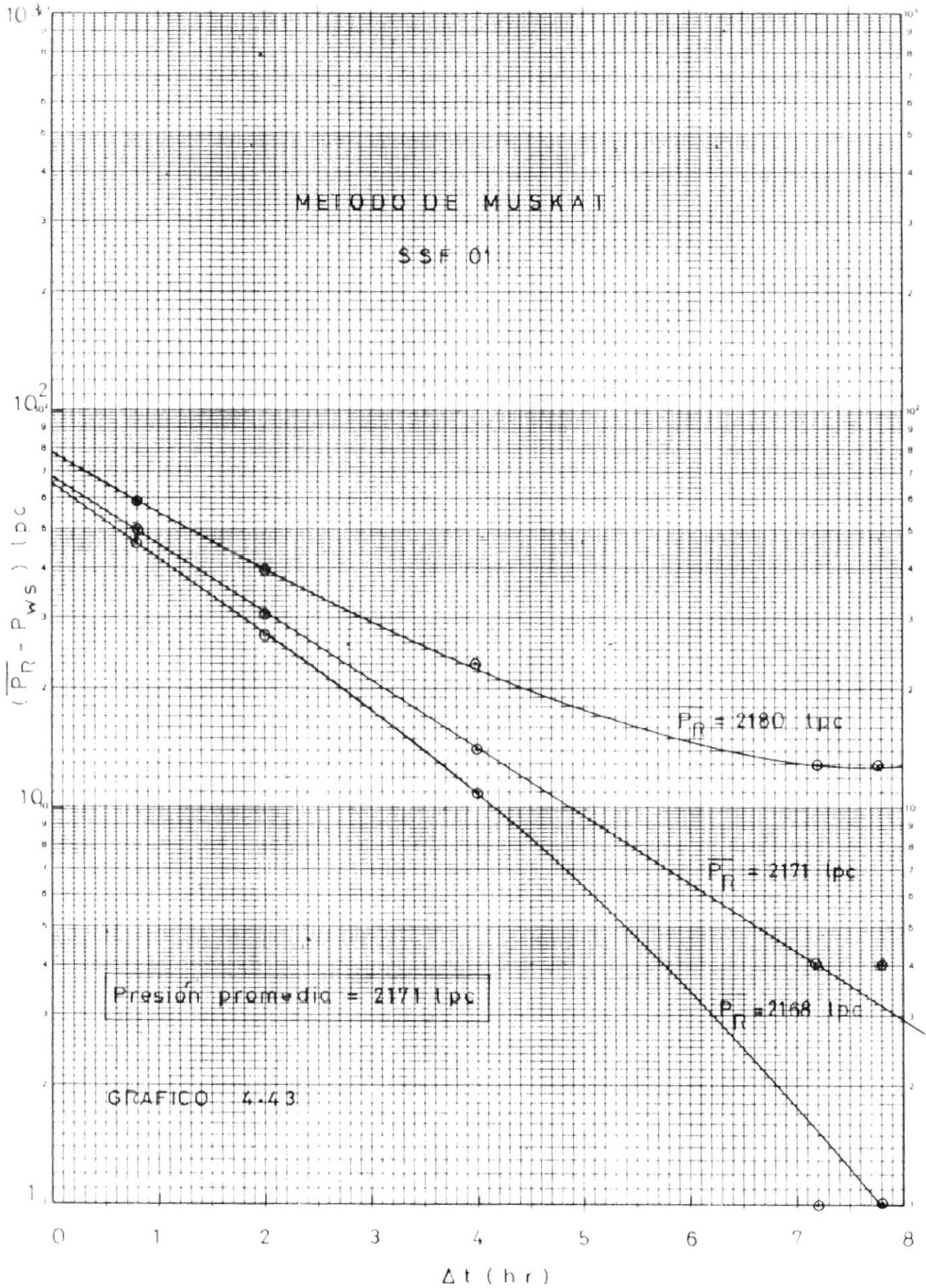


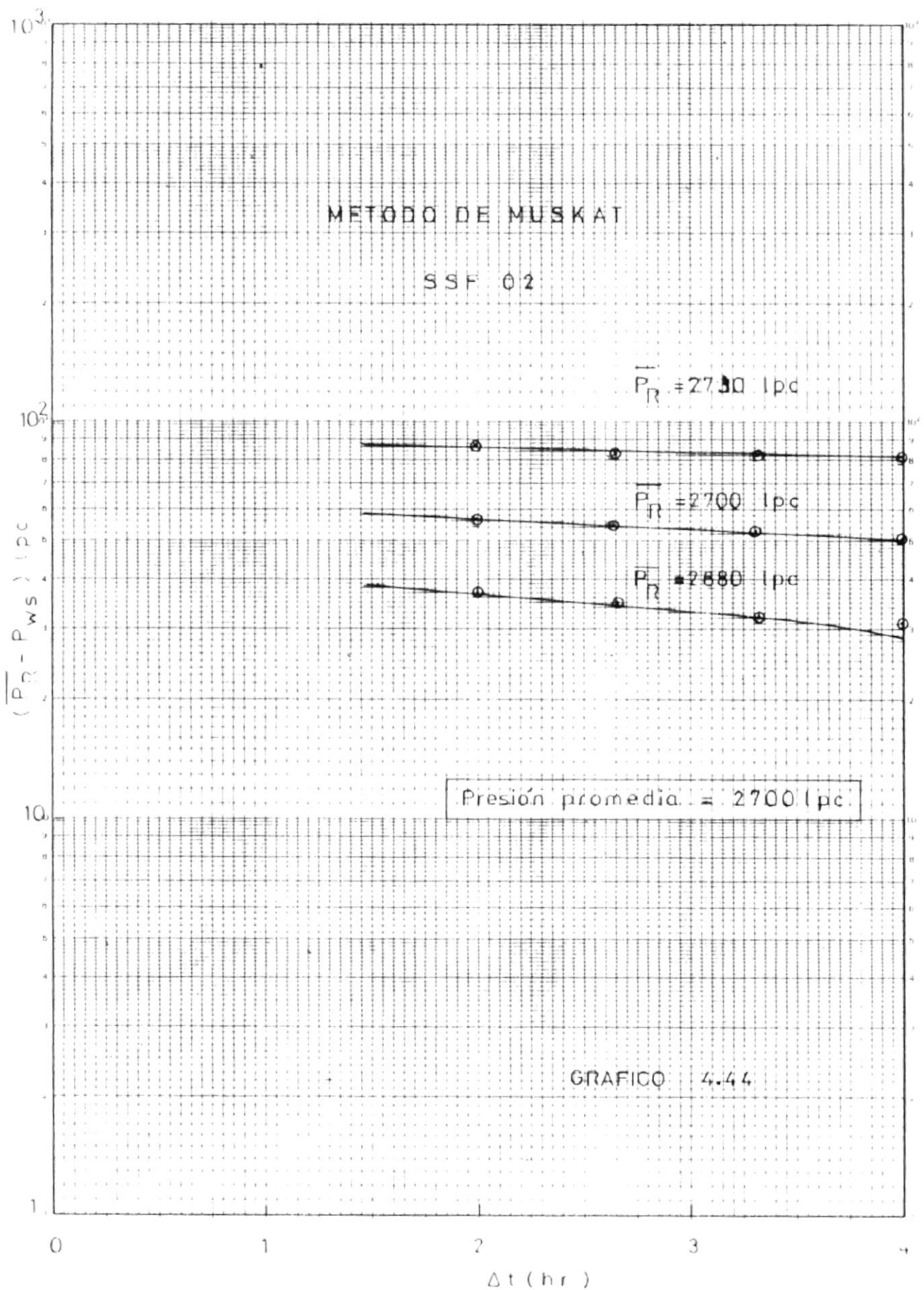
GRAFICO  
4.42

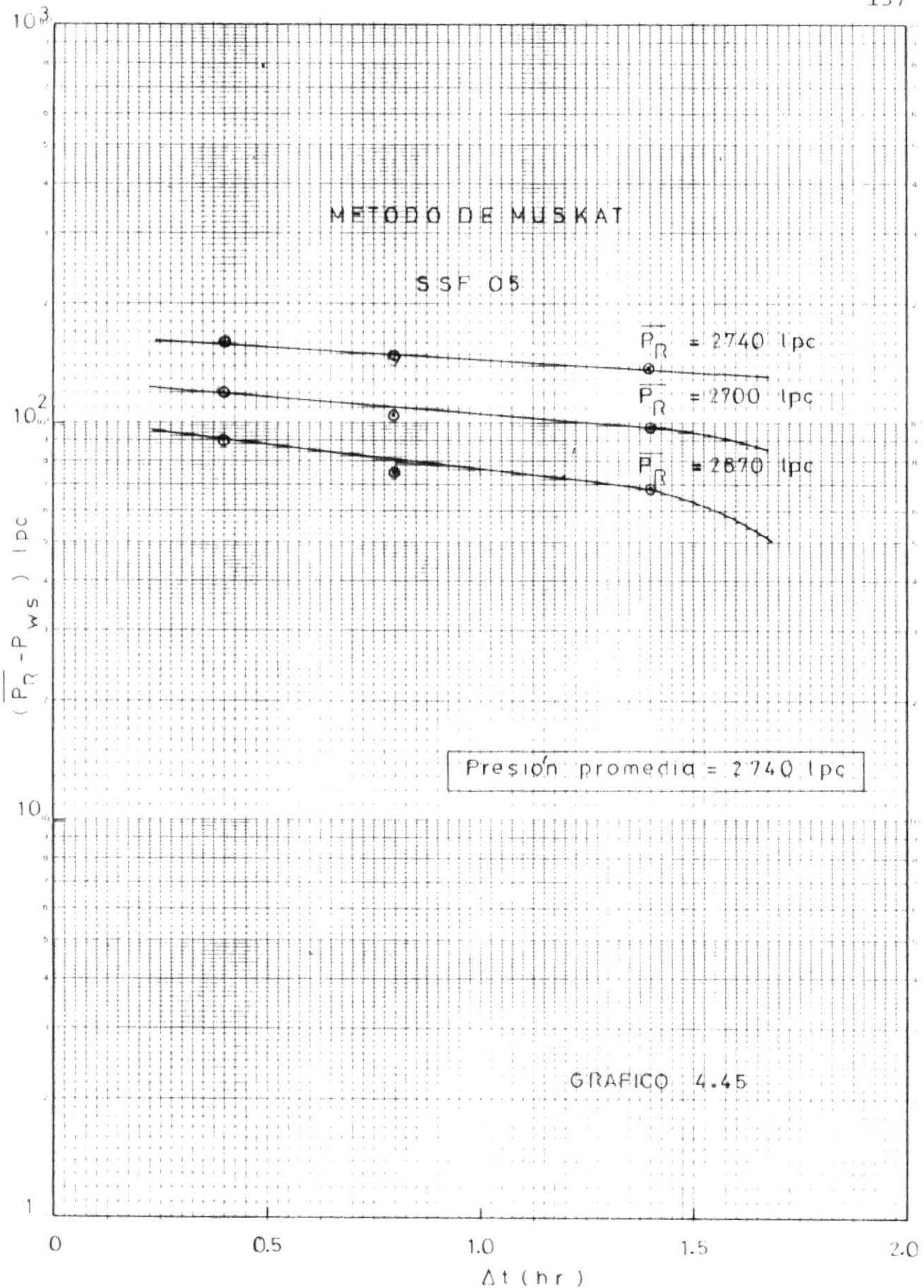
4.4. DETERMINACION DE LA PRESION DEL YACIMIENTO POR  
EL METODO DE MUSKAT



METODO DE MUSKAT  
 SSF 01

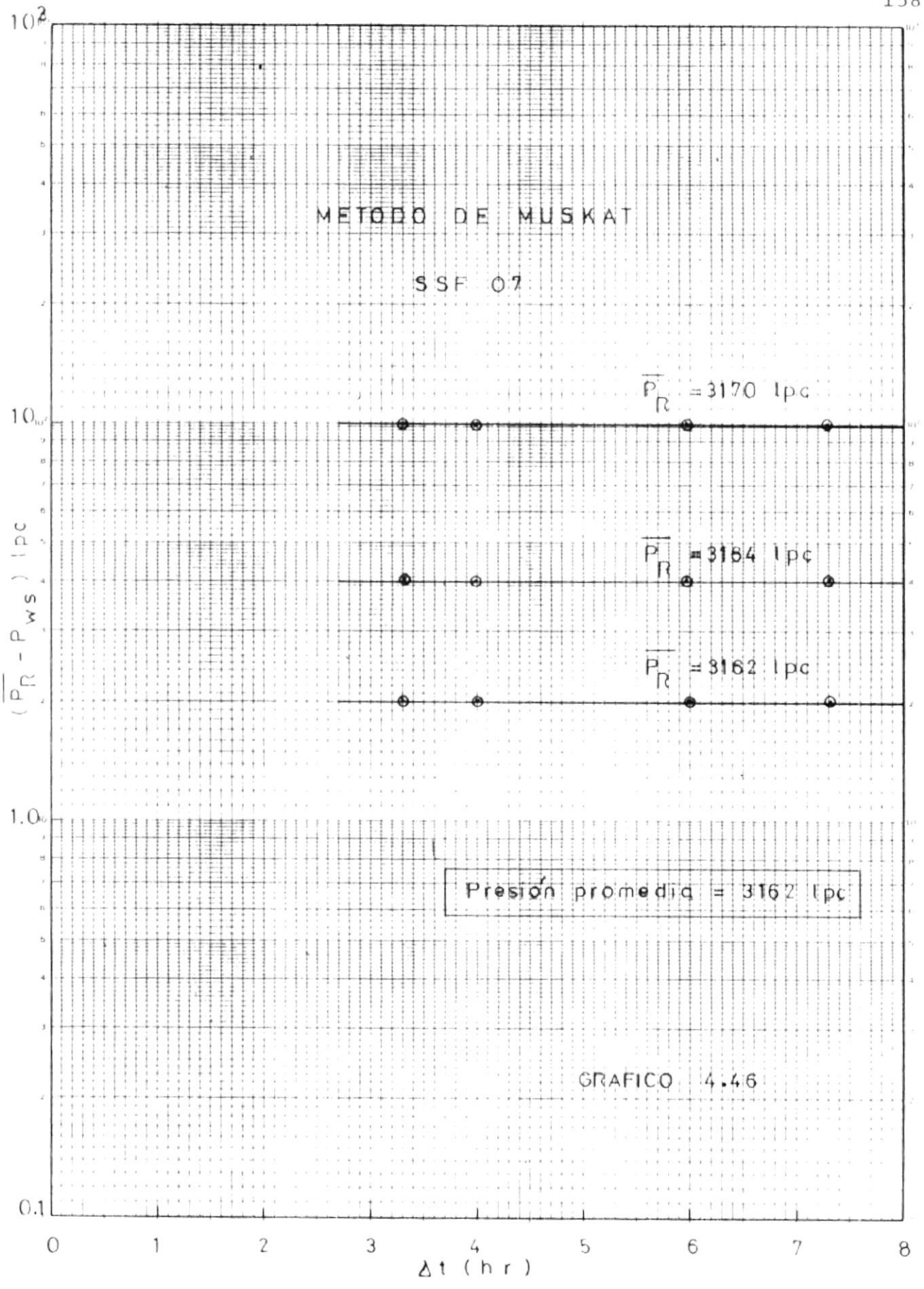




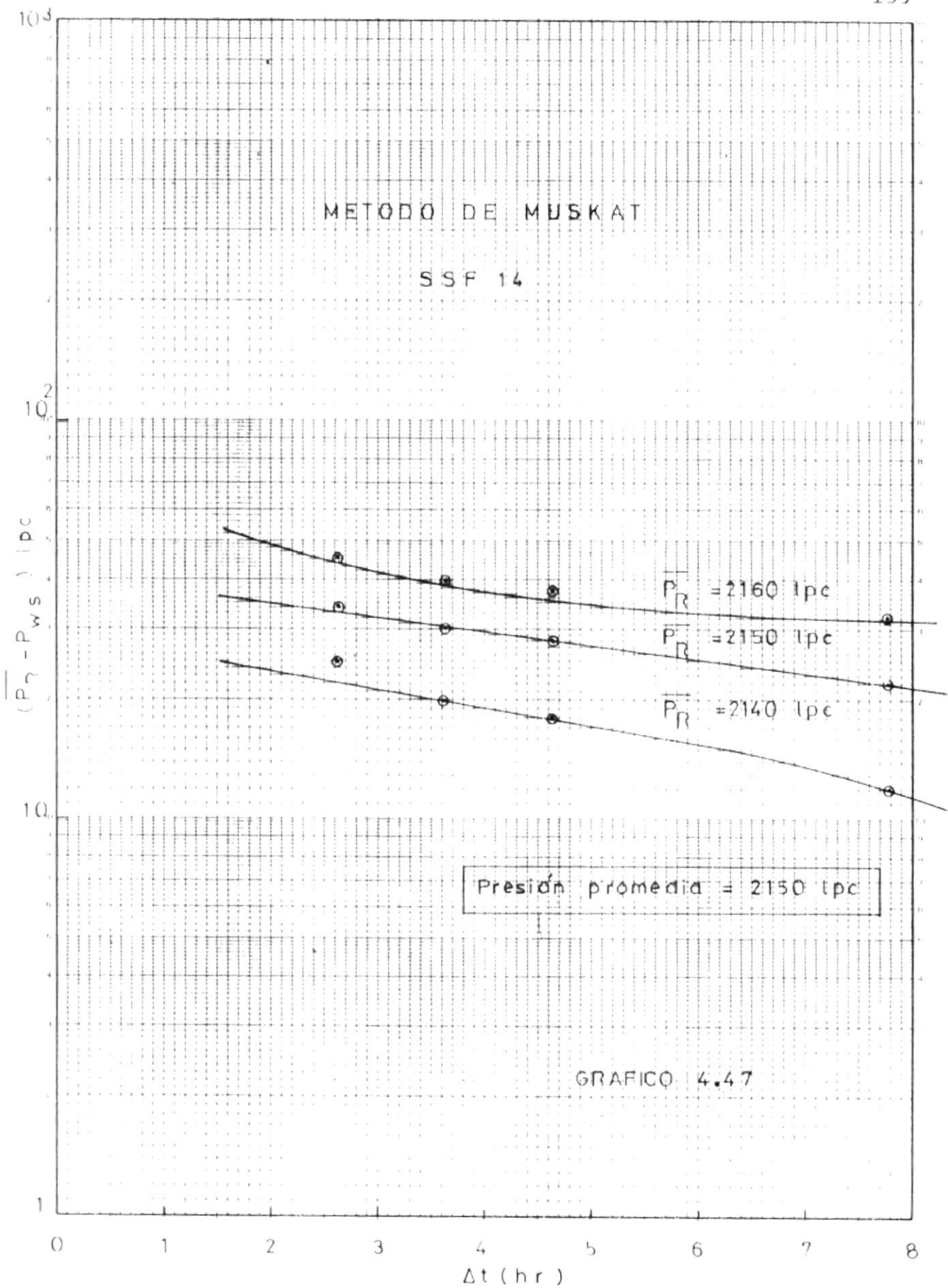


METODO DE MUSKAT

SSF 07







METODO DE MUSKAT

SSF 17

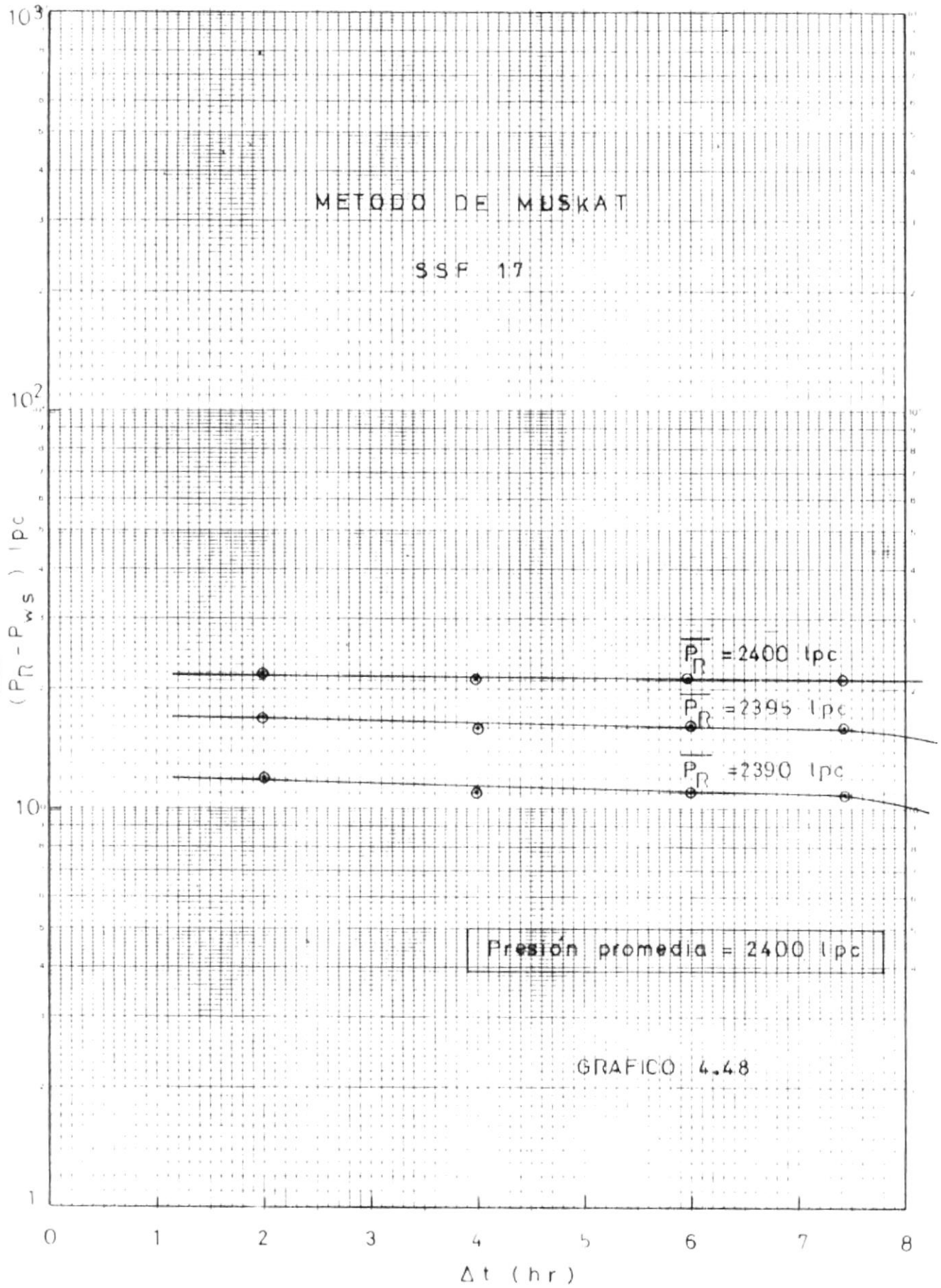
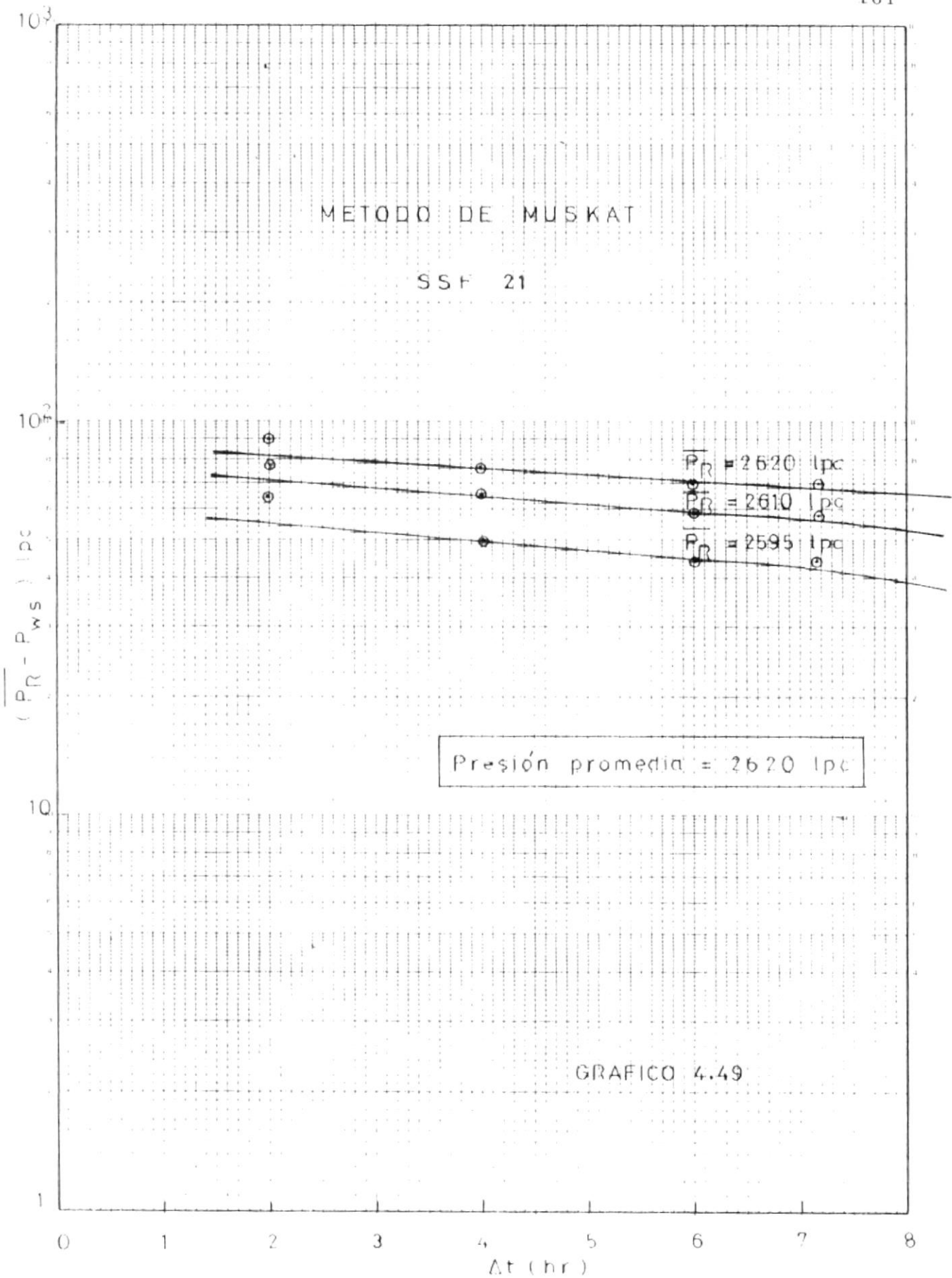
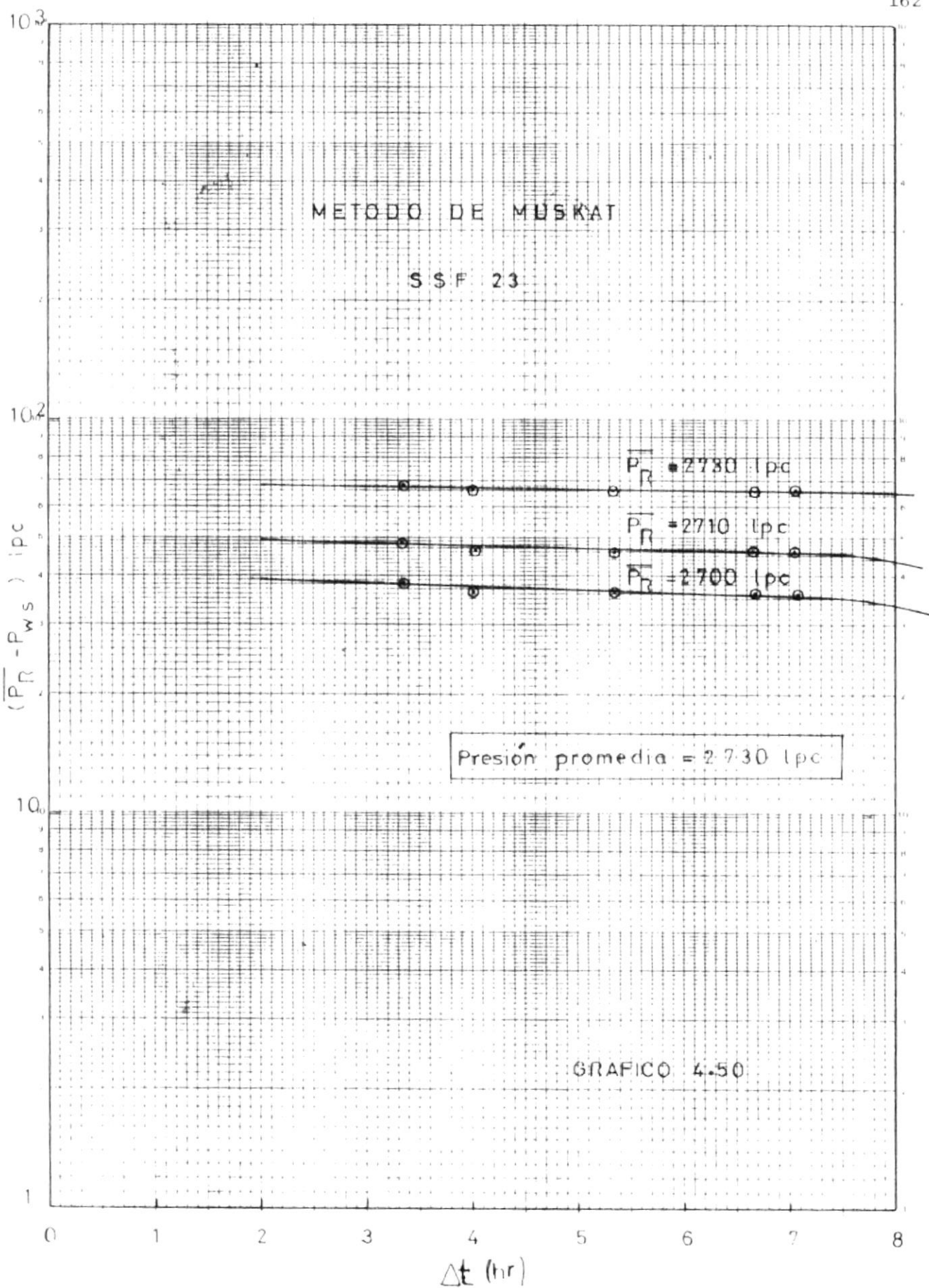


GRAFICO 4.48

METODO DE MUSKAT

SSF 21

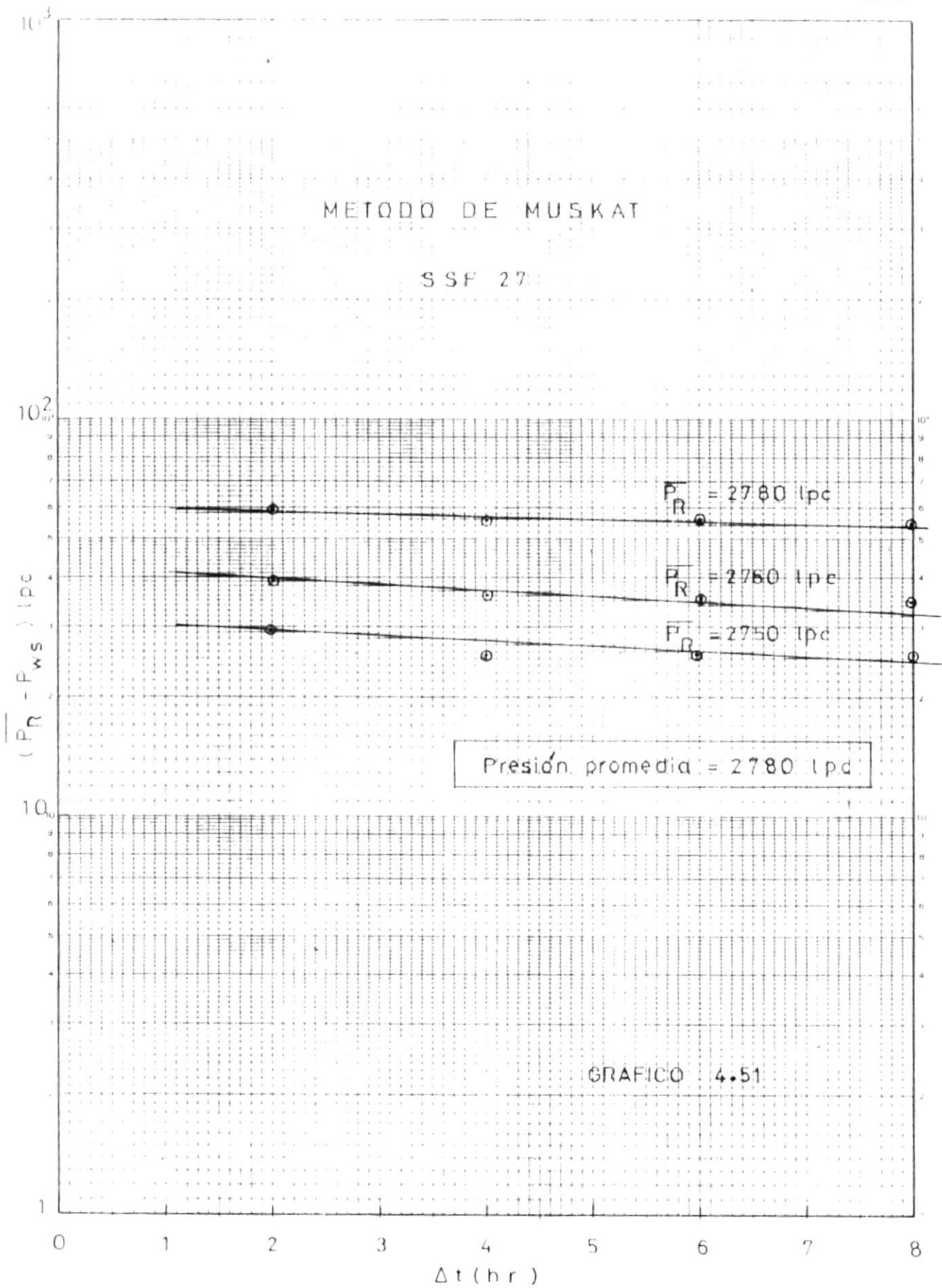






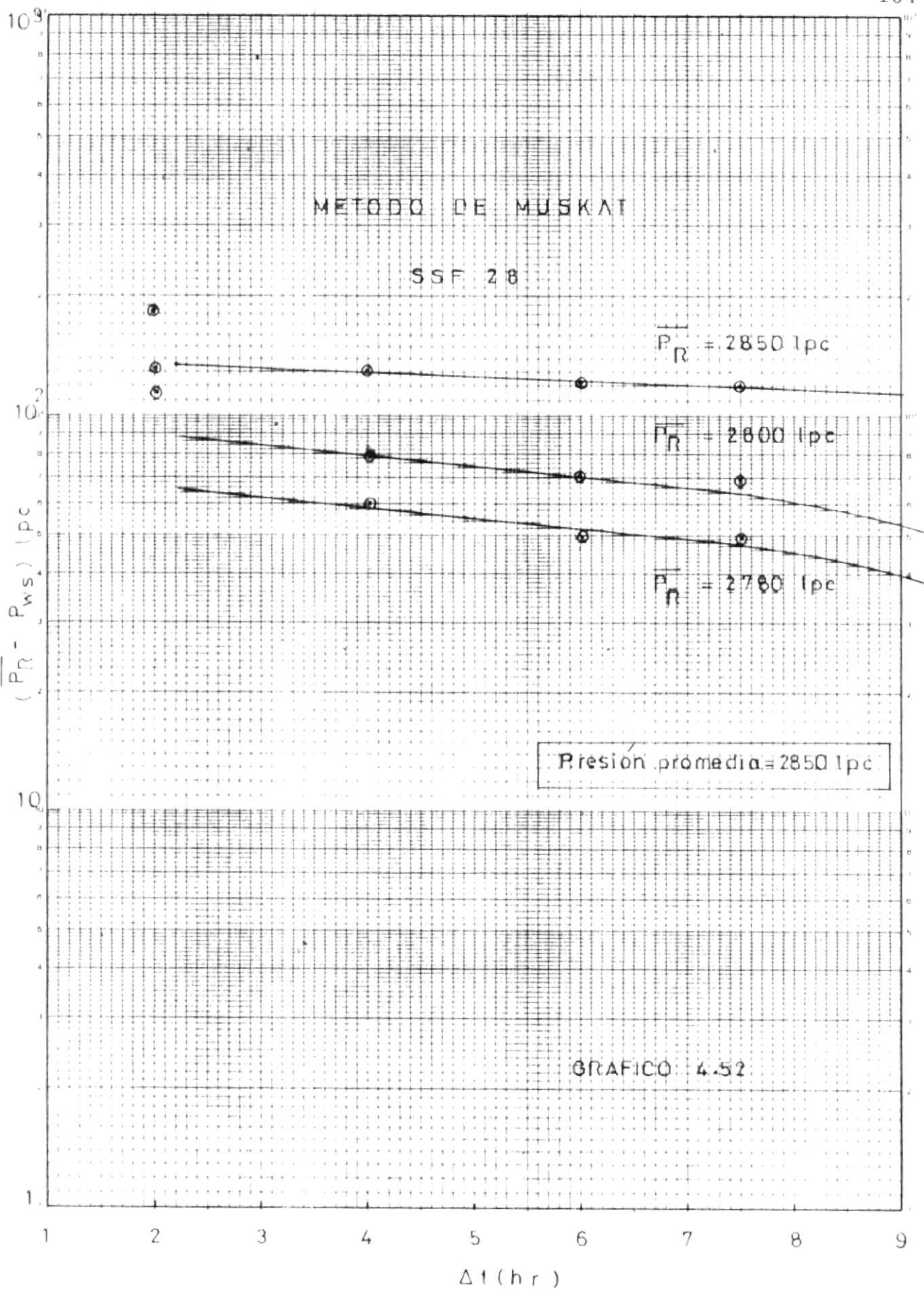
METODO DE MUSKAT

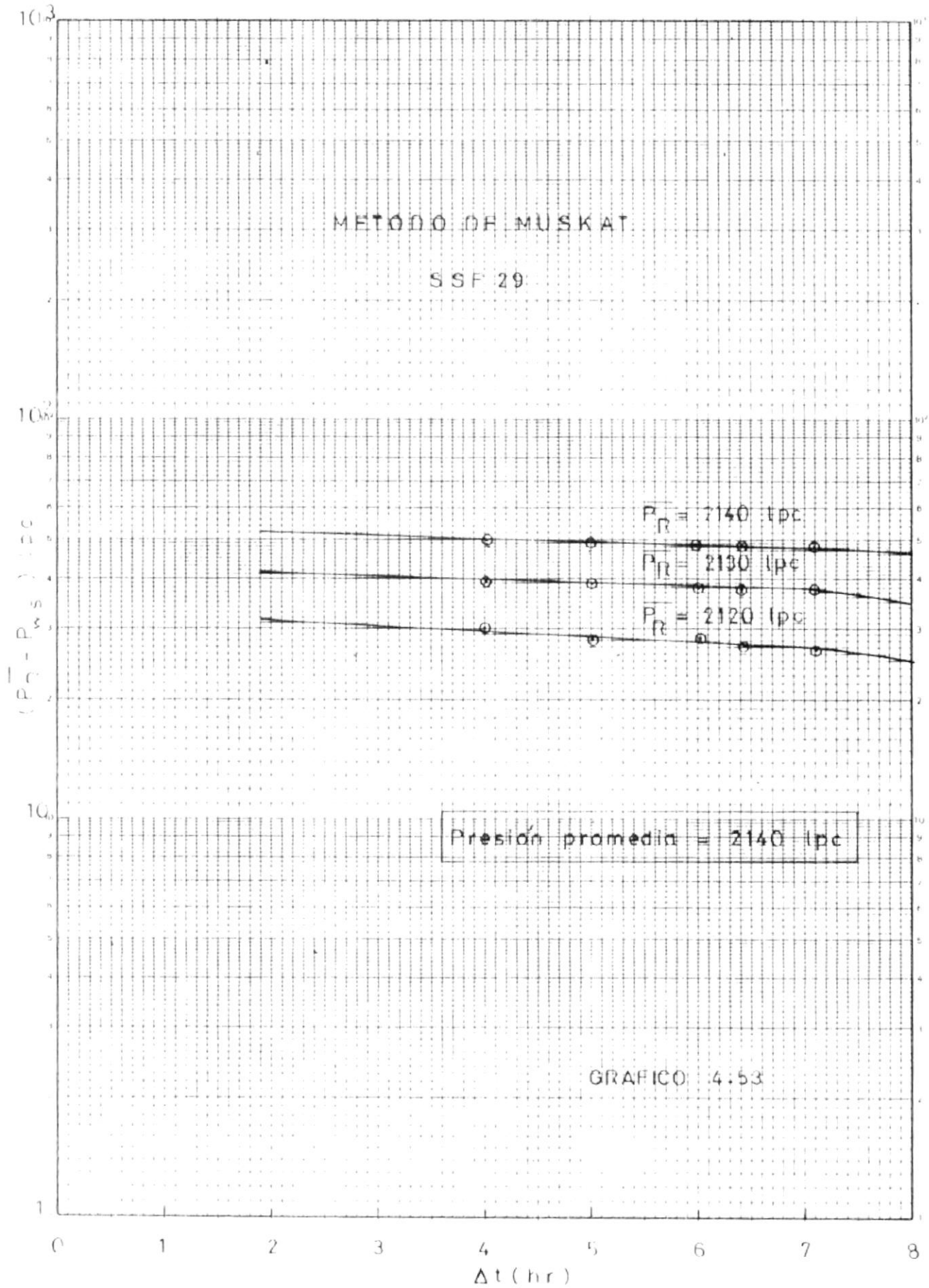
SSF 27

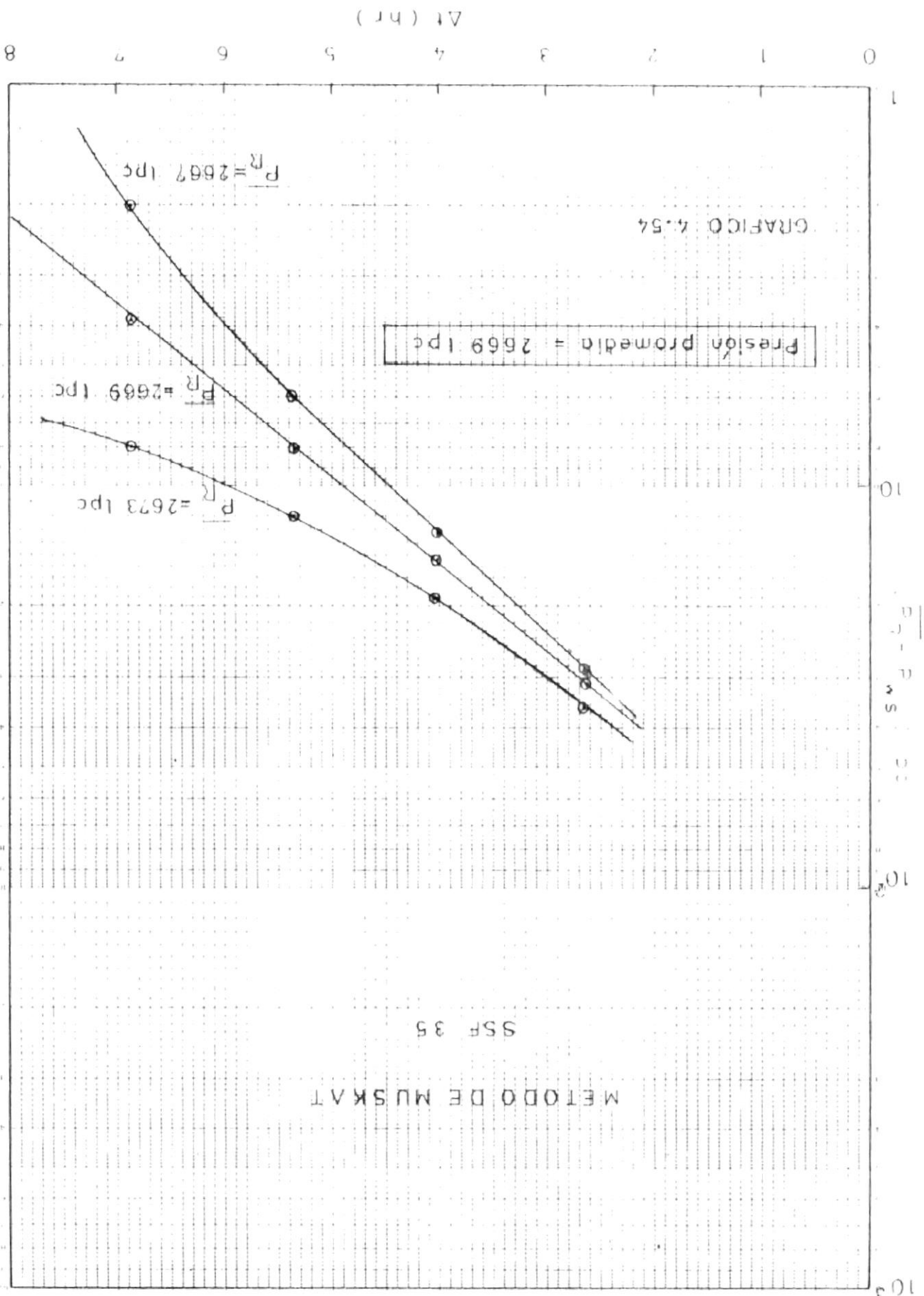


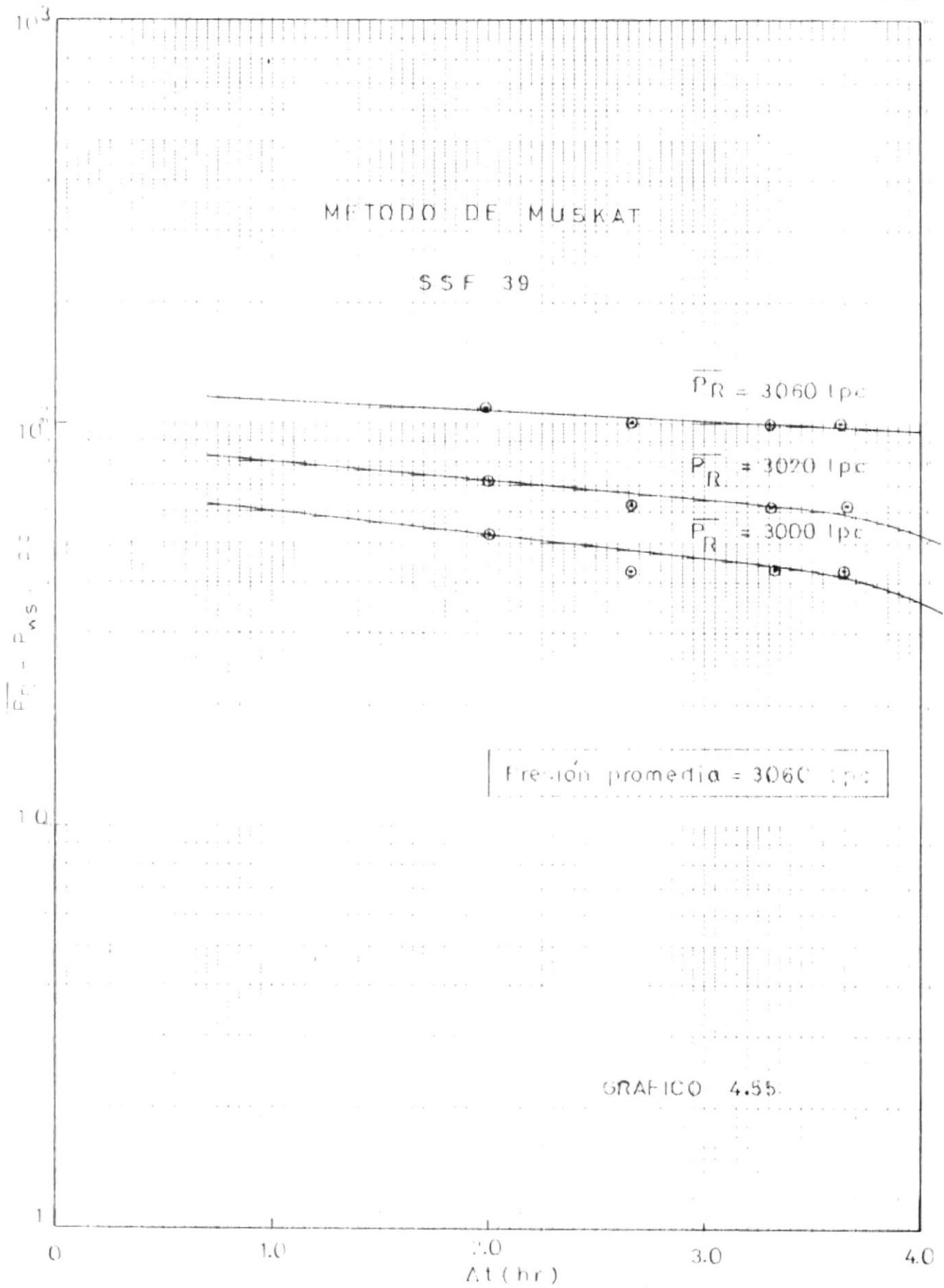
METODO DE MUSKAT

SSF 28









METODO DE MUSKAT

SSF 43

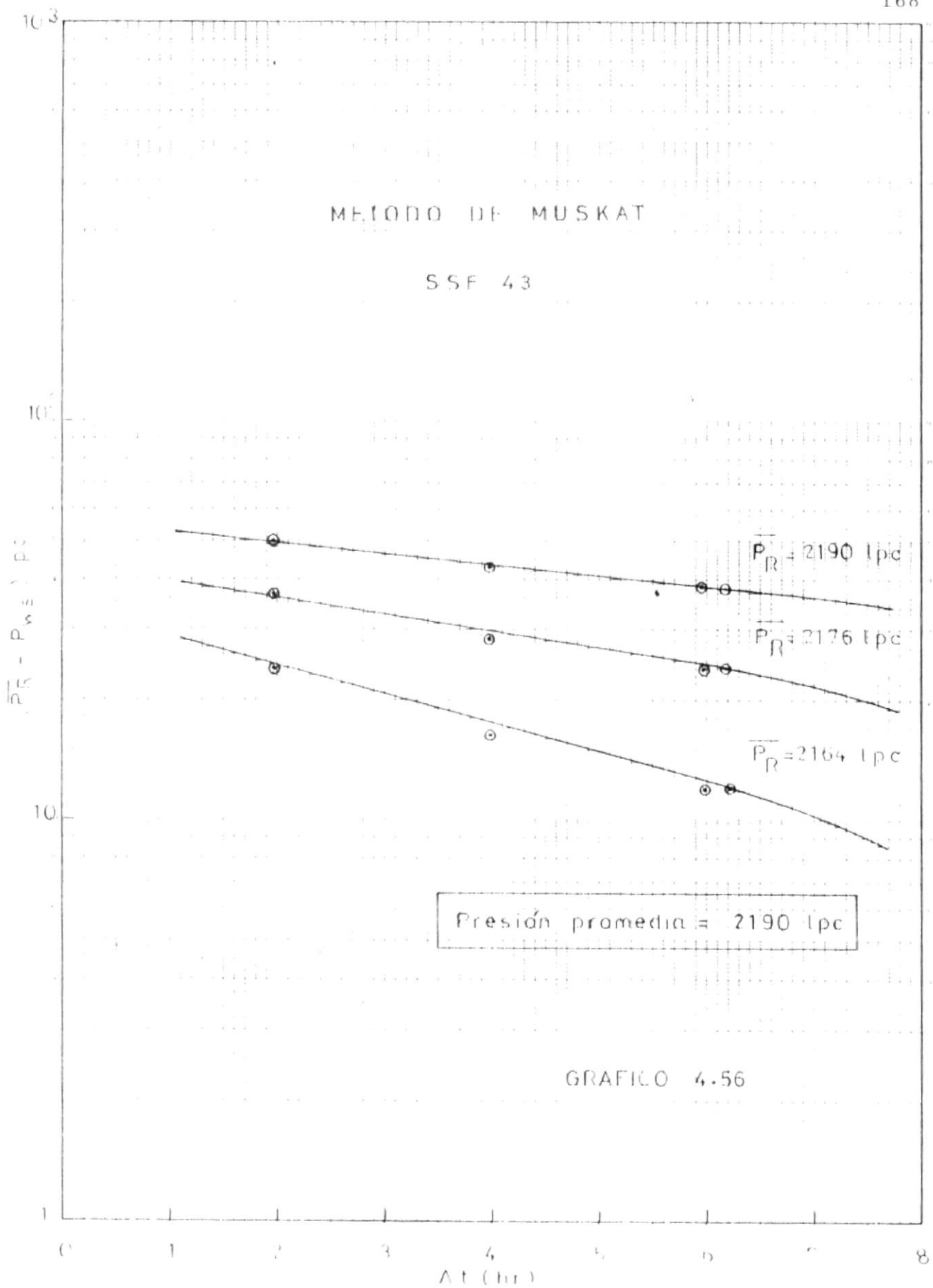


GRAFICO 4.56

4.5. CALCULO DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD Y EFICIENCIA  
DE FLUJO.

CAMPO                    SAH  
 FORMACION            NAPO  
 FECHA DE PERFORA    29-VI-80

N° POZO    SSP 01  
 ARENA      "

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{3990}{\text{-----}} \text{ BLPD}$$

$$p_{wf} = \frac{1753}{\text{-----}} \text{ Lpc}$$

$$\overrightarrow{P}_R = \frac{2171}{\text{-----}} \text{ Lpc}$$

$$S = \frac{7.29}{\text{-----}}$$

$$m = \frac{30}{\text{-----}} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{190}{\text{-----}} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\overrightarrow{P}_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{9.55}{\text{-----}} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\overrightarrow{P}_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{17.50}{\text{-----}} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \frac{0.55}{\text{-----}}$$



CAMPO	<u>SAH</u>	Nº POZO	<u>SSF 02</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	ÁRELA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>10-IV-80</u>		

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{1947}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$S = \frac{18.72}{\dots}$$

$$p_{wf} = \frac{2090}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$m = \frac{24}{\dots} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{p}_R = \frac{2700}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{391}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{p}_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{3.19}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{p}_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{8.89}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \frac{0.36}{\dots}$$

CAMPO                    SAH  
 FORMACION            NAPO  
 FECHA DE PROBEA      1-IX-80

H<sup>o</sup> PGLP      SSP 05  
 AREA            m<sup>2</sup>

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{2816}{\dots} \text{ BIPD}$$

$$S = 1.46$$

$$pwt = \frac{2313}{\dots} \text{ lpc}$$

$$m = 38 \text{ lpc/100}$$

$$P_R = \frac{2740}{\dots} \text{ lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.37 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{48}{\dots} \text{ lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{P_R \cdot pwt}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{6.59}{\dots} \text{ BIPD/lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{P_R \cdot pwt \cdot A_{\text{reserv}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{7.43}{\dots} \text{ BIPD/lpc}$$

$$E = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$E = \frac{0.89}{\dots}$$

CAMPO SAH  
 FORMACION NAPO  
 FECHA DE PRUEBA 5-IV-79

N° POZO SSP 07  
 ARENA "

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = 1698 \text{ BLPD}$$

$$S = 10.95$$

$$p_{wf} = 2993 \text{ Lpc}$$

$$m = 10 \text{ Lpc/ciclo}$$

$$r_R = 3162 \text{ Lpc}$$

$$\Delta p_{\text{daño}} = 0.37 \times S \times m$$

$$\Delta p_{\text{daño}} = 95 \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{P_R - P_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{10.05}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{P_R - P_{wf} - \Delta p_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{22.95}{\text{BLPD/Lpc}}$$

$$FL = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FL = 0.44$$

CAMPO = SAN CARLOS DE BARRIA  
 FORMACION = NAPCO  
 FECHA DE PRUEBA = 28-VIII-79  
 H = 15.0  
 SSM = 14  
 API = 5A  
 T = 7

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{3624}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$S = \frac{-2.27}{\dots}$$

$$pwf = \frac{1960}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$m = \frac{31}{\dots} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{r}_R = \frac{2150}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.37 \times 5 \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{-61}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{r}_R \cdot pwf}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{19.07}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{r}_R \cdot pwf \cdot \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{14.44}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \frac{1.32}{\dots}$$

CAMPO	<u>SAH</u>	N° POZO	<u>SSF 17</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	ARENA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>27-X-79</u>		

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \underline{1786} \text{ BLPD}$$

$$S = \underline{18.08}$$

$$p_{wf} = \underline{2264} \text{ Lpc}$$

$$m = \underline{5} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\bar{p}_R = \underline{2400} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \underline{79} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{\bar{p}_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \underline{13.13} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{\bar{p}_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \underline{31.33} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \underline{0.42}$$

CAMPO	SAH	N° POZO	SSP 21
FORMACION	NAPO	ARENA	"
FECHA DE PRUEBA	26-V-80		

## EFICIENCIA DE FLEJO

$q$	$\frac{975}{\dots}$ BLPD	$S$	$\frac{15.74}{\dots}$
$p_{wf}$	$\frac{2028}{\dots}$ lpc	$m$	$\frac{26}{\dots}$ lpc/ciclo
$r_R$	$\frac{2620}{\dots}$ lpc		

$$\Delta P_{dano} = 0.37 \times 5 \times m$$

$$\Delta P_{dano} = \frac{356}{\dots} \text{ lpc}$$

$$IP_{ideal} = \frac{q}{r_R \cdot p_{wf}} \quad IP_{ideal} = \frac{1.65}{\dots} \text{ BLPD/lpc}$$

$$IP_{real} = \frac{q}{r_R \cdot p_{wf} \cdot \Delta P_{dano}} \quad IP_{real} = \frac{4.13}{\dots} \text{ BLPD/lpc}$$

$$E = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}} \quad E = \frac{0.40}{\dots}$$

CAMPO SAH 7-2004 SSP 23  
 FORMAÇÃO NAPO Abita 20  
 FECHA DE PREPARA 10-VII-78

## EFICIENCIA DE FILTRO

$$q = \frac{1116}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$S = \frac{54}{\dots}$$

$$pwf = \frac{1595}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$m = \frac{20}{\dots} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$r_R = \frac{2730}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{dano}} = 0,87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{dano}} = \frac{940}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{P_R - PWT}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{0,98}{\dots} \text{ BLPD/cpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{P_R - PWT - \Delta P_{\text{dano}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{5,72}{\dots} \text{ BLPD/cpc}$$

$$FF = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FF = \frac{0,17}{\dots}$$

CAMPO	SAH	N° POZO	SSP 27
FORMACION	NAPO	ARINA	T
FECHA DE PRUEBA	I-V-80		

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{3602}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$S = \frac{22}{\dots}$$

$$p_{wf} = \frac{2402}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$m = \frac{12}{\dots} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\vec{r}_R = \frac{2780}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{230}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{P_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{9.53}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{P_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{24.34}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \frac{0.39}{\dots}$$



CÁMPO ..... SAI  
 FORMACION ..... NAPO  
 FECHA DE PRUEBA ..... 8-V-80

N° POZO ..... SSP 28  
 AREA ..... m<sup>2</sup>

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \underline{3420} \text{ BLPD}$$

$$S = \underline{26.40}$$

$$p_{wf} = \underline{1531} \text{ Lpc}$$

$$m = \underline{40} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$\overrightarrow{i}_R = \underline{2850} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \underline{919} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{P_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \underline{2.59} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{P_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \underline{8.55} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \underline{0.30}$$

CAMPO	SAH	N° POZO	SSF 29
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	10-VIII-8		

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \underline{4184} \quad \text{BLPD}$$

$$S = \underline{25}$$

$$p_{wf} = \underline{1655} \quad \text{Lpc}$$

$$m = \underline{15} \quad \text{Lpc/ciclo}$$

$$\bar{r}_R = \underline{2140} \quad \text{Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \underline{326} \quad \text{Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{p_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \underline{8.63} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{p_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \underline{26.31} \quad \text{BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \underline{0.33}$$

CAMPO	<u>SPH</u>	N° POZO	<u>SSF 35</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	ARENA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>25-VIII-79</u>		

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{1544}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$S = \frac{9.44}{\dots}$$

$$p_{wf} = \frac{2088}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$m = \frac{38}{\dots} \text{ Lpc/ciclo}$$

$$p_R = \frac{2669}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.87 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{312}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{p_R - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{2.66}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{p_R - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{5.74}{\dots} \text{ BLPD/Lpc}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \frac{0.46}{\dots}$$

CAMPO	SAH	N. POZO	SSP 39
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	21-VIII-78		

EFICIENCIA DE FLUJO

$q = \frac{3726}{\dots}$  BLPD

$S = \frac{39.91}{\dots}$

$p_{wf} = \frac{1910}{\dots}$  lpc

$m = \frac{25}{\dots}$  lpc / c. l.

$\vec{p}_R = \frac{3060}{\dots}$  lpc

$\Delta P_{daño} = 0.37 \times \dots \times m$

$\Delta P_{daño} = \frac{868}{\dots}$  lpc

$IP_{ideal} = \frac{q}{\vec{p}_R - p_{wf}}$

$IP_{ideal} = \frac{3.24}{\dots}$  BLPD/lpc

$IP_{real} = \frac{q}{\vec{p}_R - p_{wf} - \Delta P_{daño}}$

$IP_{real} = \frac{13.21}{\dots}$  lpc / lpc

$FI = \frac{IP_{ideal}}{IP_{real}}$

$FI = \frac{0.25}{\dots}$

CAMPO	SAH	W POZO	SSF 43
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	27-XI-79		

## EFICIENCIA DE FLUJO

$$q = \frac{3734}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$S = \frac{10.83}{\dots}$$

$$p_{wf} = \frac{1808}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$m = \frac{21}{\dots} \text{ Lpc/seg}$$

$$i_R = \frac{2190}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = 0.37 \times S \times m$$

$$\Delta P_{\text{daño}} = \frac{198}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{q}{p_p - p_{wf}}$$

$$IP_{\text{ideal}} = \frac{9.77}{\dots} \text{ m}^3/\text{d}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{q}{p_p - p_{wf} - \Delta P_{\text{daño}}}$$

$$IP_{\text{real}} = \frac{20.29}{\dots} \text{ m}^3/\text{d}$$

$$FE = \frac{IP_{\text{ideal}}}{IP_{\text{real}}}$$

$$FE = \frac{0.48}{\dots}$$

#### 4.6. CONSTRUCCION DE CURVAS LER

CAMPO	SAH	Nº POCO	SSP 01
FORMACION	NAPO	APIEIA	T
FECHA DE PRUEBA	29-VI-80		

RELACION DE CONDUCTIVIDAD DE ESPESOR

$$q = 3990 \text{ --- BLD}$$

$$\dot{P}_R = 2171 \text{ --- Lpc}$$

$$Pwf = 1753 \text{ --- Lpc}$$

$$FE = 0.55$$

$$q = c \left[ \dot{P}_R^2 - Pwf^2 \right]^n$$

$$n = 1.0763 \text{ --- (Del Grafico 4.57 )}$$

$$c = 8.2 \times 10^{-4}$$

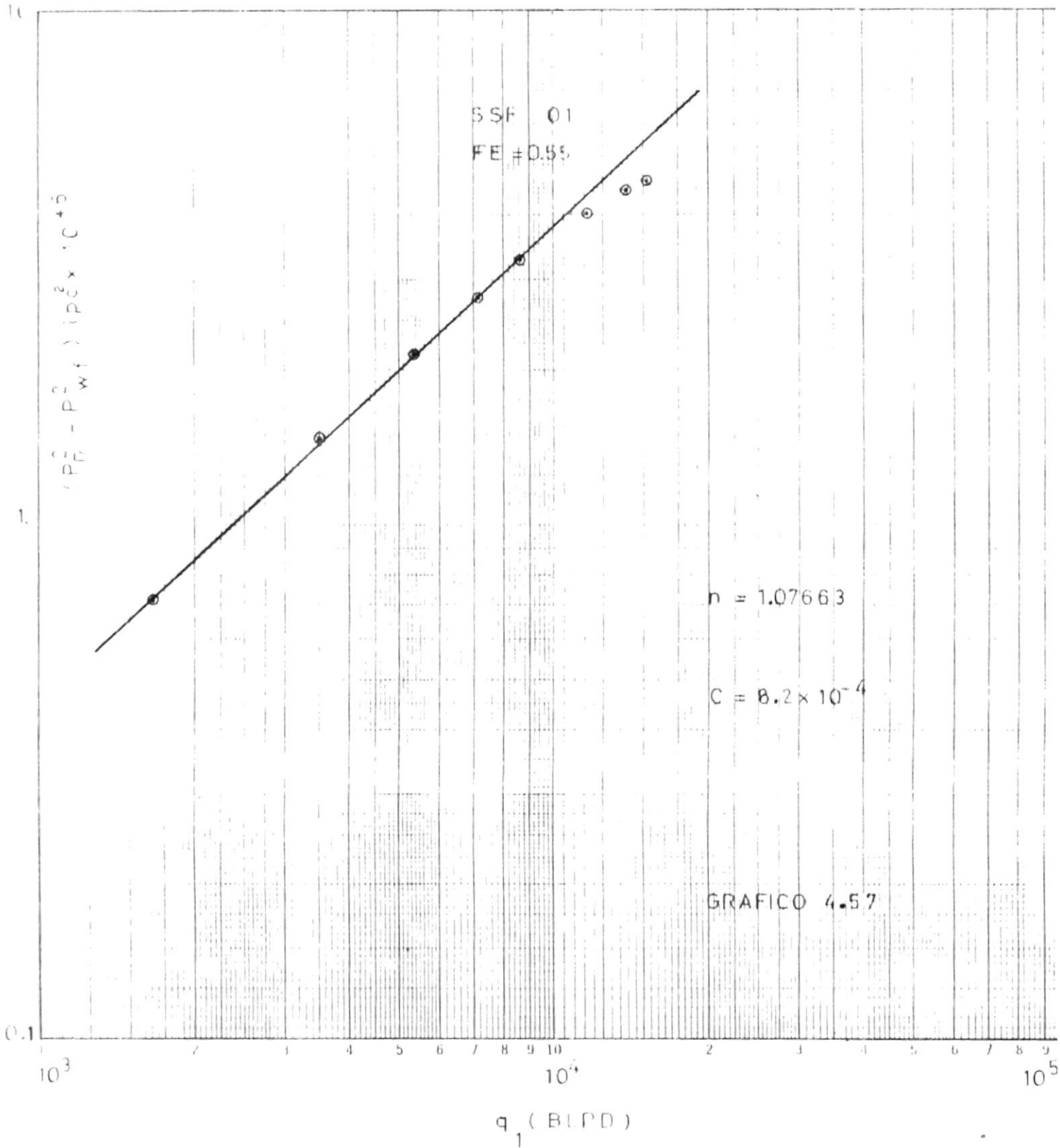
$$AOFP = c \left[ \dot{P}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFP = 12483 \text{ --- BLD (En Grafico 4.58 )}$$

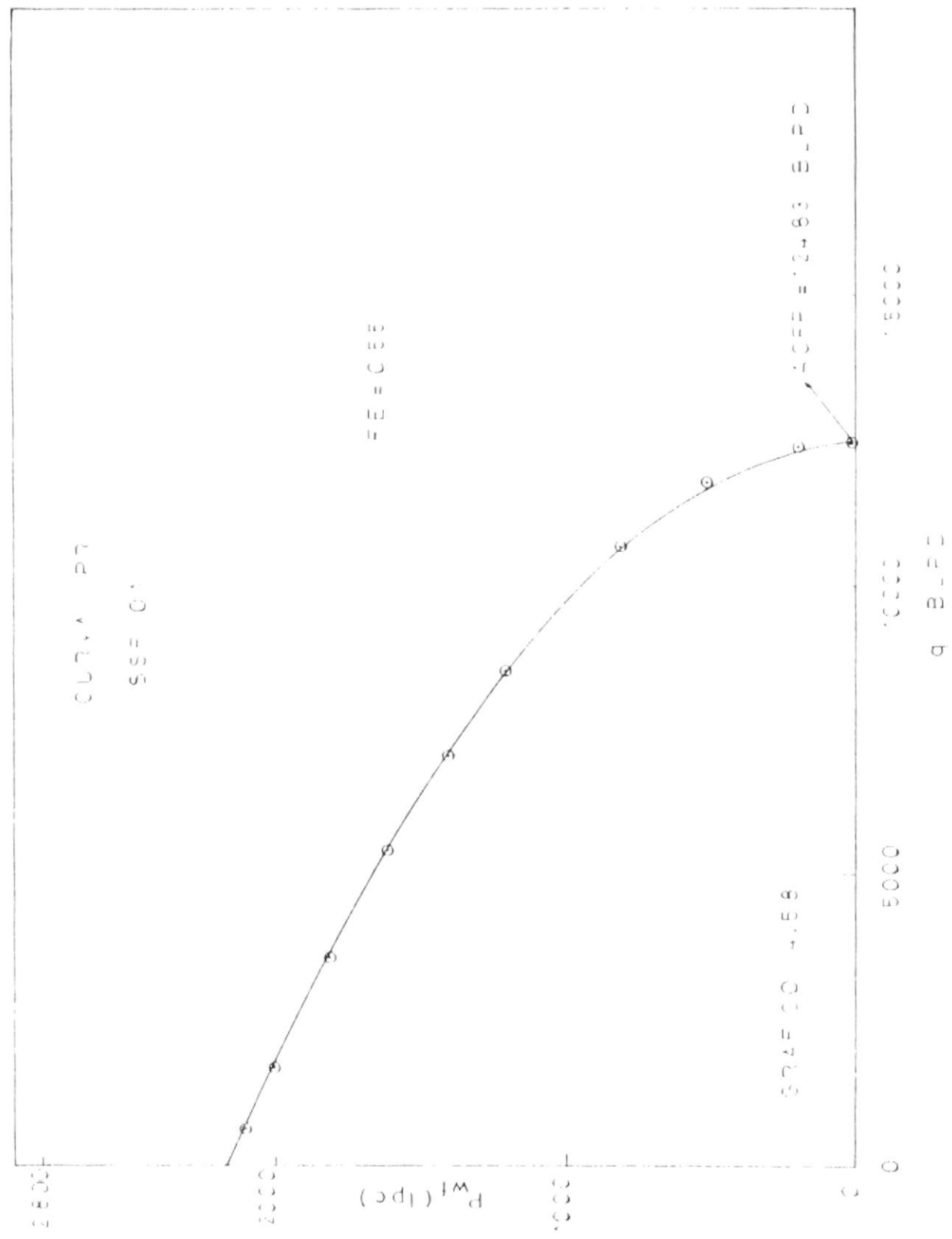
## VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPP

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	Q <sub>i</sub> ELPD	$\frac{P_R^2 - P_{wf}^2}{L_e^2 \times 10} + 6$	Q ELPD
2100	2132	705	0.3032	651
2000	2077	1680	0.7132	1635
1800	1967	3560	1.4732	3570
1600	1857	5349	2.1532	5372
1400	1747	7051	2.7532	6999
1200	1637	8661	3.2732	8431
800	1417	11610	4.0732	10668
500	1252	13584	4.4632	11771
200	1087	15356	4.6732	12369





4



CANPO	SAH	Nº POZO	SSF 02
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	10-IV-80		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO

$$q = \frac{1947}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$\bar{P}_R = \frac{2700}{\dots} \text{ lpc}$$

$$P_{wf} = \frac{2090}{\dots} \text{ lpc}$$

$$FE = \dots 0.36$$

$$q = c \left[ \bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1.1348}{\dots} \text{ (Del Gráfico 4.59 )}$$

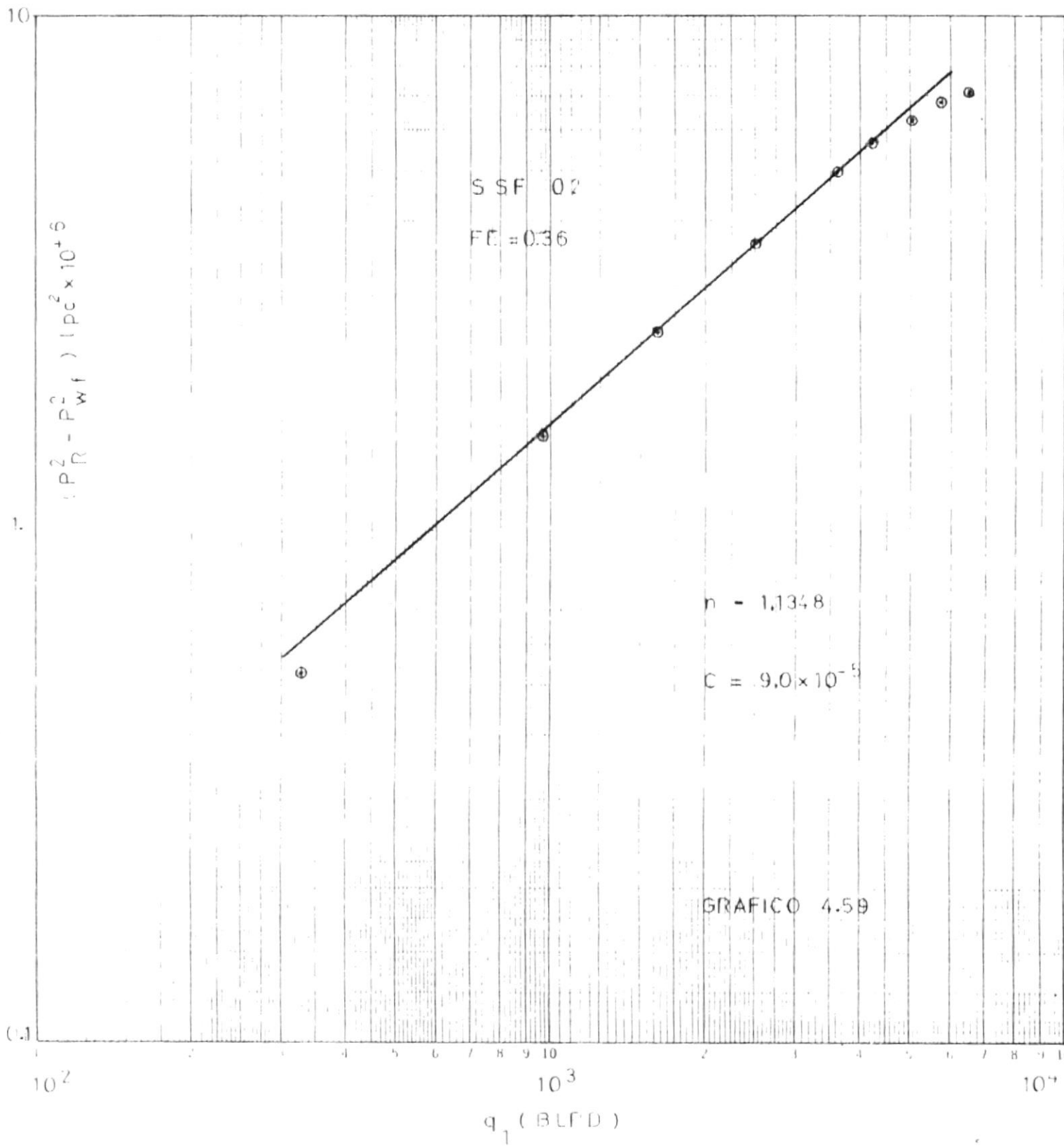
$$c = \frac{0.00009}{\dots}$$

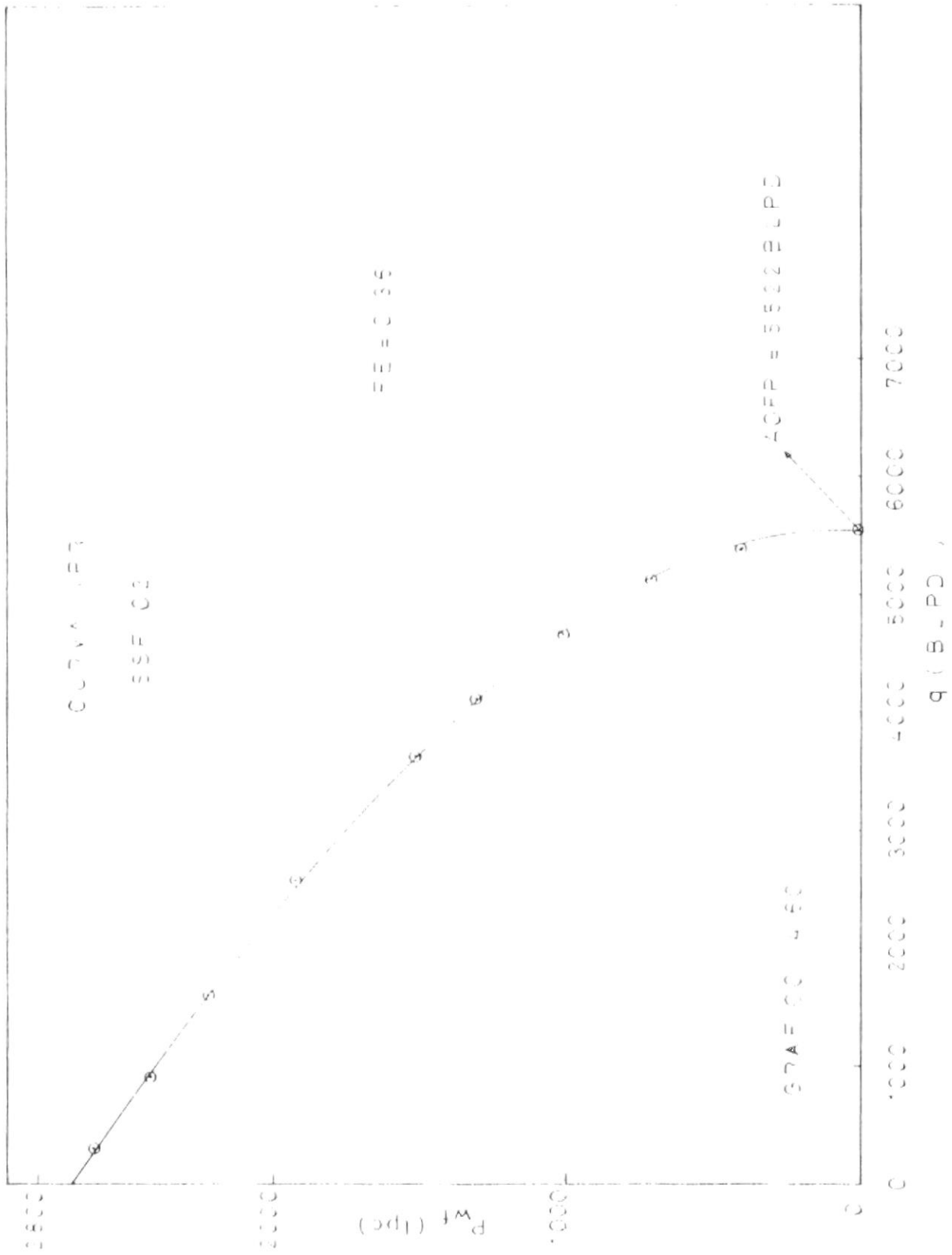
$$AOFP = c \left[ \bar{P}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFP = \frac{55.22}{\dots} \text{ BLPD (En Gráfico 4.60 )}$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q <sub>1</sub> BLPD	$(P_R^2 - P_{wf}^2) \times 10^6$ Lpc <sup>2</sup>	q BLPD
2600	2664	329	0.5300	282
2400	2592	973	1.5300	939
2200	2520	1603	2.4500	1602
1900	2412	2518	3.6500	2542
1500	2268	3683	5.0400	3632
1300	2196	4242	5.6000	4093
1000	2088	5052	6.2900	4670
700	1980	5826	6.8000	5102
400	1872	6564	7.1300	5384





CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 05
FORMACION	NAPO	ARENA	"
FECHA DE PRUEBA	1-IX-80		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO

$$q = \frac{2816}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$\bar{p}_R = \frac{2740}{\dots} \text{ lpc}$$

$$P_{wf} = \frac{2313}{\dots} \text{ lpc}$$

$$FE = 0,89$$

$$q = c \left[ \bar{p}_R^2 - P_{wf}^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1,1083}{\dots} \text{ (Del Gráfico 4.61 )}$$

$$c = \frac{0,0003}{\dots}$$

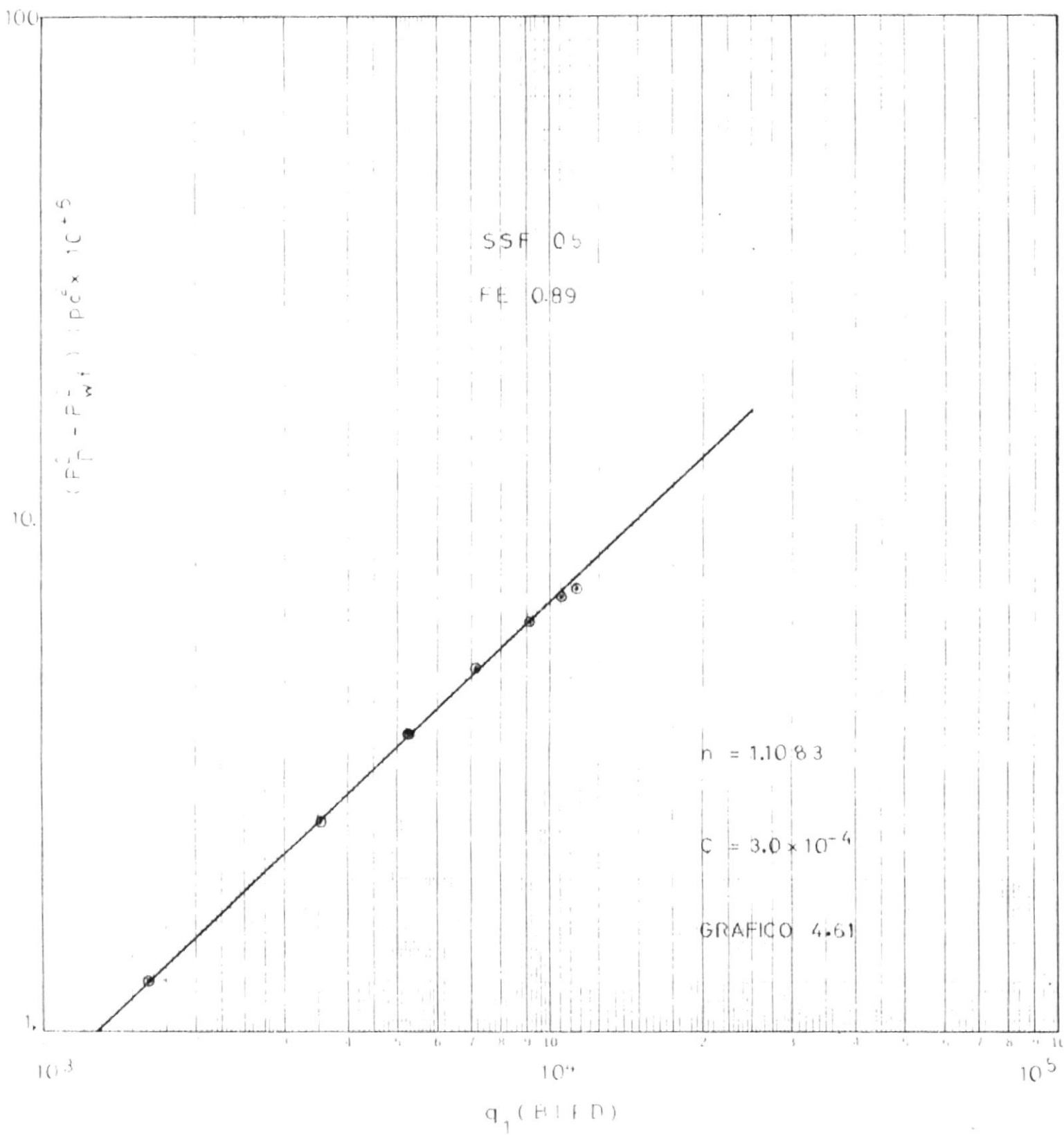
$$AOFP = c \left[ \bar{p}_R^2 - 0 \right]^n$$

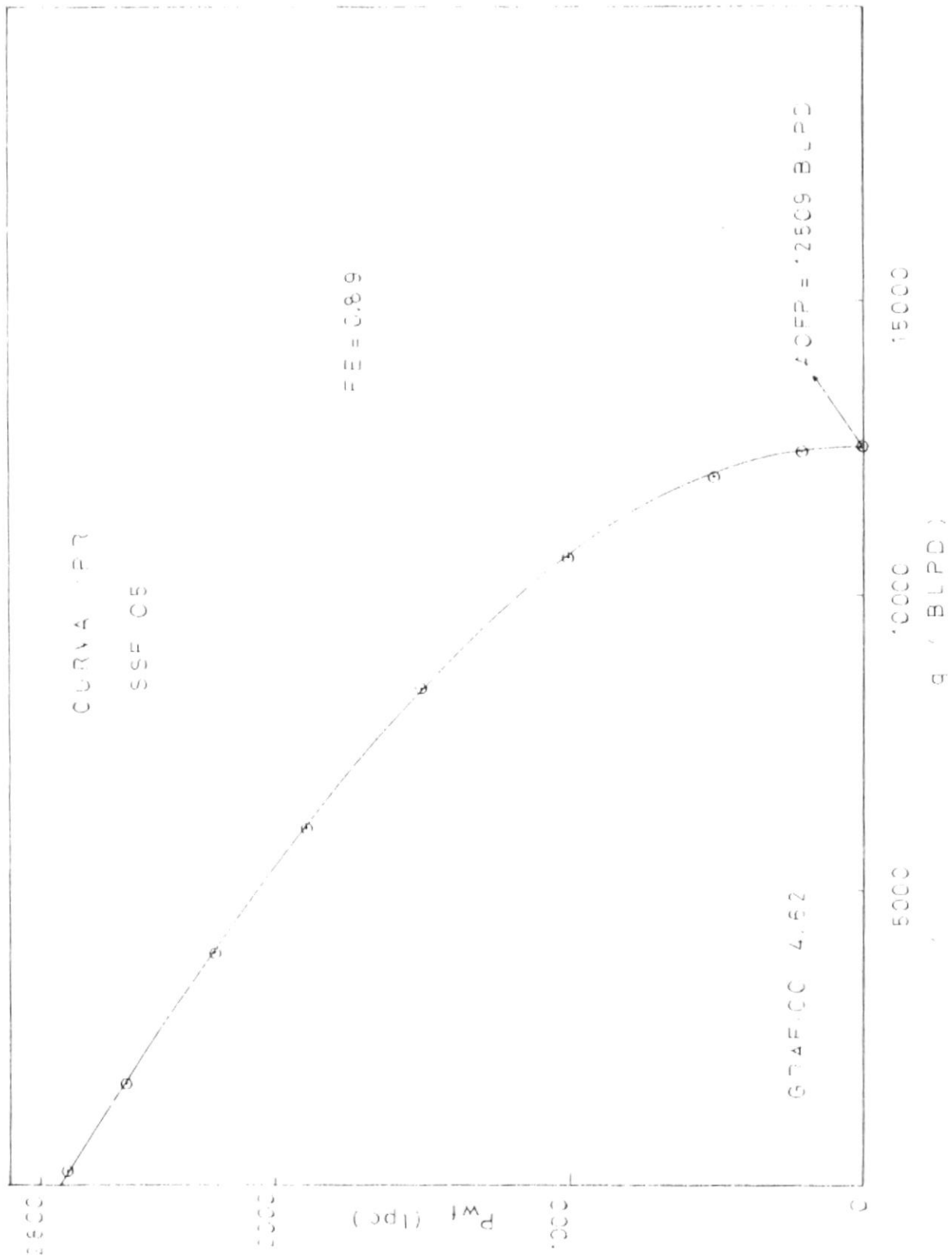
$$AOFP = \frac{12\ 509}{\dots} \text{ BLPD (En Gráfico 4.62 )}$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q <sub>i</sub> ELFD	$P_R^2 - P_{wf}^2$ Lpc <sup>2</sup> x 10 <sup>+6</sup>	q ELFD
2700	2704	283	0.2200	250
2500	2526	1632	1.2600	1730
2200	2259	3503	2.6700	3978
1900	1991	5192	3.9000	6053
1500	1636	7159	5.2600	8433
1000	1191	9161	6.5100	10681
500	746	10656	7.2600	12053
200	479	11310	7.4700	12440







CANTO	SAH	Nº POZO	SSF 07
FORMACION	NAPO	AREIA	m
FECHA DE PRUEBA	5-IV-79		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DEL FLUJO

$$q = 1698 \text{ --- BLPD}$$

$$\bar{P}_R = 3162 \text{ --- lpc}$$

$$Pwf = 2993 \text{ --- lpc}$$

$$FE = 0.44$$

$$q = e \left[ \bar{P}_R^2 - Pwf^2 \right]^n$$

$$n = 1.1402 \text{ --- (Del Gráfico 4.63 )}$$

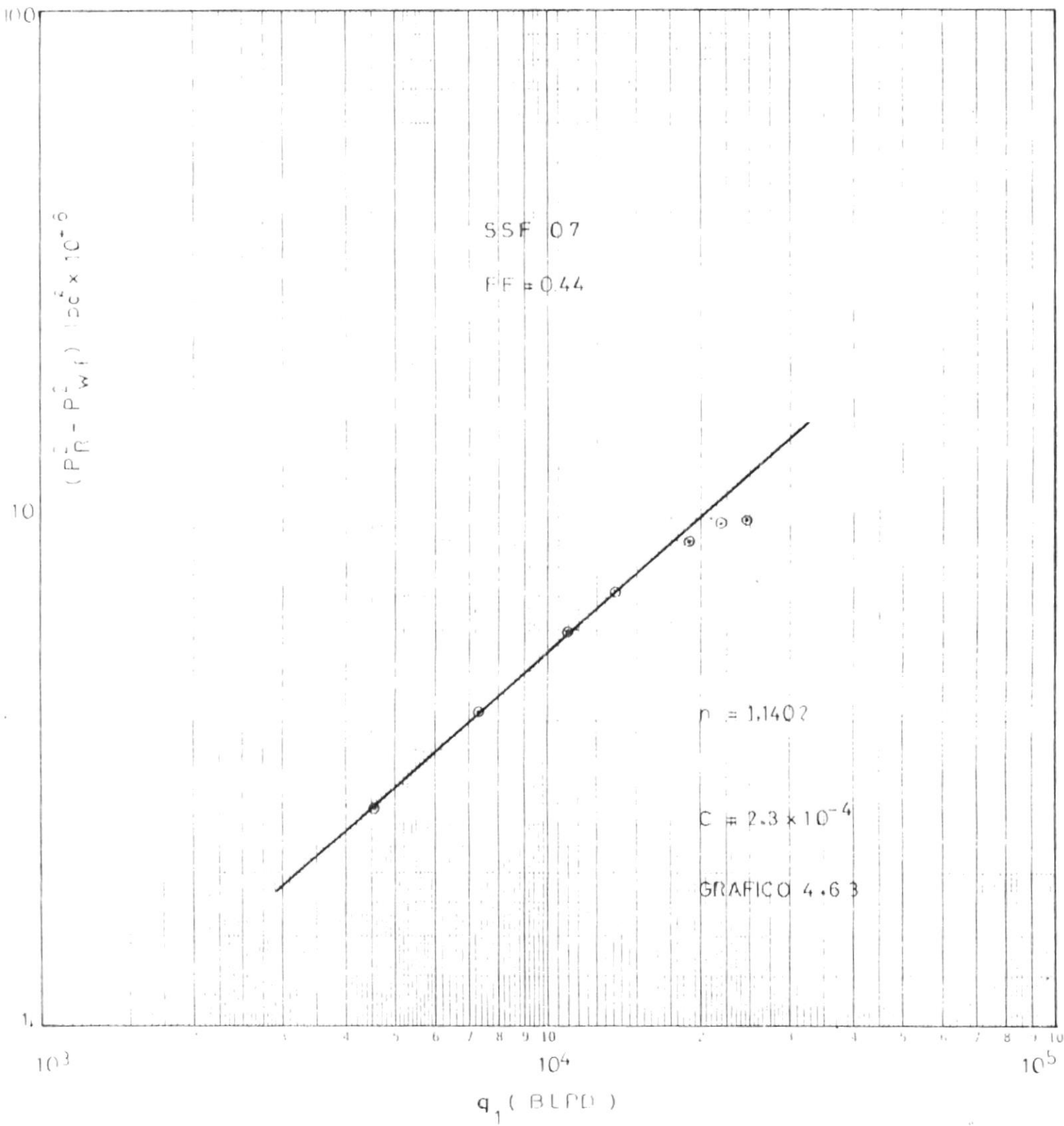
$$e = 0.00023 \text{ ---}$$

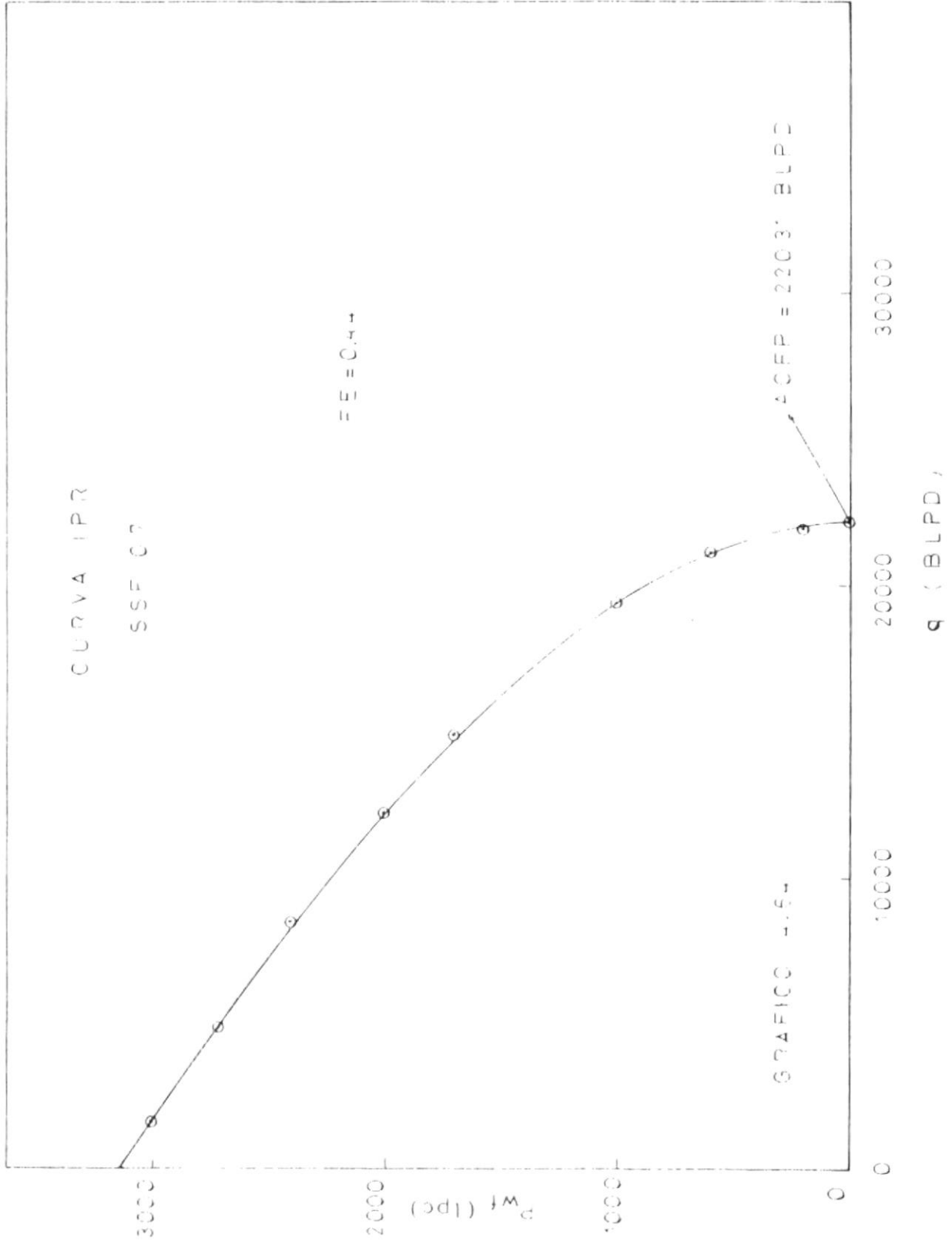
$$AOFP = e \left[ \bar{P}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFP = 22031 \text{ --- BLPD (En Gráfico 4.64 )}$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf	Pwf'	Q <sub>i</sub>	$\frac{P_R^2 - P_{wf}^2}{100^2 \times 10^{-4}}$	Q
100	100	8111		8111
300	3091	1629	0.9982	1592
270	2959	4569	2.7082	4669
240	2827	7399	4.2382	5280
200	2651	10994	5.9982	12304
170	2519	13559	7.1082	14932
100	2211	19097	8.9982	19537
600	2035	21894	9.6382	21931
200	1859	24672	9.9982	21931





CAMPO	SAN	Nº POZO	SSF 14
FORMACION	NAPO	ARENA	"
FECHA DE PRUEBA	28-VIII-79		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DEL FLEJEO

$$q = \frac{3624}{\text{-----}} \text{ BLPD}$$

$$\bar{p}_R = \frac{2150}{\text{-----}} \text{ Ipc}$$

$$Pwf = \frac{1960}{\text{-----}} \text{ Ipc}$$

$$FE = \frac{1.32}{\text{-----}}$$

$$q = c \left[ \bar{p}_R^2 - Pwf^2 \right]^n$$

$$n = \frac{0.9508}{\text{-----}} \text{ (Del Gráfico 4.65 )}$$

$$c = \frac{0.00905}{\text{-----}}$$

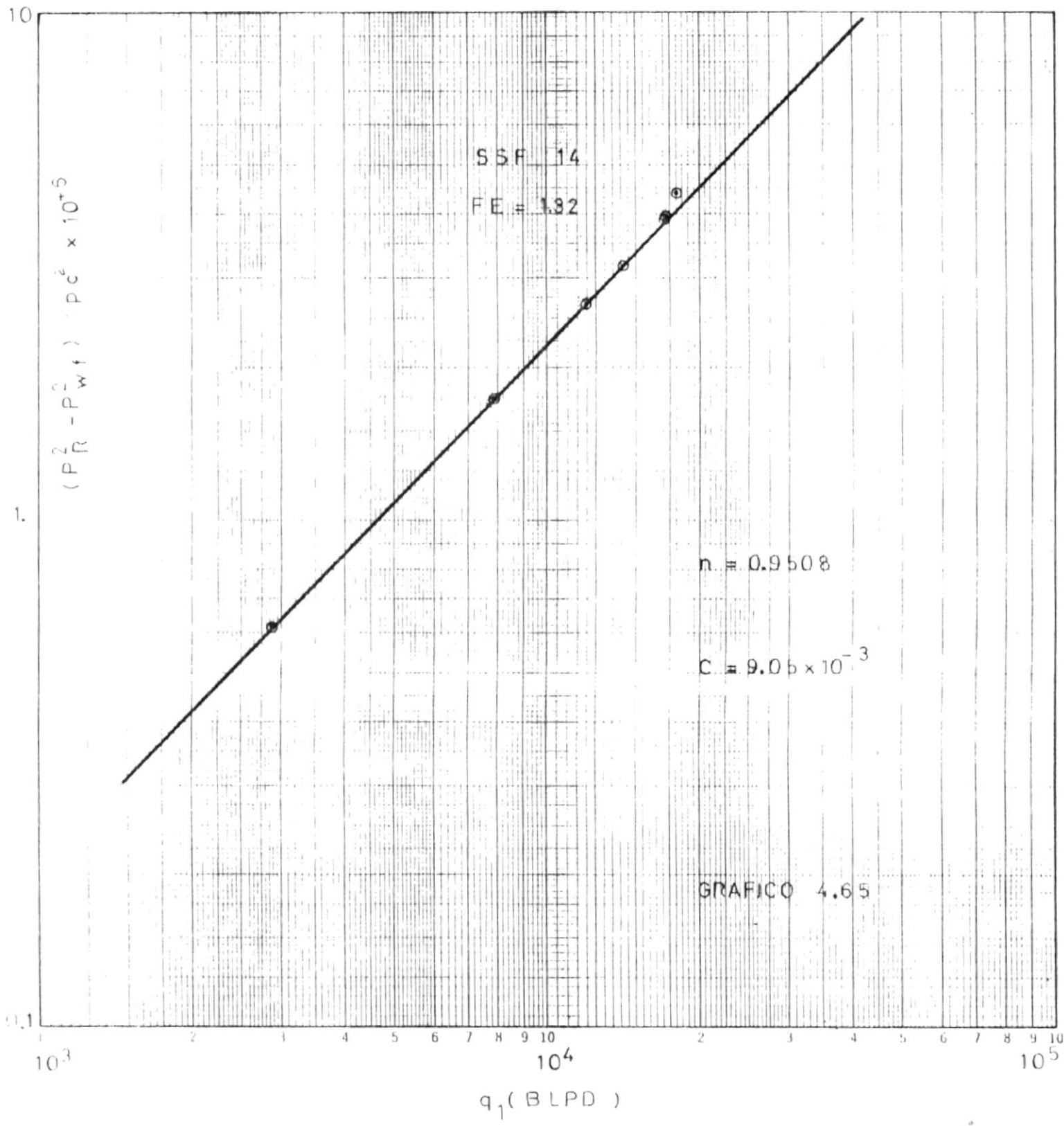
$$AOF = c \left[ \bar{p}_R^2 - 0 \right]^n$$

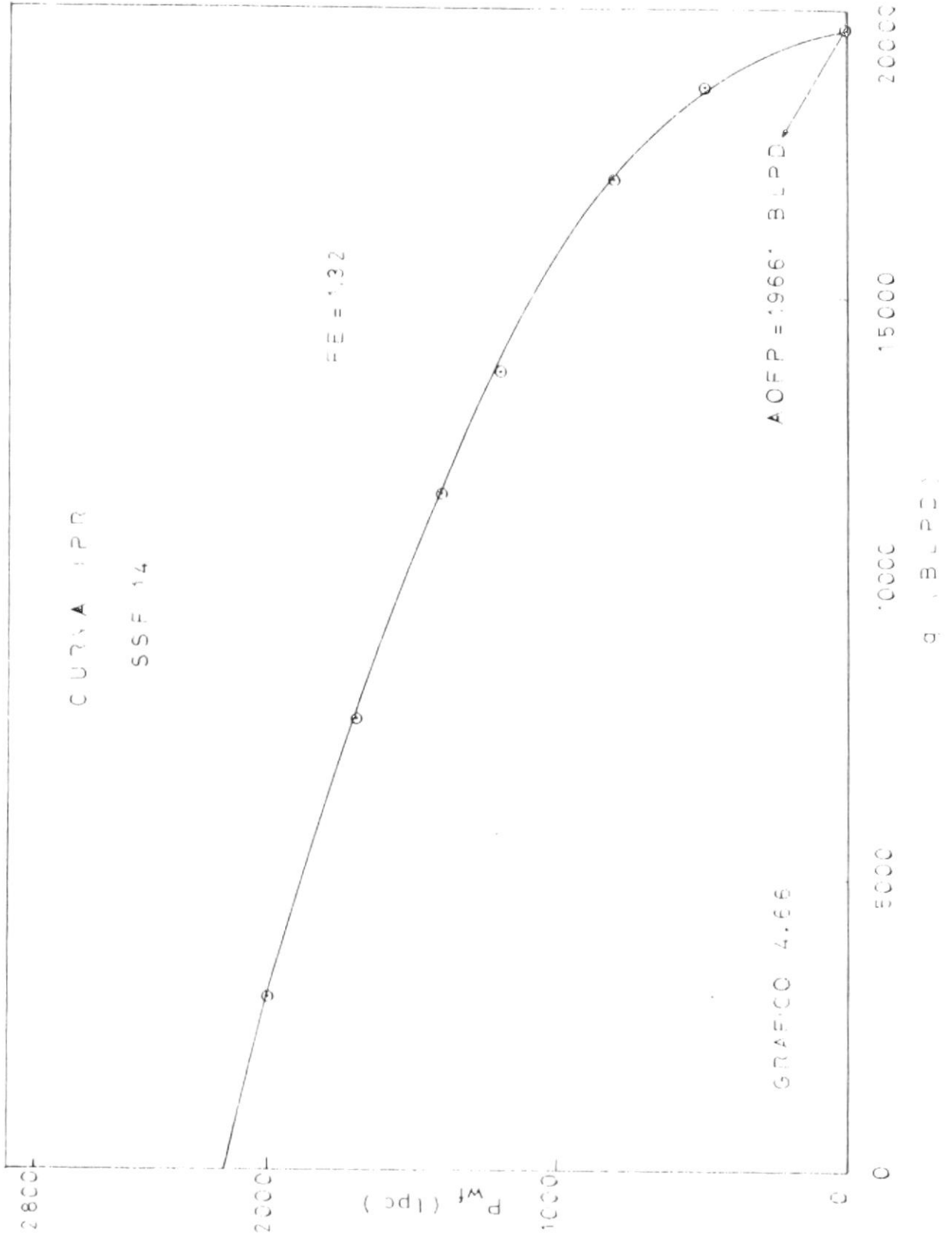
$$AOF = \frac{19661}{\text{-----}} \text{ BLPD (En Gráfico 4.66 )}$$

## VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q <sub>1</sub> BLPD	$\left( \frac{P_R^2 - P_{wf}^2}{Lpc^2} \right) 10^{+6}$	q BLPD
2000	1952	2893	0.6225	2922
1700	1556	7938	1.7325	7734
1400	1160	11993	2.6625	11636
1200	896	14151	3.1825	13787
800	368	17145	3.9825	17064
500	28	18144	4.3725	18649







CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 17
FORMACION	NAPO	AREJA	T
FECHA DE PRUEBA	27-X-79		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO

$$q = 1786 \quad \text{BLPD}$$

$$\bar{P}_R = 2400 \quad \text{Ipc}$$

$$P_{wf} = 2264 \quad \text{Ipc}$$

$$FE = 0,47$$

$$q = c \left[ \bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right]^{1/2}$$

$$n = 1,1372 \quad \text{(De la ecuación 4.67)}$$

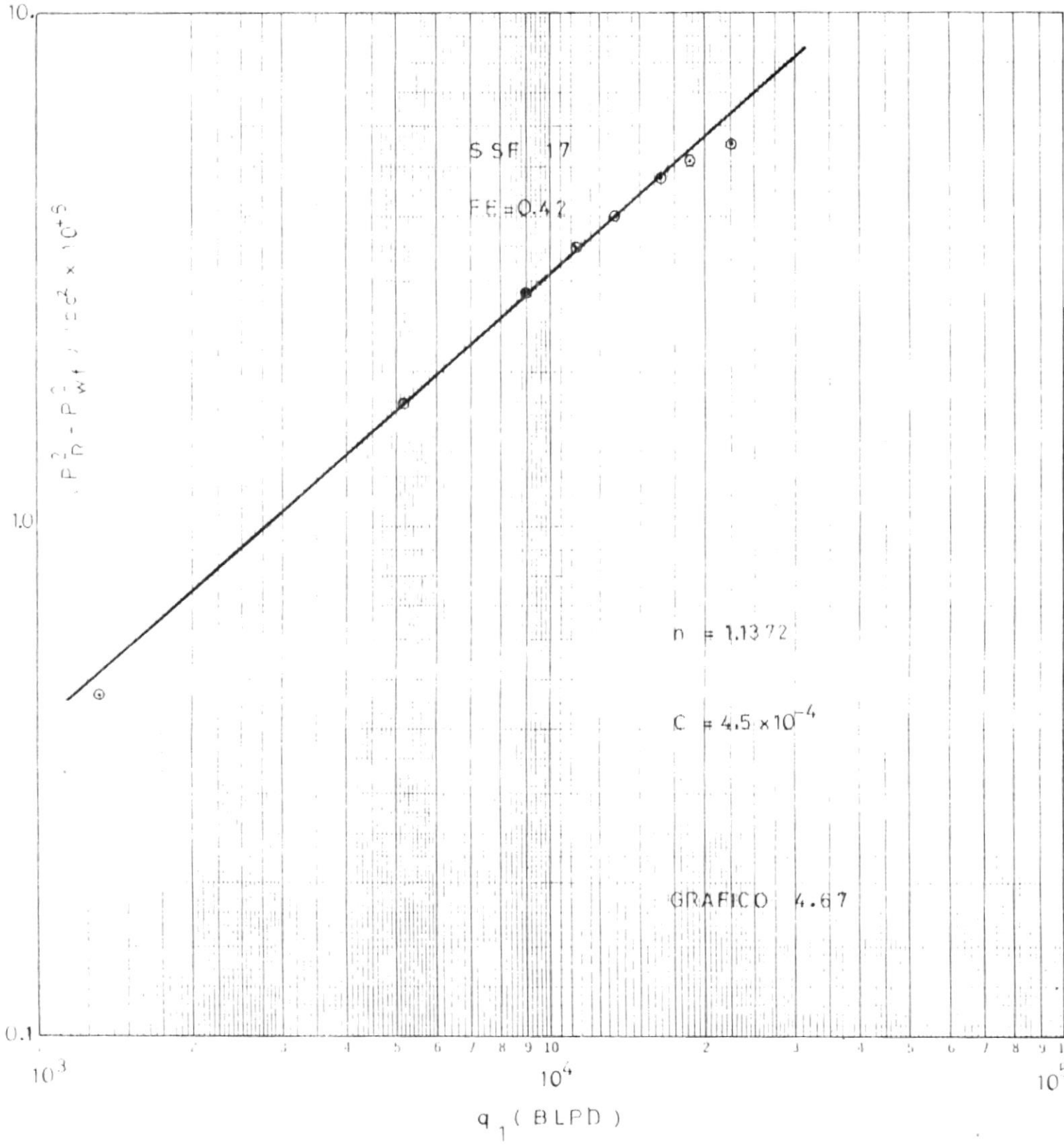
$$c = 0,00045$$

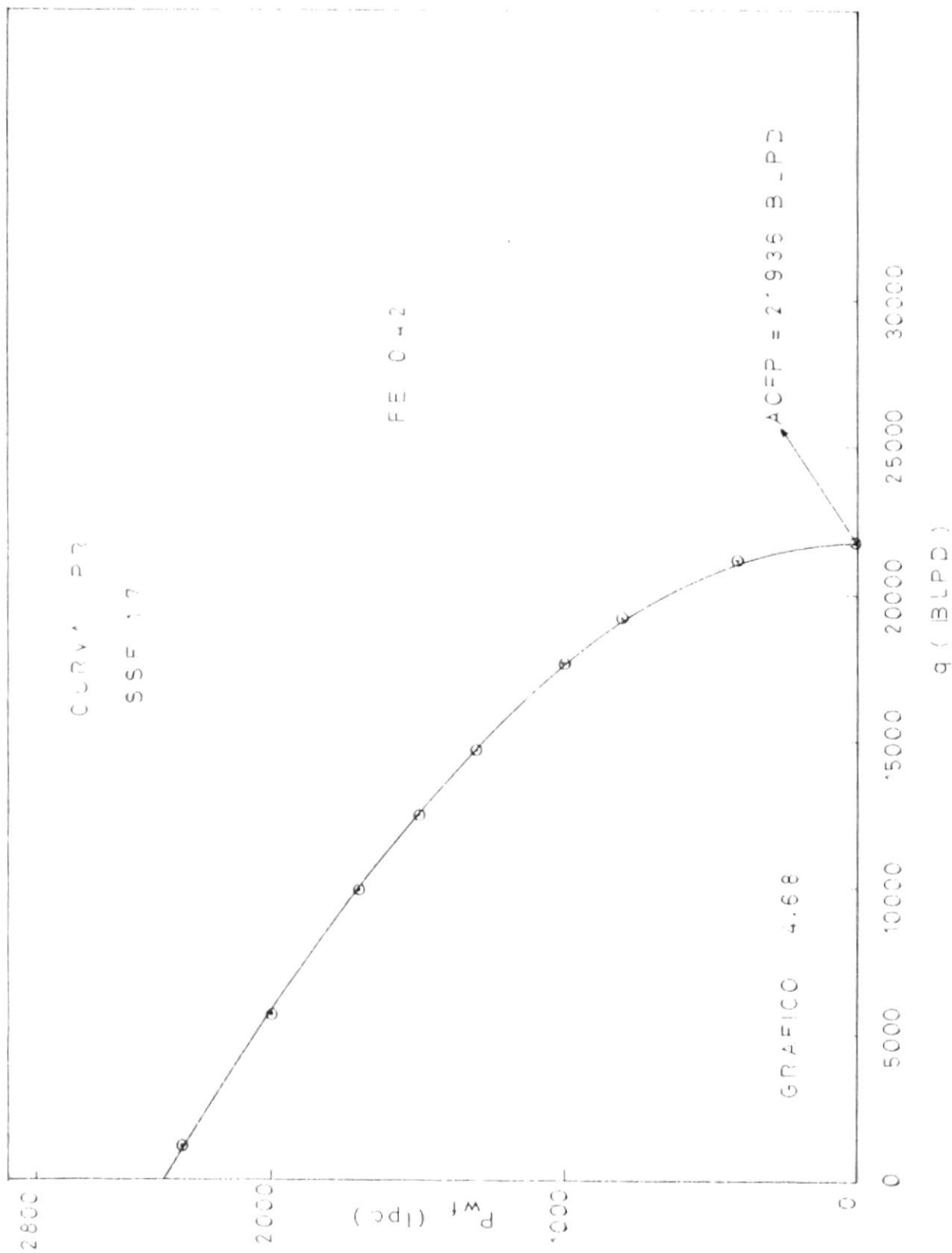
$$AOFT = c \left[ \bar{P}_R^2 - 0 \right]^{1/2}$$

$$AOFT = 21936 \quad \text{BLPD} \quad \text{(De la ecuación 4.68)}$$

## VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

$P_{wf}$ LPS	$P_{wf}'$ LPS	$q_1$ ELPD	$P_R^2 - P_{wf}^2$ $LPS^2 \times 10^4$	$q$ ELPD
2300	2358	1325	0.4700	1269
2000	2232	5168	1.7600	5697
1700	2106	8624	2.8700	9934
1500	2022	11156	3.5100	12469
1300	1938	13408	4.0700	14779
1000	1812	16633	4.7600	17660
800	1728	18677	5.1200	19186
400	1560	22515	5.6000	21245





CAMPO	SAH	Nº 1000	SSF 21
FORMACION	NAPO	ARENA	T
FECHA DE PRUEBA	26-V-80		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DE HUEJUNO

$$q = \frac{975}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$\dot{p}_R = 2620 \dots 140$$

$$P_{mf} = 2028 \dots 140$$

$$PI = 0.40$$

$$q = c \left[ \dot{p}_R^2 - P_{mf}^2 \right]^{1/2}$$

$$n = 1.2541 \dots (\text{En el Gráfico 4.69})$$

$$c = 8.2 \times 10^{-6}$$

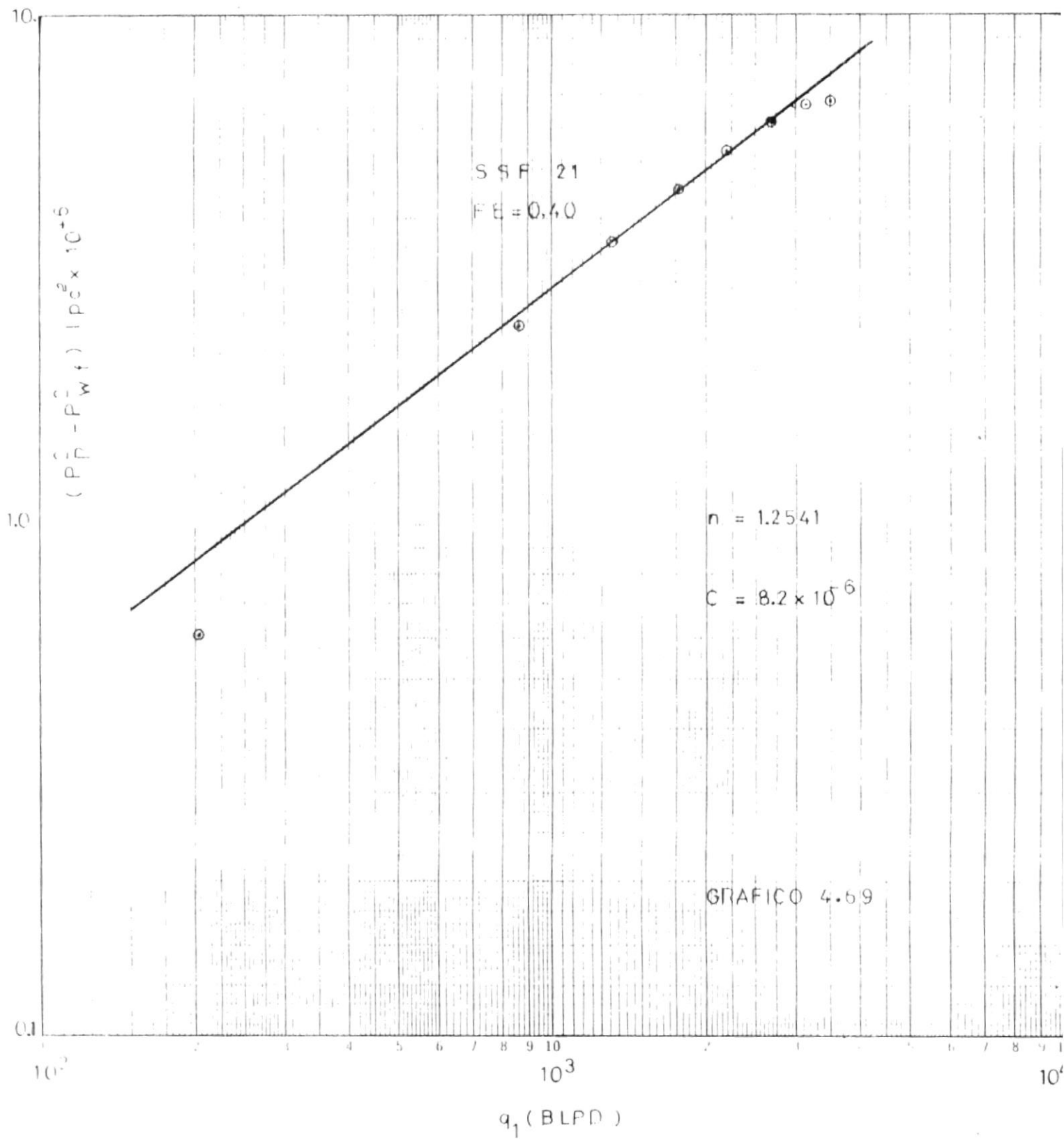
$$AOPF = c \left[ \dot{p}_R^2 - 0 \right]^{1/2}$$

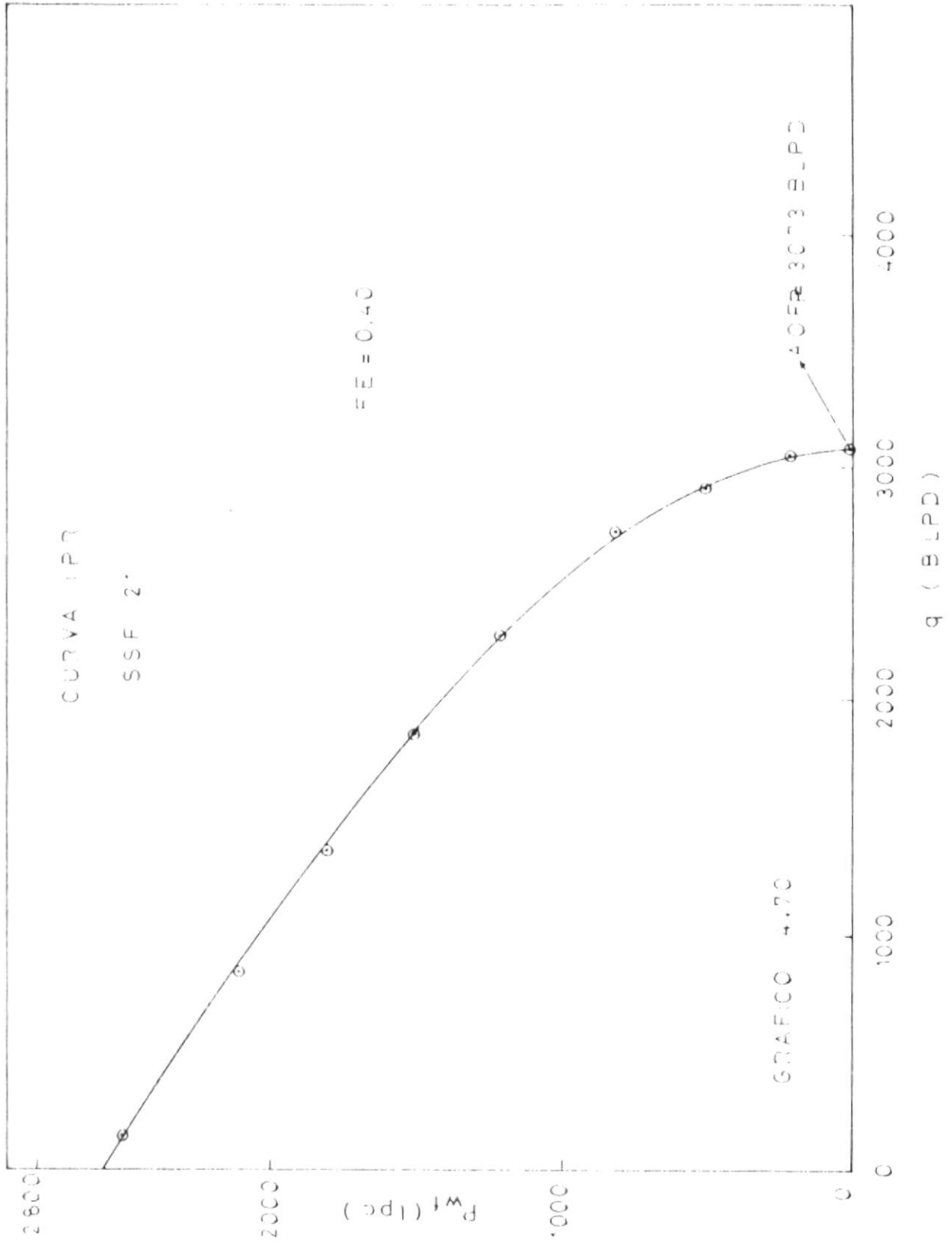
$$AOPF = \dots 3073 \dots \text{BLPD} (\text{En Gráfico 4.70})$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf	Pwf'	q <sub>i</sub>	$P_R^2 - P_{wf}^2$ LPS <sup>2</sup> X 10 <sup>-46</sup>	q
LPC	LPC	LPC		LPC
2500	2572	204	0.6144	149
2100	2412	861	2.4544	546
1800	2292	1328	3.6244	1380
1500	2172	1775	4.6144	1868
1200	2052	2202	5.4244	2288
800	1692	2736	6.2244	2718
500	1772	3114	6.6144	2934
200	1652	3469	6.8244	3051







CAMPO                    SAH                    N° POZO            SSF 23

FORMACION            NAPO                    AREA                T

FECHA DE PRUEBA      10-VII-78

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DEL FLUJO

$$q = \frac{1116}{\dots} \dots \text{BLPD}$$

$$\bar{P}_R = \frac{2730}{\dots} \dots \text{Ipc}$$

$$Pwf = \frac{1595}{\dots} \dots \text{Ipc}$$

$$FE = \frac{0.17}{\dots}$$

$$q = e \left[ \bar{P}_R^2 - Pwf^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1.2165}{\dots} \dots \text{(Del Gráfico 4.71)}$$

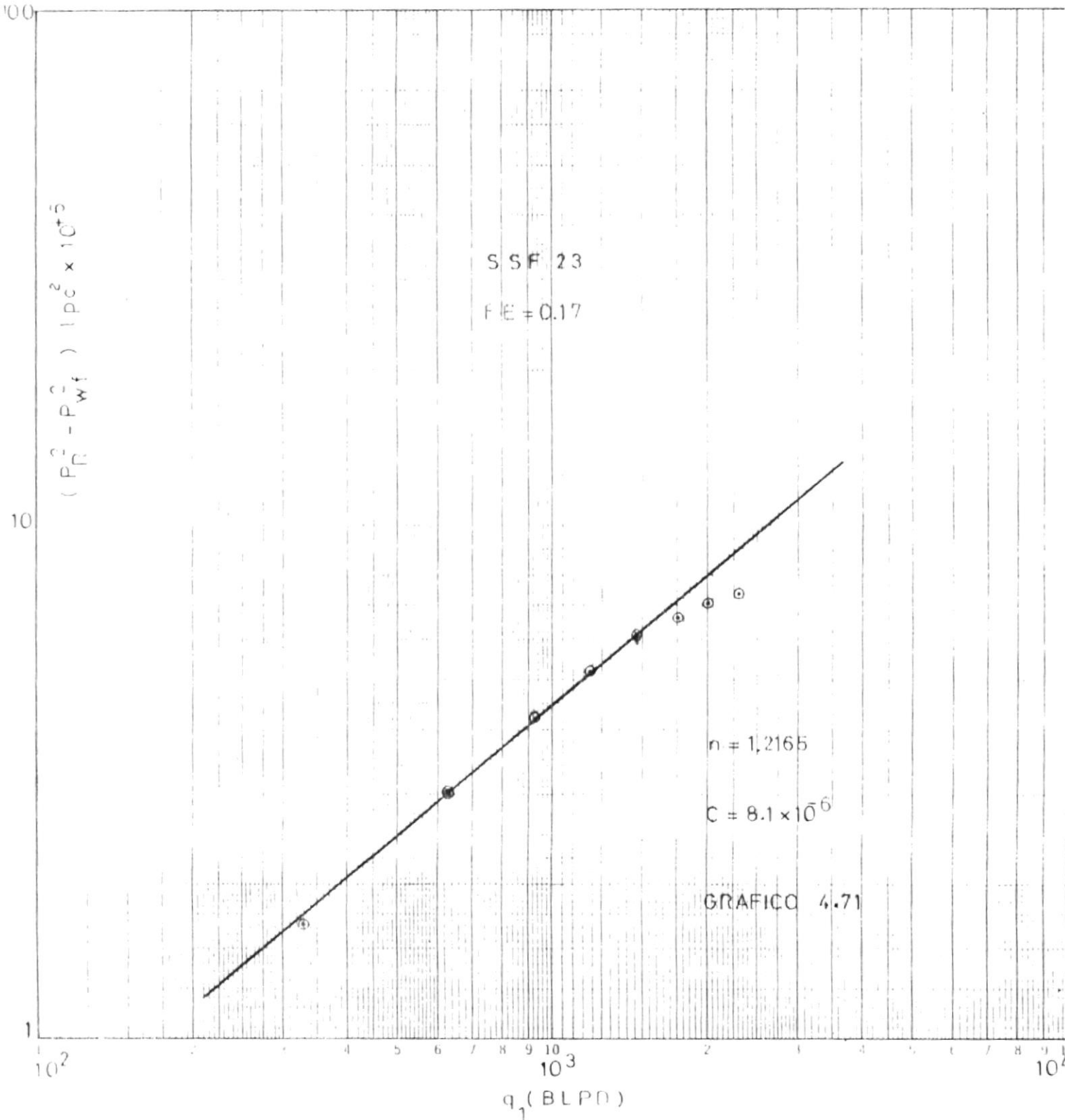
$$e = \frac{8.1 \times 10^{-6}}{\dots}$$

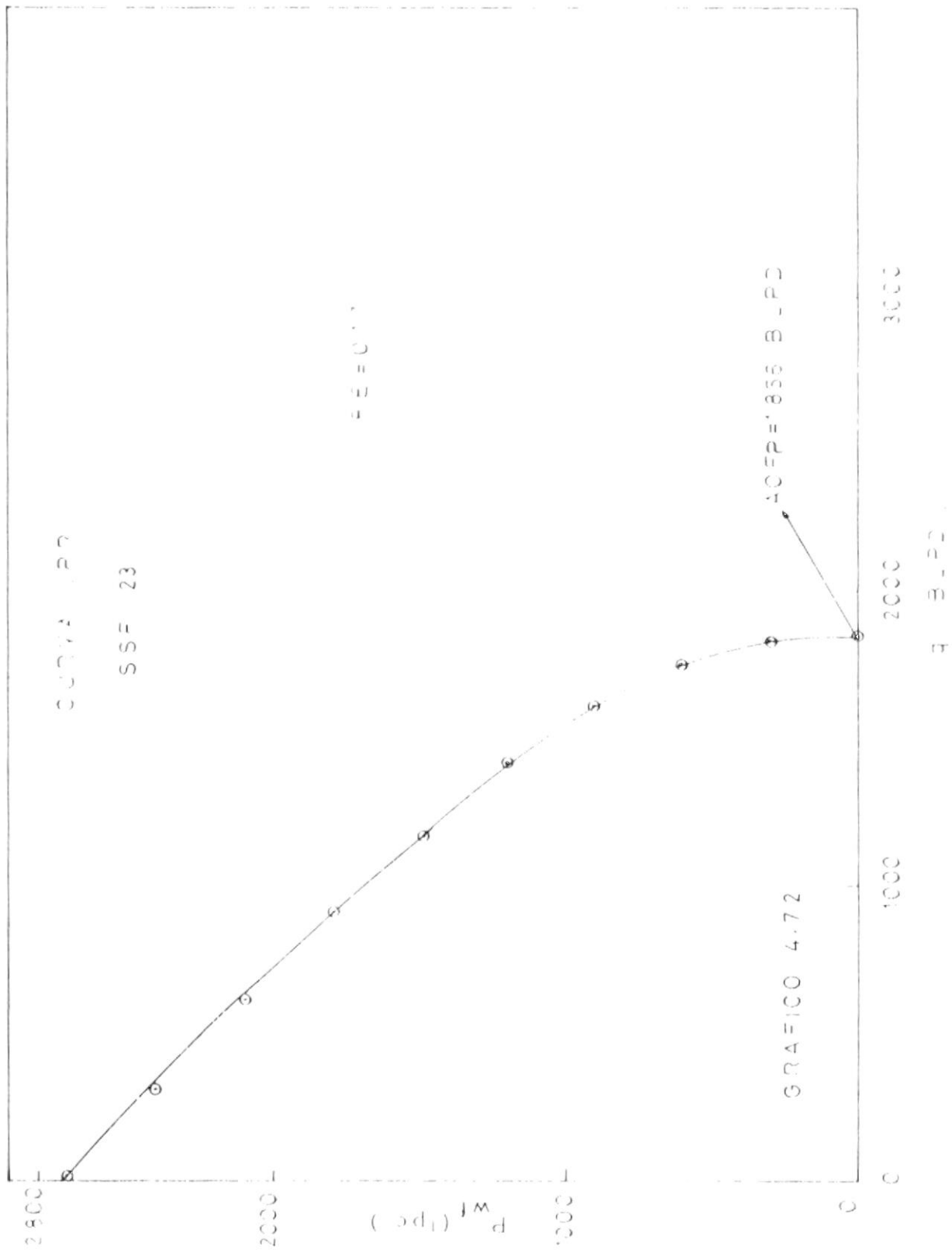
$$AOFP = e \left[ \bar{P}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFP = \frac{1856}{\dots} \dots \text{BLPD (En Gráfico 4.72)}$$

## VALORES NUMERICOS PARA CONSTRUIR CURVAS IER

$P_{\text{af}}$	$P_{\text{af}}^2$	$\frac{P_{\text{af}}}{P_{\text{af}}^2}$	$P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2$ $\frac{P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2}{P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2}$	$\frac{P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2}{P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2}$	$\frac{P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2}{P_{\text{af}}^2 - P_{\text{af}}^2}$
2700	7290	30	0.1629	18	18
2400	5760	332	1.6929	306	306
2100	4410	628	3.0429	624	624
1800	3240	927	4.2729	927	927
1500	2250	1206	5.2929	1199	1199
1200	1440	1487	6.0429	1430	1430
900	810	1764	6.6429	1614	1614
600	360	2034	7.0429	1746	1746
300	90	2301	7.3629	1829	1829





CAMPO ..... SAH ..... N° POZO ..... SSP 27 .....

FORMACION ..... NAPO ..... AREIA ..... T .....

FECHA DE BOMBEA ..... J-V-80 .....

## RELACION DE COEFICIENTES DE EFICIENCIA

$$q = 3602 \text{ m}^3/\text{D} \quad \text{BPD}$$

$$P_R = 2780 \text{ lb/c} \quad \text{Ipc}$$

$$P_{wf} = 2402 \text{ lb/c} \quad \text{Ipc}$$

$$FE = 0,39$$

$$q = c \left[ P_R^2 - P_{wf}^2 \right]^{1/2}$$

$$n = 1,1828 \quad \text{(Del Capítulo 4.73)}$$

$$c = 0,00013$$

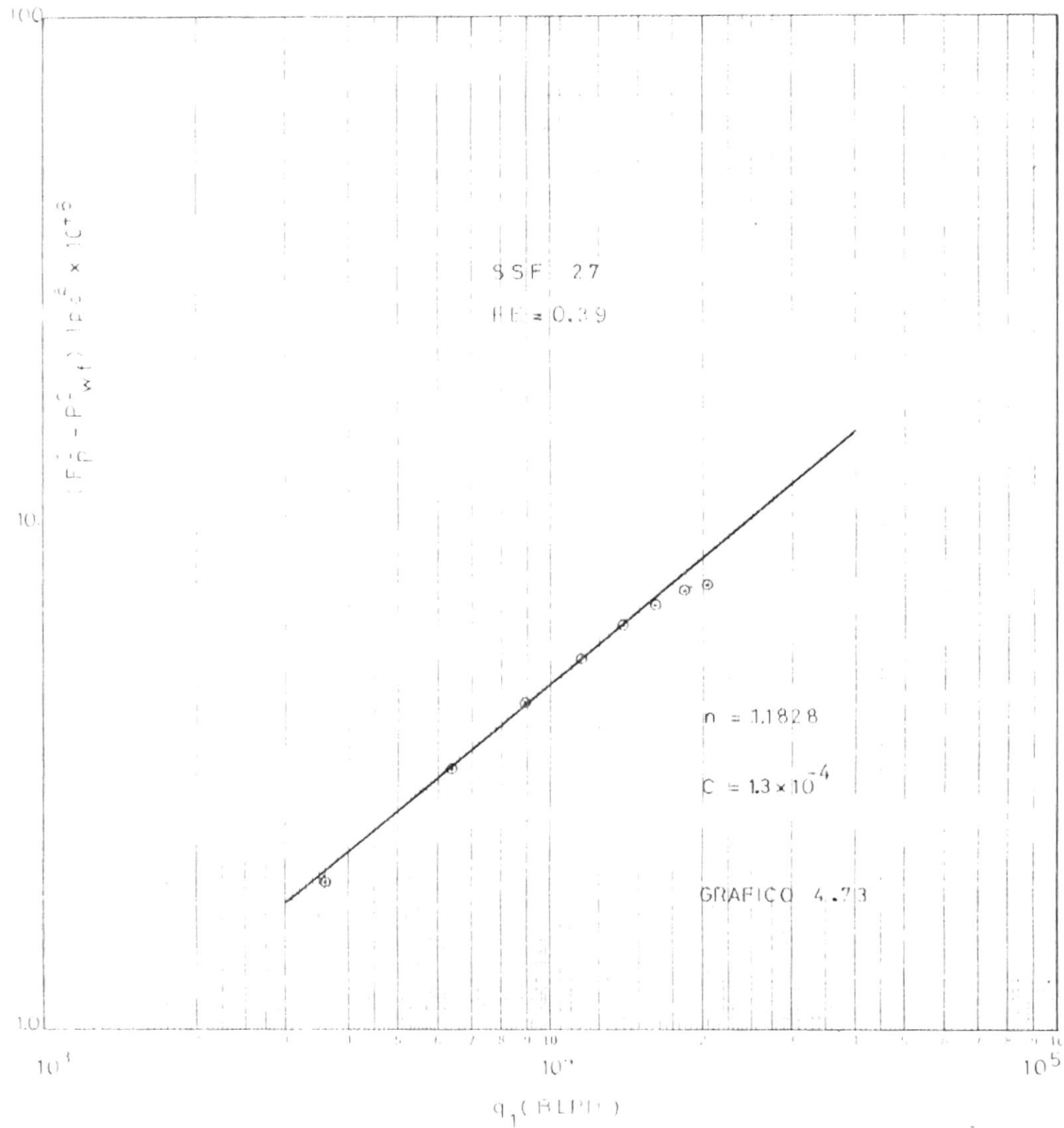
$$AOFP = c \left[ P_R^2 - P_{wf}^2 \right]^{1/2}$$

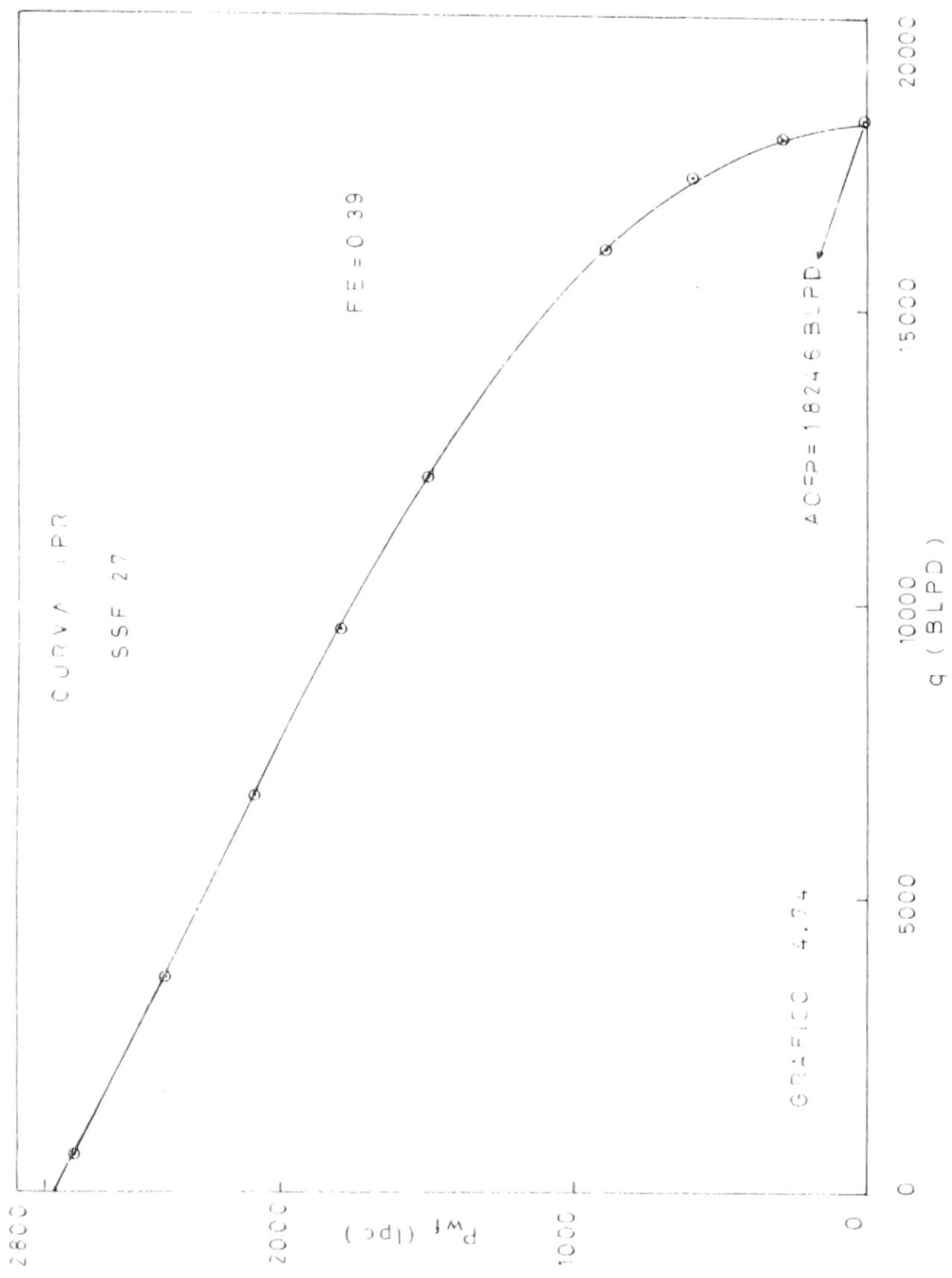
$$AOFP = 18,46 \text{ m}^3/\text{D} \quad \text{(Del Capítulo 4.74)}$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf	Pwf <sup>1</sup>	Q <sub>g</sub>	$P_{R^2} - P_{wf^2} \times 10^6$	Q
2700	2749	771	0.1384	613
2400	2632	3621	1.9684	3619
2100	2515	6365	3.3184	6713
1800	2398	8997	4.4884	9595
1500	2281	11515	5.4784	12146
1200	2164	13928	6.2884	14297
900	2047	16228	6.9184	16007
600	1930	18420	7.3684	17245
300	1813	20524	7.6384	17995







CAMPO	SAN	DE	1970	CSF 28
FORMACION	NAPO		APENA	"
FECHA DE REPRES.	8-V-80			

RELACION DE COEFICIENTE DE FALTO

$$q = \frac{3420}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$\bar{p}_R = \frac{2850}{\dots} \text{ lpc}$$

$$P_{wf} = \frac{1531}{\dots} \text{ lpc}$$

$$FE = \frac{0,30}{\dots}$$

$$q = c \left[ \bar{p}_R^2 - P_{wf}^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1,1845}{\dots} \text{ (Del Gráfico 4.75 )}$$

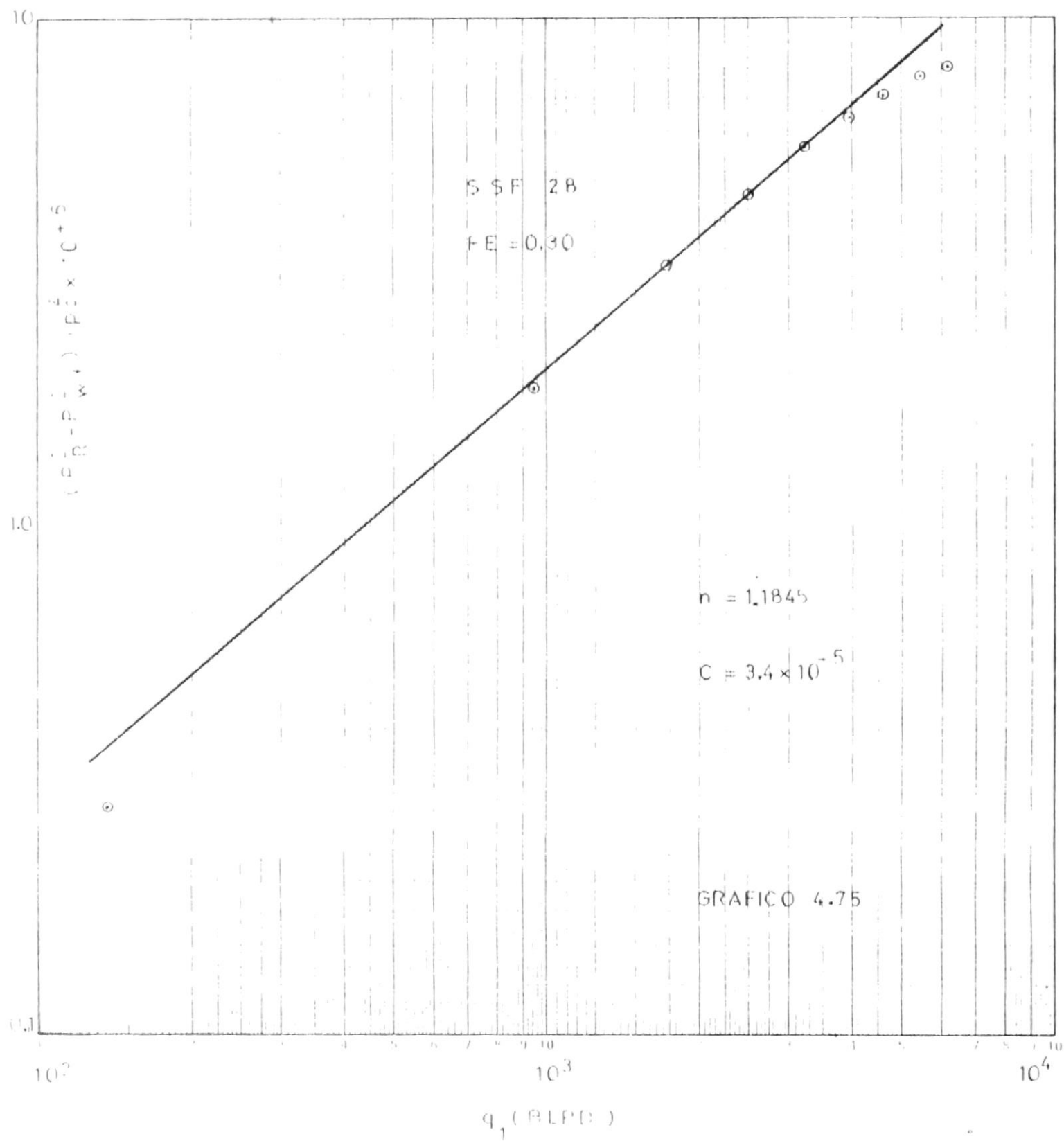
$$c = \frac{0,000034}{\dots}$$

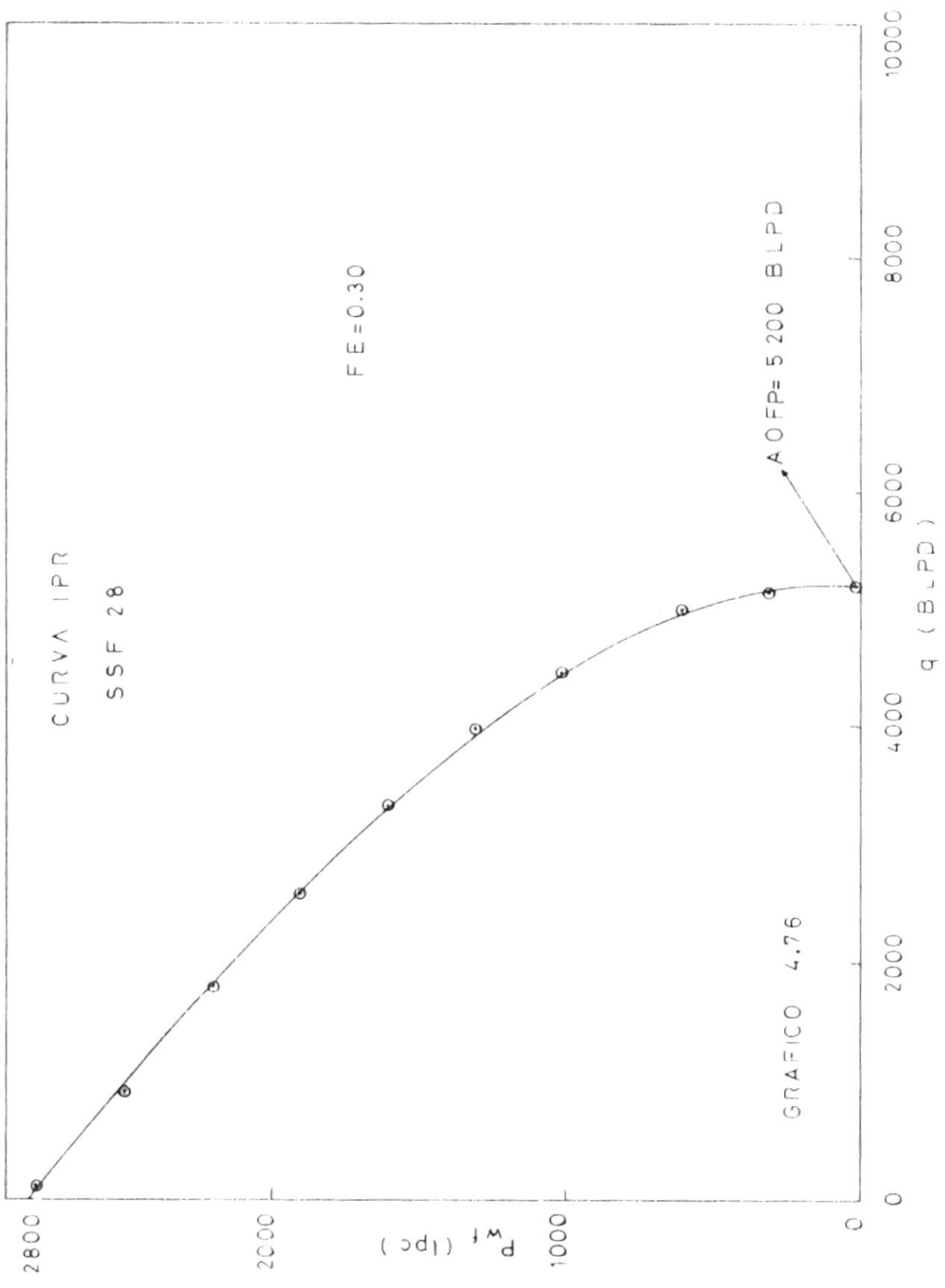
$$AOFP = c \left[ \bar{p}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFP = \frac{5200}{\dots} \text{ BLPD ( En Gráfico 4.76 )}$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q <sub>1</sub> BLPD	$(P_R^2 - Pwf^2) \cdot 10^6$ Lpc <sup>2</sup> x 10	q BLPD
2800	2835	138	0.2825	97
2500	2745	952	1.8725	897
2200	2655	1740	3.2825	1778
1900	2565	2506	4.5125	2592
1600	2475	3250	5.5625	3321
1300	2385	3969	6.4325	3945
1000	2295	4664	7.1225	4451
600	2175	5559	7.7625	4928
300	2085	6200	8.0325	5132





CAMPO	SAH	Nº POZO	SSF 29
FORMACION	NAPO	AREA	m
FECHA DE PRUEBA	10-VIII-80		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DEL LITIO

$$q = \frac{4184}{\dots} \text{ BLD}$$

$$\bar{p}_R = \frac{2140}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$p_{wf} = \frac{1655}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$FE = \frac{0.33}{\dots}$$

$$q = c \left[ \bar{p}_R^2 - p_{wf}^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1.23075}{\dots} \text{ (Del Gráfico 4.77 )}$$

$$c = \frac{8.1 \times 10^{-5}}{\dots}$$

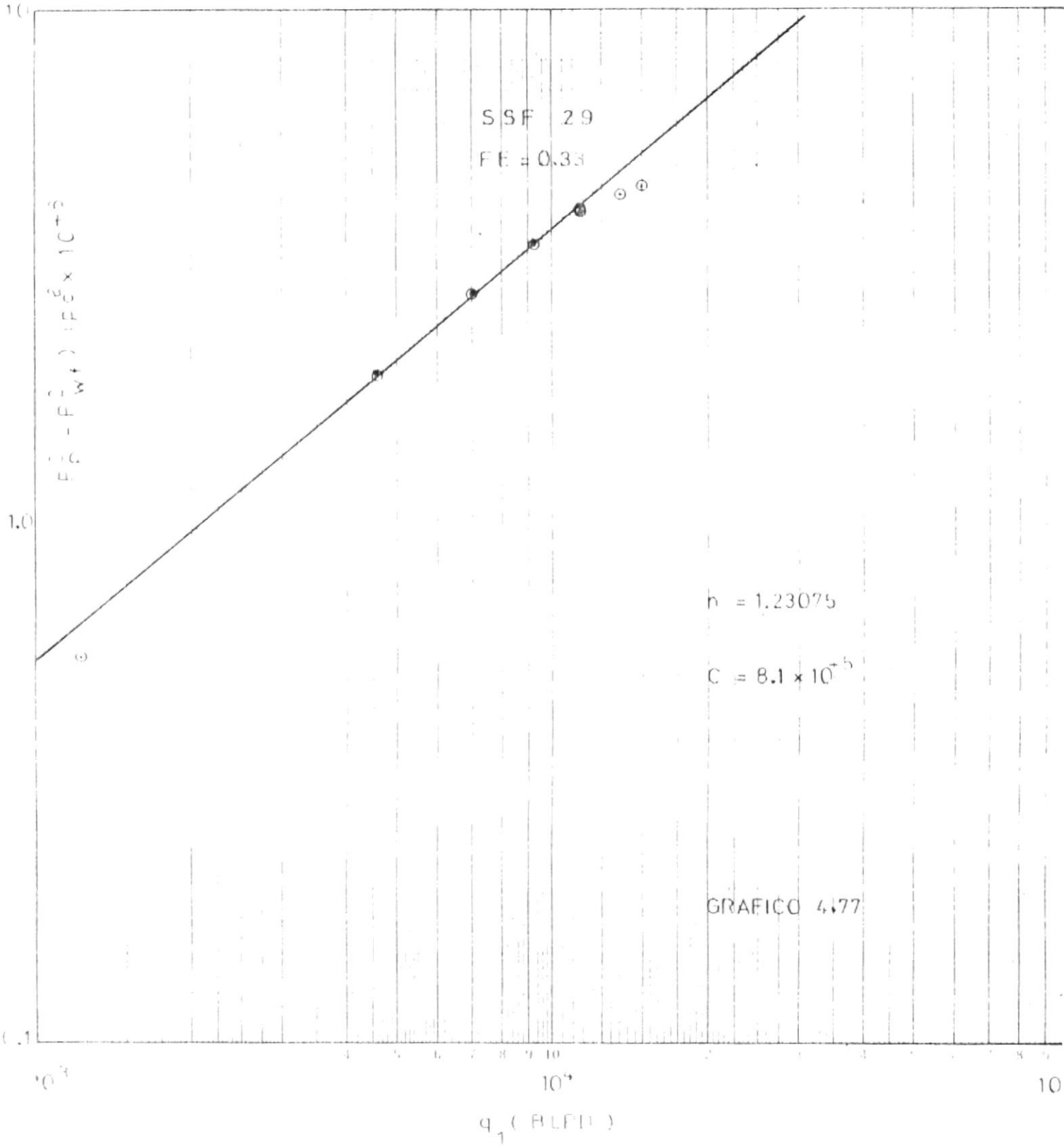
$$\Delta OFP = c \left[ \bar{p}_R^2 - 0 \right]^n$$

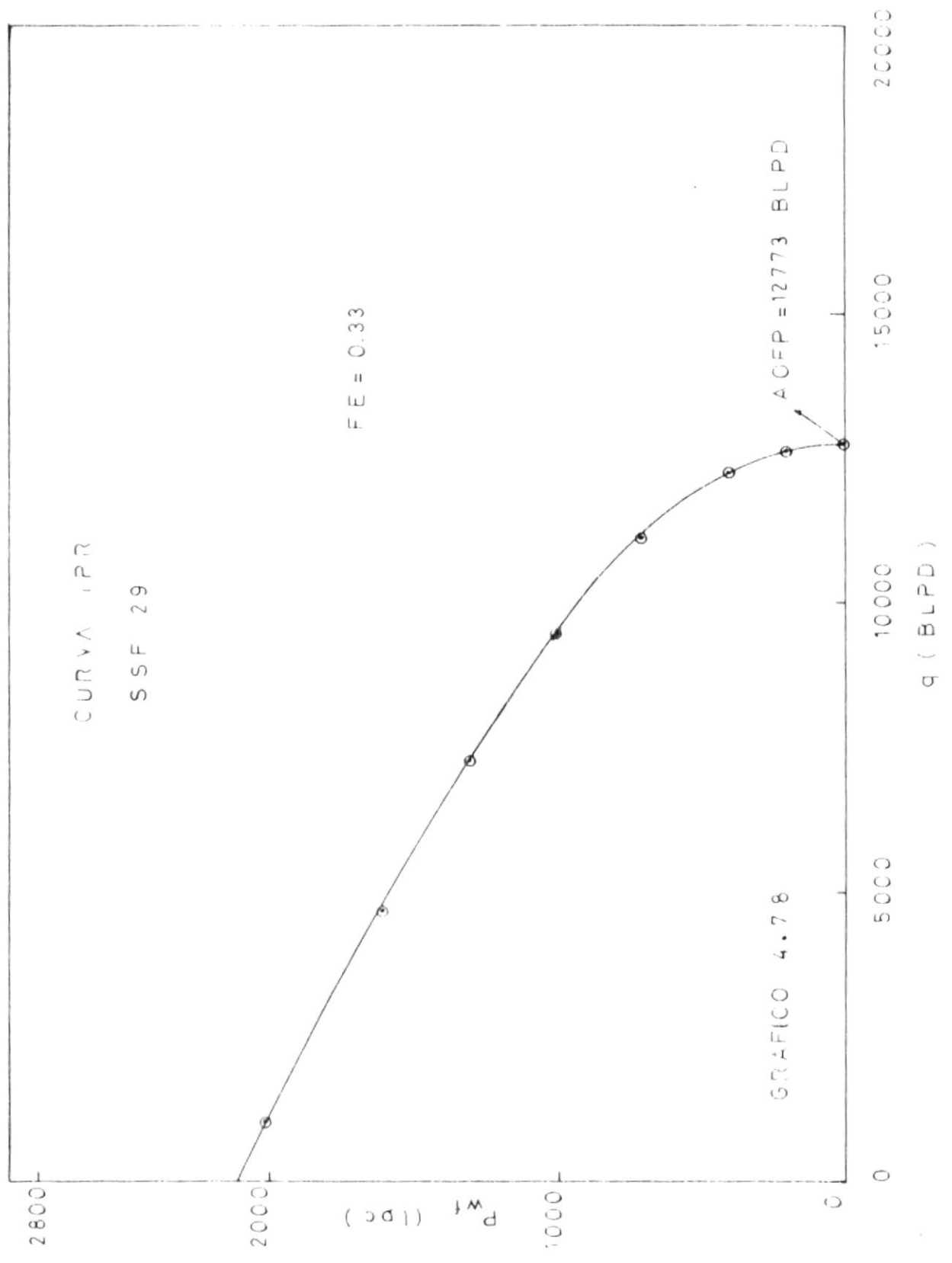
$$\Delta OFP = \frac{12773}{\dots} \text{ BLD ( En Gráfico 4.78 )}$$

## VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

$P_{wf}$ LPC	$P_{wf}$ LPC	$q_1$ BLPD	$(P_R^2 - P_{wf}^2) \cdot 10^{-6}$ LPC <sup>2</sup> x 10 <sup>-6</sup>	$q$ BLPD
2000	2094	1237	0.5796	1003
1600	1962	4631	2.0196	4663
1300	1863	7057	2.8896	7247
1000	1764	9367	3.5796	9432
700	1665	11572	4.0896	11112
400	1566	13664	4.4196	12226
200	1500	15001	4.5396	12636







CAMPO	<u>SAH</u>	Nº POZO	<u>SSF 35</u>
FORMACION	<u>NAPO</u>	ARFNA	<u>T</u>
FECHA DE PRUEBA	<u>25-VIII-79</u>		

RELACION DE COMPORTAMIENTO DEL PUNTO

$$q = \frac{1544}{\text{---}} \text{ BLPD}$$

$$\bar{p}_R = \frac{2669}{\text{---}} \text{ Lpc}$$

$$Pwf = \frac{2088}{\text{---}} \text{ Lpc}$$

$$FE = \frac{0.46}{\text{---}}$$

$$q = c \left[ \bar{p}_R^2 - Pwf^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1.1363}{\text{---}} \text{ (Del Gráfico 4.79 )}$$

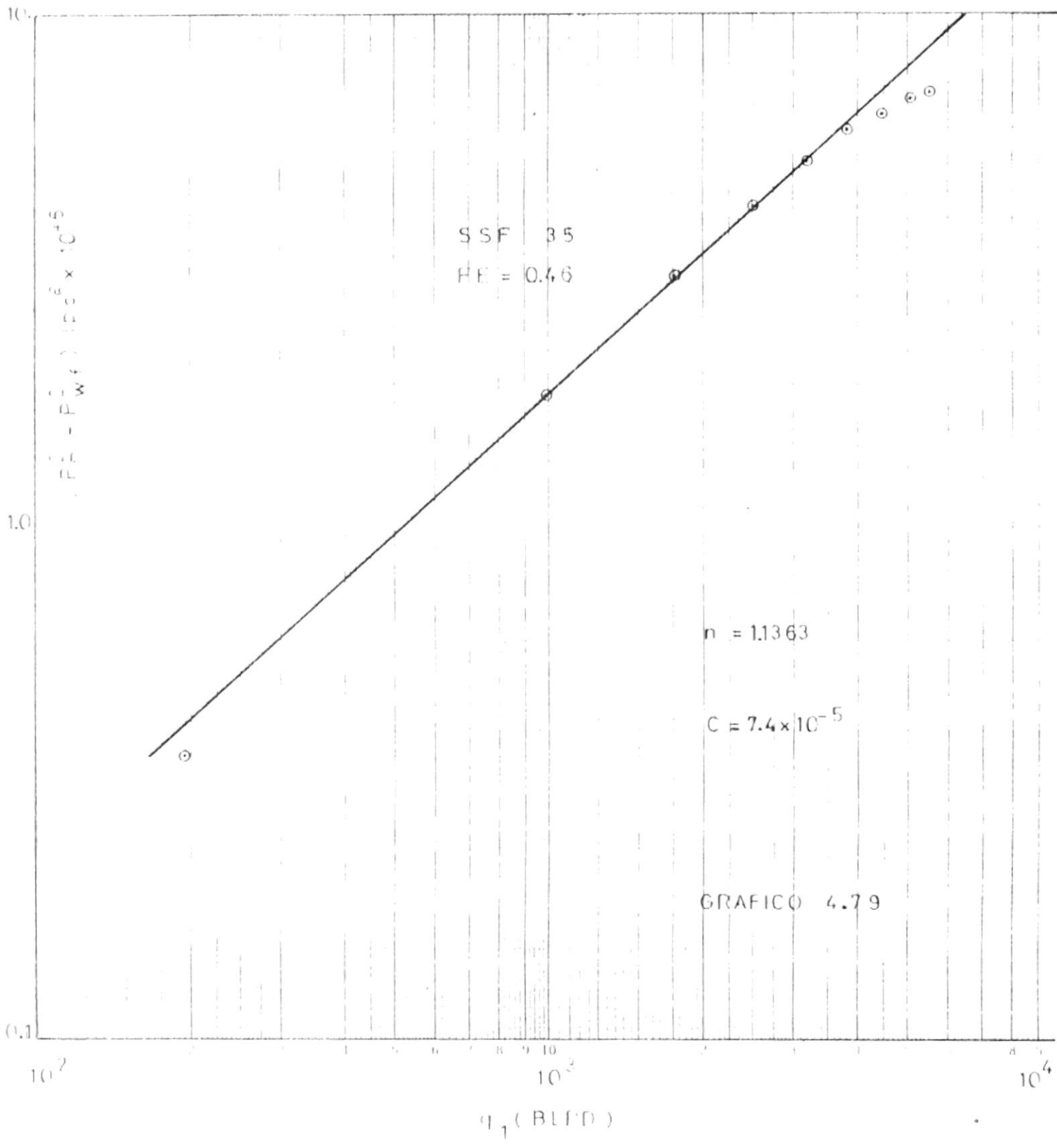
$$c = \frac{7.4 \times 10^{-5}}{\text{---}}$$

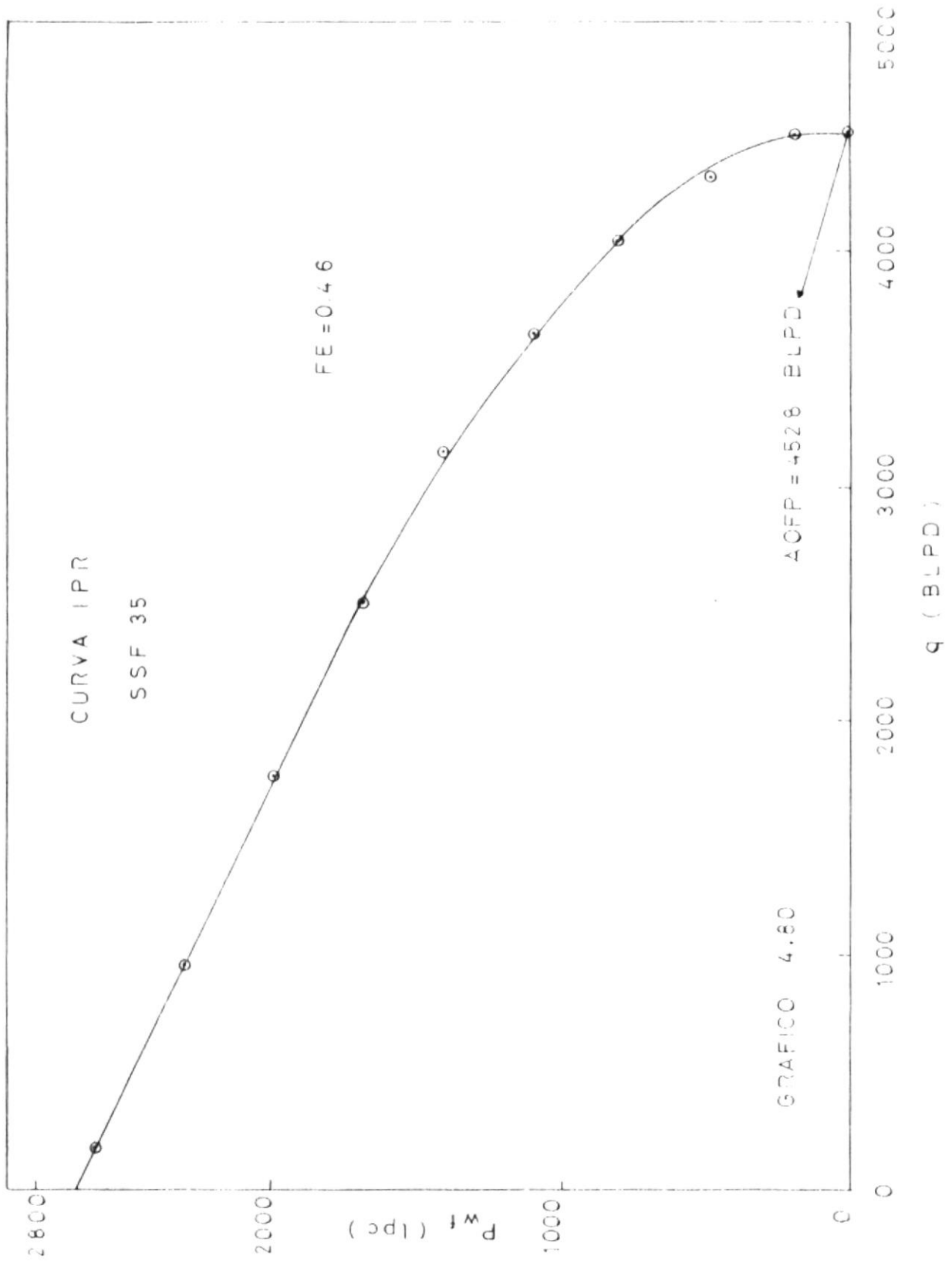
$$AOFp = c \left[ \bar{p}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFp = \frac{4528}{\text{---}} \text{ BLPD (En Gráfico 4.80 )}$$

## VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf Lpc	Pwf' Lpc	q <sub>1</sub> BLPD	$(P_R^2 - P_{wf}^2)$ Lpc <sup>2</sup> x 10 <sup>+6</sup>	q BLPD
2600	2637	193	0.3636	154
2300	2499	999	1.8336	969
2000	2361	1768	3.1236	1775
1700	2223	2498	4.2336	2507
1400	2085	3190	5.1636	3142
1100	1947	3844	5.9136	3665
800	1809	4458	6.4836	4069
500	1671	5035	6.8736	4348
200	1533	5573	7.0836	4500





CANTO	SAN	Nº POZO	SSF 39
FORIACION	NAPO	AREIA	"
FECHA DE PROBEA	21-VIII-78		

RELACION DE COEFICIENTE DE ESTUDIO

$$q = \frac{3726}{\dots} \text{ BLD}$$

$$\dot{p}_R = \frac{3060}{\dots} \text{ Ipc}$$

$$P_{wf} = \frac{1910}{\dots} \text{ Ipc}$$

$$FE = \frac{0,25}{\dots}$$

$$q = c \left[ \dot{p}_R^2 - P_{wf}^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1,0760}{\dots} \text{ (Del Gráfico 4.81 )}$$

$$c = \frac{1,9 \times 10^{-4}}{\dots}$$

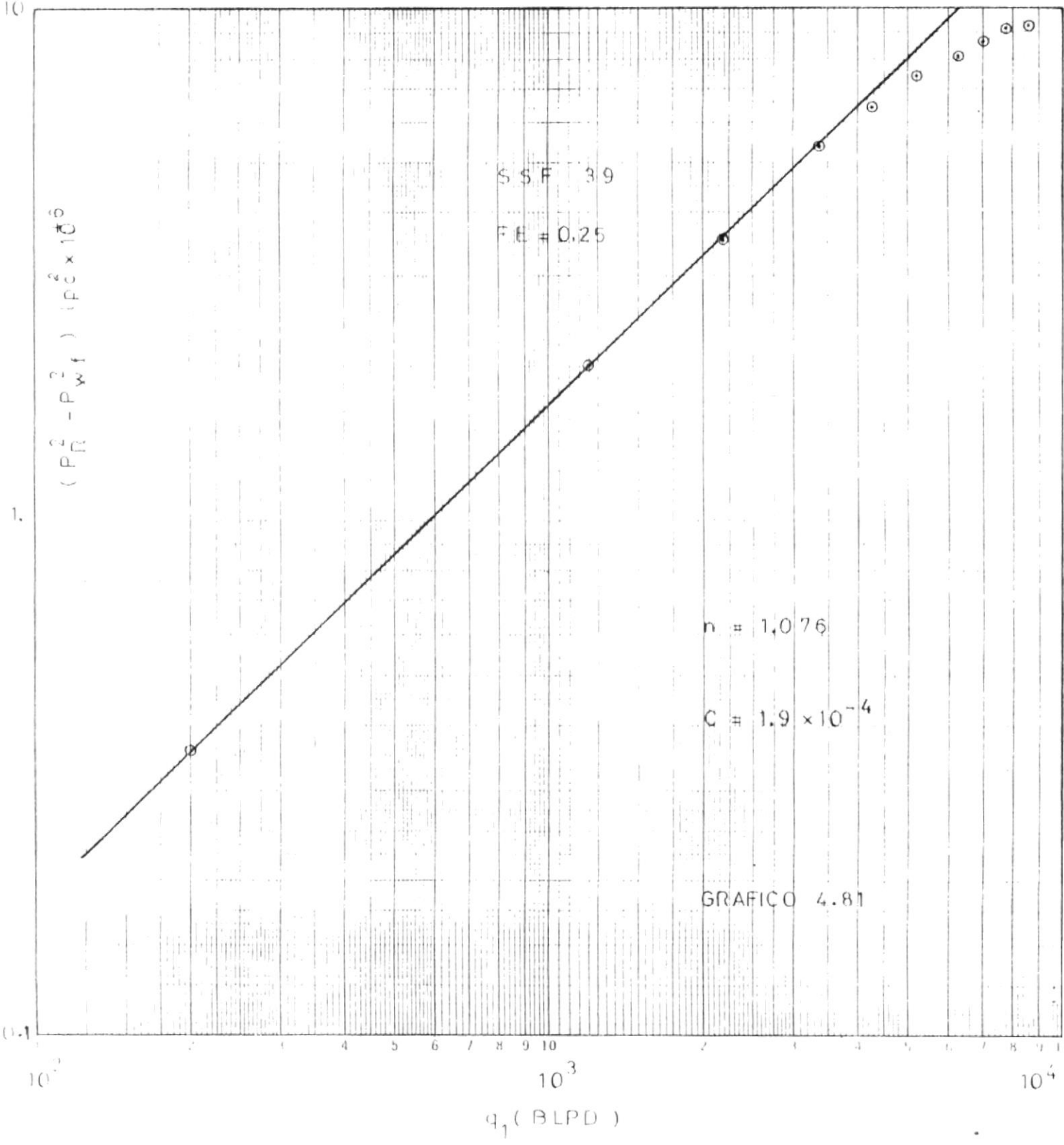
$$\Delta OFP = c \left[ \dot{p}_R^2 - 0 \right]^n$$

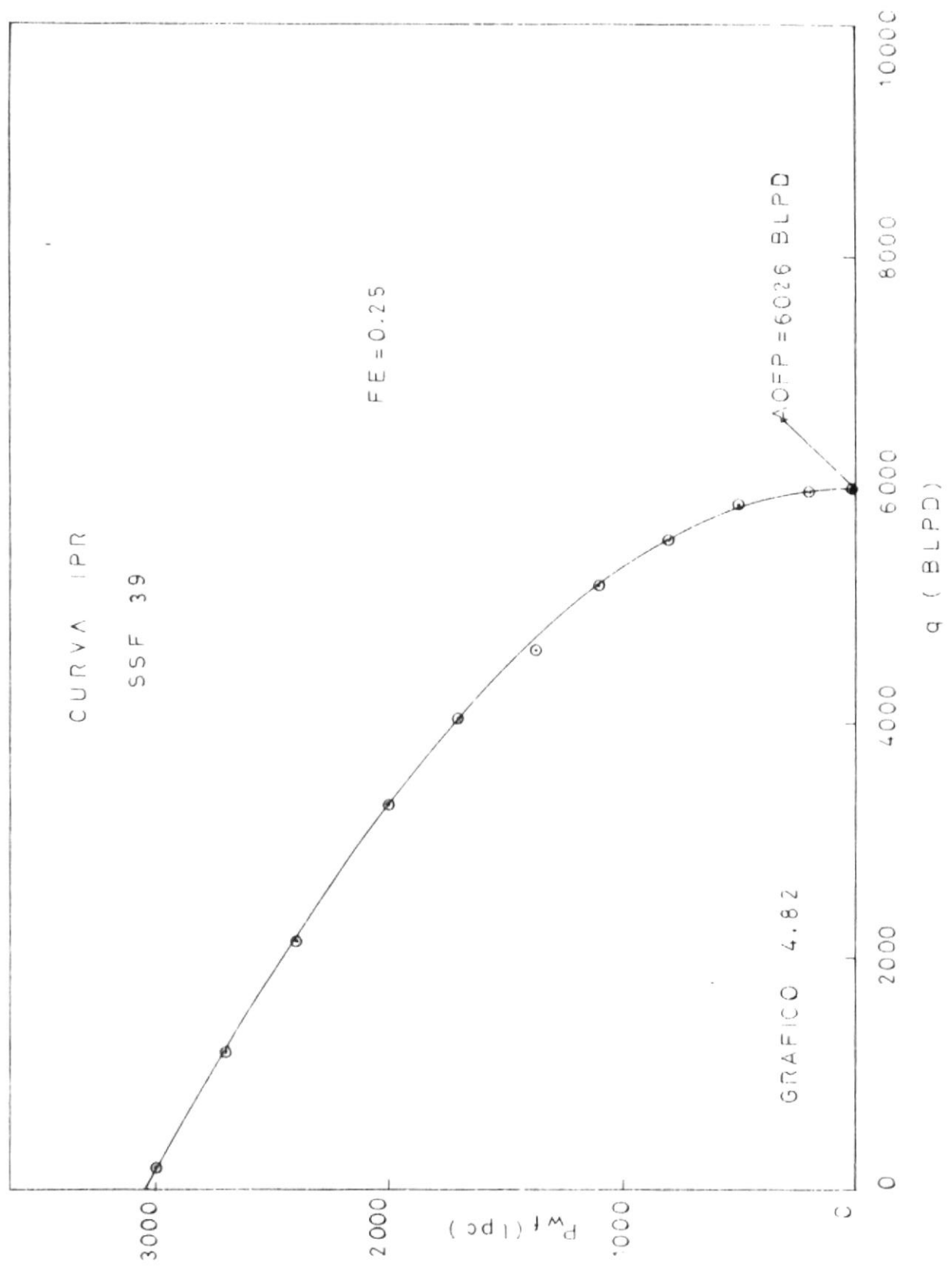
$$\Delta OFP = \frac{6026}{\dots} \text{ BLD (En Gráfico 4.82 )}$$

TABLE III. PWF VALUES IN CONSTRUCTION SURVIVAL TEST

Pwf	Pwf'	$S_1$	$P_1^2 + P_1 P_2$	$S_2$	$P_2^2 + P_2 P_3$	$S_3$
3000	3045	203	0,3636	203	0,3636	183
2700	2970	1204	2,0736	1204	2,0736	1190
2400	2895	2181	3,6036	2181	3,6036	2157
2000	2795	3452	5,3636	3452	5,3636	3309
1700	2720	4378	6,4736	4378	6,4736	4051
1400	2645	5283	7,4036	5283	7,4036	4680
1100	2570	6165	8,1536	6165	8,1536	5192
800	2495	7026	8,7236	7026	8,7236	5584
500	2420	7862	9,1136	7862	9,1136	5853
200	2345	8679	9,3236	8679	9,3236	5998







CAMPO	SAH	Nº POCO	SSF 43
FORMACION	NAPO	ALBIA	T
FECHA DE PRUEBA	27-XI-79		

## RELACION DE COMPORTAMIENTO DE ESTUDIO

$$q = \frac{3734}{\dots} \text{ BLPD}$$

$$\bar{P}_R = \frac{2190}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$P_{wf} = \frac{1808}{\dots} \text{ Lpc}$$

$$FE = \frac{0.48}{\dots}$$

$$q = c \left[ \bar{P}_R^2 - P_{wf}^2 \right]^n$$

$$n = \frac{1.1933}{\dots} \text{ (Del Gráfico 4.83 )}$$

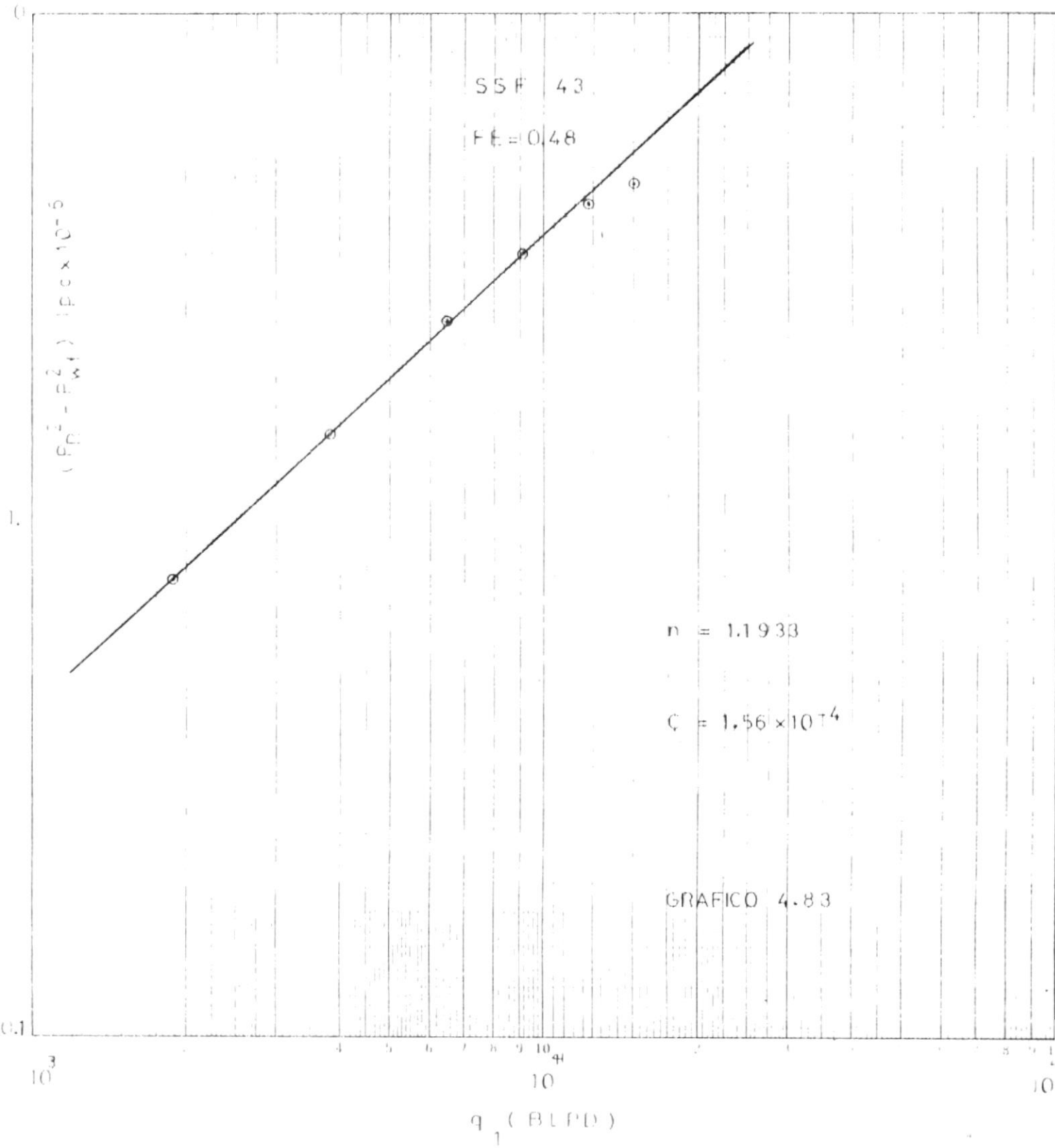
$$c = \frac{1.56 \times 10^{-4}}{\dots}$$

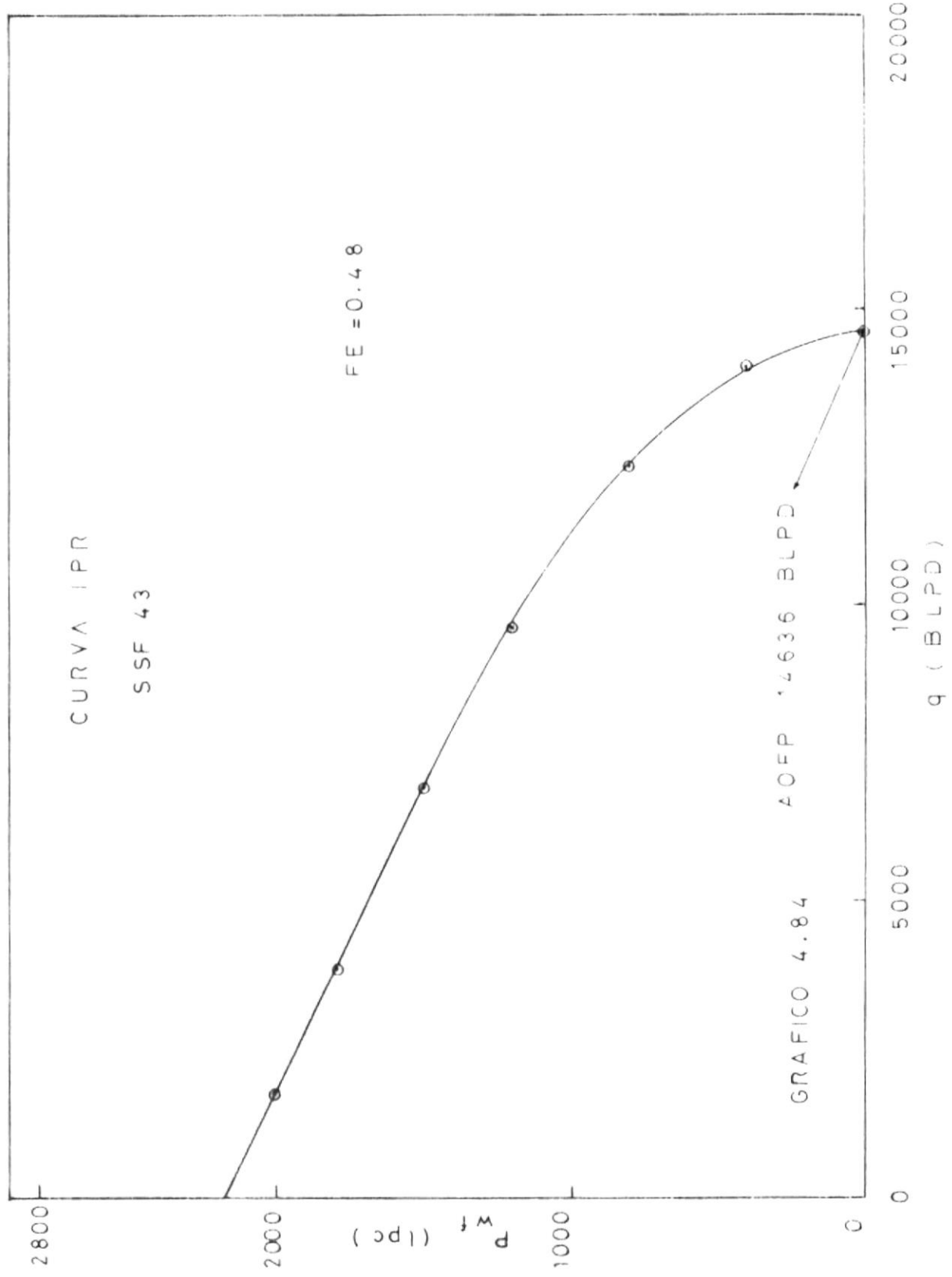
$$AOFP = c \left[ \bar{P}_R^2 - 0 \right]^n$$

$$AOFP = \frac{14636}{\dots} \text{ BLPD (En Gráfico 4.84 )}$$

VALORES UTILIZADOS EN CONSTRUIR CURVAS IPR

Pwf	lpc	Pwf'	lpc	q <sub>1</sub>	(P <sub>R</sub> <sup>2</sup> - Pwf <sup>2</sup> )	lpc <sup>2</sup> × 10 <sup>-6</sup>	q	BLPD
2000	2099	1893	1893	1893	0.7961	0.7961	1717	1717
1800	2003	3814	3814	3814	1.5561	1.5561	3820	3820
1500	1859	6542	6542	6542	2.5461	2.5461	6875	6875
1200	1715	9098	9098	9098	3.3561	3.3561	9559	9559
800	1523	12223	12223	12223	4.1561	4.1561	12337	12337
400	1331	15031	15031	15031	4.6361	4.6361	14055	14055





#### 4.7. PROBLEMAS ENCONTRADOS DURANTE LAS CORRIDAS DE LA BOMBA EN LOS POZOS

Los problemas más comunes que suelen presentarse durante las pruebas de restauración de presión - son los siguientes:

- Se paran los relojes (debido a algún golpe o por falta de cuerda).
- No se cerró el pozo a la hora indicada
- No se realizó prueba de producción durante el período de flujo estabilizada.
- Los compresores no trabajan.
- Falta de producción.

## CAPITULO V

### DISCUSION DE LOS RESULTADOS

Se analizaron los métodos de restauración de presión de Horner, Miller-Dyes-Hutchinson (MDH), Ramey y Muskat en 14 pozos que producen con levantamiento artificial por gas de un campo del Oriente Ecuatoriano.

De los métodos de Horner, MDH y Ramey obtuvimos parámetros como permeabilidad de la formación y factor de daño, los cuales al ser comparados entre si muestra bastante similaridad como se indican en la tabla N<sup>o</sup> 1.

En la tabla N<sup>o</sup> 2 podemos observar que el porcentaje de error de la permeabilidad de los métodos de Horner y MDH con respecto a los de Ramey, en la mayoría de los pozos (9) es menor del 3% y en el resto de los pozos entre el 5% y 8%, y entre Horner y MDH encontramos 0% en 9 pozos y en el resto de pozos un error promedio del 4%.

En la tabla N<sup>o</sup> 3 podemos observar que los porcentajes de error para el cálculo del factor de daño entre Horner y MDH es de un promedio del 5%, entre Hor



ner y Ramey de un promedio del 6% y MDH con Ramey en un promedio del 9%.

En la tabla N<sup>o</sup> 4 podemos observar otros valores de permeabilidad obtenidos a partir de una nueva técnica de restauración de presión, que consiste en utilizar un procedimiento esencialmente analítico que calcula la permeabilidad independientemente de cualquier representación gráfica y la cual ha sido realizada como algo opcional a este trabajo con el fin de comparar sus resultados con los obtenidos por los métodos gráficos. (Apéndice II).

En la misma tabla N<sup>o</sup> 4 se muestran los porcentajes de error entre la permeabilidad computarizada ( $K_c$ ) y las permeabilidades obtenidas de los métodos gráficos y podemos observar que el porcentaje de error promedio con respecto a Horner es del 14%, con respecto a MDH del 14.7%, con respecto a Ramey en función de presión adimensional del 12.63% y a Ramey en función de tiempo adimensional del 14.70%.

En la mayoría de los pozos podemos observar que los valores de permeabilidad y factor de daño obtenidos -

por Ramey son más similares a los obtenidos por Horner que a los obtenidos por MDH.

Del método de Muskat obtuvimos la presión promedio del yacimiento  $\bar{p}_R$ , dándonos este método resultados satisfactorios.

Esta presión promedio del yacimiento junto con la presión de fondo fluuyente obtenida de los datos de restauración de presión fueron utilizados para calcular los índices de productividad, eficiencia de flujo, tasa máxima de producción, constantes de turbulencia y el potencial absoluto del pozo, valores que se muestran en la tabla N° 5.

Finalmente se construyeron las curvas de IPR, que definen el comportamiento de la formación.

El método de Ramey permite determinar con bastante precisión el estado de la formación alrededor del pozo, razón por la cual los resultados obtenidos han sido bastante similares a los obtenidos por el método de Horner y MDH.

En resumen los cálculos obtenidos indican resultados satisfactorios para determinar las características del yacimiento, por cualquiera de los métodos utilizados.

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



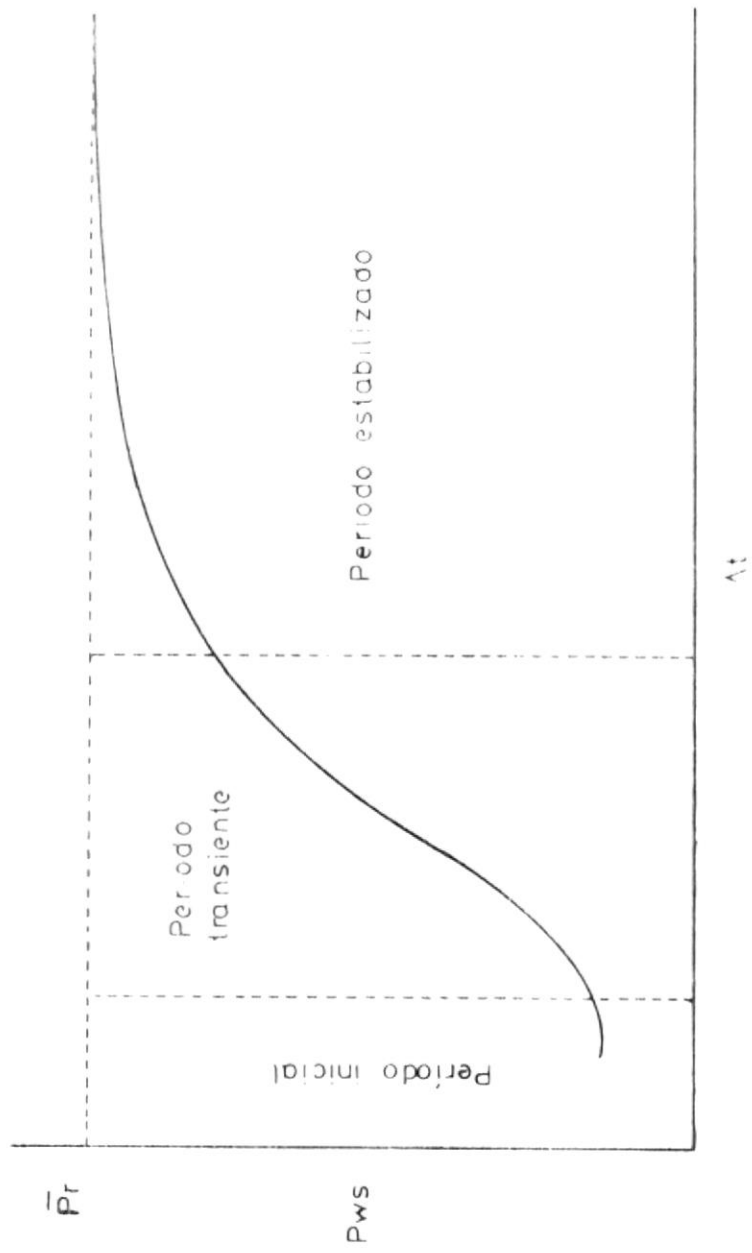
- La línea recta de los gráficos de restauración de presión de Horner y MDH deben ser seleccionados de la mejor manera para que los parámetros de allí obtenidos sean lo suficientemente confiables.
- Debido a que es posible determinar por medio del método de Ramey el punto donde comienza la línea recta en los métodos de restauración de presión de Horner y MDH para obtener parámetros de las características del yacimiento que sean confiables, es recomendable usar los métodos en conjunto, es decir: Método de Horner con método de Ramey ó método de MDH con método de Ramey.
- Al aplicar el método de Ramey estamos indicando que la prueba está controlada por el efecto de almacenaje.
- Ramey permite obtener mayor información sobre las propiedades del pozo y tiene bastante aplicabilidad en yacimientos de gas en solución.

- El método de MDH, tiene la ventaja con respecto al método de Horner, de que no requiere conocer el tiempo de vida del pozo para la construcción de la gráfica.
- Aplicando Ramey se obtiene una reducción en los costos de operación ya que este método puede aplicárselo utilizando pruebas cortas de restauración de presión.
- Aunque las gráficas de Muskat son gráficas de ensayo y error tienen bastante confiabilidad puesto que solo necesitan de los datos de las pruebas de restauración de presión para obtener la presión promedio del yacimiento  $\bar{P}_R$ , sin hacer uso de algún otro parámetro de la formación.
- Se debe tener cuidado al obtener la mejor recta de la curva  $(\bar{P}_R^2 - Pwf^2)$  Vs  $q_f$ , pues puede dar lugar a falsos valores de  $c$ ,  $n$  y AOFP.
- Se recomienda efectuar este tipo de estudio cada año a fin de tener un control del comportamiento de los yacimientos.

- Debido a que estos métodos de restauración de presión - basan su comportamiento en datos obtenidos después del cierre, la precisión de los mismos es muy importante en la aplicación de los métodos estudiados, por lo cual es recomendable, chequear constantemente las herramientas que se utilizan para realizar las pruebas de restauración de presión.
- Aprovechando el método de Muskat debe chequearse continuamente las presiones de fondo fluyente y presión promedio del yacimiento.
- El estudio de los yacimientos por medio de los métodos analizados en este trabajo, permiten que el Ing. de Petróleo pueda recomendar la realización de tratamientos de estimulación en pozos que presentan un factor de daño apreciable.
- Se recomienda hacer este análisis cuando ha finalizado la perforación de un pozo, y antes de ponerlo en producción normal, con el fin de conocer todas las características del yacimiento productivo y lograr así un mejor control del mismo. Esto tiene mayor validez cuando se trata de pozos exploratorios.

APENDICE I

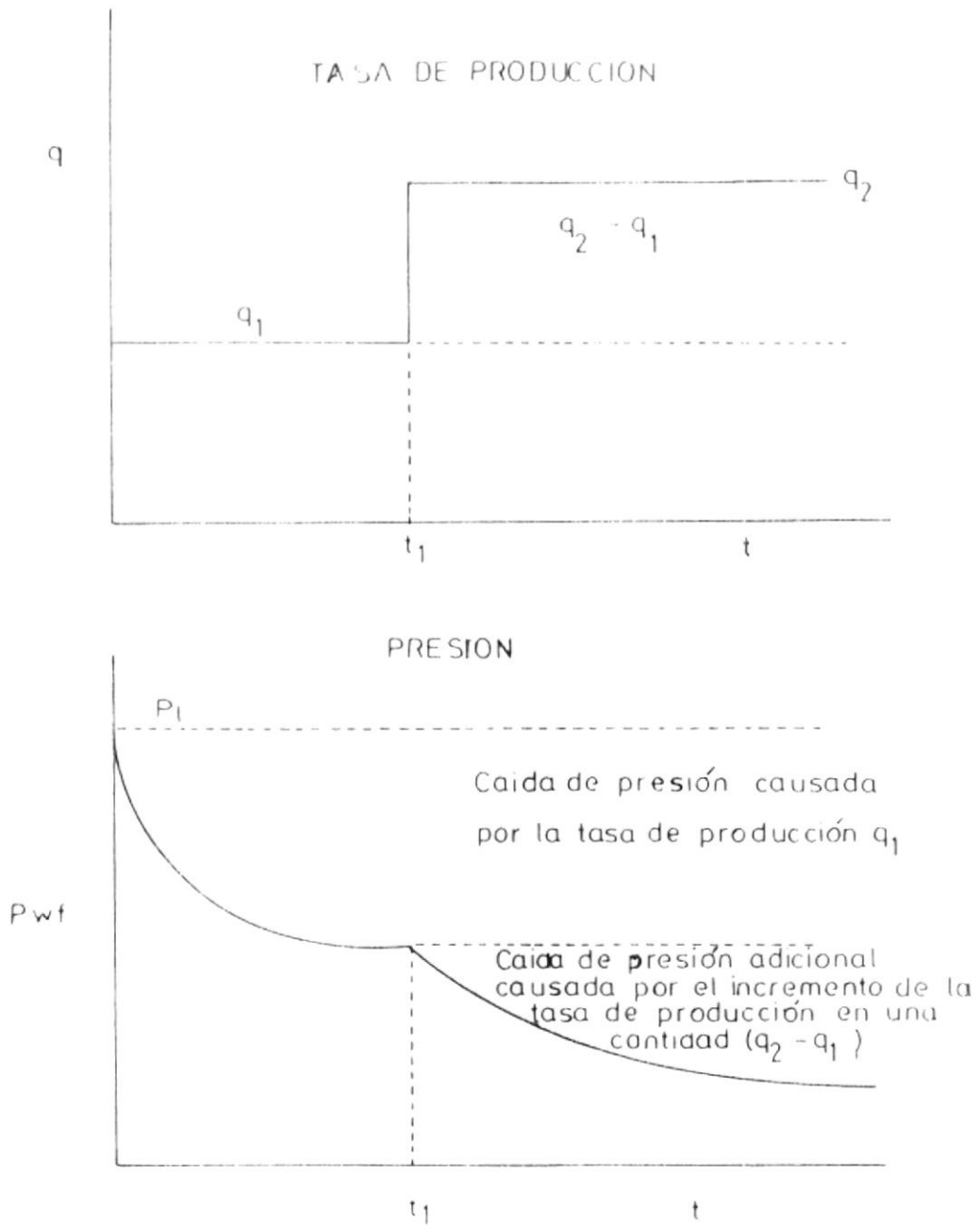
FIGURAS



Comportamiento de presión vs tiempo para una prueba de restauración de presión

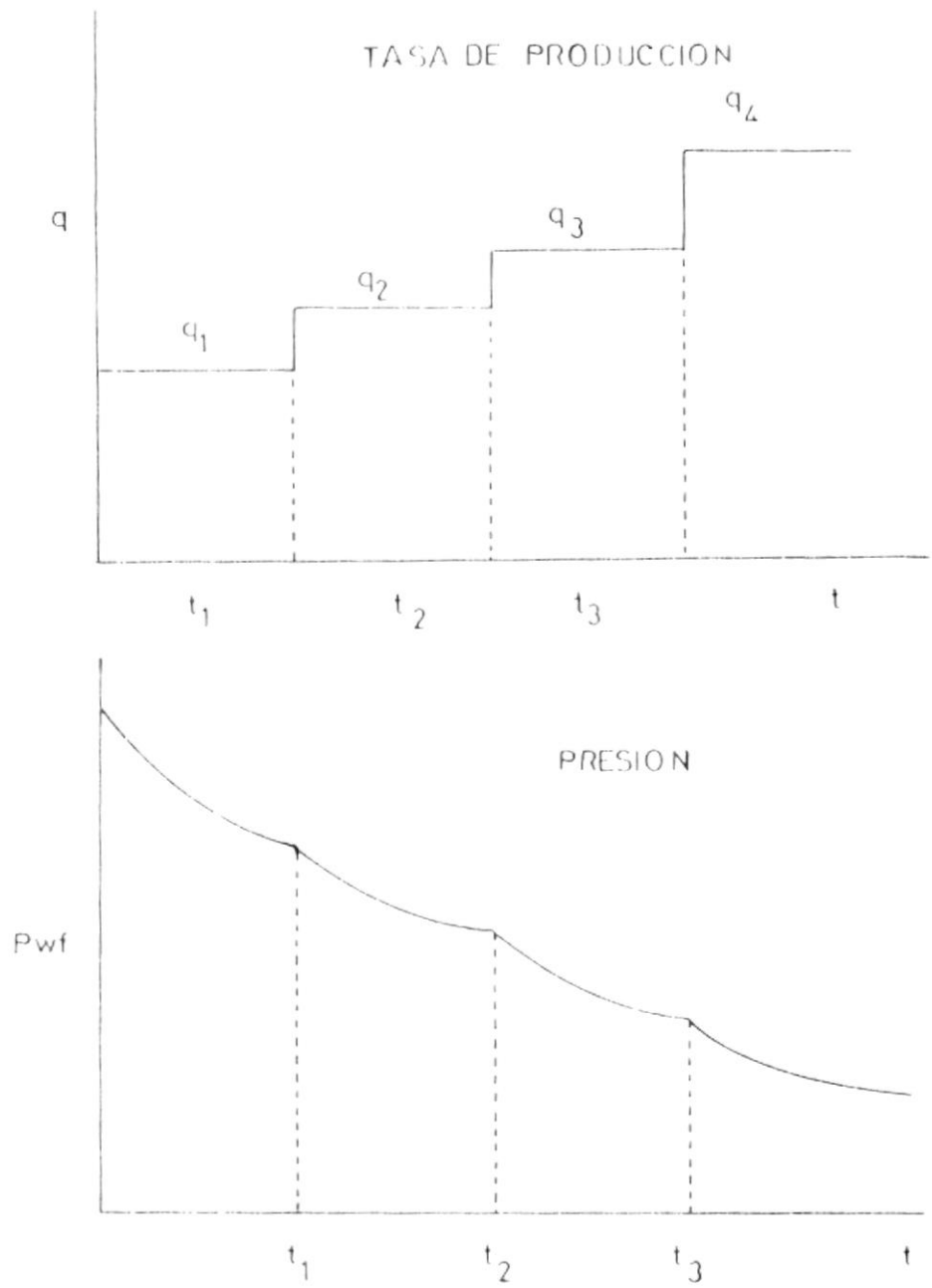
FIG 1





Historia de presión y producción para un pozo que produce a 2 tasas de flujo

FIG 2 1



Historia de presión y producción para un pozo que produce con tasa múltiple

FIG 2.2

DISTRIBUCION DE LA PRESION ALREDEDOR DEL POZO  
 TENIENDO DAÑO EN LA FORMACION

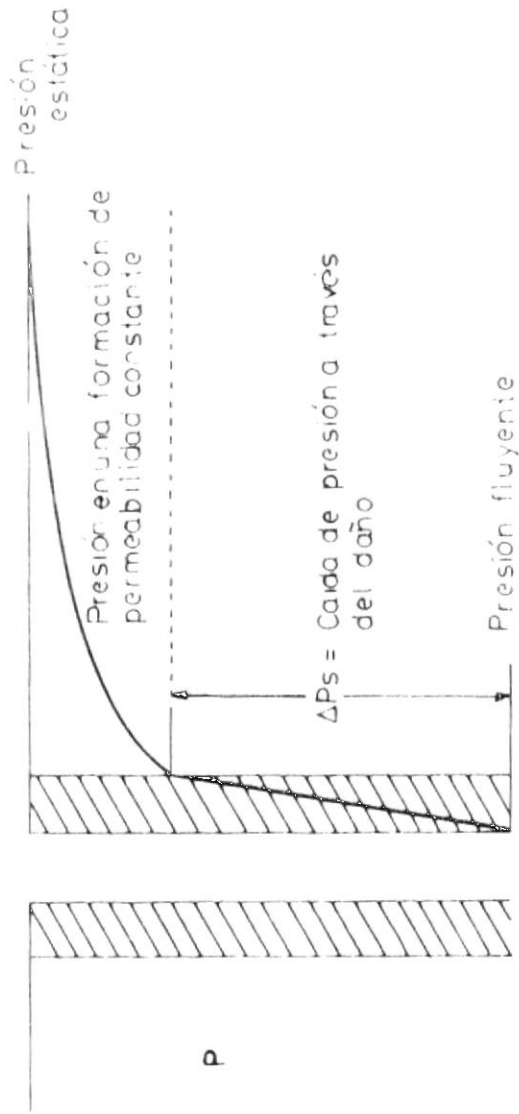


FIG 2.3

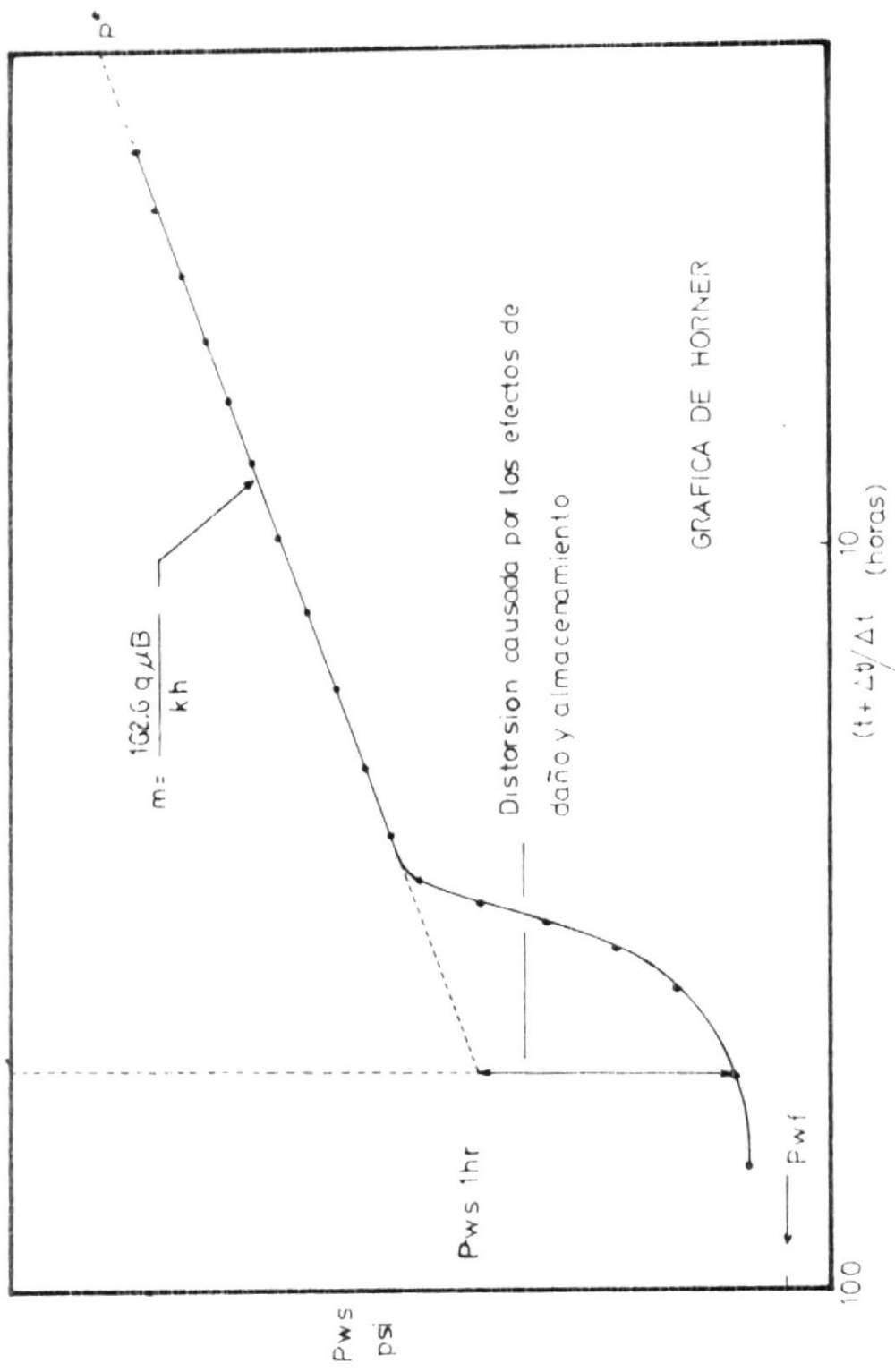


FIG 2.4

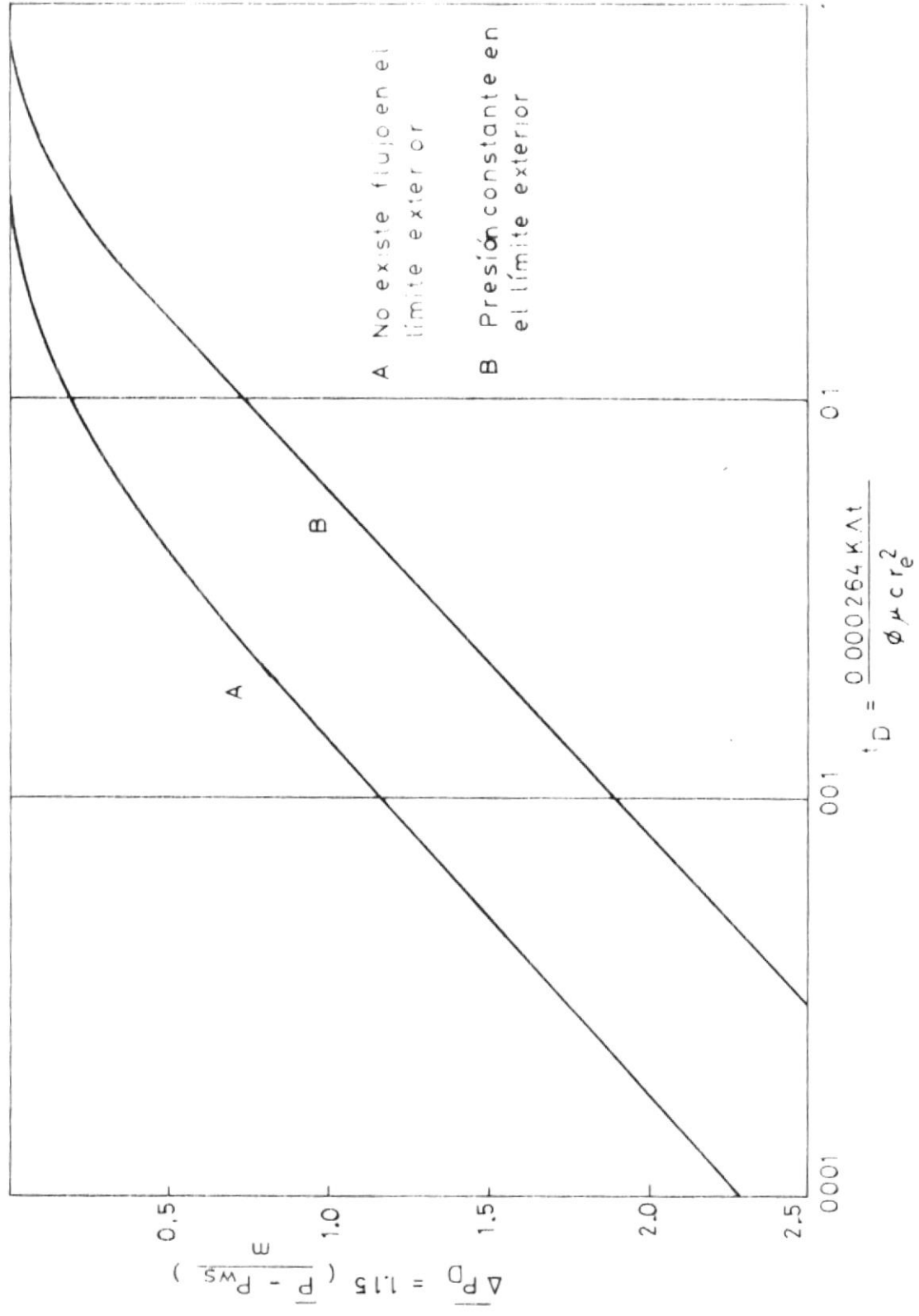


FIG. 2.5 Curvas teoricas de restauración de presión Miller, Dyes y Hutchinson [ 6 ]

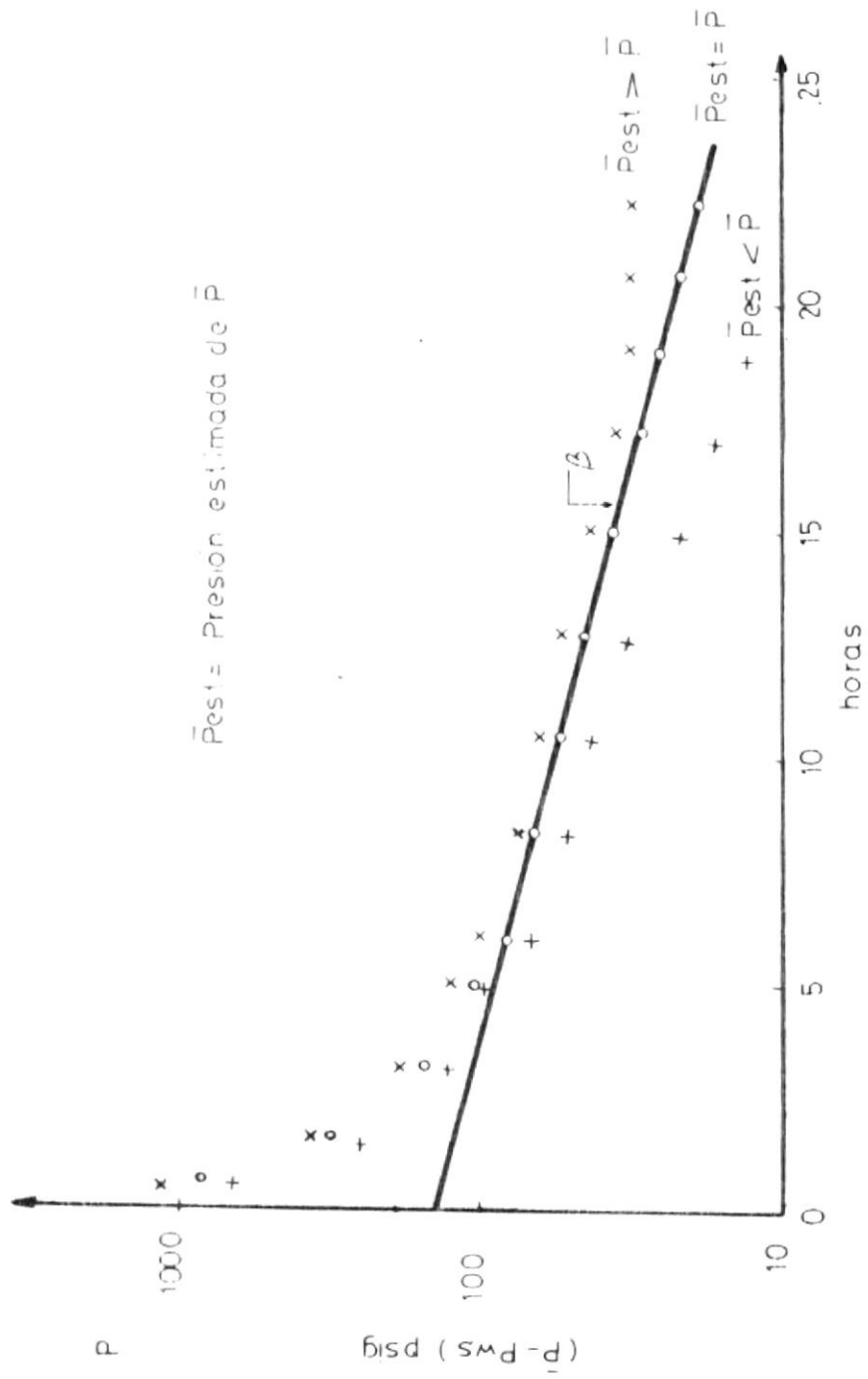


GRAFICO DE MUSKAT DE ENSAYO Y ERROR

FIG 2.6

$P_D$  vs  $t_D$  Para pozo con efecto de daño y almacenamiento

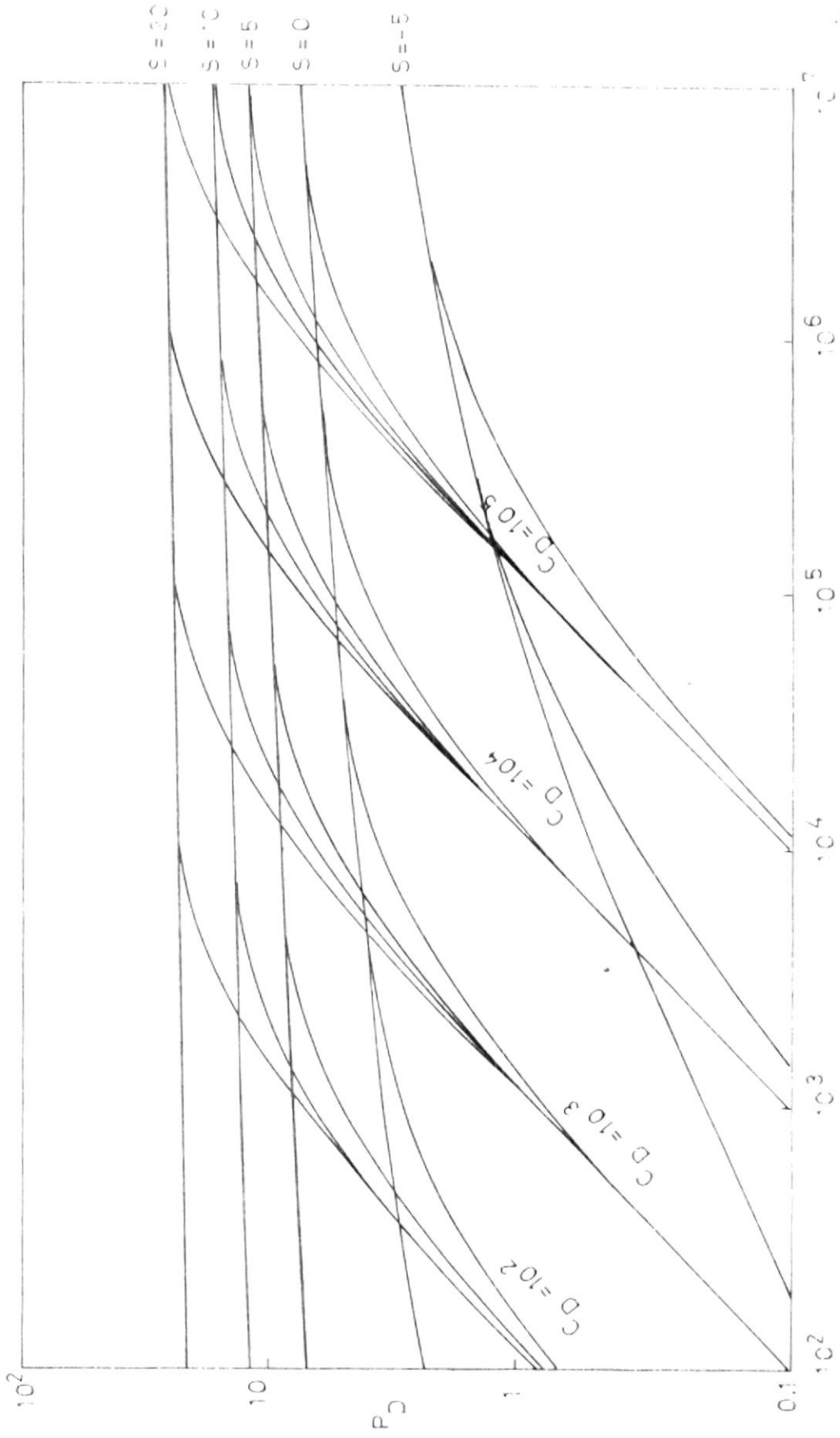


FIG. 2.7 Agarwal, R.G. AL- Hussany R, and Ramey R, Jr. [ 1 ]

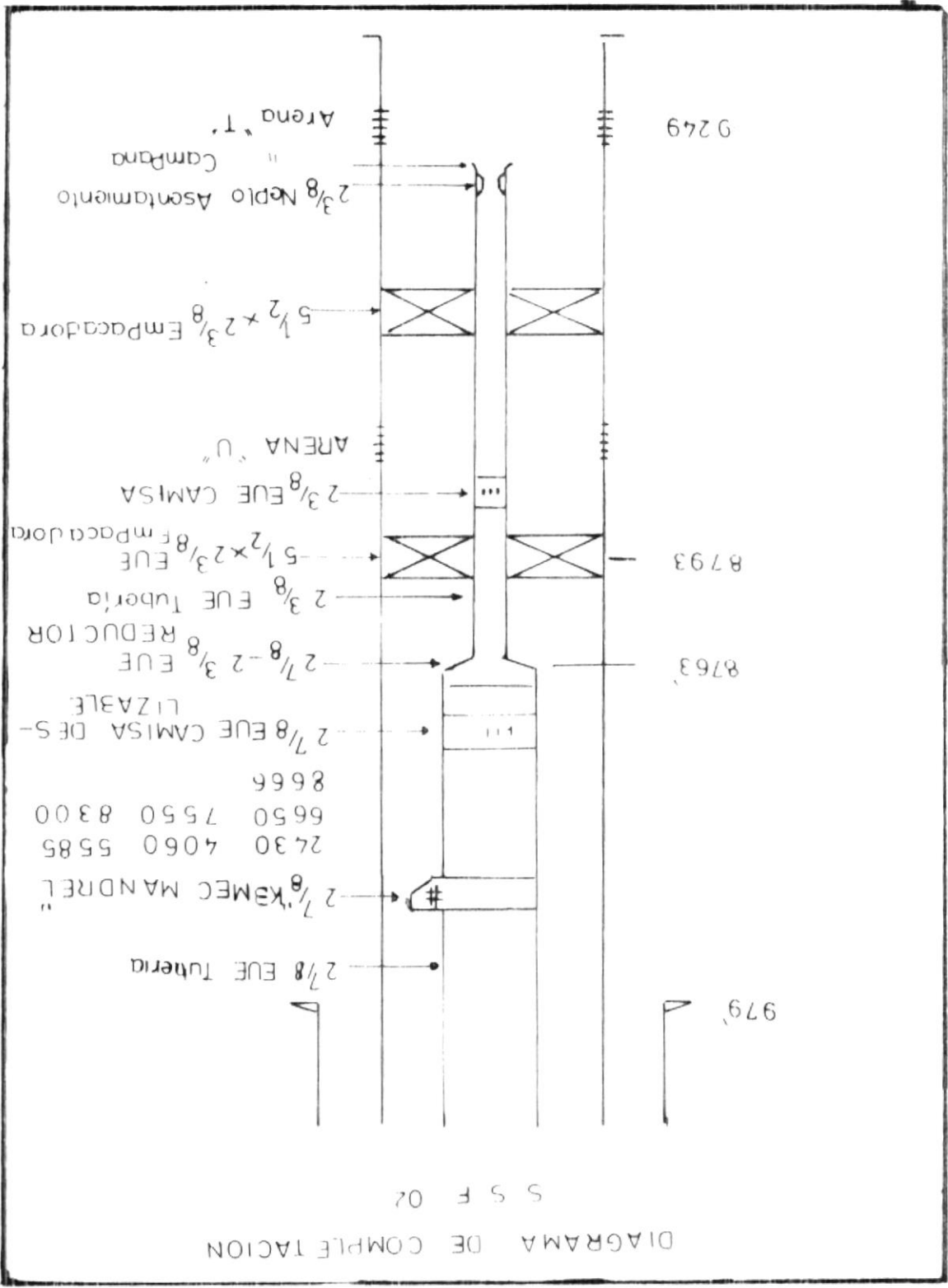
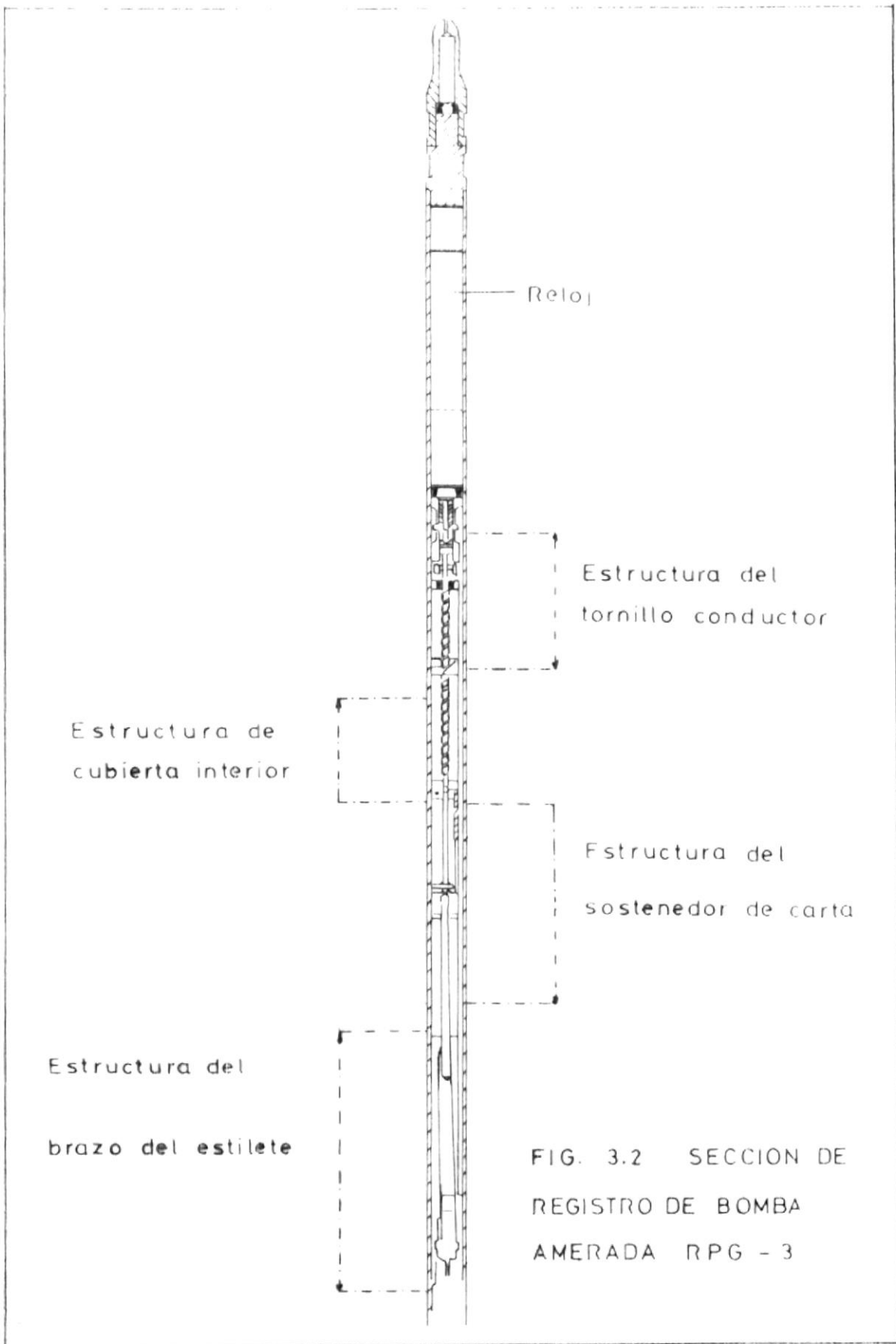


FIG 3.1





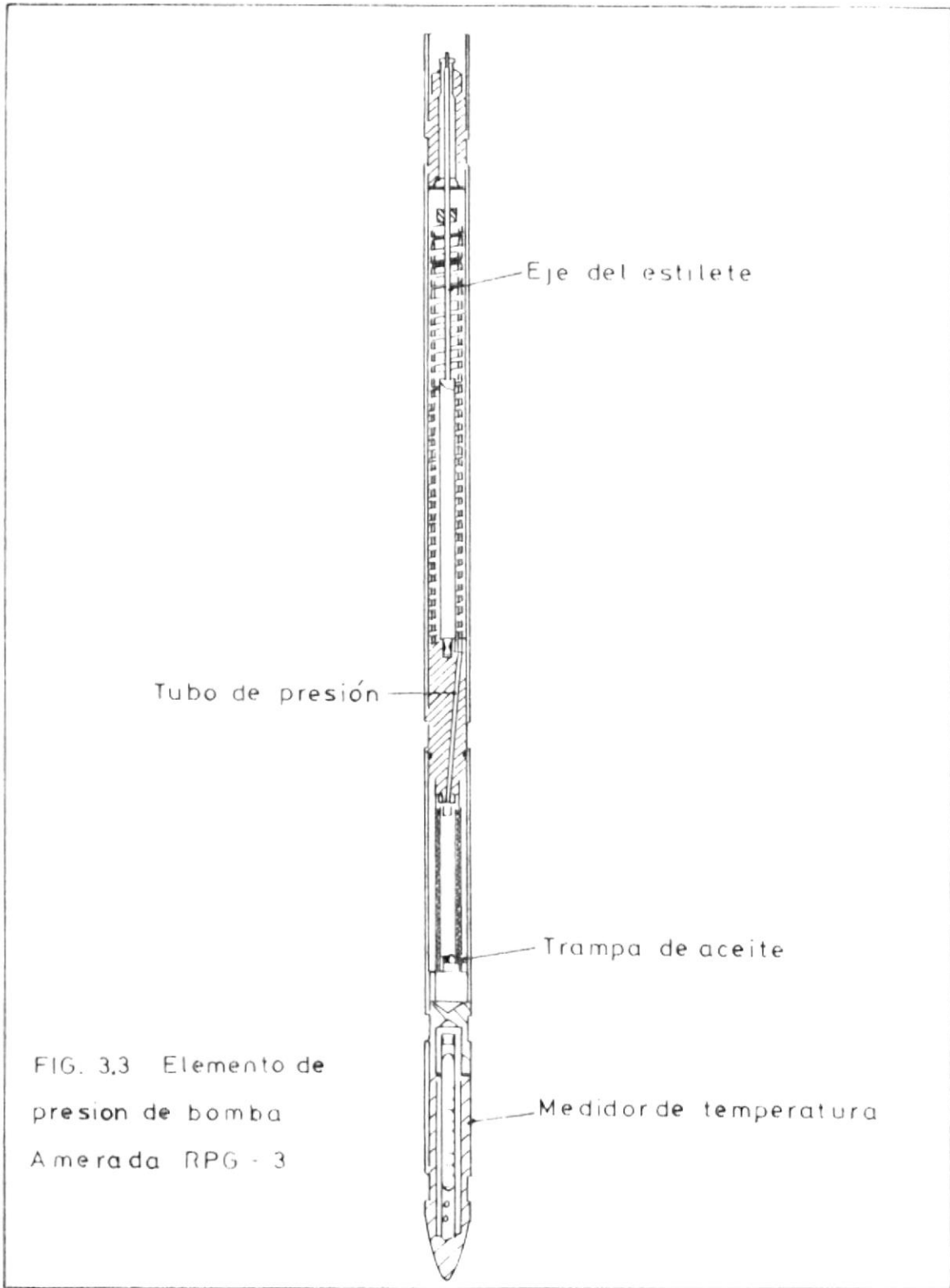


FIG. 3.3 Elemento de presión de bomba Amerada RPG - 3

EQUIPO DE LÍNEA DE ALAMBRE

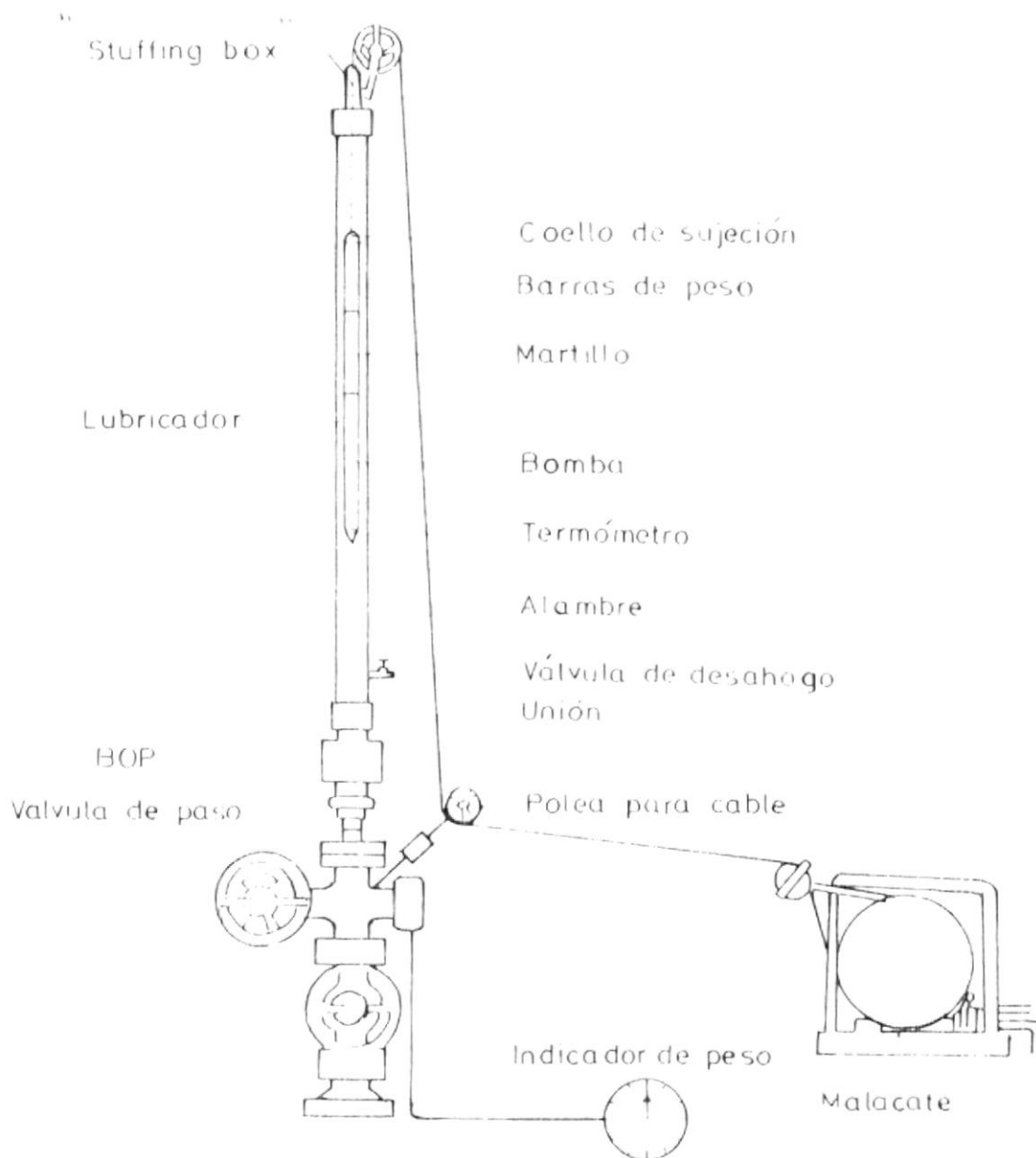


FIG 3 4

CARTA DE RESTAURACION DE PRESION

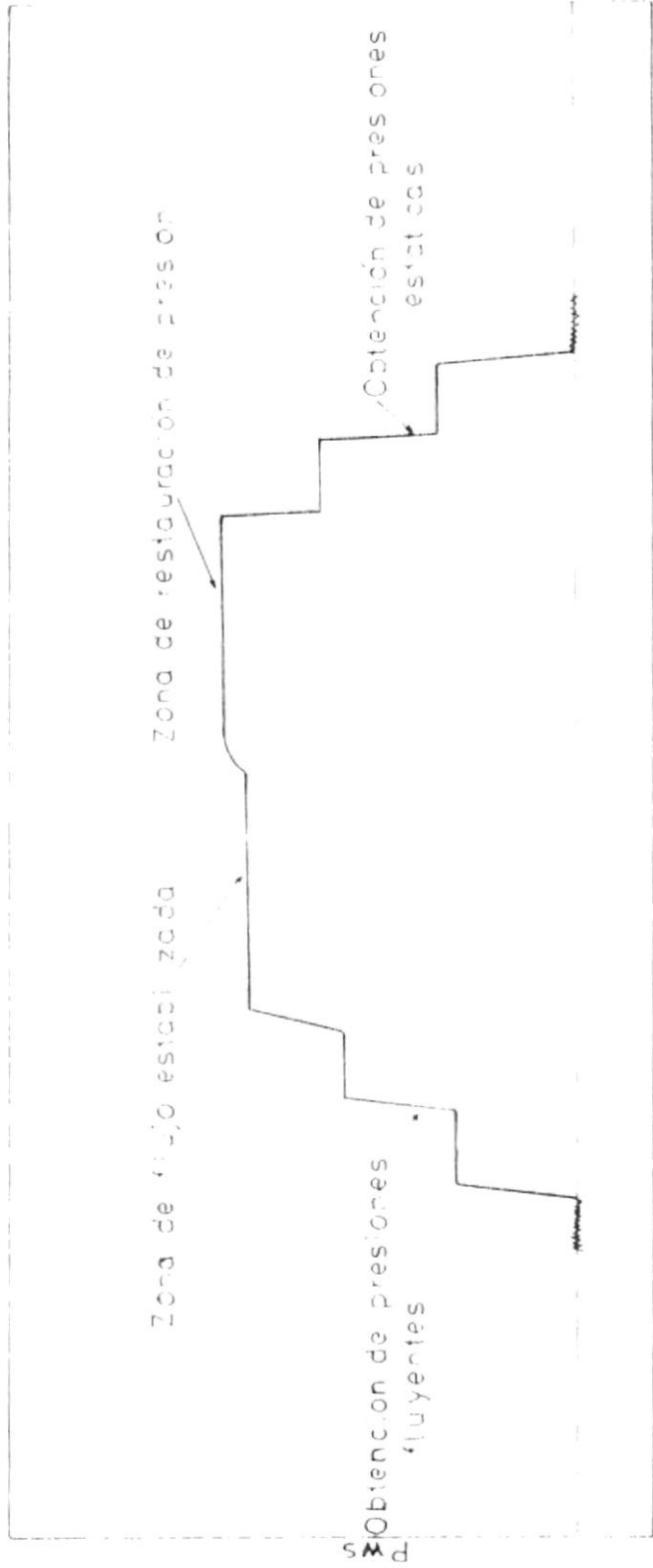


FIG 3,5

APENDICE II

TABLAS

TABLA N° 1  
VALORES DE PERMEABILIDAD Y FACTOR DE  
DAÑO

N° POZO	$K_{FH}$	$K_{MDH}$	KRAMLEY		$S_H$	$S_{MDH}$	$S_F$
			$K_{FV}$	$K_T$			
01	633	654	614	633	6.91	7.29	7.0
02	270	292	268	285	16.58	18.73	17
05	211	206	211	224	1.69	1.46	2.0
07	314	314	300	316	10.95	10.95	10
14	458	458	432	460	-2.27	-2.27	-2.0
17	954	954	932	957	17.62	18.08	18
21	103	99	102	108	16.52	15.74	17
23	174	174	170	188	54.0	54.0	50
27	1429	1429	1415	1455	22.64	22.35	22
28	305	305	297	310	22.26	26.40	24
29	706	706	689	718	25.00	25.20	22
35	264	271	268	282	8.98	9.44	9.0
39	497	497	485	516	39.99	39.91	40
43	307	307	291	314	10.99	10.83	10

TABLA Nº 2  
 PORCENTAJE DE ERROR DE PERMEABILIDADES

Nº POZO	$\frac{K_H - K_{MDH}}{K_H}$	$\frac{K_H - K_P}{K_H}$	$\frac{K_H - K_L}{K_H}$	$\frac{K_{MDH} - K_P}{K_{MDH}}$	$\frac{K_{MDH} - K_L}{K_{MDH}}$
01	3.21 %	3.0 %	0.0 %	6.11 %	3.21 %
02	7.53	0.74	5.56	8.22	2.40
05	2.42	0.0	6.16	2.43	8.74
07	0.0	4.46	0.95	4.46	0.95
14	0.0	5.68	0.44	5.68	0.44
17	0.0	2.31	0.31	2.31	0.31
21	4.04	0.97	4.85	3.03	9.09
23	0.0	2.30	8.05	2.30	8.05
27	0.0	0.98	1.82	0.98	1.82
28	0.0	2.62	1.64	2.62	1.64
29	0.0	2.41	1.70	2.41	1.70
35	2.58	1.52	6.82	1.10	4.05
39	0.0	2.41	3.82	2.41	3.82
43	0.0	5.21	2.78	5.21	2.78

TABLA N° 3

PORCENTAJES DE ERRORES DEL FACTOR DE DAÑO

N° POZO	$\frac{S_H - S_{MDH}}{S_H}$	$\frac{S_H - S_R}{S_H}$	$\frac{S_{MDH} - S_R}{S_{MDH}}$
01	5.5%	1.0%	4.0%
02	13	2.53	9.24
05	13.6	18.34	37.0
07	0.0	8.68	8.68
14	0.0	11.89	11.89
17	2.61	2.60	0.44
21	4.84	2.66	8.00
23	0.0	7.41	7.41
27	1.28	2.83	1.57
28	0.53	8.60	9.00
29	0.80	12.0	12.70
35	5.12	0.22	4.66
39	0.20	0.025	0.23
43	1.46	9.00	7.66



TABLA N° 4

VALORES PERMEABILIDAD COMPUTARIZADA Y PORCENTAJES  
DE ERROR

N° POZO	$K_C$	$\frac{K_H - K_C}{K_H}$	$\frac{K_{MDH} - K_C}{K_{MDH}}$	$\frac{K_P - K_C}{K_P}$	$\frac{K_T - K_C}{K_T}$
01	511	19.3 %	21.86	16.78	19.3
02	271	0.37	7.19	1.11	4.91
05	194	8.06	5.83	8.06	13.39
07	276	12.10	12.10	8.00	12.65
14	427	6.77	6.77	1.16	7.17
17	709	25.68	25.68	23.92	25.91
21	110	6.80	11.11	7.84	1.85
23	165	5.17	5.17	2.94	12.23
27	1447	1.26	1.26	2.26	0.55
28	419	37.38	37.38	41.07	35.16
29	519	26.49	26.49	24.67	27.71
35	291	10.23	7.38	8.58	3.19
39	422	15.10	15.10	12.99	18.21
43	240	21.83	21.83	17.53	23.57

TABLA N° 5

N° POZO	IP ideal	IP real	FE	$\bar{P}R$	$\sigma_{Tax}$	C $\times 10^4$	n	AOPD
01	9.55	17.50	0.55	2171	21959	8.2	1.0763	12483
02	3.13	8.89	0.36	2700	13769	0.9	1.1348	5512
05	6.59	7.43	0.89	2740	12024	3.0	1.1083	13509
07	10.05	22.95	0.44	3161	40719	2.3	1.1042	11031
14	19.07	14.44	1.32	2150	16193	90.5	0.9508	19661
17	13.13	31.33	0.42	2400	42329	4.5	1.1372	21936
21	1.65	4.13	0.40	2620	6240	0.082	1.2541	3073
23	0.98	5.72	0.17	2730	9058	0.081	1.1161	1856
27	9.53	14.94	0.39	2780	36731	1.3	1.1628	18246
28	2.59	8.55	0.30	2850	14572	0.34	1.1845	5200
29	8.63	26.31	0.33	2140	32135	0.81	1.23075	12773
35	2.66	5.74	0.46	2669	8972	0.74	1.1363	4528
39	3.24	13.21	0.25	3060	23028	1.9	1.0760	6026
43	9.77	20.29	0.48	2190	25787	1.56	1.1933	14636

TO15 MEMBER DATE 81/07/06 TIME 10.46

TYPE NAME DISK ADDR TOTAL NUM TEXT/RECORD ATTRIBUTES LINK

S SAH1 89521/015DB1 970009 96/60 00000000

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/06 10:36

?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

??

?? 7163 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER

// READ DEVICE-SYSIN

// PRINT DEVICE-PRTR

\*PROCESS LINK(R,CIB(TO15)) NOSOURCE NOHALT

PROGRAM SAH1

C \*\*\*\*\*

C SUSANA AIZAGA HINDSTROZA

C DEPARTAMENTO DE PETROLEOS

C CALCULO DE LA CAPACIDAD DE FLUJO Y PERMEABILIDAD DE LA FORMACION

C ESTE PROGRAMA CALCULA LA PERMEABILIDAD POR MEDIO DE UNA TECNICA

C ANALITICA, INDEPENDIENTEMENTE DE CUALQUIER GRAFICA

C CAMPO SAH -

C Q TASA DE FLUJO LIQUIDA EN BPD

C V VISCOSIDAD DEL FLUIDO EN CENTIPOISES

C B FACTOR VOLUMETRICO DE LA FORMACION

C H ESPESOR DE LA ARENA

C T TIEMPO EN HORAS

C P PRESION EN LPC

C XKH ES LA CAPACIDAD DE FLUJO EN MD\*PIE

C PERM ES LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION

C \*\*\*\*\*

DIMENSION T(50),P(50),DT(50),DP(50),TM(50),TITUL(25)

DATA IR/47,IW/3/

DO 400 J=1,I7

10 READ(IR,1000,END=11)TITUL

READ(IR,1001) N,Q,V,B,H

READ(IR,1002) (T(I),P(I),I=1,N)

C IMPRIME ENCABEZADO Y DATOS

WRITE(IW,2000) (TITUL(I),I=1,25)

C CALCULO DE VALORES DE SUMATORIAS

SUM1=0.0

SUM2=0.0

J=N-1

DO 100 I=1,J

K=I+1

DT(I)= T( K )-T(I)

DP(I)= P( K )-P(I)

TM(I)= T(I)+(T( K )-T(I))/2.0

SUM1 = SUM1 + DT(I)/DP(I)

SUM2 = SUM2+TM(I)

100 CONTINUE

C CALCULO DE LA CAPACIDAD DE FLUJO KH

XKH= 70.60\*Q\*V\*B/SUM1/SUM2

PERM=XKH/H

```
1
2
3
4
5
6
7
8
9 C      INPRIME
10      WRITE(IW,2003)XKH,PERM
11      GO TO 10
12      400  CONTINUE
13      11   STOP
14      1000 FORMAT(25A4)
15      1001 FORMAT(I10,4F10.3)
16      1002 FORMAT(F10.3,4X,F10.3)
17      2000 FORMAT(27X,16A4/)
18      2003 FORMAT(///46X,*CAPACIDAD DE FLUJO KH =*,F8.0,2X,*MD*PIE*//52X,
19      * *PERMEABILIDAD K =*,F8.0,4X,*MD*//27X,65(*-*)//)
20      END
21      ??SYS-3130 I SAH1  MODULE'S MAIN STORAGE SIZE IS
22      ??          7163 DECIMAL
23      ??SYS-3131 I 0000 IS THE START CONTROL ADDRESS OF THIS MODULE
24      ??SYS-3134 I SAH1  MODULE IS CATALOGED AS A LOAD MEMBER
25      ??          T015   IS THE LIBRARY NAME
26      ??          30    TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
```

SHH 01 29/VI/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 20451. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 511. MD

---

SHH 02 10/IV/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 13563. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 271. MD

---

SHH 05 1/IX/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 13978. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 194. MD

---

SHH 07 5/IV/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 29860. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 276. MD

---

SHH 14 28/VIII/79 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 21777. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 427. MD



SHH 17 27/X/79 SAND T

272

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 49653. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 709. MD

---

SHH 21 26/V/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 8352. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 110. MD

---

SHH 23 10/VII/78 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 10570. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 165. MD

---

SHH 27 1/V/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 60763. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 1447. MD

---

SSF 28 8/V/80 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 23471. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 419. MD

SHH 29 10/VIII/80 SAND T

273

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 36355. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 519. MD

---

SHH 35 25/VIII/79 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 8735. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 291. MD

---

SHH 39 21/VIII/78 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 25305. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 422. MD

---

SHH 43 27/XI/79 SAND T

CAPACIDAD DE FLUJO KH = 27882. MD\*PIE

PERMEABILIDAD K = 240. MD

---

## NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$\Delta OEP$	Potencial absoluto del pozo	BLPD
$b$	Intercepto de la recta con la ordenada en el gráfico de Muskat.	$\text{hrs}^{-1}$
$C_T$	Compresibilidad total	$\text{lpc}^{-1}$
$c$	Constante de turbulencia	
$\bar{C}$	Constante de llenado del flujo en el pozo.	$\text{By/Lpc}$
$\bar{C}_D$	Constante de llenado adimensional.	
FE	Eficiencia de flujo	
$\text{grad } \psi$	Gradiente de potencial	$\text{lpc/die}$
$E_i(\gamma)$	Función integral exponencial	
$h$	Espesor de la arena productora.	pies
$IP_{\text{ideal}}$	Índice de productividad sin daño.	$\text{BLPD/Lpc}$
$IP_{\text{real}}$	Índice de productividad con daño.	$\text{BLPD/Lpc}$
$K$	Permeabilidad absoluta	md
$K_c$	Permeabilidad computarizada	md



SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$K_H$	Permeabilidad de Horner	md
$K_{MDH}$	Permeabilidad de MDH	md
$K_P, K_E$	Permeabilidad de Ramey en función de $P_D$ y $t_p$	md
$M$	Peso molecular	lbs
$m_H$	Pendiente del gráfico de Horner.	Lpc/ciclo
$m_{MDH}$	Pendiente del gráfico de MDH	Lpc/ciclo
$n$	Exponente debido a la turbulencia.	
$P$	Presión del yacimiento	Lpc
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyente	Lpc
$P_{ws}$	Presión de restauración	Lpc
$\bar{P}_R, \bar{P}$	Presión promedio	Lpc
$P_i, P_o$	Presión inicial	Lpc
$P_{1h}$	Presión a $\Delta t = 1$ hr medida sobre la recta de restauración de presión.	Lpc
$P_{w1hH}$	Presión a $\Delta t = 1$ hr de Horner	Lpc
$P_{w1hMDH}$	Presión a $\Delta t = 1$ hr de MDH	Lpc

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$P_D$	Presión adimensional	
$P_D^*$	Presión adimensional extrapolado a condiciones estáticas.	
$q, q_L, q_1$	Tasa de flujo líquida	BLPD
$R$	Constante de los gases	$\frac{\text{lbs lpc}}{\text{mol pie}^3 \text{ } ^\circ\text{F}}$
$r$	Distancia radial	pies
$r_w$	Radio del pozo	pies
$r_e$	radio de drenaje	pies
$r_{eD}$	Radio de drenaje adimensional	
$r, \theta, z$	Ejes de coordenadas	
$S$	Factor de daño	
$S_H$	Factor de daño de Horner	
$S_{MDH}$	Factor de daño de MDH	
$T$	Temperatura	$^\circ\text{F}$
$t$	Tiempo de producción	Hrs
$t_D$	Tiempo adimensional	

SIMBOLO	DESCRIPCION	UNIDADES
$V$	Tasa volumétrica de flujo	BLPD/die <sup>3</sup>
$Z$	Factor de compresibilidad	
$\Delta P$	Diferencial entre las presiones de restauración y fluyente.	Lpc
$\Delta P_{\text{daño}}, \Delta P_S$	Diferencial de presión en la zona afectada por el factor de daño.	Lpc
$\Delta P^*$	Diferencial de presión extrapolada a condiciones estáticas.	Lpc
$\Delta P_D, \Delta \bar{P}_D$	Caída de presión adimensional	
$\Delta t$	Tiempo de cierre	Hrs
$e$	Factor volumétrico de formación	By/STB
$e$	Pendiente del gráfico de Muskat	
$F$	Porosidad	
$\mu$	Viscosidad	Cp
$\rho$	Densidad	lbs/die <sup>3</sup>
	Densidad a la presión inicial	lbs/die <sup>3</sup>



## REFERENCES

1. AGARWAL, P.G., AL-HUSSAINY, R. and RAMEY, H.J.Jr.,  
"An Investigation of Wellbore storage and skin effect  
in unsteady liquid flow, I. Analytical treatment",  
Soc. Pet. Eng. J. (September 1970) Trans. AIME, Vol.  
249 pag. 279-290.
2. CARSLAW, H.S. and JAEGER, J.C.: "Conduction of Heat  
in Solids", Oxford at the Clarendon Press (1959).
3. HORNER, D.R. "Pressure Build up in wells", Proceedings  
of third world petroleum Congress, E.J. Brill, Leiden  
(1951) pag. 503.
4. HUBBERT, M. KING, "Darcy's Law and the field equations  
of the flow of underground fluids", Trans., AIME (1956)  
pag 207-222.
5. MUSKAT, M., "Use of data on the build-up of bottom hole  
pressures", trans., AIME (1937) pag. 44.
6. MILLER, C.C., Dyes, A.B. and Hutchinson, C.A.Jr., "The  
estimation of Permeability and reservoir pressure from  
bottom hole pressure build up characteristic", Trans.,  
AIME (1950) pag 91.

7. MATHEWS, C.S. and RUPPEL, D.G., "Pressure Build up and flow test in wells", SPE Monograph N° 1 (1967).
8. Manual Geophysical research Corporation RPG 3 Tulsa, Oklahoma.
9. POLUBARTNOVA-ROCHINA, P.Ya.; "Theory of ground water movemen , translated from the Russian by J.M.R. de weist, princeton Univ. Press, Princeton, N.J. (1962) pag. 549.
10. PERRINE, R.L., Analysis of pressure build-up curves, drill and prod. prac., API (1956) pag. 482.
11. RAMEY, H.J. Jr. "Non Darcy flow and wellbore storage effect in pressure build up and drawdown of gas wells" trans., AIME (1965) Vol. 234 pag. 223.
12. THEIS, C.V. "The relationship between the Lowering of piezometric surface and rate and duration of discharge of wells using ground water storage" Trans., AIME (1935) pag. 519.
13. VOGEL, J.V., "Inflow performance relationship for solution gas drive wells", J. Pet Tech (January 1968) 83-92.

14. VAN EVERDINGEN, A.F. and HURST, W., "The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs, trans., AIME (1949) Vol. 186 pag. 305-324.
15. VAN EVERDINGEN, A.F., The Skin effect and its influence on the productive capacity of a well, trans., AIME (1953), pag. 171.
16. WYLLIE, C.R. Jr., "Advance engineering mathematics, 3<sup>rd</sup> Ed., Mc Graw Hill Book Co., Inc., New York (1966).



CIB-ESPOL