

# Universidad Nacional de Ingeniería

PROGRAMA ACADEMICO DE INGENIERIA  
DE PETROLEO Y PETROQUIMICA



## ANALISIS TECNICO ECONOMICO DE LA PRODUCCION DE UN YACIMIENTO DE PETROLEO TIPO GAS, DISUELTO, EN BASE AL HISTORIAL DE PRODUCCION DE LOS POZOS

**T E S I S**

FARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO

**CARLOS HIGINIO CONTRERAS MARIÑOS**

PROMOCION 1967

**LIMA   ★   PERU   ★   1978**

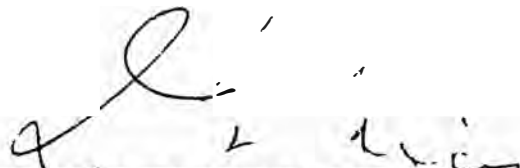
SEÑOR RECTOR :

Los Profesores que suscriben, después de oír  
al graduando en acto oral, han calificado la -  
presente Tesis con la nota de : BUINCE  
1/5T.

Lima, 31 de Enero de 1978

  
Ina. CESAR TIPIAN V.

Ing. LUIS DEL CASTILLO R.

  
Ing. JUAN RODRIGUEZ DEL CASTILLO

*A mis queridos padres en  
reconocimiento a su es-  
fuerzo y sacrificio.*

*Con devoción y cariño  
a mi dulce Esposa e  
hija*

*A mis Profesores en reconoci-  
miento y agradecimiento por-  
las enseñanzas vertidas hacia  
mi persona*

## I N D I C E

<u>CAPITULO I</u>	<u>INTRODUCCION</u> .....	Pág. N°
<u>CAPITULO II</u>	<u>ANALISIS DE LA CURVA I.P.R.</u>	4
	(Producción de la arena al - pozo versus presiones fluyen tes de fondo).....	
	2.1 - El reservorio de petró leo y gas.....	4
	2.2 - Mecanismo de drenaje - y análisis de la curva I.P.R. ....	7
	2.3 - Característica radial- del flujo hacia el po- zo.....	9
	2.4 - Evaluación del Reservo rio.....	9
<u>CAPITULO III</u>	<u>ANALISIS DE LAS CURVAS DE -</u>	
	<u>GRADIENTE EN EL FLUJO VERTICAL</u>	20
	3.1 - Naturaleza y comporta - miento de las fases....	20
	3.2 - Flujo bifásico en pozos surgentes .....	21
	3.3 - Métodos prácticos de - cálculo de caída de pre sión .....	25

I N D I C E - Pág. N° 2.-

CAPITULO	IV	<u>ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE</u>	Pág.	N°
		<u>LOS FACTORES DEL PROYECTO PA-</u>		
		<u>RA APLICAR INYECCION DE GAS -</u>		
		<u>AL RESERVORIO</u> .....		31
CAPITULO	V	CONCLUSIONES .....		38
		<u>BIBLIOGRAFIA</u> .....		39

\* \* \* \* \*





## CAPITULO I INTRODUCCION

La crisis mundial de la energía, una de cuyas principales fuentes la constituyen los hidrocarburos, exige de los países que poseen este vital recurso, una política de explotación racional, no solo en el aspecto técnico, sino fundamentalmente económico, por cuanto la naturaleza de la crisis se refleja tanto en la escases como en el precio del petróleo.

Por las consideraciones expuestas, los esfuerzos deben en caminarsse a maximizar la producción prolongando la vida útil de los pozos y preservando en lo posible la energía de los yacimientos petrolíferos. Hasta el presente, la aplicación tecnológica de los métodos de producción de petróleo han sido encaminados en su mayor parte a mejorar las prácticas de producción de campo y tratar de obtener sus respectivos beneficios.

Sin embargo dichos conocimientos no han sido evaluados en toda su extensión ni analizados en forma adecuadamente económica.

El informe sobre el comportamiento de los pozos de flujo natural y extracción artificial, presentados por W.E. Gilbert, ante el Instituto Americano de Petróleo en el año 1954, constituye el punto de partida para intentar la solución de la problemática de realizar pronósticos confiables del comportamiento de producción del yacimiento a través de los pozos de petróleo.

El presente trabajo de Tesis de Grado trata básicamente de la optimización de un proyecto de producción de un yacimiento, luego de evaluados los comportamientos de 2 grupos de pozos de índices de productividad originales diferentes en cada grupo, y haber comparado alternativas de posibles políticas y métodos de producción, tales como depletación natural y mantenimiento de presión.

Los historiales de pozos han proporcionado datos en base a los cuales se han estimado las futuras variaciones de las presiones del reservorio y las relaciones gas-líquido con respecto a la producción acumulada. Se ha asumido que los índices de productividad y contenido de agua y se

dimento de los dos grupos considerados varían linealmente - con la producción acumulada. Además con el fin de realizar la respectiva evaluación económica de las alternativas propuestas se han estimado determinados costos y un margen de ganancias cuando se acelera la producción.

Por lo expuesto, podemos concluir la factibilidad de realizar proyectos de mantenimiento de presión que sean económicamente rentables determinando la explotación racionalmente - técnica y económica de los yacimientos de petróleo.

CAPITULO II      ANALISIS DE LA CURVA I.P.R.  
(Producción de la Arena al pozo - Versus presiones de fondo).

2.1      El Reservorio de petróleo y gas

Está constituido por un cuerpo de roca porosa y permeable que contiene petróleo y gas a través del cual los fluidos pueden ponerse en movimiento hacia los pozos por las presiones existentes o que pueden aplicarse.

En rigor se consideran reservorios de petróleo aquellas formaciones donde los hidrocarburos han sido acumulados localmente en cantidades comerciales. Para ello, requieren tres condiciones

- 1) Deben poseer porosidad para almacenar una cantidad suficiente de fluidos.
- 2) Debe tener permeabilidad, de modo que los fluidos puedan fluir a los pozos.
- 3) Debe ser una trampa verdadera, cuyos límites son hacia arriba una capa impermeable y lateralmente los límites de la propia estructura, la estratigrafía o

### la litología de la formación.

Los fluidos presentes dentro del espacio interconectado del reservorio están segregados de acuerdo con sus densidades, determinando la continuidad de las condiciones hidráulicas del mismo. El comportamiento de los fluidos en una parte del reservorio es igual que en cualquier otra parte y la velocidad de transmisión de los fluidos depende de las características individuales del reservorio y de los fluidos presentes.

Es común en un principio, en los cálculos de productividad de pozos de petróleo asumir que el flujo de fluidos de la formación al pozo es directamente proporcional a la caída de presión entre el reservorio y la pared del mismo.

Para flujo continuo, modelo radial o flujo incompresible y monofásico la constante de proporcionalidad es el índice de productividad derivada de la Ley de Darcy.

En cambio, cuando afluyen fluidos bifásicos mezclas de gas y petróleo del reservorio no debe esperarse que esa relación se mantenga.

Muskat, mediante cálculos teóricos encontró que regímenes de producción versus presiones de fondo, no mantenían una relación lineal, explicando que era debido a que un pozo no tiene un I.P. constante porque el valor de la pendiente varía continuamente con la variación de la caída de presión y también debido a los cambios experimentados en la relación gas-líquido. Por lo tanto, la declinación de la curva del régimen de producción en función de la presión estática de un pozo de flujo natural bifásico no representa la declinación del potencial productivo de la formación.

W.E. Gilbert propuso métodos de análisis que utilizan la curva completa de regímenes de producción versus presiones, denominando a este gráfico relación del comportamiento productivo de un pozo (I.P.R.)

Con la ayuda de las computadoras ha sido posible programar varios reservorios simulados que cubren un amplio rango de condiciones entre las cuales destacan crudos de diferentes características, permeabilidades relativamente diversas, los efectos del espaciamiento de los pozos, res

tricciones por fracturamiento y efecto del daño.

## 2.2 Mecanismo de drenaje y análisis de la curva IPR

Los factores que permiten la afluencia de los hidrocarburos de la arena al pozo son los siguientes

- 1.- La fuerza expansiva debida a la alta presión del gas natural asociado con el petróleo y el agua.
- 2.- La flotabilidad, expansibilidad y fuerza hidráulica de intrusión y avance del agua.
- 3.- La fuerza de gravedad

También pueden considerarse dos fuerzas expulsivas adicionales :

- a).- La compactación de las rocas reservorio poco consolidadas (aumentan la presión del reservorio).
- b).- La expansión volumétrica del petróleo (por sí mismo) lo cual aumenta la presión del reservorio.

### Factores que se oponen al drenaje

- .- Capilaridad (Funciona en reservorios que presentan variación vertical de permeabilidad) disminuyendo de la base al tope de la formación.

- Adhesión (depende de la mojabilidad de la roca, si es compatible al agua, el petróleo se deslizará sin restricciones en cambio si es compatible al petróleo éste se detendrá por estar adherido a la roca).
- Fricción de los poros (Esta restricción siempre está presente en cualquier situación).

La magnitud de estas fuerzas son influenciadas por las propiedades del crudo (viscosidad, tensión superficial y densidad), así como por las características litológicas de la roca reservorio tales como la permeabilidad, el material de que está compuesto y la superficie expuesta al contacto con los fluidos del reservorio. El gas natural en el reservorio puede canalizarse en grandes masas hacia las partes altas formando un casquete y/o producirse con el petróleo.

La investigación admite relaciones válidas solamente para valores por debajo del punto de burbujeo.

La computación suele realizarse para reservorios encima del punto de burbujeto, pero solamente para asegurar que dicha condición inicial no causará un cambio significativo en



el comportamiento para valores por debajo del punto de burbujeo.

### 2.3 Característica radial del flujo hacia el pozo

Los fluidos dentro de cualquier estrato de la roca reservorio se dirigen hacia el pozo como centro. A causa de la característica radial del drenaje la sección transversal del flujo va disminuyendo conforme los fluidos se acercan al pozo determinando que la velocidad del flujo vaya incrementándose, no solo por la disminución de la sección sino por la diferencial de la presión y la liberación del gas en solución en el crudo, a medida que disminuye la presión.

El régimen a la cual la energía es consumida en el movimiento de los fluidos en su camino hacia el pozo productor es también un aspecto del flujo radial y de amplia significación en cualquier estudio de la eficiencia del drenaje.

### 2.4 Evaluación del reservorio

Una de las principales tareas del Ingeniero de Yacimientos, es la reunión de datos útiles concernientes al reservorio y a los pozos individuales de un campo, con el fin de tener

un registro actualizado de su comportamiento. Dicha información es indispensable en la planificación del programa de explotación y en la estimación de las reservas de petróleo y gas y su recuperación futura.

En el estudio del rendimiento de un reservorio se requieren datos que permitan estimar la permeabilidad promedio, la porosidad y la expansión lateral de la roca reservorio.

Asimismo es importante la información correspondiente a la variación vertical y lateral en las características litológicas, así como la presencia de fallas, estratificaciones transversales, etc., las condiciones lenticulares u otras irregularidades que puedan restringir el drenaje lateral y vertical.

Dichas informaciones pueden obtenerse de pruebas hechas sobre muestras de núcleos tomadas durante el curso de la perforación de la roca reservorio en varios pozos, ó puede inferirse de los estudios de correlación de perfiles eléctricos.

Debe realizarse un esfuerzo especial para determinar las características originales y la distribución de los fluidos en el reservorio

- a) Las cantidades relativas de aceite, gas y agua en las diferentes partes del reservorio.
- b) La presión inicial y la temperatura promedio, así como las propiedades físicas de los fluidos del reservorio son también importantes, particularmente su gravedad específica, las tensiones superficiales e interfaciales y las relaciones entre las fases y la influencia de la presión y temperatura en la solubilidad del gas en el aceite y el agua con nata, la presión de saturación y el factor de volumen de la formación.

Todas estas propiedades de los fluidos del reservorio deben ser determinadas por pruebas reales en los pozos o en el Laboratorio de muestras representativas de los fluidos, en condiciones tan cercanas como sea posible a las que existen en el reservorio.

La distribución de agua aceite y gas dentro del reservorio -

puede deducirse de los resultados de las pruebas de los fluidos contenidos en las muestras de núcleos, registros eléctricos y pruebas de formación. Los cálculos de las características de la formación a partir de los datos obtenidos de la prueba de formación, han demostrado ser básicos y de gran ayuda en la evaluación del potencial comercial de una formación.

Los cálculos arriba mencionados están basados en las ecuaciones de flujo modificadas y estudiadas por D.R. Horner para sistemas líquidos y por G.W. Tracy para sistemas gaseosos.

Para realizar los cálculos con información obtenida de la prueba de formación es necesario hacer una serie de asunciones concernientes a los reservorios, y los fluidos que contiene, tales como

- 1.- Debe quedar establecido que el flujo obedece a la Ley de Darcy.

Una variación en este concepto evitará que las curvas de presión ploteadas así como la extrapolación de las mismas caigan dentro de una línea recta.

- 2.- El reservorio es homogéneo, horizontal y de un espesor uniformemente distribuido. Una variación de esta asunción causará una desviación de la curva ploteada hacia otra similar y errónea conseguida a partir de las presiones obtenidas en la prueba versus la relación de los tiempos parciales.
- 3.- Se asume también que la producción está presente en su fase líquida y que su régimen es constante justamente antes del cierre de las herramientas que nos permite alcanzar la presión estática de la formación.
- 4.- La compresibilidad y viscosidad absoluta de los fluidos permanecen razonablemente constantes sobre un rango de presión y temperatura determinados.

Debido a la corta duración de las pruebas de formación, el incremento de la presión de fondo cuando se mantiene cerrada la válvula (build up pressure) no alcanzará inicialmente las condiciones estáticas de modo que siempre será necesario extrapolar la curva de presión o build up pressure para alcanzar las condiciones estáticas del reservorio.

Los registros de completación de pozos, registros de producción y G.O.R. obtenidos permiten determinar áreas de corona de gas, líneas de corte de agua y efectos capilares. El contenido de sal disuelta en el agua presente en el reservorio y producida con el petróleo y gas puede ser determinada analíticamente en el laboratorio.

El rendimiento de producción de cada pozo debe ser observada rigurosamente, particularmente en su comportamiento inicial.

#### -Técnica de Horner para estimar la presión estática

El flujo de fluidos del reservorio al pozo es posible sólo - si la presión de la formación en el fondo del pozo es menor - que la presión en la formación a una distancia cualquiera - del pozo.

Horner desarrolló un método de análisis del comportamiento - de la presión de un pozo cerrado supuestamente más abajo de la lina. El flujo de petróleo, gas y agua en el fondo del pozo se detendrá, en cambio, el petróleo y gas en la formación continuarán moviéndose dentro de las regiones de pre

siones más bajas alrededor del fondo del pozo y este proceso continuará hasta que la presión general en el reservorio sea constante.

Para el caso de un solo pozo en un reservorio homogéneo, in finito, conteniendo solamente petróleo (no existe gas libre moviéndose) un ploteo de  $\log \left( \frac{T + \theta}{\theta} \right)$  versus  $p$  es una línea recta,

siendo  $T$  el tiempo de producción del pozo antes del cierre  $\theta$  es el tiempo desde que el pozo fué cerrado (medido en las mismas unidades que  $T$ ) y  $p$  es la presión en el fondo re gistrado al tiempo  $\theta$ .

Cuando el tiempo que permanece cerrado el pozo tiende a infinito ( $\infty$ ), la relación  $\frac{T + \theta}{\theta}$  tiende a la unidad y su logaritmo tiende a cero.

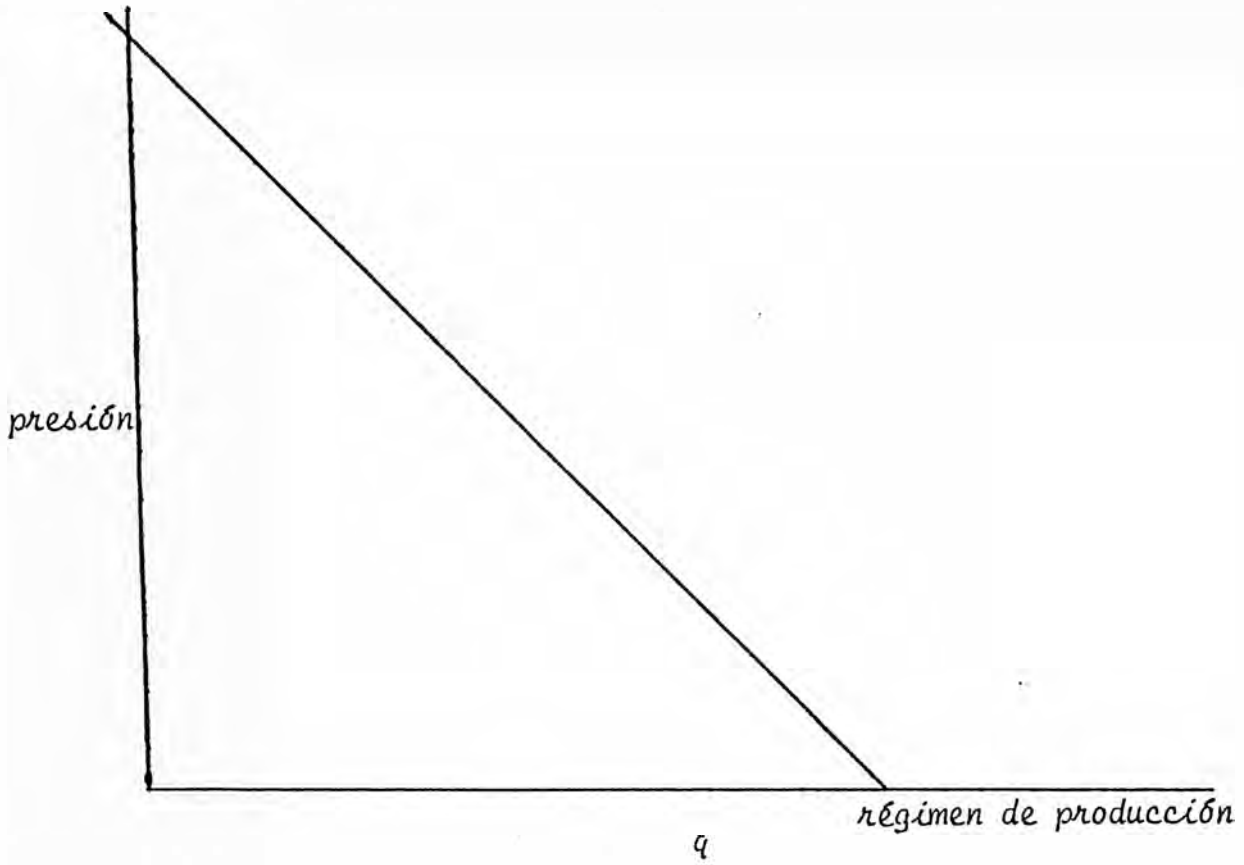
Luego una extrapolación de la parte superior del gráfico hasta cortar el eje a lo largo del cual el logaritmo citado es - cero, dará un valor de la presión a un tiempo infinito de - cierre, el cual en el caso de un solo pozo en un reservorio - ilimitado será el valor de la presión estática.

Tan pronto como la presión cerca del pozo empieza a aumentar, los fluidos fluirán dentro del espacio anular, casing-tubing, del pozo y la redistribución de la presión en el reservorio será influenciada por este movimiento de fluidos fuera de la formación (comúnmente este ingreso de fluidos al pozo es conocido como la post-producción). Sin embargo después que el pozo ha sido cerrado por unas pocas horas, la mayor parte de la presión de fondo aumentaría sólo muy lentamente, tanto que el régimen de movimiento del fluido dentro del pozo llega a ser pequeño y puede, para todos sus efectos, ser negligible.

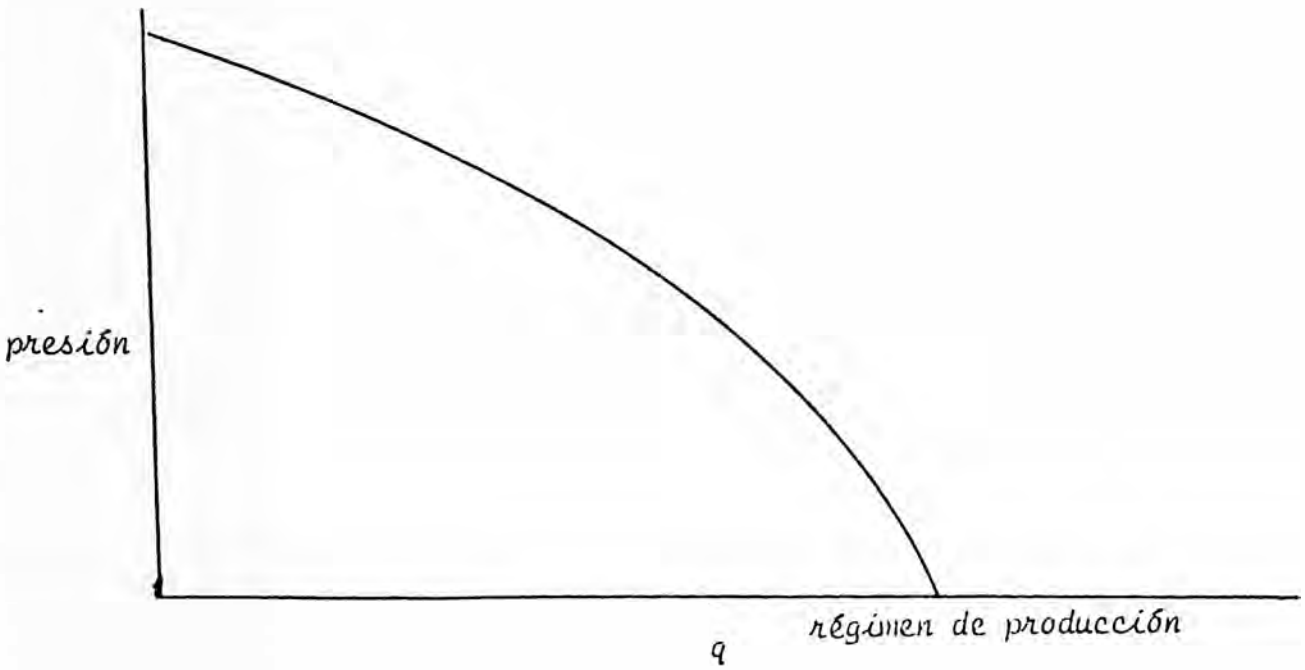
En otras palabras, después de unas pocas horas el modelo de la curva construida es determinada unicamente por la re distribución de la presión en el reservorio y no es afectada por la post-producción.

Conociendo la presión estática y efectuando una ó dos pruebas de producción en régimen estabilizado por inserción de estranguladores de flujo se tendrán los puntos para la curva IPR. De otro modo si se conoce el I.P. se conocerá el potencial del pozo  $(IP) \times (P)$ , con lo cual se tendrá la curva IPR





Curva aplicando la ecuación con el PI constante



Curva aplicando la ecuación de Vogel con gas disuelto

-Técnica de Vogel para la curva IPR con gas disuelto :

Posteriormente Vogel estableció una relación adimensional del comportamiento de la afluencia (I.P.R.) en pozos que producen por impulso de gas en solución.

Para 21 condiciones de reservorios diferentes aplicó la - computación para obtener las soluciones a su ecuación empírica :

$$\frac{q_o}{q_o(\text{max.})} = 1 - 0.20 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.80 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots (1)$$

donde  $q_o$  es el régimen de producción correspondiente a un pozo dado que tenga una presión  $P_{wf}$  ;  $P_r$  es la presión del reservorio y  $q_o(\text{max.})$  es el régimen máximo de producción (depresión 100%); los resultados obtenidos al graficarse mostraron similar trazo. La curva puede considerarse como una solución general de la ecuación de flujo -

*para reservorios impulsados por gas en solución con las constantes para soluciones particulares dependientes de las características individuales del reservorio.*

CAPITULO III ANALISIS DE LAS CURVAS DE GRADIENTE -  
EN EL FLUJO VERTICAL

3.1 Naturaleza y comportamiento de las fases

La producción del petróleo es la extracción de los fluidos presentes a través del pozo que ha sido perforado convenientemente. Los fluidos son generalmente mezclas complejas de hidrocarburos bajo sistemas líquido-gas sometidos a altas presiones y relativamente altas temperaturas.

El conjunto de 2 ó más fases constituye, un sistema heterogéneo. Una fase es una porción homogénea de materia físicamente distinta que tiene propiedades físicas y químicas uniformes.

Las propiedades de las fases son intensivas y extensivas. Las intensivas son independientes de la cantidad total de materia densidad, gravedad específica y calor específico. Las propiedades extensivas son aquellas, cuyo valor está determinado por la cantidad de materia conteni

da en el sistema la masa y el volumen.

El comportamiento de un sistema heterogéneo está influenciado por el número de componentes que contiene, los sistemas de un solo componente se comportarán distintamente de uno de dos componentes con su fase líquida y fase gaseosa.

Las fases líquido y vapor de las mezclas de 2 o más hidrocarburos son en realidad soluciones, por lo tanto su comportamiento cuantitativo puede ser determinado aplicando las fórmulas que rigen para las soluciones no ideales.

### 3.2 Flujo bifásico en pozos surgentes

En los diversos procesos que intervienen en la producción de petróleo, el flujo de las fases líquido y gas por tuberías tienen gran importancia.

En las columnas surgentes de los pozos, en las que el petróleo más el gas liberado es elevado por la propia energía del gas de la formación desde el fondo del pozo hasta

la cabeza del entubado, a medida que se reduce la presión continúa liberándose el gas en solución, contenido en el petróleo determinando el decrecimiento del volumen líquido. Este fenómeno afecta los volúmenes relativos de gas libre y petróleo recientes en cada punto del entubado de un pozo surgente.

Por ejemplo, si la presión fluyente de fondo está sobre la presión del punto de burbujeo del petróleo que es producido en el pozo, en el fondo del entubado solo existe líquido. La presión de la masa líquida decrece a medida que se mueve hacia la parte superior del entubado y comienzan a formarse burbujas de gas. Este régimen de flujo en el que las burbujas de gas están dispersas en un medio líquido continuo, es denominado flujo tipo burbuja, en el cual las burbujas de gas se desplazan a una velocidad aproximada a la del líquido que es la fase continua.

A medida que el fluido se mueve hacia arriba del entubado las burbujas de gas crecen y se hacen más numerosas, mientras que el empuje hacia arriba depende del cubo de radio de la

burbuja, la fuerza de fricción que es superficial depende solamente del cuadrado de radio, En consecuencia, las burbujas grandes se resbalan hacia arriba a más altas velocidades que las pequeñas y las primeras crecen al coger en su masa a las segundas, llega un momento en que estas burbujas grandes ocupan el diámetro del entubado y se forman "Slugs" o proyectiles de forma cilíndrico-cónica de petróleo conteniendo pequeñas burbujas de gas, separadas por grandes masas que van por toda la sección transversal del entubado, excepto una película de petróleo que se mueve lentamente a lo largo de las paredes. Esta condición constituye el flujo balístico ó "Slugs" caracterizada por la mayor velocidad de la corriente de gas en relación a la velocidad media del líquido.

Continuando a las paredes más altas del entubado, a más bajas presiones las masas de gas crecen y se expanden a tal punto que se rompen a través de los cilindros de petróleo más viscosos, resultando que el gas forma una base continua cerca del centro del entubado llevando gotas de petróleo dentro de sus masas, hacia las paredes del entubado-

donde la fricción es superior, el porcentaje de gas libre decrece y hay una película de petróleo cerca de la pared del entubado que se mueve hacia arriba con el flujo de gas en el centro, determinando el flujo denominado anular.

Un continuo decrecimiento de la presión con un aumento en el volumen del gas resulta en una película cada vez más fina de petróleo, hasta que finalmente desaparece y se llega al régimen de flujo de niebla ó rocío, en el que aparece una fase continua de gas en la cual las gotitas de petróleo son llevadas dentro de la masa de gas.

En el flujo vertical a través del entubado de un pozo surge uno de estos tipos de flujo puede ocurrir. En el punto cualquiera de la columna fluente, la gradiente de presión queda afectada por las viscosidades del petróleo y gas y sus variaciones con la presión y temperaturas, características PVT del petróleo y gas, la presión fluente de fondo y la presión en la cabeza del entubado.

Para la fase líquida : a) La viscosidad decrece cuando aumenta la temperatura, b) La viscosidad crece cuando aumen



to la presión, lo cual comprueba que el único efecto de la presión es comprimir el líquido y c) La viscosidad decrece a medida que el gas en solución aumenta.

Para la mayoría de los petróleos en el reservorio, el efecto de la compresión debido a la presión es mayor que el efecto debido al gas en solución, de modo que la viscosidad decrece con el aumento de la presión hasta la presión de saturación, a partir de la cual un aumento en la presión - produce un aumento en la viscosidad.

### 3.3 - Métodos prácticos de cálculo de caída de presión

El comportamiento del flujo vertical ha sido motivo de un exhaustivo estudio en los últimos 30 años, la investigación prosigue y se desarrolla vertiginosamente gracias a la ayuda de las computadoras.

En su forma más simple, para un diámetro de tubería, una relación gas-petróleo y un régimen dados :

$$\Delta p / \Delta h = \rho + C \times F / \rho$$

Gradiente = densidad + constante x factor de fricción sobre -  
densidad

Gilbert desarrolló empíricamente una serie numerosa de estas gradientes para diferentes diámetros de tubería, regímenes de flujo y relaciones gas-petróleo.

Poettman y Carpenter publicaron en 1952 un procedimiento analítico para determinar las caídas de presión en tuberías verticales con flujo multifásico. Su ecuación principal la desarrollaron a partir de un balance de energía entre 2 puntos dentro de la tubería de producción. Esta ecuación semiempírica está expresada por :

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[ \bar{\rho} + \frac{6 (q_m)^2}{7.413 \times 10^{10} p D^5} \right]$$

$\bar{\rho}$  = Densidad de la mezcla gas-líquido sin resbalamiento en  $\text{lbm/pie}^3$

$\delta$  = Factor de pérdida de energía de Poettmann y Carpenter.

$q_m$  = Régimen de masa en  $\text{lbm/día} =$   
 $= q_o \frac{\text{BSTO}}{\text{día}} \times m \text{ lbm/BSTO}$

$m = 350 \text{ lbs/BSTO} + 350 \text{ }_{10} \times \text{WOR} + (\text{GOR}) \times 0.0764$  g

$D$  = Diámetro interior de la tubería (pies)

$\frac{\Delta p}{\Delta h}$  = Gradiente de presión  $\text{lb/pulg}^2 / \text{pie}$

A partir de estos datos medidos de presiones de fondo en 49 pozos fluyentes y de bombeo neumático y aplicando su misma ecuación determinaron el valor de  $\bar{p}$  para cada uno de los pozos considerados.

Estos valores fueron correlacionados con el numerador del Número de Reynolds  $d v p$ . (Ver gráfico).

Analizando la ecuación de Poettman y Carpenter observamos que una tubería dada  $\frac{\Delta P}{\Delta H}$  es función de :

---

$$D P V = \frac{1.4737 \times 10^{-5} m q_0}{D}$$

$\bar{p}$ ,  $q_0$ ,  $m$  y  $D$  pero es función de  $q_0 \cdot m$ .

Con base en este hecho desarrollaron gráficas para obtener el gradiente de presión en función de  $\bar{p}$  y el producto  $q_0 m$

Hagedorn y Brown

En este método se considera que las pérdidas de fricción se basan en las propiedades combinadas del líquido y gas. No se distinguen regímenes de flujo. Pero entra un nuevo factor llamado "factor de colgamiento" (hold up) que indica la velocidad "in situ" de cada fluido (líquido o gas) en un punto dado de la columna fluente.

Este factor resulta de una correlación entre números adimensionales de los parámetros más importantes de los fluidos - del diámetro del entubado y la velocidad relativa del gas - con respecto al líquido.

La ecuación básica de flujo de fluidos obtenida a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de una tubería se expresa como :

$$\int_1^2 v \, dp + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_f = 0$$

$V$	.	-	Vol. específico
$p$	.	-	Presión
$h$	.	-	Profundidad
$v$	.	-	Velocidad
$W_f$	.	-	Pérdidas totales de energía

El trabajo experimental de Hogedorn y Brown se realizó en un pozo de 1500 pies de profundidad en tuberías de 1, 1 1/4 y 1 1/2 pg. Las tuberías fueron equipadas con dos válvulas - para la inyección de gas y cuatro transductores electrónicos de presión.

El procedimiento seguido consistió en establecer una correlación para el factor de fricción basado en una analogía con el flujo en una sola fase. Las pérdidas por fricción podían entonces determinarse usando dicho factor de fricción. La diferencia entre la caída total de presión y la caída debida a la fricción sería atribuible al gradiente estático afectado por el resbalamiento entre las fases. De aquí, que los factores de colgamiento podían ser calculados a partir de los datos de prueba.

Desarrollando la ecuación de balance de energía y utilizando unidades prácticas de campo se obtiene :

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{1}{144} P_m + \frac{f q_L^2 M^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \bar{p}_m} + \bar{p}_m \Delta \left( \frac{v_m^2 / 2 g_c}{\Delta h} \right) \quad \bar{P}_m = \bar{P}_L H_L + \bar{P}_g (1 - H_L)$$

en que :

- $\bar{p}$  .- Densidad media de la mezcla (lbm/pie<sup>3</sup>)
- $f$  .- Factor de fricción de las dos fases
- $q_L$  .- Gasto total de líquido (lb/día)
- $M$  .- Masa total de aceite, agua y gas asociado por barril del líquido fluyente dentro de la sarta de producción (lbm/bl).
- $d$  .- Diámetro interior de la tubería (pies)
- $v_m$  .- Velocidad de la mezcla (pies/seg.)
- $g_c$  .- Constante gravitacional 32.174 lbm-pie/lbf/seg<sup>2</sup>
- $\frac{\Delta p}{\Delta h}$  .- Gradiente de presión (lb/pg<sup>2</sup>/pie)
- $H_L$  .- Factor de colgamiento del líquido

Este factor se obtiene de una correlación en función de los números adimensionales de las velocidades de las 2 fases separadas y el número adimensional del diámetro a la tubería.

CAPITULO IV ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LOS FACTORES DEL PROYECTO PARA APLICAR INYECCION DE GAS AL RESERVORIO

UBICACION.-

El reservorio considerado se encuentra en el Zócalo Continental en el Noroeste del Perú, produce de la arena I la cual geológicamente corresponde al Terciario (Los gráficos 1A y 1B, estructural é isópaco, se adjuntan).

Se ha tomado como modelo un reservorio en actual explotación - y ubicado a 2,500' de profundidad, produce a través de 10 pozos mediante el mecanismo de impulsión de gas en solución.

(Tablas N° 1 y 3).

Procedimientos de Evaluación.-

En base a los historiales de pozos se conocen y se han graficado valores promedios de las presiones de fondo, relación gas-petróleo de producción, producciones iniciales y acumuladas, etc.

Tomando como base los índices de productividad se procedió a la

### clasificación de los pozos en 2 grupos (I y II).

En el Gráfico N° 2, se han ploteado las presiones promedias de los pozos versus tiempo, para nuestro propósito de evaluar la conveniencia de un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de gas el cual hubiere modificado sustancialmente las condiciones actuales del reservorio, el cual como se observa en el gráfico ha resultado en una declinación marcadamente acelerada; Se ha considerado que aproximadamente a los 2 años de iniciada la producción (a partir de una producción acumulada de 4 MMBls) debe realizarse un proyecto similar al que a continuación se presenta.

### Bases para la comparación de alternativas.-

El análisis económico de las alternativas requiere determinada clase de índice, o base de comparación capaz de resumir las diferencias más importantes que existen entre las alternativas de inversión, haciéndolas directamente comparables y poder ser utilizadas en la toma de decisiones.



### Oportunidades de Inversión.-

Generalmente se describe una oportunidad de inversión mediante los ingresos y egresos de efectivo que se producirían en ambas alternativas. En este caso se ha preferido el análisis económico basado en el incremento de la producción obtenida al asumir el proyecto de producción acelerada mediante el mantenimiento de presión con respecto al de surgencia natural.

La descripción del valor y tiempo en que se producirán los ingresos y egresos es conocida como el flujo de efectivo de la inversión.

Hay 3 factores de importancia en la comparación de las inversiones

- 1) El valor presente o actual
- 2) El tiempo en que se paga la inversión
- 3) La tasa de rentabilidad

- 1) El valor actual      Para un flujo de efectivo conocido y una tasa de interés, se puede calcular

una cantidad equivalente en cualquier punto en el tiempo. Por tanto, es posible calcular, en cualquier punto en el tiempo una sola cantidad que equivalga, en valor a un determinado flujo de efectivo.

Existen 3 características que hacen adecuado el valor actual como base de comparación :

- a).- Considera el valor del dinero en el tiempo de acuerdo al valor de la tasa de interés ( $i$ ) escogido para los cálculos.
- b).- Sitúa el valor equivalente de cualquier flujo de efectivo en un punto particular en el tiempo ( $t = 0$ ) y en un sólo índice.
- c).- El valor de la cantidad expresada en términos de valor actual es siempre único, independientemente de la forma como está estructurado el flujo de efectivo de la inversión. Es decir, cualquier sucesión de ingresos y egresos dará un único valor actual para un valor dado de la tasa de interés ( $i$ ).

2) El tiempo en que se paga la inversión (tiempo de pago) :

El lapso en el cual se produce el retorno de la inversión (Pay Out) es factor determinante en la toma de decisiones, cuanto menor sea el tiempo de retorno de inversión de un proyecto- éste será más atractivo.

3) La tasa de rentabilidad El porcentaje de interés con respecto al volumen de capital-invertido que se obtiene como resultado de un proyecto determina la mayor o menor rentabilidad del mismo.

El análisis económico se ha realizado asumiendo un programa de mantenimiento de presión por inyección de gas a los 2 años del inicio de su producción regular, en una etapa de declinación de notoria aceleración. La inyección se ha considerado realizarla a través de 4 pozos inyectoros ubicados en las partes más altas de la estructura con la finalidad de facilitar la formación de un casquete de gas, lo cual ayudaría al drenaje de mayores volúmenes de petróleo.

Los volúmenes inyectados se estimaron a partir de los valores estimados de espacio poroso dejados por la producción de petró-

leo y a partir de los volúmenes de gas disponibles.

En las tablas N<sup>o</sup>s. 2 y 4 se resumen los principales parámetros obtenidos sobre el comportamiento futuro de este reservorio con la inyección de gas.

La economía del proyecto se ha basado en la producción incremental que se obtendría con la inyección de gas en el referido reservorio. La inversión total del proyecto se ha estimado en 6 millones de dólares que cubren la perforación de 4 pozos inyectores y la instalación de una plataforma en la cual se ubicarían las facilidades para la inyección de gas.

Los costos de operación por barril de petróleo se han estimado en 6 dólares incrementados en 5% anual. Estos costos cubren las operaciones de producción, inyección, mantenimiento, etc.

El precio del petróleo crudo se ha estimado en 12.5 dólares por barril de petróleo producido y también incrementado al 5% anual.

Los resultados de la economía nos indican que el proyecto - de mantenimiento de presión por inyección de gas tiene una rentabilidad de 63%, con un retorno final de 3.2 dólar/dólar, y un tiempo de retorno de 2.5 años (Tablas N°s 5 y 6).

Estas tablas explican en detalle los pasos que se siguen para llegar a estos resultados.

## CAPITULO V CONCLUSIONES

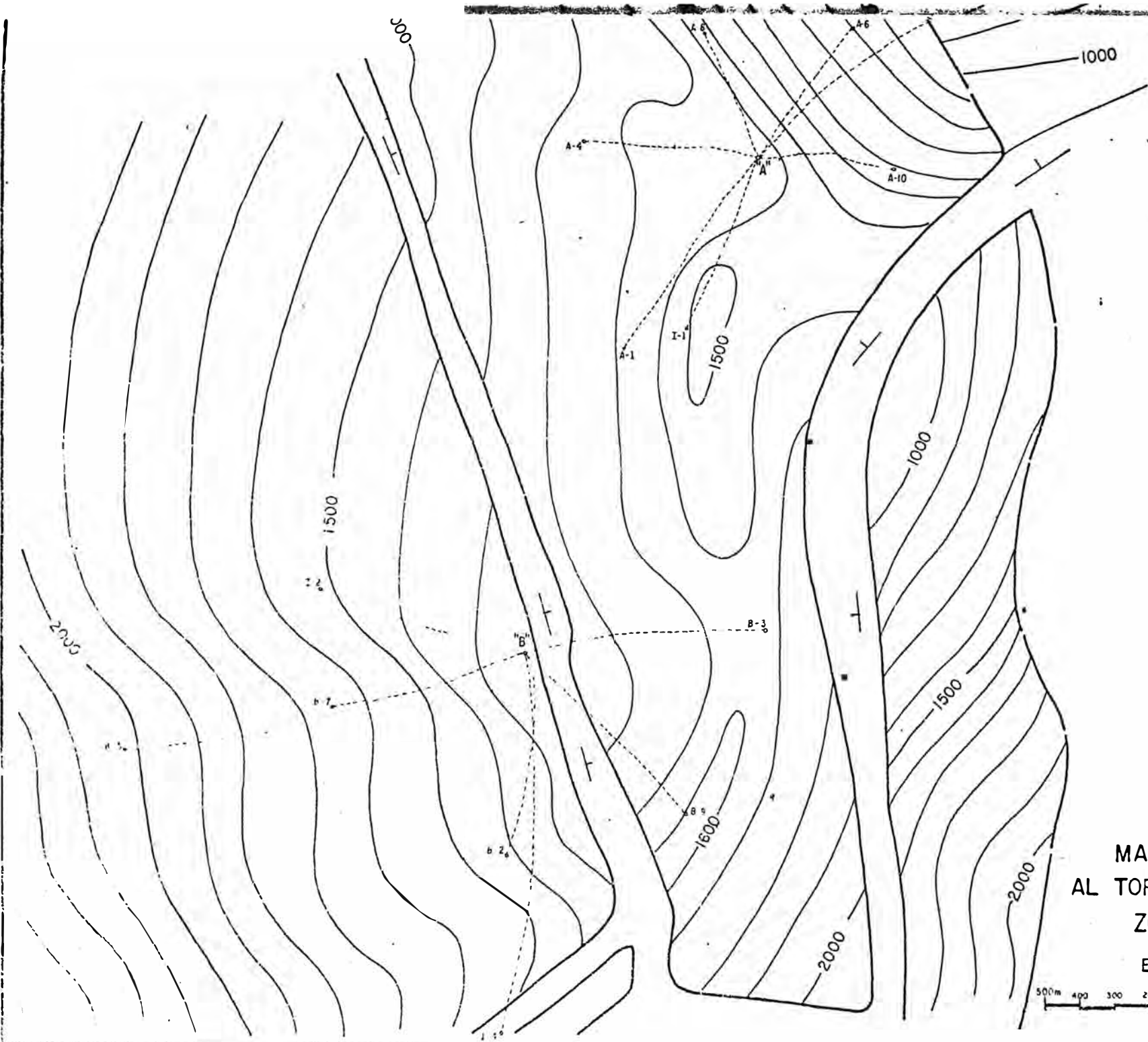
*El resultado del presente estudio crítico, nos permite formular las siguientes recomendaciones*

- 1) *Debe analizarse con sentido económico los planes - de explotación en actual ejecución para determinar el método más adecuado en base al historial de los pozos que están en explotación.*
- 2) *Estudiar la factibilidad técnico-económica de proyectos similares al presente trabajo, en base a alternativas (mantenimiento de presión sin o con gas lift) ú otros métodos de producción acelerada).*
- 3) *Hacer proyectos pilotos de mantenimiento de presión por inyección de diversos fluidos (gas, agua, L.P.G., etc.) con el fin de optar por el más conveniente.*
- 4) *Lo anterior permitirá avances en el sentido de lograr tecnología propia a mediano plazo.*

B I B L I O G R A F I A

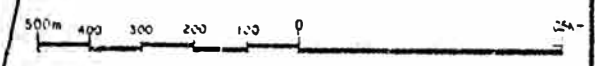
- Craft & Hawkins "Applied Petroleum - Reservoir Engineering".
- D. R. Horner "Pressure Build Up in Wells".
- Joseph Zaba and W.T. Doherty : "Practical Petroleum Engineering"- Handbook.-
- Symposium on Petroleum Economics and Valuation.-

\* \* \* \* \*

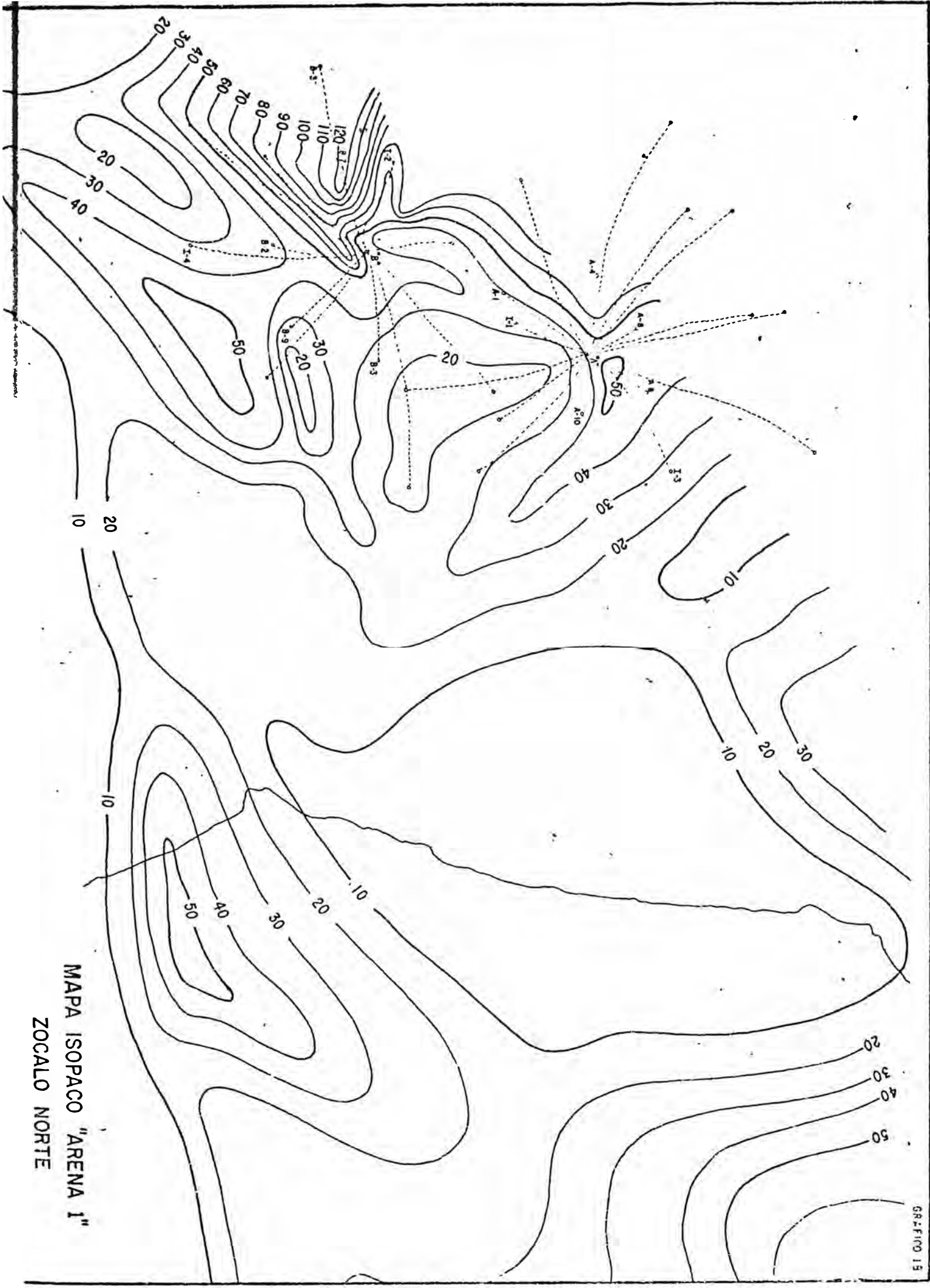


MAPA ESTRUCTURAL  
AL TOPE DE LA ARENA 1  
ZOCALO NORTE

ESCALA 1:10,000 •





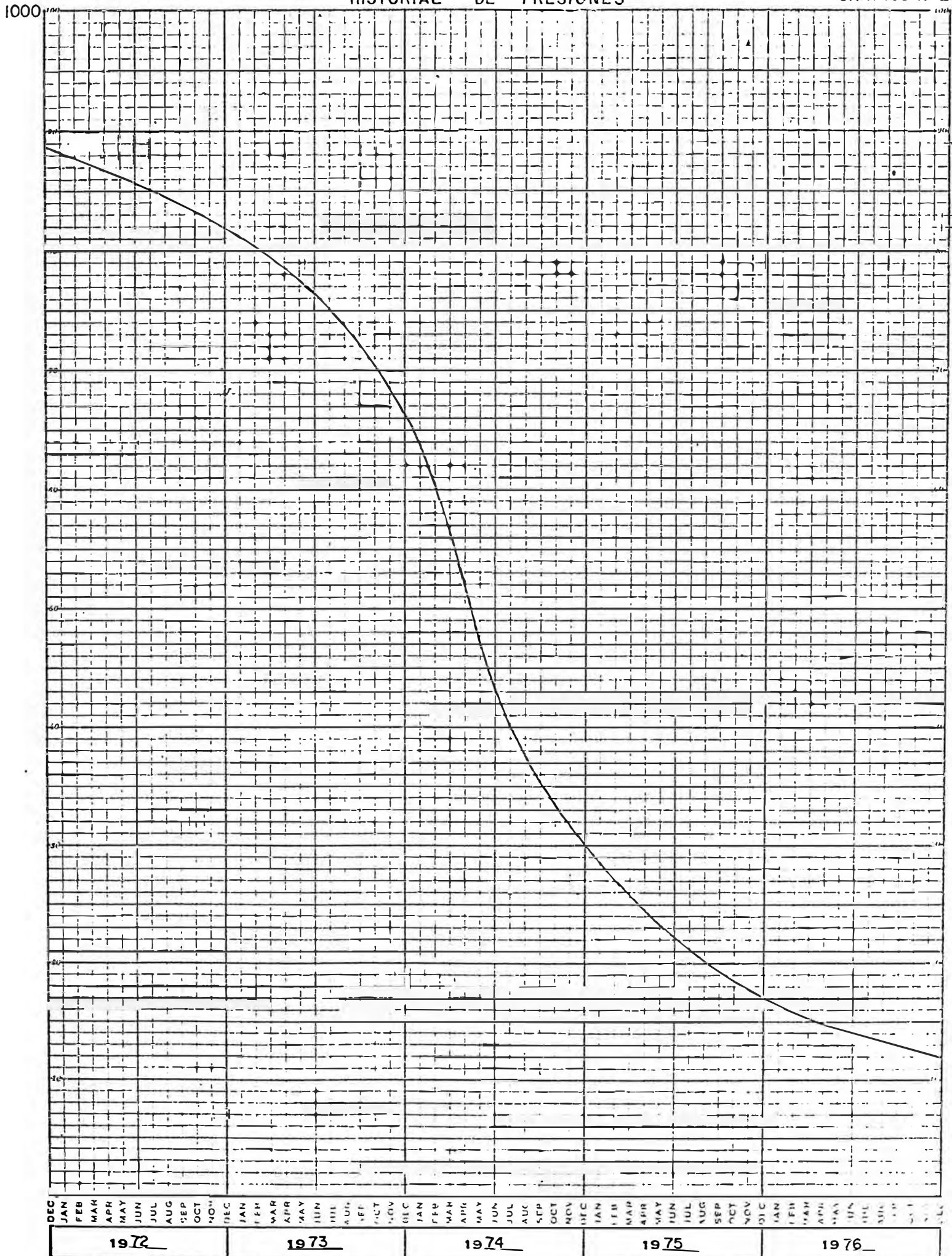


MAPA ISOPACO "ARENA 1"  
ZOCALO NORTE

# ARENA 1 ZQCALO NORTE

## HISTORIAL DE PRESIONES

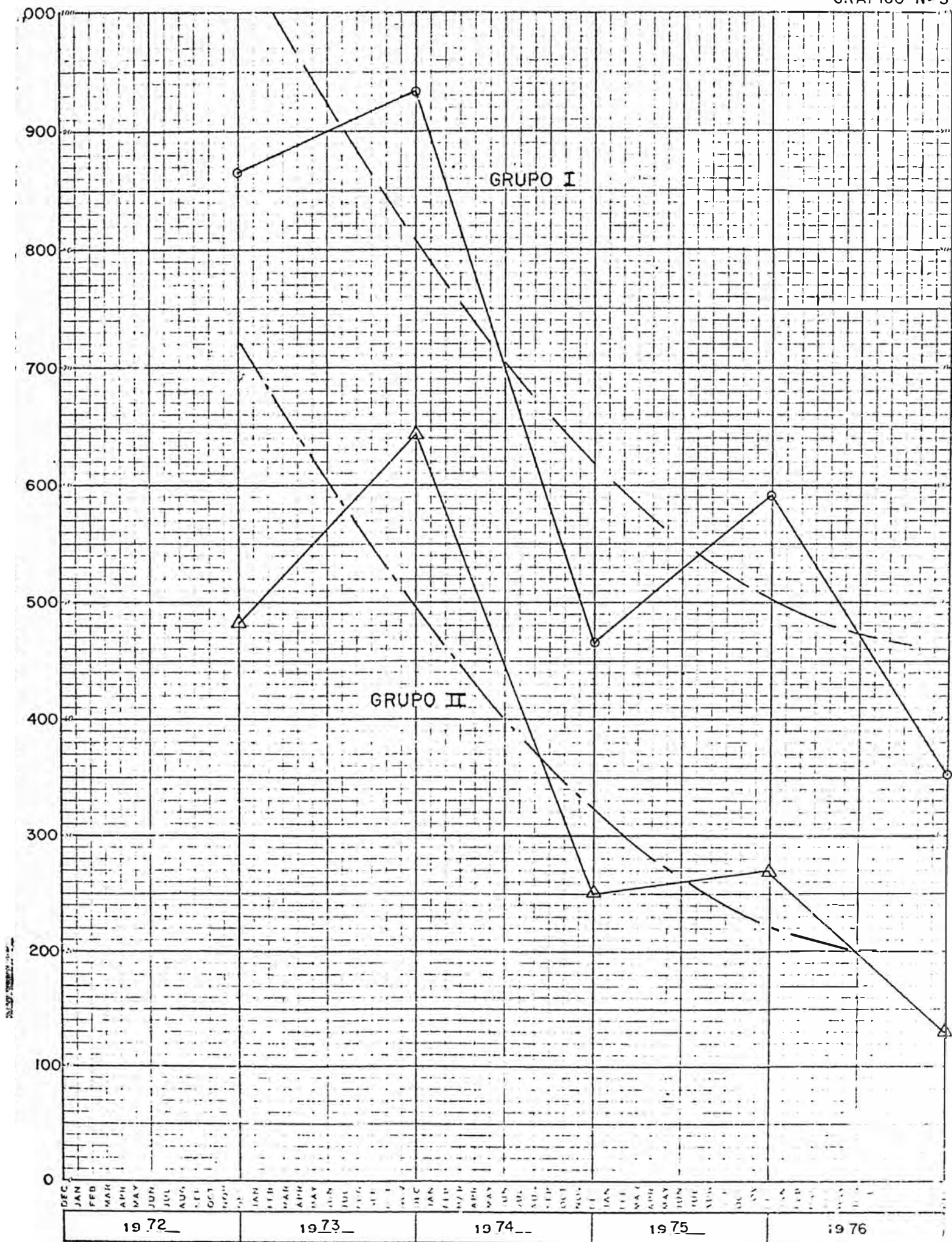
GRAFICO Nº 2



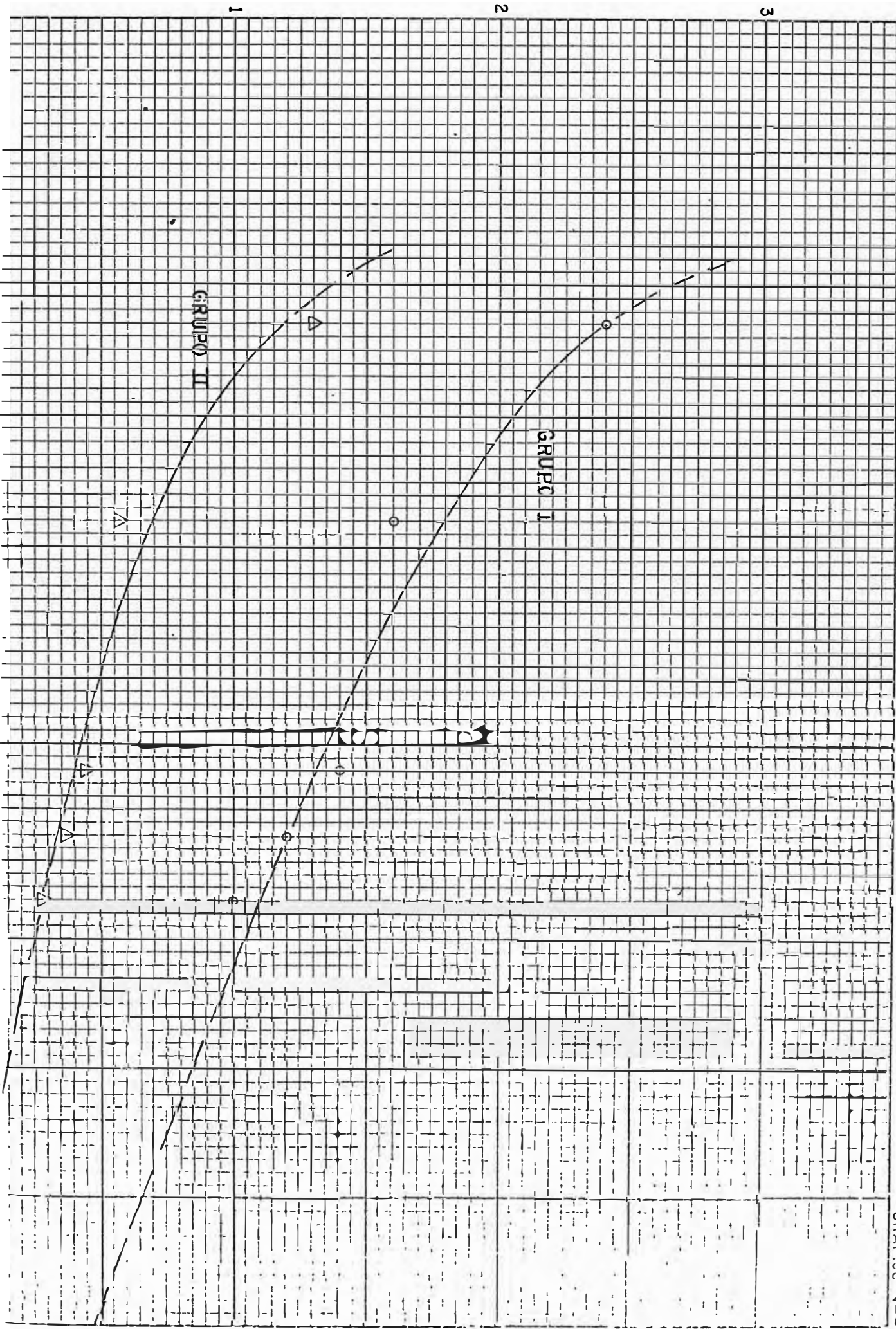
# ARENA 1 ZOCALO NORTE

PRODUCCION PROMEDIO - BPD

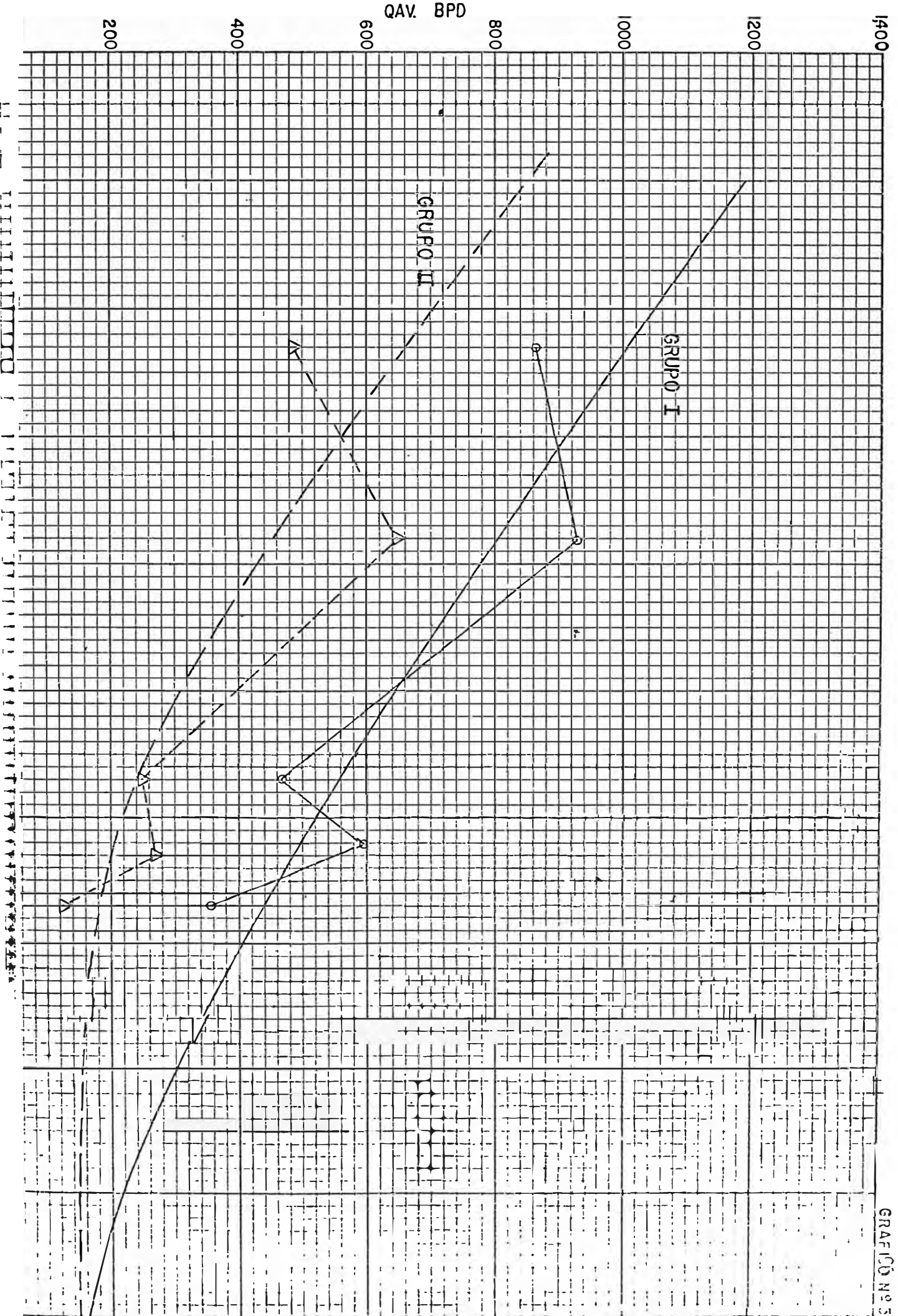
GRAFICO Nº 3



PRODUCCION ACUMULADA

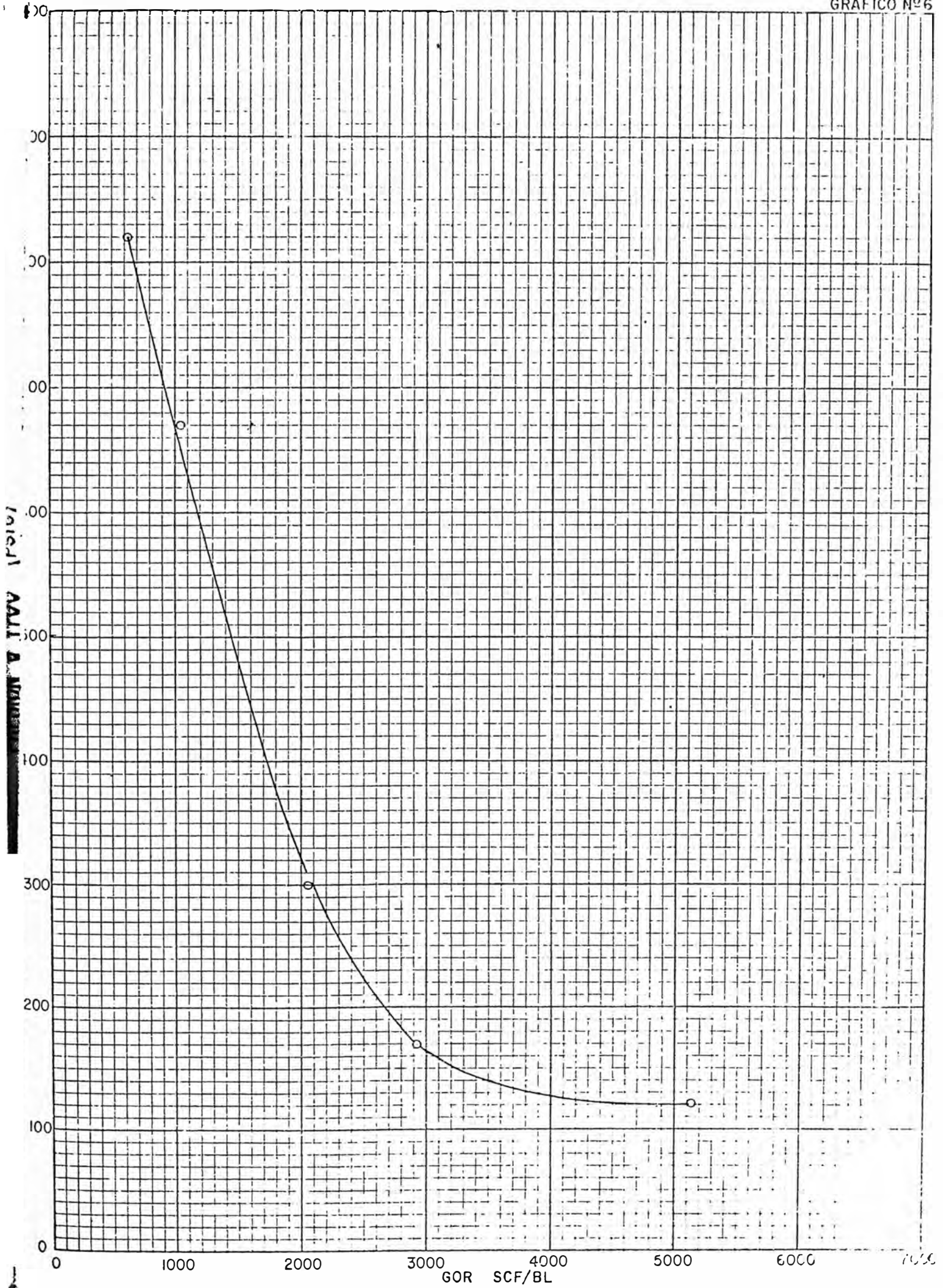


PRODUCCION PROMEDIO VS. PRODUCCION ACUMULADA



# ARENA 1 ZOCALO NORTE - GOR VS PRESION

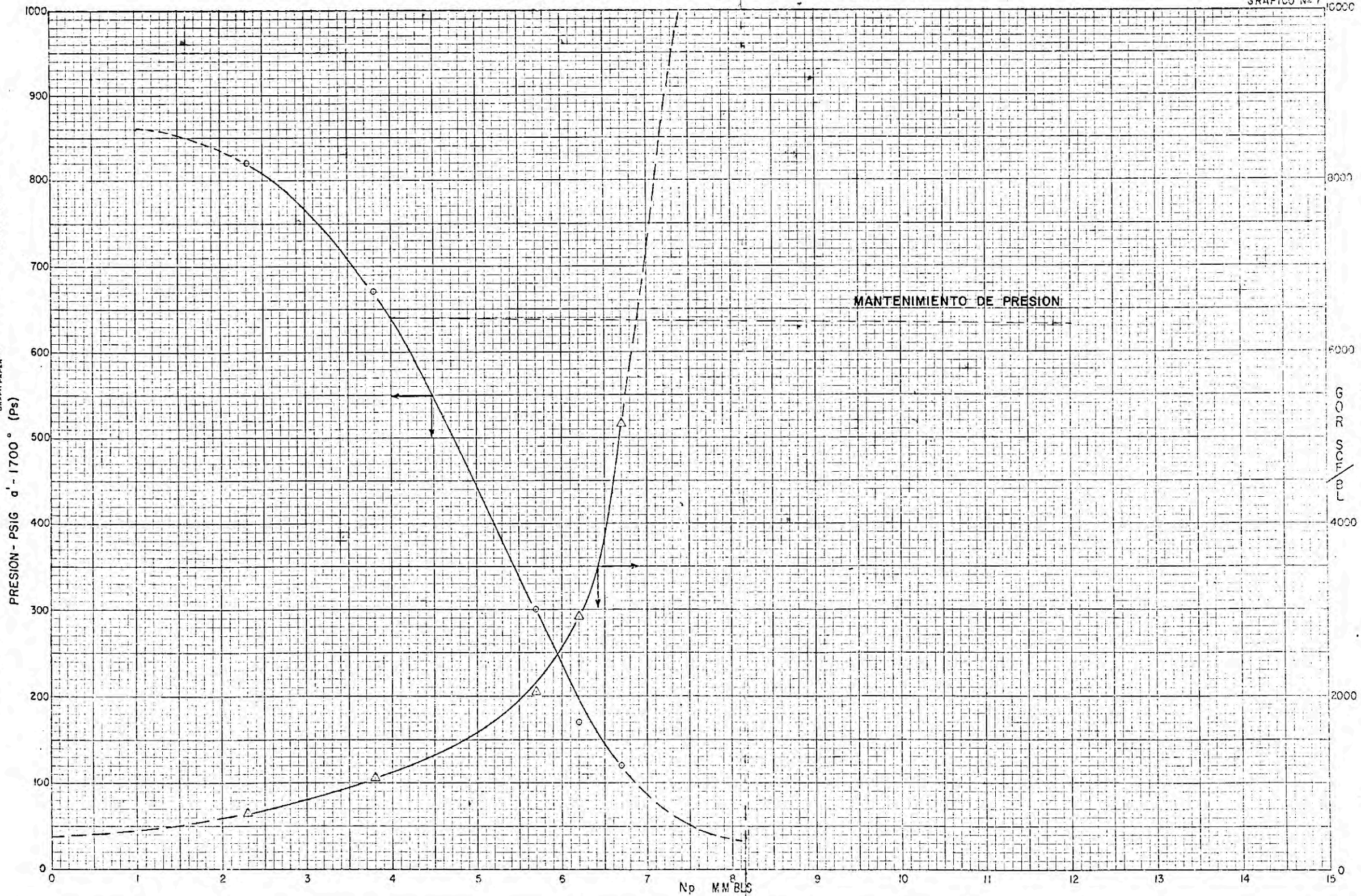
GRAFICO N°6



ARENA I ZOCALO NORTE - PRODUCCION ACUMULADA VS. PRESION Y GOR

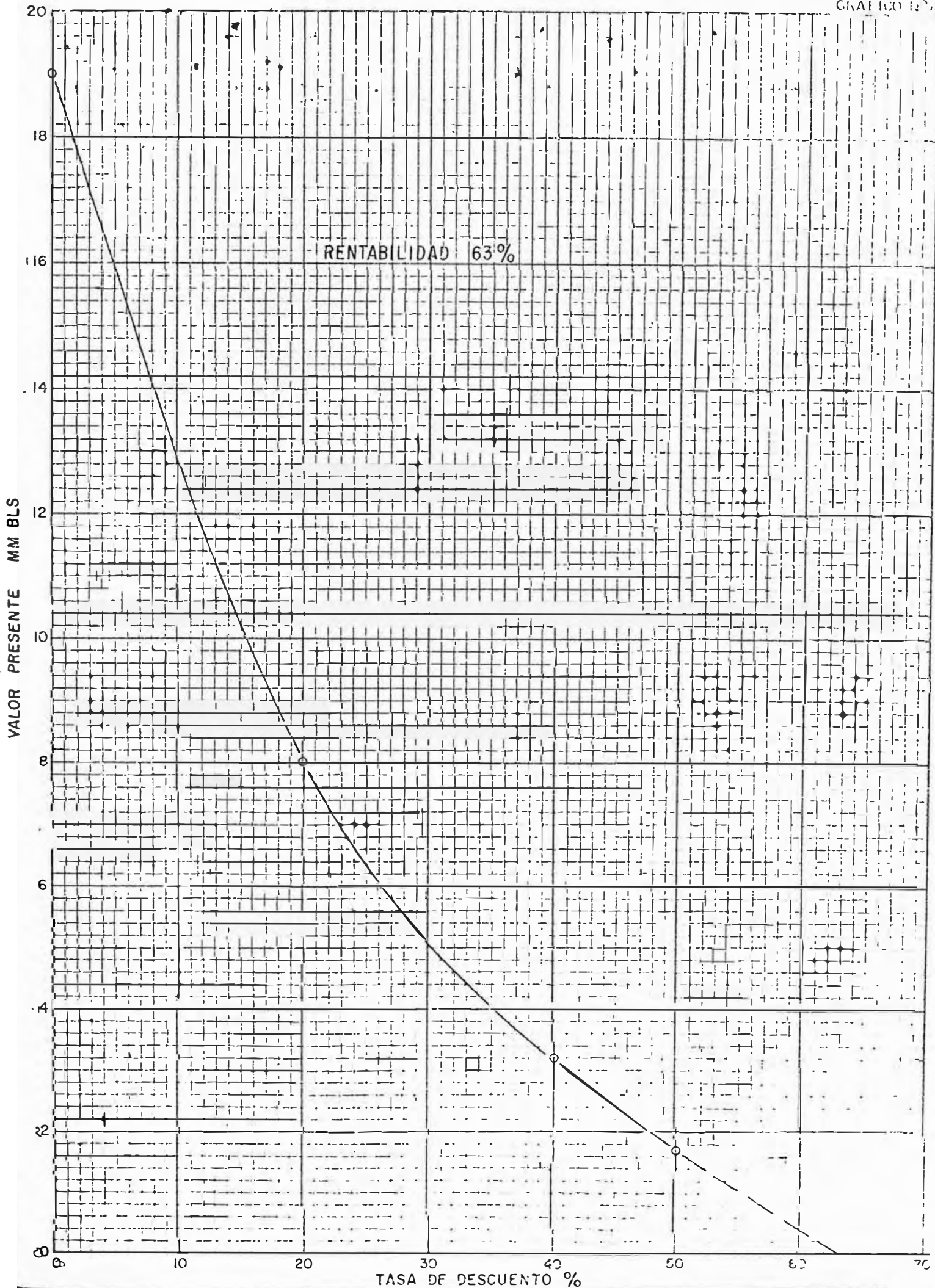
GRAFICO No 7

NO. 42.213. 10 DIVISIONS PER INCH BOTH WAYS, 100 BY 180 DIVISIONS.  
 IN STOCK DIRECT FROM COOKE BROS. CO. NEW YORK, MASS. 02108  
 PRINTED IN U.S.A.  
 GRAPH PAPER



# VALOR PRESENTE VS TASA DE DESCUENTO

GRAFICO 127





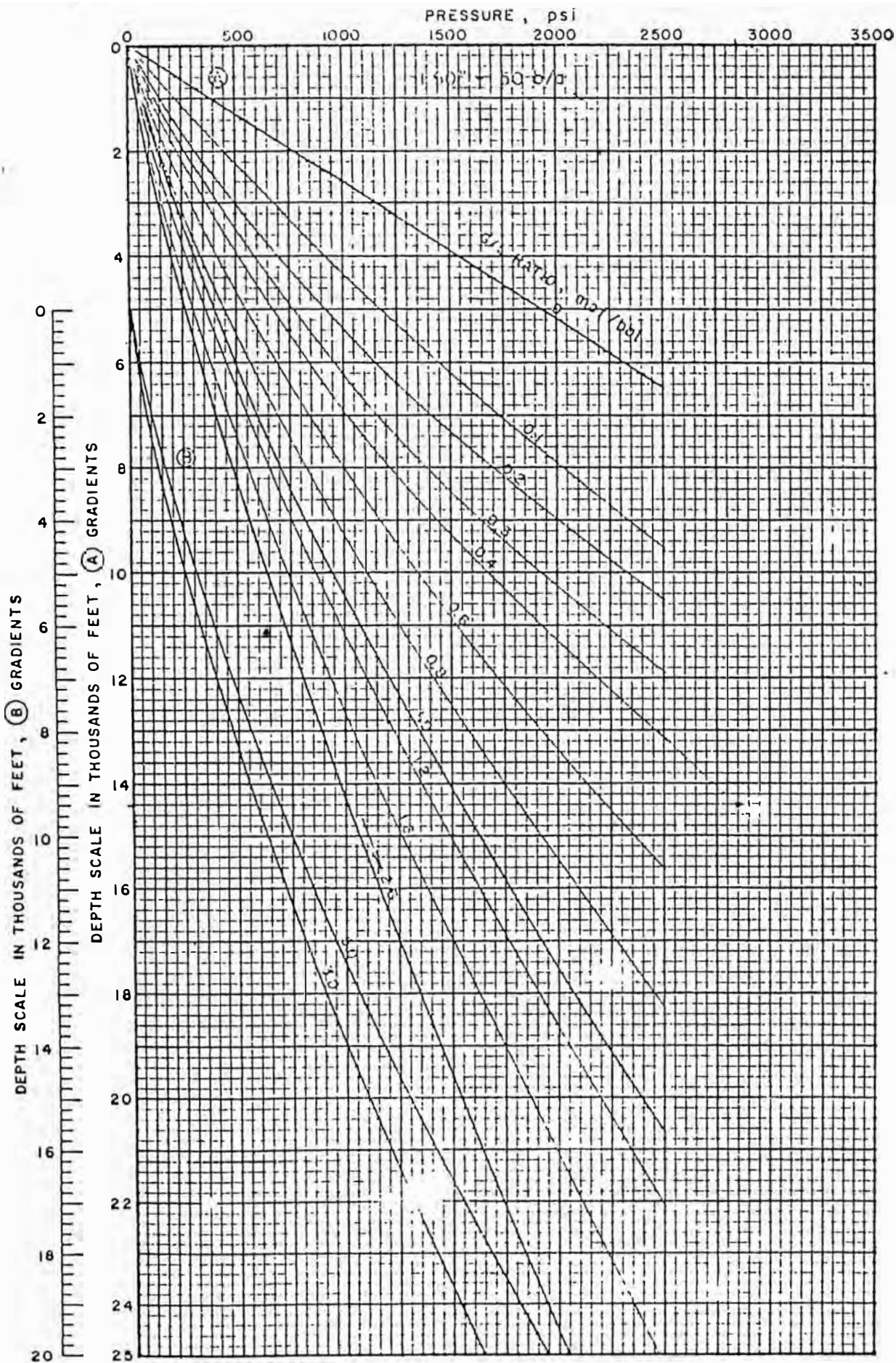


Fig. 5 - Depth-Pressure Gradients for Flow in 1.90-Inch Tubing, 50 b/d (after Gilbert, 1954).

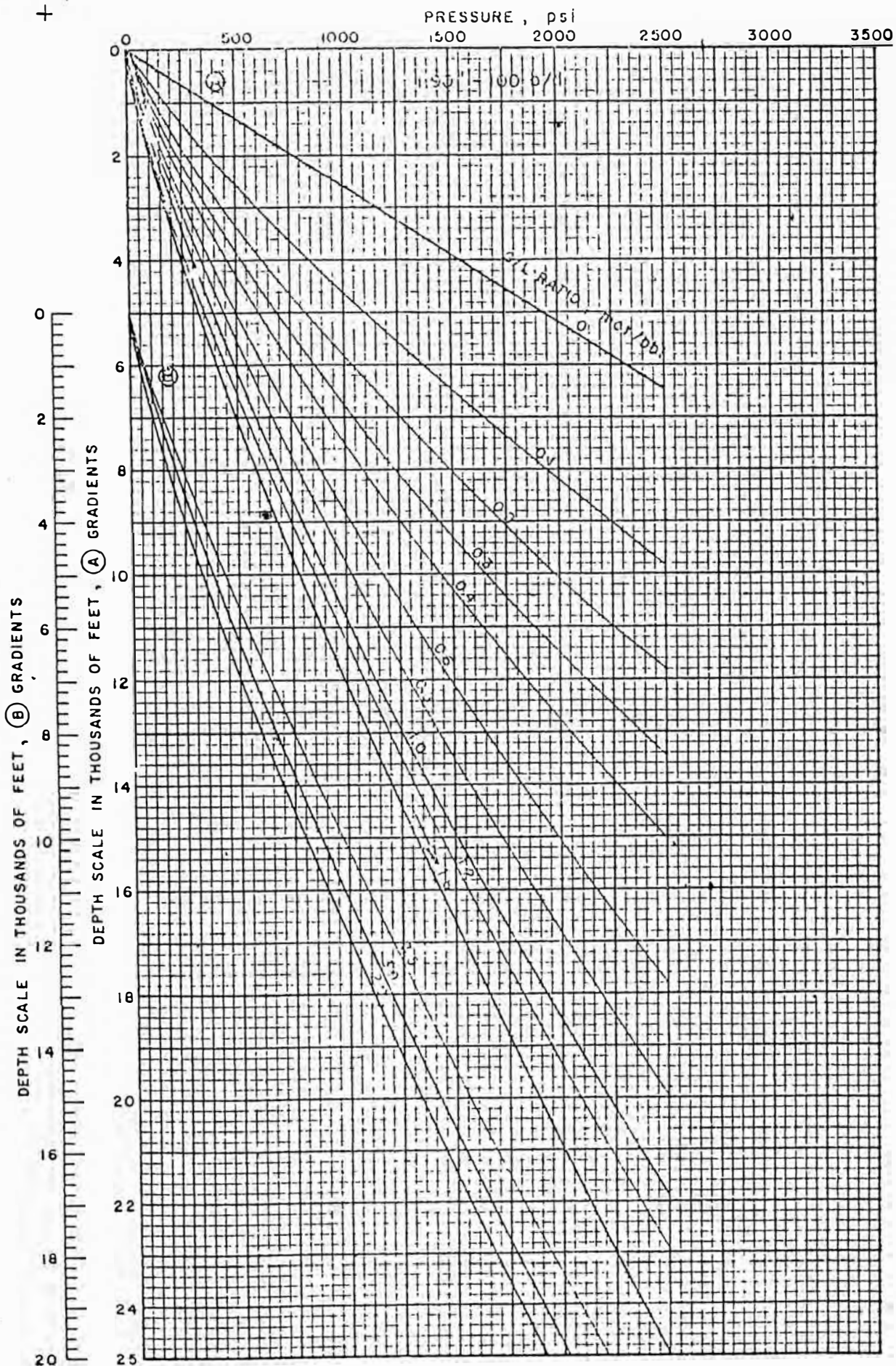


Fig. 6 - Depth-Pressure Gradients for Flow in 1.90-Inch Tubing, 100 b/d (after Gilbert, 1954).

Reproducido de Drilling and Production Practice, API (1954)

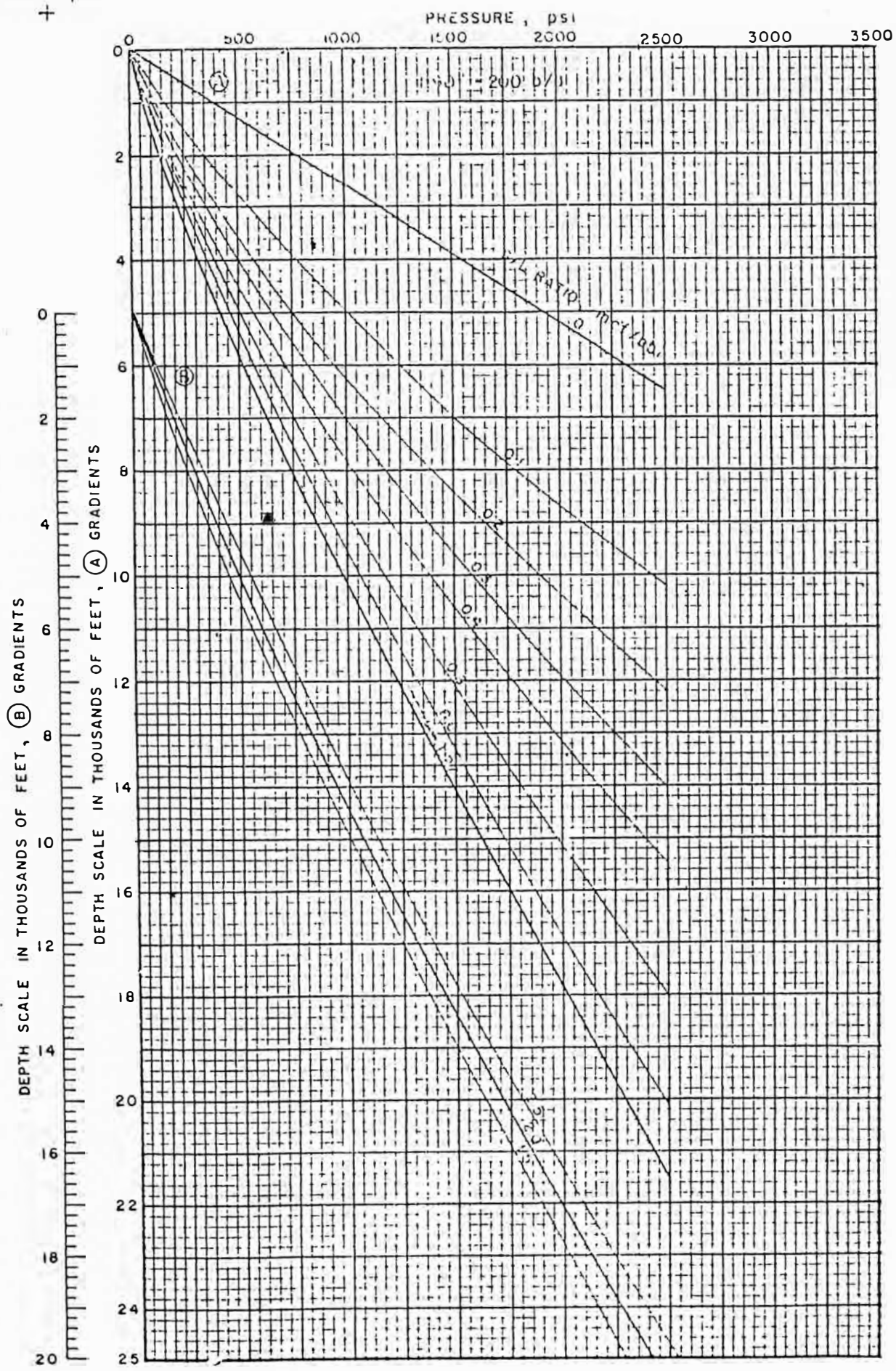


Fig. 7 - Depth-Pressure Gradients for Flow in 1.90-Inch Tubing, 200 b/d (after Gilbert, 1954).

Reproducido de Drilling and Production Practice, API (1954)

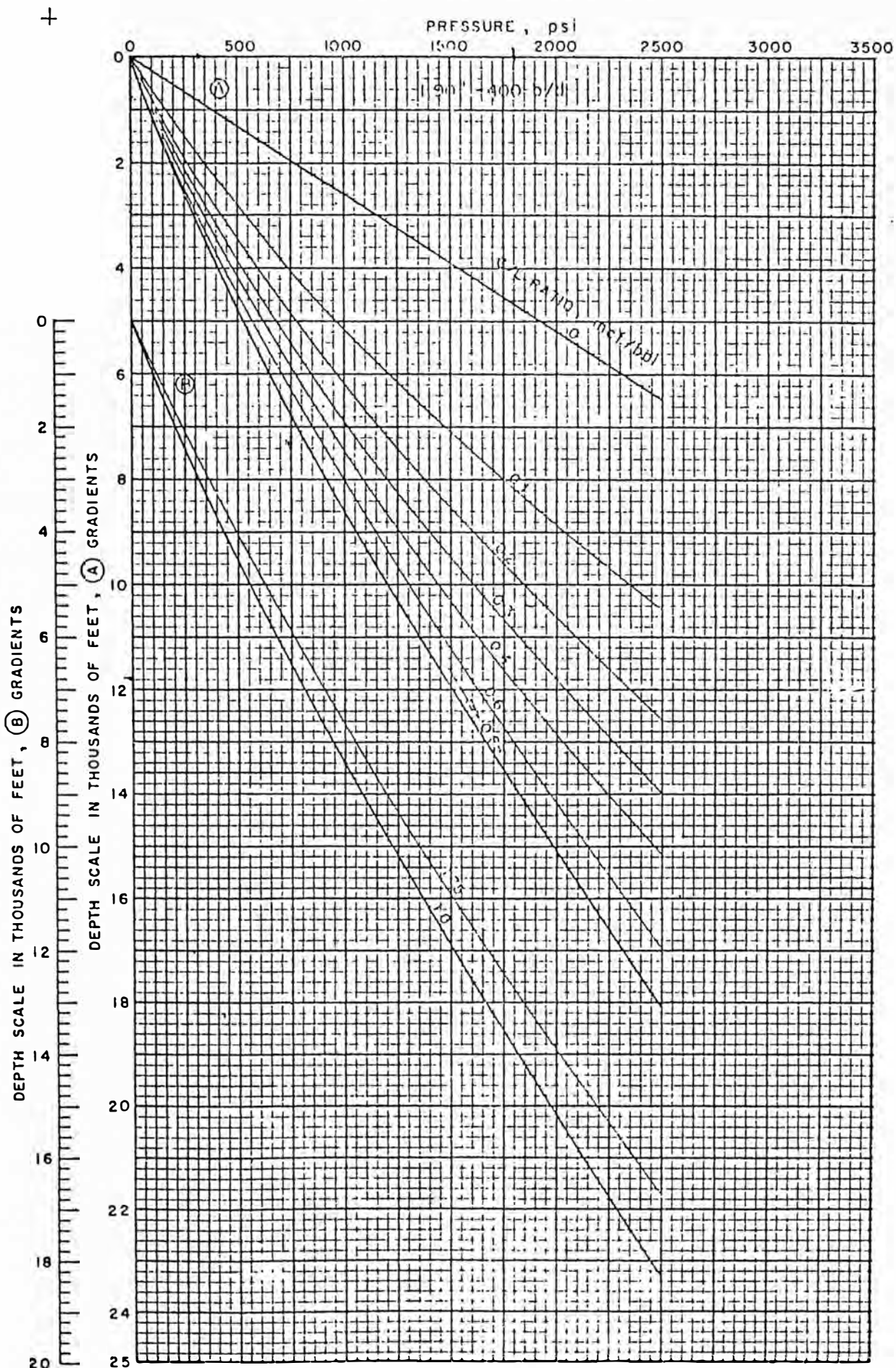


Fig. 8 - Depth-Pressure Gradients for Flow in 1.90-Inch Tubing 400 b/d (after Gilbert, 1954).

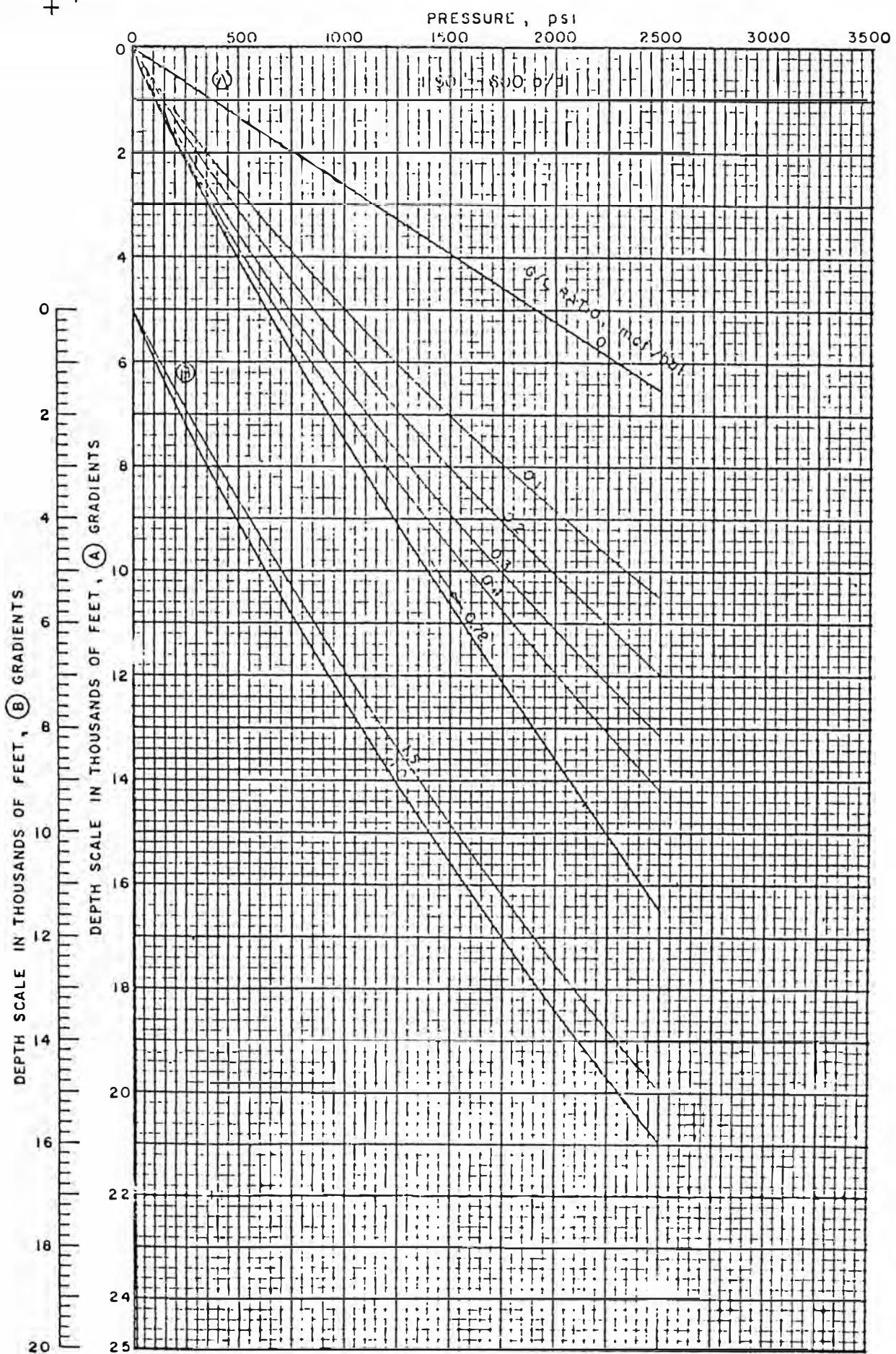
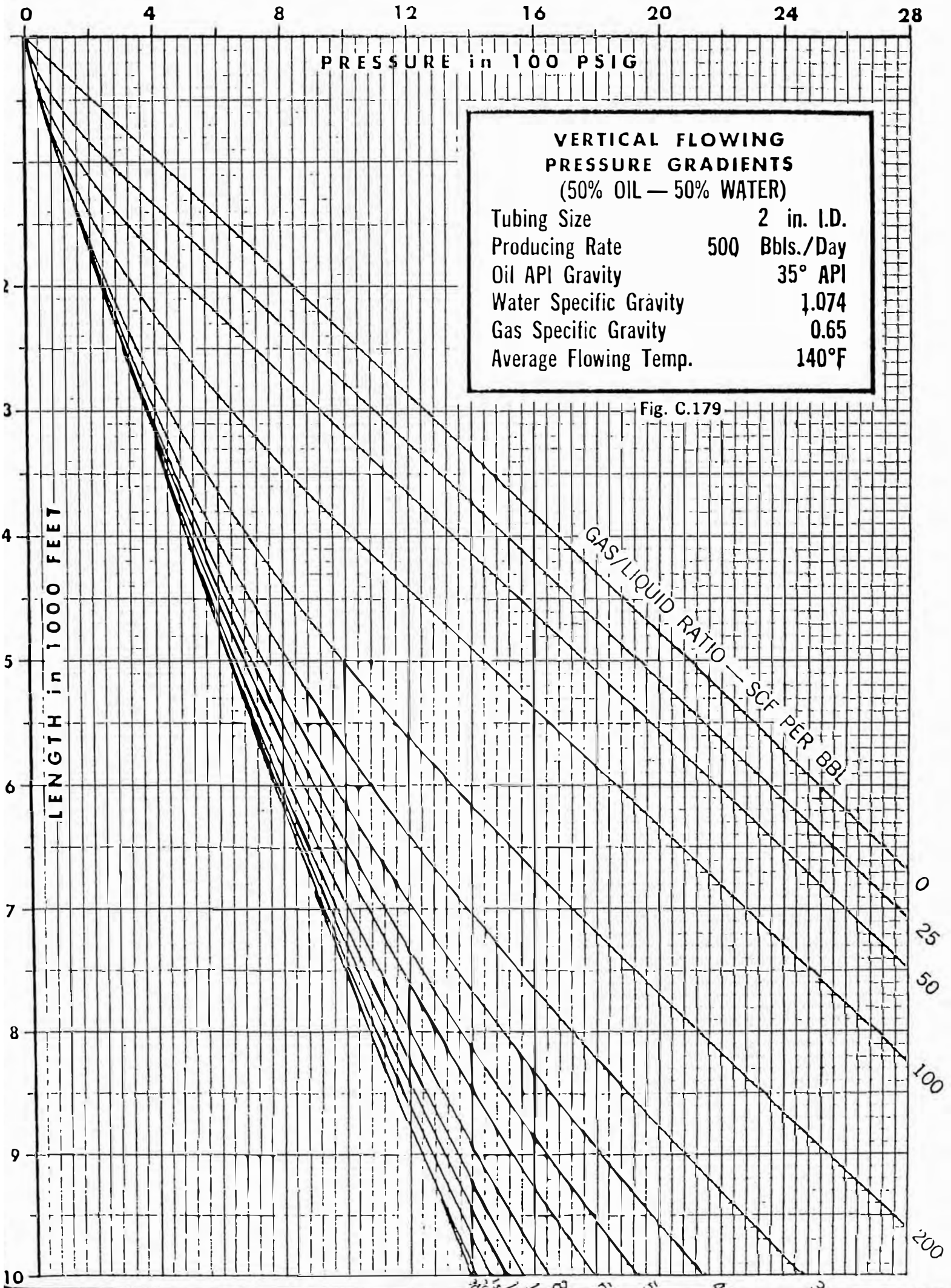


Fig. 9 - Depth-Pressure Gradients for Flow in 1.90-Inch Tubing, 600 b/d (after Gilbert, 1954).



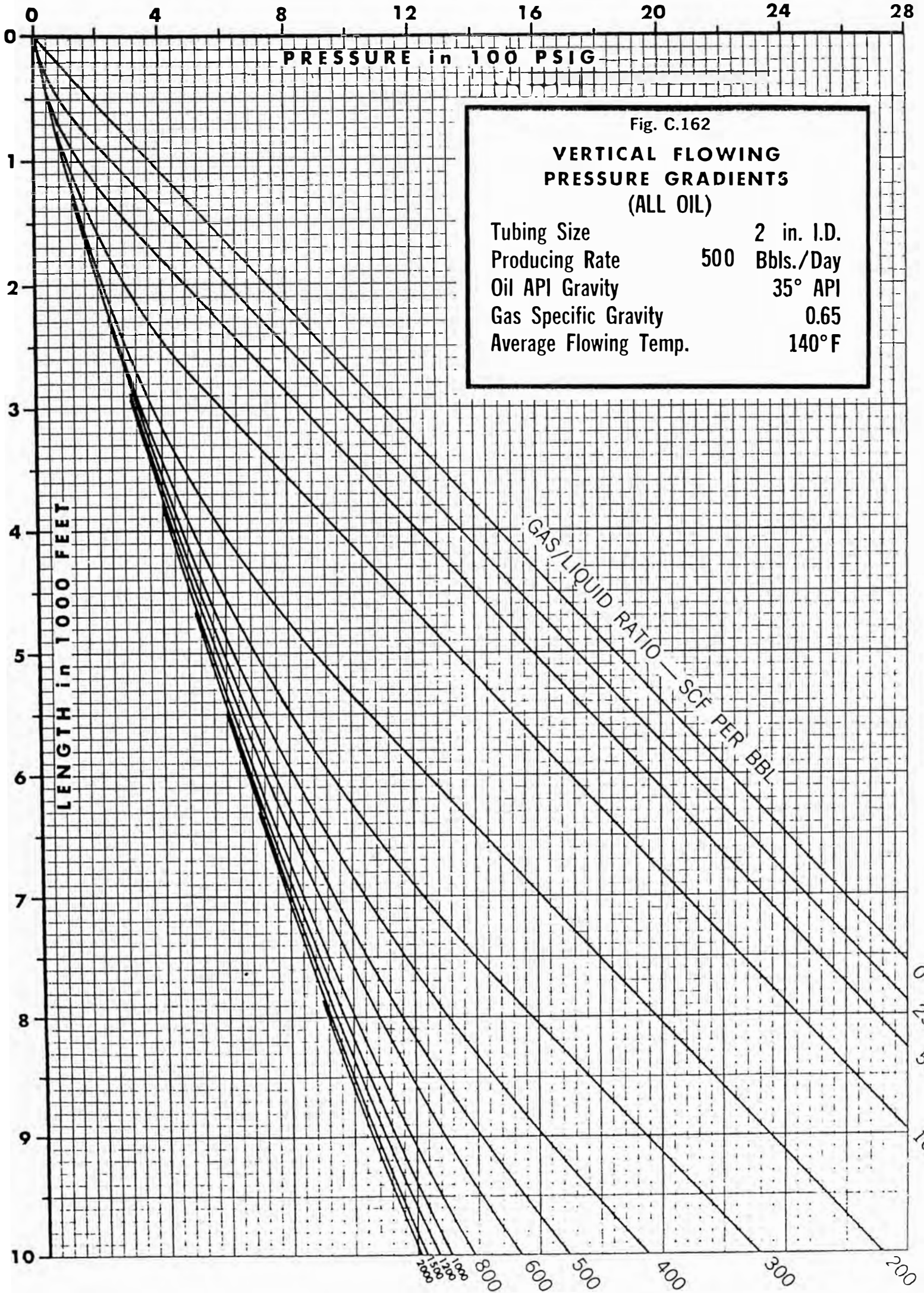
**VERTICAL FLOWING  
PRESSURE GRADIENTS  
(50% OIL — 50% WATER)**

Tubing Size	2 in. I.D.
Producing Rate	500 Bbls./Day
Oil API Gravity	35° API
Water Specific Gravity	1.074
Gas Specific Gravity	0.65
Average Flowing Temp.	140°F

Fig. C.179

GAS/LIQUID RATIO — SCF PER BBL

0  
25  
50  
100  
200



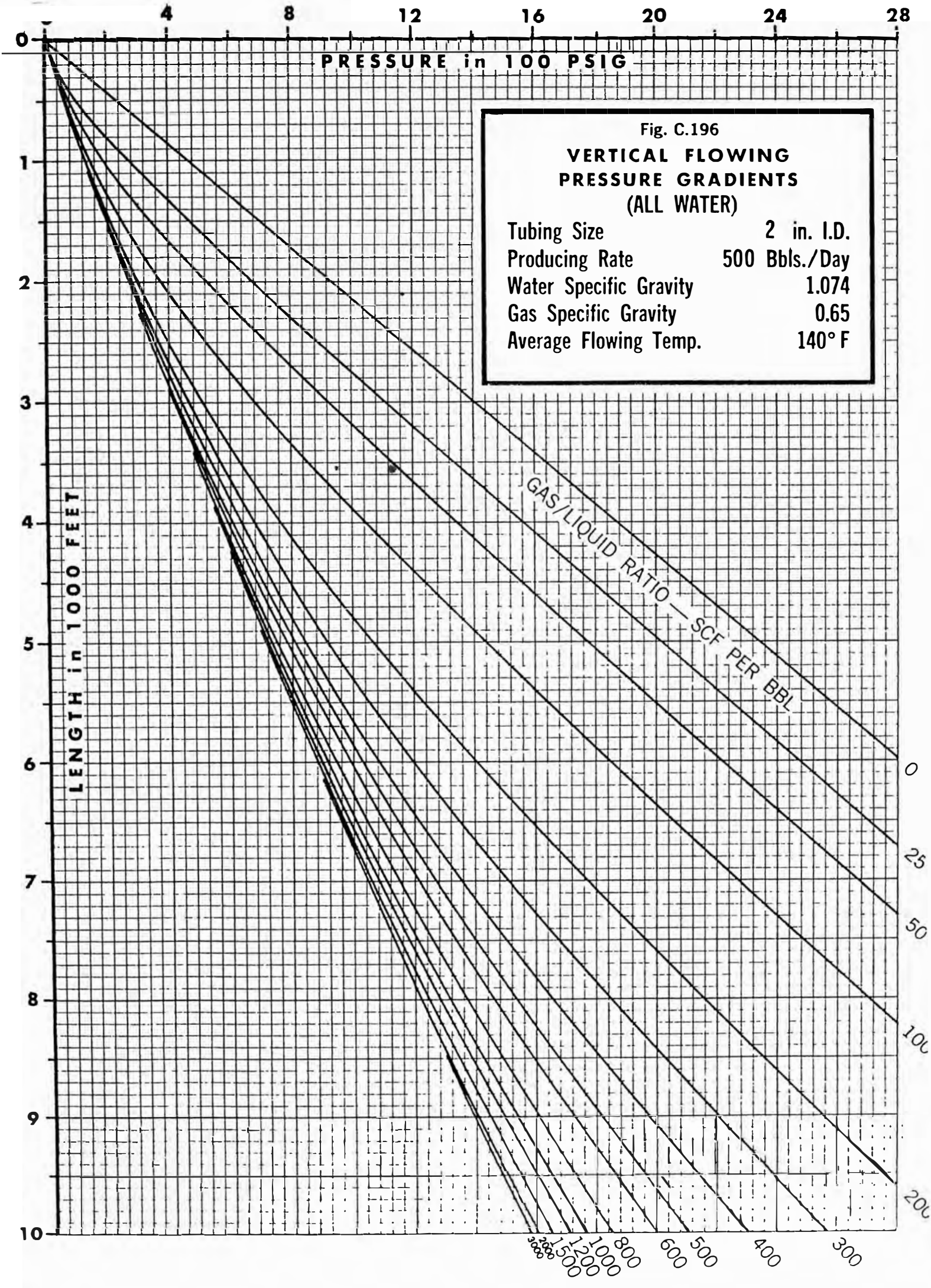




TABLA N° 1

CASO I : HISTORIAL DE PRODUCCION

ANOS DE EXPLOTACION	PRESION PSIG	$N_p$ MMBLS.	$q_{av}$ B.S./DIA	$GOR_{av}$ <u>PC/BL.</u>
1	820	2.3	880	640
2	670	3.8	660	1050
3	300	5.7	470	2060
4	170	6.2	380	2910
5	120	6.7	330	5170

TABLA N° 2

CASO II : PREDICCIÓN CON MANTENIMIENTO DE PRESIÓN

ANOS DEL PROYECTO	PRESION PSIG	$\Delta N_p$ MMBLS.	$q_{av}$ <u>BLS./DIA</u>	GOR <u>PC/BL</u>	$\Delta N_p$ INCREMENTAL MM BLS.	INYECCION DE GAS MMPC
1	638	2.2	575	1420	0.8	2700
2	635	2.1	545	1510	1.0	2900
3	632	2.0	520	1620	1.2	3100
4	630	1.9	500	1760	1.2	3300
5	628	1.8	480	1900	1.8	3700

TABLA N° 3

CASO I : DEPLETACION NATURAL

Np, MM BLS.	2	4	6	8
GOR, PC/BL.	600	1100	2600	14,000
PRESION ESTATICA, PSIG	830	630	230	40
INDICE DE PRODUCTIVIDAD	BLS/PSI			
GRUPO I	2.60	1.23		
GRUPO II	1.36	0.66		
PRODUCCION, BPD				
GRUPO I	1040	750	520	300
GRUPO II	700	400	220	160
TIEMPO PARA PRODUCIR 2.0 MMBLS.				
DIAS	230	333	540	869
AÑOS	0.63	0.91	1.48	2.4

TABLA N° 4

CASO II : MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE GAS

Np, MMBSL	4	6	8	10	12	14
GOR, PC/BL	1300	1400	1500	1600	1750	1900
PRESION ESTATICA, PSIG	632	630	628	626	624	622
INDICE DE PRODUCTIVIDAD, BLS/PSI						
GRUPO I	1.23	1.20	1.15	1.10	1.06	1.01
GRUPO II	0.66	0.63	0.61	0.58	0.54	0.51
PRODUCCION, BPD						
GRUPO I	780	750	720	690	660	630
GRUPO II	420	400	380	360	340	320
TIEMPO PARA PRODUCIR 2.0 MMBSL.						
DIAS	333	348	364	381	400	
ANOS	0.91	0.95	1.00	1.04	1.10	
INYECCION DE GAS ACUM. MMPC	2600	2800	3000	3200	3500	

TABLA N° 5

CASO II : RESUMEN DE INVERSIONES

	MM DLS.
	.
1. PERFORACION : POZOS INYECTORES (4)	1.0
PLATAFORMA (1)	1.0
2. EQUIPO DE SUBUSELO	0.1
3. LINEAS	0.4
4. COMPRESORES (3)	3.0
5. EQUIPO DE SEGURIDAD	0.2
6. INSTRUMENTOS	0.1
7. OTROS	0.2
 T O T A L	 6.0

TABLA N° 6

ECONOMIA DEL PROYECTO CON MANTENIMIENTO DE PRESION

<u>PRODUCC. CON MANTENIMIENTO DE PRES. MMBLS.</u>	<u>PRODUCC. DEPLETACION NAT. MMBLS.</u>	<u>PRODUCC. INCREMENTAL MMBLS.</u>	<u>PRECIO DEL CRUDO DLS./BL.</u>	<u>VALOR DE LA PRODUCC. MMDLS.</u>	<u>COSTOS DE OPERACION DLS/BL</u>	<u>COSTOS DE OPERACION MMDLS.</u>	<u>DEPRECIACION</u>		<u>UTILIDAD BRUTA MMDLS.</u>	<u>IMPUESTOS MMDLS.</u>	<u>UTILIDAD NETA MMDLS.</u>	<u>INVERSION MMDLS.</u>	<u>FLUJO MMDLS.</u>	<u>ACUM. MMDLS.</u>
							<u>TANG. MMDLS.</u>	<u>INTANG. MMDLS.</u>						
												6.0		
2.2	1.4	0.8	12.5	10.0	6.0	4.8	0.5	2.4	2.3	1.2	1.1	-	- 6.0	- 6.0
2.1	1.1	1.0	13.1	13.1	6.3	6.3	0.6	-	6.2	3.1	3.1	-	4.0	- 2.0
2.0	0.8	1.2	15.8	16.6	6.6	7.9	0.7	-	8.0	4.0	4.0	-	3.7	1.7
1.9	0.7	1.2	14.5	17.4	6.9	8.3	0.7	-	8.4	4.2	4.2	-	4.7	6.4
1.8	-	1.8	15.2	27.4	7.3	13.1	1.1	-	13.2	6.6	6.6	-	4.9	11.3
													7.7	19.0
10.0	4.0	6.0		84.5		40.4	3.6	2.4	38.1	19.1	19.0	6.0	19.0	

DCF %

VALOR PRESENTE

RESUMEN

0

19.0

RENTABILIDAD

63.0 %

20

8.0

VALOR PRESENTE AL 20%

8.0

40

3.2

RETORNO FINAL

3.2 DL/DL

50

1.7

TIEMPO DE RETORNO

2.5 años