



24/42

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE MEXICO

**CARACTERISTICAS DE LOS HIDROCARBUROS ENCONTRADOS  
EN LAS FORMACIONES MESOZOICAS DEL  
SURESTE DE MEXICO**

**TESIS PROFESIONAL**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

ANTONIO SANCHEZ TREJO

MEXICO, D. F.

1984



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

# C O N T E N I D O

	Pág.
RESUMEN	i
1. INTRODUCCION	1
1.1. Objetivo	1
1.2. Area de Estudio	2
1.3. Trabajos Previos	4
2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	7
2.1. Fluidos Presentes en el Yacimiento	7
2.2. Presión y Temperatura	10
2.2.1. Gradiente de presión	10
2.2.2. Carga hidrostática	10
2.2.3. Presión de sobrecarga	11
2.2.4. Presión de formación	12
2.2.5. Gradiente de temperatura	15
2.3. Definición de las Propiedades de los Hidrocarburos Líquidos.	17
2.3.1. Factor de volumen del aceite	17
2.3.2. Relación gas disuelto-aceite	21
2.3.3. Densidad del aceite	22
2.3.4. Viscosidad del aceite	26
2.4. Diagramas de Fase y Clasificación de Yacimientos	28
2.4.1. Características de los diagramas de fase	28
2.4.2. Clasificación de los yacimientos	35
2.5. La importancia de los Análisis PVT	40
2.5.1. Tipo de muestras y acondicionamiento de los pozos.	
2.5.2. Equipos PVT y tipos de análisis PVT	
3. ANALISIS PVT REALIZADOS HASTA LA FECHA	60
3.1. Descripción	68
3.2. Confiabilidad	71

	Pág.
4. ESTABLECIMIENTO DE CORRELACIONES ENTRE LAS DISTINTAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	78
4.1. Método de Análisis	78
4.2. Correlaciones Establecidas con los Datos PVT Procesados	80
4.2.1. Construcción de gráficas	80
4.3. Correlaciones Establecidas para la Estructura Cactus y su Relación con Aspectos y Geológicos	86
4.3.1. Características generales del campo Cactus	86
4.3.2. Interpretación de las correlaciones establecidas	92
4.4. Correlaciones Establecidas para las Estructuras Samaria Cunduacán y Sitio Grande	133
4.4.1. Campos Samaria-Cunduacán	133
4.4.2. Campo Sitio Grande	157
4.5. Correlaciones Establecidas para toda el Area Estudiada	181
5. CONCLUSIONES Y APLICACION DE RESULTADOS	205
6. NOMENCLATURA	214
7. REFERENCIAS	217

# R E S U M E N

Para poder programar una explotación racional de los yacimientos petrolíferos es necesario tener un conocimiento claro del comportamiento de los fluidos, tanto a condiciones de yacimiento como de superficie; ésto se logra simulando en el laboratorio tal comportamiento por medio de análisis PVT.

Por medio de gráficas, en este trabajo se presentan correlaciones de los principales parámetros PVT obtenidos sobre muestras de hidrocarburos tomadas, hasta 1980, en pozos productores del mesozoico en el Area Reforma-Huimanguillo, Edos. de Chiapas y Tabasco. Las gráficas construidas con datos reales presentan en la mayoría de los casos buena correlación, por lo que se recomiendan para obtener información indirecta con ellas. Se analiza con detalle el campo Cactus. También se analizan los campos Cunduacán-Samaria y Sitio Grande y se hace un análisis de la información a nivel de área.

Además en este trabajo se definen las propiedades de los hidrocarburos líquidos. A partir de ésto se analizan los principales parámetros de los yacimientos y según la mezcla de hidrocarburos contenida se da una clasificación de los yacimientos petroleros.

También se mencionan los principales métodos de muestreo y se indican las condiciones requeridas en los pozos para obtener muestras representativas de fluidos.

Se presentan conclusiones y comentarios de los resultados obtenidos.

# 1. I N T R O D U C C I O N

## 1.1. Objetivo.

La continúa expansión de la industria petrolera nacional ha originado un incremento en la exploración - de nuevas áreas, con el consecuente descubrimiento de distintos campos petroleros. Actualmente destacan los yacimientos contenidos en rocas carbonatadas mesozoicas <sup>(25)</sup> localizados - en los estados de Tabasco y Chiapas, tales descubrimientos - abren una gran perspectiva para México y es donde se están - enfocando los estudios de Ingeniería de Yacimientos.

Los estudios de evaluación de los yacimientos petroleros encaminados a conocer el sistema roca-fluido son necesarios para determinar el tipo de yacimiento, su magnitud, sus propiedades, así como el probable comportamiento - que presentan los fluidos para obtener las mejores recuperaciones posibles.

Debido a la movilidad que tienen los hidro--carburos en las rocas que los contienen, es de gran importancia conocer sus propiedades fisicoquímicas, la relación en--tre ellas, así como su comportamiento con otros parámetros - presentes (profundidad, temperatura, tipo de roca, etc.).

---

(25) Referencias al final

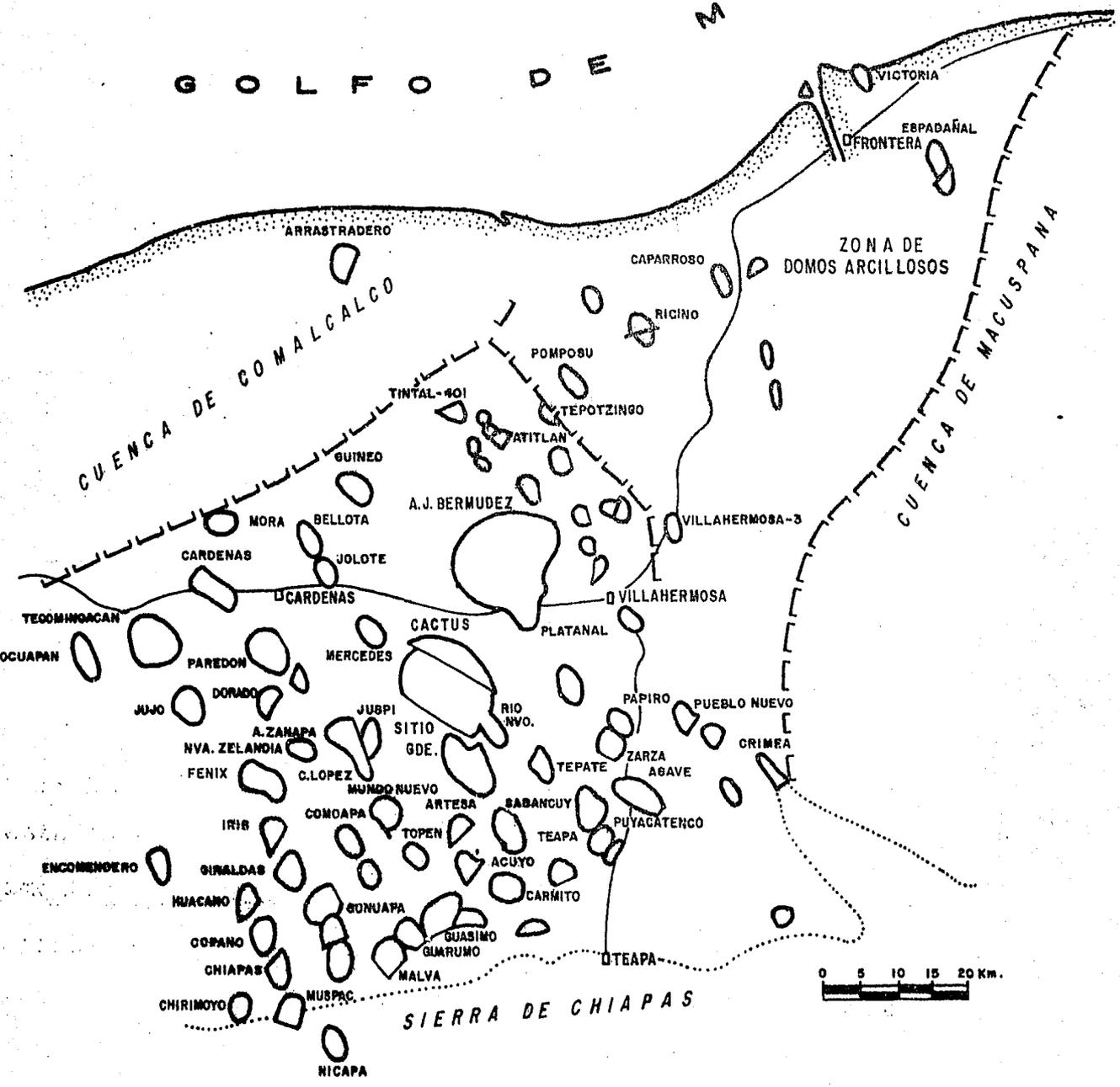
## 1.2. Area de Estudio.

El presente trabajo está circunscrito a la llamada "Provincia geológica del sureste" y más concretamente a la denominada "subprovincia de cuenca terciarias del sureste", localizada geográficamente en la porción sureste del país<sup>(26)</sup>. Los límites de esta provincia son: al Norte lo constituye el Golfo de México, al Sur el Océano Pacífico, al Oeste la República de Guatemala y una línea aproximada Norte-Sur al oriente de Cd. del Carmen, Campeche; al Este las provincias geológicas de la Cuenca de Veracruz, Sierra Madre del Sur y Macizo del San Andrés, Fig. 1.1.

Los datos de los pozos analizados, corresponden a la llamada Area Reforma-Huimanguillo, en los estados de Tabasco y Chiapas. La cual está formada por sedimentos carbonatados que cubren una superficie de aproximadamente 6,750 Km<sup>2</sup>. y que está constituida geológicamente por una serie de altos estructurales constituidos por bioacumulados y depósitos calcáreos, originados probablemente durante la antigua línea de costa del mesozoico; las formaciones geológicas correspondientes, son rocas de edad Cretácico (superior, medio e inferior) y Jurásico<sup>(25)</sup>.

**ESTRUCTURAS MESOZOICAS  
DE CHIAPAS-TABASCO**

G O L F O D E M E X I C O



**FIG. 1.1- LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO**

En este trabajo se presentan correlaciones gráficas entre los principales parámetros PVT (Presión-Volumen-Temperatura), también se mencionan las técnicas de muestreo y los tipos de análisis PVT que se realizan, para poder determinar los diferentes tipos de aceites encontrados en el área de estudio. Además se revisan los análisis PVT realizados hasta 1980, se analizan con detalle los correspondientes al Campo Cactus y en forma general los de los Campos Samaria, Cunduacán y Sitio Grande, asimismo se efectúa un análisis global del área en estudio.

### 1.3. Trabajos Previos.

En los estudios de comportamiento de yacimientos, es importante conocer con precisión los parámetros que caracterizan a un aceite ( $P_b$ ,  $R_s$ ,  $B_o$ ,  $\mu_o$ ,  $\rho_o$ ). Con el fin de ayudar a determinar algunas características de las mezclas de hidrocarburos, se realizaron algunas correlaciones (en forma gráfica) de los principales parámetros obtenidos de los análisis PVT de muestras de aceites recuperados en el área de estudio, para ello se recurrió a publicaciones de la literatura especializada.

Existen varios trabajos que correlacionan algunos de los parámetros PVT utilizados en este trabajo. -- Meza<sup>(2)</sup> presentó un estudio sobre la "importancia de la variación de las propiedades del aceite con la profundidad" sobre el campo Matapionche. Sánchez Barajas y Cárdenas A.<sup>(3)</sup> presentaron "Correlaciones de presión de saturación y factor de volumen del aceite a la presión de saturación para yacimientos de la República Mexicana". Linares, Ocampo y Herrera<sup>(4)</sup> presentaron una "correlación estadística de la presión y temperatura en función a la profundidad", para formaciones pertenecientes al Oligoceno y Eoceno del D.F.N.E. Méndez y León<sup>(5)</sup> presentaron una "variación de las propiedades físicas de los fluidos con la profundidad" para la Sonda de Campeche.

Milton Vázquez<sup>(8)</sup>, presentó un trabajo de -- "correlaciones para la predicción de las propiedades de los fluidos", sobre correlaciones empíricas del comportamiento de las propiedades de los hidrocarburos, mencionando algunas correlaciones importantes.

Oistein Glaso<sup>(7)</sup> presentó "correlaciones generalizadas presión-volumen-temperatura, donde señala que -- las correlaciones PVT son importantes herramientas en la ingeniería de yacimientos. Estas mediciones son la base para calcular la cantidad de hidrocarburos en el yacimiento, la capacidad de producción, las variaciones en las razones gas-aceite producidas y la eficiencia de la recuperación de un yacimiento. También es importante tener correlaciones de los parámetros PVT porque algunas veces no es posible medirlas.

De las correlaciones PVT publicadas hasta - ahora, el trabajo de Standing<sup>(24)</sup> es quizás el más ampliamente usado. Sus correlaciones fueron desarrolladas para aceites de California, EU. Las correlaciones PVT desarrolladas en otras partes del mundo se basan en el trabajo de Standing.

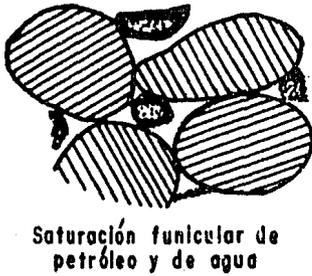
## 2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

### 2.1. Fluidos Presentes en el Yacimiento.

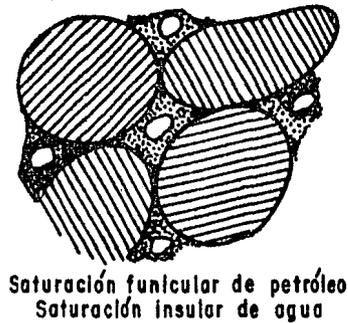
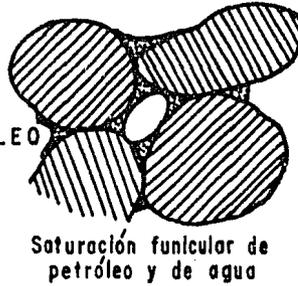
Los espacios porosos de todas las rocas almacadoras están ocupados por agua, aceite o gas. Para poder definir un yacimiento de gas o de aceite, es necesario no solo considerar el tipo de roca y de trampa que contiene a estos fluidos, sino considerarlos dentro de un sistema roca-fluidos, Fig. 2.1.

El agua que se puede encontrar en todas las acumulaciones en las rocas porosas, sola o acompañada de hidrocarburos, es el fluido más abundante en los yacimientos petroleros; es importante estudiarla porque se produce muchas veces simultáneamente con el aceite y el gas y porque contribuye con su energía a la producción.

Los hidrocarburos (aceite-gas) son mezclas naturales, de composición química compleja, los cuales se encuentran a presiones y temperaturas elevadas en los yacimientos.



□ AGUA  
▨ PETRÓLEO  
▤ ROCA



**FIG. 2.1- POSIBLES ESTADOS DE SATURACION DE FLUIDOS (MOJABILIDAD)** <sup>(27)</sup>

Para entender y predecir en forma correcta - el comportamiento de los yacimientos es fundamental conocer las propiedades y características físicas y químicas de los fluidos contenidos en ellos. Entre las propiedades ~~se~~ tienen: Relación gas disuelto-aceite, factor de volumen del aceite y - del gas, viscosidad del aceite, gas y agua, densidad del - aceite, gas y agua, compresibilidad del aceite y del gas, y presión de saturación, entre otras.

Un yacimiento puede presentar en diferentes etapas de su explotación diferentes presiones de saturación, ya que esta última es una medida de la cantidad de gas en so lución por unidad de volumen que contiene. Normalmente la - presión de saturación aumenta con la temperatura, debido al aumento en la presión sobre el gas disuelto en el aceite; ya que se separa un volumen mayor de gas, a medida que la pre- sión es más baja.

La saturación crítica del gas en un yacimiento se establece en relación a la porosidad, permeabilidad, y fisuramiento que posea la roca almacenadora, así como de la velocidad de escape del gas disuelto. El tipo de roca sello, espesor, plegamiento, fracturamiento, fisuramiento, erosión- y alteración que posea, van a controlar la velocidad de esca pe del gas, todos estos factores están en función del tiempo geológico.

## 2.2. Presión y Temperatura.

Se estudiarán en primer lugar las presiones y temperaturas a que están sometidos los fluidos de los yacimientos y posteriormente sus propiedades.<sup>(31)</sup>

### 2.2.1. Gradiente de presión.

En forma simultánea al depósito de las rocas, se efectúan procesos y equilibrios de fuerzas geológicas, estableciéndose relaciones de presión de acuerdo con las condiciones geológicas dominantes. Con la perforación de un pozo petrolero se altera el equilibrio de las presiones, y éstas juegan un papel importante a lo largo de la vida productiva de un campo petrolero.

Los movimientos de fluidos se realizan por el desequilibrio que se produce en las fuerzas de presión de las rocas; por lo que un control adecuado de las presiones es de gran importancia de un pozo petrolero.

### 2.2.2. Carga hidrostática.

Es la presión ejercida por una columna de líquido causada por el pozo lleno de la misma y depende de la altura

del líquido de densidad conocida. Esta presión, por lo tanto, es igual al producto de la densidad del líquido, la altura de la columna del líquido y de la aceleración de la gravedad (que se considera como constante), esto se puede expresar como:

$$p = \rho gh$$

$p$  = presión hidrostática (gr/cm<sup>2</sup>)

$h$  = altura de la columna de líquido (cm)

$g$  = aceleración de la gravedad ( $\frac{\text{cm}}{\text{seg}^2}$ )

$\rho$  = densidad del líquido (gr/cm<sup>3</sup>)

### 2.2.3. Presión de sobrecarga.

Es aquella que se obtiene debido al peso de los materiales que se encuentran por arriba de un punto sobre determinada profundidad en la tierra. Una expresión para obtener la presión de sobrecarga sería sumando los pesos de los minerales y del agua y dividiéndolo entre el área que los soporta.

$$\text{Presión total de sobrecarga} = \frac{\text{Peso del mineral} + \text{peso del agua}}{\text{área}}$$

por lo que:

$$\text{peso del mineral} = (1 - \Phi) h A \gamma_m$$

$$\text{peso del agua} = \Phi h A \gamma_{sw}$$

entonces:

$$p = \frac{(1 - \phi)h A\gamma_m + \phi h A\gamma_{sw}}{A}$$

$$p = (1 - \phi)h\gamma_m + \phi h\gamma_{sw}$$

donde:

$p$  = presión total de sobrecarga ( $g/cm^2$ )

$\phi$  = porosidad (fracción)

$\gamma_m$  = peso específico promedio de los minerales ( $g/cm^3$ ).

$h$  = profundidad (cm)

$\gamma_{sw}$  = peso específico promedio del agua salada ( $g/cm^3$ )

La presión de sobrecarga es aquella que ejercen las rocas debido a su peso. En un agujero, la presión que pueden soportar las rocas sin fracturarse va a depender de la resistencia misma de ellas y de los esfuerzos remanentes de fuerzas de flexión y a otras fuerzas estructurales, Fig. - 2.2.

#### 2.2.4. Presión de formación.

A la presión de los fluidos en la formación, también se conoce como presión de poro; en los yacimientos petrolíferos se le llama presión de yacimiento y es diferente a la presión de sobrecarga.

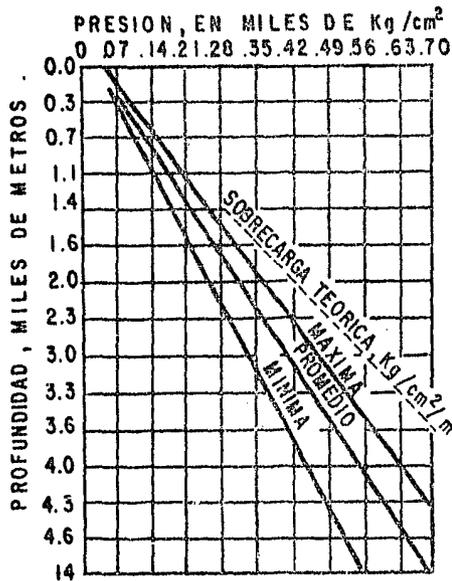


FIG. 2.2. PRESION REQUERIDA PARA INYECTAR FLUIDOS PARA FRACTURAR LA FORMACION<sup>(31)</sup>

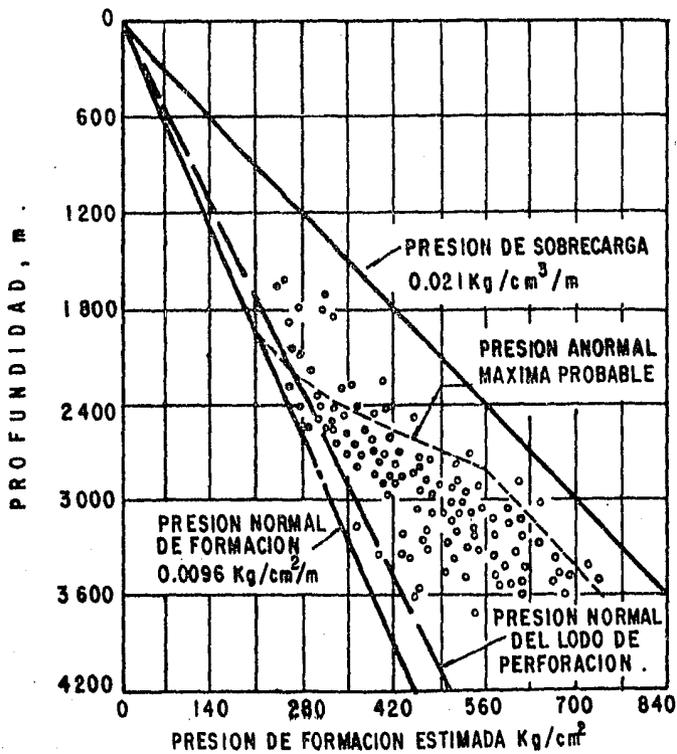


FIG. 2.3 - RELACIONES DE PRESION DE FORMACION, DE LODO Y DE SOBRECARGA<sup>(31)</sup>

Es decir, presión de yacimiento se utiliza para designar la presión de los fluidos contenidos en los poros de las rocas, y esta presión es menor que la presión total de sobrecarga, de lo contrario fracturaría a la roca y escaparían los fluidos hasta lograr el equilibrio.

La presión de formación normal es debida a la carga hidrostática de una columna de agua salada desde la formación analizada hasta la superficie. También existen presiones anormales altas de formación; son presiones anormalmente altas en una formación y son mucho mayores que la presión de una columna de agua salada que llegara hasta la superficie. En estos casos, es claro que los fluidos que ocupan los espacios de los poros se encuentran soportando parcialmente el peso de la sobrecarga.

Estas presiones anormales se atribuyen principalmente a la compresión de las rocas por los sedimentos suprayacentes, en estas condiciones el agua expulsada de las lutitas no encuentra la forma de llegar a la superficie y es almacenada en alguna capa permeable -areniscas-. Otra explicación es de que las rocas llegan a ser enterradas profundamente elevando su temperatura y resultando la expansión del volumen de agua de la roca y por lo tanto aumentando la compresión de la roca. Existen también otras causas, como cuando-

una roca poco profunda se ha saturado con gas a alta presión proveniente de formaciones profundas.

También existen presiones de formaciones -- anormalmente bajas, y es cuando la presión en la formación -- es menor que la que ejercería una columna de agua que llega hasta la superficie. Para estos casos no existen explicaciones amplias. Una explicación es considerar que la roca -- ha sufrido fugas de gas o de otro fluido; otra sería el enfriamiento de sedimentos ocasionando un encogimiento de los fluidos presentes en la roca, Fig. 2.3.

#### 2.2.5. Gradiente de temperatura.

El ingeniero de yacimientos petroleros necesita determinaciones precisas de la temperatura del yacimiento y frecuentemente también del gradiente de temperatura dentro de una formación a lo largo de una columna geológica.

La temperatura de yacimiento ( $T_y$ ), que depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local, se considera constante durante toda la vida del yacimiento e independiente de los procesos que intervengan en él, excepto el de recuperación secundaria de combustión "in situ".

Las mediciones de la temperatura en el pozo se realizan simultáneamente con otras pruebas y operaciones, como cuando se determina la presión estática o cuando se corren registros geofísicos de pozos. Son registradas, principalmente por medio de termómetros de máxima, o bien a partir de registros continuos.

Los termómetros de máxima, son de variación apropiada y deberán estar calibrados para la profundidad del yacimiento, estos termómetros registran la lectura de la temperatura máxima encontrada, que es la temperatura a la mayor profundidad a la cual fueron puestos a funcionar. Los registros continuos de temperatura dan mediciones de temperatura de la formación con la profundidad; son muy usados para localizar la parte alta del cemento en la cementación de tubería de revestimiento (T.R.) debido a la reacción exotérmica que se produce.

Si la medición de la temperatura se realiza en agujero descubierto, o sea antes de cementar la T.R. pueden existir errores, a menos que se deje el tiempo suficiente para que el lodo o el fluido existente llegue a su equilibrio térmico con la formación, esto se logra cerrando el pozo de 24 a 48 horas. El equilibrio en el pozo entre el instrumento y el fluido estático es logrado más rápidamente cuando contiene líquido que cuando contiene gas.

El dato de la temperatura del yacimiento a la profundidad media del intervalo disparado, que se considera como el más representativo y utilizado en este trabajo fue el reportado en agujero revestido, con el fluido estático, en equilibrio térmico tanto el aparato medidor como la formación circundante.

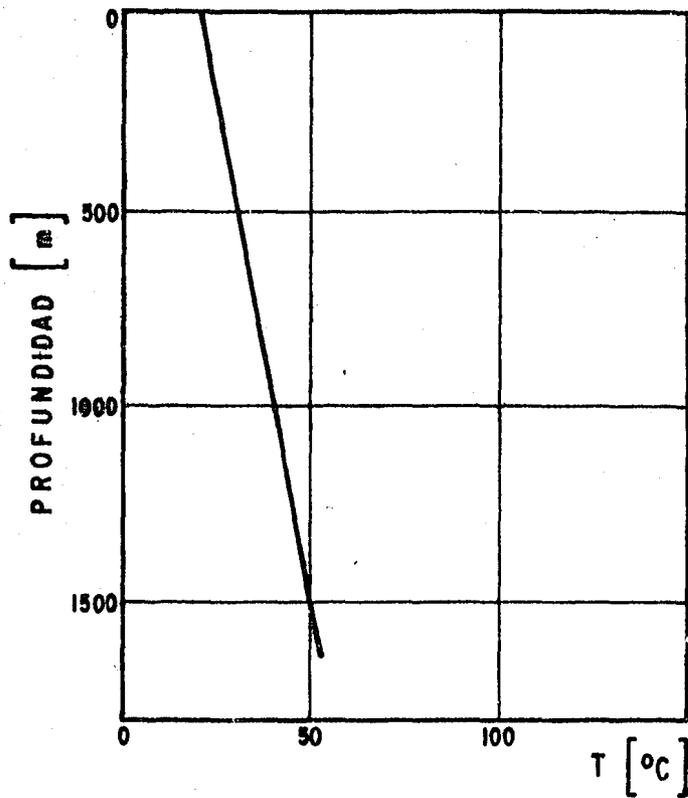
La temperatura del yacimiento es un parámetro importante para determinar el factor de volumen del aceite ( $B_o$ ) y se considera un parámetro implícito en los cálculos por balance de materia y cálculos volumétricos. En la Fig. 2.4 se muestra el comportamiento de un gradiente geotérmico normal en un yacimiento.

Como temperatura ambiente ( $T_a$ ) se considera a la temperatura de  $20^\circ\text{C}$ ; aunque en algunos casos, en este trabajo se consideró a la temperatura existente en el lugar, por ser la reportada al realizar la operación en el pozo.

### 2.3. Definición de las Propiedades de los Hidrocarburos Líquidos.

#### 2.3.1. Factor de volumen del aceite ( $B_o$ )<sup>(29)</sup>

El volumen de hidrocarburos de un yacimiento está sujeto a cambios, debido principalmente a la liberación



**FIG. 2.4.- VARIACION DE LA TEMPERATURA  
CON LA PROFUNDIDAD.**

del gas disuelto cuando suceden abatimientos de la presión - del yacimiento. Estos cambios se pueden observar mediante - el cálculo del factor de volumen del aceite, que se define - "como el volumen de aceite en el yacimiento con su gas di- - suelto, entre el volumen de aceite medido a las condiciones- superficiales", ésto se expresa de la siguiente forma:

$$B_o = \frac{(\text{Vol. de aceite + gas disuelto}) @ \text{C.Y.}}{\text{Vol. de aceite @ C.S.}} \left( \frac{M_o^3 @ \text{C.Y.}}{M_o^3 @ \text{C.S.}} \right)$$

Como se observa en la Fig. 2.5. el volumen - de aceite a condiciones de yacimiento es  $V_1$ , y cuando se lle- va a las condiciones superficiales entonces, todo el gas di- suelto se libera ( $V_2$ ) y queda aceite residual,  $V_3$ .

La relación del volumen  $V_1$  al volumen  $V_3$  es- el factor de volumen del fluido analizado. Es evidente que- el valor de  $B_o$  siempre será mayor que uno ( $B_o > 1$ ).

La variación típica del factor de volumen - del aceite con respecto a la presión para una muestra dada, - tiene el comportamiento que se muestra en la Fig. 2.6, donde se observa que siempre tiene un valor mayor de uno, debido a que el aceite sufre un "encogimiento" (o contracción), es de- cir, se contrae por la liberación del gas disuelto que con- tienen los hidrocarburos líquidos, como resultado del abati- miento de la presión y temperatura. También se observa que-

$$B_o = \frac{(\text{VOLUMEN DE ACEITE + GAS DISUELTO}) @ C. Y.}{\text{VOLUMEN DE ACEITE} @ C. S.} \quad \left[ \frac{m_o^3 @ C. Y.}{m_o^3 @ C. S.} \right]$$

$$B_o > 1$$

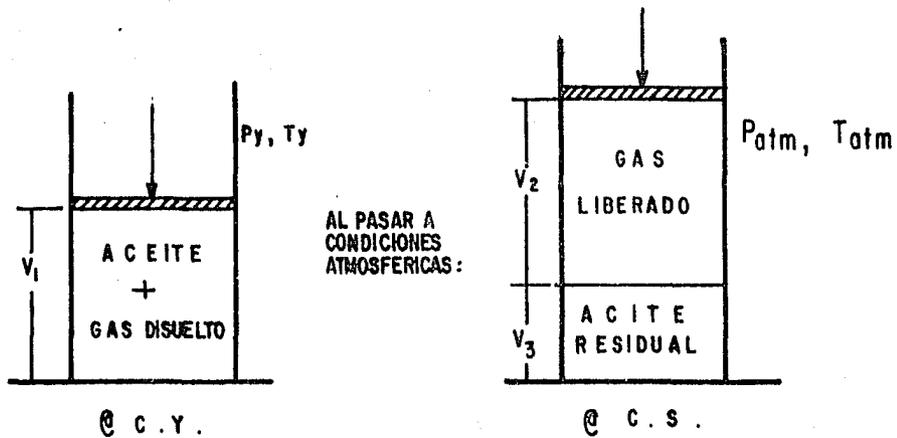


FIG. 2.5.- CAMBIO DEL VOLUMEN DE ACEITE DE LAS CONDICIONES DE YACIMIENTO A CONDICIONES SUPERFICIALES <sup>(36)</sup>

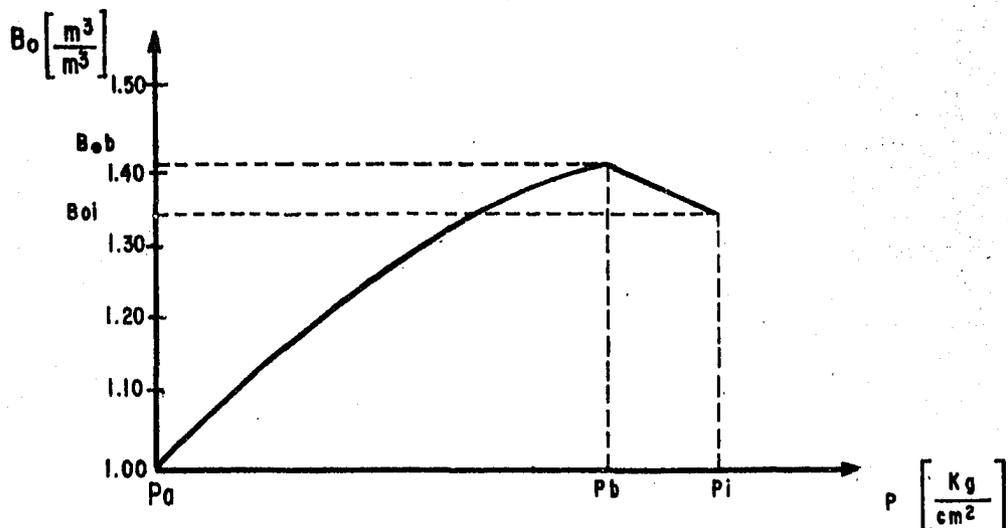


FIG. 2.6.- VARIACION DEL FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE CON RESPECTO A LA PRESION <sup>(36)</sup>

por encima de la presión de saturación (donde todo el gas está disuelto), el  $B_o$  tiende a disminuir a causa de la compresibilidad del aceite, al aumentar la presión. El valor máximo,  $B_{ob}$ , se tiene cuando se alcanza la presión de saturación, es decir cuando se inicia la liberación de gas.

### 2.3.2. Relación gas disuelto-aceite ( $R_s$ )<sup>(29)</sup>.

La relación de solubilidad del gas en el aceite o relación gas disuelto-aceite se define como "la relación del volumen de gas disuelto a la presión y temperatura del yacimiento medido a las condiciones estándar, al volumen de aceite residual medido también a las condiciones estándar", es decir:

$$R_s = \frac{\text{Vol. de gas disuelto a } P_y, T_y, @ \text{ C.S.}}{\text{Vol. de aceite @ C.S.}} \left( \frac{M^3_g @ \text{ C.S.}}{M^3_o @ \text{ C.S.}} \right)$$

Este parámetro está en función de la presión y temperatura del yacimiento y de la composición del hidrocarburo (del gas y del aceite). Su comportamiento se explica así: para un mezcla de aceite y gas conocidos, a temperatura constante, la cantidad de gas disuelto en el aceite aumenta al incrementarse la presión y para cualquier presión y temperatura dados, la cantidad de gas disuelto aumenta a medida que las composiciones del gas y del aceite son más semejantes<sup>(36)</sup>.

La variación típica de este parámetro con -- respecto a la presión para un muestra dada a la temperatura del yacimiento, se presenta en la Fig. 2.7.

En la gráfica de la Fig. 2.7 se observa que a medida que aumenta la presión aumenta la cantidad de gas en solución, hasta alcanzar la presión de saturación ( $P_b$ ), a esta presión es cuando el gas ya se incorporó totalmente al aceite y por arriba de esta presión la cantidad de gas en solución se mantiene constante.

El comportamiento de  $R_s$  con la presión también depende del procedimiento de liberación de gas que se lleve a cabo. En la Fig. 2.8 se observa que existen valores más grandes de  $R_s$  cuando se aplica un proceso de liberación Flash, mientras que para la misma presión el valor de  $R_s$  es menor con el proceso de liberación diferencial.

### 2.3.3. Densidad del aceite ( $\gamma$ ).

La propiedad física de los hidrocarburos nombrada con mayor frecuencia es la densidad o el peso específico.

Se define a la densidad como la masa por -- unidad de volumen. El peso específico es la fuerza de la -- atracción de la gravedad ejercida sobre un volumen unitario, es decir, es el peso del fluido por unidad de volumen.

$$R_s = \frac{\text{VOLUMEN DE GAS DISUELTO A } P_Y, T_Y \text{ @ C.S.}}{\text{VOLUMEN DE ACEITE @ C.S.}}$$

$$\left[ \frac{\text{m}^3 \text{ g @ C.S.}}{\text{m}^3 \text{ @ C.S.}} \right]$$

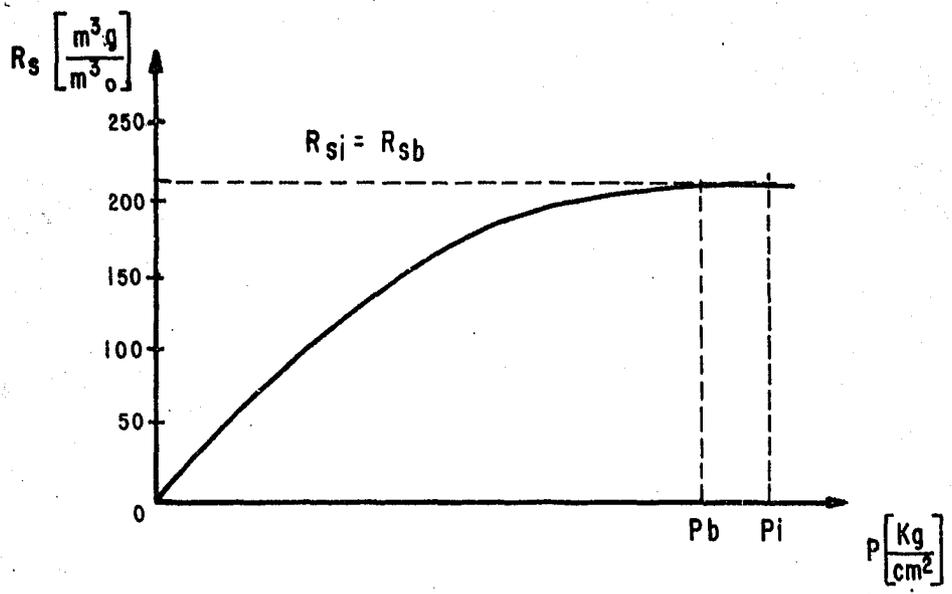


FIG. 2.7 - VARIACION DE  $R_s$  CON RESPECTO A LA PRESION <sup>(29)</sup>

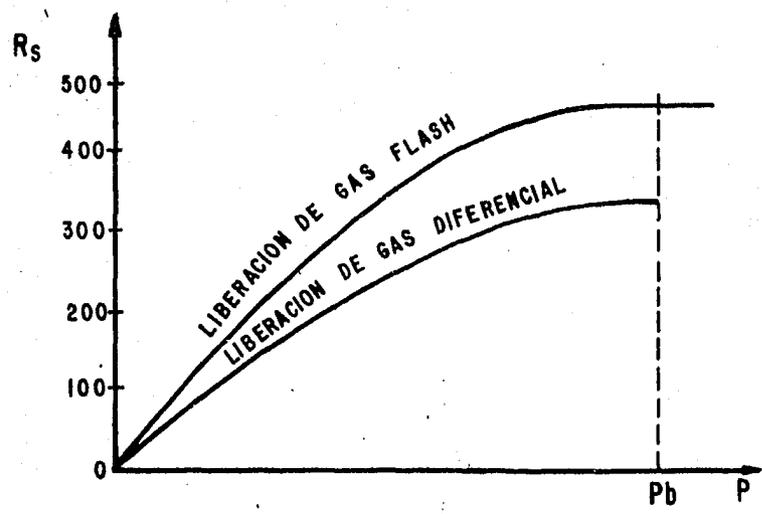


FIG. 2.8 - VARIACION TIPICA DE  $R_s$  CON LA PRESION DURANTE LOS PROCESOS DE LIBERACION FLASH Y DIFERENCIAL <sup>(32)</sup>

A continuación se definen algunas unidades comúnmente usadas:

Peso específico ( $\gamma$ ). Es el peso de una sustancia por unidad de volumen.

$$\gamma = \frac{W}{V} = \frac{\rho}{9.81} \text{ g } \left( \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) , \left( \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \right)$$

$g$  es la gravedad y cambia con el lugar.

Densidad ( $\rho$ ). Es la masa por unidad de volumen.

$$\rho = \frac{\text{Masa del cuerpo}}{\text{Volumen del cuerpo}}$$

En la industria petrolera, es común utilizar estos términos en unidades inglesas.

Por ejemplo:

El peso de  $1 \text{ ft}^3$  de agua = 62.4 lb, entonces:

$$\text{el peso específico del agua} = 62.4 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$$

## Gravedad específica (Sp. Gr. )

$$\text{Sp.Gr.} = \frac{\text{densidad del cuerpo}}{\text{densidad del agua}} = \frac{\text{Peso específico del cuerpo}}{\text{Peso específico de agua}}$$

Por ejemplo: el peso específico del agua salada =  $72 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$

$$\text{Sp.Gr.} = \frac{72 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}}{62.4 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}} = 1.154$$

o el peso específico de un aceite =  $53 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3}$

$$\text{Sp.Gr.} = 0.850$$

En la mayoría de los líquidos es común designar a la densidad en términos de grados Baumé o de °API.

$$\text{Sp.Gr.} = \rho_r = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}}$$

$$\text{°API} = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5$$

La escala más utilizada en la industria petrolera es la de °API, en esta escala el agua pura tiene una densidad de 10. Los números inferiores a 10 indican sustancias más pesadas que el agua y valores superiores a 10 sustancias más ligeras. La densidad del petróleo crudo varía desde menos de 10 hasta 60° aproximadamente.

La densidad de una muestra de petróleo crudo puede determinarse introduciendo en él un hidrómetro calibrado en °API, registrando simultáneamente la temperatura, ya que la densidad del petróleo varía con la temperatura.

En la Fig. 2.9 se presenta el comportamiento de la densidad con respecto a la presión a temperatura constante.

#### 2.3.4. Viscosidad del aceite ( $\mu$ ).

La viscosidad es una propiedad de los fluidos y es una medida de la resistencia que presenta un fluido a moverse; depende de la cohesión de sus moléculas y por lo tanto disminuye con la temperatura, cuando se trata de líquidos.

En términos generales, la viscosidad de los líquidos aumenta al incrementarse la presión, que origina la compresión del líquido; y disminuye cuando se incrementa la temperatura.

Como el aceite en el yacimiento se encuentra a mayor presión y temperatura que en la superficie, tiene una cierta cantidad de gas en solución. El efecto que produce este gas disuelto en el aceite es muy importante, ya que tiende a disminuir la viscosidad del aceite.

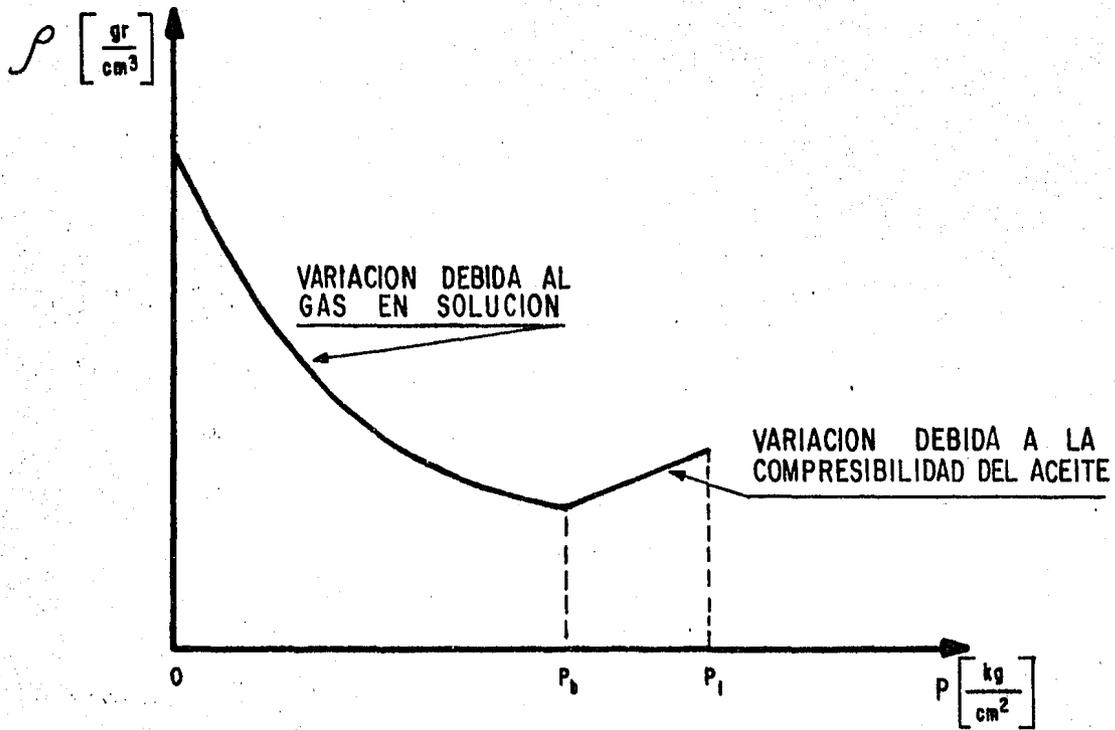


FIG. 2.9.— VARIACION DE LA DENSIDAD DEL ACEITE CONTRA LA PRESION.

La variación típica de la viscosidad del aceite contra la presión se observa en la Fig. 2.10. En ella se observa que por arriba de la presión de saturación del aceite ( $P_b$ ), una disminución en la presión ocasiona una disminución en la viscosidad. Por abajo de la presión de saturación, una disminución en la presión ocasiona un incremento en la viscosidad. En la Fig. 2.10 se observa que el valor mínimo de la viscosidad se tiene a la presión de saturación.

Al aceite remanente obtenido de una separación diferencial, se le mide su viscosidad a condiciones estándar o de superficie. Esta viscosidad se denomina como viscosidad del aceite residual ( $\mu_{or}$ ).

## 2.4. Diagramas de Fase y Clasificación de Yacimientos.

### 2.4.1. Características de los diagramas de fase.

Los diagramas de fase son gráficas que relacionan datos de presión y temperatura de mezclas de hidrocarburos, en ellos pueden clasificarse los diferentes tipos de yacimientos de acuerdo con la localización de la temperatura y presión iniciales del yacimiento, con respecto a la región de dos fases (gas-aceite). Cualquier mezcla de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases.

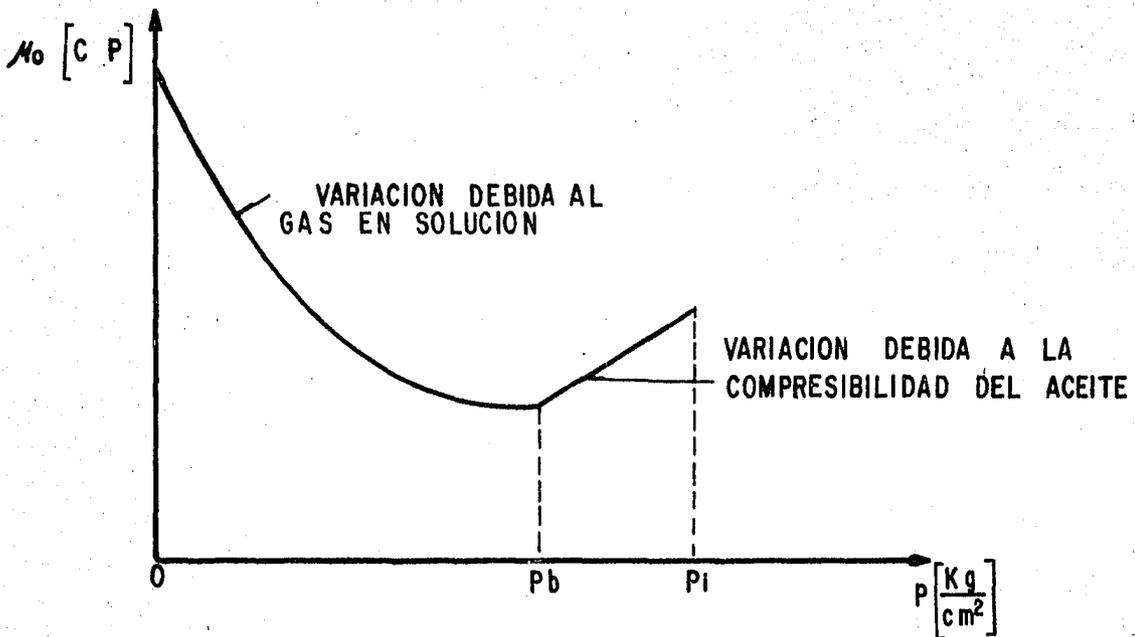


FIG. 2.10.- VARIACION DE LA VISCOSIDAD DEL ACEITE CONTRA LA PRESION

El diagrama de fases, Fig. 2.11, es una gráfica presión-temperatura que presenta la curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir los puntos de burbuja y de rocío que presenta la mezcla a diferentes temperaturas, estas dos curvas se unen en el punto crítico.

La envolvente de fases divide al diagrama en tres partes: la región de líquidos, la región de gases y la región de dos fases. Dentro de ésta última se encuentran las curvas de calidad, que indican el porcentaje de hidrocarburos líquidos, todas se unen en el punto crítico. También se encuentran en el mismo diagrama, la cricondenterma y la cricondenbara (que son la temperatura y la presión máximas a las cuales la mezcla permanece en dos fases en equilibrio, respectivamente).

La fase de hidrocarburos ligeros (como propano y butano) puede existir ya sea como gas o como líquido, dependiendo de la presión y la temperatura a que se encuentre en el yacimiento. En la Fig. 2.12 se observa que a altas presiones y bajas temperaturas se tiene únicamente líquido (parte superior izquierda) y a presiones y temperaturas mayores que la crítica, la mezcla existe como una sola fase (líquida o gaseosa).

En la Fig. 2.13 se presenta el comportamiento de un aceite crudo de bajo encogimiento con hidrocarburos

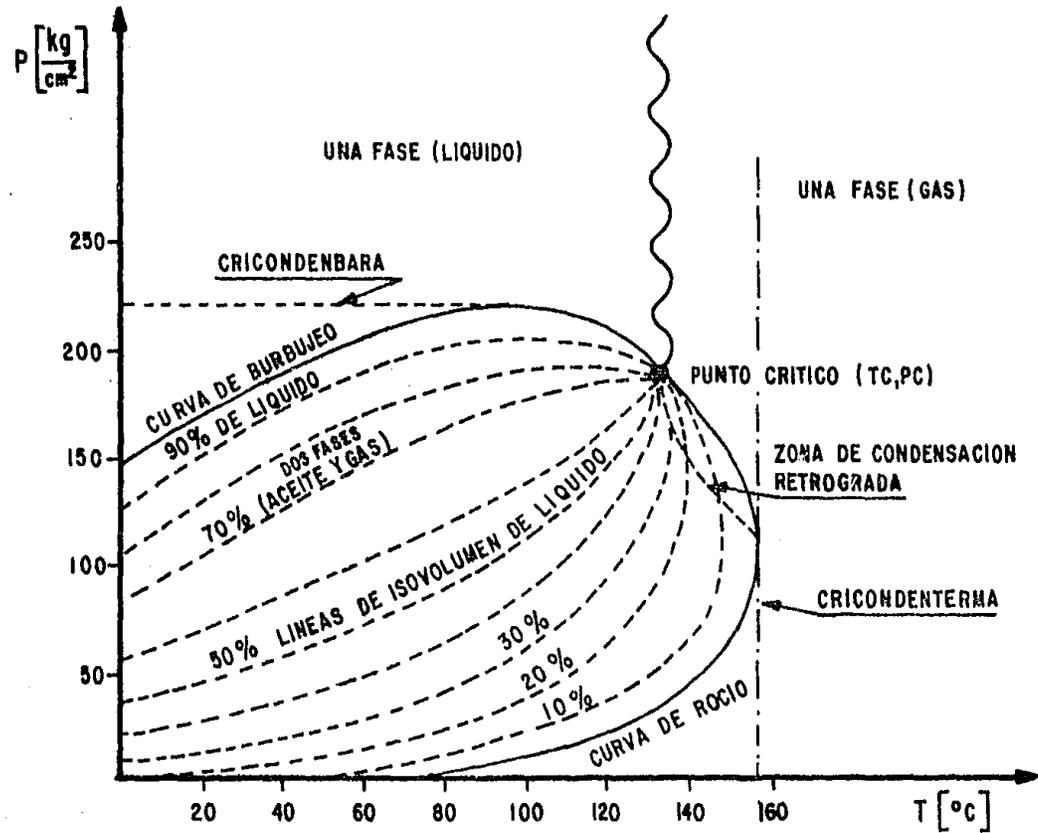


FIG. No. 2.II.— DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS. (30)

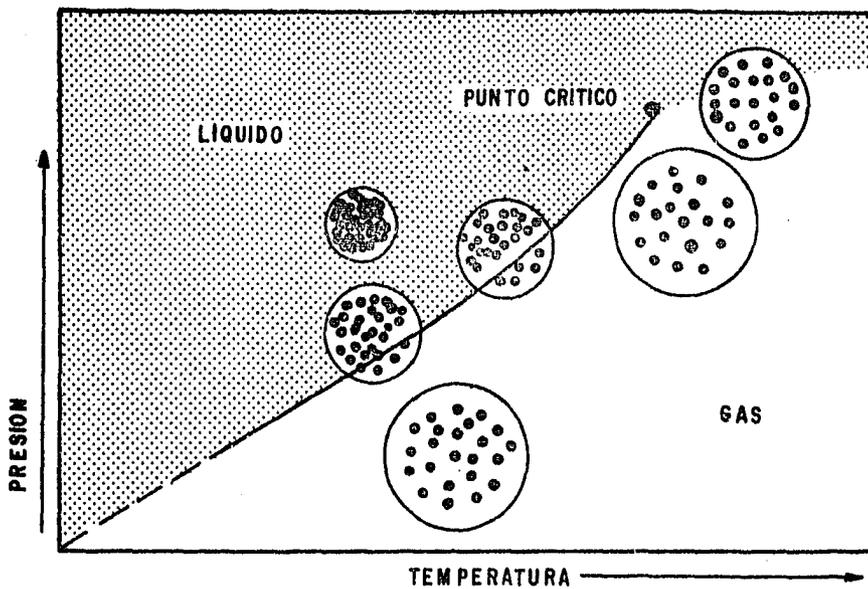


FIG. 2.12 — PRESION Y TEMPERATURA PARA UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS <sup>(37)</sup>

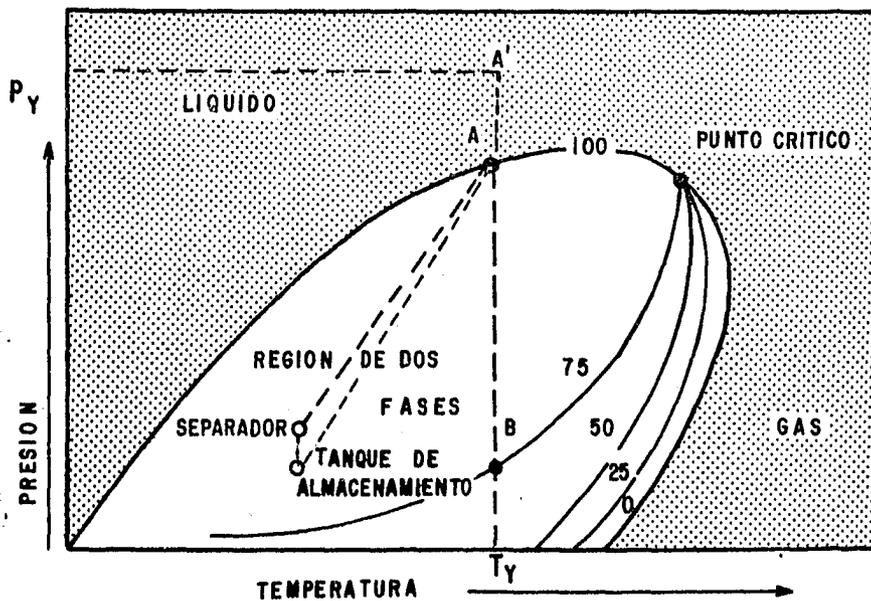


FIG. 2.13 . — DIAGRAMA DE FASES DE UN ACEITE DE BAJO ENCOGIMIENTO <sup>(37)</sup>

ligeros disueltos en él, con temperatura  $T_y$  y presión  $P_y$ , - punto A'; cuando el aceite fluye a través de la formación hacia el pozo, la presión cae pero la temperatura en el yacimiento permanece constante. Al llegar la presión al punto A el gas empieza a liberarse, a esta presión se le llama presión de burbujeo. Si la temperatura se mantiene constante - pero la presión decrece (punto B), el volumen puede estar - constituido de 75% aceite y 25% gas, por ejemplo. Si se tiene el caso en que el aceite a través del pozo llega al separador disminuyen la presión y la temperatura, y si el aceite va hacia el tanque de almacenamiento, la presión cae aún más, lo cual causa la separación de mayor cantidad de gas.

En el aceite no solo se tiene disuelto metano, etano y propano sino también cantidades considerables - de hidrocarburos más pesados que se encuentran como líquidos, esto produce un encogimiento del aceite crudo. A la acción - por la cual un aceite disminuye su volumen al pasar del yacimiento al tanque de almacenamiento determina el factor de volumen ( $B_o$ ) y varía desde aproximadamente 1.0 para un aceite - con pocas fracciones ligeras a 2.0 o más para un aceite con grandes cantidades de fracciones ligeras (gasolinas).

En la Fig. 2.14 se presenta un diagrama de fases de un yacimiento de condensación retrógrada. Algunos - yacimientos contienen predominantemente hidrocarburos ligeros

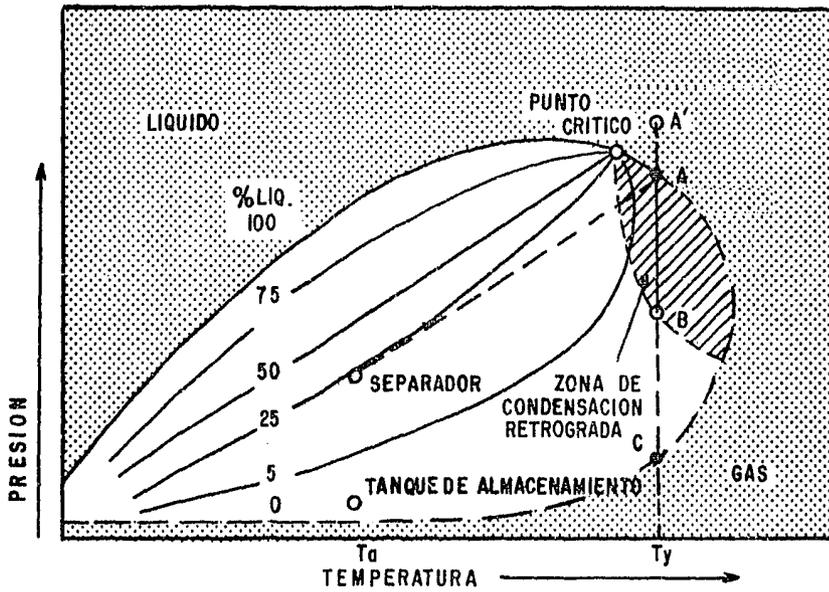


FIG. 2.14—DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA CON CONDENSACION RETROGRADA <sup>(37)</sup>

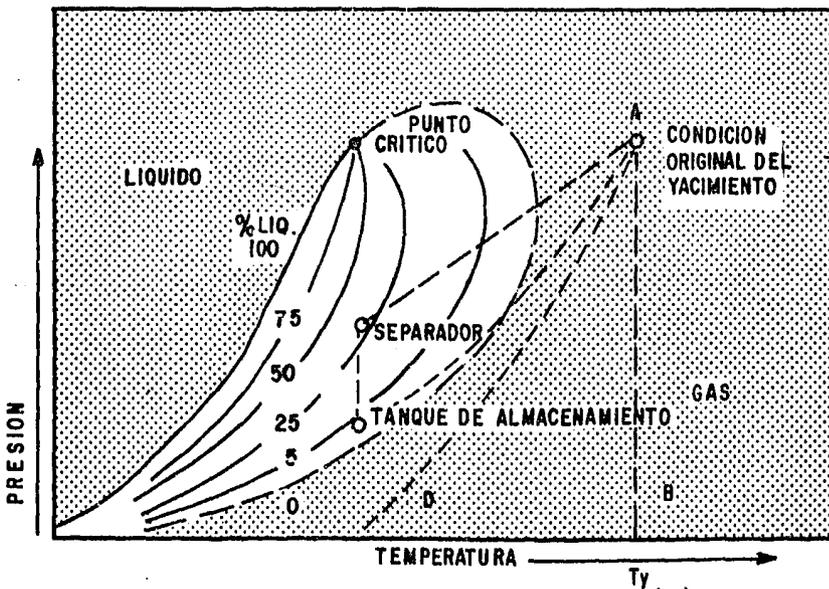


FIG. 2.15 —DIAGRAMA DE FASES DE UN GAS HUMEDO <sup>(37)</sup>

a presiones y temperaturas mayores que la crítica. Se observa que cuando la presión decrece del punto A' al A el material entra en la parte de dos fases del diagrama y el fluido empieza a condensarse, a ésto se le llama condensación retrógrada y la máxima cantidad de líquidos condensados se tiene en el punto B. Pérdidas adicionales en la presión ocasionan la vaporización del líquido y finalmente todo regresa a la fase vapor (punto C).

El comportamiento de la fase de gas húmedo se muestra en la Fig. 2.15; con frecuencia los yacimientos de gas (punto A) contienen cantidades considerables de hidrocarburos condensables. Si la presión se reduce sin cambio de temperatura, todo el hidrocarburo permanece gaseoso (punto B). Pero en el recorrido hacia la superficie la temperatura se reduce y se forma una cantidad considerable de líquidos. Esto es importante para determinar el factor de volumen de un aceite crudo, especialmente en los casos en que se tiene un yacimiento que contiene mucho metano e hidrocarburos ligeros.

#### 2.4.2. Clasificación de los yacimientos.

Existen numerosas clasificaciones de los yacimientos petrolíferos, Allen<sup>(38)</sup> observó que es inapropiado clasificarlos de acuerdo a las propiedades físicas de los

fluidos producidos o según su relación gas-aceite instantánea. A continuación se mencionan algunas clasificaciones - utilizadas:

1.- De acuerdo con el tipo de roca almacenadora

- a) arenas
- b) areniscas
- c) calizas cristalinas
- d) calizas fracturadas
- e) calizas oolíticas

2.- De acuerdo con el tipo de trampa

- a) estructurales
- b) estratigráficos
- c) combinados

3.- De acuerdo con el tipo de fluidos almacenados

- a) de aceite y gas disuelto (todo líquido)
- b) de aceite, gas disuelto y gas libre
- c) de gas

4.- De acuerdo a su densidad y relación gas-aceite instantánea

- a) de aceite
- b) de aceite volátil
- c) de gas y condensado
- d) de gas húmedo
- e) de gas seco

5.- De acuerdo con la presión original

- a) de aceite bajosaturado
- b) de aceite saturado
- c) de gas seco
- d) de gas húmedo
- e) de gas y condensado

6.- De acuerdo con el empuje predominante<sup>(38)</sup>:

- a) por expansión de la roca y de los fluidos
- b) por expansión del gas disuelto liberado
- c) por expansión del gas
- d) por segregación gravitacional
- e) por empuje hidráulico
- f) por empujes combinados
- g) por empujes artificiales

7.- De acuerdo con los diagramas de Fases<sup>(38)</sup>:

- a) de aceite bajosaturado
- b) de aceite saturado
- c) de gas condensado
- d) de gas húmedo
- e) de gas seco

Para clasificar a los diferentes tipos de yacimientos con más precisión se utiliza el comportamiento termodinámico de la mezcla de hidrocarburos, en base a su diagrama de fases ( el cual depende de la composición de la mezcla); de su presión y temperatura iniciales a que se encuentra en el yacimiento, así como a su comportamiento en el yacimiento y en su trayecto hacia la superficie<sup>(1)</sup>.

Todo yacimiento de hidrocarburos tiene su ca racterístico diagrama de fases. En la Fig. 2.16 se presenta un típico diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos, en ella se señala cómo pueden clasificarse los yacimientos - dependiendo de la presión y temperatura iniciales, y de su - comportamiento al variar la presión, la temperatura o ambas.

Así, se tiene que pueden haber yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en una sola fase (puntos A, B y C) o en dos fases (punto D). Por lo tanto, de acuerdo - con la posición relativa de sus presiones y temperaturas origi nales de la mezcla en los diagramas de fases, o bien consi derando su comportamiento en el yacimiento o hacia la super ficie, pueden haber yacimientos de:

- |                            |   |
|----------------------------|---|
| a) aceite bajosaturado     | A), donde $T_y < T_c$ y $P_i > P_b$ .   |
| b) condensación retrógrada | B), donde $T_c \leq T_y < \text{Criconde}$<br>terma y $P_i > P_d$ .   |
| c) gas                     | C), donde $T_y > \text{Cricondeter}$<br>ma o bien, para $T_y < \text{Cricondeter}$<br>ma pero fue <u>ra</u> de la región de dos<br>fases. |
| d) aceite saturado         | D), donde $P_i < P_b$ o $P_i > P_d$<br>y $T_y < \text{Cricondeter}$ --<br>(dentro de la región de<br>dos fases).                          |

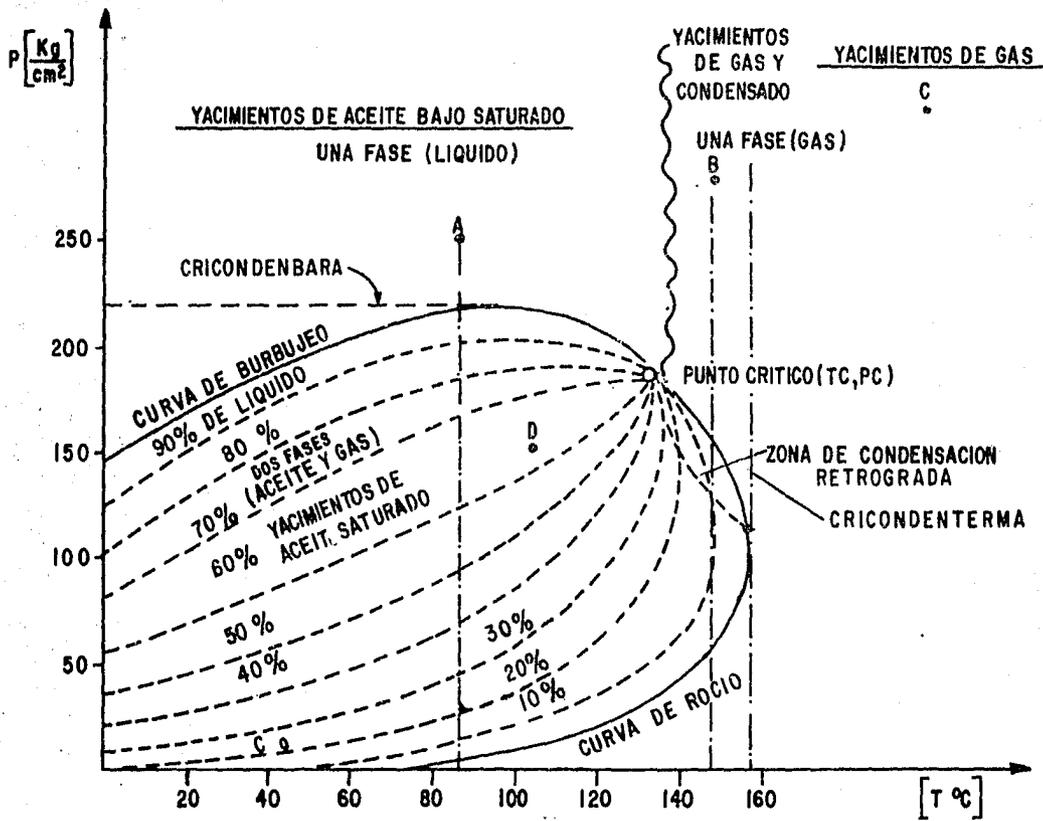


FIG. 2.16- DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS <sup>(35)</sup>

## 2.5. La Importancia de los Análisis PVT (39, 40)

El muestreo de hidrocarburos de un yacimiento es una operación importante, que requiere atención, ya que los datos que se obtienen del análisis PVT de las muestras se utilizan en cálculos de mucha trascendencia para la explotación.

La información que se obtiene se utiliza, por ejemplo, en el cálculo de las reservas de aceite y gas, en la predicción del comportamiento del yacimiento, para determinar las condiciones óptimas de separación, en programas de desarrollo del yacimiento y en la vida fluyente de los pozos; así como en el diseño de baterías de separación, de plantas de tratamiento y de métodos de recuperación secundaria.

Los fluidos se pueden identificar por medición directa de ciertas propiedades a partir de muestras lo más representativas posibles.

Normalmente para mayor seguridad en la estimación de las propiedades de los fluidos de un yacimiento, se somete a la muestra a diferentes análisis de laboratorio.

Los datos obtenidos de un análisis PVT se basan en la confianza de tener una muestra de fluido representativa del yacimiento, ya que el procedimiento del análisis es rutinario y no presenta grandes dificultades normalmente.

#### 2.5.1. Tipo de muestras y acondicionamiento de los pozos.

Las muestras se obtienen utilizando técnicas de campo o de laboratorio. Un muestreo adecuado es de fundamental importancia para tener exactitud en los datos. Las muestras de los hidrocarburos de los yacimientos se pueden obtener básicamente en dos formas.

Una es obteniendo muestras de fluido de fondo, frente al intervalo disparado a condiciones de yacimiento, por medio de una "botella" muestreadora o "mustrero". La muestra recuperada se lleva al laboratorio en estas botellas de acero inoxidable que soportan altas presiones, Fig. 2.17.

La otra es recombinando el aceite y el gas que se obtiene en la superficie del pozo en partes proporcionales, Fig. 2.18.

Estas técnicas de muestreo para obtener fluidos representativos del yacimiento se conocen como:

- a) Muestreo de fondo
- b) Muestreo por recombinado

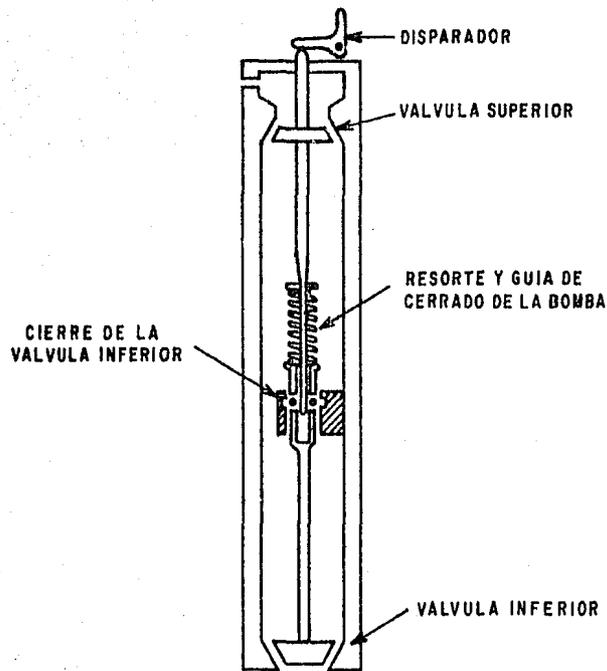


FIG.2.17.- DISPOSITIVO DE MUESTREO DE FONDO <sup>(27)</sup>

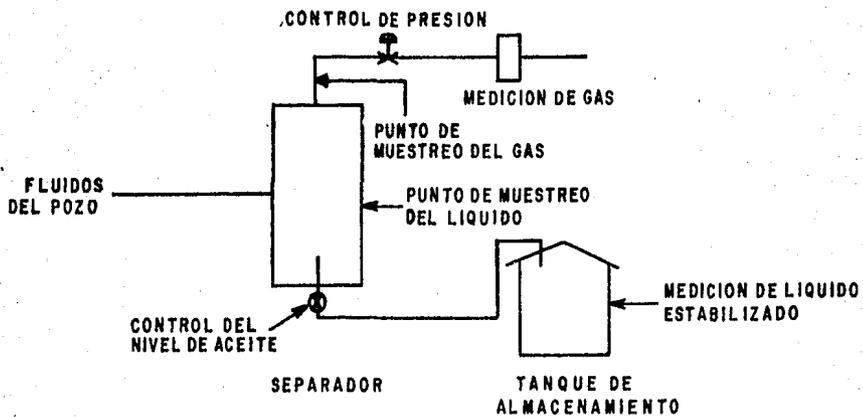


FIG.2.18 - DIAGRAMA ESQUEMATICO DE MUESTREO RECOMBINADO <sup>(27)</sup>

La finalidad del muestreo es obtener volúmenes de fluido del yacimiento, tal como existen a condiciones originales, antes de que el yacimiento sea explotado; por esta razón, las muestras se deben de obtener de los pozos descubridores de los yacimientos.

En casos especiales, puede resultar conveniente tomar muestras de yacimiento en pozos con cierto tiempo de producción, cuando existan bases para considerar que los fluidos a muestrear sean idénticos al fluido original del yacimiento.

Es importante tener en mente el motivo del muestreo, el cual como se dijo antes, es el de obtener muestras de fluido representativo del yacimiento, antes de que éste sea explotado y para tener confiabilidad en el muestreo conviene que las muestras sean obtenidas según el fluido que se tenga en el yacimiento.

Así, el muestreo de fondo es recomendable cuando se tiene seguridad de que el fluido de fondo del pozo tiene igual composición y características que el de las zonas alejadas del pozo; esto último ocurre en yacimientos bajosaturados, por lo que sí se considera recomendable el muestreo de fondo para estos yacimientos.

En el caso de yacimientos de aceite saturado, el fluido en el fondo del pozo es prácticamente igual al del aceite original en el yacimiento, por lo cual el muestreo de fondo es igualmente recomendable.

Para yacimientos de gas y condensado, al estar fluyendo un pozo una parte de gas se condensa dentro de la tubería y se adhiere a ella, así que la cantidad de fluido que se recoge en la botella muestreadora no corresponde a la cantidad de líquido en el yacimiento; o bien, al cerrar el pozo, una parte del condensado que existe en la tubería de producción (T.P.) cae al fondo del pozo, originando que el fluido en el fondo tenga mayor cantidad de hidrocarburos pesados de los que tiene el fluido en el yacimiento. En base a lo anterior, en yacimientos de gas y condensado no se recomienda el muestreo de fondo ya que no es representativa la muestra de fluido obtenida.

Por otro lado, aún cuando se lograra que la composición del fluido de fondo del pozo fuera igual a la del yacimiento, la cantidad de gas y condensado que puede recogerse en una botella muestreadora es muy pequeña, ya que parte de este condensado se adhiere a la pared de la botella muestreadora y no sería un volumen de muestra suficiente para realizar un análisis PVT, debido a lo anterior, en yacimientos de gas y condensado es preferible obtener muestras del separador y recombinarlas.

En yacimientos de gas seco, también se tienen en la superficie y en el interior del pozo pequeñas cantidades de líquidos condensados, y tampoco pueden recuperarse por muestreo de fondo (al igual que en yacimientos de gas y condensado), por lo que las mismas razones señaladas para los yacimientos de gas y condensado son válidas para considerar que no es apropiado el muestreo de fondo.

Por último, los fluidos de los yacimientos de aceite volátil presentan un comportamiento muy parecido al de los fluidos de los yacimientos de gas y condensado, y es difícil reconocerlos por pruebas de flujo. En estos casos se recomienda tomar muestras del separador y se recombinan realizando con ella un análisis PVT, en el cual se determinará si se trata de un aceite volátil o de gas y condensado.

En caso de que el análisis PVT señale que los fluidos recuperados y recombinados pertenecen a un yacimiento de aceite volátil, entonces se puede obtener una muestra de fluido de fondo y con ella realizar un segundo análisis PVT para obtener información más confiable.

En resumen, el muestreo de fondo es recomendable en yacimientos de aceite bajosaturado, de aceite volátil (en este último caso, siempre que se tenga seguridad de ello); y es recomendable el muestreo recombinado en yacimientos de gas seco y de gas y condensado.

Para obtener los volúmenes de hidrocarburos por muestreo de fondo, es necesario acondicionar el pozo y -- así tener confianza de que el fluido del fondo del pozo tiene la misma composición o una composición lo más cercana posible a la del fluido del yacimiento.

La forma de acondicionar el pozo por muestrear, va a depender del tipo de yacimiento de que se trate. Así, para un yacimiento de aceite saturado, una vez que se ha seleccionado el pozo en el cual se va a tomar la muestra de fondo, en forma resumida se hace lo siguiente:

Inicialmente, se confirma que el fluido producido no contiene lodo o productos utilizados durante la -- perforación, la terminación o estimulación. Se limpia el pozo, se le deja fluir durante un tiempo largo por un estrangulador de diámetro parecido al que se va a usar durante su explotación , midiendo la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y la temperatura de fondo.

Posteriormente, se disminuye progresivamente el diámetro de los estranguladores hasta que el pozo se estabilice y la RGA no cambie, midiendo el gasto, la  $P_{wf}$  y la temperatura de fondo.

Por último, el pozo se cierra registrando la curva de incremento hasta que se estabilice la presión y se registra la presión de fondo cerrado ( $P_{ws}$ ), en este momento en el fondo se tiene un fluido de igual o muy cercana composición al fluido original del yacimiento y el pozo está listo para obtener las muestras de fondo.

En forma similar, se acondicionan los pozos de yacimientos de aceite bajosaturado (se sabe que es bajosaturado porque la RGA no cambia al ir cambiando los estranguladores y al disminuir la presión), estos casos son más sencillos, ya que basta con limpiar bien el pozo y hacerlo fluir, cuidando que  $P_{wf}$  sea mayor que la  $P_b$  del aceite contenido en el yacimiento. Es preferible que las muestras de fondo se tomen con el pozo cerrado y después de tomar la lectura de  $P_{ws}$ .

En el caso de un yacimiento nuevo o del que no se tiene la seguridad de que se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado, lo mejor es acondicionar el pozo como si fuera un yacimiento de aceite saturado, así se tendrá seguridad de que la muestra de fluido recuperada es similar a la del fluido original del yacimiento.

Debido a que se prestan a confusión los fluidos de yacimientos de aceite volátil de los fluidos de yacimientos de gas y condensado es recomendable obtener muestras superficiales y recombinarlas, efectuando un análisis PVT y así determinar con seguridad de qué tipo de yacimiento se trata; y en el caso de tratarse de fluidos de un yacimiento de aceite volátil, el pozo se acondicionará en forma similar a un pozo productor de un yacimiento de aceite saturado.

Generalmente las muestras de fondo deben tomarse a la mitad del intervalo productor, pero si existe agua o sedimento en el fondo del pozo, las muestras podrían tomarse unos diez metros arriba.

La presencia de sedimento o de agua en el fondo del pozo, es un indicio de que la limpieza y acondicionamiento del pozo no fue bueno, este se corrige aumentando el período de limpieza. La presencia de agua en el fondo puede deberse también a que el pozo la estuvo produciendo junto con el aceite y el gas (se observarán los datos de producción); en estos casos, la muestra puede tomarse más arriba (hasta 50 m.) de la mitad del intervalo productor y los resultados del análisis PVT se extrapolan a la profundidad real, o bien, se puede desalojar el agua del fondo del pozo por medio de una cubeta.

En los yacimientos de aceite bajosaturado, - la profundidad del muestreo no es tan difícil como en los de más tipos de yacimientos, ya que basta que la presión sea mayor que la presión de saturación para que la muestra sea representativa, independientemente de la profundidad del muestreo.

La temperatura del yacimiento a la mitad del intervalo productor es importante que sea registrada con exactitud, deberá registrarse durante el acondicionamiento del pozo, en registro de pozo cerrado y durante la obtención de la curva de incremento.

Normalmente se obtienen tres muestras del mismo fluido, y el análisis PVT se realiza sobre la que se considera más representativa de las condiciones imperantes en el yacimiento.

Las muestras de aceite y de gas que se recuperan en el separador o en el fondo del pozo, son trasladadas a un laboratorio, ahí son pasadas a celdas de presión con ventana de vidrio o ciegas, donde el volumen interior puede ser reducido o ampliado por inyección de mercurio y la

temperatura puede ser controlada. La cantidad de gas y de líquido puede ser observada por la ventana normalmente, a diferentes presiones y temperaturas, estas observaciones dan las relaciones presión-volumen-temperatura y se les llama estudios PVT.

#### 2.5.2. Equipos PVT, tipos de análisis PVT.

Las propiedades PVT de los fluidos de la muestra se obtienen utilizando un equipo especialmente diseñado para este propósito, consta principalmente, de una celda en la que la temperatura se mantiene constante durante el análisis de los fluidos, de manómetros, de una bomba de inyección de mercurio, de medidores de gas y de un depósito de mercurio, Fig. 2.19.

Existen diferentes tipos de equipos PVT, variando básicamente en el tipo de celda que tienen, ya que existen celdas donde solo puede determinarse el volumen total del sistema, y cuando se tienen dos fases no pueden determinarse sus volúmenes, se tiene que extraer una fase de la celda y medirse por separado.

En otro tipo de celdas, el volumen total de hidrocarburos se obtiene localizando la interfase mercurio - líquido dentro de la celda con una aguja cargada eléctricamente.

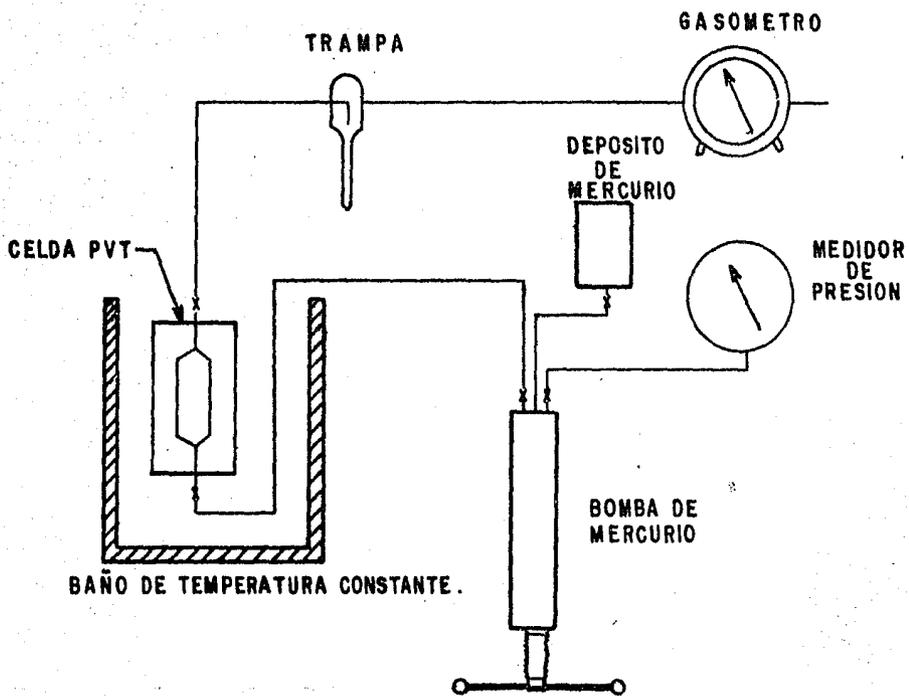


FIG. 2.19.- REPRESENTACION DIAGRAMATICA DE UN EQUIPO PVT.

Una celda visual es aquella en la que la posición de las interfases gas-aceite y aceite-mercurio se observan a través de ventanas.

El volumen de hidrocarburos no se mide directamente, sino que se calcula como la diferencia entre el volumen total de la celda y la cantidad de mercurio dentro del sistema. La cantidad de mercurio de la celda a cualquier presión, se cuantifica por medio de las lecturas en la bomba de inyección, determinándose el volumen de mercurio que entra o sale de la celda.

El tipo de análisis que se realiza va a depender, en general, de la información que se tenga del yacimiento y de la información que se desee obtener del mismo.

Dentro del análisis PVT existen básicamente dos procesos de simulación de las condiciones imperantes en los yacimientos, éstos son:

- a) Liberación Flash o Instantánea
- b) Liberación diferencial o por etapas.

Estos métodos tratan de reproducir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, solo que ambos simulan los casos extremos del comportamiento de ellos ya que al inicio de la explotación de un yacimiento bajosaturado no se tiene gas libre, por lo que en esta etapa de explotación, el proceso flash simula bien estas condiciones; pero después de cierto tiempo de explotación se tiene, por lo menos cerca del pozo, cierta cantidad de gas libre, en esta etapa de explotación el proceso diferencial es más apropiado para simular el comportamiento del yacimiento, solo que la extracción del gas no es total como se realiza en la prueba. En base a lo anterior, se puede inferir que en la realidad el comportamiento que se tiene en los yacimientos es intermedio.

A continuación se describe en forma resumida cada uno de los procesos mencionados:

Proceso de liberación flash o instantánea. Durante este proceso se trata de reproducir las condiciones en el yacimiento, donde la composición de la mezcla de hidrocarburos no cambia, la temperatura se mantiene constante y el gas liberado permanece en contacto con su líquido original. A esta prueba se le llama "prueba PV" y en ella se determina el volumen total relativo, el cual se define como la relación del volumen de fluido (líquido y gas) existente en una etapa al volumen de líquido a la presión de saturación, Fig. 2.20.

Este proceso de liberación flash se realiza de acuerdo al procedimiento que se indica a continuación:

1. Se coloca una muestra de fluido por analizar - en una celda de alta presión, a la temperatura del yacimiento y a una presión mayor que la del yacimiento, como se muestra en la Fig. 2.20. Es necesario conocer previamente el volumen de la celda a estas condiciones.

2. Se baja la presión de la celda, aumentando el espacio disponible en la celda para el fluido. Se aumenta - el volumen de la celda extrayendo mercurio. Se toman lecturas y con los datos se procede a construir una gráfica. Los volúmenes son relativos, y se observa que el volumen en el - punto de burbujeo es la unidad (1.0), Fig. 2.21.

3. Se baja la presión de la celda en pequeños decrementos y se registran los cambios de volumen.

4. Lo anterior se repite hasta que ocurra un cambio brusco en la pendiente presión-volumen. Este punto se - conoce como de burbujeo y ocurre cuando el gas en solución - se libera. Fig. 2.21.

5. Después de la liberación del gas, las muestras se llevan al equilibrio (agitándola) después de cada cambio- de volumen. Se registra la presión de equilibrio.

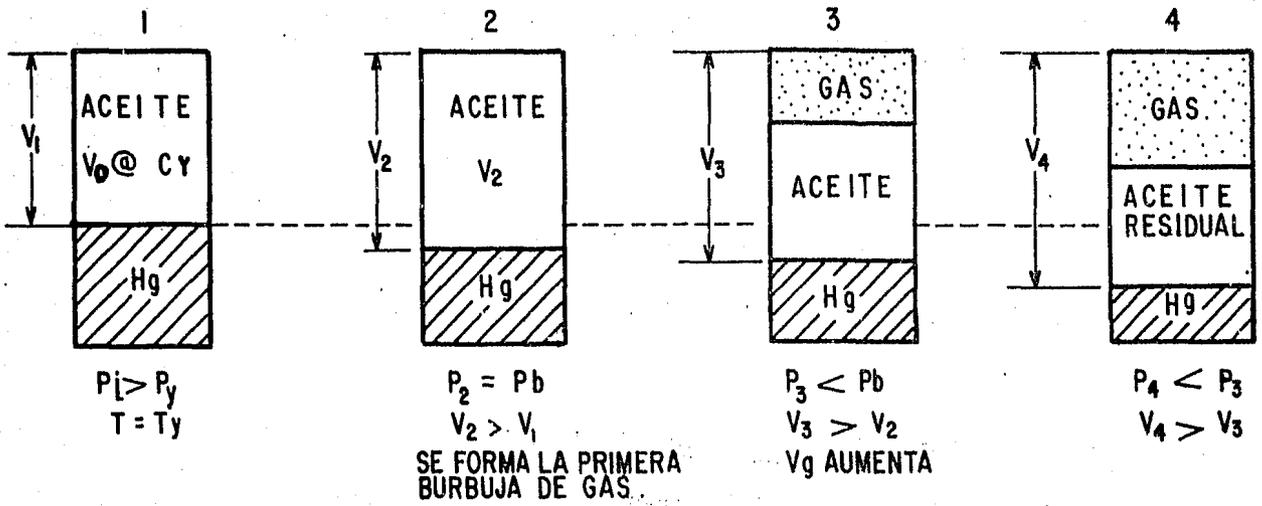


FIG. 2. 20.- PROCESO DE LIBERACION FLASH A  $T_y$  <sup>(30)</sup>

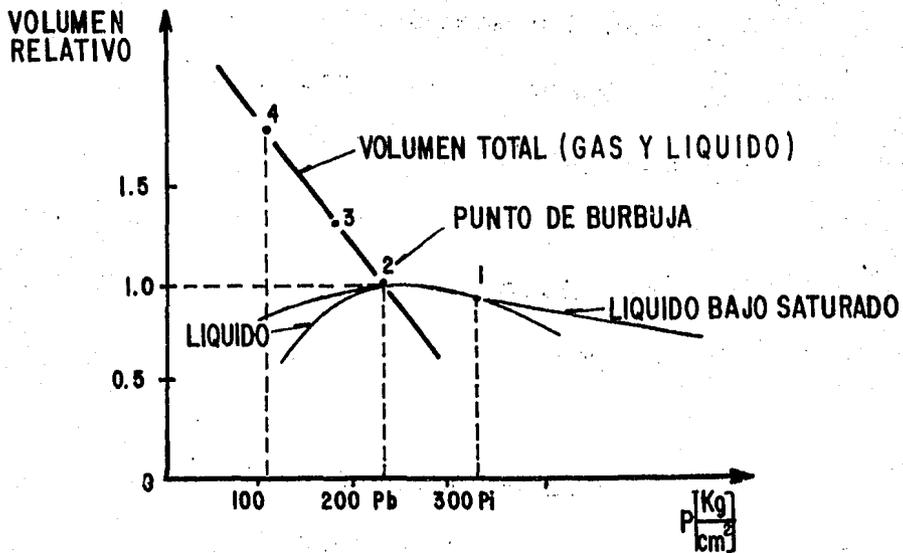


FIG. 2. 21 .GRAFICA DEL COMPORTAMIENTO DE UNA MUESTRA DE HIDROCARBUROS EN UN PROCESO DE LIBERACION FLASH O INSTANTANEA <sup>(33)</sup>

6. Se repite el procedimiento hasta que se alcanza la capacidad del volumen de la celda. Los resultados se expresan como un volumen total relativo.

Como se observa, en este proceso la cantidad de las fases es variable, mientras que la composición total del sistema permanece constante. Fig. 2.20.

Proceso de liberación diferencial. Consiste en cambiar la composición del sistema por eliminación de la fase gaseosa, manteniendo la temperatura del yacimiento.

Este procedimiento de liberación diferencial simula el comportamiento de los hidrocarburos cuando la mayor parte del gas se libera de la fase líquida. En la realidad, en yacimientos con segregación gravitacional se puede presentar este fenómeno, sobre todo cuando el ritmo de productividad permite que se formen grandes cantidades de gas liberado y si se alcanza el nivel de saturación de gas crítico, existe la posibilidad de que el gas liberado irrumpa bruscamente en el pozo.

Se tiene una serie de etapas que comienzan a una presión mayor que la de saturación del yacimiento ( $P_b$ ). Con sucesivos decrementos de presión se obtienen volúmenes de gas y de aceite (el gas se extrae en cada etapa). Al fi-

nal de cada abatimiento de presión se mide la densidad relativa, el volumen de gas y la viscosidad del líquido a dicha presión, Fig. 2.22.

En forma resumida, el procedimiento que se sigue en una separación diferencial en el laboratorio es el siguiente:

1. Se coloca en una celda de volumen conocido una muestra de fluido a una presión mayor que la de saturación.
2. Se abate la presión por etapas y se anota el cambio de volumen.
3. Se baja la presión hasta que el gas es liberado en la celda.
4. Luego, a una presión determinada se extrae mercurio de la celda, se libera gas y se agita la celda para alcanzar el equilibrio del gas con el aceite. Se determina el volumen total del gas y del aceite por medio de los cambios de volumen de mercurio.
5. Se extrae el gas libre de la celda inyectando mercurio a presión constante. Se miden los volúmenes de gas desplazado y el volumen del aceite remanente a las condiciones de la celda.

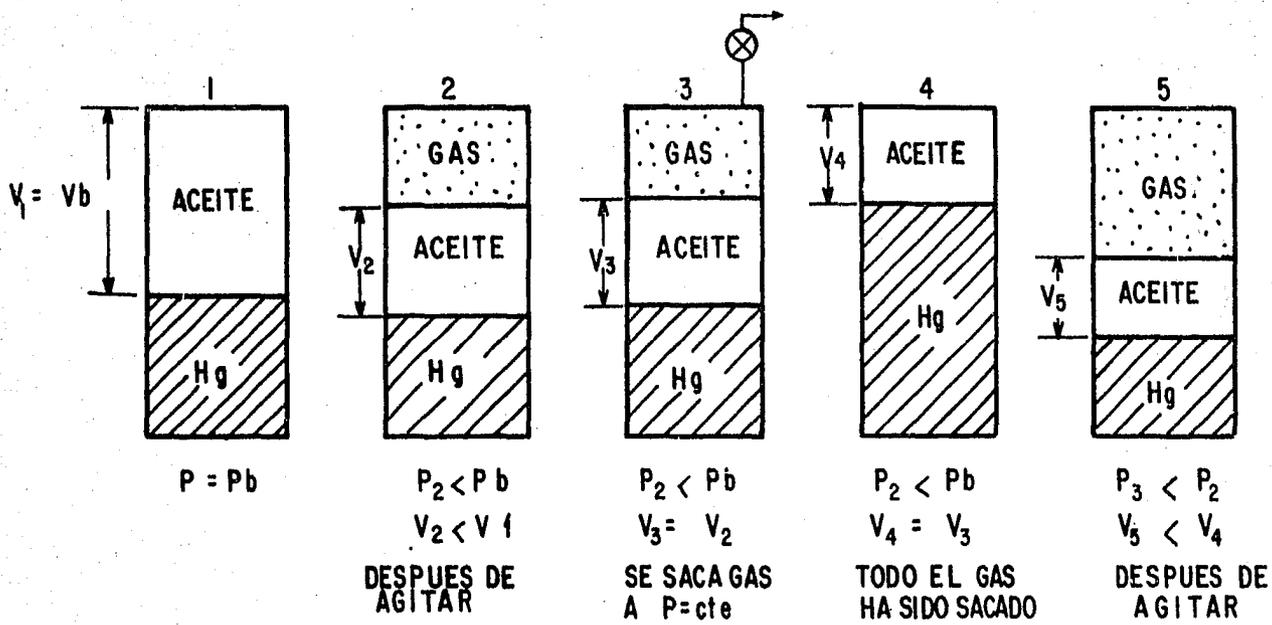


FIG. 2. 22, ETAPAS DE UNA SEPARACION DIFERENCIAL <sup>(30)</sup>

6. Se repite el procedimiento de medir el gas libre; generalmente se alarga el procedimiento hasta que sólo se tenga aceite remanente a condiciones estándar.

En estos casos la suposición del comportamiento de los fluidos que proporciona un análisis por separación diferencial es bastante representativo y únicamente en la etapa inicial de la explotación del yacimiento es más apropiado utilizar el proceso de liberación flash o instantánea.

### 3. ANALISIS PVT REALIZADOS HASTA LA FECHA.

En el capítulo anterior se mencionaron los tipos de análisis PVT que se realizan a muestras de hidrocarburos con el objeto de determinar sus propiedades.

Como en este estudio la información utilizada se basa fundamentalmente en los resultados de dichos análisis PVT, se considera de importancia mencionar algunos de los principales laboratorios en donde se realiza este tipo de análisis.

- (1). Departamento de Ingeniería de Yacimientos, -  
Petróleos Mexicanos de Poza Rica, Ver.
- (2). Departamento de Ingeniería de Yacimientos, -  
Petróleos Mexicanos de Villahermosa, Tab.
- (3). Instituto Mexicano del Petróleo.
- (4). Core Laboratories Inc., Dallas, Texas.

Son los laboratorios que actualmente realizan este tipo de análisis, aunque en fecha próxima también podrá llevarse a cabo en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Asimismo, en la Tabla 3.1. se presenta la relación de los análisis PVT revisados, prácticamente son todos los realizados a Marzo de 1980 a muestras de fluidos de los pozos productores de las formaciones mesozoicas comprendidas en el área estudiada.

De la revisión detallada de los análisis PVT-enlistados en la Tabla 3.1, se obtuvieron los valores más representativos de los parámetros correlacionados en este estudio.

En la Tabla 3.2 se presenta el resumen de los principales datos obtenidos de todos los análisis PVT realizados a la fecha a las muestras de fluidos de los pozos productores en el área de estudio. En esta tabla, también se presentan algunos datos complementarios, como son la fecha del análisis PVT, el tipo de yacimiento (YACIM), el tipo de análisis realizado (ANALI), la clase de muestra (MUEST), la formación productora (FORM) y el laboratorio que realizó el análisis del fluido (LAB).

Tabla 3.1. Relación de análisis PVT realizados a muestras de hidrocarburos de los Campos Productores del área, Tabasco-Chiapas.

Nombre y Núm. del Pozo	Fecha	Analizó
Agave 1-B	Abr./77	IMP
Agave 1-B	Agos./77	IMP
Agave 1-B		Pemex (Poza Rica)
Agave 1-B	Jul./77	Core Laboratories Inc.
Agave 41	Sept./79	Core Laboratories Inc.
Arroyo Zanapa 1	Nov./78	IMP
Artesa 1	May./77	Pemex (Poza Rica)
Artesa 21	Feb./79	Pemex (Poza Rica)
Cacho López 2	Jun./78	IMP
Cacho López 2	Feb./78	Core Laboratories Inc.
Cactus 1	Sept./72	Pemex (Poza Rica)
Cactus 1	Agos./72	IMP
Cactus 2	Jul./75	Pemex (Poza Rica)
Cactus 5	May./74	Pemex (Poza Rica)
Cactus 25	Agos./75	Pemex (Poza Rica)
Cactus 40	Jul./75	Pemex (Poza Rica)
Cactus 45	Dic./75	Pemex (Poza Rica)
Cactus 53	Ene./75	Pemex (Poza Rica)

Tabla 3.1. (Continuación)

Nombre y Núm. del Pozo	Fecha	Analizó
Cactus 60	Abr./74	Pemex (Poza Rica)
Cactus 95	Oct./77	Pemex (Poza Rica)
Cactus 103	Dic./75	Pemex (Poza Rica)
Cárdenas 101	Mar./80	Pemex (Villahermosa)
Chiapas 1-A	Abr./79	IMP
Comoapa 1-A	Abr./79	IMP
Comoapa 1-A		Pemex (Poza Rica)
Copanó 1	Jul./77	Core Laboratories Inc.
Cunduacán 1	Ene./75	IMP
Cunduacán 1	Ago./72	Pemex (Poza Rica)
Cunduacán 14	Jun./78	Pemex (Poza Rica)
Cunduacán 30	Jun./78	Pemex (Poza Rica)
Fénix 2		IMP
Giraldas 2	Dic./77	IMP
Giraldas 2	Dic./77	Core Laboratories Inc.
Giraldas 32	Feb./80	IMP
Iride 156	Mar./76	Pemex (Poza Rica)
Iris 1	Ene./80	Core Laboratories Inc.

Tabla 3.1. (Continuación)

Nombre y Núm. del Pozo	Fecha	Analizó
Mundo Nuevo 2-A	Jun./79	IMP
Mundo Nuevo 2-A	Oct./77	Core Laboratories Inc.
Nispero 86-A	Agos./76	Pemex (Poza Rica)
Oxiacaque 1	Nov./77	Pemex (Poza Rica)
Paredón 2	Agos./79	IMP
Paredón 2		Core Laboratories Inc.
Paredón 11	Sept./79	Core Laboratories Inc.
Platanal 101	Feb./78	IMP
Platanal 101	Mar./78	Pemex (Poza Rica)
Rio Nuevo 1	Dic./75	Pemex (Poza Rica)
Sabancuy 1	Jul./73	Pemex (Poza Rica)
Samaria 93	Dic./74	Pemex (Poza Rica)
Samaria 101	Feb./74	IMP
Samaria 101	Dic./75	Pemex (Poza Rica)
Samaria 102	Jul./76	Pemex (Poza Rica)
Samaria 103	Jul./76	Pemex (Poza Rica)
Samaria 123	Ene./75	Pemex (Poza Rica)
Sitio Grande 1	Abr./72	Pemex (Poza Rica)
Sitio Grande 1	Agos./72	IMP
Sitio Grande 61	Agos./77	IMP

Tabla 3.1. (Continuación)

Nombre y Núm. del Pozo	Fecha	Analizó
Sitio Grande 71	Ene./75	IMP
Sitio Grande 80	Agos./77	IMP
Sitio Grande 83	Oct./77	IMP
Sitio Grande 91	Jul./74	Pemex (Poza Rica)
Sitio Grande 101	Jul./73	IMP
Sitio Grande 103	Dic./74	IMP
Sunuapa 1	Abr./77	Pemex (Poza Rica)
Topén 1	Ene./79	Pemex (Poza Rica)
Topén 3	Dic./79	IMP

\*\*\*\*\*  
 TABLA 3.2 PRINCIPALES DATOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS EN LOS CAMPOS PRODUCTORES DEL AREA TABASCO - CHIAPAS  
 \*\*\*\*\*

YACIM	NOMBRE	PROF.	TY	PB	PFC	Bob	Rsb	VISCPB	VISCCS	DENSP3	DENSES	ACEITE	ANALI	MUEST	FORM	LAB
*	AGAVE 1-B 0 52	4709.6	140.0	411.0	515.4	2.7780	423.93	.1800	4.3820	.9100	.8610	4	1	1	4	2
*	AGAVE 41	4227.0	130.0	450.3	.0	.0000	.00	.0000	.0000	.0000	.8273	4	2	2	4	2
*	ARROYO ZANAPA 1	4451.0	156.0	398.0	431.3	3.0700	607.20	.1700	3.3100	.4460	.8300	3	1	1	2	2
	ARTESA 1	3414.6	102.0	293.5	378.4	1.5738	181.70	.6698	15.2000	.6894	.8854	1	1	1	2	1
	ARTESA 21	3469.5	110.0	277.0	283.3	1.5520	155.50	.7500	.0000	.6857	.8927	1	1	1	2	1
*	CACHO LOPEZ 2	4473.7	135.0	342.5	471.5	2.6130	485.71	.1850	14.2000	.4884	.8412	4	1	2	2	2
	CACTUS 1	3726.9	103.0	311.5	446.2	2.2320	361.10	.3200	4.5000	.5581	.8451	3	1	1	1	1
	CACTUS 2	4272.2	129.0	361.7	343.4	2.4219	380.50	.1591	4.4100	.5341	.8458	1	1	1	2	1
	CACTUS 5	3899.9	117.0	302.0	.0	2.2242	370.69	.1400	3.0000	.4811	.8390	1	1	2	1	0
	CACTUS 25	4339.5	126.0	320.7	455.5	2.4752	411.10	.2046	4.2302	.5332	.8514	1	1	1	2	1
	CACTUS 40	4426.2	131.0	315.4	448.6	2.3929	386.70	.2048	4.2076	.5365	.8468	1	1	1	4	1
	CACTUS 45	4292.8	130.0	315.0	434.1	2.3429	378.30	.2095	7.1152	.5367	.8474	1	1	1	2	1
	CACTUS 53	3762.1	124.0	318.5	426.8	2.2622	373.70	.2418	4.3728	.5512	.8497	1	1	1	2	1
	CACTUS 60	3526.1	127.0	317.9	426.4	2.4690	404.90	.2699	4.6594	.5338	.8482	1	1	1	2	1
	CACTUS 95	3928.1	125.0	316.4	350.7	2.3827	382.60	.2057	5.5287	.5382	.8492	1	1	1	1	1
	CACTUS 103	4500.8	135.0	292.5	486.1	2.4183	377.50	.2093	6.7391	.5255	.8449	1	1	1	2	1
*	CARDENAS 101	5228.0	159.0	315.0	631.0	2.4607	347.07	.3900	6.7800	.5328	.8364	3	1	1	2	4
*	CHIAPAS 1-A	3744.7	129.0	408.0	411.9	1.0630	165.00	.0000	.0000	.6000	.8197	4	1	2	1	2
*	COMOPA 1-A	4342.0	120.0	274.0	483.4	2.1320	385.25	.2390	4.2700	.5512	.8575	3	2	1	1	0
*	COPANO 1	3633.7	121.0	.0	.0	.0000	114.90	.0000	.0000	.0000	.8087	4	2	2	1	3
	CUNDUACAN 1	4028.5	124.0	336.0	485.0	1.9552	211.81	.2500	18.1200	.5539	.8017	1	1	1	2	0
	CUNDUACAN 14	4302.7	156.0	276.0	355.6	1.7052	271.00	.4700	15.2200	.6579	.8846	1	1	1	2	1
	CUNDUACAN 30	4229.8	126.0	236.0	496.8	1.8453	251.10	.3337	13.2185	.6236	.8793	1	1	1	2	1
*	FENIX 2	5373.0	156.0	437.0	610.1	.0000	.00	.4600	2.1600	.0000	.8428	1	1	2	2	0
*	GIRALDAS 2	4423.8	134.0	276.0	547.7	.0000	.00	.0000	.0000	.0000	.8056	4	1	2	2	0
*	GIRALDAS 32	4498.9	138.0	435.0	522.2	1.1900	.00	.0000	.0000	.0000	.8409	4	1	2	2	2
	IRIDC 156	3948.5	122.0	334.0	430.9	1.8266	240.80	.4132	8.9681	.6222	.8802	1	1	1	2	1
*	IRIS 1	4554.6	134.0	472.5	543.1	.0000	.00	.0000	.0000	.0000	.6135	4	2	1	2	3
*	MUNDO NUEVO 2-A	3582.6	114.0	351.5	471.5	.0000	.00	.0000	.0000	.0000	.8043	4	2	2	2	2
	MISPERO 86-A	4610.4	141.0	292.0	486.5	2.1532	315.10	.2697	5.4000	.5650	.8511	1	1	1	2	1
	OXACAQUE 1	4150.0	123.0	265.0	402.0	2.0076	380.80	.3800	12.5000	.5952	.8849	1	1	1	4	1
*	PAREDON 2	5429.5	150.0	266.0	.0	3.6030	670.29	.1271	3.3850	.3982	.8452	3	1	1	2	2
*	PAREDON 11	5002.6	137.0	278.3	611.7	2.9900	.00	.0000	.0000	.4566	.8468	3	2	2	2	3
	FLATONAL 101	4856.9	147.0	308.0	382.5	2.0725	248.20	.3200	7.2000	.5469	.8851	1	1	1	1	2
	RIO NUEVO 1	4491.0	135.0	216.5	491.5	2.3161	283.40	.2175	7.5488	.5411	.8520	1	1	1	2	1
	SABANCUY 1	3633.1	118.0	264.4	.0	1.5102	185.70	.9976	88.1142	.7245	.9270	2	1	1	1	1
	SAMARIA 93	4696.7	138.0	309.0	527.5	1.8807	242.00	.1609	11.3845	.6055	.8770	1	1	1	3	1
	SAMARIA 101	4297.5	131.0	284.9	467.2	1.9316	285.20	.3800	10.2000	.6015	.8750	1	1	1	2	0
	SAMARIA 102	4483.3	139.0	318.5	534.1	1.7727	227.50	.4045	15.2000	.6421	.8833	1	1	1	2	1
	SAMARIA 103	4396.4	138.0	213.5	447.6	1.7400	273.00	.4098	16.4000	.6500	.8951	1	1	1	2	1
	SAMARIA 123	4573.9	144.0	220.0	516.6	1.9582	279.50	.1590	7.2500	.5916	.8813	1	1	1	2	1
	SITIO GRANDE 1	4088.7	126.0	313.6	442.9	1.8960	268.90	.3400	7.4000	.6153	.8653	1	1	1	1	1
	SITIO GRANDE 61	3930.9	126.0	283.0	314.8	1.9455	245.87	.2600	10.8100	.5563	.8620	1	1	1	2	2
	SITIO GRANDE 71	3856.3	125.0	322.0	.0	2.4344	372.59	.1420	12.2800	.4875	.8340	1	1	1	2	2
	SITIO GRANDE 80	3785.5	123.0	264.5	.0	2.1944	287.84	.1300	12.8100	.5147	.8559	1	1	1	2	2
	SITIO GRANDE 81	3954.3	126.0	350.9	430.4	2.1850	323.70	.1935	1.9033	.5575	.8660	1	1	1	2	1
	SITIO GRANDE 83	4068.0	127.0	210.5	.0	1.9466	270.30	.1700	7.9500	.5643	.8780	1	1	1	2	2
	SITIO GRANDE 91	3952.3	125.0	280.7	382.2	2.2596	361.70	.2055	8.4950	.5546	.8495	1	1	1	2	1
	SITIO GRANDE 101	4103.3	128.0	272.0	.0	2.4161	313.20	.2000	0.7000	.4601	.8820	1	1	2	2	0
	SITIO GRANDE 103	4029.0	126.0	220.0	390.8	2.2793	382.40	.2909	4.6700	.5535	.8603	1	1	1	2	2
	SUNUAPA 1	3918.4	128.0	252.5	424.7	2.2493	380.60	.3100	8.5300	.5781	.8696	1	1	1	2	1
	TOPEN 1	3406.2	112.0	224.0	385.0	1.6650	217.90	.5300	.0000	.6625	.8836	1	1	1	2	1
*	TOPEN 3	3373.0	110.0	363.0	370.4	.0000	.00	.0000	.0000	.0000	.6000	1	2	1	2	0

TABLA 3.3. DATOS COMPLEMENTARIOS DE LA TABLA 3.2.

VARIABLE	SIGNIFICADO	CLASIFICACION	SIMBOLO
YACIM	Tipo de yacimiento	Aceite negro ligero Aceite volátil Gas y condensado	+ *
ACEITE	Tipo de aceite	Aceite negro ligero Aceite pesado Aceite volátil Gas y condensado	1 2 3 4
ANALI	Tipo de análisis realizado	Análisis PVT (normal) Estudio específico de fluidos	1 2
MUEST	Tipo de muestra obtenida	De fondo Recombinada	1 2
FORM	Edad de la formación productora	Cretácico Superior (Ks) Cretácico Medio (Km) Cretácico Inferior (Ki) Jurásico (Jr)	1 2 3 4
LAB	Laboratorio que analizó la muestra de fluido	Pemex (Poza Rica) Instituto Mexicano del Petróleo Core Laboratories Inc. Pemex (Villahermosa)	1 2 3 4

Algunos datos complementarios a la Tabla 3.2 se presentan en la Tabla 3.3, en ella se explican la simbología y la clasificación utilizadas.

### 3.1 Descripción.

Los análisis PVT realizados por los laboratorios de Pemex y del IMP, generalmente proporcionan los valores de los siguientes parámetros: presión de saturación, temperatura de yacimiento, presión de fondo cerrado, relación de solubilidad, factor de volumen del aceite, del gas y de la mezcla, viscosidad del aceite y del gas, compresibilidad, coeficiente de expansión térmica, densidad del aceite y del gas, presión de separación y la composición, peso molecular y densidad relativa del gas. Aunque cabe aclarar que no siempre se obtienen los valores de todos estos parámetros mencionados.

Los resultados de los análisis de estos laboratorios son tanto del aceite saturado como del aceite residual, se presentan en forma tabular y se apoyan por medio de gráficas. Se complementan en algunos casos, con datos sobre la composición y características del gas obtenido durante las etapas de la separación diferencial. De las muestras que se analizan mediante una separación flash, en celda visual o ciega, se obtiene la presión de saturación.

Los datos que se registran durante los análisis PVT que se efectúan en el Instituto Mexicano del Petróleo, se procesan mediante un programa de cómputo para obtener y presentar en forma adecuada los resultados.

Cromatográficamente se obtiene la composición del gas extraído durante el proceso de separación diferencial, así como la detección de bióxido de carbono y de ácido sulfhídrico; también, se utiliza la composición del gas para determinar su poder calorífico por medio de correlaciones existentes.

Por otra parte, generalmente los valores de la viscosidad del aceite saturado a la temperatura de yacimiento no son valores medidos, sino valores obtenidos a partir de variaciones de la viscosidad residual a la temperatura y presión atmosféricas, o utilizando correlaciones desarrolladas por el laboratorio del IMP, o de otras ya existentes en forma mecanizada. Por esta razón no se incluyeron los valores de la viscosidad a condiciones de yacimiento, porque casi siempre los valores de viscosidad del aceite saturado son obtenidos a partir de correlaciones.

De los análisis realizados en los laboratorios de Petróleos Mexicanos (Poza Rica, Ver. y Villahermosa, Tab.), se observa que de la separación flash se obtiene el -

valor de la presión de saturación, y por medio de dos etapas se obtiene la presión de separación óptima. De la separación diferencial se determinan los valores de la relación de solubilidad, el factor de volumen del aceite, la densidad del aceite a condiciones de yacimiento, y en algunos casos la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento, entre otros parámetros.

De los análisis de los fluidos de yacimiento realizados por Core Laboratories Inc., se observa que son análisis específicos, ya que no son tan completos como los realizados en los laboratorios del país; en estos análisis de fluidos se nota en los resultados la poca información que proporcionan, sobre todo de la procesada en este estudio. Por esta razón, únicamente se utilizaron los datos de dichos análisis cuando no se contó con análisis de fluidos realizados en los laboratorios del país.

Por otro lado, los estudios de Core Laboratories Inc., están condicionados a la información que les proporcionan los técnicos de Petróleos Mexicanos, ya que estos últimos normalmente recuperan las muestras de fluido y se las entregan para que las analicen.

### 3.2. Confiabilidad.

Para hablar de confiabilidad de los análisis PVT, se deben conocer con precisión los procedimientos, métodos y equipos que intervienen tanto en el muestreo como en el análisis en sí. Ello se logra cuando la persona encargada de realizar este trabajo tiene experiencia en ellos; solo así es válida una crítica sobre ellos.

El objetivo de esta parte del estudio no es decir si un análisis PVT está bien realizado o si tal laboratorio lo realiza mejor que otro, sino hablar de las posibles imperfecciones que se pueden cometer por descuido o por razones técnicas y que se pasaran por alto ocasionando dudas sobre los datos reportados.

Las muestras de fluidos de yacimiento normalmente las obtiene personal de Petróleos Mexicanos siguiendo una secuencia similar a la descrita con anterioridad y antes de efectuar alguno de los procesos conocidos se obtiene un valor tentativo de la presión de saturación a condiciones ambientales del laboratorio, para saber en forma aproximada si la muestra de fluido es representativa.

También, cuando las muestras de fluido de yacimiento se van a analizar en algún laboratorio fuera de

Pemex, por ejemplo en el IMP, la operación de muestreo se realiza en general con personal de ambas instituciones, y también es norma que al llevarla al laboratorio se determine en qué condiciones llega la muestra, por medio de una prueba de comportamiento PVT a condiciones ambientales.

Entre las incorrecciones más comunes que se cometan en varios casos, posiblemente por razones técnicas, al obtener las muestras de fluidos de fondo, es la de no obtenerlas a la profundidad media de los disparos. Algo similar ocurre con los valores de temperatura de yacimiento y de presión de fondo cerrado, los cuales no siempre se miden. En el caso de la temperatura ( $T_y$ ) el valor reportado en estos casos, corresponde a un valor obtenido por correlación hasta la profundidad deseada.

Como se sabe, la obtención de la muestra de fluidos de yacimiento es de fundamental importancia y ésta no debe de llevarse a cabo por arriba del nivel de tolerancia (el cual se mencionó en el capítulo anterior y depende del tipo de yacimiento); ya que, si el muestreo de fluidos se realiza en forma deficiente, provoca que los análisis de éstos fluidos, aunque estén bien realizados, suministren datos que no corresponden a las condiciones imperantes en el yacimiento.

También, si el fluido no es obtenido a la profundidad media de los disparos ( o dentro de la tolerancia) se afecta al valor de presión de saturación, al tener una muestra de fluido de diferente composición a la existente en la realidad.

Por otro lado, el valor de temperatura de yacimiento es un dato muy importante, debido a que durante los procesos de análisis de fluidos, la temperatura de yacimiento permanece constante y varios de los parámetros -- ( $P_b, B_o, \mu_o, \rho_o$ ) son determinados a esta temperatura, por lo cual el valor de ella deberá ser lo más apegado a la realidad, ya que en muchos casos, una pequeña variación de temperatura ocasiona cambios significativos en dichos parámetros.

Existen algunos pozos que tienen dos o más análisis PVT realizados en diferentes laboratorios, en estos casos para el desarrollo de este estudio se utilizaron los datos del que se consideró más completo, debido principalmente porque proporcionaba mayor número de los datos implicados y no porque hubiera discrepancia, en general, en los valores de los parámetros reportados.

Ejemplos del caso anterior se tienen en los pozos Cactus 1, Cunduacán 1, Platanal 101, Samaria 101 y Sitio Grande 1, de los cuales se disponen análisis PVT realizados por el laboratorio de Pemex de Poza Rica, Ver. y por el laboratorio del Instituto Mexicano del Petróleo.

En la Tabla 3.4, se presentan dos ejemplos de los valores encontrados por ambos laboratorios. En ella se observa que para la misma muestra de fluido, la mayoría de los datos reportados son muy similares y que se proporcionan casi todos los parámetros que se pueden determinar en este tipo de análisis de fluidos. Sin embargo, en los valores de la viscosidad se observan diferencias, esto se debe probablemente a que no siempre se determina su valor a la misma temperatura ambiente ( $\mu_{or}$ ) o a que se obtiene de correlaciones ya establecidas ( $\mu_{os}$ ). También, existen discrepancias menores en los valores de  $R_{si}$  y de  $B_o$ .

En forma similar, se tienen varios pozos -- (Cacho López 2, Comoapa 1-A, Mundo Nuevo 2-A, Paredón 2) que presentan dos análisis PVT, uno realizado por Core Laboratories Inc. y el otro efectuado por el laboratorio del Instituto Mexicano del Petróleo.

En la Tabla 3.5 se presentan algunos ejemplos de los análisis PVT realizados por Core Laboratories --

TABLA 3.4. RESULTADOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS A LAS MISMAS MUESTRAS POR EL IMP Y POR PEMEX.

Pozo analizado	Fecha Toma Muest.	Tipo de Muest.	Formación Muestra.	Prof. Disp. (m)	Prof. Muestra. (m)	Lab.	Ty (°C)	Pb ( $\frac{Kg}{cm^2}$ )	Bo ( $\frac{m^3}{m^3}$ )	Rsi ( $\frac{m^3}{m^3}$ )	$\rho_{os}$ ( $\frac{gr}{cm^3}$ )	$\rho_{or}$ ( $\frac{gr}{cm^3}$ )	$\mu_{os}$ ( CP )	$\mu_{or}$ ( CP )
Cactus 1	29-VI-72	De fondo	K <sub>s</sub>	3745	3715	IMP	121	313.0	2.257	366.0	-	0.8479	0.2100	5.300
Cactus 1	28-VI-72	De fondo	K <sub>s</sub>	3745	3715	PEMEX	123	311.5	2.232	361.1	0.5581	0.8451	0.3208	4.500
Platanal 101	14-II-78	De fondo	K <sub>m</sub>	4835	4837	IMP	147	308.0	2.072	268.2	0.5469	0.8600	0.3200	8.950
Platanal 101	13-II-78	De fondo	K <sub>m</sub>	4835	4837	PEMEX	147	305.0	1.993	251.9	0.5825	0.8840	0.3698	18.000

TABLA 3.5. RESULTADOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS A LAS MISMAS MUESTRAS POR EL IMP Y POR CORE LABORATORIES INC.

Pozo analizado	Fecha Toma Muest.	Tipo de Muest.	Formación Muestda.	Prof. disp. (m)	Prof. Muestro. (m)	Lab.	Ty (°C)	Pb ( $\frac{Kg}{cm^2}$ )	Bo ( $\frac{m^3}{m^3}$ )	Rsi ( $\frac{m^3}{m^3}$ )	$\rho_{os}$ ( $\frac{gr}{cm^3}$ )	$\rho_{or}$ ( $\frac{gr}{cm^3}$ )	$\mu_{os}$ ( CP )	$\mu_{or}$ ( CP )
Cacho López 2	15-VI-77	Recombinada	K <sub>m</sub>	4438.7	Superficial	IMP	135	342.5	2.341	435.1	0.4884	0.8344	0.185	14.30
Cacho López 2	S/D	Recombinada	K <sub>m</sub>	4438.7	Superficial	Core Lab.	135	311.4	-	401.0	0.5368	0.8458	0.178	-
Comoapa 1-A	17-IV-79	De fondo	K <sub>s</sub>	4342.0	4300	IMP	130	374.0	2.1320	355.2	0.5512	0.8595	0.239	4.270
Comoapa 1-A	14-IV-79	De fondo	K <sub>m</sub>	4342.0	4300	Core Lab.	130	377.5	-	-	-	0.8577	0.159	-

inc., en la cual es notoria la falta de valores de varios parámetros; ésto se debe a que se trata de estudios muy específicos de fluidos, razón por la cual únicamente se utilizaron los resultados de estos análisis cuando no se tenían análisis PVT de los laboratorios nacionales.

Por otro lado, también se observan algunas discrepancias en los valores reportados, probablemente debidas a diferencias en los equipos utilizados, así como a posibles degradaciones de la muestra analizada.

#### 4. ESTABLECIMIENTO DE CORRELACIONES ENTRE LAS DISTINTAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.

##### 4.1. Método de Análisis.

Para llevar a cabo estudios sobre el comportamiento de los fluidos confinados en las rocas almacenadoras, es necesario conocer sus propiedades termodinámicas, ya que la naturaleza de los hidrocarburos, sus características y las condiciones en que se encuentran definen el tipo de yacimiento petrolífero.

En este Capítulo se presenta un grupo de correlaciones de las principales propiedades termodinámicas de los hidrocarburos analizados. Se hacen algunos comentarios respecto a los cambios que se observan en ellas.

En la Fig. 4.1. se presenta un resumen de las tendencias teóricas encontradas previamente en la literatura técnica, las cuales sirvieron de apoyo para trazar las tendencias en las gráficas elaboradas de los diferentes parámetros analizados de los campos Cactus, Samaria-Cunduacán y Sitio Grande y en la interpretación global del área Chiapas-Tabasco.

Estas gráficas fueron elaboradas a escala -- normal y en ellas se señalan las referencias consideradas, -- así como los parámetros analizados.

Como etapa inicial, se trató de coleccionar la mayor cantidad de información sobre las características de -- los hidrocarburos de los yacimientos y en especial lo refe-- rente a todos los análisis PVT realizados en el área de es-- tudio, Fig. No. 1.1.

Después de estudiar los análisis PVT, se en-- contró que los yacimientos del área se pueden clasificar bá-- sicamente en dos grandes grupos: yacimientos de bajo encogi-- miento y de alto encogimiento o de gas y condensado<sup>(1)</sup>. En-- este trabajo solamente se analizaron los yacimientos del pri-- mer grupo y con este propósito se correlacionaron parejas de parámetros reportados en los análisis PVT, los cuales se men-- cionaron y definieron anteriormente. No se consideraron -- aquellos datos que procedían de correlaciones establecidas -- con anterioridad, en lugar de ser datos medidos ( $\mu_{os}$ ,  $\rho_{os}$ ).

La información de los análisis PVT se proce-- só mediante un programa de computadora<sup>(42)</sup> y se construyeron -- distintas gráficas a las cuales se les trató de realizar un-- ajuste matemático, obteniéndose tendencias que en la mayoría de los casos no correspondieron a las establecidas en la Fig.

4.1. Por esta razón se procedió a ajustarlas en forma manual. En algunos casos se encontró su ecuación.

En aquellos casos en los que no se logró una buena correlación, se trató de encontrar la causa de ello -- utilizando información adicional, principalmente geológica. -- En otros casos no fue posible encontrar una explicación razonable de la gran dispersión de los valores correlacionados.

#### 4.2. Correlaciones Establecidas con los Datos PVT Procesados.

##### 4.2.1. Construcción de gráficas.

Para establecer las distintas correlaciones, básicamente se utilizaron las siguientes variables: profundidad (P), temperatura de yacimiento ( $T_y$ ), presión de saturación ( $P_b$ ), factor de volumen de aceite ( $B_{ob}$ )\*, razón de solubilidad ( $R_{sb}$ )\*, viscosidad de aceite saturado ( $\mu_{os}$ ), viscosidad de aceite residual ( $\mu_{or}$ ), densidad del aceite saturado ( $\rho_{os}$ ), y densidad del aceite residual ( $\rho_{or}$ ).

Al graficar entre sí estos valores se obtuvieron todas las posibles combinaciones y al interpretar algunas de estas gráficas se observó que no presentaban una correlación posible.

---

\*Medidos a  $P_b$ .

Las gráficas correlacionadas que finalmente se presentan son las siguientes, indicadas en la Fig. No. 4.1.

- a. Profundidad contra temperatura de yacimiento.
- b. Profundidad contra relación de solubilidad a Pb.
- c. Profundidad contra presión de saturación.
- d. Profundidad contra factor de volumen del aceite a Pb.
- e. Profundidad contra viscosidad del aceite residual.
- f. Profundidad contra densidad del aceite residual.
- g. Temperatura de yacimiento contra relación de solubilidad a Pb.
- h. Temperatura de yacimiento contra presión de saturación.
- i. Temperatura de yacimiento contra factor de volumen a Pb.
- j. Temperatura de yacimiento contra viscosidad del aceite residual.
- k. Temperatura de yacimiento contra densidad del aceite residual.

- l. Relación de solubilidad\* contra presión - de saturación.
- m. Relación de solubilidad\* contra factor de volumen, ambas a Pb.
- n. Relación de solubilidad\* contra viscosidad del aceite residual.
- o. Relación de solubilidad\* contra densidad del aceite residual.
- p. Presión de saturación contra factor de volumen, a Pb.
- q. Presión de saturación contra viscosidad del aceite residual.
- r. Presión de saturación contra densidad del aceite residual.
- s. Factor de volumen\* contra viscosidad del aceite residual.
- t. Factor de volumen\* contra densidad del aceite residual.
- u. Viscosidad del aceite residual contra densidad del aceite residual.

En general existe concordancia entre las tendencias definidas para los yacimientos analizados y las publicadas en la literatura especializada, Fig. 4.1.

---

\*Medido a Pb.

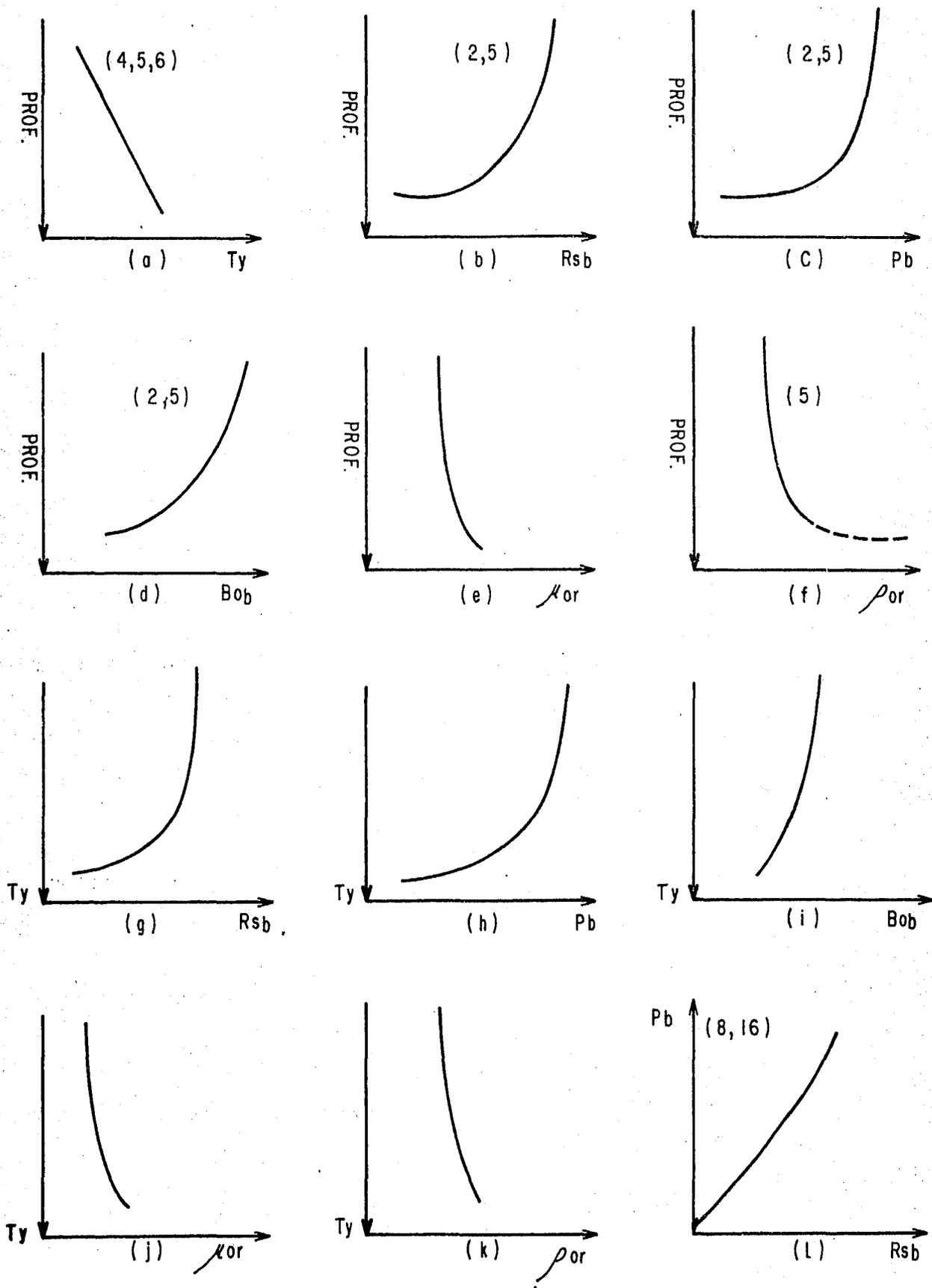


FIG. 4.1.- TENDENCIAS TIPICAS DE LOS PARAMETROS ANALIZADOS.

CONTINUACION

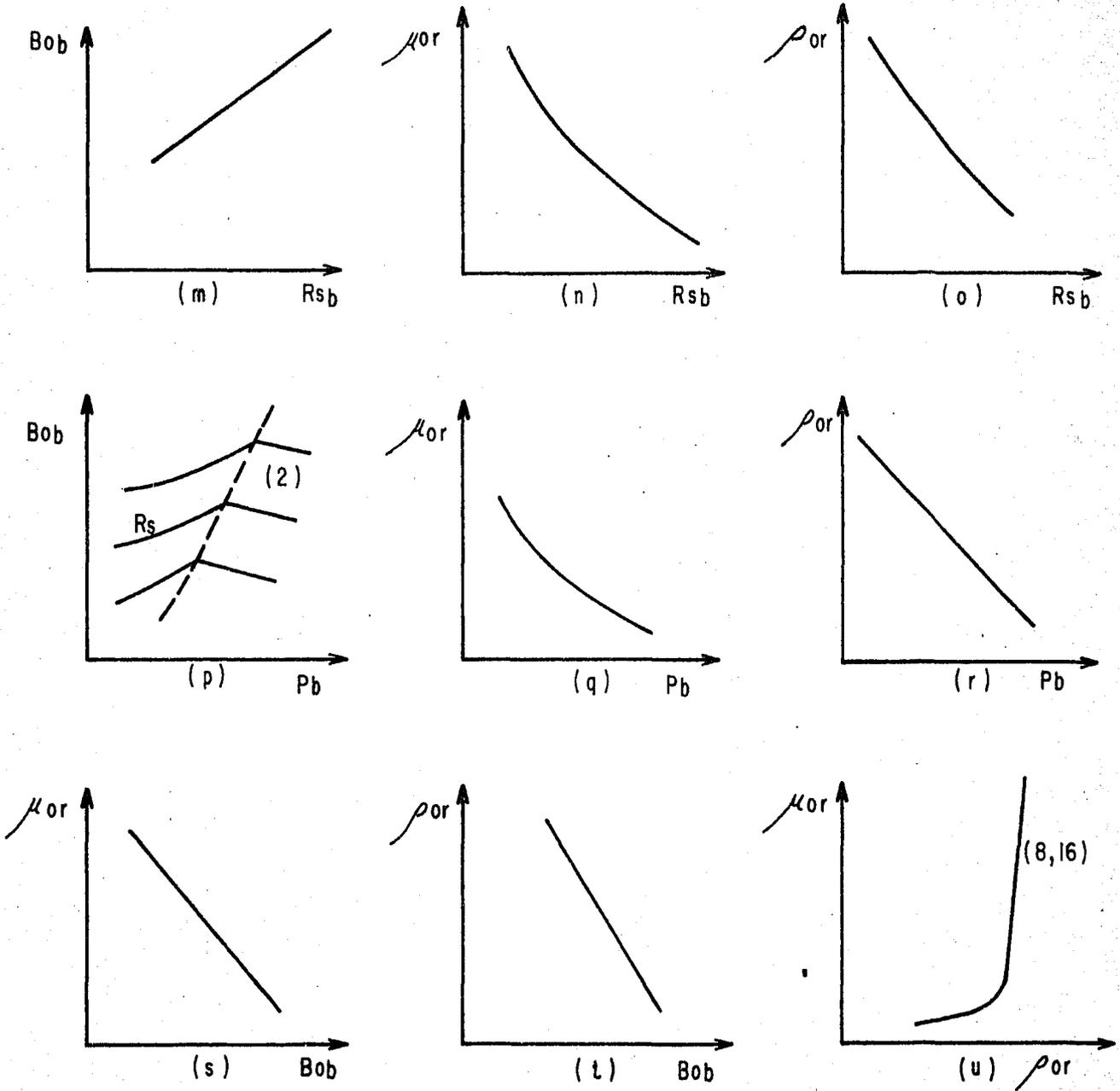


FIG. 4.1.- TENDENCIAS TIPICAS DE LOS PARAMETROS ANALIZADOS.

En algunos casos estudiados, su comportamiento no es muy claro, o aparentemente contrario, o no se manifiesta; pero si en estos casos se utiliza información adicional como puede ser el tipo de roca, la edad de la formación-productora, el tamaño de yacimiento, el cierre estructural, la composición del aceite, el espesor impregnado, el relieve estructural, etc. probablemente se encuentre una explicación lógica.

Por ejemplo, se sabe que "los fluidos presentes en un yacimiento se depositan siempre manteniendo la posición más favorable de equilibrio", es decir, según su densidad.

Si a este principio se le asocia el tiempo geológico durante los procesos de acumulación y de migración de los hidrocarburos, se encuentra que se efectúa el equilibrio gravitacional y capilar en el yacimiento. Esto significa que los fluidos se clasifican y acomodan de acuerdo a sus pesos moleculares: en la parte superior del yacimiento los ligeros, en la parte media los de peso intermedio y en la parte inferior los más pesados.

Este principio físico siempre estará presente. La magnitud de su influencia dependerá del espesor de roca con impregnación de hidrocarburos, del cierre estructural y de la composición de dichos fluidos; por lo que en yacimientos que reúnen estas características, como es el caso de Cac

tus, Sitio Grande, Samaria y Cunduacán, deben considerarse - estas "variaciones" de las propiedades de los aceites en los estudios de ingeniería de yacimientos y en especial al calcular las reservas de hidrocarburos y algunos otros parámetros que influyen en el comportamiento de los yacimientos.

#### 4.3. Correlaciones Establecidas para la Estructura Cactus y su Relación con Aspectos y Geológicos.

##### 4.3.1. Características generales del campo Cactus.

En algunos casos, las condiciones geológicas influyen sobre el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos presentes en un yacimiento (condiciones estructurales, espesor productor, presiones anormales, etc.), por lo que es necesario conocer las características geológicas de los yacimientos. Para poder interpretar adecuadamente el -- comportamiento de los parámetros PVT considerando este aspecto geológico, antes de estudiar las correlaciones obtenidas con los datos del campos Cactus, se hace necesaria una des--cripción geológica general del campo, la cual se realiza a - continuación.

En la Fig. 4.2. se muestra un plano del campo Cactus, señalando a los pozos que tienen análisis PVT realizado actualmente.

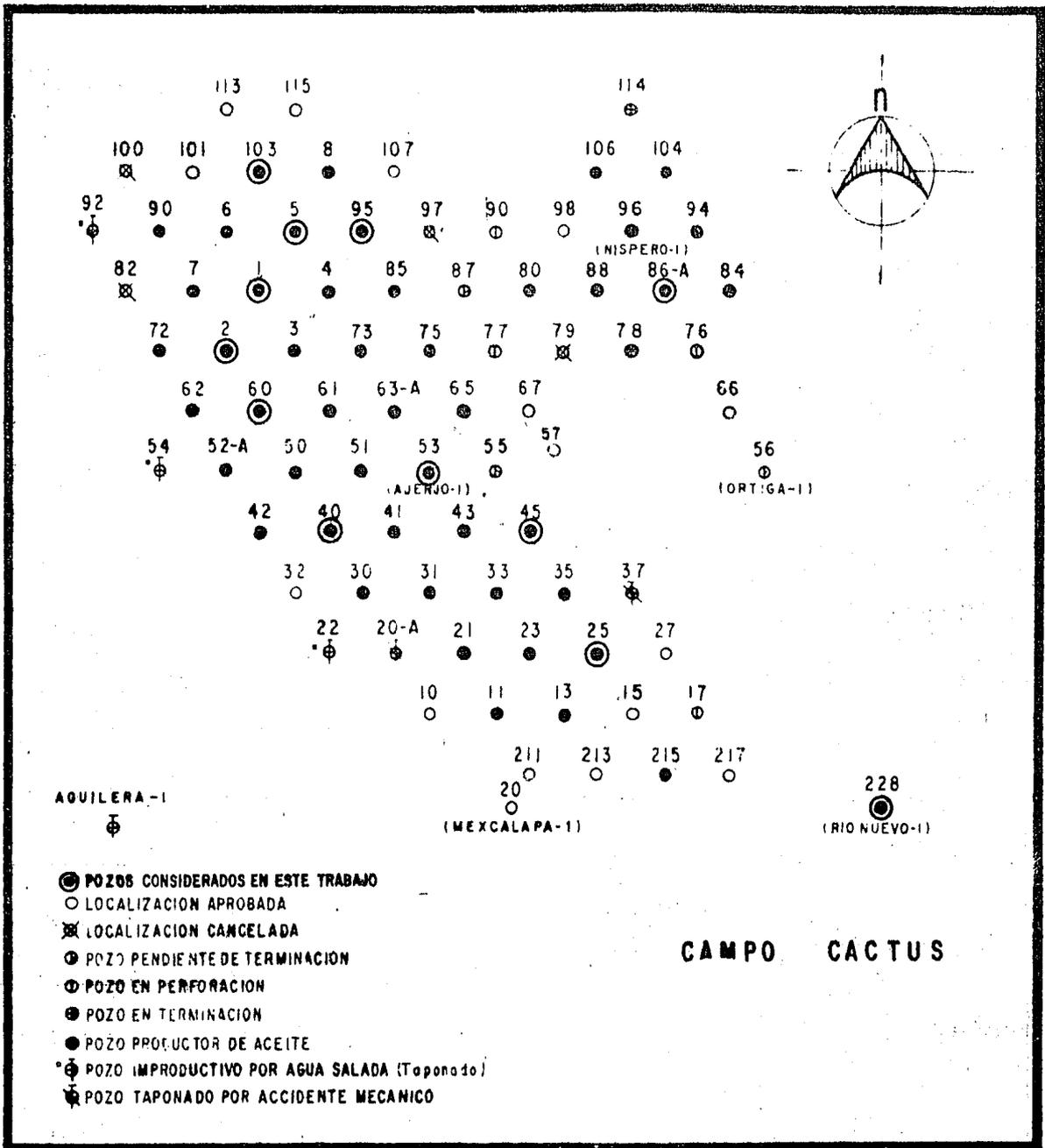


FIG. 4.2.— PLANO DE LOCALIZACION DE LOS POZOS CON ANALISIS PVT.

## Estructura<sup>(32)</sup> .

De acuerdo a su geometría se ha establecido que es de forma dómica, ligeramente alargada, donde su eje mayor tiene 14 Km con orientación NW-SE, su cierre estructural es de 779 m y posiblemente fue originada por una erosión diferencial. No se definieron fallas estructurales. Se considera que existen tres yacimientos, uno en Cretácico superior (Agua Nueva) y dos constituidos por las formaciones Cretácico medio y Cretácico inferior.

## Litología<sup>(32)</sup> .

Fundamentalmente es roca caliza, fuertemente dolomitizada, con cavernas de disolución y fracturas. Presenta gran variación lateral a distancias cortas en sus propiedades litológicas y petrofísicas. De acuerdo a núcleos existentes se presentan cinco tipos litológicos, principalmente:

- a. Calcarenita café cremosa, en partes arcillosa - con porosidad intergranular.
- b. Caliza dolomítica microcristalina, brechoide, - con cavernas de disolución y fracturas rellenas de calcita y dolomita.
- c. Dolomía microcristalina, fracturada y arcillosa.

d. Brecha dolomítica, ligeramente arcillosa, con -  
fracturas selladas principalmente de calcita y -  
dolomita.

e. Caliza arcillosa criptocristalina, compacta, --  
con fracturas.

### Textura y Estructuras Primarias <sup>(32)</sup> .

La textura original de la roca productora es es  
tá afectada por la circulación de aguas ricas en Mg que origin  
nó la dolomitización. Los tipos de textura original son: --  
compacta, granular, brechoide, con rasgos de disolución (fi-  
suras, líneas estilolíticas y cavernas). No se tiene bien -  
definida una estratificación pero es probable que exista y -  
en donde existe, las zonas arcillosas determinadas posible-  
mente sean barreras al flujo de fluidos aunque existen frac-  
turas verticales, Fig. 4.3.

### Porosidad <sup>(32)</sup> .

Se tiene porosidad de dos tipos: (a) prima--  
ria o intergranular y (b) secundaria causada por disolución-  
y fracturas. En las formaciones del Cretácico medio e infe-  
rior la porosidad total es del orden del 6.00 %. La dolomi-  
tización controla la disolución , ya que es más soluble que-



la dolomía, por lo que la abundancia y la forma de las cavernas depende de las zonas sin dolomitizar<sup>(41)</sup>.

### Fracturas y Fisuras<sup>(32)</sup>.

Existen dos tipos de fracturas unas rellenas y alteradas (que se formaron antes del proceso de circulación de agua y dolomitización) y otras sin alteración (originadas después de la dolomitización). Existen fisuras con características similares a las fracturas. Las fracturas tienen un sistema vertical, mientras que las fisuras son erráticas y sin ningún patrón. La porosidad está directamente relacionada a la cantidad de fracturas y fisuras.

### Tipo de Trampa<sup>(32)</sup>.

Es de tipo combinado estructural-estratigráfico, compuesta por carbonatos deformados estructuralmente y truncados por una discordancia erosional, que generó un alto topográfico, de aspecto cóncavo alargado, con eje longitudinal orientado NW-SE. El contacto agua-hidrocarburos está aproximadamente a 4800 m bnm. En el flanco occidental del campo la formación productora es más densa y arcillosa lo cual explica la presencia de agua a menor profundidad.

## Límites del Yacimiento<sup>(32)</sup>.

No se encontró un límite litológico inferior, por lo que se considera como tal límite inferior al contacto agua-hidrocarburos. Hacia el NW la roca almacenadora pierde porosidad al graduar a facies de cuenca (roca más arcillosa).

En el flanco occidental el límite está dado por la intersección del plano del contacto agua-hidrocarburos con la cima del yacimiento. El límite superior y en la margen oriental (hacia Nispero) está dado por una discordancia erosiva.

## Entrada de agua al Yacimiento<sup>(32)</sup>.

Como en el flanco oriental la roca se hace más carbonatada, es más denso-arcillosa en el flanco occidental de Cactus y como las partes Norte y Sur fueron cortadas por la erosión, se deduce que en la porción oriental (hacia Nispero) es donde puede existir un acuífero que suministre agua de fondo o lateralmente.

### 4.3.2. Interpretación de las correlaciones establecidas.

Los análisis PVT correspondientes a los yacimientos de aceites de bajo encogimiento, materia del presen-

te estudio, se ordenaron en forma alfabética, se les asignó un número progresivo (variable NUM, Tabla 4.1.) para referirlos en el desarrollo de este trabajo, principalmente para -- identificar los puntos en las gráficas.

Se presenta a continuación una serie de gráficas construídas con los datos reales de los principales parámetros obtenidos de los análisis PVT realizados a muestras de aceite del campo Cactus, también se hacen algunos comentarios breves. En la Tabla 4.1. se enlistan todos los datos utilizados.

Fig. 4.4. Temperatura de yacimiento contra profundidad.

En esta figura se observa la variación de la temperatura contra la profundidad del campo Cactus, obtenida a partir de los datos de análisis PVT realizados a muestras de hidrocarburos tomadas hasta la fecha.

La profundidad utilizada en todas las gráficas corresponde a la profundidad media de los disparos bajo el nivel del mar y la temperatura reportada<sup>(25)</sup> corresponde a esa profundidad.

Por medio de la figura se puede encontrar rápidamente un valor de la temperatura con aceptable exactitud.

TABLA 4.1.- PRINCIPALES DATOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS EN MUESTRAS DEL CAMPO CACTUS.

\*\*\*\*\*

NÚM	NOMBRE	PROF.	TY	PI	PFC	Bob	Rsb	VISCPB	VISCCS	DENSPB	DENSCS	ACEITE	ANALI	MUEST	FORM
3	CACTUS 1	3726.9	123.0	311.5	448.2	2.2320	361.10	.3208	4.5000	.5581	.8451	2	1	1	1
4	CACTUS 2	4272.2	129.0	301.7	343.4	2.4219	390.50	.1991	4.4100	.5341	.8458	1	1	1	2
5	CACTUS 5	3899.9	127.0	302.0	.0	2.2242	320.09	.1400	3.6000	.4811	.8390	1	1	2	1
6	CACTUS 25	4039.5	126.0	320.7	455.5	2.4352	401.10	.2846	4.0302	.5332	.8514	1	1	1	2
7	CACTUS 40	4420.2	131.0	315.4	448.6	2.3929	380.70	.2048	4.2076	.5365	.8468	1	1	1	4
8	CACTUS 45	4292.8	130.0	315.0	434.1	2.3429	370.30	.2095	7.7152	.5367	.8474	1	1	1	2
9	CACTUS 53	3702.1	124.0	310.5	420.8	2.2622	373.70	.2416	4.3728	.5512	.8497	1	1	1	2
10	CACTUS 60	3820.1	127.0	317.9	430.4	2.4690	404.90	.2899	4.5594	.5330	.8482	1	1	1	2
11	CACTUS 95	3930.1	125.0	316.4	350.7	2.3627	392.60	.2057	5.5287	.5392	.8492	1	1	1	1
12	CACTUS 103	4500.8	135.0	292.5	458.1	2.4183	377.50	.2093	6.7391	.5255	.8449	1	1	1	2
17	HISPERO 80-A	4010.4	141.0	292.0	480.5	2.1532	315.10	.2097	5.4000	.5650	.8511	1	1	1	2

La tendencia que se tiene es lineal y normal<sup>(2,4,5,6)</sup>, ya que la temperatura aumenta con la profundidad. Se considera como representativa del yacimiento.

Se señala una tendencia general del campo - así como otras dos particulares. La explicación a estas últimas tendencias, se debe a que existen 3 zonas de acumulación<sup>(32)</sup> aparentemente independientes. La primera corresponde a rocas calcareníticas de edad Cretácico superior<sup>(32)</sup> donde producen los pozos C-1, C-5 y C-9, muestras 3, 5 y 11, respectivamente; en la segunda están los pozos C-53 y C-60 (muestras 9 y 10) que producen de las tres primeras unidades estratigráficas del Cretácico medio. Abajo de estas tres unidades se encuentra una intercalación denso-arcillosa<sup>(32)</sup> en toda el área del campo que separa el resto de la formación del Cretácico medio, en esta tercera zona producen los pozos C-2, C-40, C-45, C-103 y N-86A, puntos 4, 7, 8, 12 y 17, respectivamente.

En la tendencia del grupo superior se localizan los pozos productores del Cretácico superior y de las tres primeras unidades estratigráficas del Cretácico medio y en la tendencia del grupo inferior los pozos productores del resto del Cretácico medio. Esto hace suponer que el aceite se encuentra a condiciones termodinámicas diferentes.

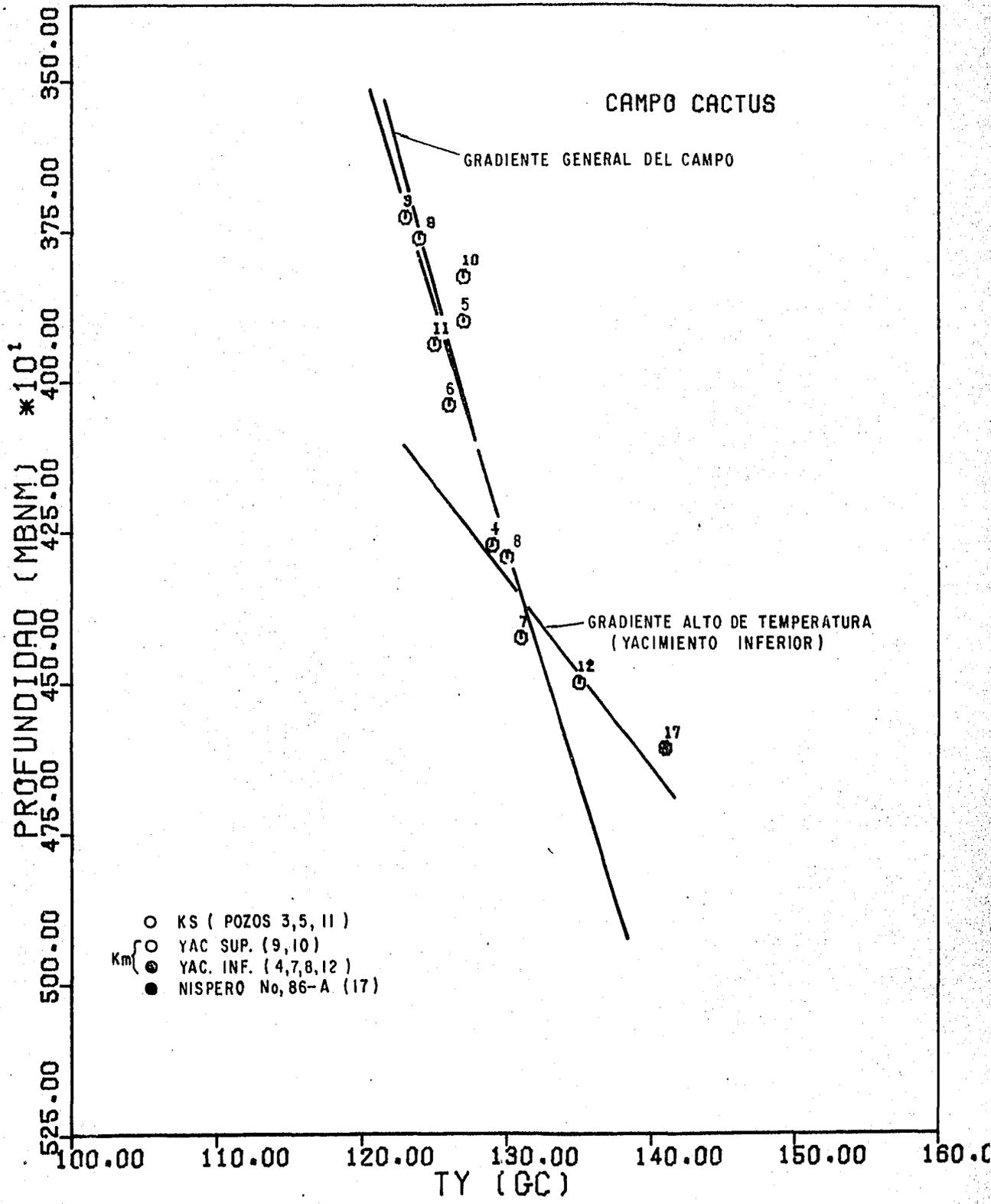


FIG. NO. 4.4. TEMPERATURA DE YACIMIENTO VS PROFUNDIDAD

La suposición anterior se basa en el comportamiento de los demás parámetros, que es constante predominando la tendencia a agruparse en la forma antes descrita, lo cual se observa en las subsecuentes gráficas.

Para el pozo C-5, muestra No. 5, se considera que los parámetros obtenidos del análisis PVT no son representativos por tratarse de una muestra recombinada, aunque algunos parámetros sí lo sean (Prof., Ty, etc.).

El pozo C-45, muestra No. 8, reportado como productor de la parte superior del Cretácico Medio, tiende a comportarse como si lo fuera de la parte inferior, ya que -- los parámetros que se correlacionan de este pozo, se comportan en forma similar a los pozos C-2, C-40, C-103 y N-86A -- puntos 4, 7, 12 y 17 respectivamente.

Fig. 4.5. Razón de solubilidad a Pb contra profundidad.

Se observa que la razón gas disuelto-aceite disminuye a medida que la muestra de aceite se ubica a un nivel estructural más profundo.

La justificación de este fenómeno consiste en que el aceite más ligero se encuentra en la parte superior (mayor cantidad de gas disuelto) y el más pesado en la

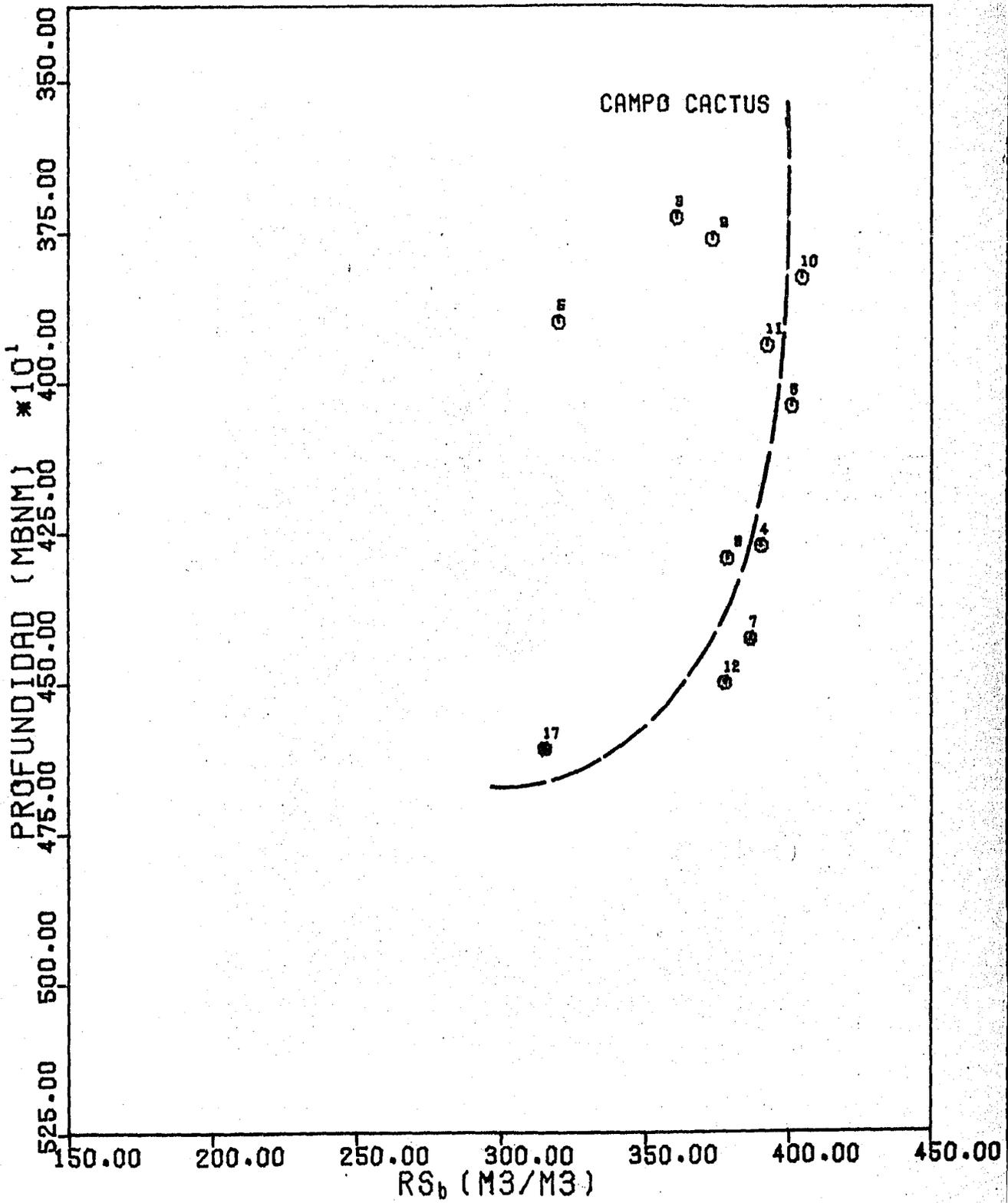


FIG. NO. 4.5. RS<sub>b</sub> VS PROFUNDIDAD

parte inferior (menos gas disuelto) <sup>( 2 )</sup>. La línea discontinua indica la variación no-lineal de este parámetro contra la profundidad. Lo anterior indica la existencia de un acomodo de los fluidos según su densidad.

La  $R_s$  tiene valores de 405 a 315  $m^3/m^3$  en un intervalo de 883 m.

Se observa que los puntos 3, 5 y 9 no se alinean satisfactoriamente. El punto 5 (Cactus No. 5) corresponde al análisis PVT de una muestra recombinaada y los parámetros PVT resultaron distintos a los de otras muestras, esto puede ser debido a que el recombinaado no es representativo.

La separación de los puntos 3 y 9 es probable que sea consecuencia de una falla en el muestreo.

Fig. 4.6. Presión de saturación contra profundidad.

En esta gráfica se observa una tendencia teórica no lineal, la  $P_b$  disminuye al aumentar la profundidad <sup>( 2 )</sup> lo cual quizá se debe a que el aceite se hace gradualmente más pesado hacia la parte baja del yacimiento (menos gas disuelto en la mezcla de hidrocarburos).

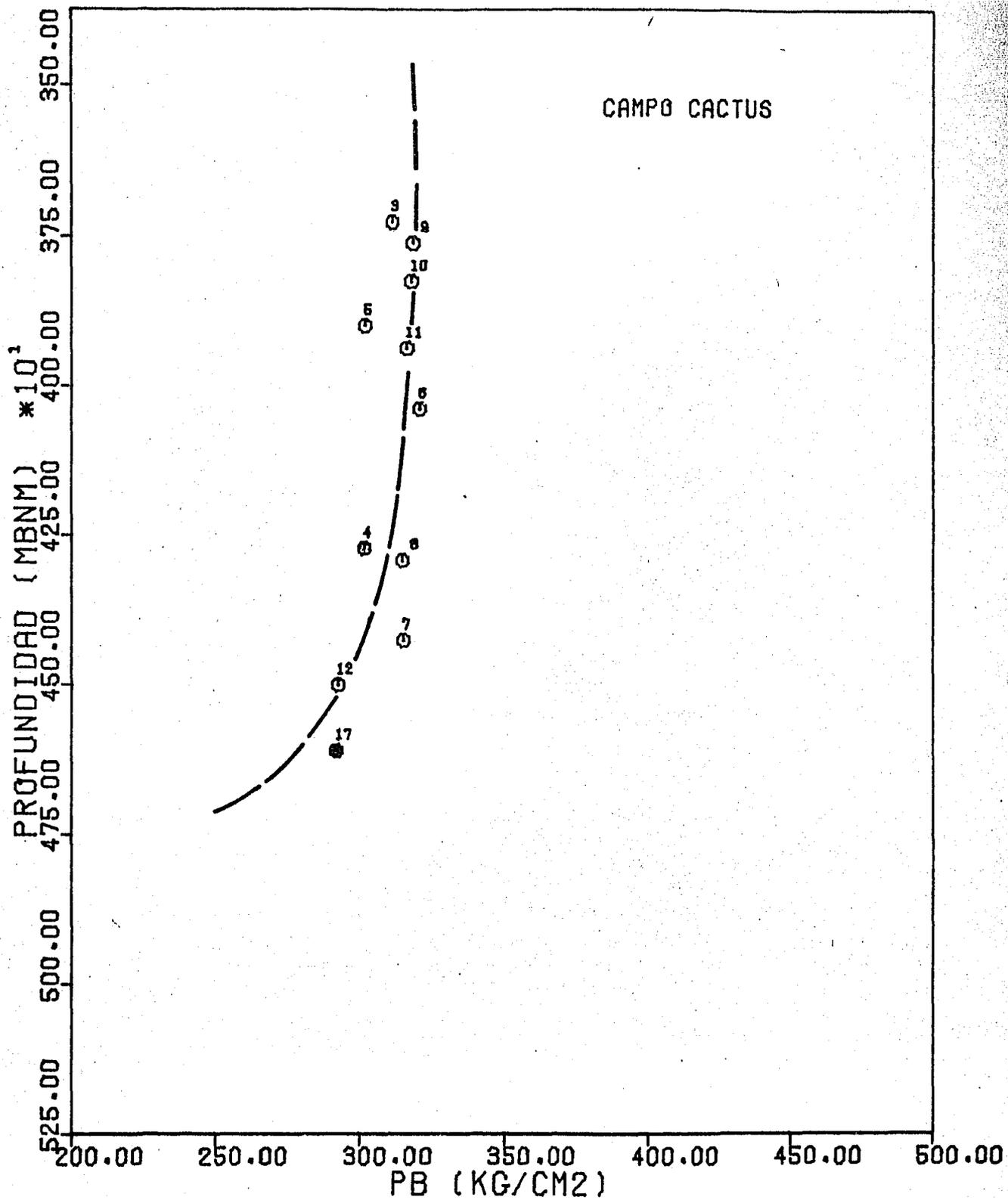


FIG. NO. 4.6. PRESION DE SATURACION VS PROFUNDIDAD

La variación de la Pb en este campo es de --  
320 a 292  $\frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$  en 774 m.

Fig. 4.7. Factor de volumen del aceite contra profundidad.

En el comportamiento que se observa en esta figura, el Bo disminuye a medida que la muestra corresponde a mayor profundidad ( 2 ).

Esta variación del Bo se debe principalmente al cambio en la composición del aceite como resultado de la segregación gravitacional.

Es decir, un metro cúbico de aceite extraído de la parte inferior del yacimiento producirá a condiciones de superficie un volumen mayor de aceite que un metro cúbico de aceite extraído de la parte superior del mismo. Esto se debe considerar al calcular el volumen original y la reserva del yacimiento.

Para este campo se observa una pequeña variación del Bo de 2.2242 a 2.4690  $\text{m}^3/\text{m}^3$  en 774 m.

Fig. 4.8. Viscosidad contra profundidad.

Esta figura muestra que la viscosidad a condiciones superficiales, aumenta ligeramente con la profundi-

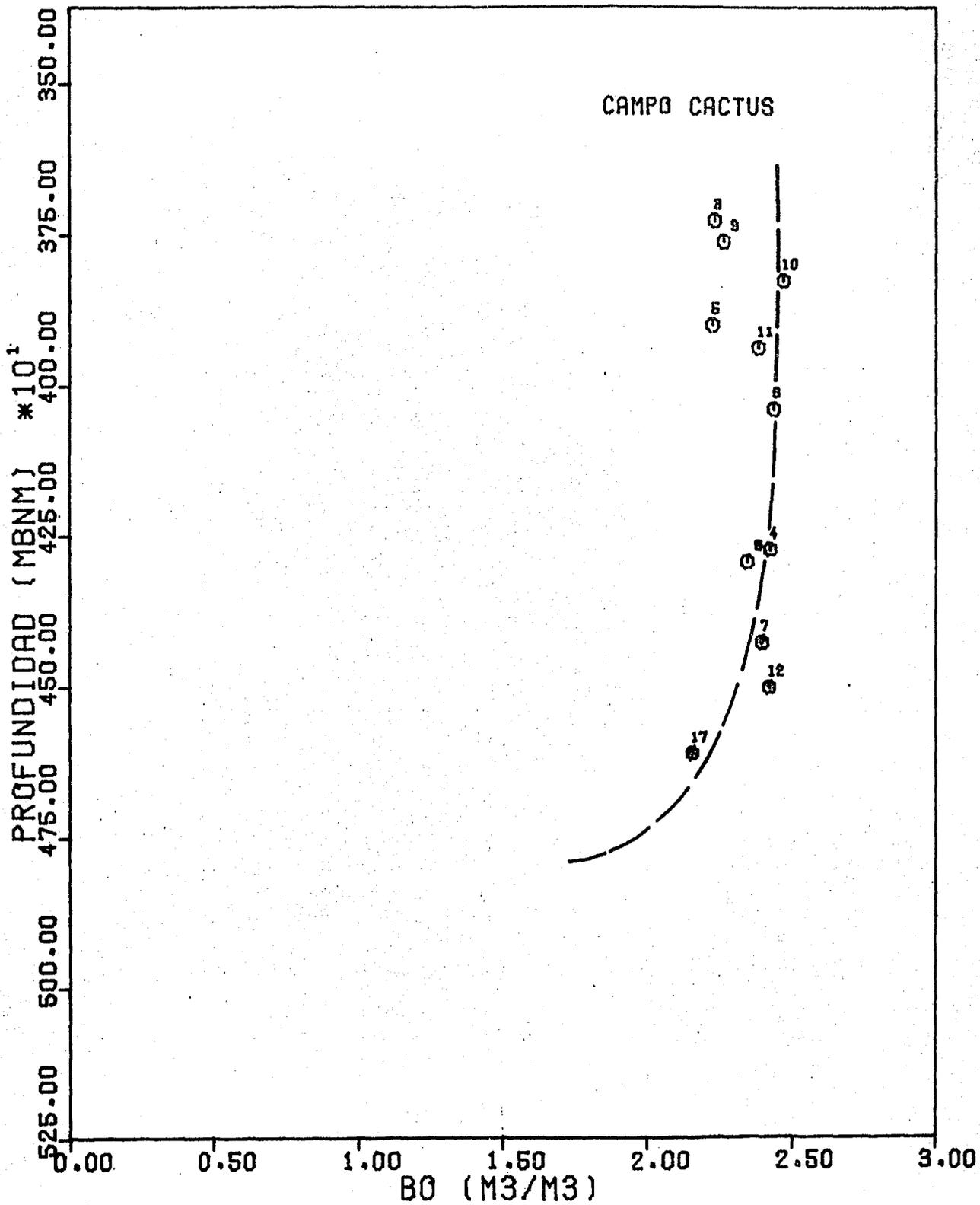


FIG. NO. 4.7. FACTOR DE VOLUMEN VS PROFUNDIDAD

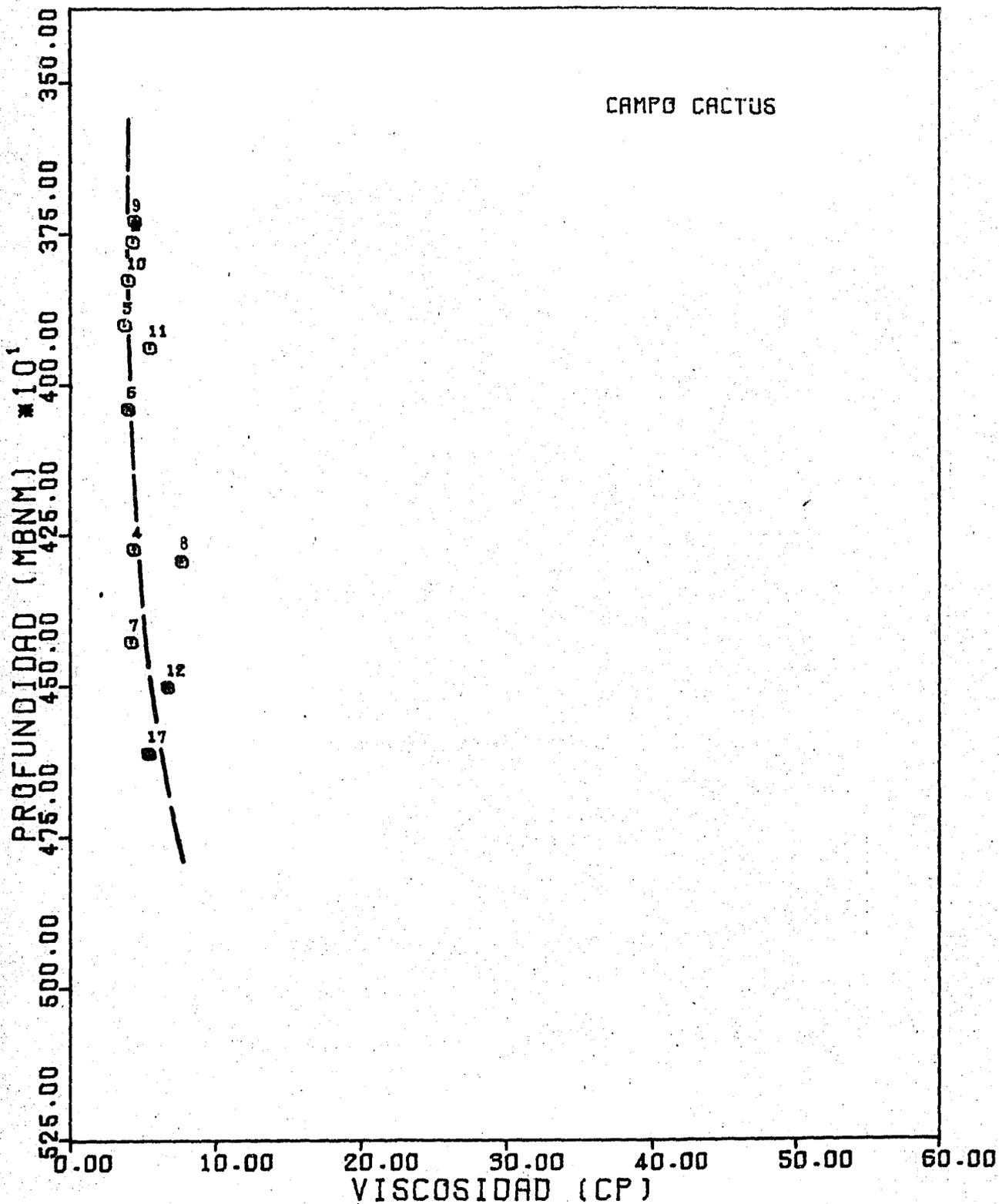


FIG. NO. 4.8. VISCOSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

dad debido a la influencia de la composición de la mezcla.

Como el aumento en la viscosidad es muy pequeño se puede pensar que se trata de un mismo aceite, aunque éste se encuentre en tres yacimientos a diferentes condiciones, pero llevado a condiciones superficiales, el aceite remanente es muy similar.

Los datos de viscosidad a estas condiciones fueron medidos a temperaturas ambientes, que no fueron constantes en todos los casos pero se encuentran dentro de un rango de 20 a 25 °C.

Fig. 4.9. Densidad a C.S. contra profundidad.

De manera similar a la Fig. 4.8., la tendencia de la densidad contra la profundidad mostrada en esta figura puede ayudar para comprobar que en la superficie se tiene una mezcla de hidrocarburos muy similar, ya que los aceites remanentes a los análisis PVT de este campo presentan una densidad muy parecida a condiciones de superficie, manifestándose un aumento en la densidad con la profundidad.

El comportamiento está de acuerdo con la variación teórica<sup>(5)</sup> de casos similares, Fig. 4.1. (f).

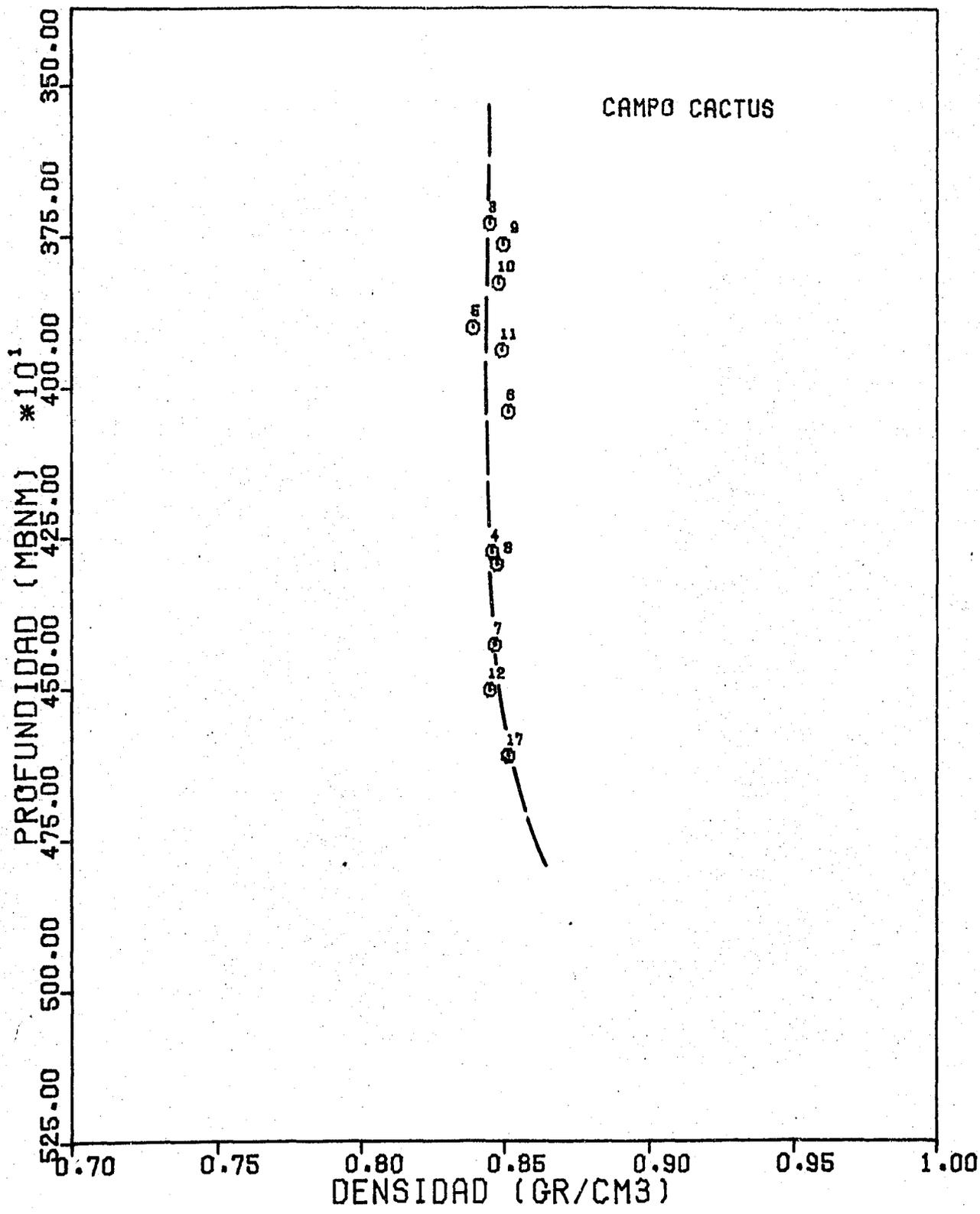


FIG. NO. 4.9. DENSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

Fig. 4.10 Razón de solubilidad a Pb contra temperatura de yacimiento.

Como la relación gas disuelto-aceite disminuye cuando se tiene aceite a mayor profundidad en un yacimiento, debido a que el aceite más ligero ocupa la parte superior y el aceite pesado la parte inferior del mismo, al graficarlo contra la temperatura se observa un comportamiento no lineal parecido al de la gráfica de profundidad contra Rs, Fig. 4.5. Es decir, que al tener menor temperatura de yacimiento se tiene menor profundidad y un valor mayor de Rs.

Solamente las muestras 3, 5 y 9 (C-1, C-5, C-53) no se comportan en la forma arriba señalada. Para el punto 5 nuevamente se manifiesta lo poco representativo de la muestra (recombinado), para las muestras 3 y 9 el valor de Rs es bajo comparativamente (corresponden a muestras tomadas en la calcarenita y en la parte superior del Km, respectivamente), lo que hace pensar en un aceite a condiciones diferentes o a valores no representativos.

Fig. 4.11 Presión de saturación contra temperatura de yacimiento.

La tendencia de esta gráfica se determinó -- apoyándose en las Figs. 4.4. y 4.6.

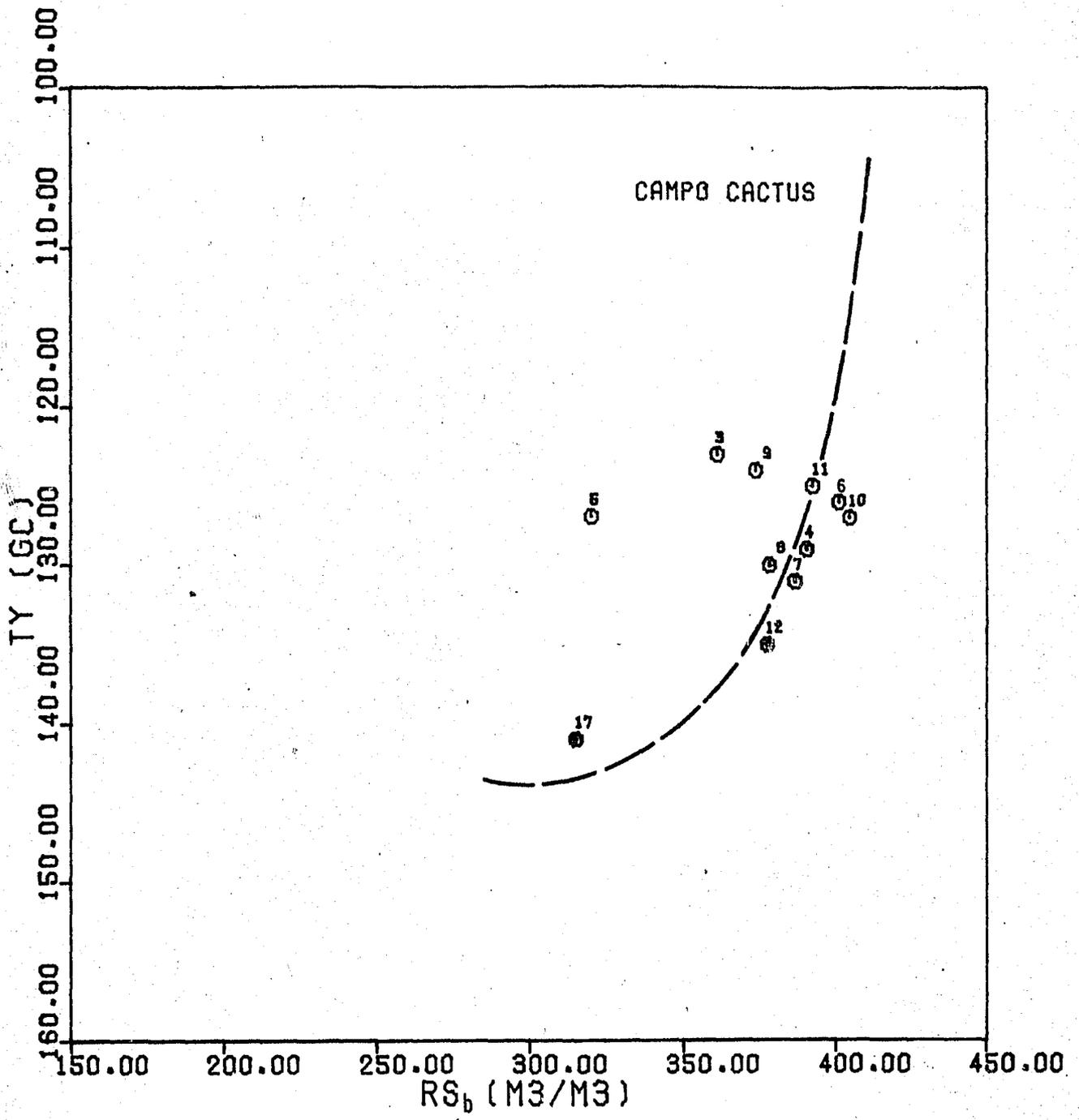


FIG. NO. 4.10. RS<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

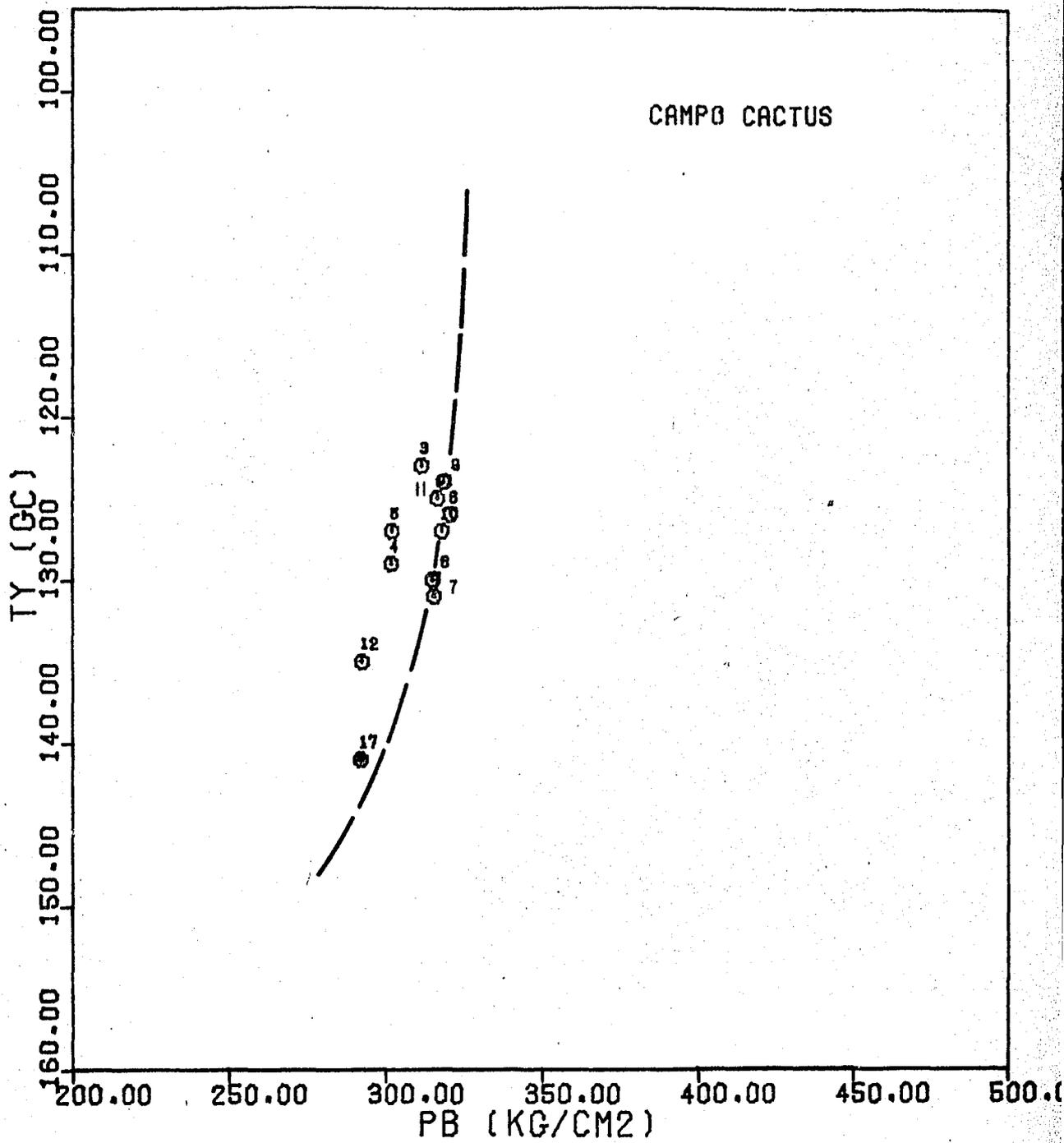


FIG. NO. 4.II. PB VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

En esta gráfica se puede reafirmar lo que se mencionó con respecto a la Fig. 4.3., sobre la posible existencia de tres zonas de acumulación, ya que se observa que los valores correlacionados se agrupan de acuerdo a los yacimientos mencionados con anterioridad.

Otra alternativa sería la de suponer que se tratan de diferentes mezclas de hidrocarburos, pero debido a la escala, al comportamiento presente y al de gráficas anteriores, más bien se puede pensar en una misma mezcla contenida a diferentes condiciones termodinámicas.

Fig. 4.12. Factor de volumen del aceite a Pb contra temperatura de yacimiento.

El comportamiento del Bob con respecto a la Ty que se observa en esta gráfica es semejante al observado en la Fig. 4.7. en donde el Bob disminuye al aumentar la profundidad.

En este caso se tiene una disminución del Bob a medida que la Ty aumenta, producida probablemente por efectos gravitacionales, ya que el intervalo de roca impregnada con hidrocarburos de este campo es bastante grande.

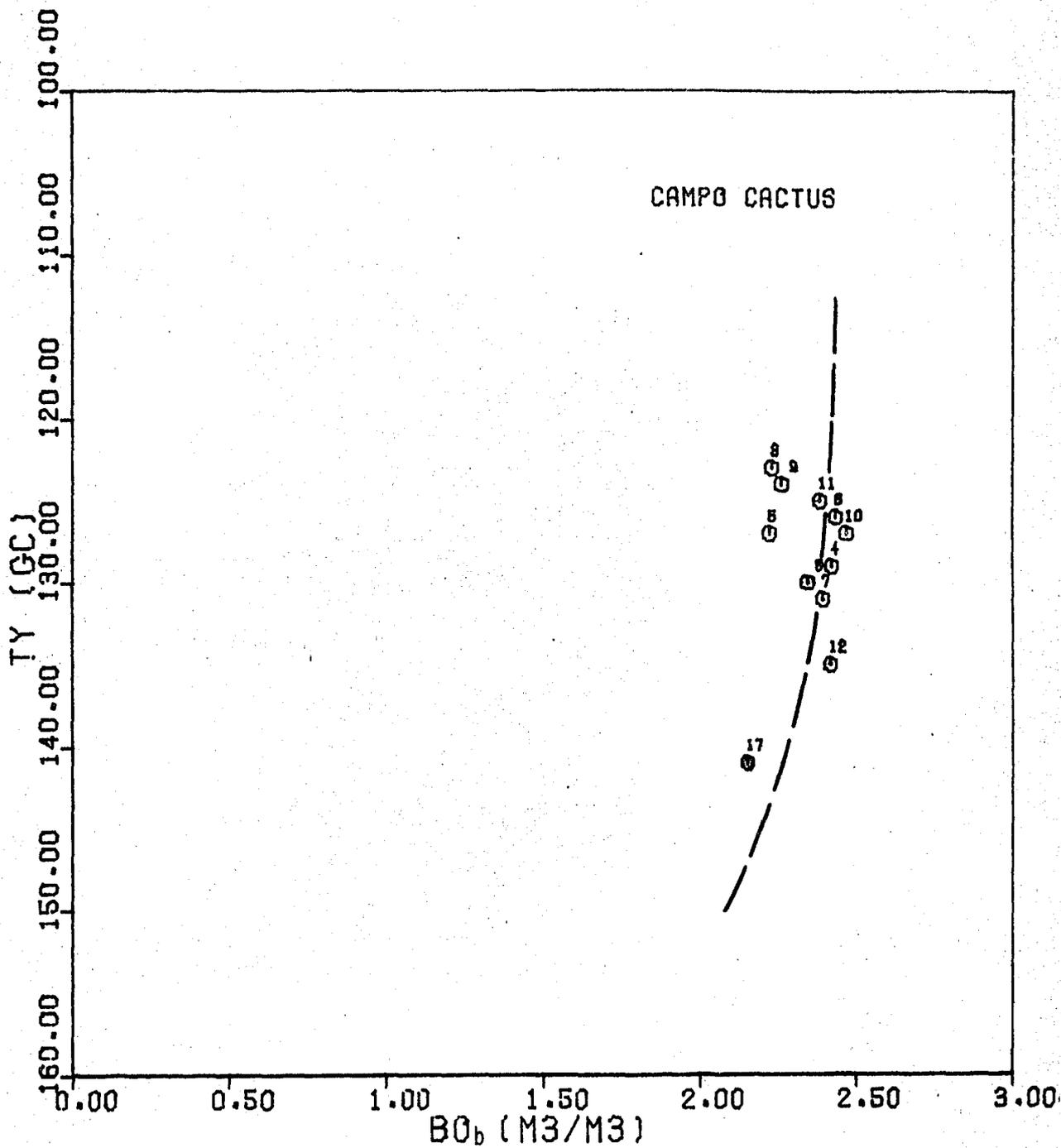


FIG. NO. 4.12. BO<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

Las variaciones del factor de volumen ( $0.2248 \frac{m^3}{m^3}$ ) y de la temperatura de yacimiento ( $18^\circ C$ ) son pequeñas, por lo que el efecto señalado no es muy marcado en la gráfica.

También se observa que nuevamente los puntos 3, 5 y 9 (Cactus 1, 5 y 53 respectivamente) se salen ligeramente de la tendencia señalada, ésto probablemente se debe a que corresponden a muestras poco respectivas (punto 5 muestra recombinada y puntos 3 y 9 probable falla en el muestreo).

Fig. 4.13 Temperatura de yacimiento contra viscosidad residual.

En esta gráfica se presenta el comportamiento de la viscosidad residual con respecto a la temperatura de yacimiento, en la cual se observa que prácticamente se tiene el mismo valor de viscosidad en todas las muestras.

Si esta correlación fuera de valores de temperatura contra la viscosidad a condiciones de bajosaturación ( $T_y, P_b$ ), debería de esperarse una variación teórica<sup>(18,22)</sup> de disminución de la viscosidad cuando aumenta la temperatura. Debe tomarse en cuenta que la presente correlación se trata de valores de viscosidad residual, por lo que no necesariamente deben coincidir tales tendencias.

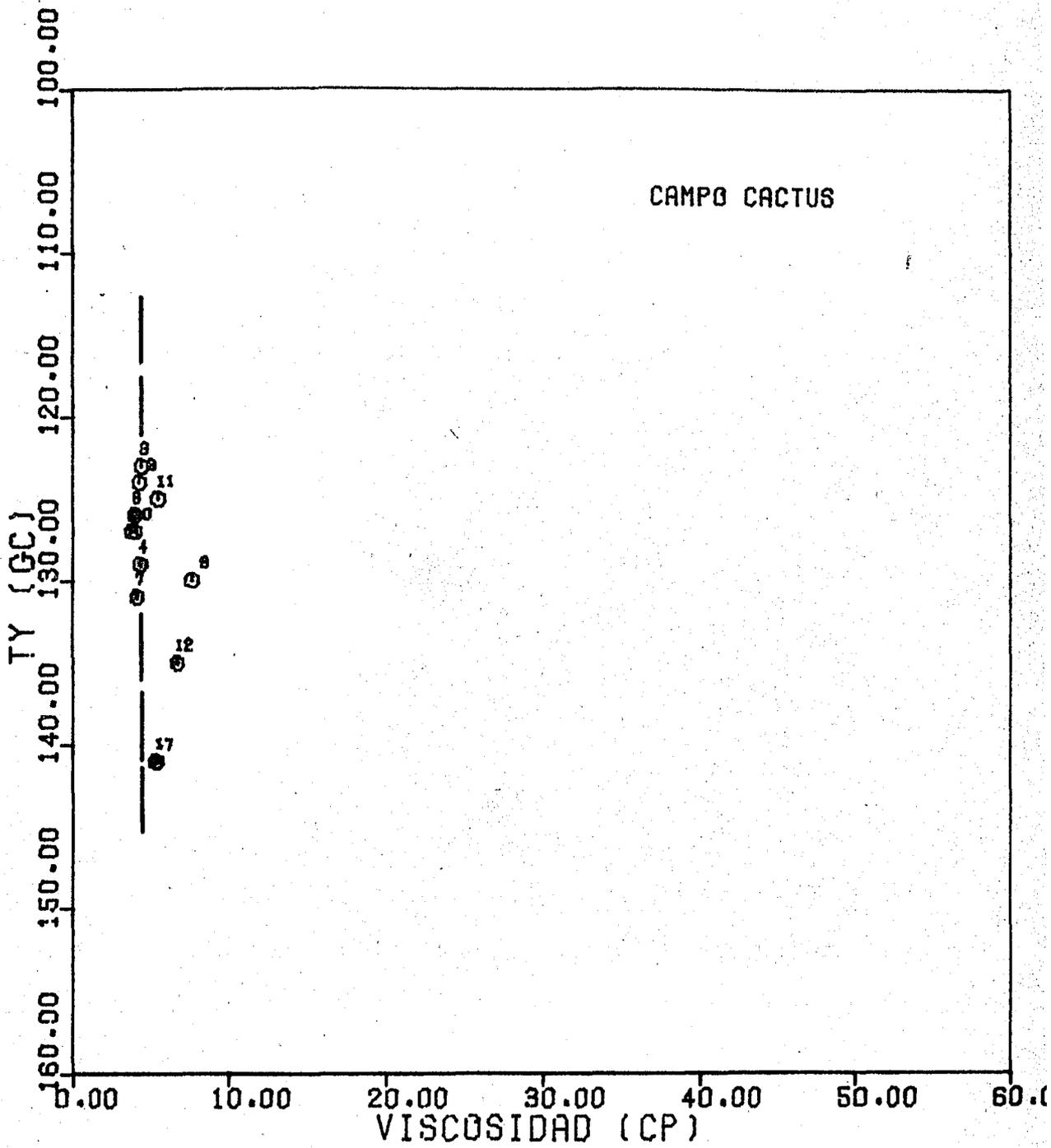


FIG. NO. 4.13. VISCOSIDAD A CS VS TY

En este caso, la buena tendencia que se observa en la gráfica sirve para comprobar que se trata de la misma mezcla residual o de aceites de muy similar composición. La variación de la viscosidad es de 2.7089 cp en 18°C, sin considerar las muestras 8 y 12.

Solo se tiene que los puntos 8 y 12 (Cactus-45 y Cactus 103) no se alinean, existiendo una diferencia de 1.3954 cp de la tendencia general, siendo más notoria debido a la escala utilizada. Una posible causa puede ser que los valores de  $\mu$ or estén bien medidos.

Fig. 4.14. Temperatura de yacimiento contra densidad residual.

En forma similar a la Fig. 4.13, se observa que prácticamente no existe variación en los valores de la densidad residual con respecto a los valores de temperatura de yacimiento.

Una explicación lógica de este comportamiento es que no hay variación en la composición de las muestras a las que se les midió densidad y que probablemente se trata de una misma mezcla residual.

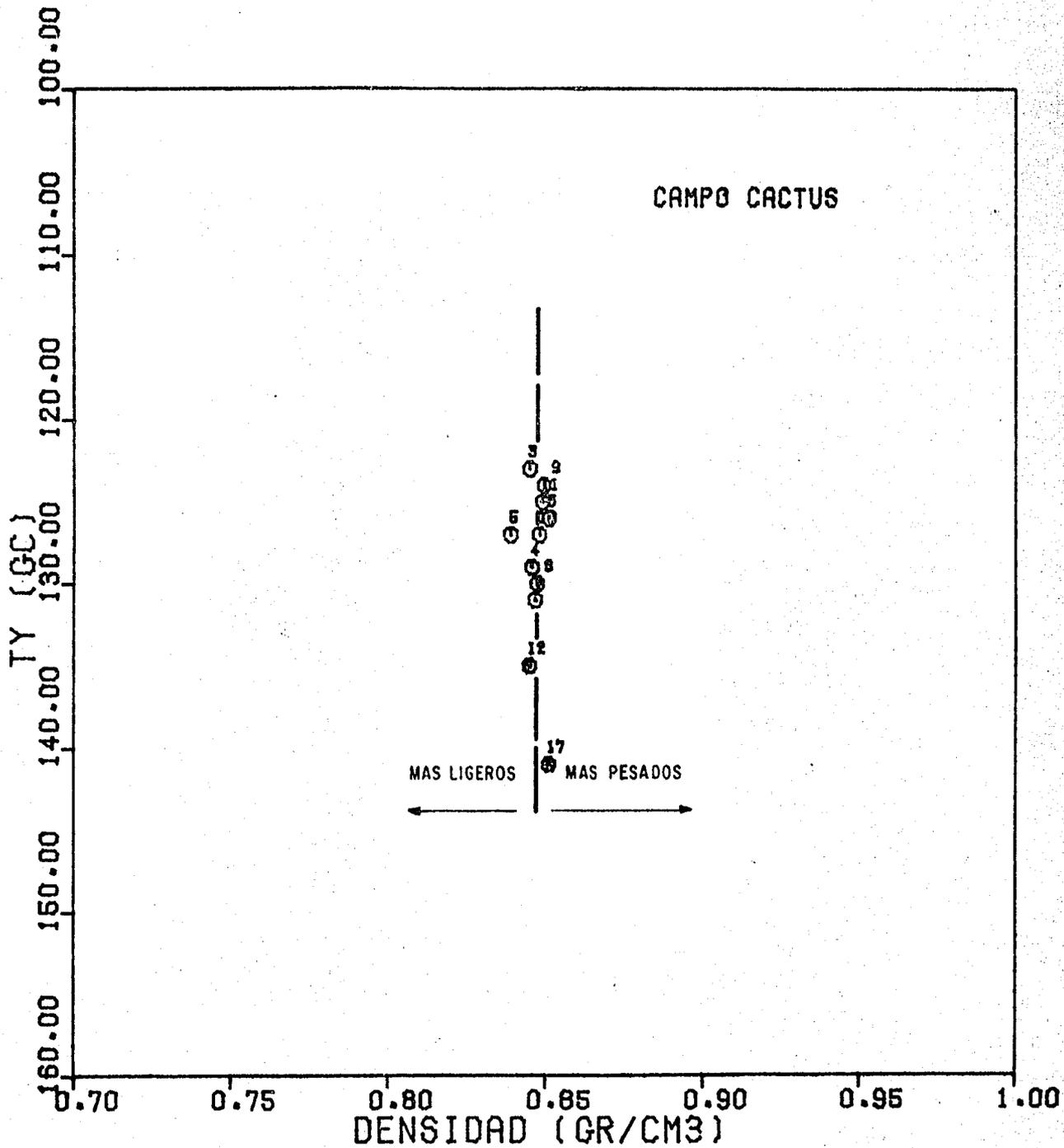


FIG. NO. 4.14. DENSIDAD A CS VS TY

Fig. 4.15 Presión de saturación contra razón de solubilidad-  
a Pb.

Como se sabe a medida que aumenta la presión sobre una mezcla de hidrocarburos, similar a las aquí estudiadas, la cantidad de gas en solución aumenta hasta que se alcanza la  $P_b$  a partir de la cual la  $R_s$  permanece constante.

Ahora bien, en esta figura al graficar los valores de  $R_{sb}$  contra  $P_b$  de una mezcla de hidrocarburos es de esperarse que se obtenga una tendencia como la señalada en la Fig. 4.1. (1) de una muestra de fluido, pero en base a las gráficas anteriores se supone que los pozos Cactus estudiados no producen de una misma unidad, sino que se han determinado por lo menos tres yacimientos en los cuales las condiciones termodinámicas de los fluidos no son las mismas. La dispersión de los puntos 4 y 12 (C-2 y C-103) no tiene alguna explicación satisfactoria.

Fig. 4. 16 Razón gas disuelto-aceite a  $P_b$  contra factor de -  
volumen.

Como se mencionó cuando se definieron estos parámetros en el Capítulo 2, la razón de solubilidad del gas en el aceite y el factor de volumen del aceite dependen de la presión, de la temperatura y de la composición de la mezcla, principalmente.

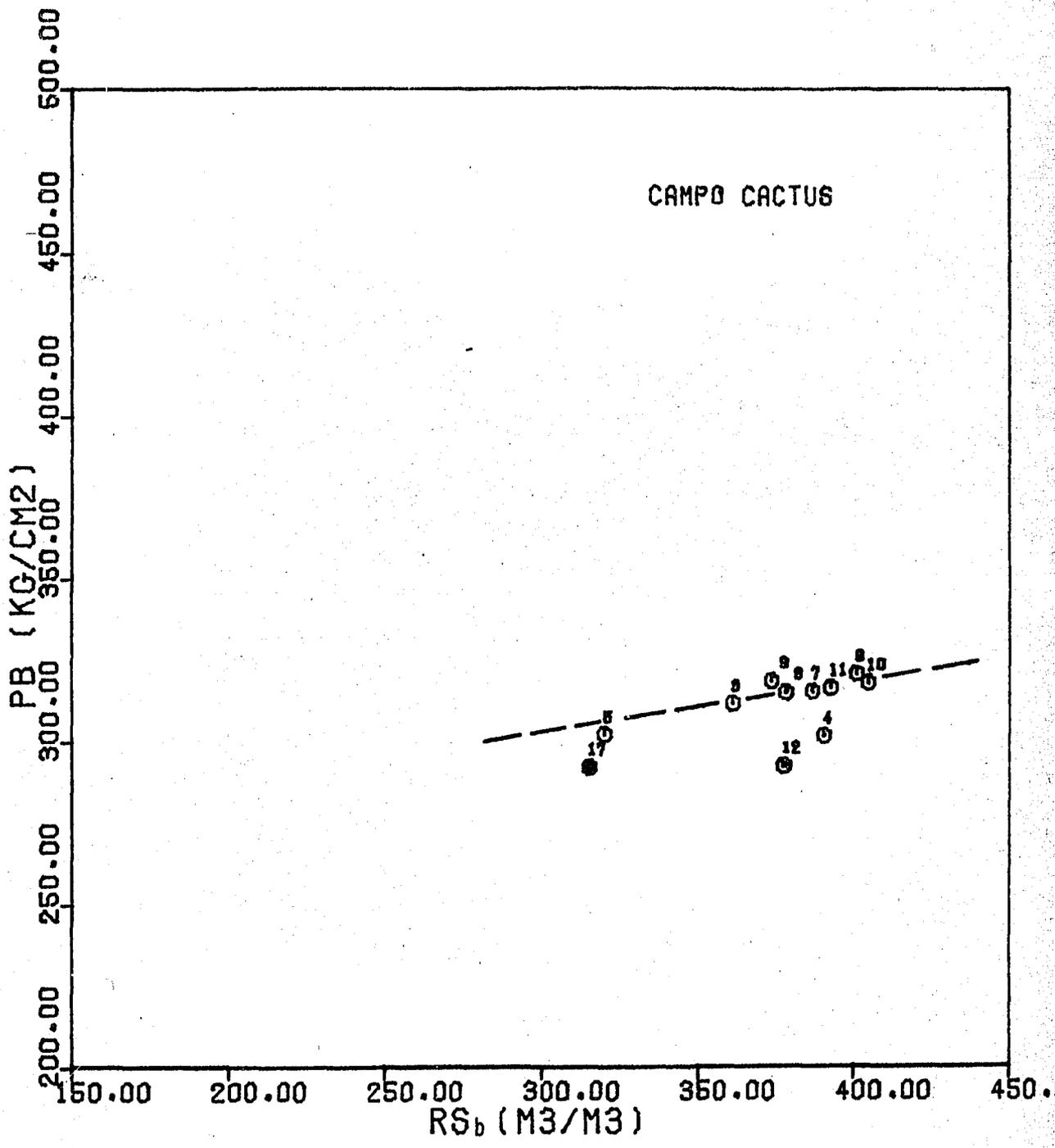


FIG. NO. 4.15. RS<sub>b</sub> VS PRESION DE SATURACION

El factor de volumen se manifiesta cuando -  
existen cambios de presión y la  $R_s$  mide la cantidad de gas -  
disuelto en el aceite (directamente proporcional también a -  
la presión), por lo cual en esta gráfica se tiene una rela--  
ción directa al comportamiento de estos parámetros con la -  
presión de saturación.

En esta figura se puede observar que se tie-  
ne buena correlación entre  $R_{sb}$  y  $B_{ob}$ .

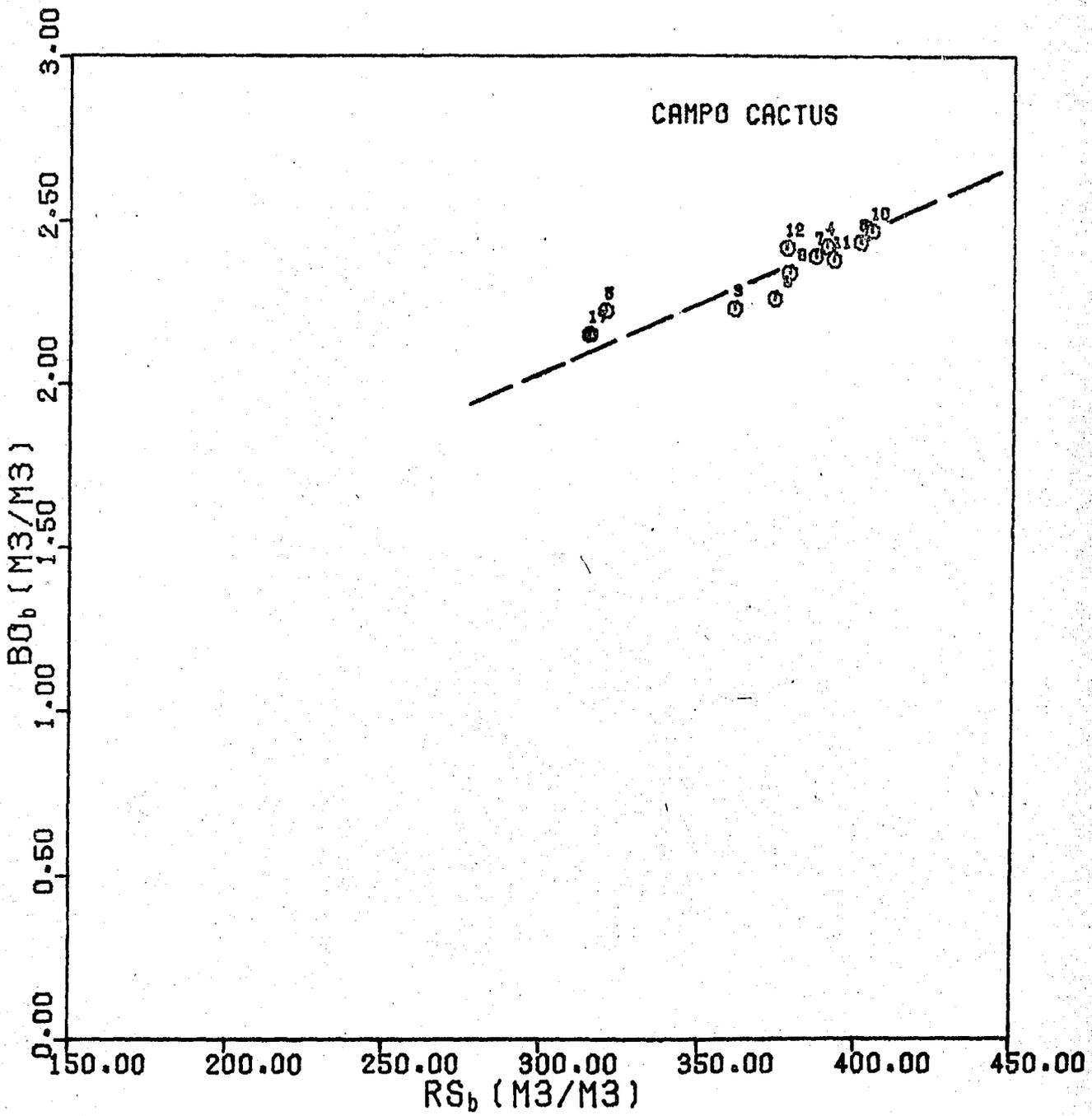


FIG. NO. 4.16.  $RS_b$  VS FACTOR DE VOLUMEN  $o P_b$

Fig. 4.17. Razón de solubilidad a Pb contra densidad residual.

Dado que la  $R_s$  es el parámetro que indica la cantidad de gas en solución que tiene un aceite (el cual depende de la  $P_y$  y  $T_y$  así como de la composición de la mezcla), es lógico que los hidrocarburos con mayor valor de  $R_s$  tengan menor viscosidad.

La presente correlación, definida con el apoyo de las Figs. 4.5. y 4.8., muestra que tal comportamiento prevalece al llevar los hidrocarburos a la superficie; es decir a mayor  $R_s$  se tiene ligeramente menor viscosidad residual. Esto probablemente se deba a que la composición de los hidrocarburos de las muestras es muy similar.

Fig. 4.18. Razón de solubilidad a Pb contra densidad residual.

Se sabe que cuando se tienen valores altos de  $R_s$  el aceite tiene una mayor cantidad de gas en solución y por lo tanto tiene menor densidad.

De lo arriba expuesto, se deduce que en general, la densidad del aceite es inversamente proporcional a la  $R_s$ , es decir, que al aumentar el valor de la  $R_s$  disminuye el valor de la densidad del aceite.

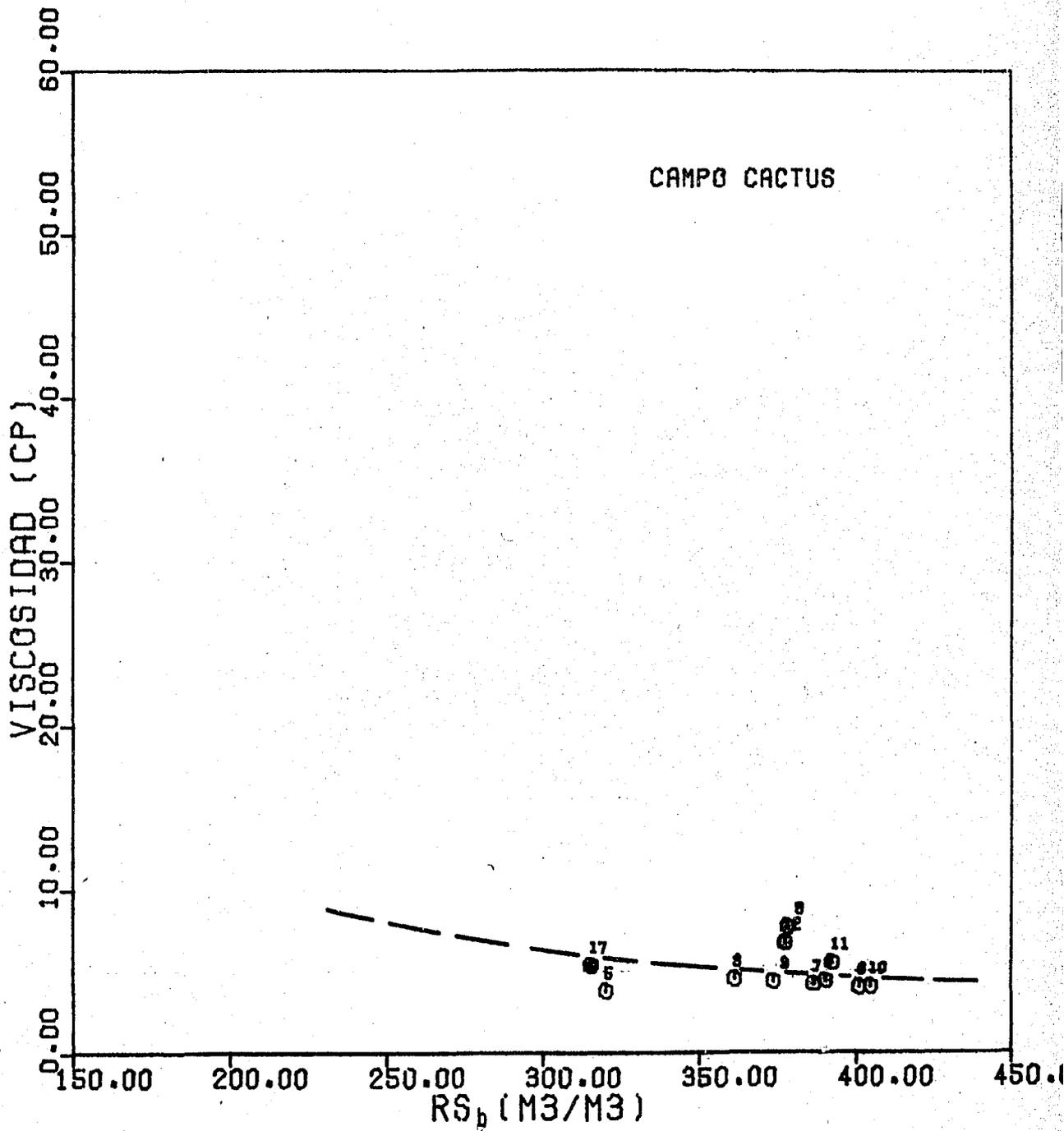


FIG. NO. 4.17.  $RS_b$  VS VISCOSIDAD A CS

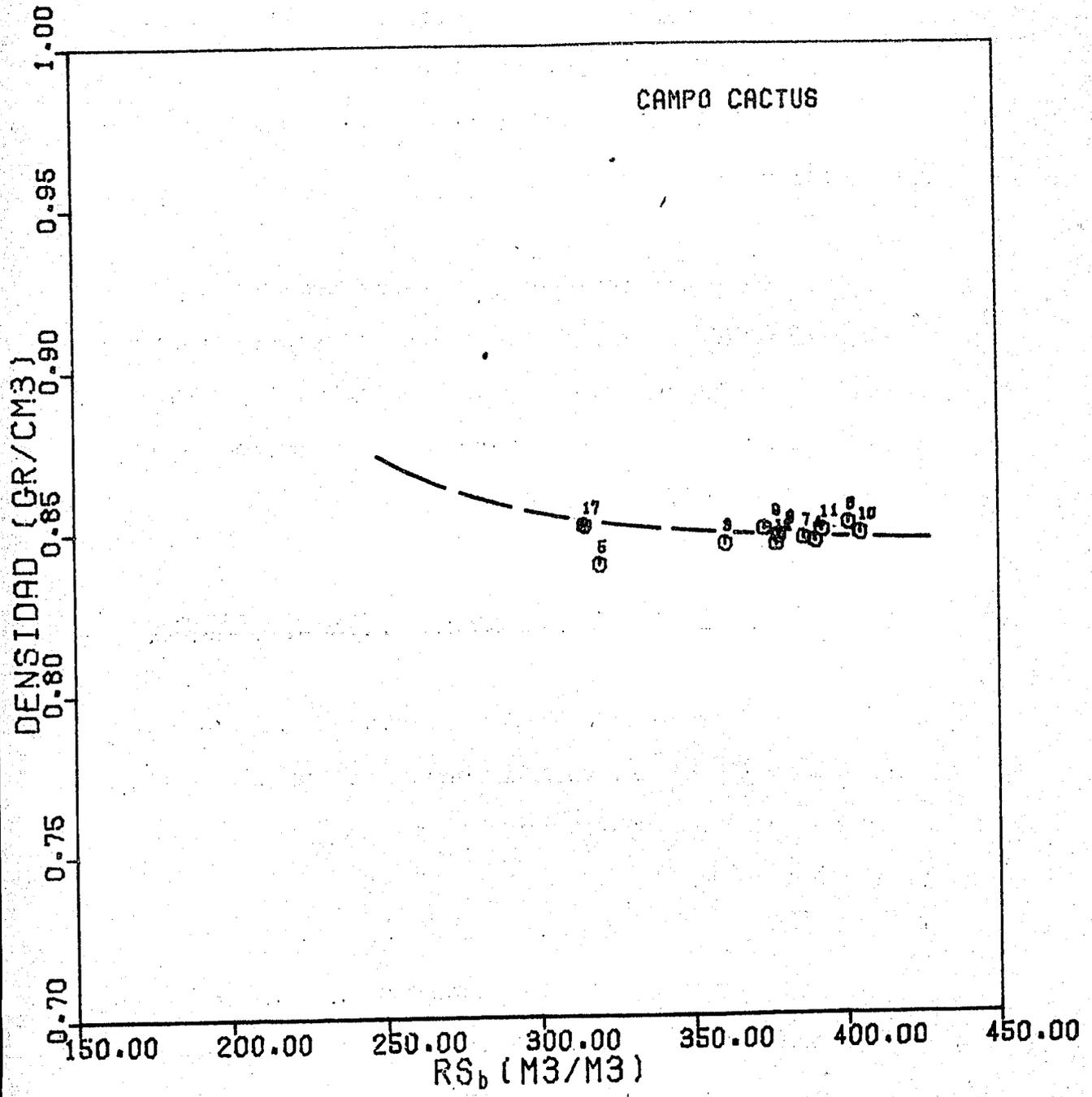


FIG. NO. 4.18.  $RS_b$  VS DENSIDAD A CS

De acuerdo con la tendencia de la Fig. 4.18., que se trazó con apoyo de las Figs. 4.5. y 4.9., el comportamiento mencionado prevalece al llevar el aceite a condiciones superficiales.

Al observar esta gráfica, se encuentra una ligera variación de la densidad residual con los valores de  $R_{sb}$  (los cuales son función de la composición). Lo anterior sirve para suponer que en este caso se tiene una mezcla de hidrocarburos de composición semejante.

Fig. 4.19. Presión de saturación contra factor de volumen a Pb.

En esta correlación se presenta el comportamiento de la presión de saturación contra el factor de volumen del aceite a Pb, en la cual se observa un incremento del  $R_{sb}$  conforme aumenta la Pb.

Es conveniente recordar que el parámetro  $R_{sb}$  establece los cambios que tiene el aceite por el encogimiento que sufre al liberarse el gas disuelto asociado, cuando se produce un abatimiento en la presión y la temperatura, pero estos cambios producidos también se manifiestan en el Bo.

En esta gráfica se tiene que si se asocia el comportamiento de la  $R_{sb}$  con respecto a la presión, se encuentra la tendencia señalada con línea punteada, de acuerdo con lo espe

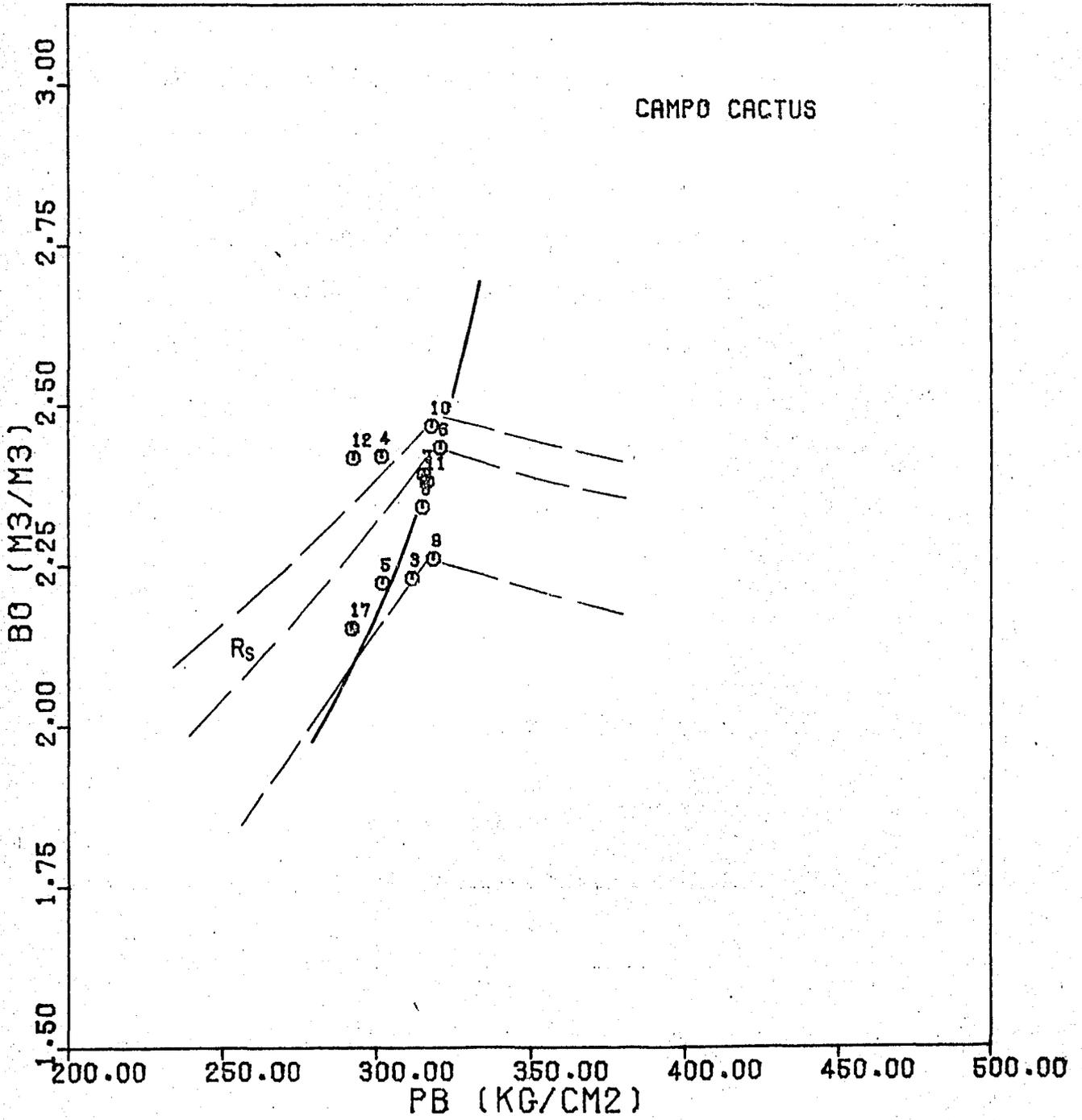


FIG. NO. 4.19 PRESION DE SATURACION VS BO

rado, Fig. 4.1. (P); además se ve que el comportamiento de la  $R_{sb}$  está implícito en esta tendencia, encontrando que se unen por la tendencia general de la gráfica (línea continua).

Se aprecia que los puntos 4, 5, 12 y 17 no se alinean. Se considera (según gráficas anteriores) que algunos de los valores de los parámetros del pozo Cactus No. 5 (punto 5) no son representativos. El punto 17 corresponde a una muestra de otro campo (Níspero No. 86-A). Los puntos 4 y 12 tienen valores de  $P_b$  más bajos que los esperados debido probablemente a que los hidrocarburos muestreados se encuentran a condiciones diferentes de bajosaturación (yacimientos inferior).

#### Fig. 4.20. Presión de saturación contra viscosidad residual.

Con un análisis similar al realizado en la Fig. 4.17, se obtuvo la tendencia señalada en la gráfica de la Fig. 4.20, en la cual se observa una disminución de la viscosidad residual (de yacimientos bajosaturados) a medida que la presión de saturación se incrementa.

Por pruebas de laboratorio se tiene que la viscosidad a condiciones de bajosaturación se mantiene en línea recta, es decir para presiones mayores que la  $P_b^{(16)}$ . Pero se tiene que a mayor  $R_{sb}$  se tiene menor  $\mu_{or}$ ; en esta correlación sucede lo mismo, es decir a mayor valor de  $P_b$  se tie

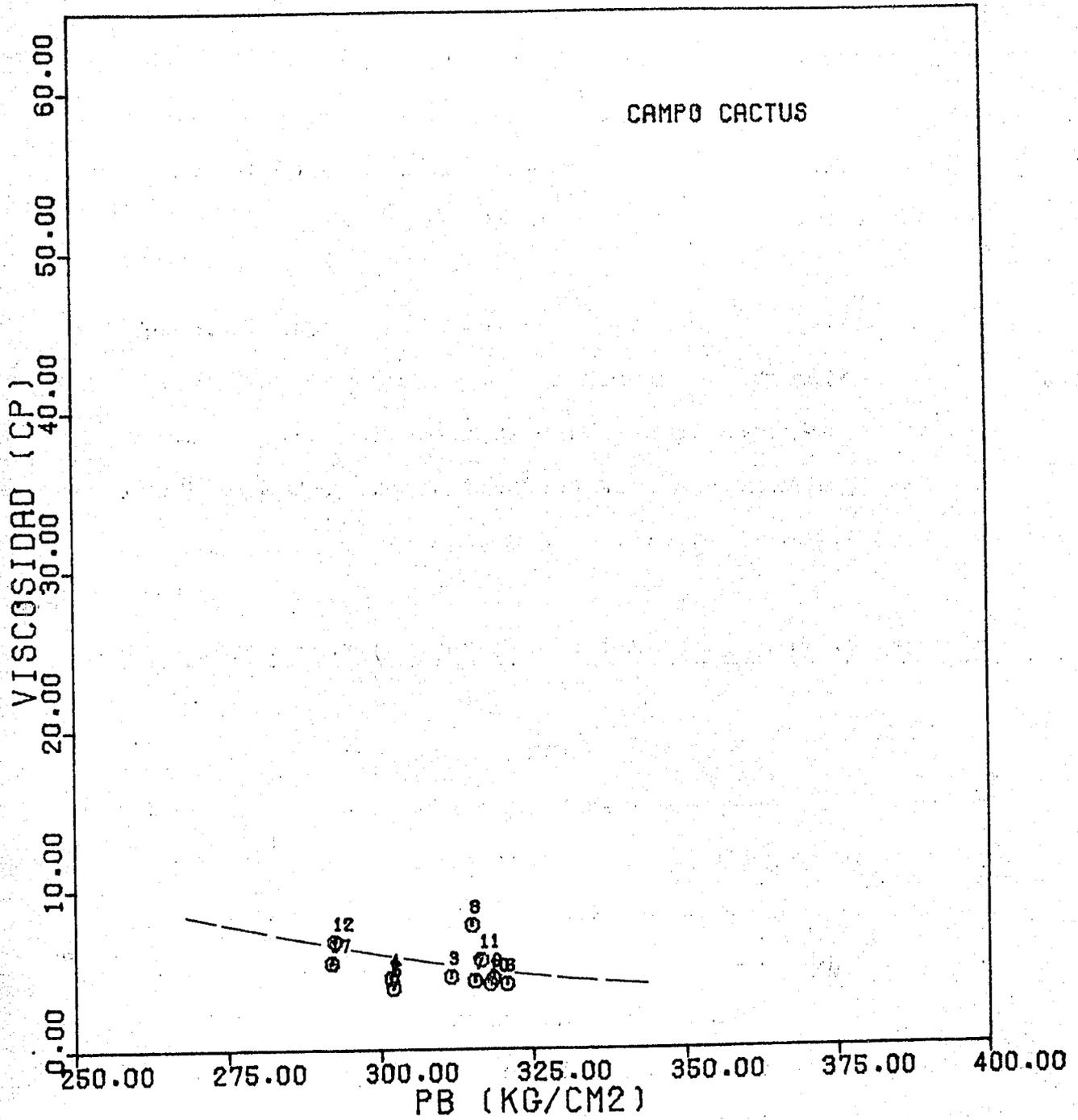


FIG. NO. 4.20 PRESION DE SATURACION VS VISCOSIDAD A CS

ne menor  $\mu$ or. La causa de lo anterior es debido a que domina la condición de acomodo de los fluidos en el yacimiento según su densidad, que hace que en la cima estén los aceites más ligeros (mayor  $R_{sb}$  y por tanto menor  $\mu$ or).

Por último, en base a gráficas anteriores y a la forma como se agrupan los valores de  $\mu$ or sobre una misma línea de correlación, hace suponer que se tiene una mezcla muy parecida; en caso contrario, los puntos se agruparían en líneas paralelas a la señalada.

Fig. 4.21. Presión de saturación contra densidad residual.

En forma análoga a como se analizó la Fig. 4.20, se observa que al graficar los valores de densidad contra los de presión de saturación se tiene una ligera disminución de la densidad residual al aumentar la  $P_b$ .

Este comportamiento está de acuerdo a las tendencias encontradas en las Figs. 4.9, 4.14 y 4.18, en las cuales se mencionó la posibilidad de que exista un acomodo de los fluidos según su densidad en el yacimiento. Lo cual si es cierto, sirve para explicar la tendencia aquí señalada, ya que se tiene a mayor  $P_b$  mayor  $R_{sb}$  y  $B_o$  y por lo tanto menor  $\mu$ or y  $\rho$ . Y también para reafirmar que se trata de las mismas mezclas o de mezclas de composición muy parecida.

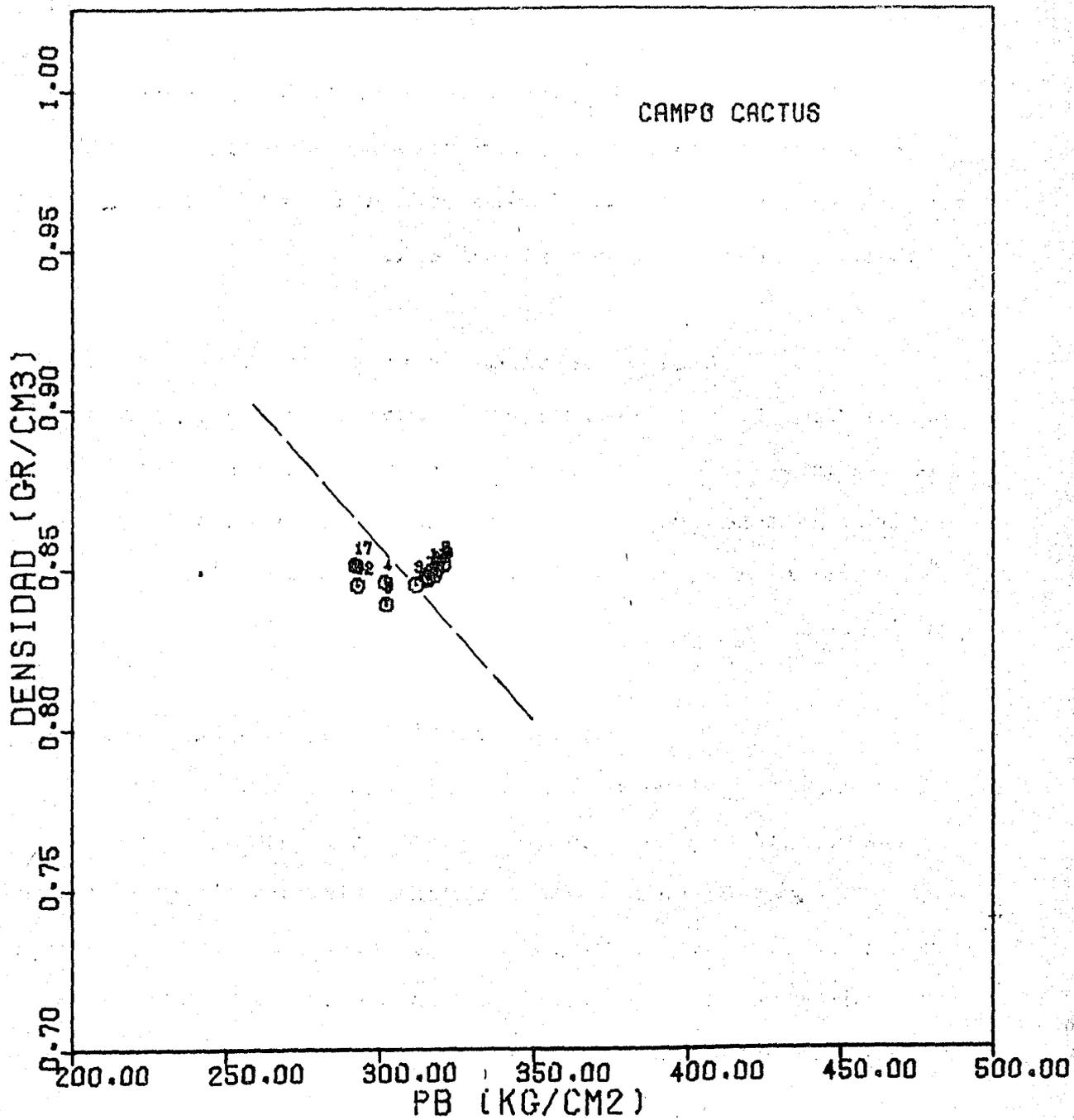


FIG. NO. 4.21: PRESION DE SATURACION VS DENSIDAD A CS

Fig. 4.22.-Factor de volumen a Pb contra viscosidad residual.

En esta gráfica se presenta el comportamiento de la viscosidad residual con respecto al factor de volumen del aceite a Pb, en la cual se observa una ligera disminución de la  $\mu_{or}$  a medida que aumenta el Bob.

Esta correlación se trazó con apoyo de las Figs. 4.16-4.17 y 4.19-4.20; en la cual se tiene un comportamiento normal, ya que a mayor valor de Bob (mayor valor de  $R_{sb}$ ) se tiene un menor valor de viscosidad y densidad del aceite, efecto que se mantiene al llevar el fluido a condiciones superficiales.

Se ve que los puntos 5 y 12 (Cactus Nos. 5 y 103) se salen ligeramente de la tendencia señalada; una probable explicación sería, que los valores del punto 5 son de -- una mezcla recombinada y poco representativos en algunos parámetros. El punto 12 parece ser que se encuentra a diferentes condiciones de bajosaturación ya que se encuentra en el yacimiento inferior.

Fig. 4.23.-Factor de volumen a Pb contra viscosidad residual.

En esta figura se trazó la tendencia señalada con el apoyo de las Figs. 4.19 y 4.21, en ella se presen-

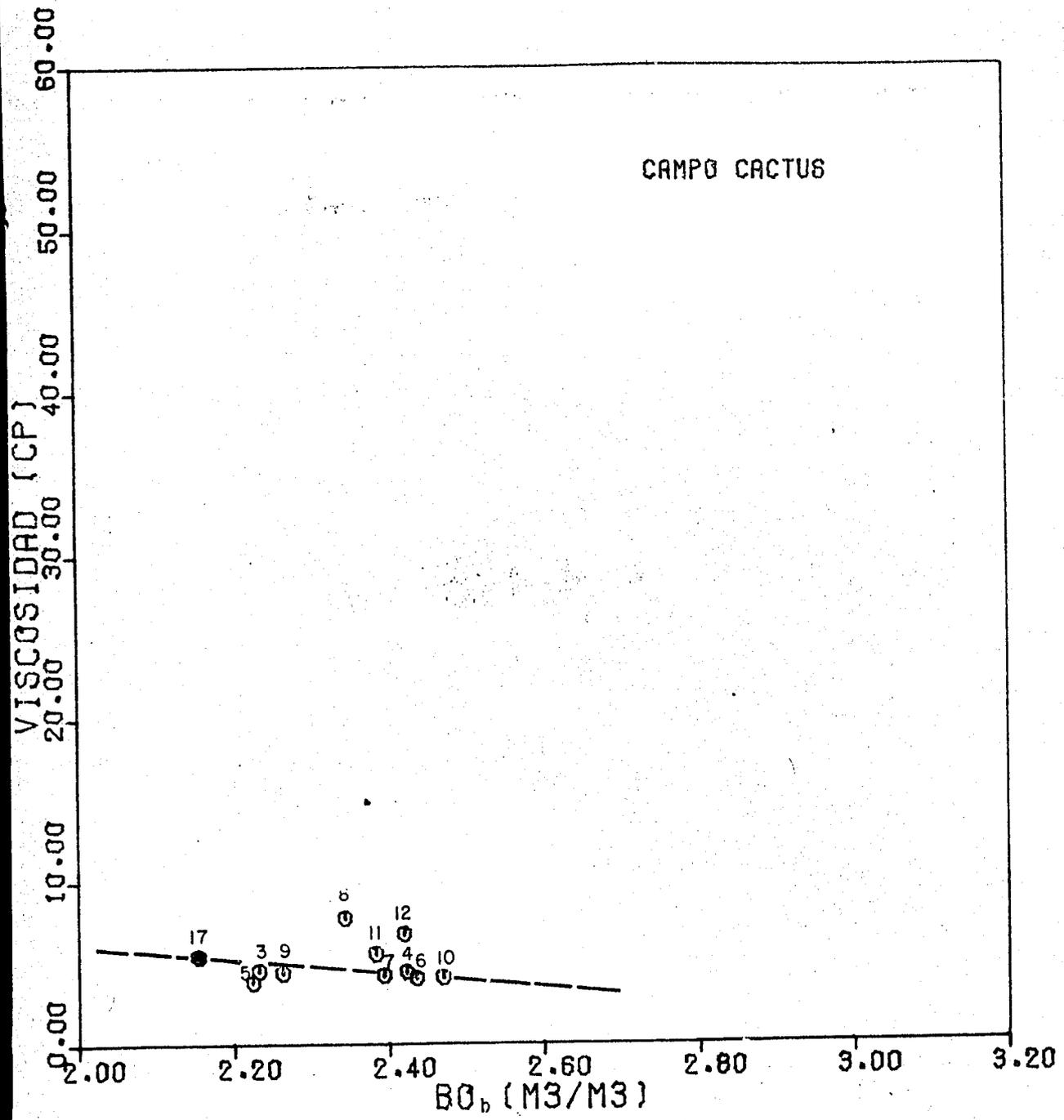


FIG. NO. 4.22 BO<sub>b</sub> VS VISCOSIDAD A CS.

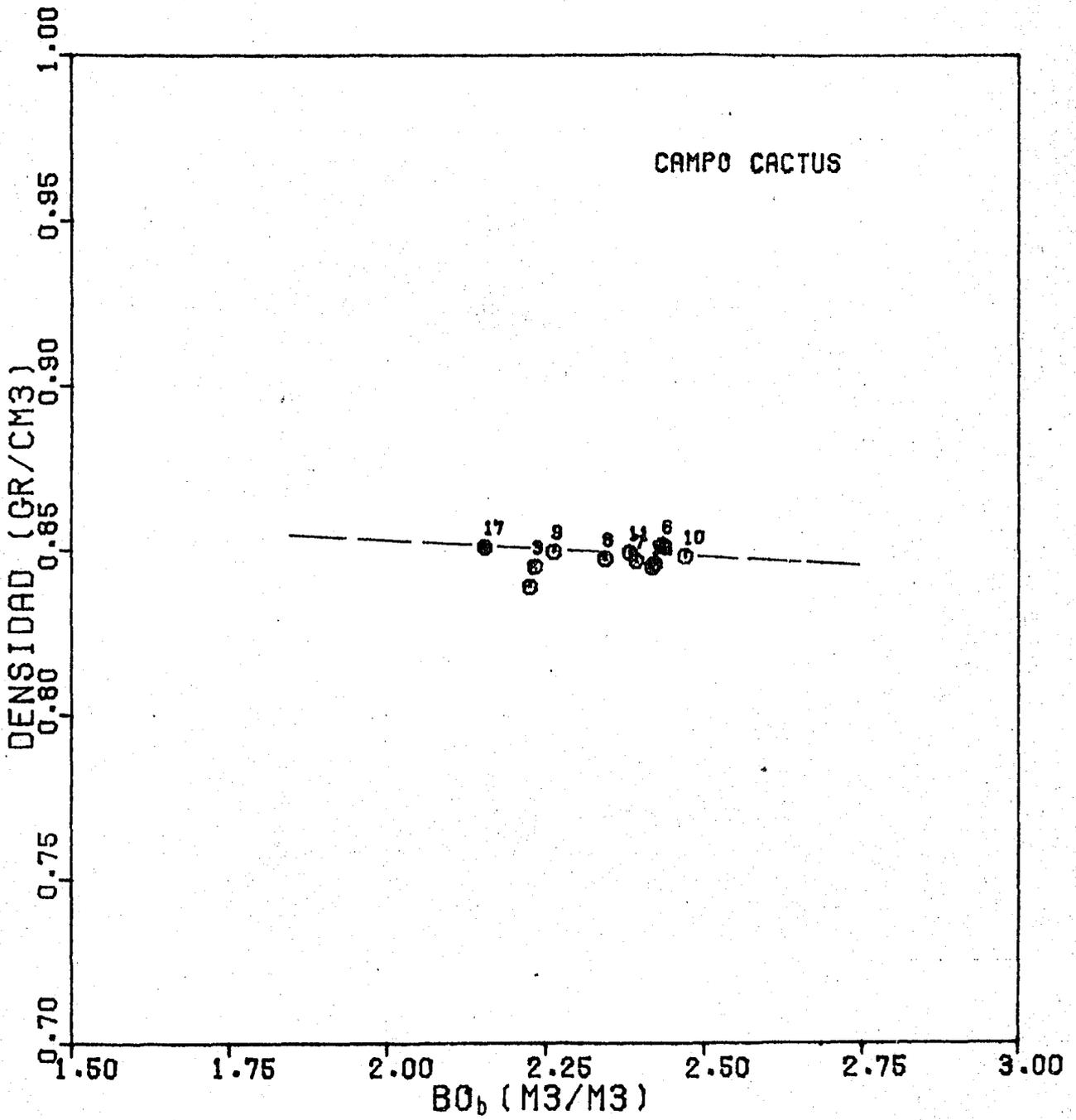


FIG. NO. 4.23-  $BO_b$  VS DENSIDAD A CS

ta el comportamiento de la densidad residual del aceite con respecto al factor de volumen a  $P_b$  del mismo, en la cual se observa una ligera disminución de la  $\rho$  cuando aumenta el  $B_{ob}$ .

En este caso se puede pensar que se trata de la misma mezcla o de una muy similar en su composición, debido a la buena correlación que se tiene, en donde solo el punto 5 (Cactus No. 5) no se alinea satisfactoriamente, observándose un valor menor de  $\rho$  a lo esperado, tal vez porque se trata de una mezcla recombinada y probablemente no muy representativa de las condiciones del yacimiento.

Fig. 4.24.-Densidad residual contra viscosidad residual.

En la Fig. 4.24 se señala el comportamiento de la viscosidad residual en función de la densidad residual, en la cual se traza la tendencia normal teórica<sup>(6)</sup> Fig. 4.1. (u).

La viscosidad depende principalmente de la composición de los hidrocarburos. En ésta figura se observa que los valores se agrupan; tal comportamiento y el de gráficas anteriores (Figs. 4.8, 4.13 y 4.18) hace pensar que las mezclas analizadas de este campo son las mismas o muy parecidas.

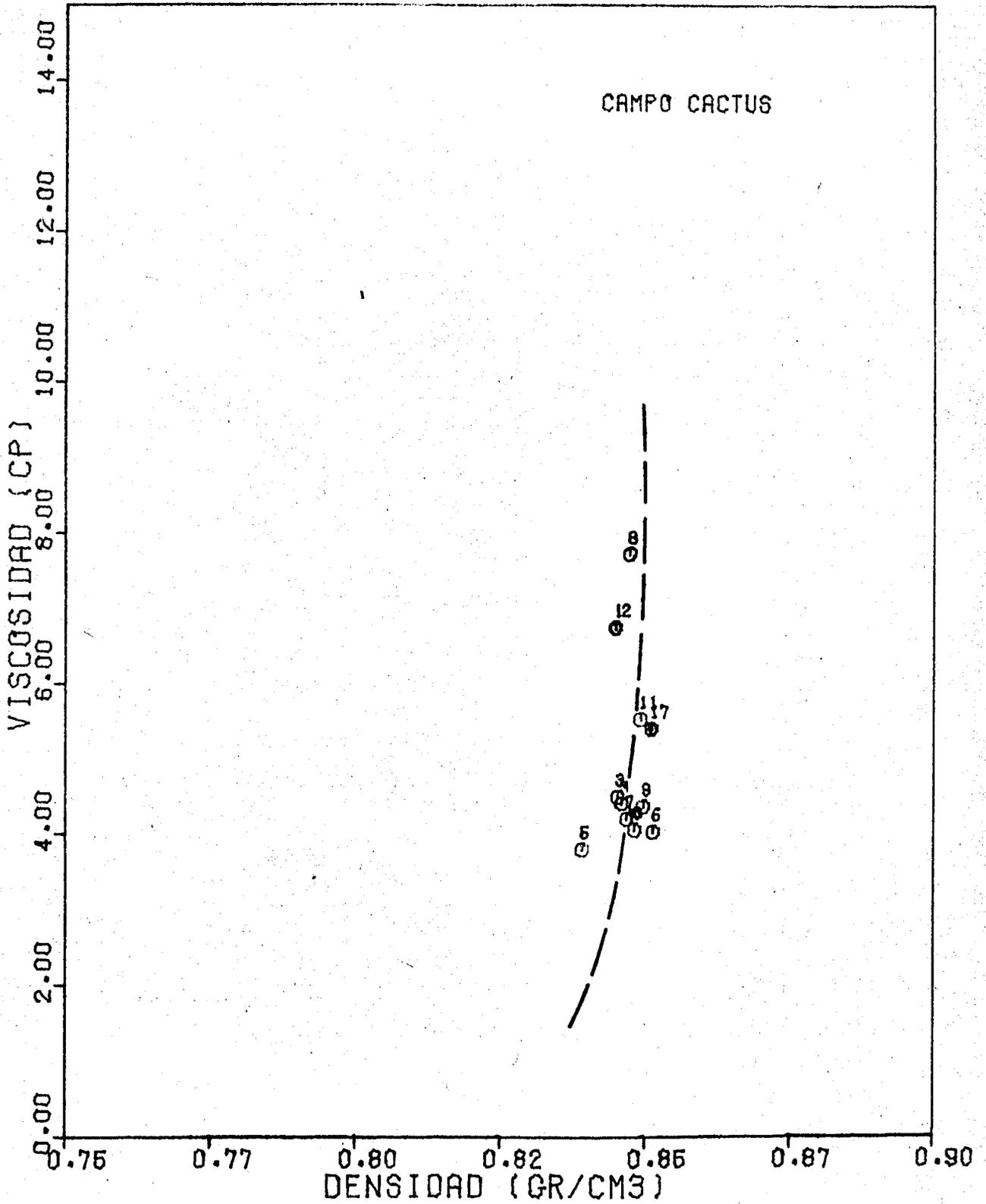


FIG. NO. 4.24: DENSIDAD A CS VS VISCOSIDAD A CS

Solo los puntos 5, 8 y 12 se desajustan ligeramente, el punto 5 muevamente se manifiesta como poco representativo, los puntos 8 y 12 (Cactus Nos. 45 y 103) pertenecen al yacimiento inferior.

#### 4.4. Correlaciones Establecidas para las Estructuras Samaria Cunduacán y Sitio Grande.

##### 4.4.1. Campos Samaria-Cunduacán.

En la Fig. 4.25 se muestra un plano de los Campos Cunduacán, Samaria, Oxiacaque e Iride (Complejo A.J.-Bernúdez) en la cual se señalan los pozos que tienen análisis PVT realizado actualmente; en la Tabla 4.2. se enlistan todos los datos utilizados.

En forma similar a como se analizaron las gráficas del campo Cactus (Figs. 4.4. a 4.24), se presentan a continuación las gráficas de los Campos Cunduacán y Samaria, Figs. 4.26 a 4.46, construídas con datos reales de los análisis PVT, utilizando los mismos parámetros correlacionados. En ellas no se hacen comentarios particulares, solo se señalan tendencias. En la mayoría de los casos, se tiene una buena correlación; en las que no es así se señala la tendencia teórica detaminada previamente (Fig. 4.1).

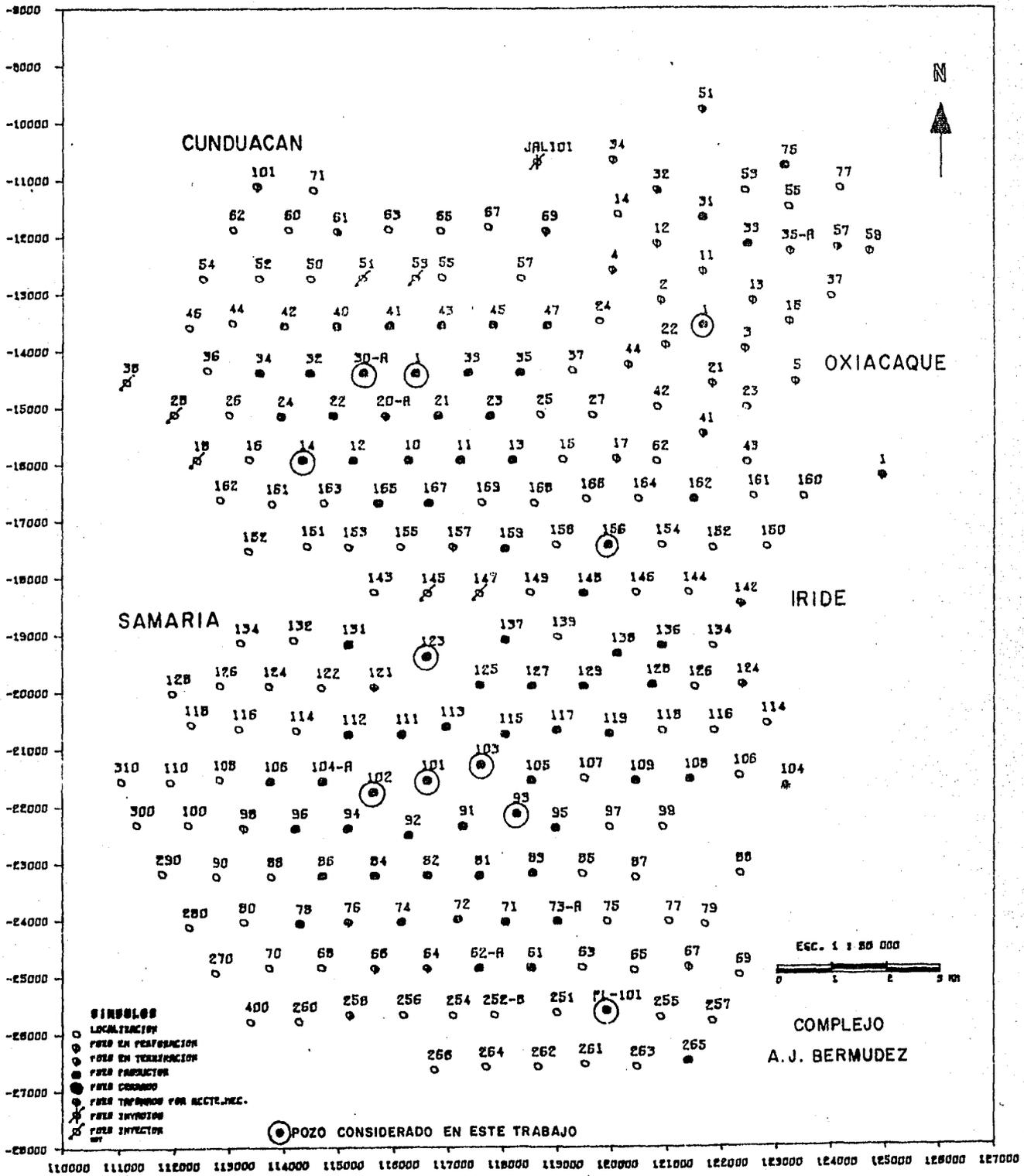


FIG. 425.- PLANO DE LOCALIZACION DE LOS POZOS CON ANALISIS PVT.

TABLA 4.2.- PRINCIPALES DATOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS EN LOS CAMPOS CONDUACAN Y SAMARIA.

\*\*\*\*\*

NUM	NOMBRE	PROF.	TY	PB	PFC	Bob	Rsb	VISCPH	VISCCS	DENSPH	DENSCS	ACEITE	ANALI	MUEST	FORM
13	CONDUACAN 1	4026.5	124.0	336.0	485.6	1.9552	211.81	.2500	18.1200	.5539	.8817	1	1	1	2
14	CONDUACAN 14	4302.7	136.0	276.0	385.6	1.7652	201.00	.4700	15.2200	.6578	.8846	1	1	1	2
15	CONDUACAN 30	4229.8	126.0	336.8	496.8	1.8453	251.10	.3337	13.2185	.6236	.8793	1	1	1	2
19	PLATANAL 101	4858.9	147.0	308.0	382.5	2.0725	263.23	.3200	7.2000	.5469	.8051	1	1	1	1
22	SAMARIA 93	4698.7	138.0	309.0	527.5	1.8307	242.00	.1809	11.3645	.6055	.8770	1	1	1	3
23	SAMARIA 101	4297.5	131.0	324.9	467.2	1.4316	265.20	.3000	10.2000	.6015	.8750	1	1	1	2
24	SAMARIA 102	4483.3	132.0	318.5	514.1	1.7727	227.50	.4045	15.3000	.6421	.8933	1	1	1	2
25	SAMARIA 103	4396.4	138.0	313.5	447.6	1.7489	223.30	.4098	16.4000	.6500	.8351	1	1	1	2
26	SAMARIA 123	4573.9	144.0	320.0	516.6	1.9582	257.50	.1580	7.2500	.5916	.8813	1	1	1	2

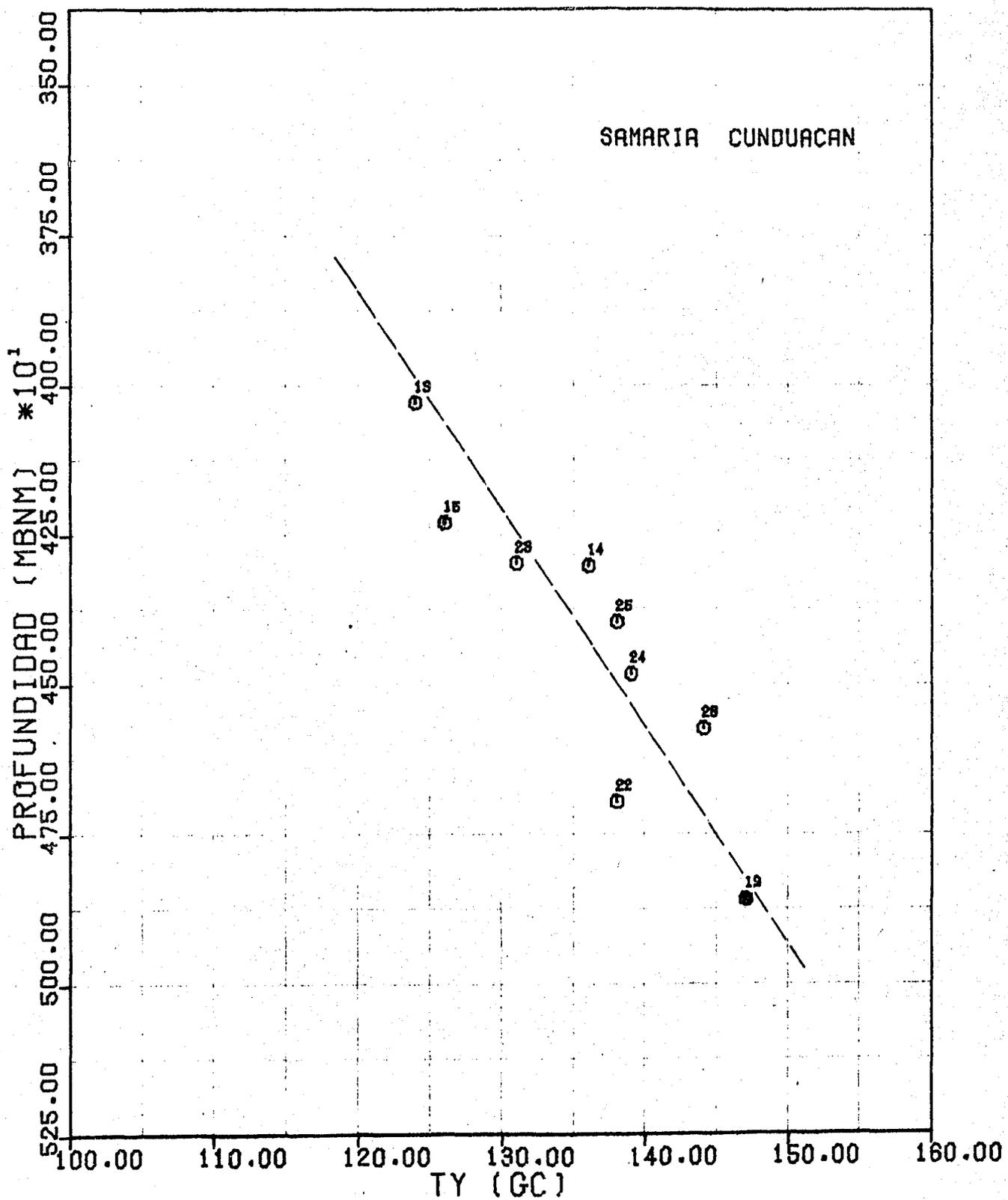


FIG. NO. 4.26-TEMPERATURA DE YACIMIENTO VS PROFUNDIDAD

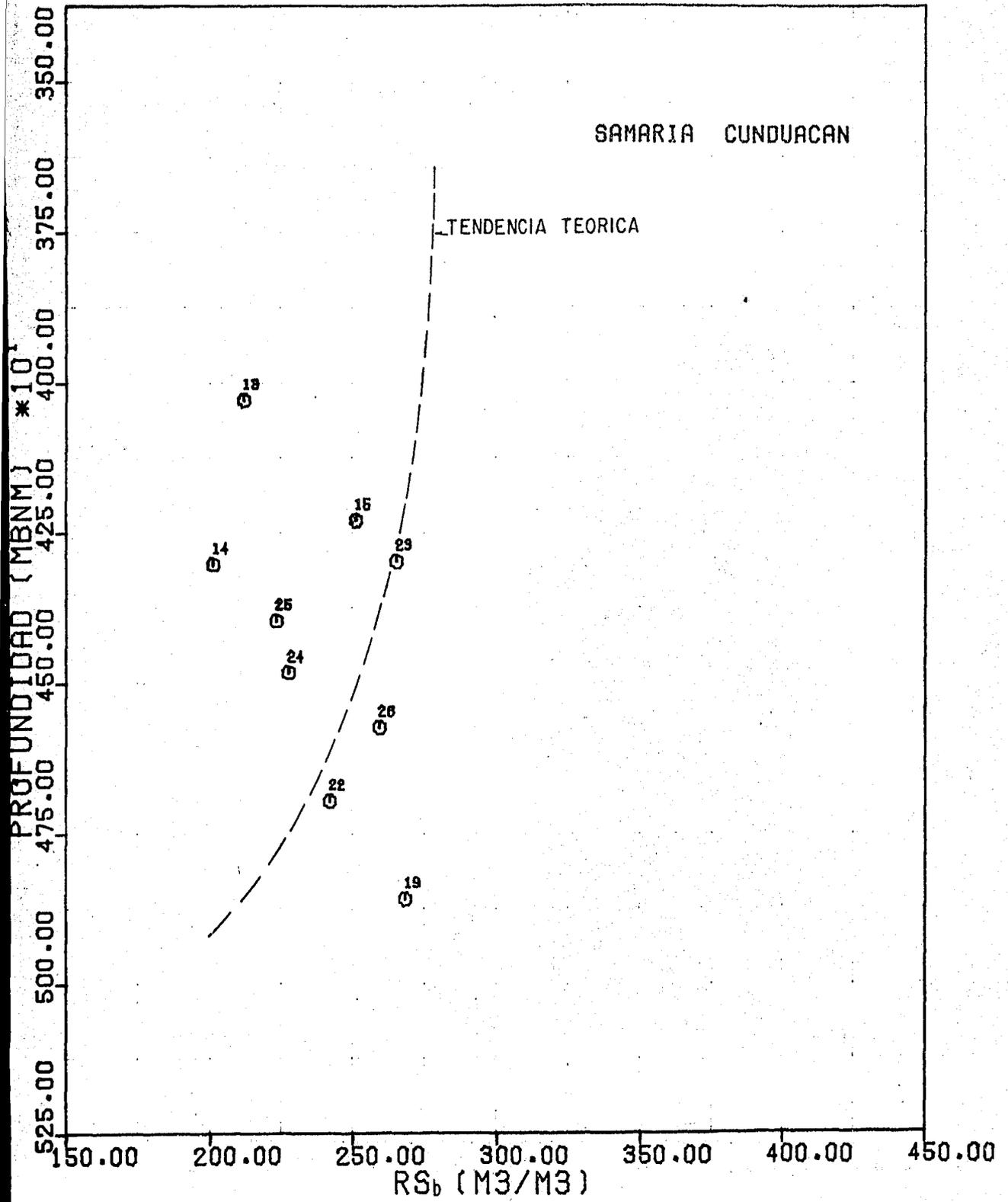


FIG. NO. 4.27.- RS<sub>b</sub> VS PROFUNDIDAD

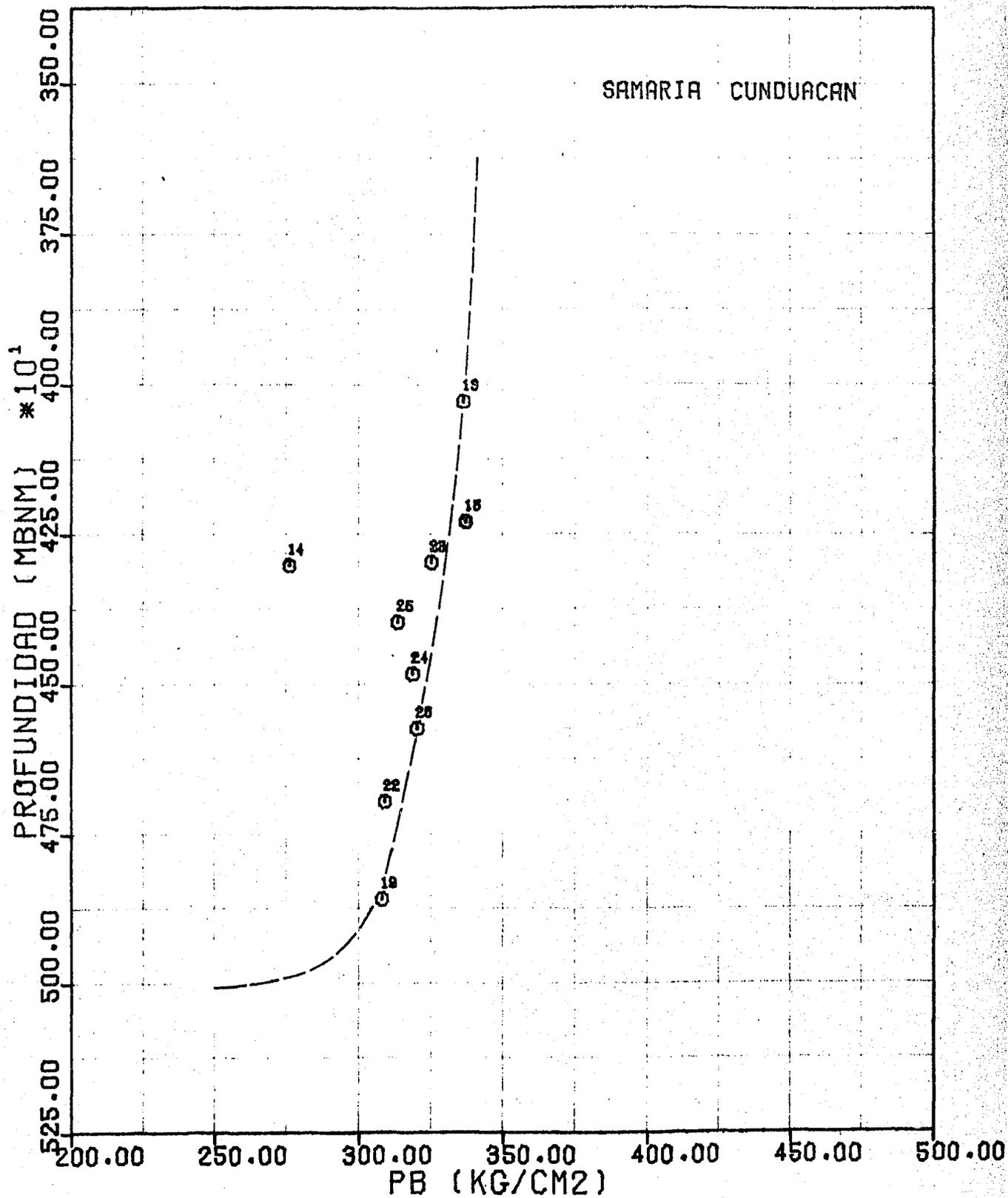


FIG. NO. 4.28- PRESION DE SATURACION VS PROFUNDIDAD

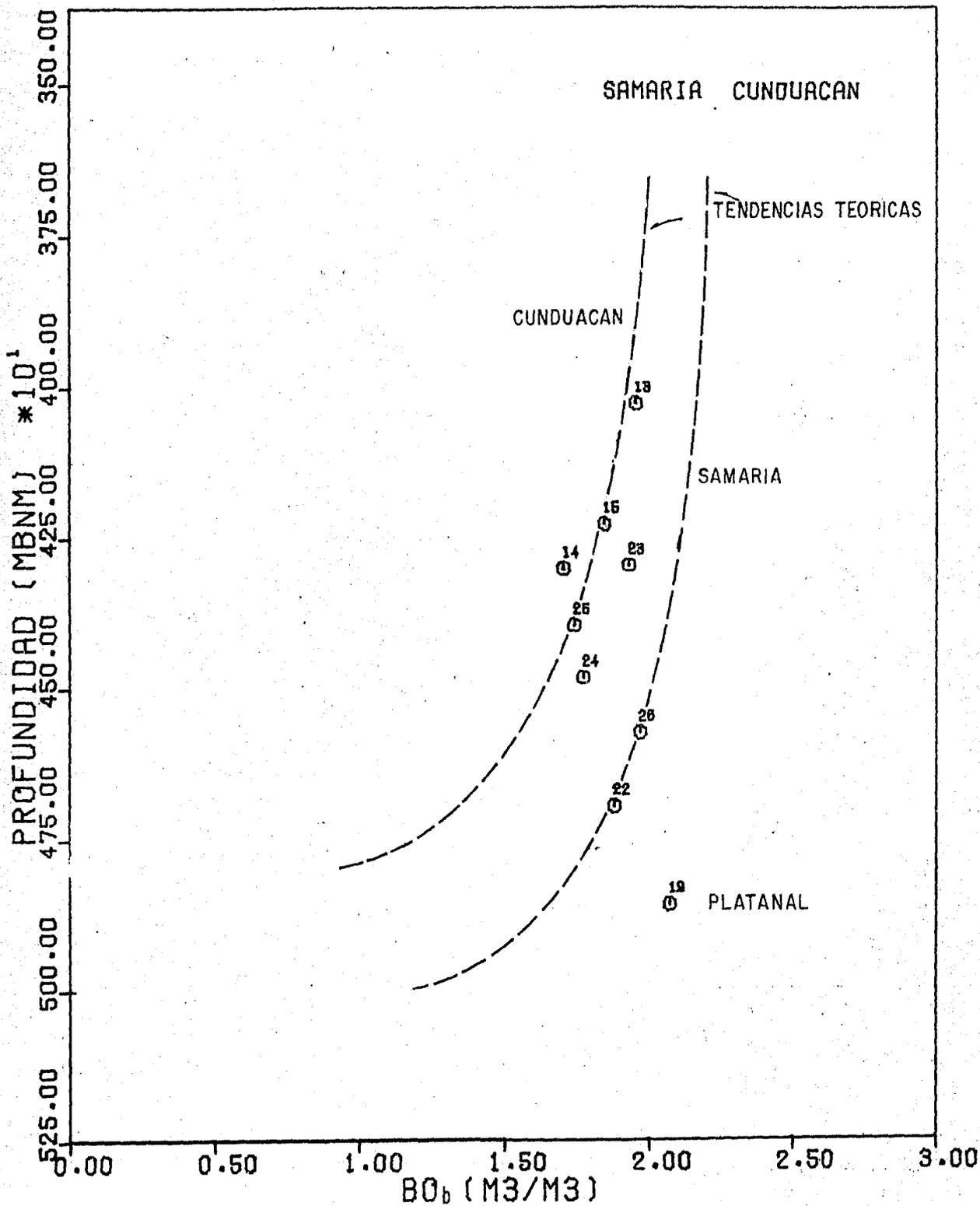


FIG. NO. 4.29.- FACTOR DE VOLUMEN VS PROFUNDIDAD

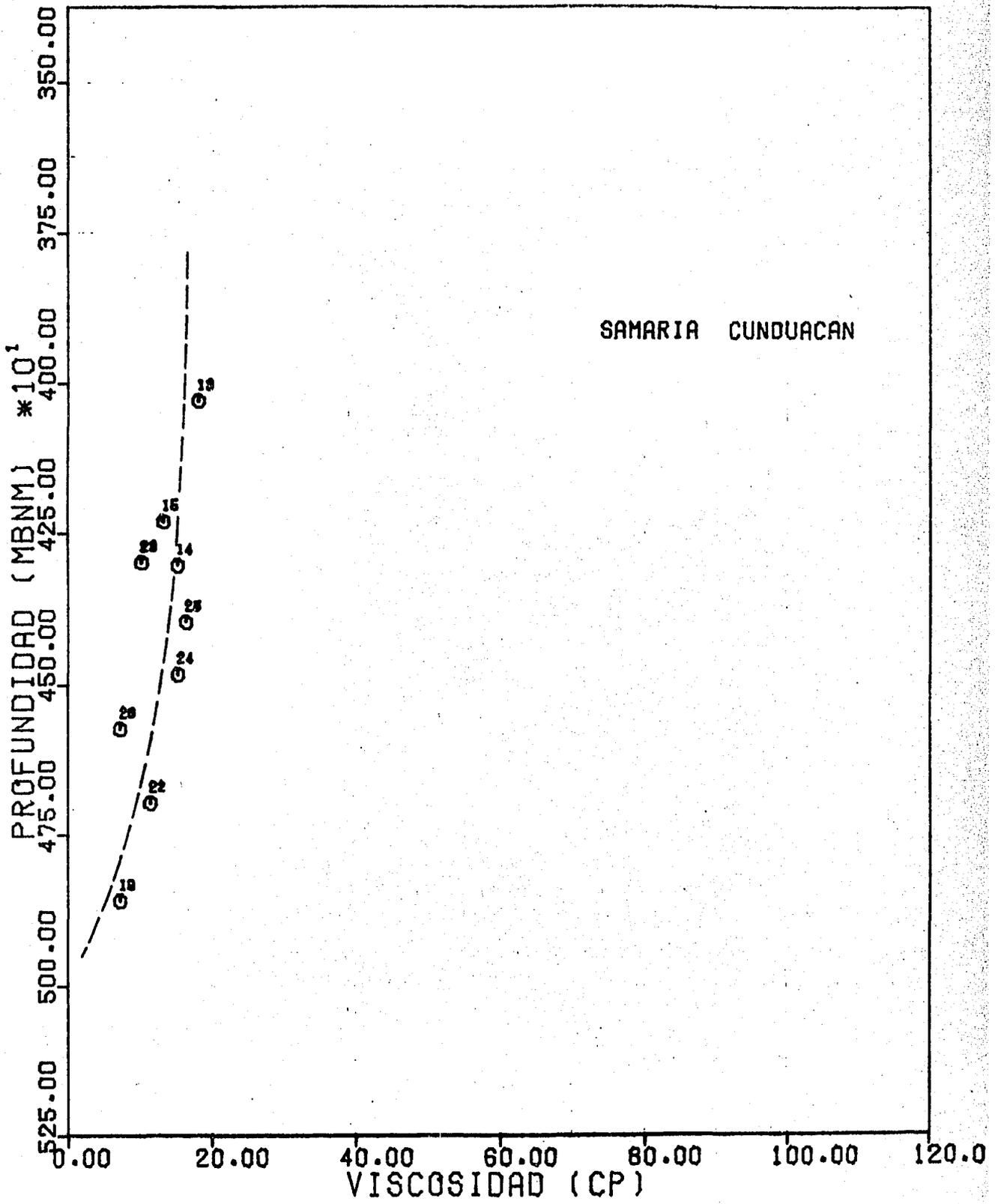


FIG. NO. 4.30.- VISCOSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

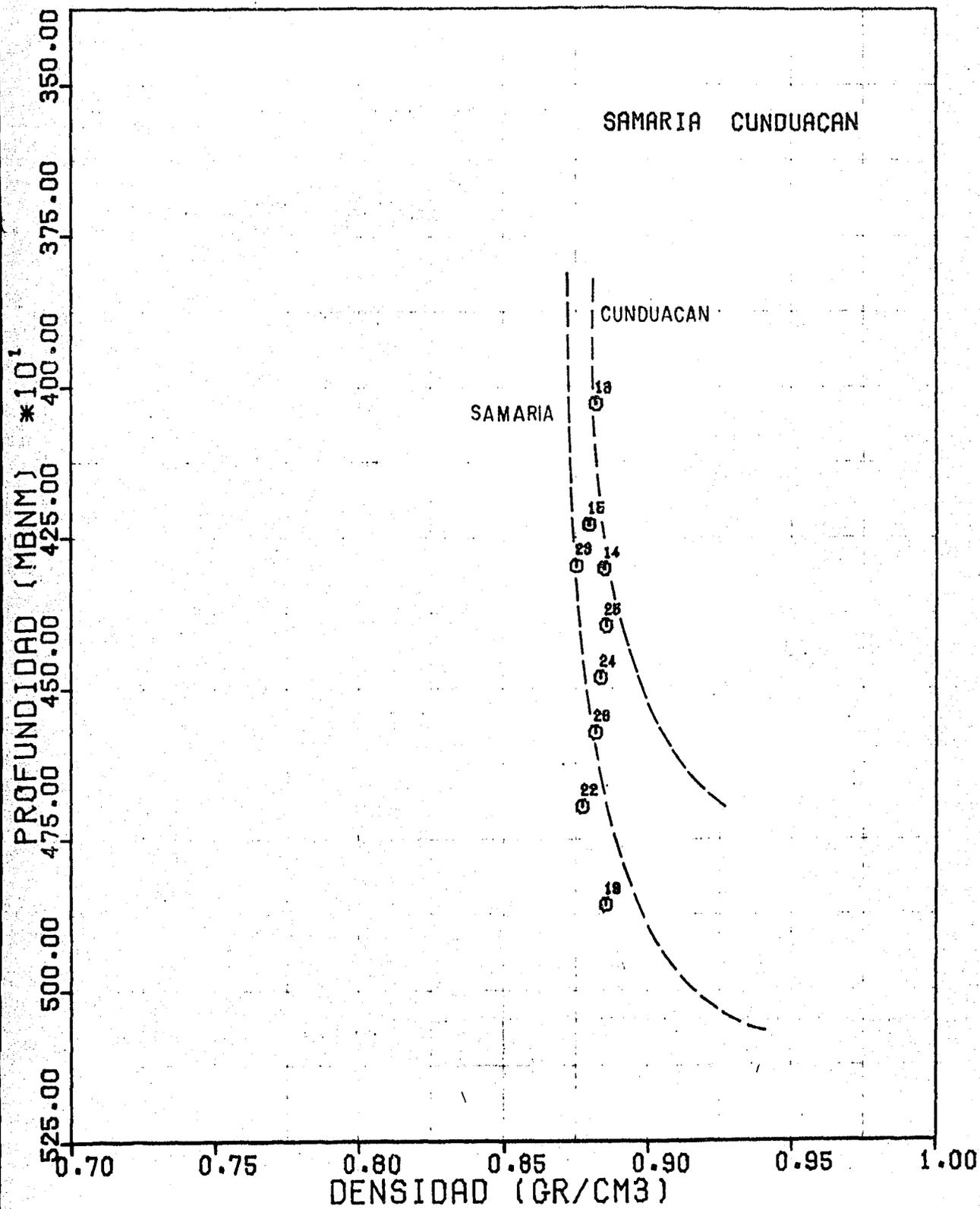


FIG. NO. 4.31- DENSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

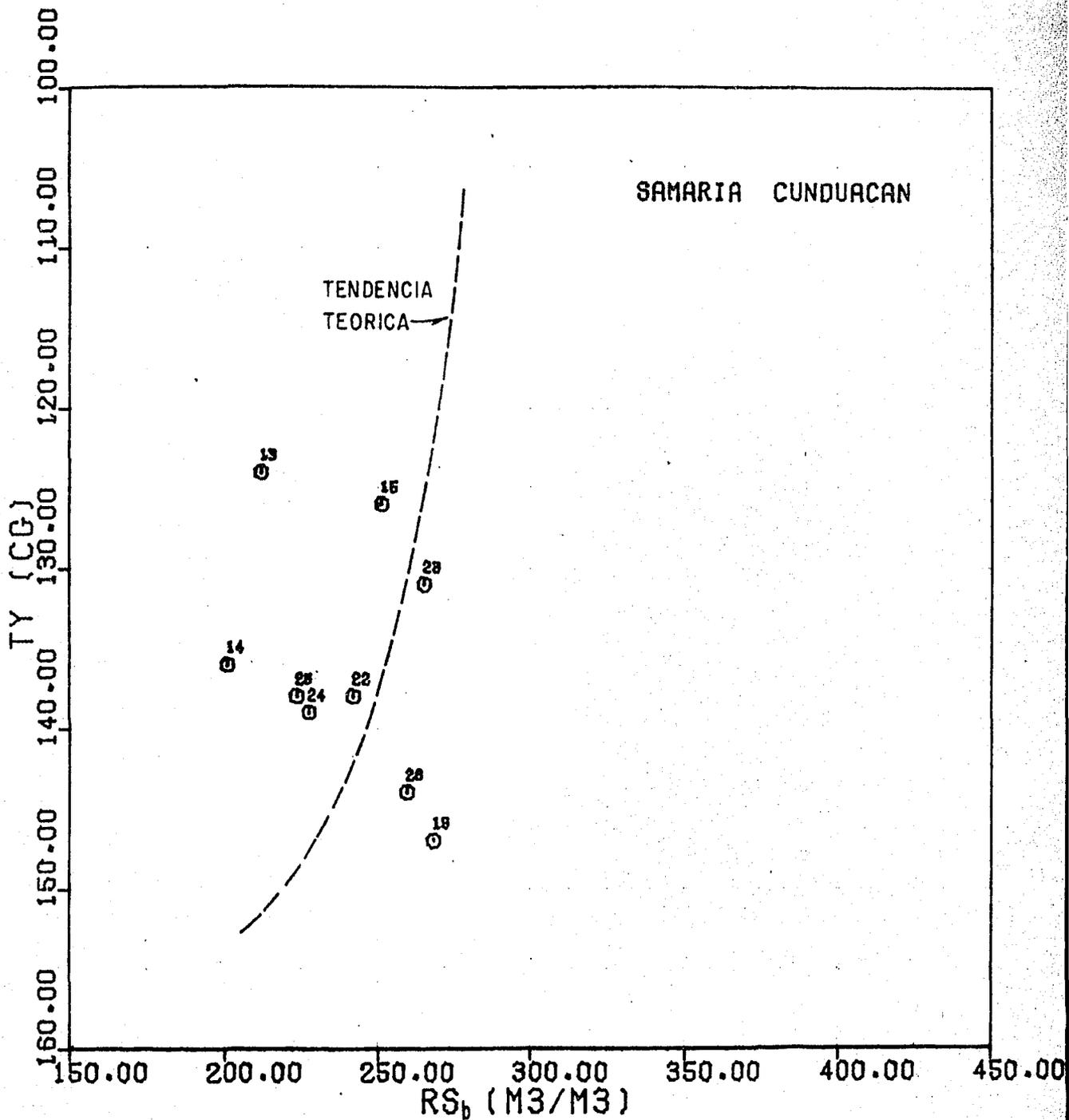


FIG. NO. 4.32.- RS<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

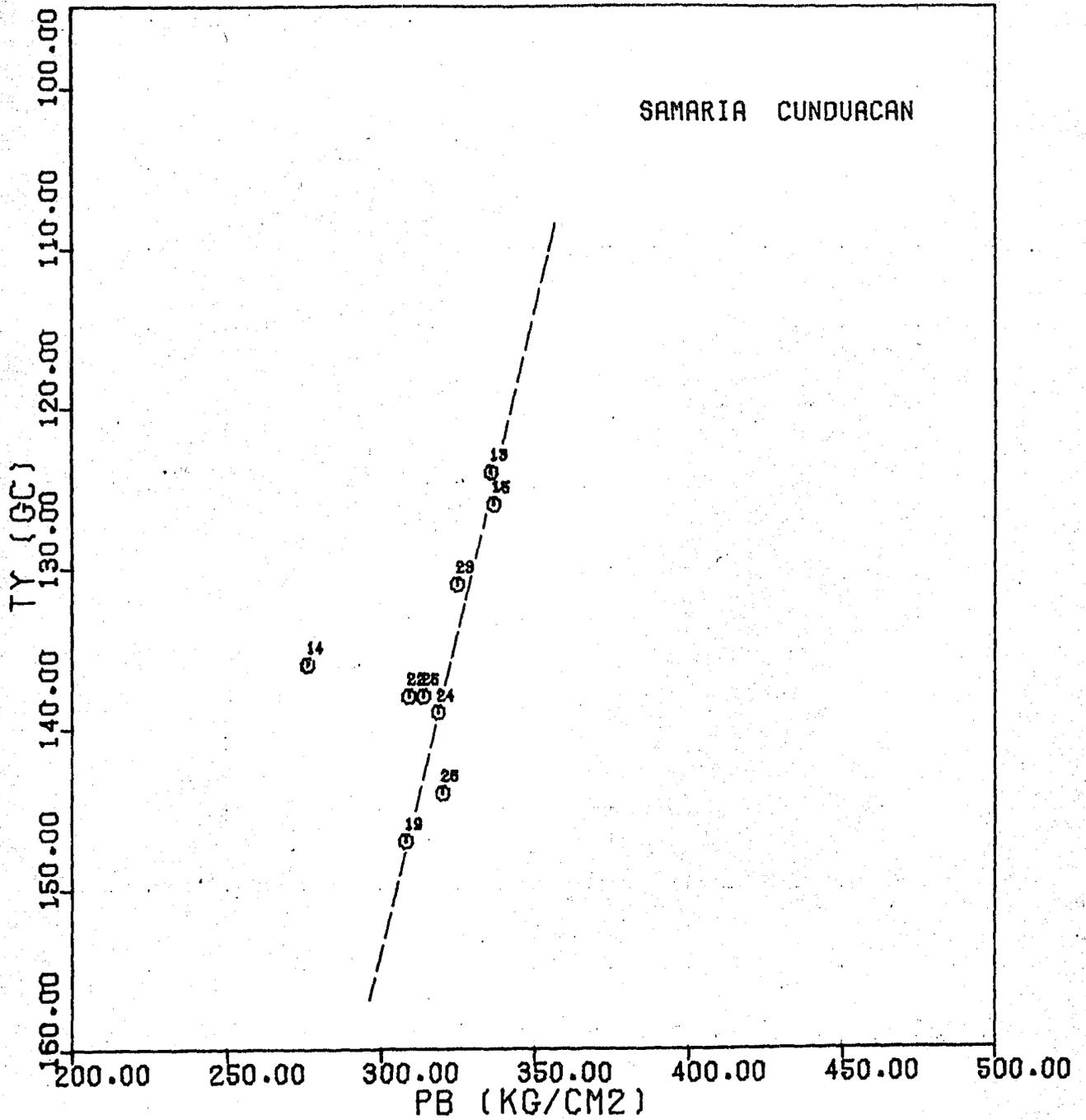


FIG. NO. 4.33.- PB VS TEMPERATURĂ DE YACIMIENTO

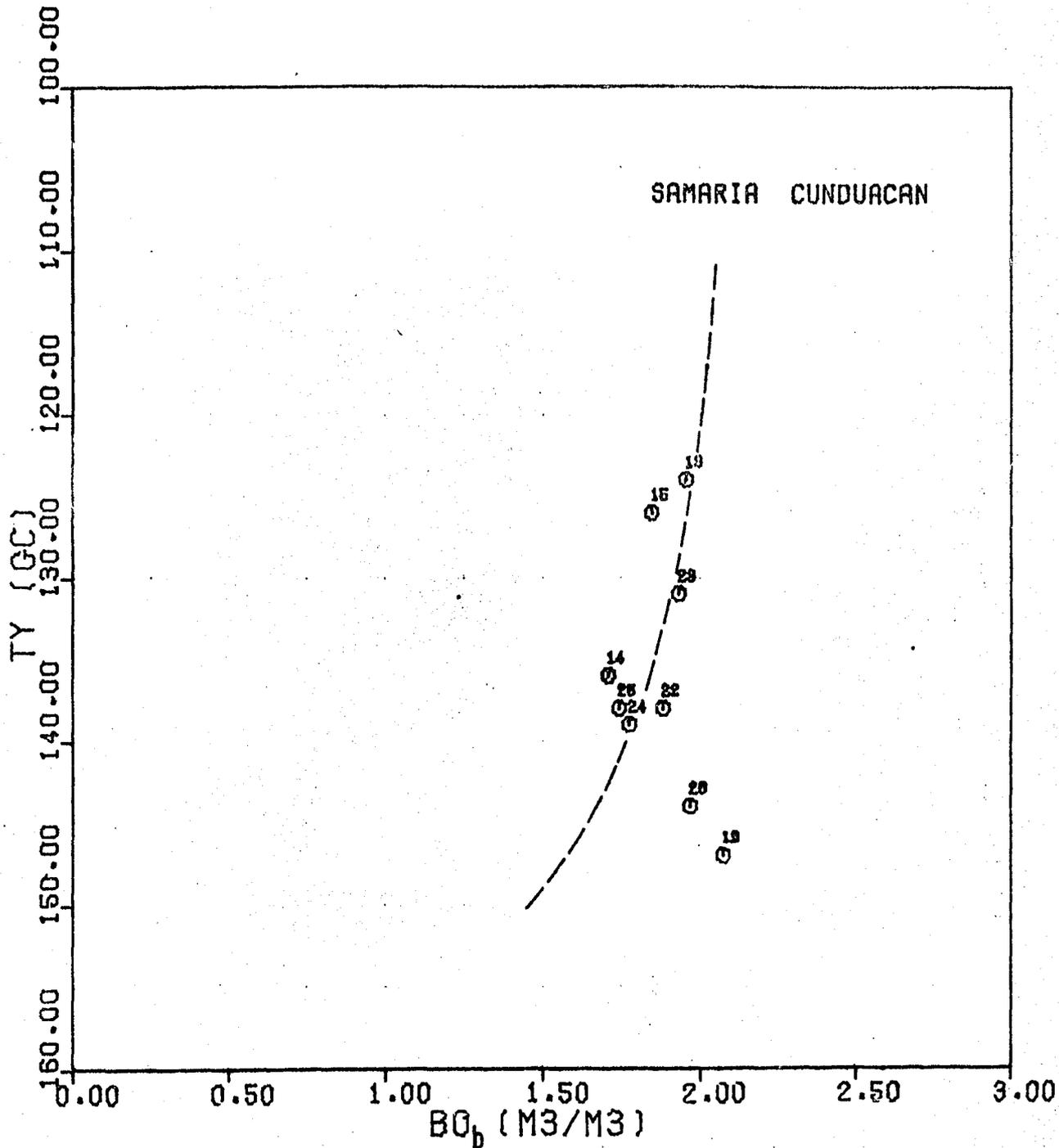


FIG. NO. 4.34.- BO<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

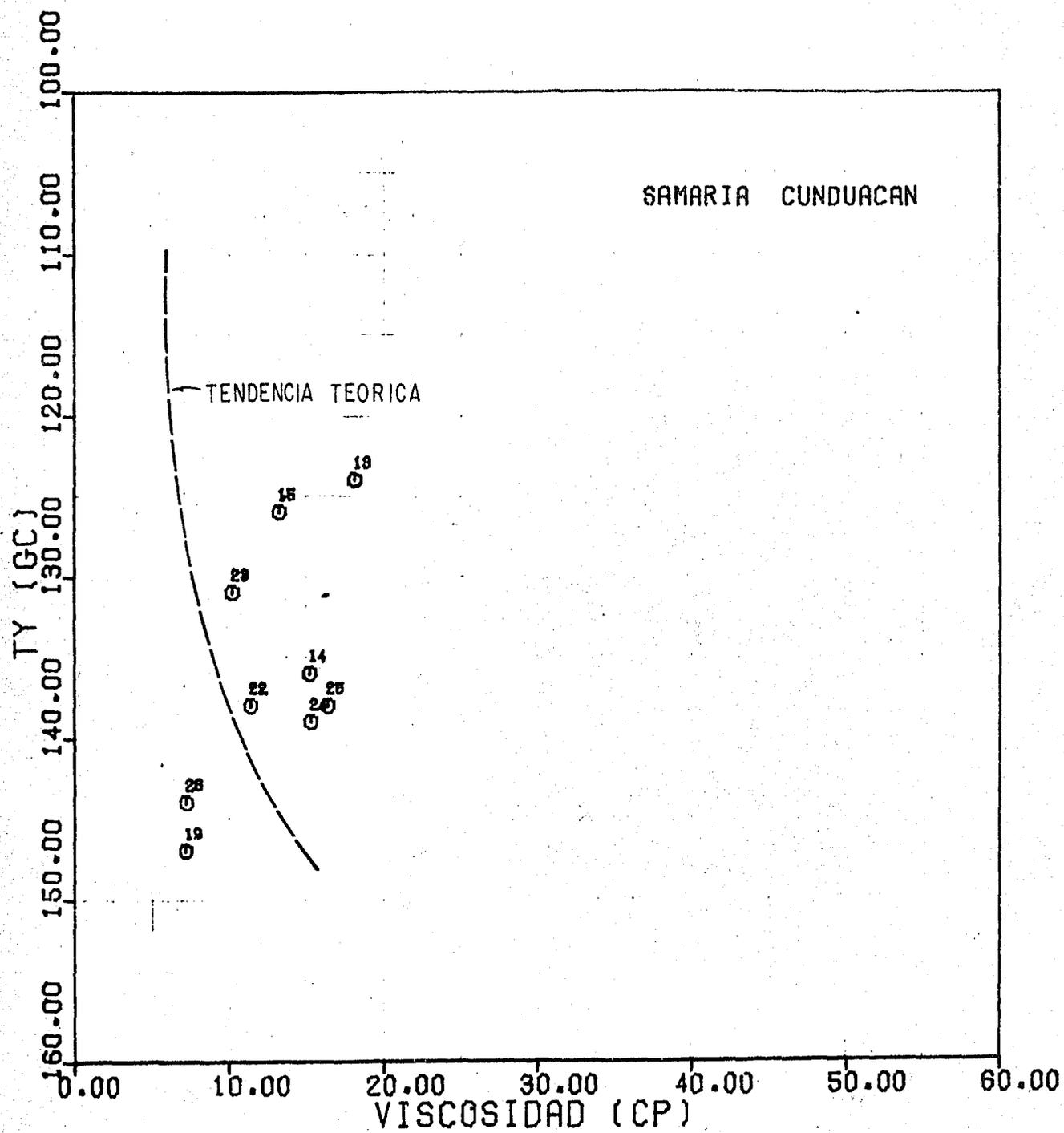


FIG. NO. 4.35.- VISCOSIDAD A CS VS TY

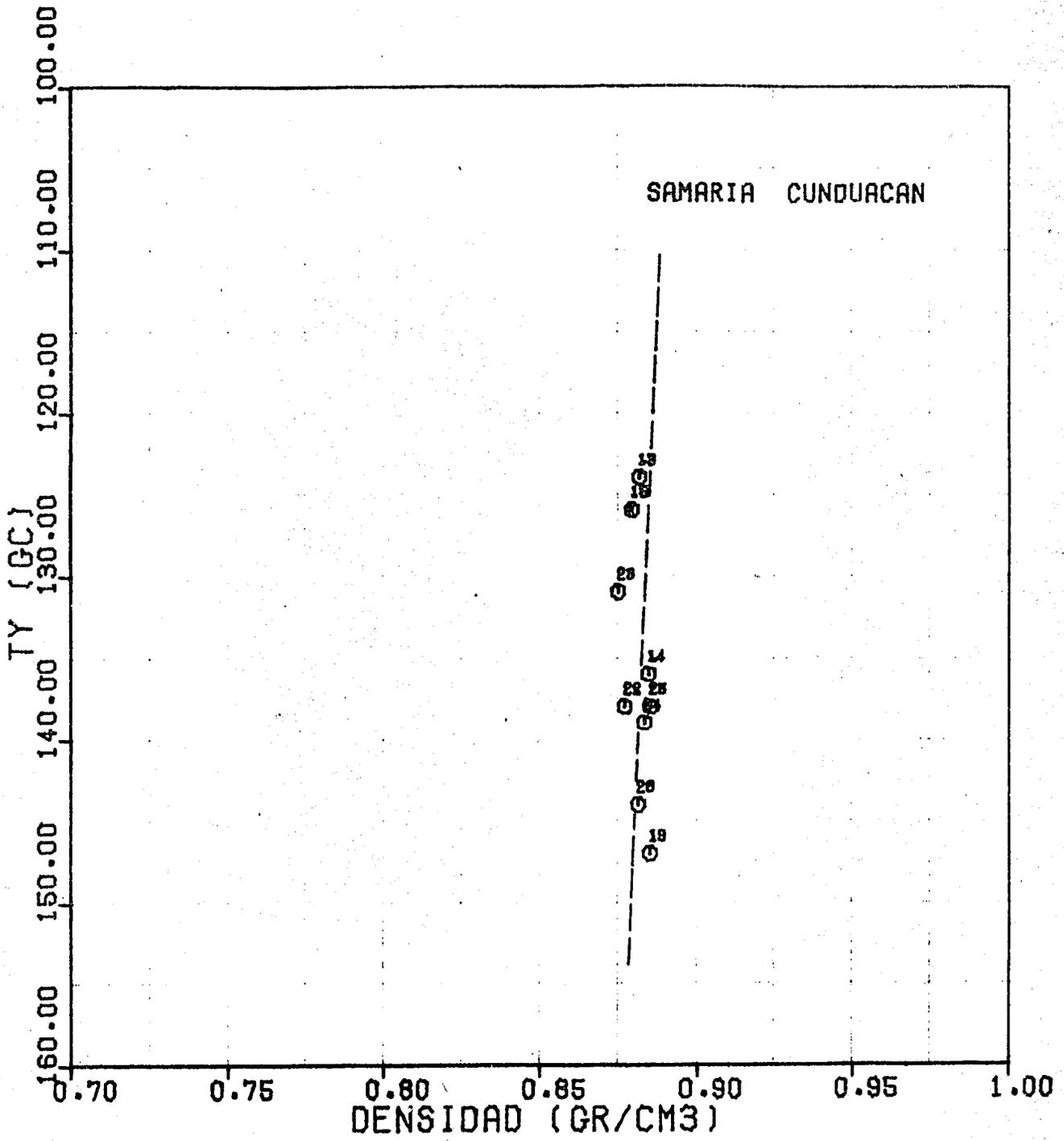


FIG. NO. 4.36- DENSIDAD A CS VS TY

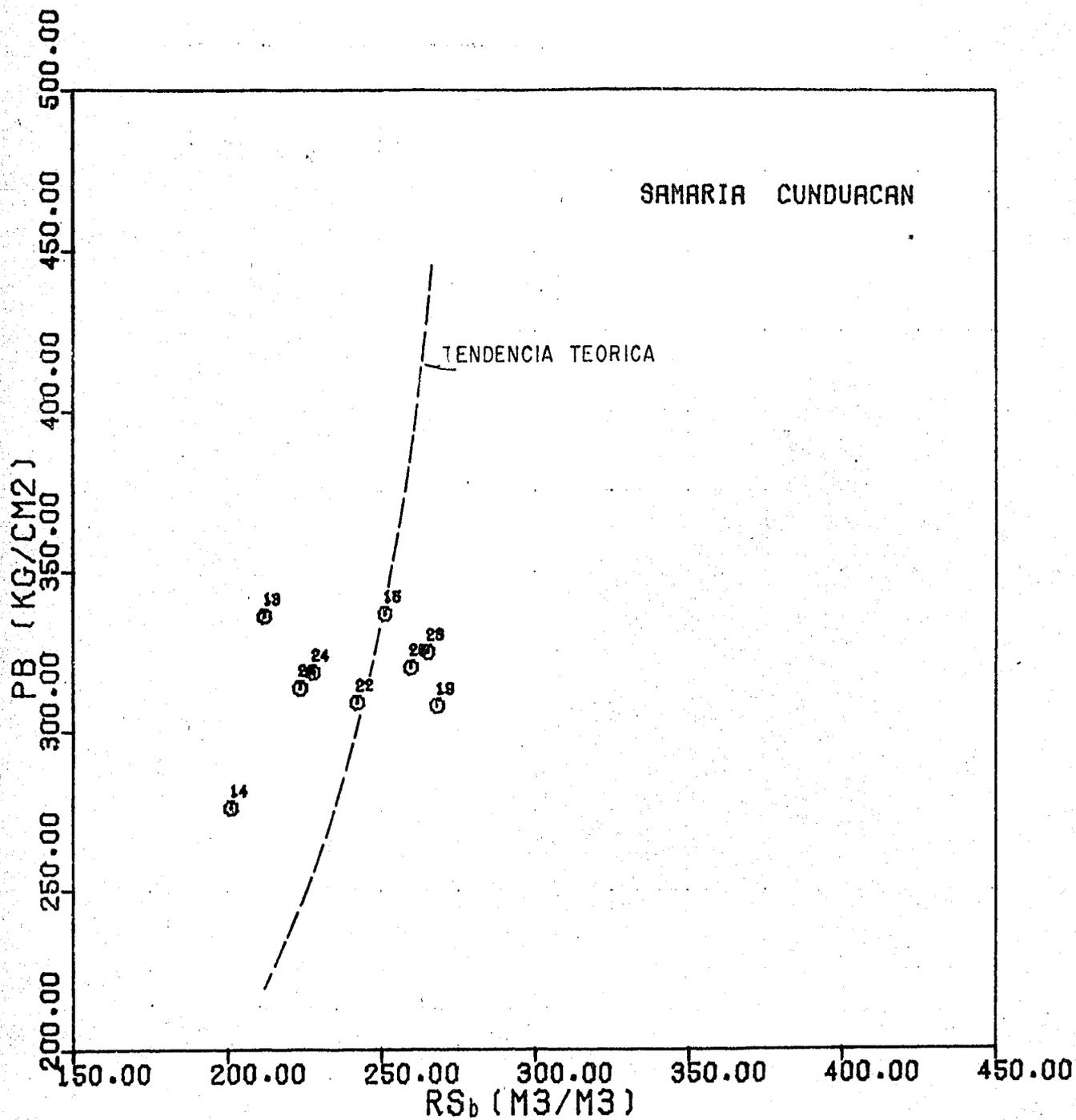


FIG. NO. 4.37-  $RS_b$  VS PRESION DE SATURACION

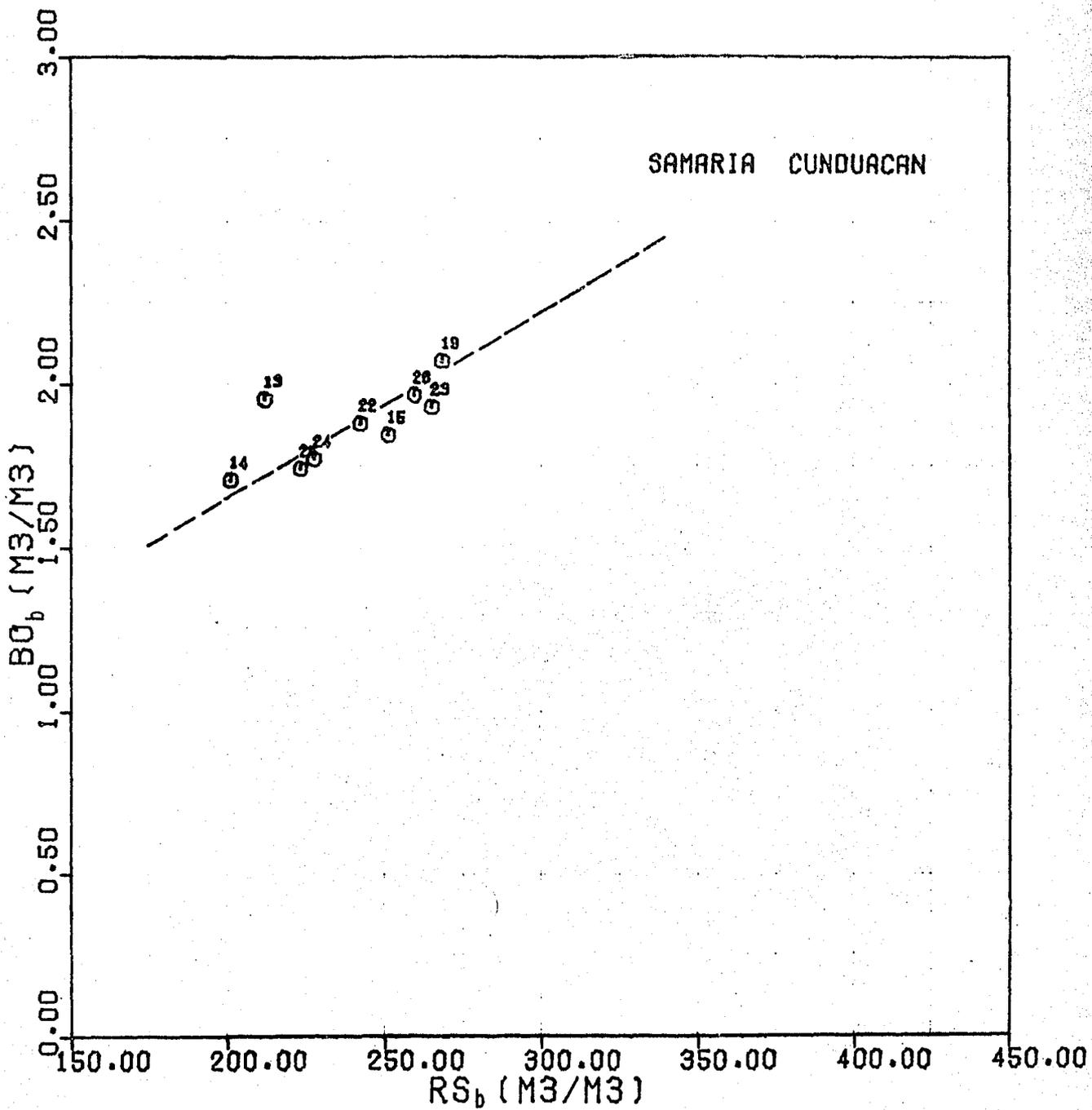


FIG. NO. 4.38.-  $RS_b$  VS FACTOR DE VOLUMEN

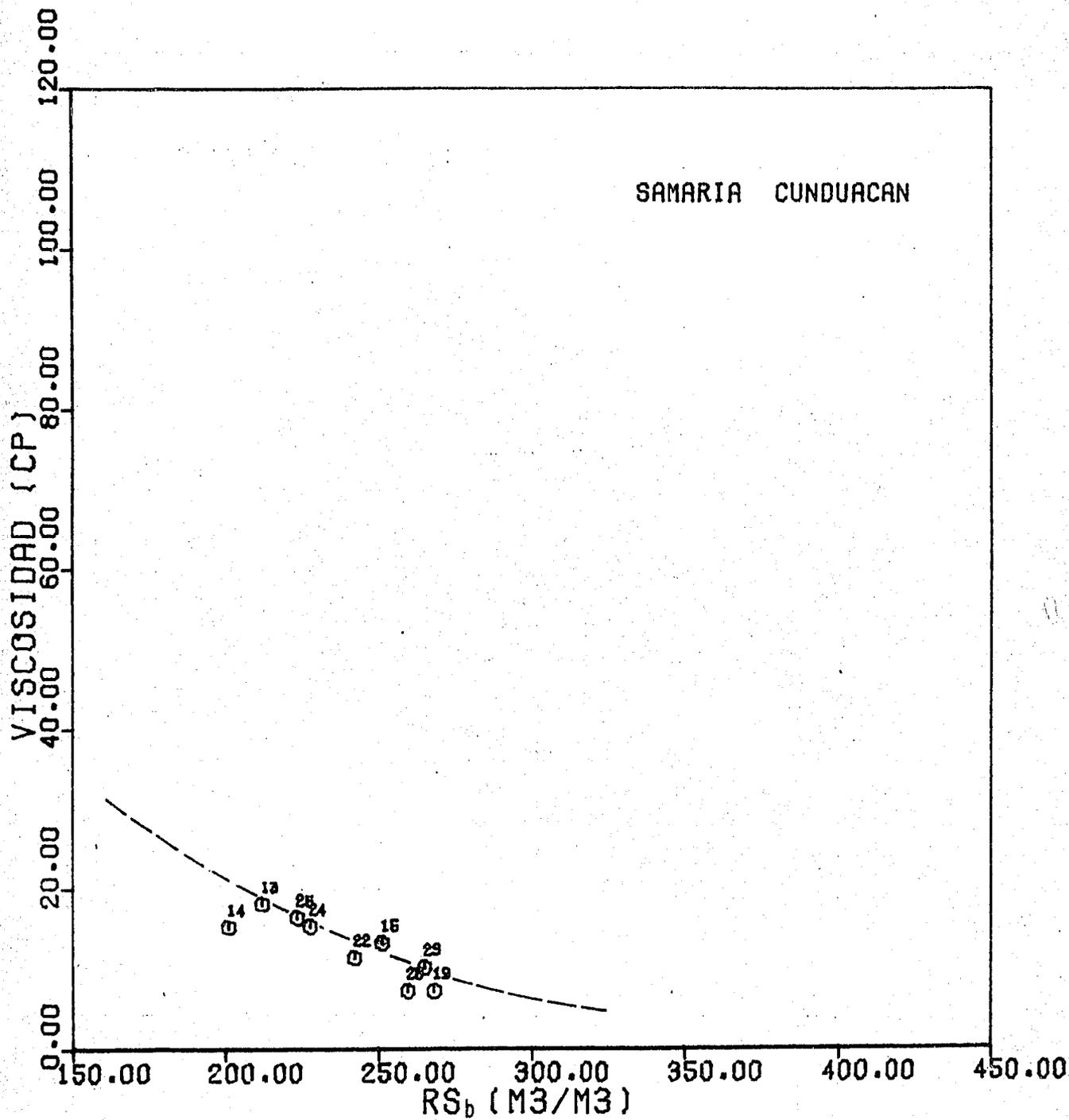


FIG. NO. 4.39.-  $RS_b$  VS VISCOSIDAD A CS

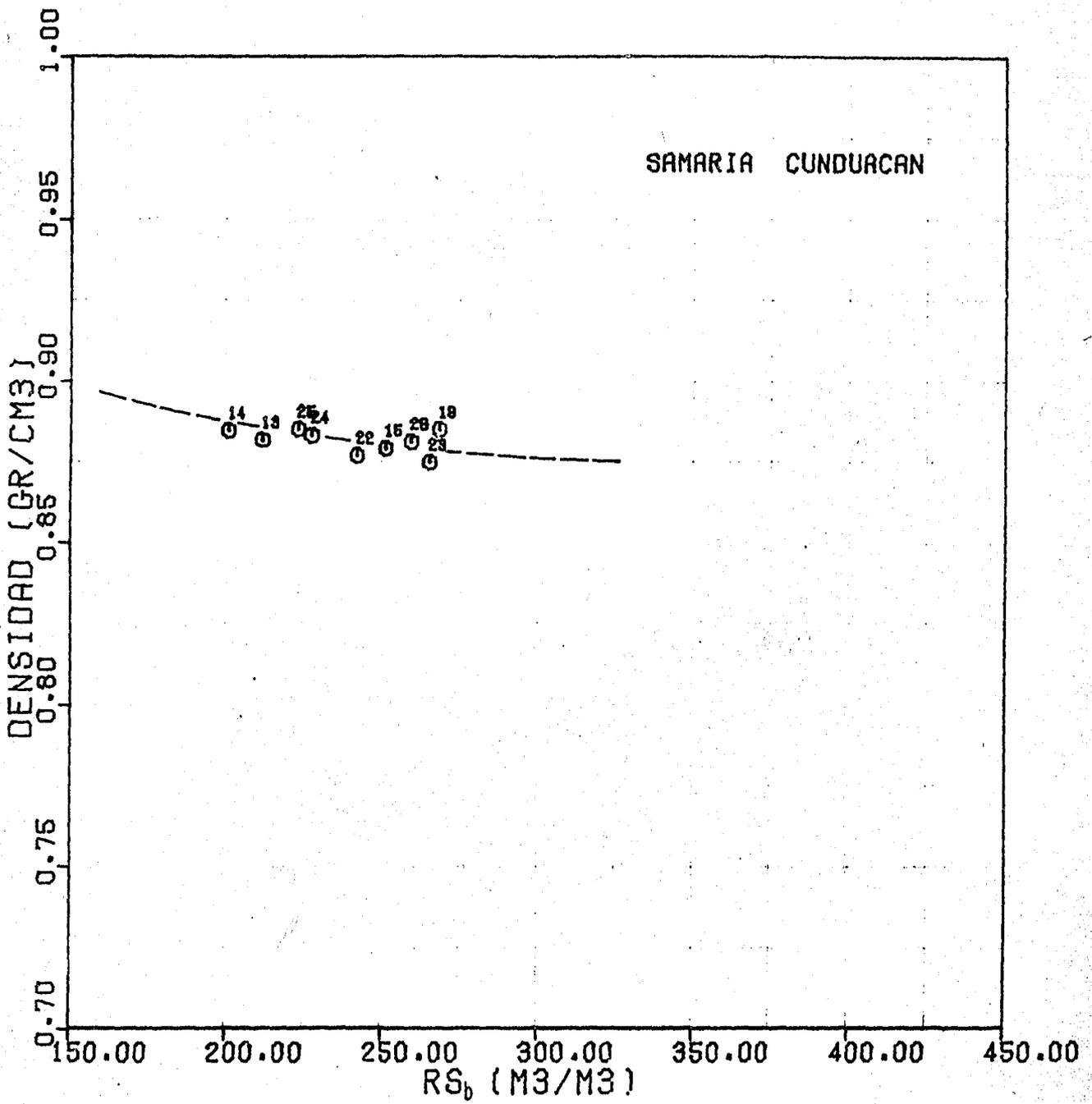


FIG. NO. 4.40-  $RS_b$  VS DENSIDAD A CS

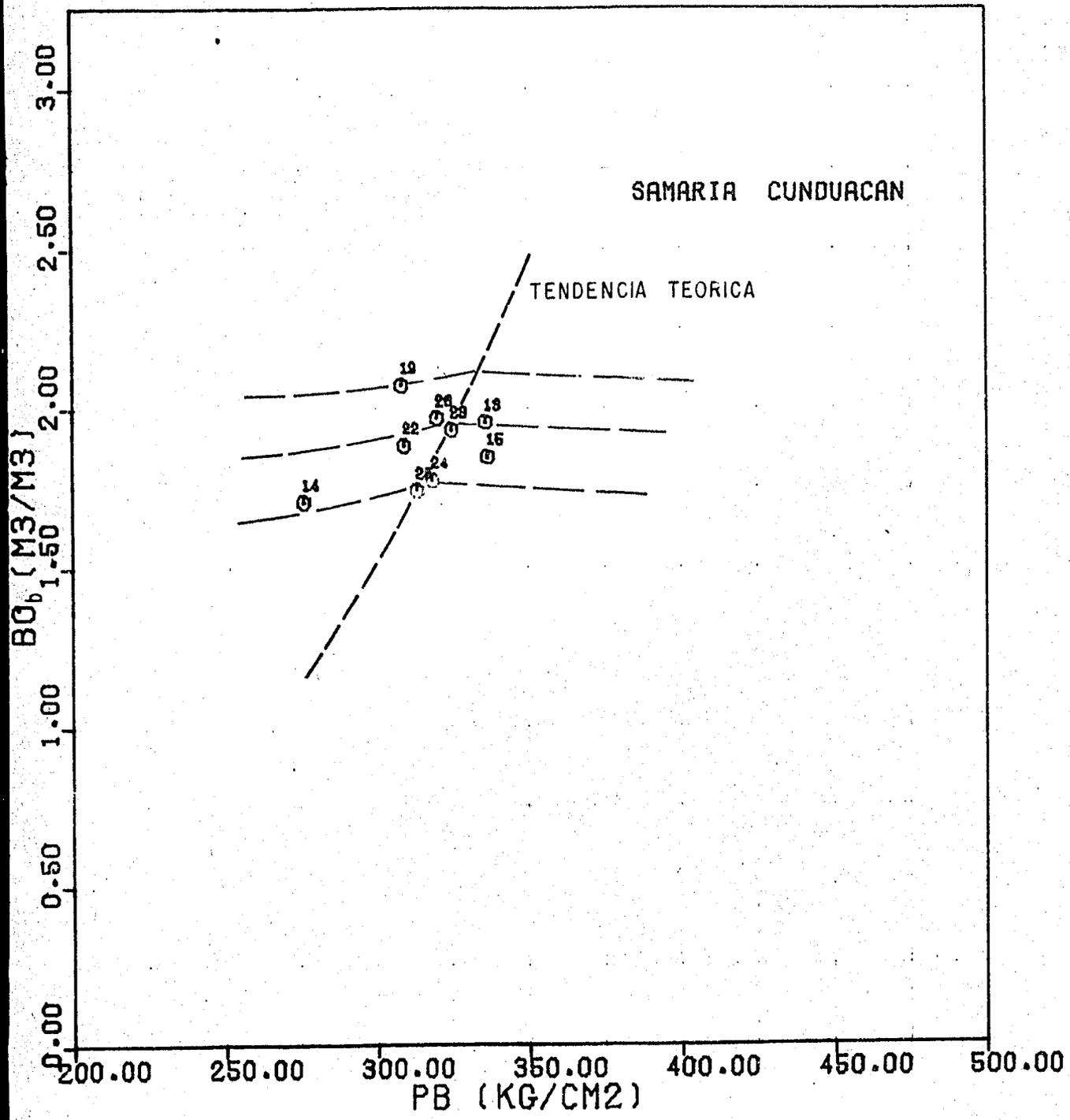


FIG. NO. 4.41- PRESION DE SATURACION VS BO<sub>b</sub>

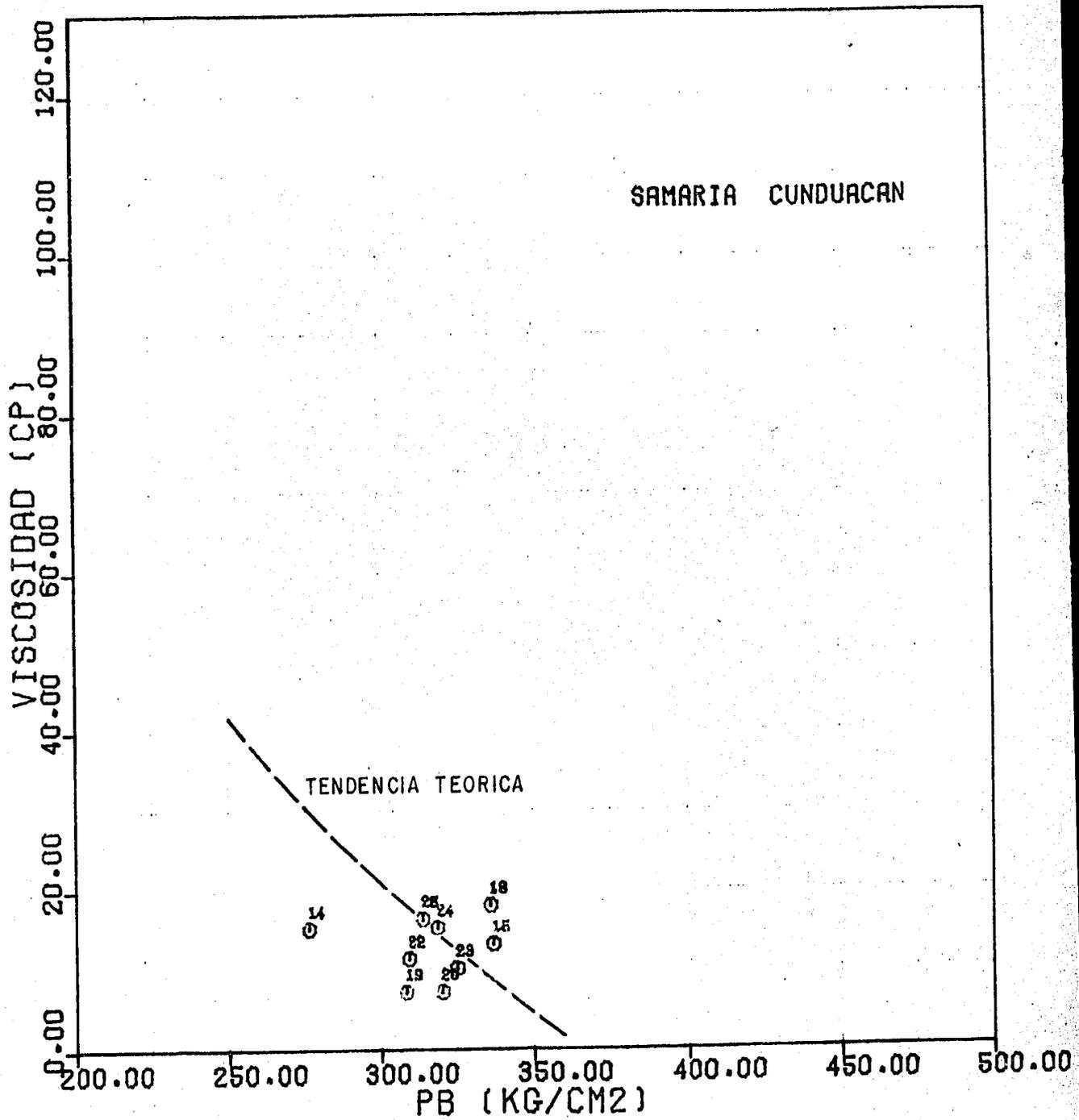


FIG. NO. 4.42- PRESION DE SATURACION VS VISCOSIDAD A CS

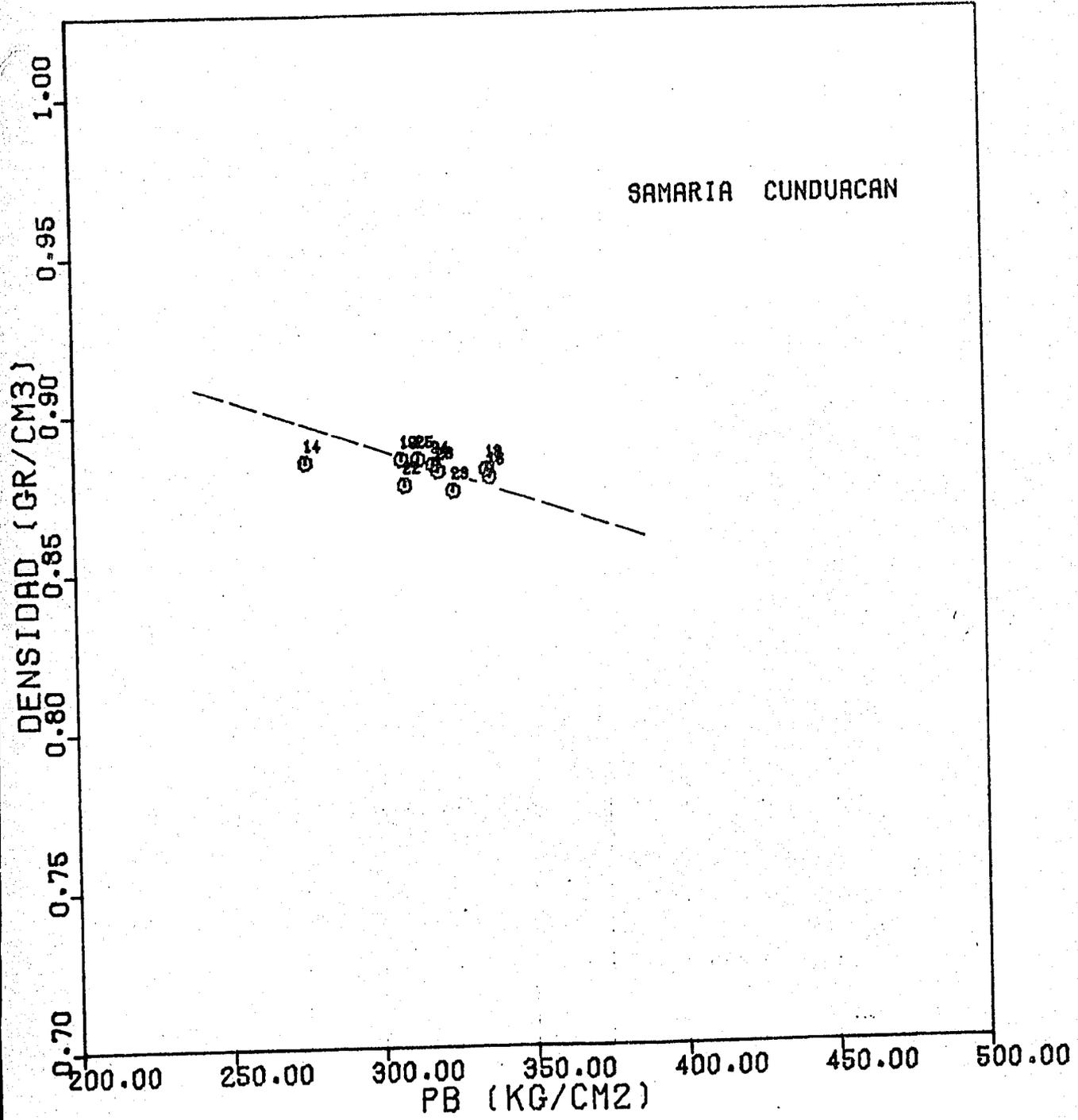


FIG. NO. 4.43.- PRESION DE SATURACION VS DENSIDAD A CS

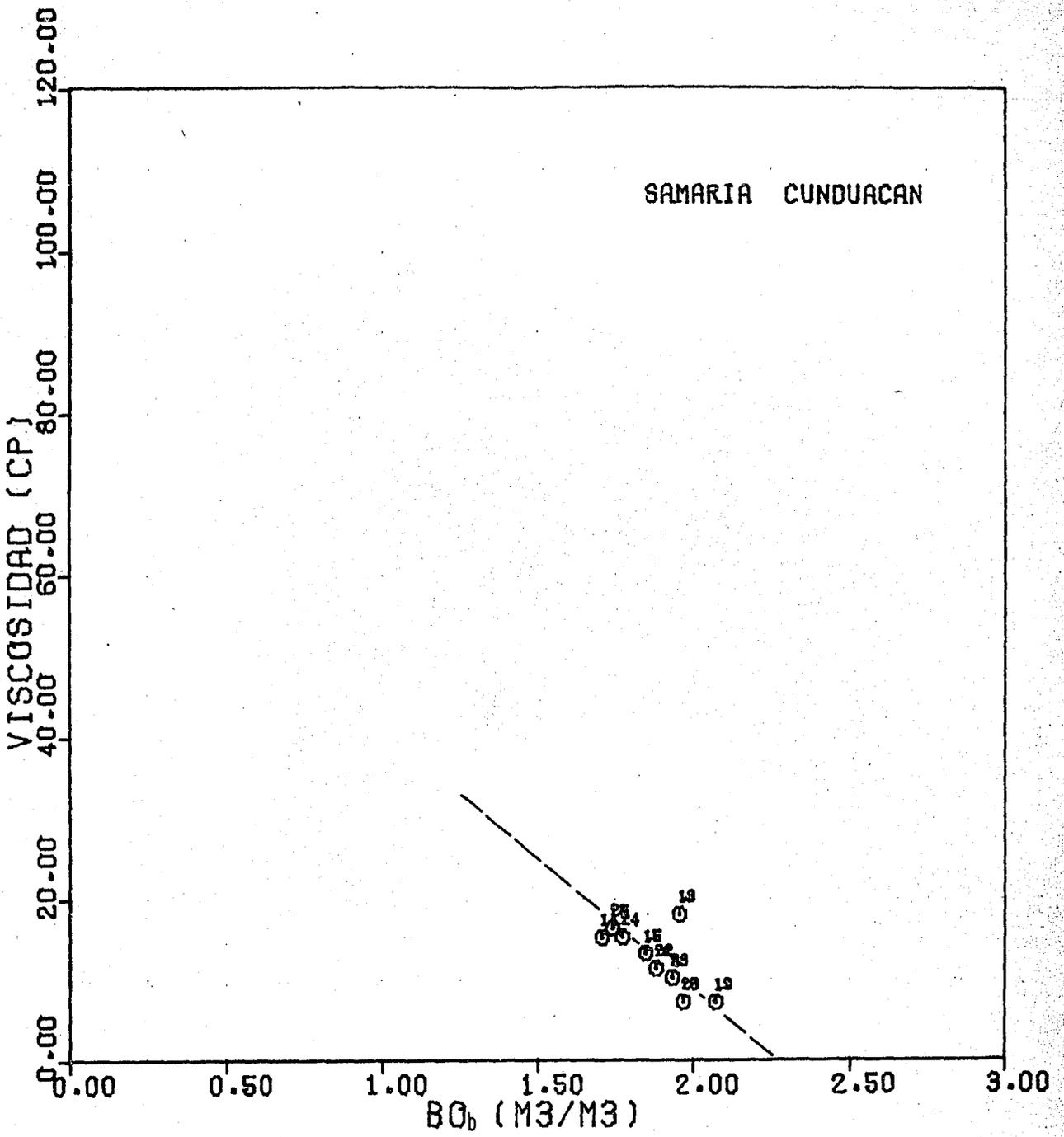


FIG. NO. 4.44- BO<sub>b</sub> VS VISCOSIDAD A CS

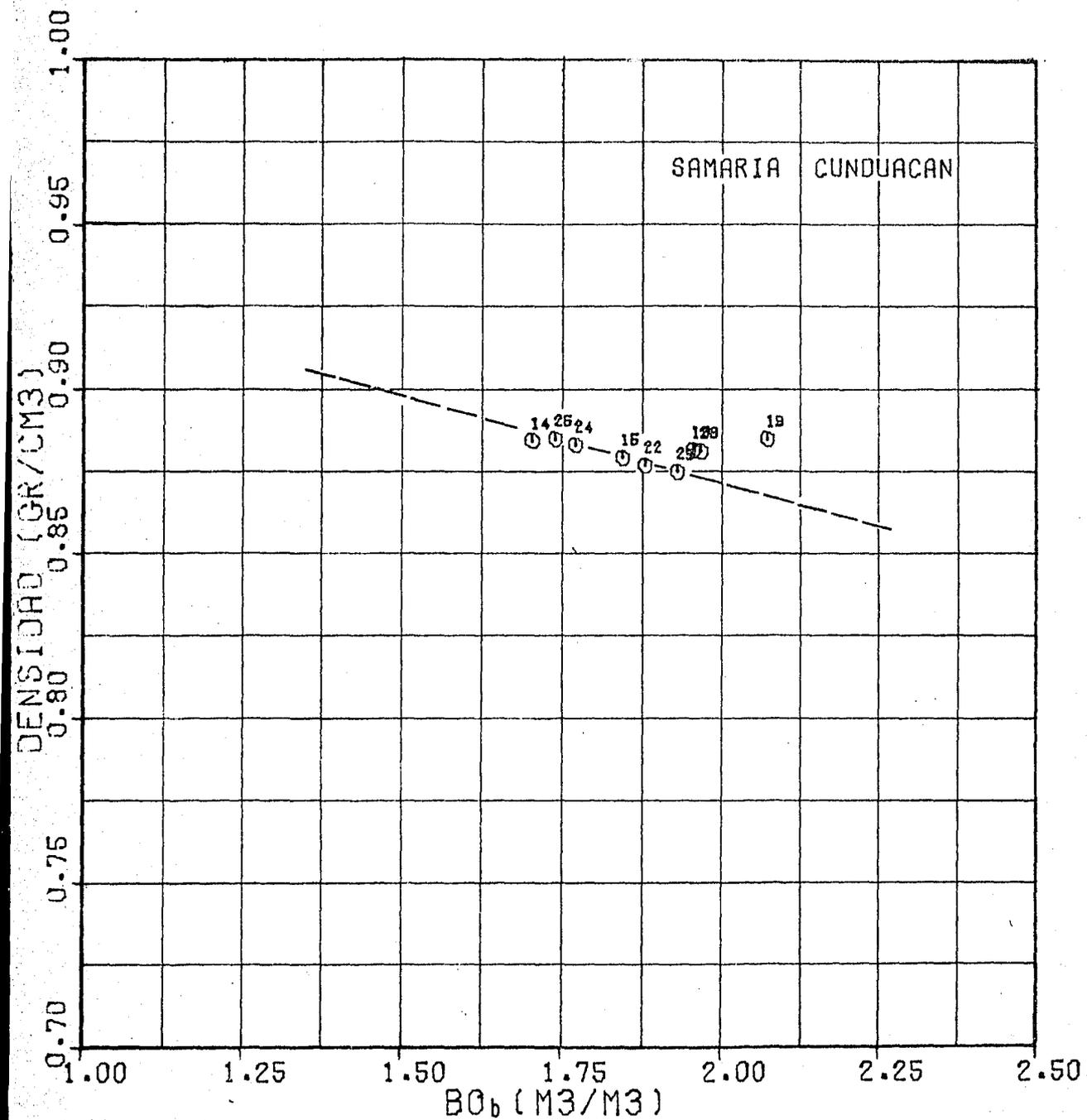


FIG. NO. 4.45.- BO VS DENSIDAD A CS

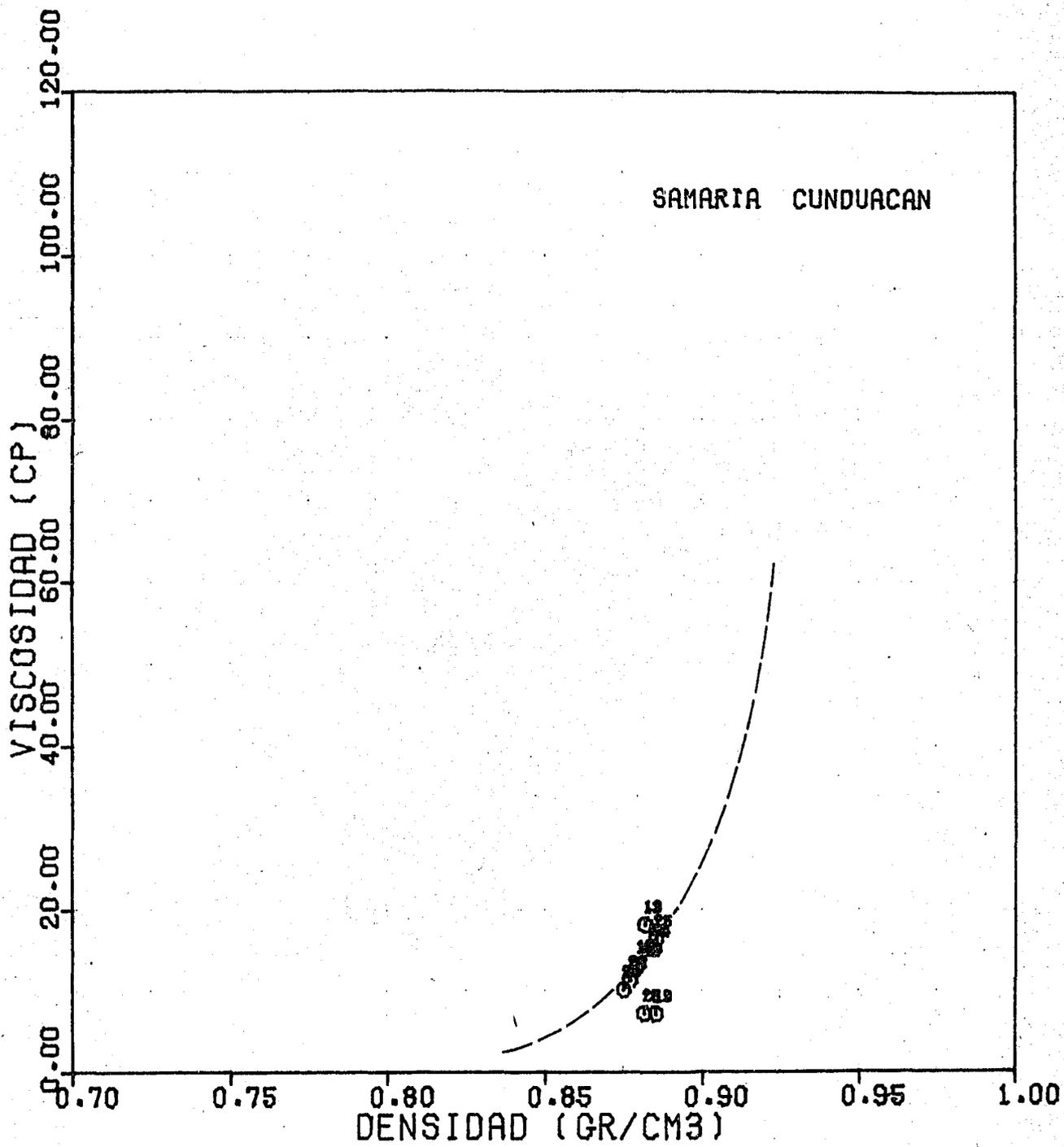


FIG. NO. 4.46- DENSIDAD A CS VS VISCOSIDAD A CS

#### 4.4.2. Campo Sitio Grande.

En la Fig. 4.47 se presenta un plano del campo Sitio Grande en el cual se señalan los pozos con análisis PVT elaborados actualmente y que se utilizaron en el presente trabajo. En la Tabla 4.3. se enlistan los datos graficados.

Las gráficas del campo Sitio Grande que se presentan , Figs. 4.48 a 4.68, fueron construídas en forma similar a las de los campos Cactus y Cunduacán-Samaria utilizando los mismos parámetros correlacionados. De tales gráficas no se hacen comentarios respectivos, solo se señalan sus tendencias. En algunas de las graficas no se tiene una buena correlación, debido probablemente a lo peculiar del campo, - en estos casos se trazó la tendencia teórica encontrada con anterioridad.

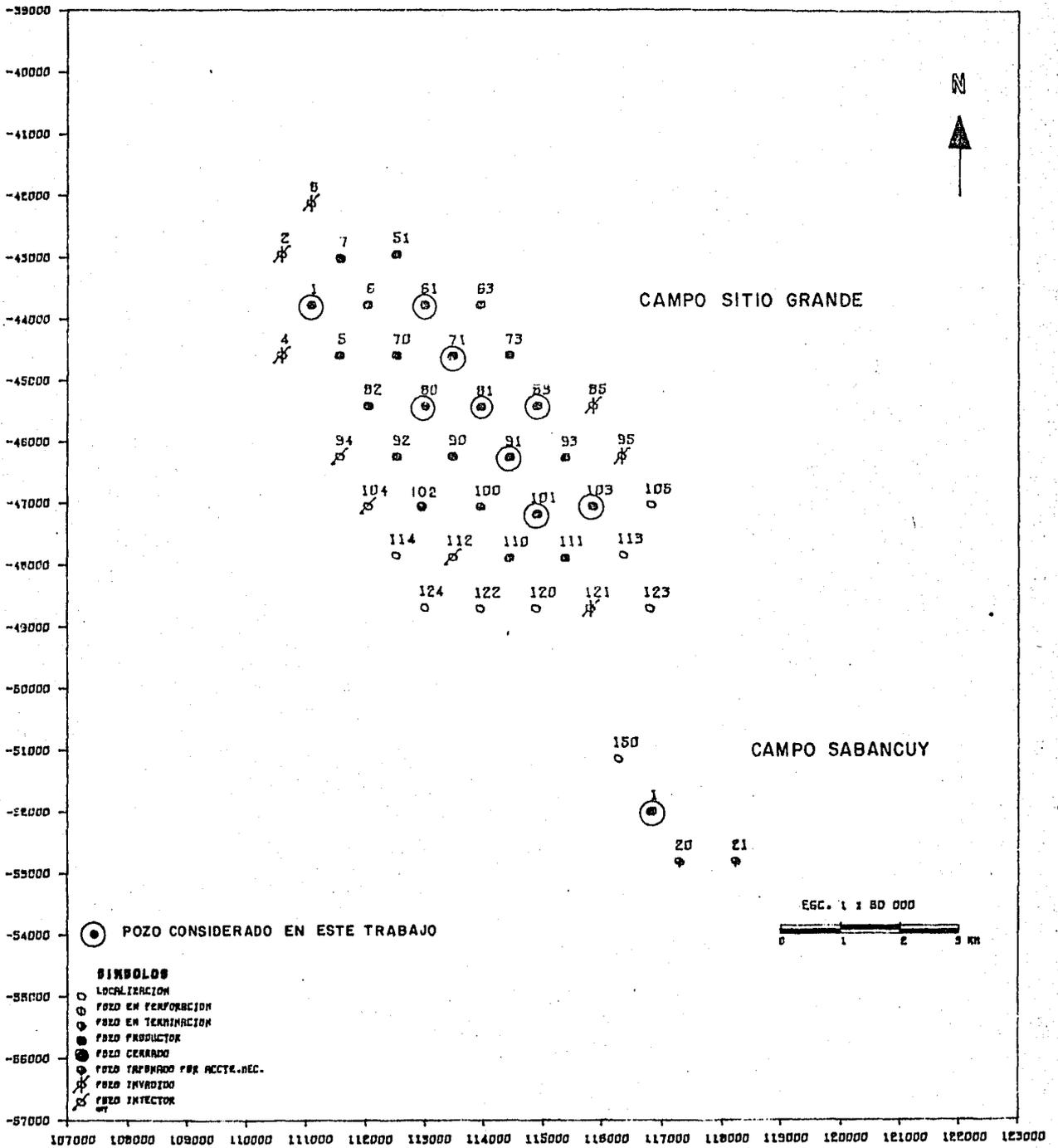


FIG. 4.47.- PLANO DE LOCALIZACION DE LOS POZOS CON ANALISIS PVT.

Tabla 4.3.- PRINCIPALES DATOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS EN EL CAMPO SITIO GRANDE

\*\*\*\*\*

NUM	NUMBRE	PROF.	TY	PH	PFC	Bob	Rsb	VISCOP	VISCO	DENSP	DENSCS	ACEITE	ANALI	MUEST	FORM
27	SITIO GRANDE	1	4086.7	126.0	313.0	442.9	1.5963	266.00	.3400	7.4000	.6153	.8653	1	1	1
28	SITIO GRANDE	61	3930.9	126.0	283.0	314.9	1.9455	245.87	.2600	10.8100	.5563	.8620	1	1	2
29	SITIO GRANDE	71	3650.3	125.0	322.0	.0	2.4344	372.50	.1420	12.2800	.4975	.8340	1	1	2
30	SITIO GRANDE	80	3785.5	123.0	304.5	.0	2.1944	297.84	.1300	12.0100	.5147	.8569	1	1	2
31	SITIO GRANDE	81	3994.3	126.0	350.9	430.4	2.1350	333.70	.1235	1.5833	.5675	.8650	1	1	2
32	SITIO GRANDE	83	4006.0	127.0	310.0	.0	1.9466	220.30	.1700	7.9500	.5443	.8780	1	1	2
33	SITIO GRANDE	91	3992.3	125.0	320.7	380.2	2.2536	352.70	.2055	8.4850	.5546	.8495	1	1	2
34	SITIO GRANDE	101	4105.3	128.0	372.0	.0	2.4101	333.23	.2000	9.7000	.4691	.8920	1	1	2
35	SITIO GRANDE	103	4029.0	126.0	320.0	390.0	2.2793	303.00	.2900	4.6700	.5535	.8603	1	1	2

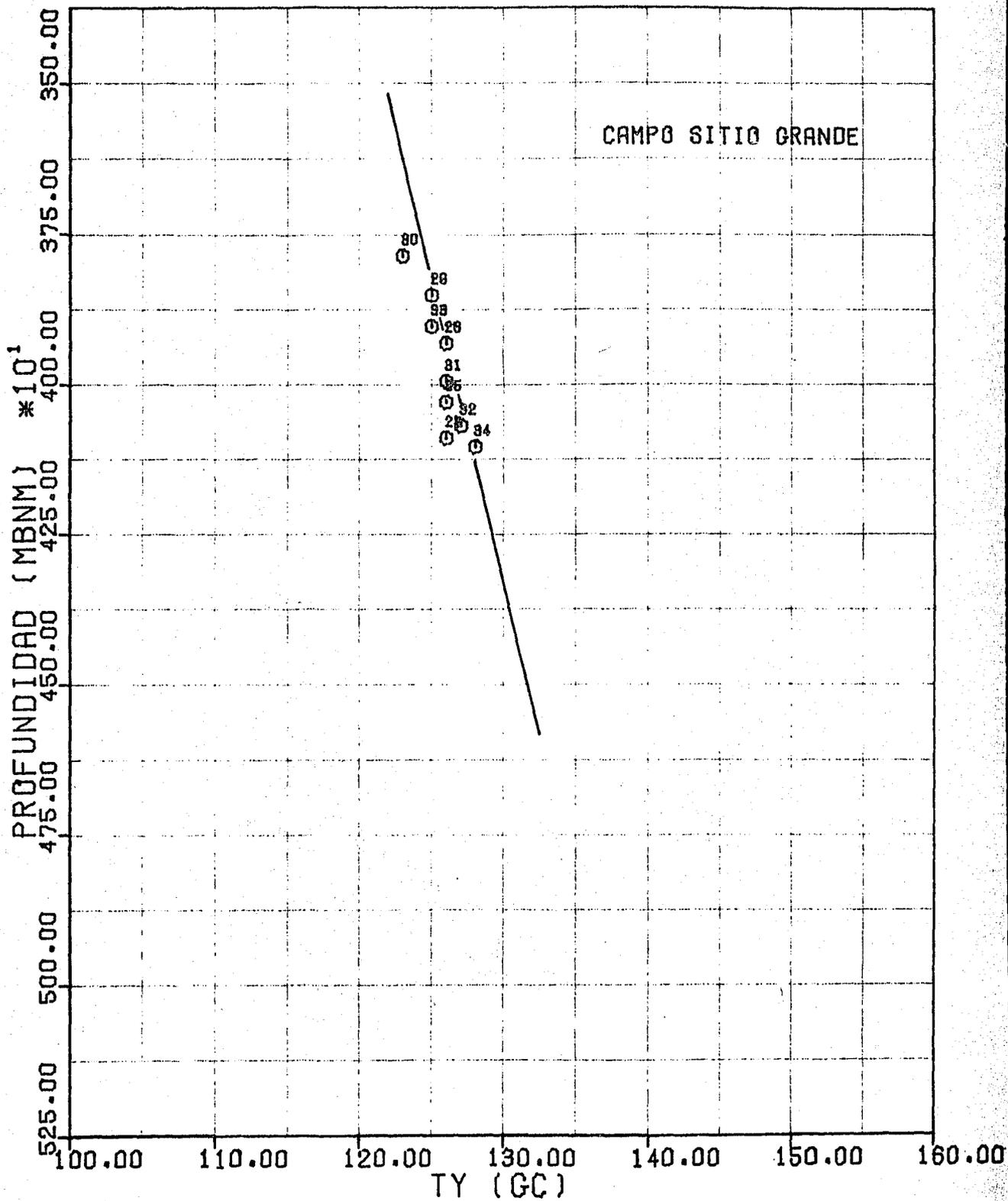


FIG. NO. 4.48.- TEMPERATURA DE YACIMIENTO VS PROFUNDIDAD

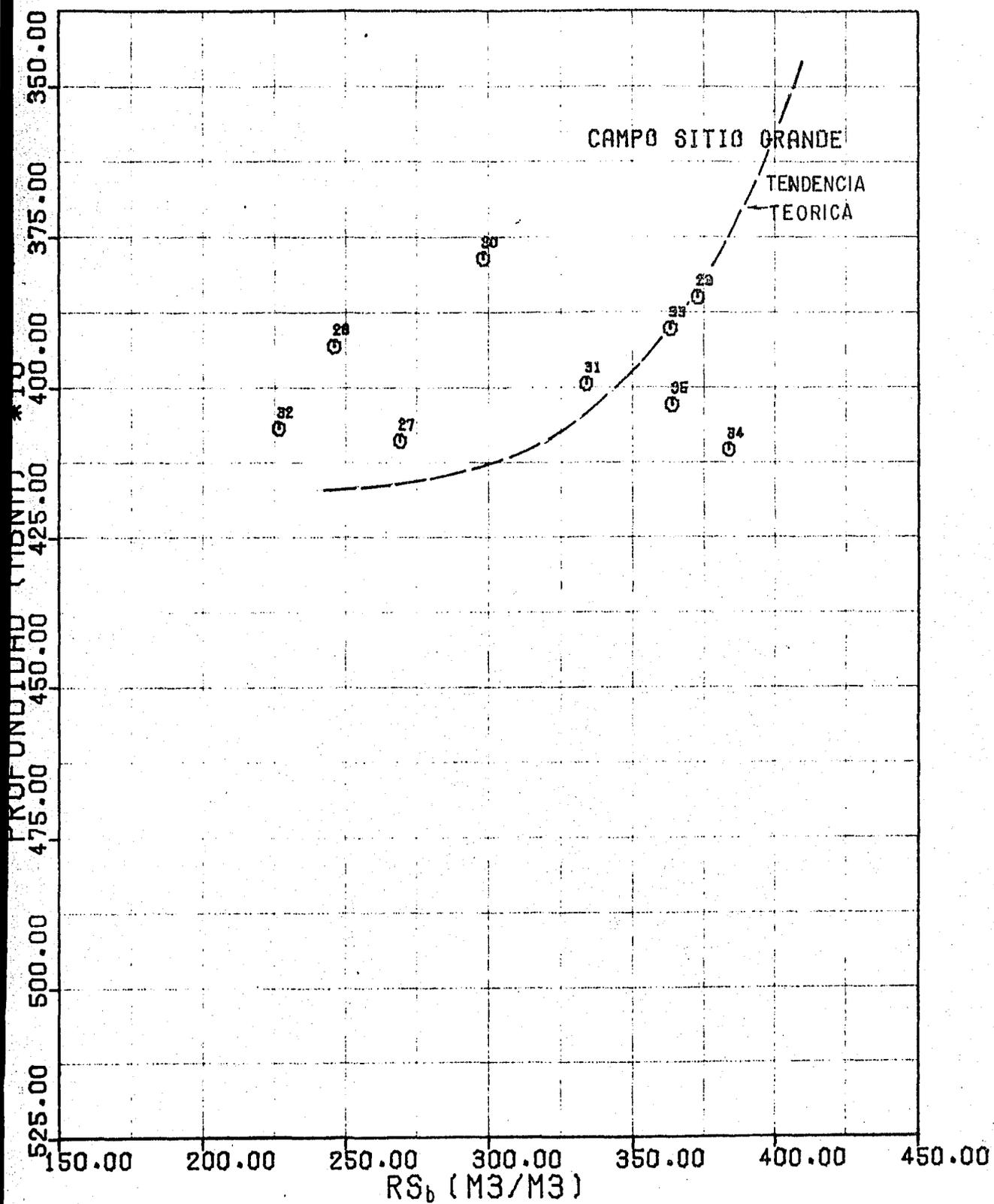


FIG. NO. 4.49.- RS<sub>b</sub> VS PROFUNDIDAD

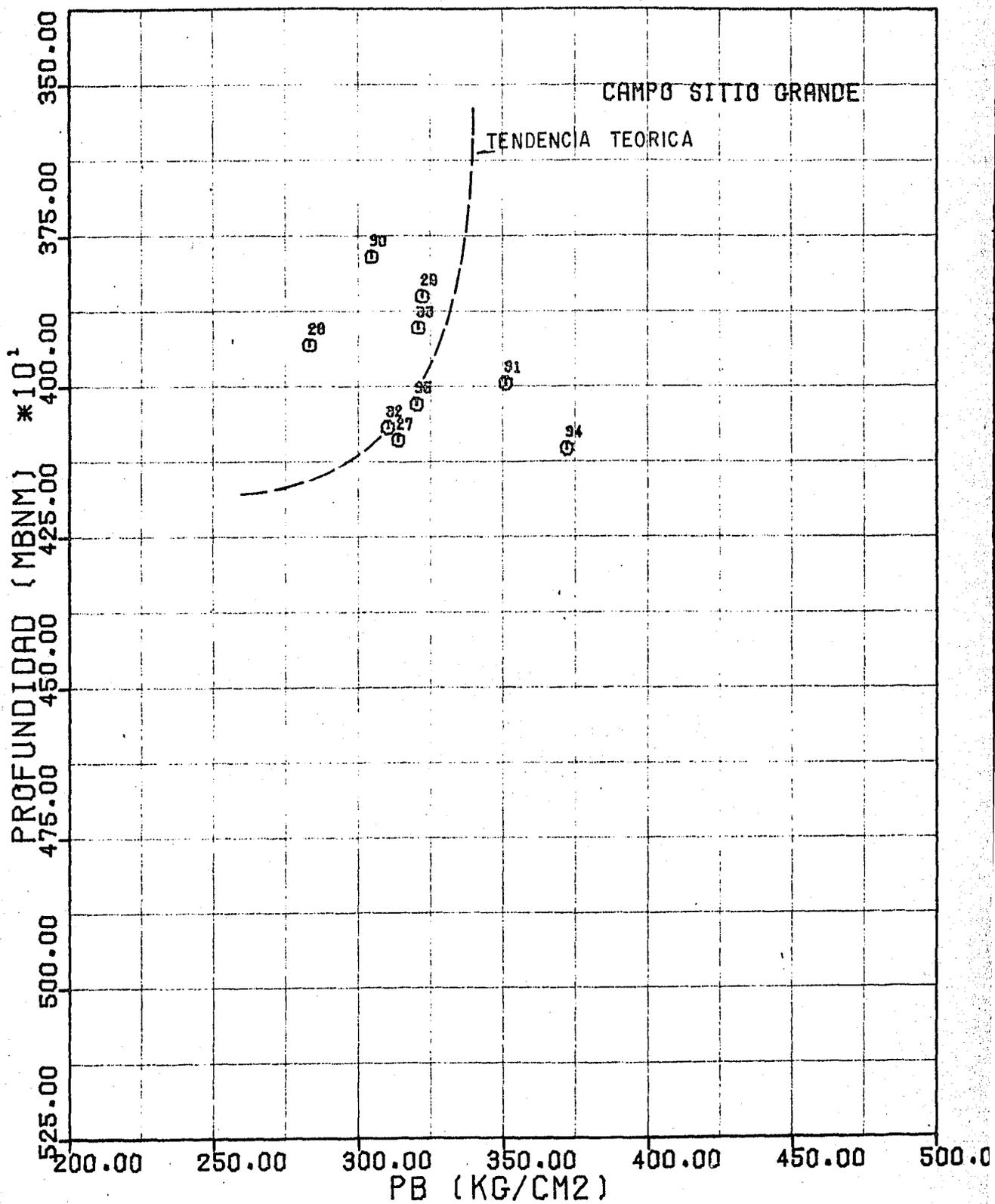


FIG. NO. 4.50.- PRESION DE SATURACION VS PROFUNDIDAD

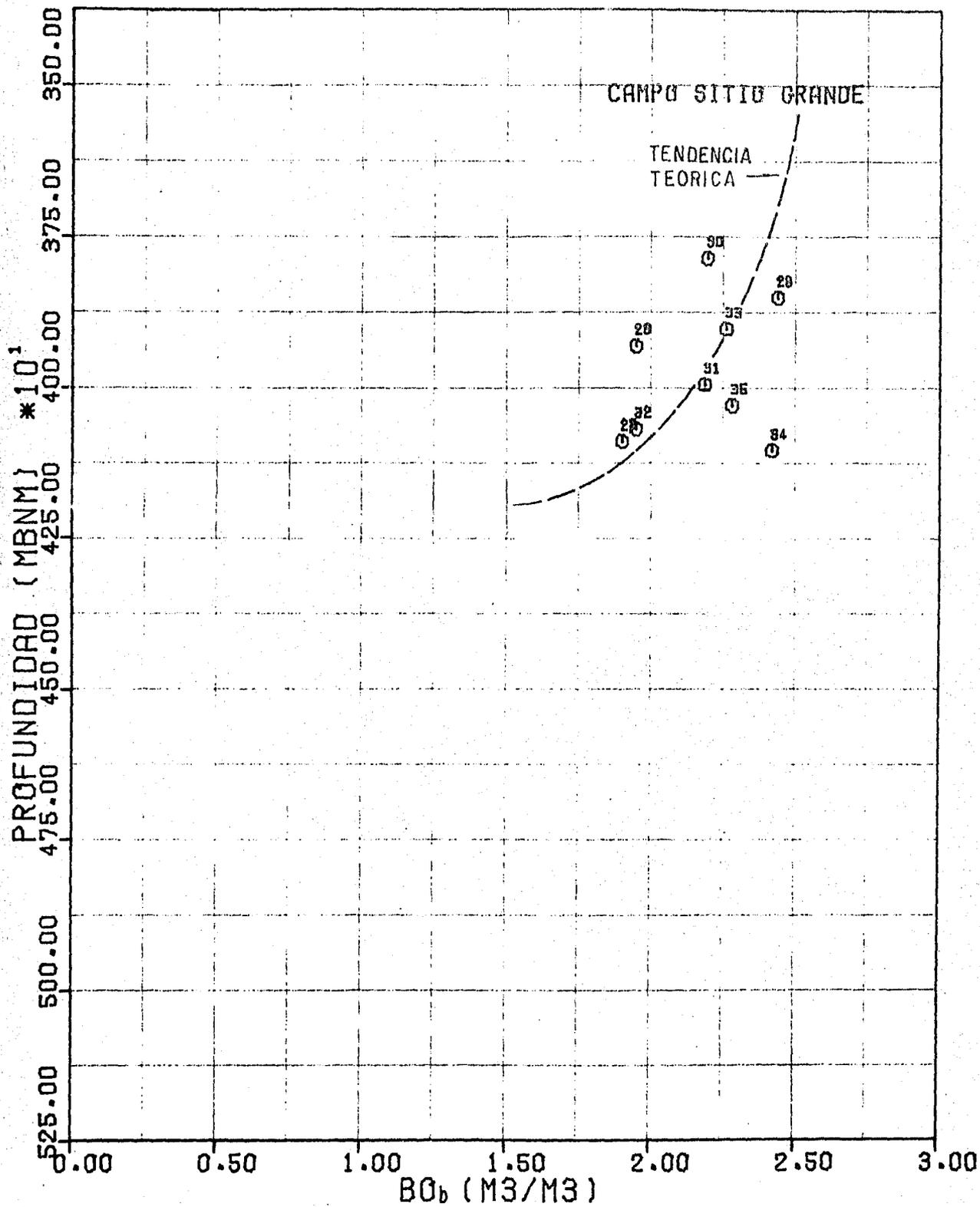


FIG. NO. 4.51.- FACTOR DE VOLUMEN VS PROFUNDIDAD

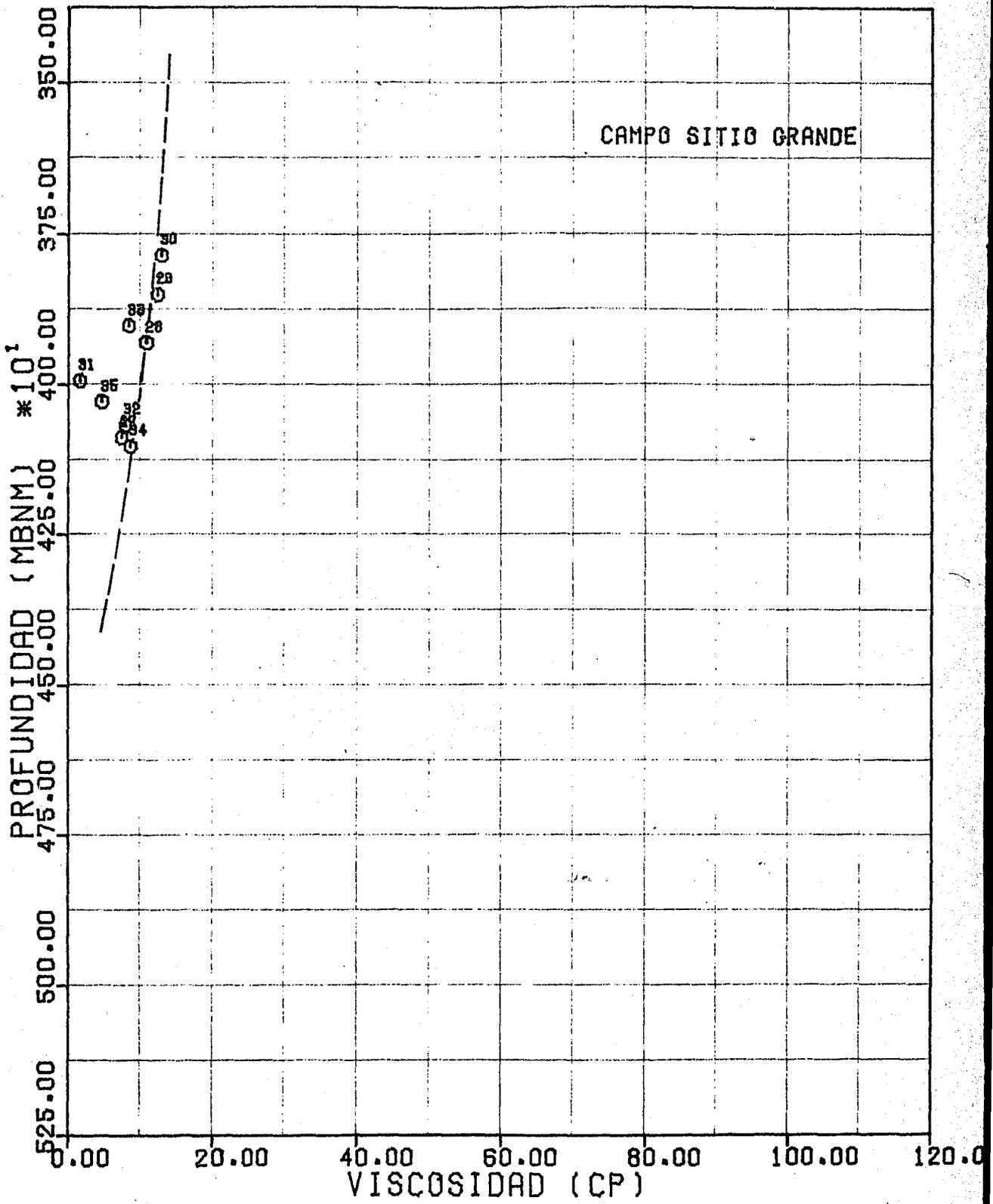


FIG. NO. 4.52.- VISCOSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

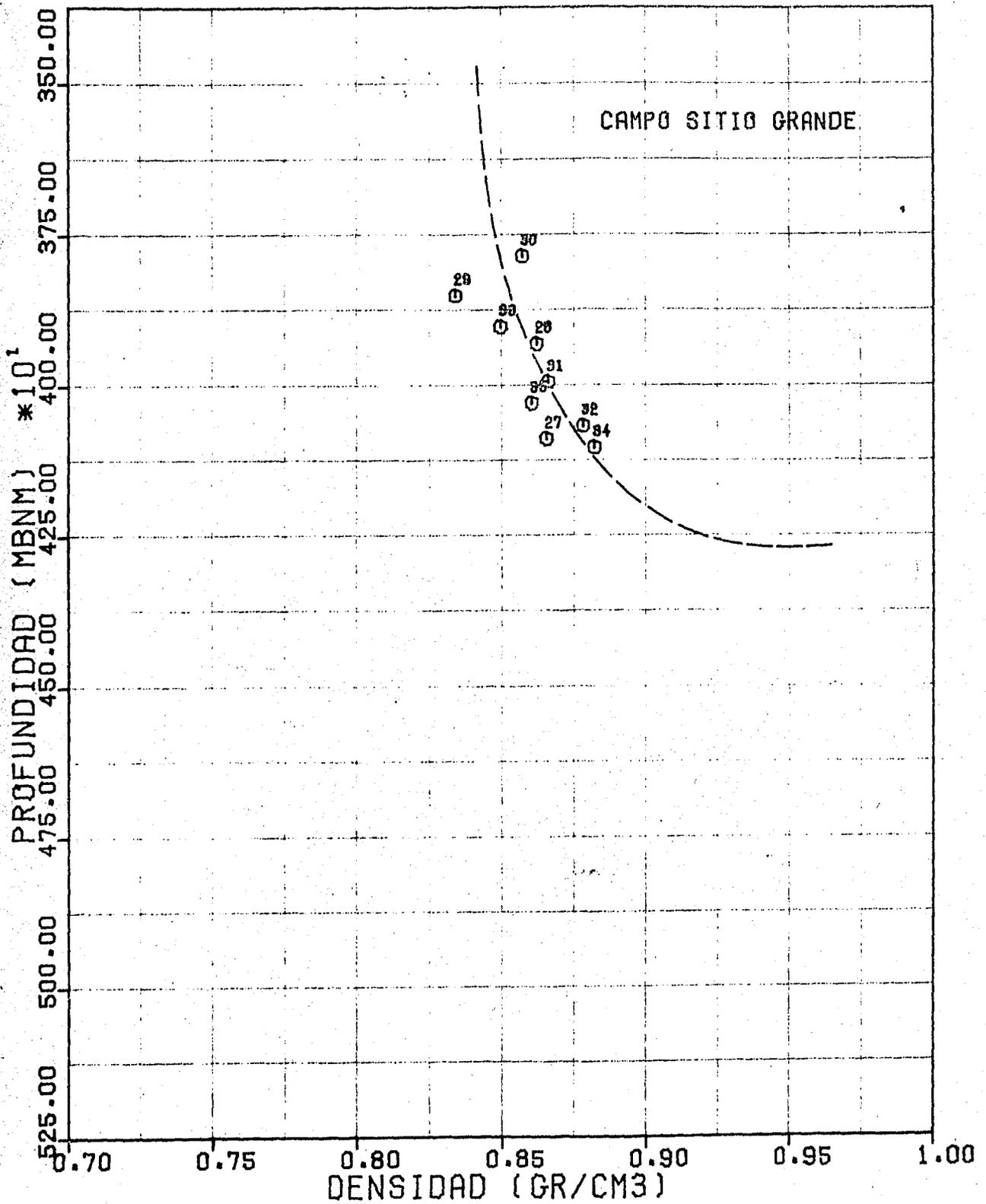


FIG. NO. 4.53.- DENSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

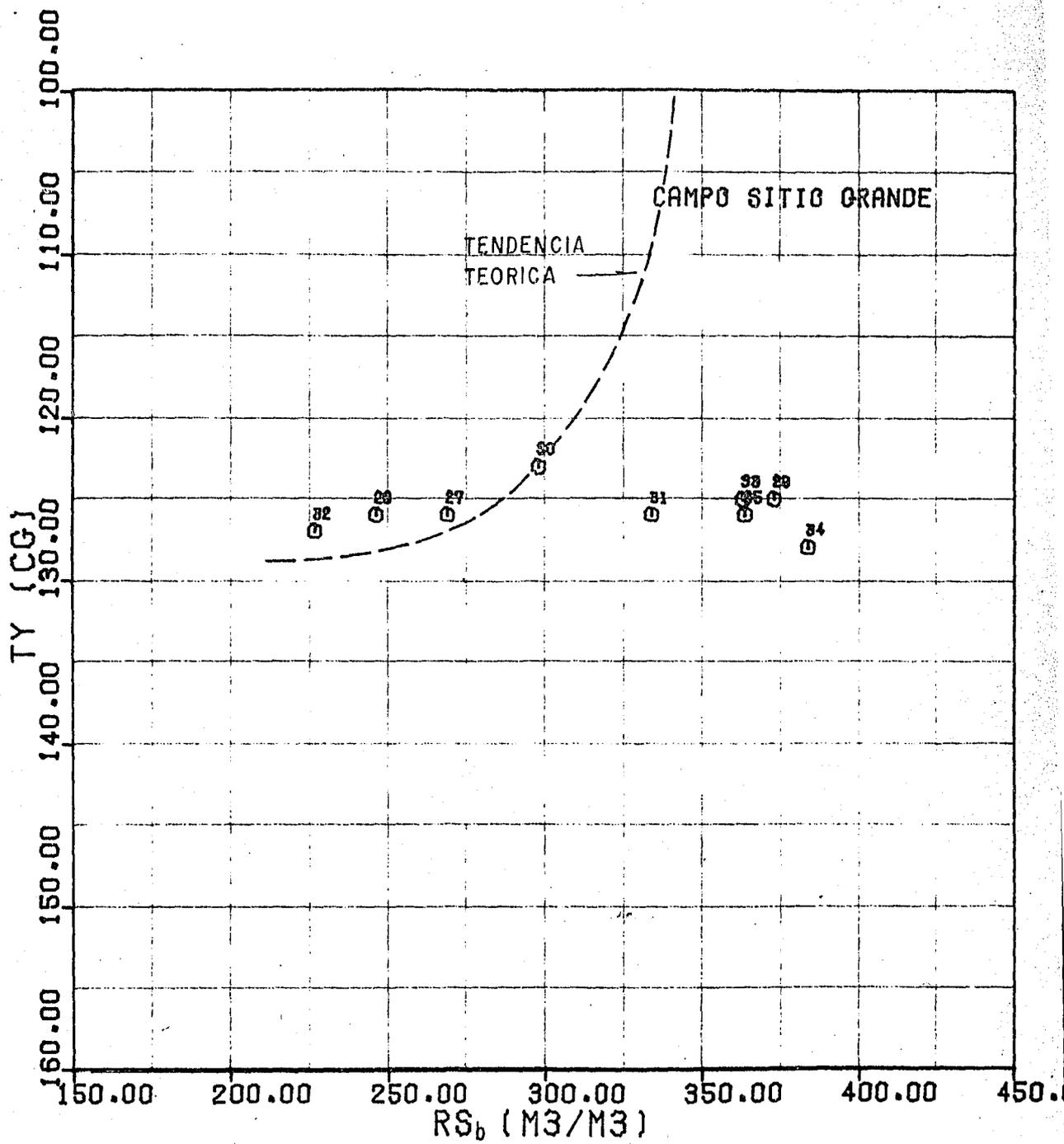


FIG. NO. 4.54.- RS<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

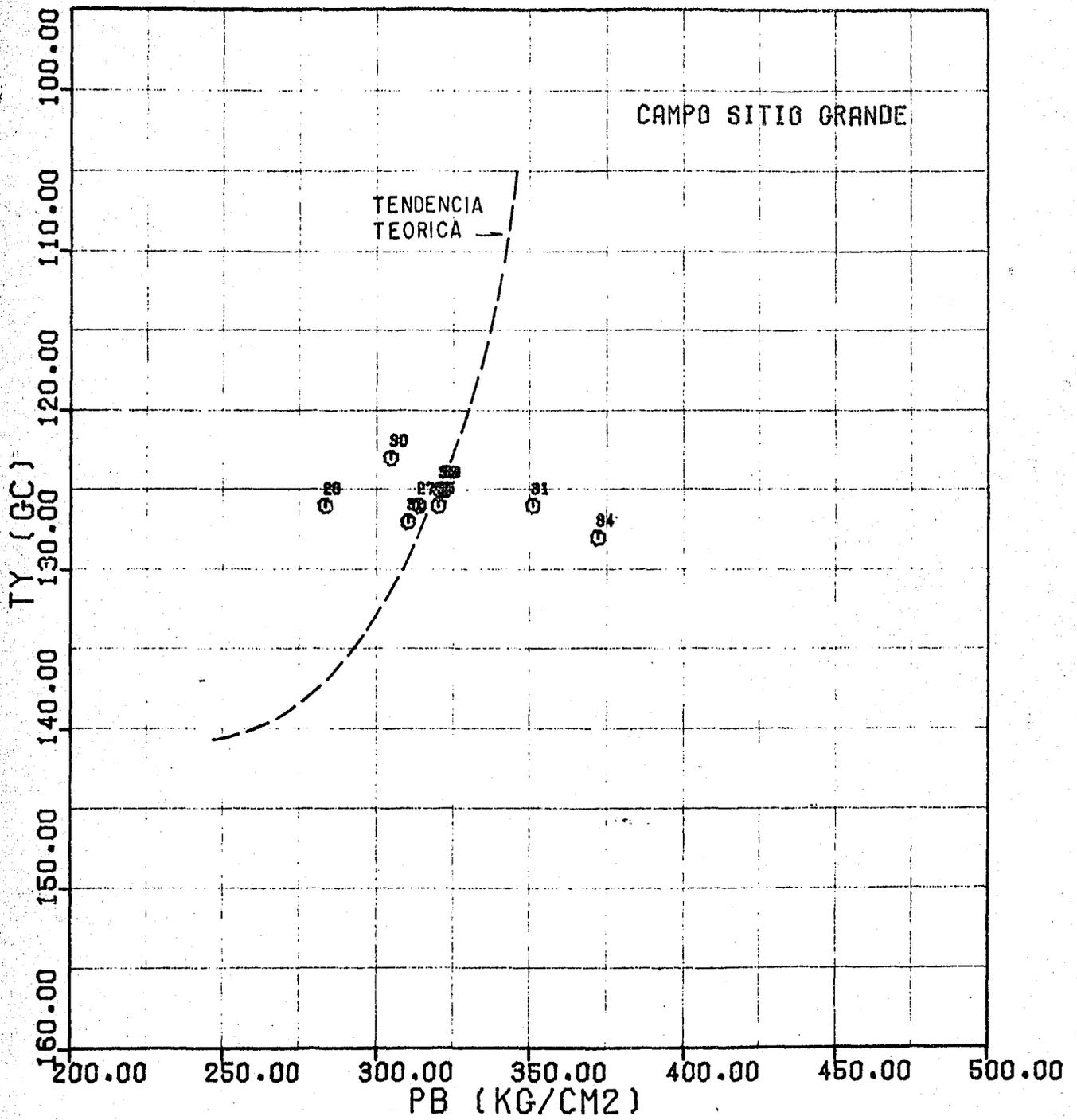


FIG. NO. 4.55.- PB VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

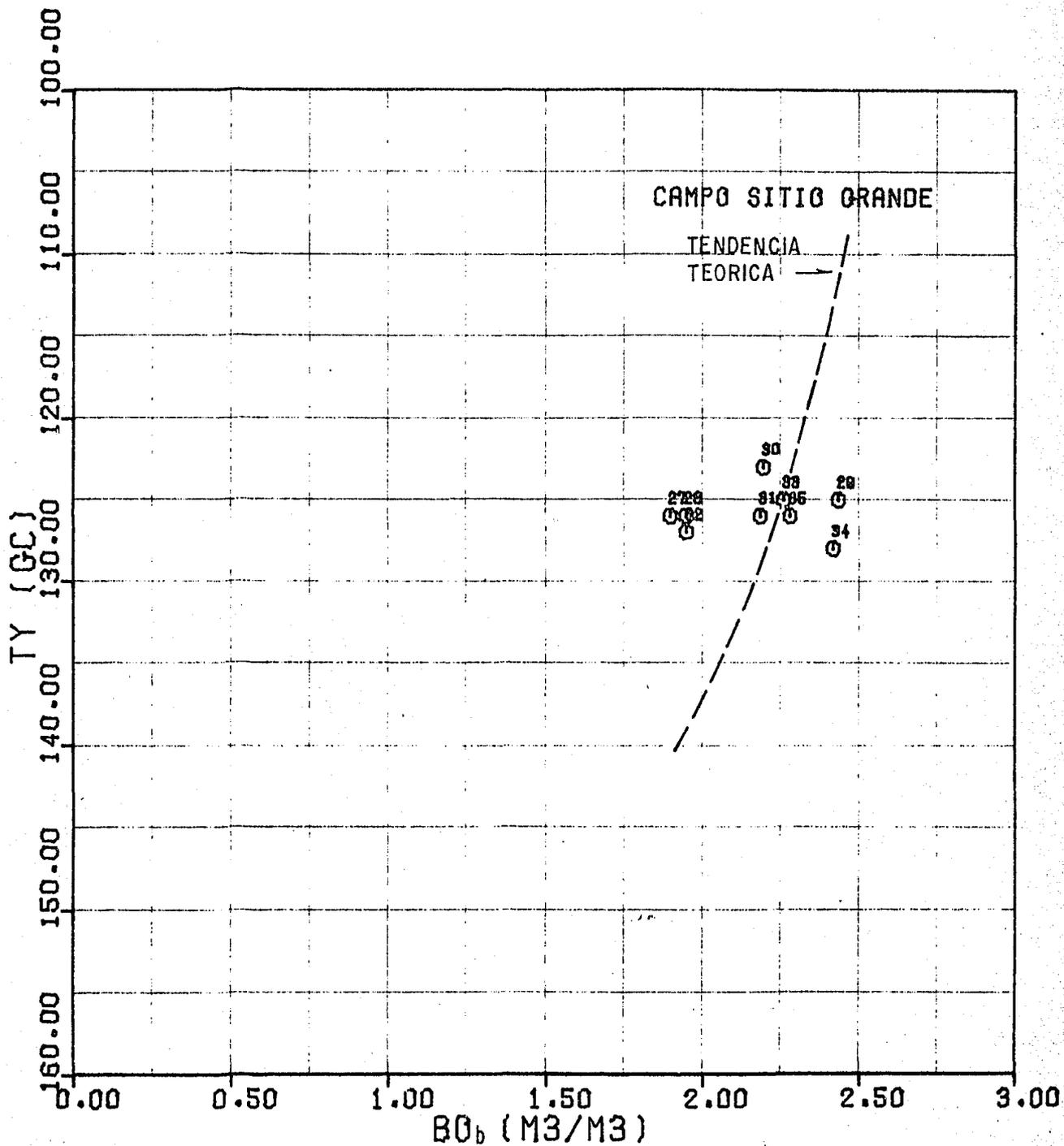


FIG. NO. 4.56- BO<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

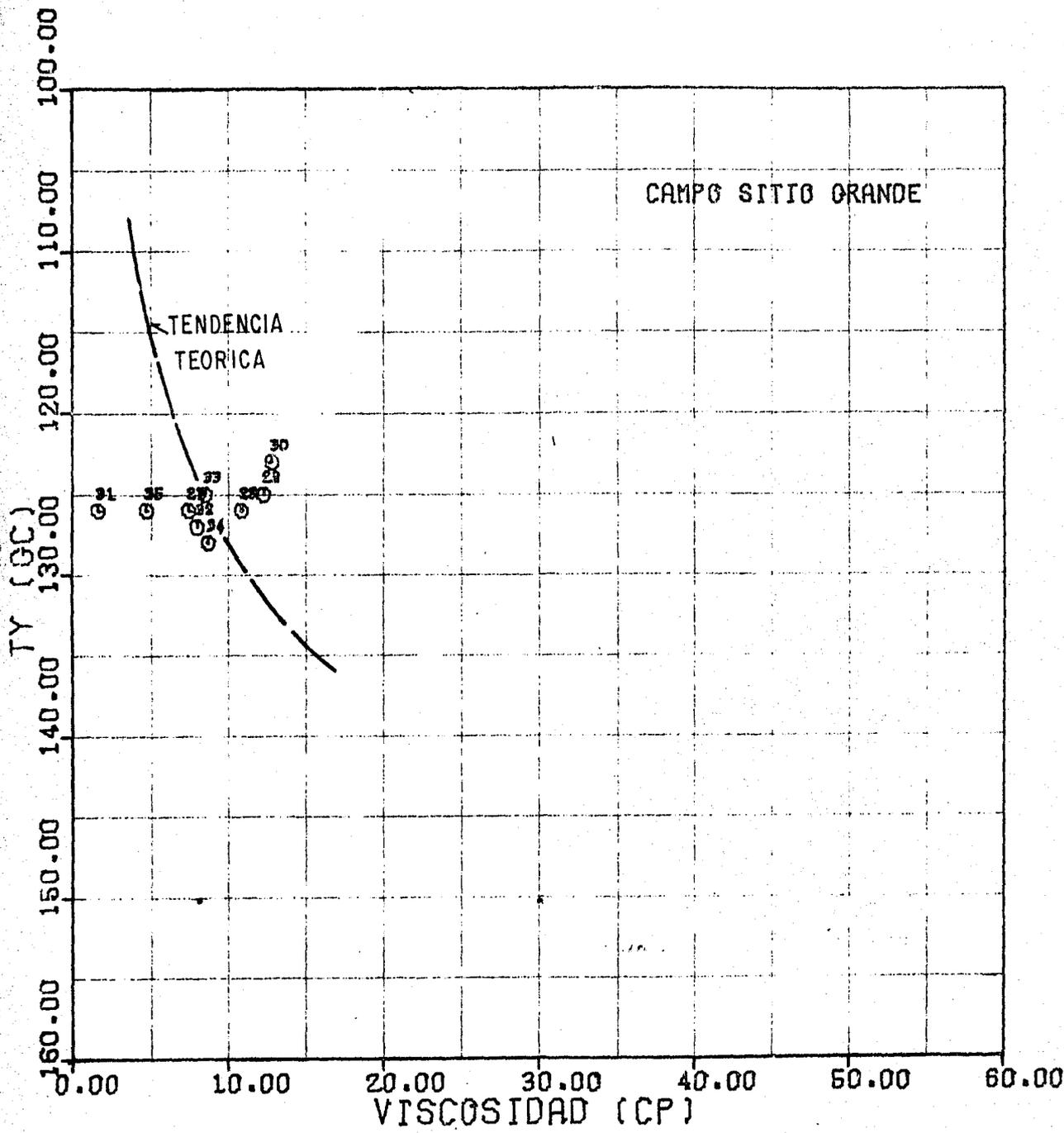


FIG. NO. 4.57.- VISCOSIDAD A CS VS TY

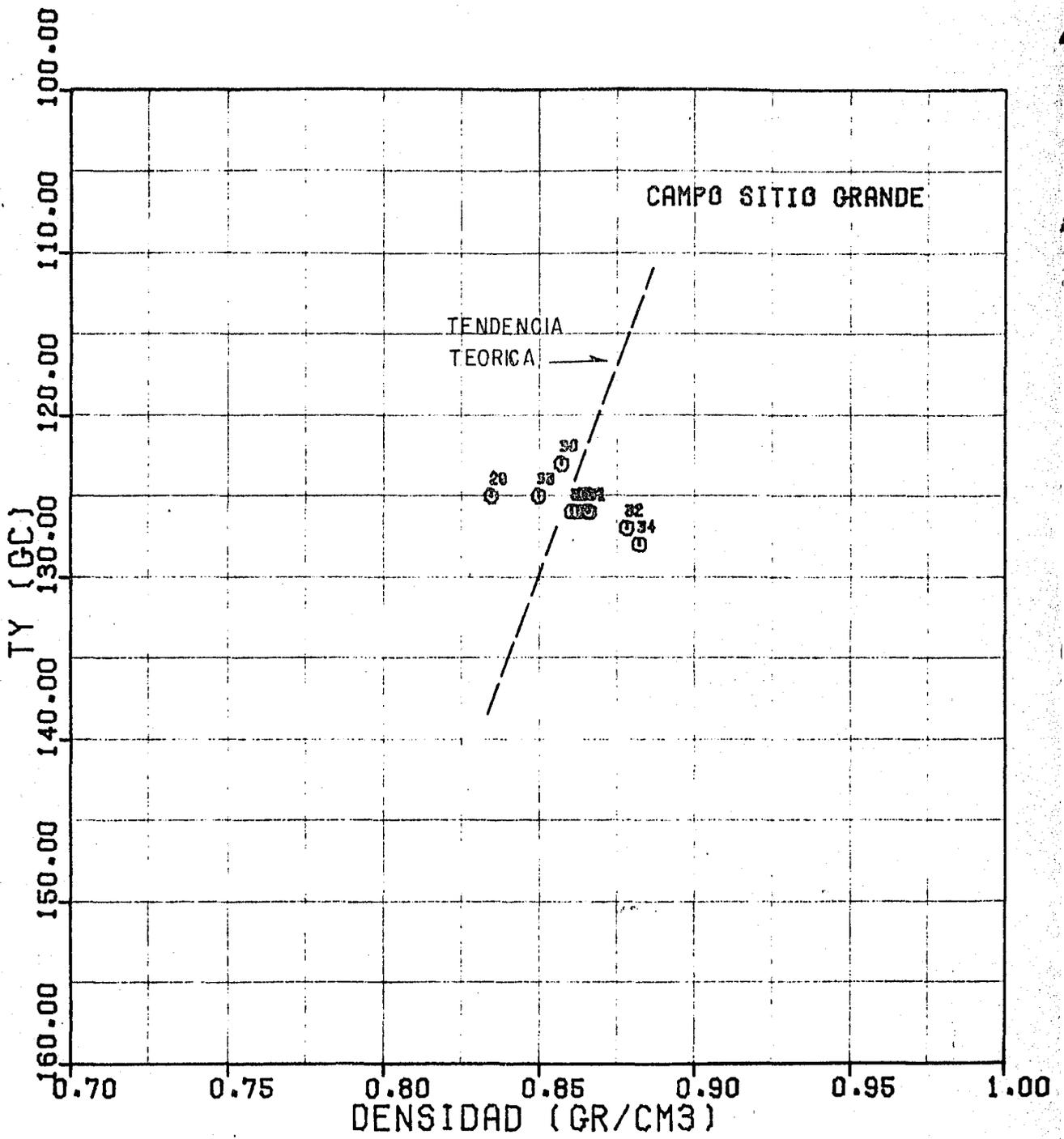


FIG. NO. 4.58- DENSIDAD A CS VS TY

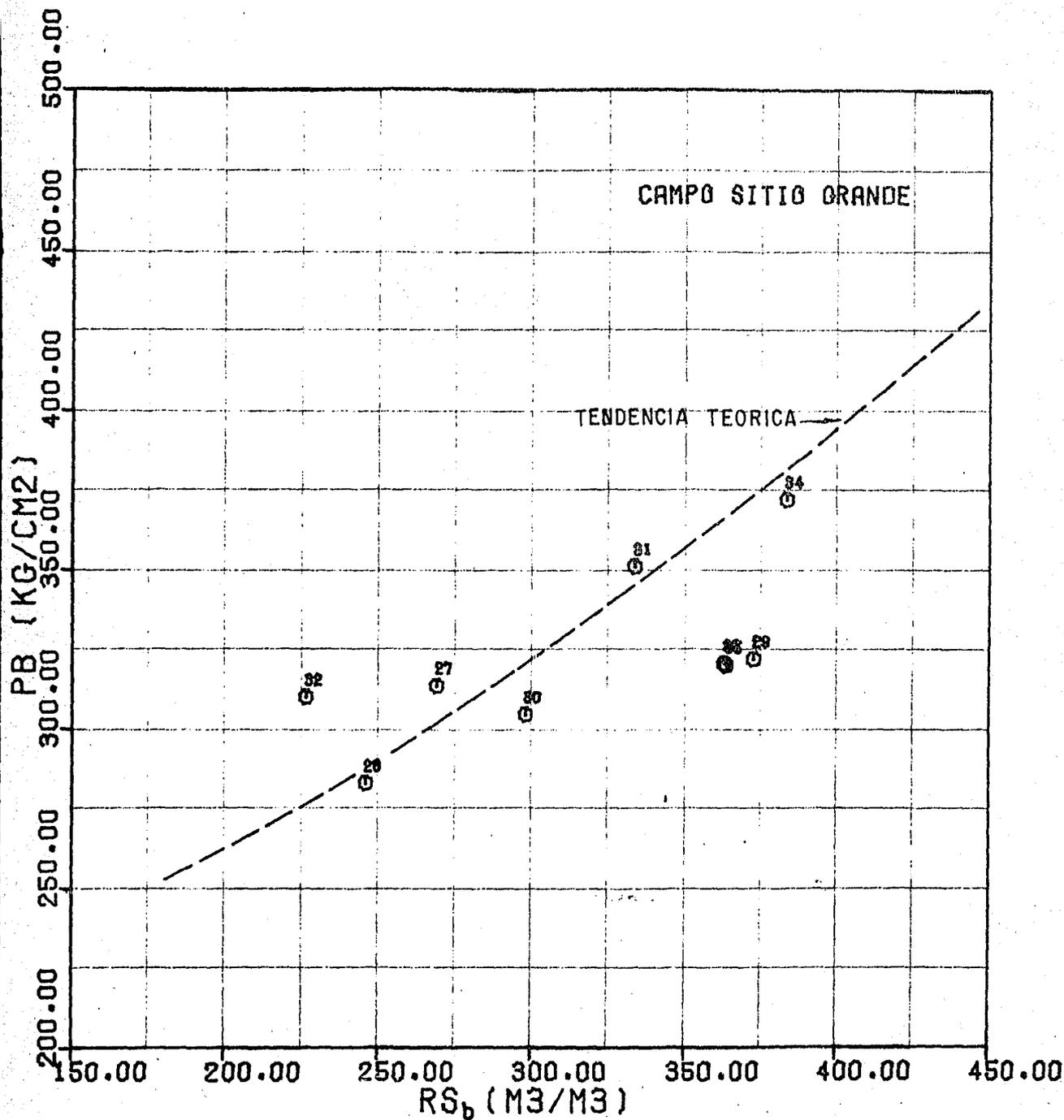


FIG. NO. 4.59.-  $RS_b$  VS PRESION DE SATURACION

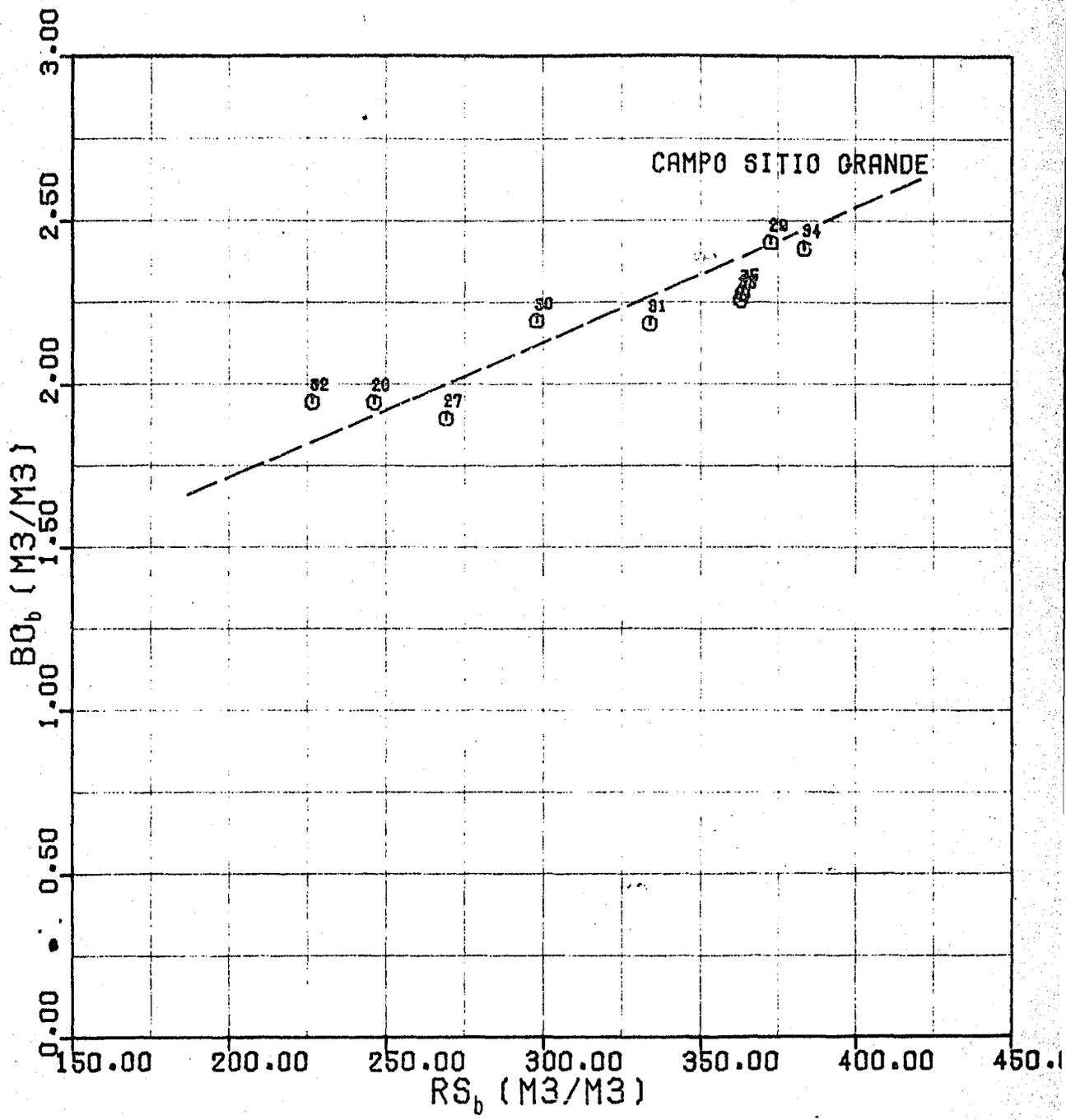
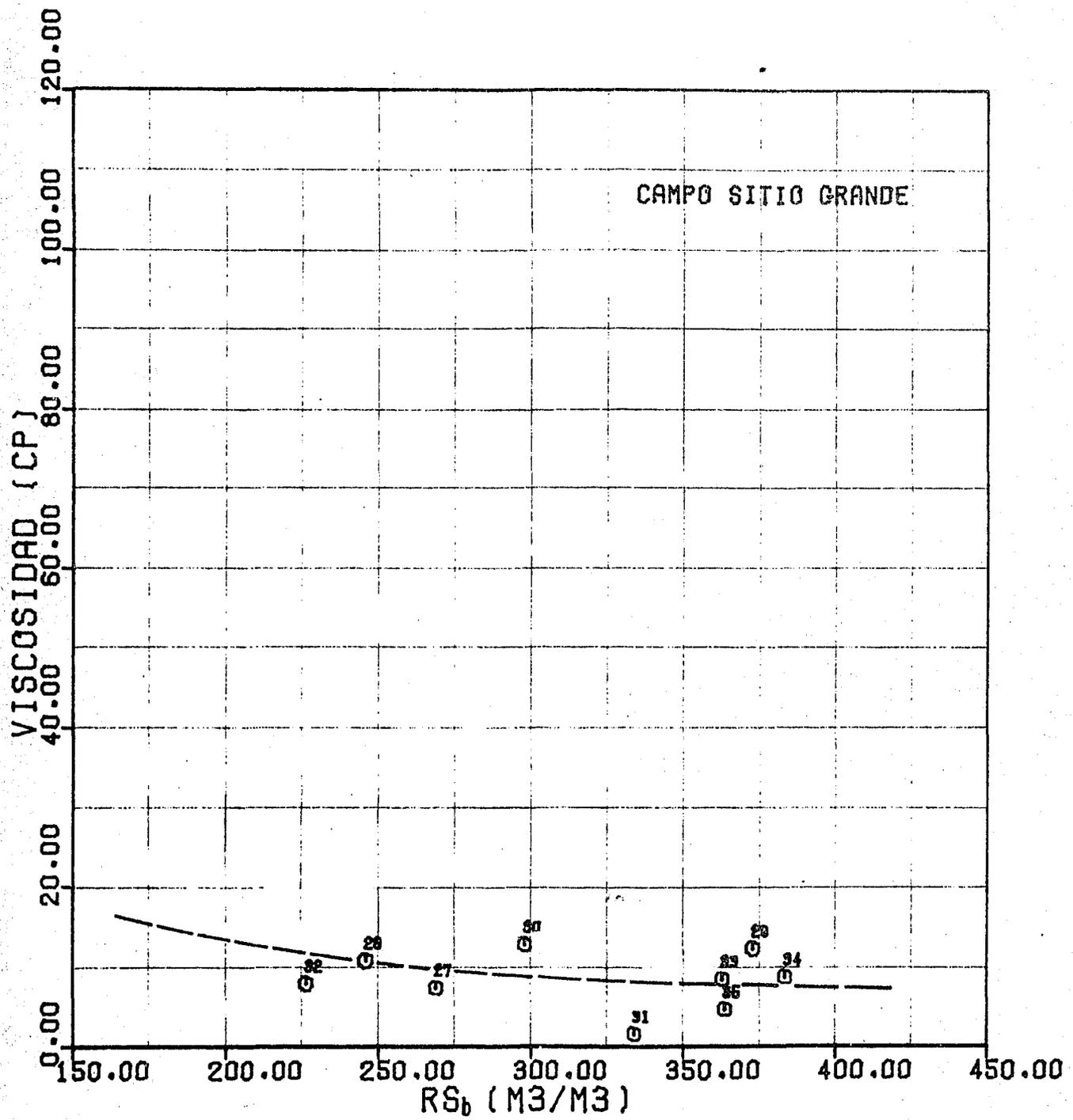


FIG. NO. 4.60.-  $RS_b$  VS FACTOR DE VOLUMEN



· FIG. NO.4.61- RS<sub>b</sub> VS VISCOSIDAD A CS

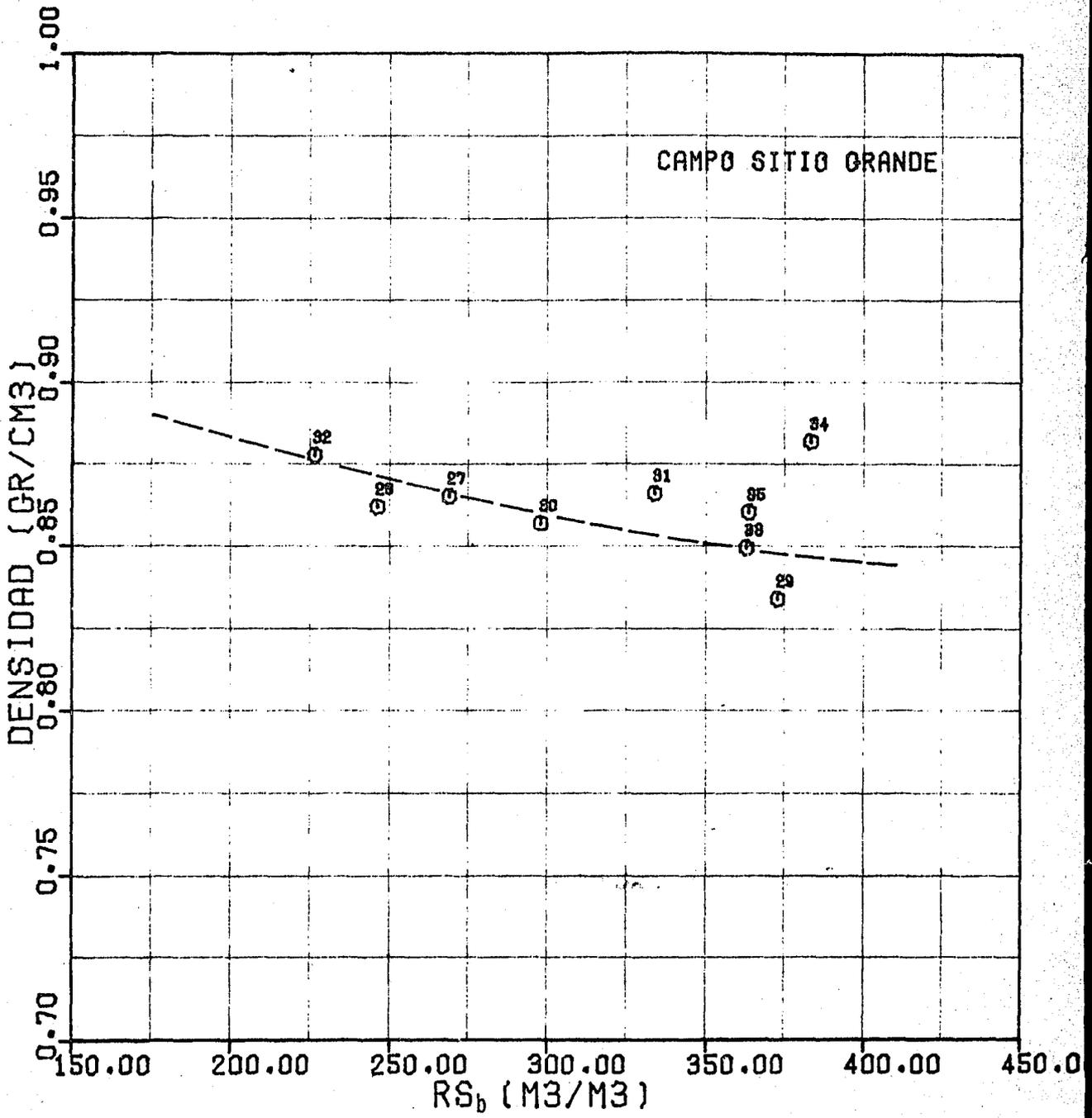


FIG. NO. 4.62- R<sub>8b</sub> VS DENSIDAD A CS

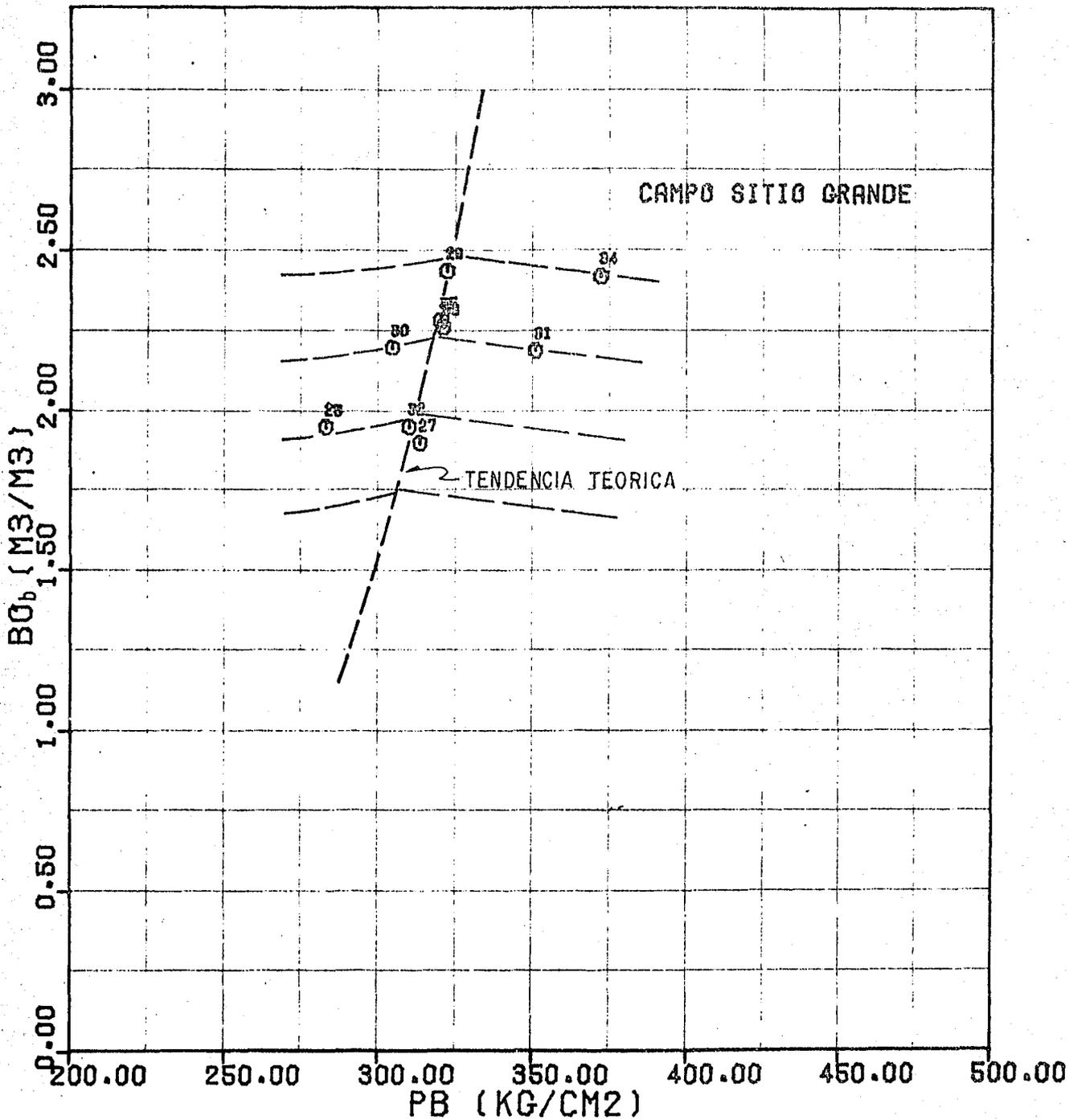


FIG. NO. 4.63.- PRESION DE SATURACION VS  $BO_b$

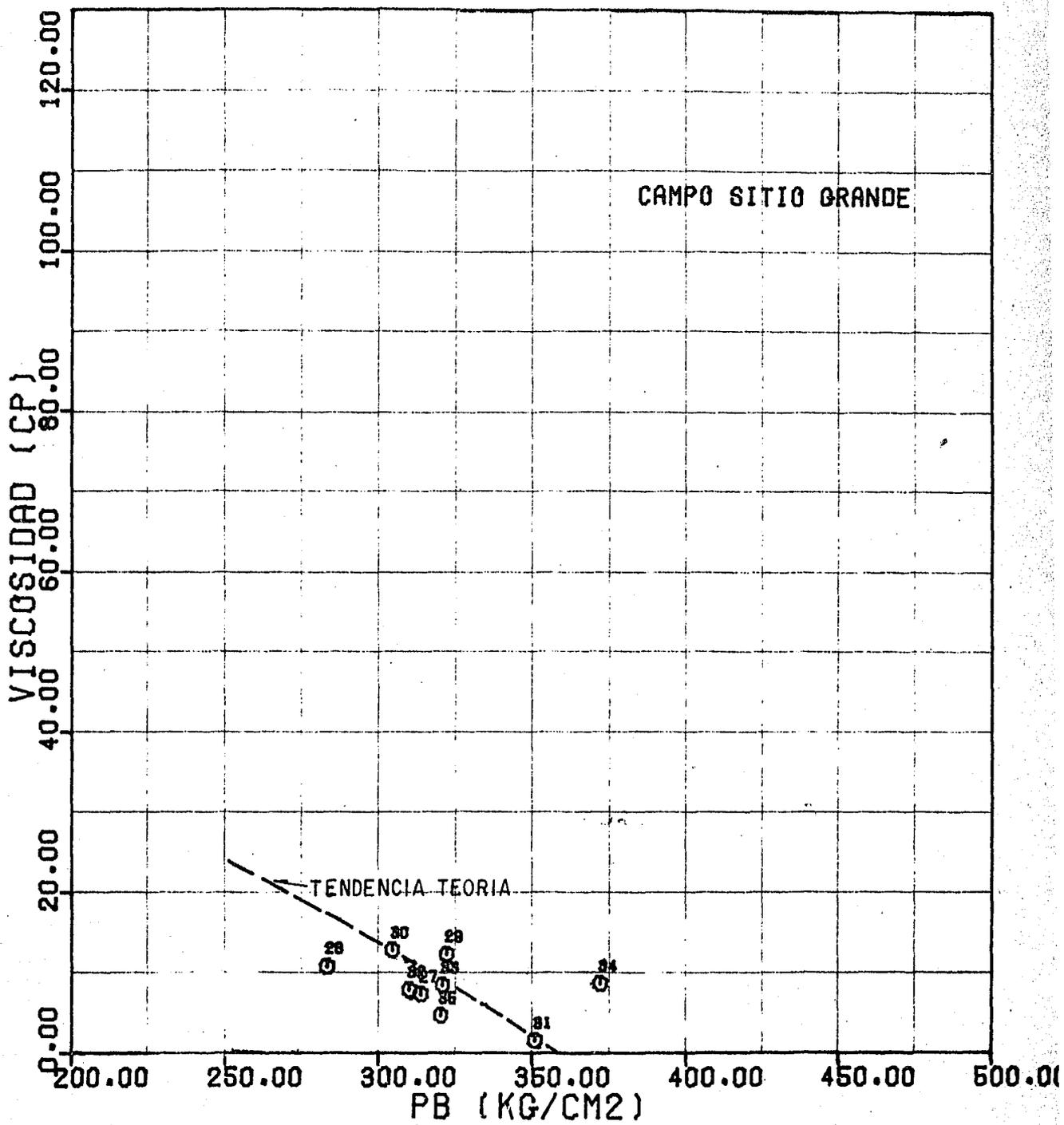


FIG. NO.4.64.- PRESION DE SATURACION VS VISCOSIDAD A CS

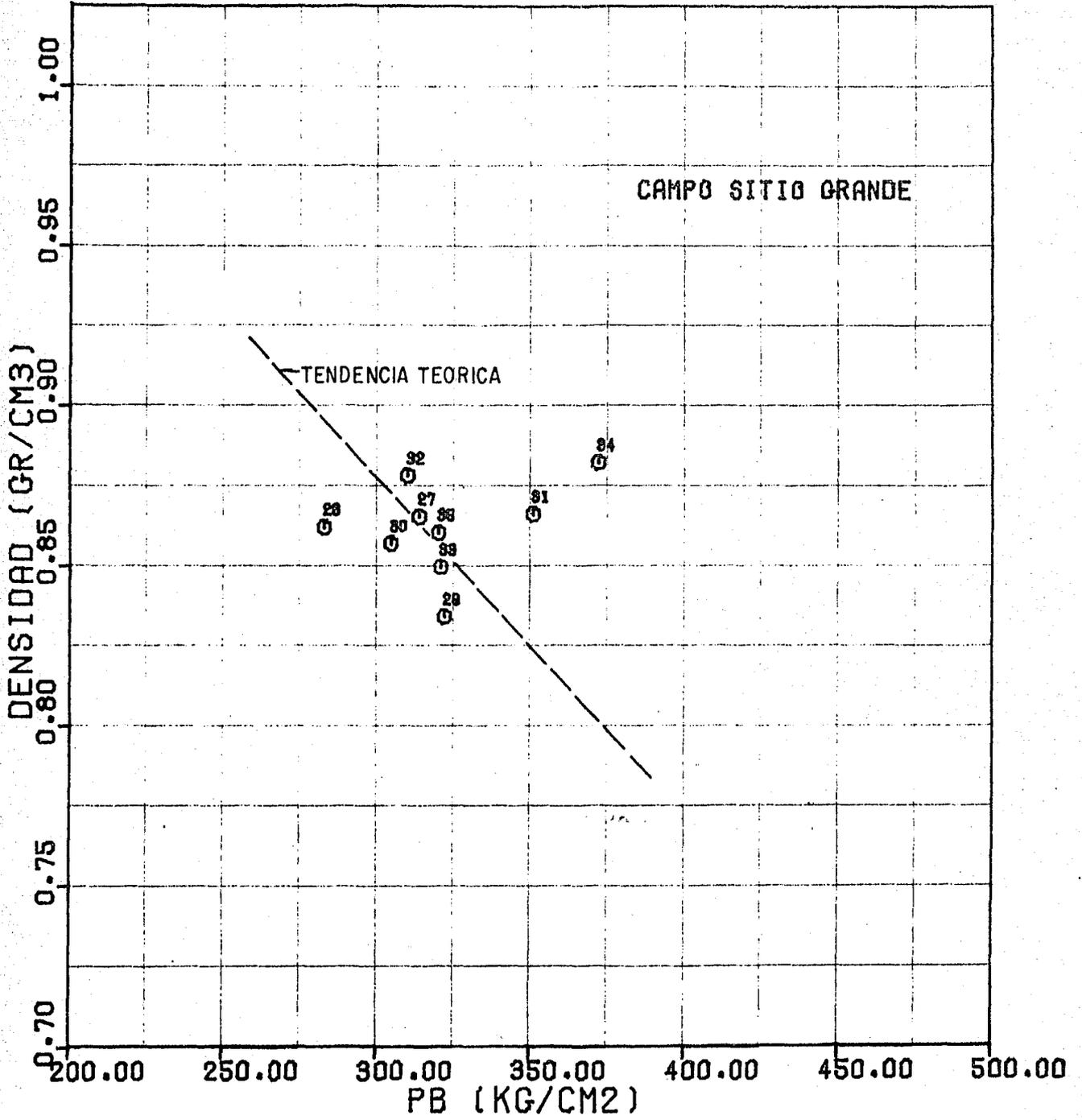


FIG. NO.4.65.- PRESION DE SATURACION VS DENSIDAD A CS

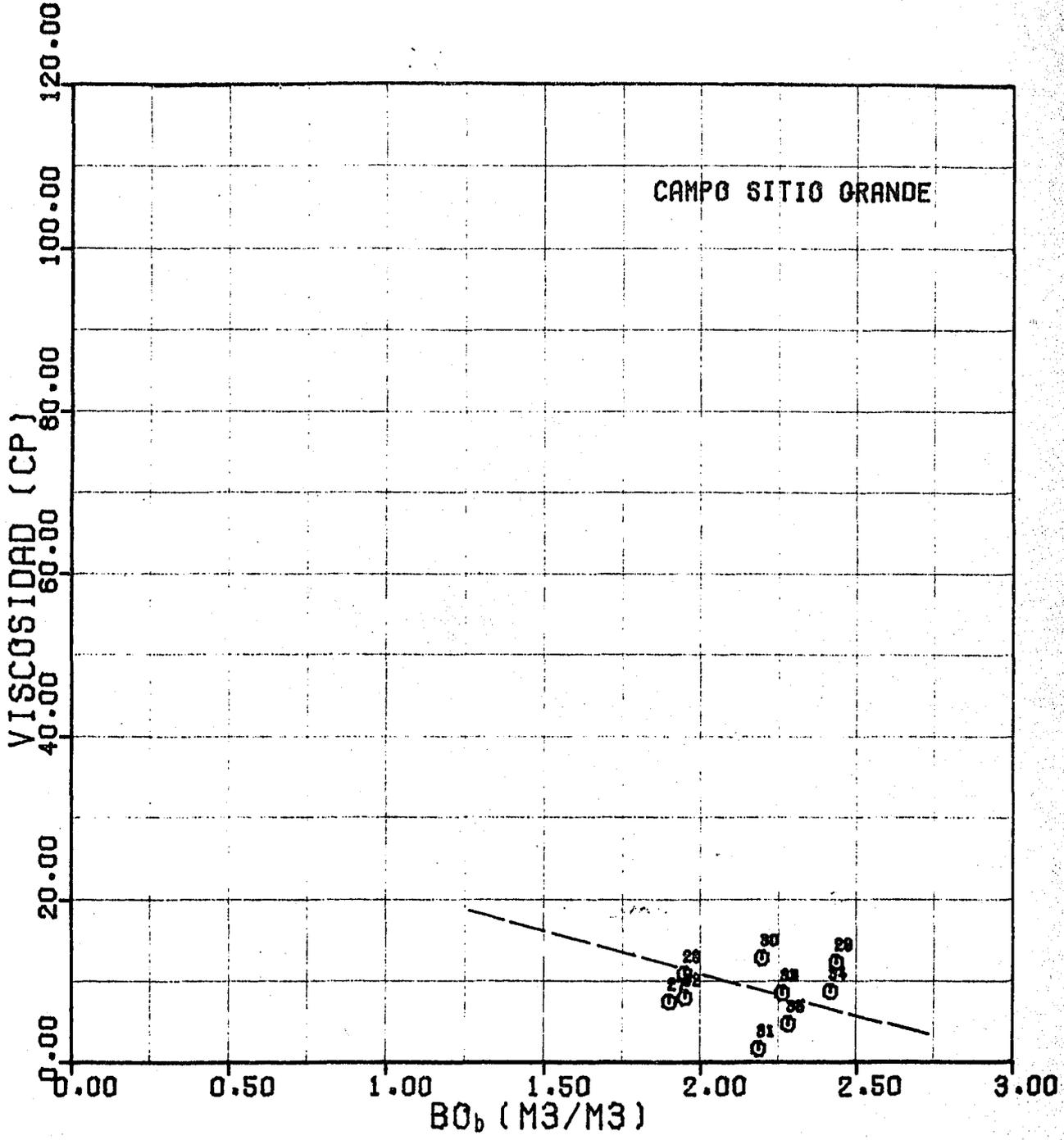


FIG. NO. 4.66.- BO<sub>b</sub> VS VISCOSIDAD A CS

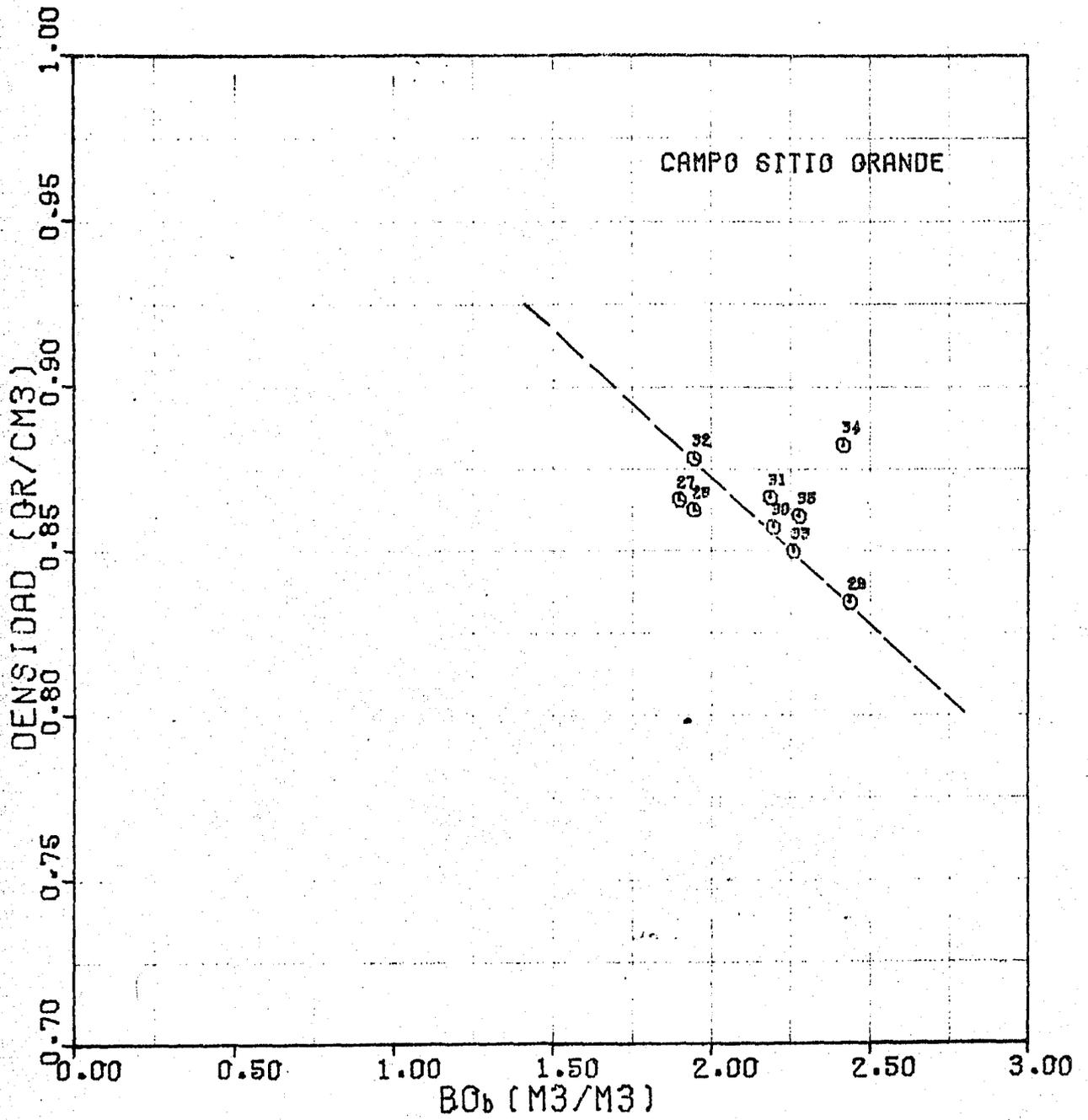


FIG. NO. 4.67.- BO<sub>b</sub> VS DENSIDAD A CS

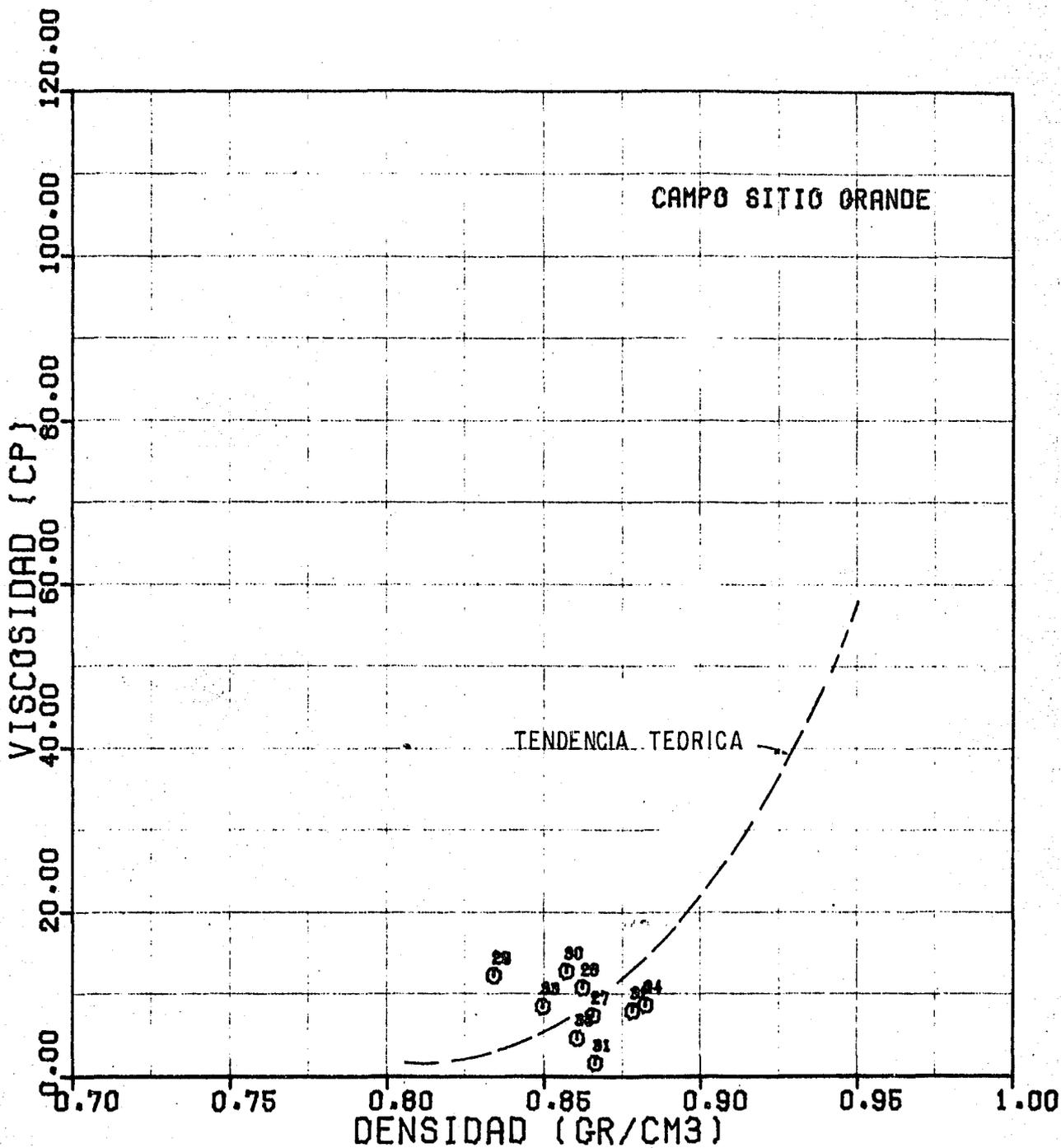


FIG. NO. 4.68.- DENSIDAD A C6 V6 VISCOSIDAD A C6

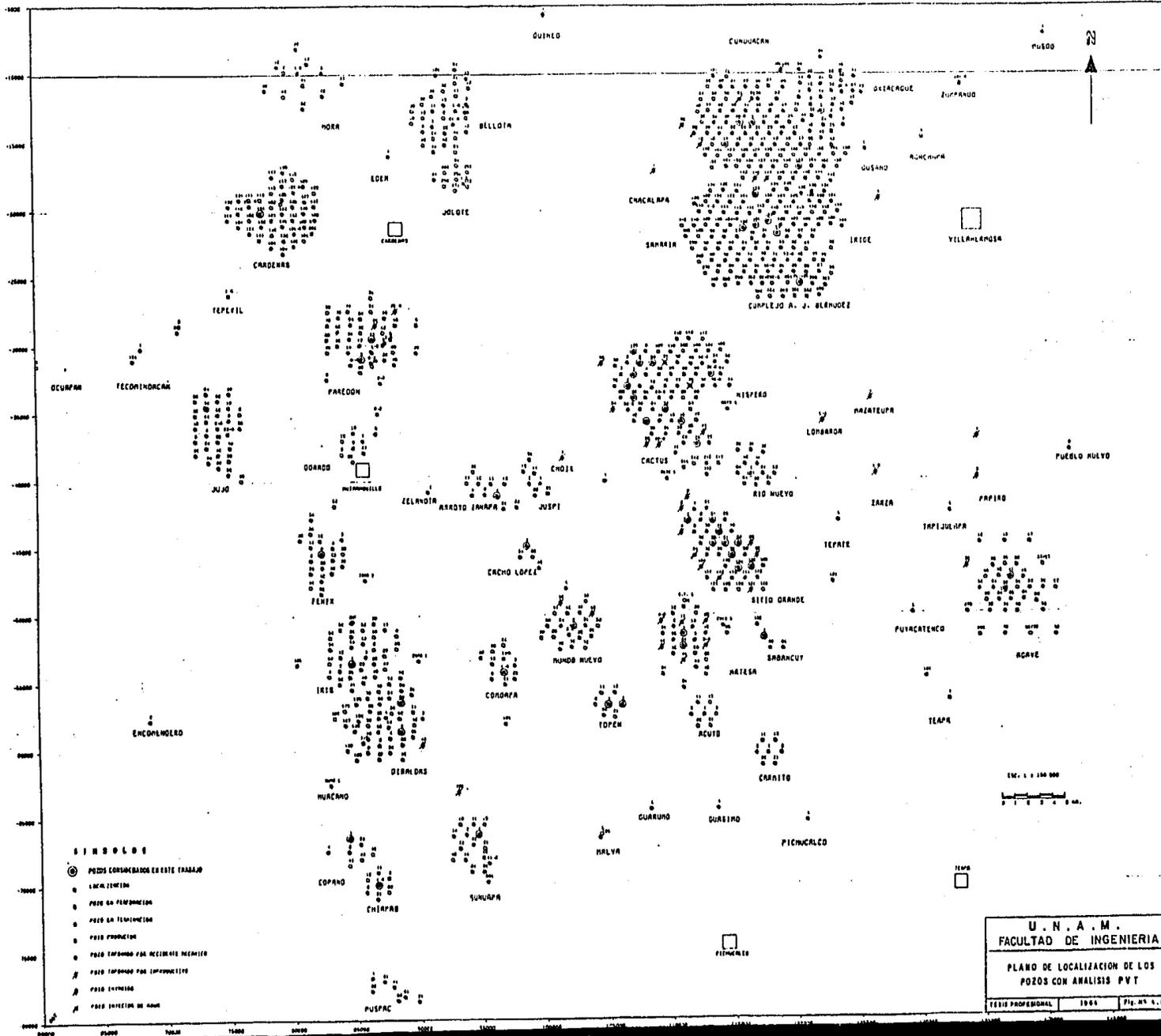
#### 4.5. Correlaciones Establecidas para toda el Area Estudiada.

En la Fig. 4.69 se presenta el plano de localización de los pozos perforados en el área de estudio, se indican los pozos que tienen análisis PVT y que se utilizaron en el presente trabajo. En la Tabla 4.4 se enlistan los datos correlacionados.

Las gráficas desarrolladas para toda el área estudiada (Figs. 4.70 a 4.90) incluyen a la mayoría de los campos productores de aceite de las formaciones Mesozoicas del Sureste de México (Chiapas-Tabasco), y se construyeron en forma similar a las de los campos Cactus, Cunduacán-Samaria y Sitio Grande. Se utilizaron los mismos parámetros correlacionados y no se hacen comentarios particulares, solamente se señalan sus tendencias.

Debido principalmente a que el área estudiada es grande, a la naturaleza de las rocas productoras (calizas) y a la composición de los hidrocarburos, en las correlaciones gráficas obtenidas se observa en algunas de ellas dispersión de los valores; en estos casos se trazó la tendencia teórica encontrada previamente. Para encontrar la causa por la cual no se tiene una buena correlación de algunos parámetros, sería necesario estudiar a cada uno de los campos, lo cual haría muy extenso el trabajo.

PLANO REGIONAL DEL AREA TABASCO-CHIAPAS



-182-

- SÍMBOLOS**
- ⊙ POZOS CONSERVADOS EN ESTE TRABAJO
  - LOCALIZACIÓN
  - ◐ POZO EN FARMACIA
  - ◑ POZO EN FARMACIA
  - ◒ POZO FARMACIA
  - ◓ POZO INFORMADO POR RECIBOS RECIBIDOS
  - ◔ POZO INFORMADO POR INFORMANTES
  - ◕ POZO EXTINCTO
  - ◖ POZO INACTIVO DE AGUA

ES. 1 : 100 000  
0 1 2 3 4 5 KM.

U. N. A. M.  
FACULTAD DE INGENIERIA

PLANO DE LOCALIZACION DE LOS  
POZOS CON ANALISIS PVT

TESIS PROFESIONAL 1964 Pg. No. 4. 68

TABLA 4.4.- PRINCIPALES DATOS DE LOS ANALISIS PVT REALIZADOS EN LOS CAMPOS PRODUCTORES DEL AREA TARASCO CHIAPAS.

\*\*\*\*\*

NUM	NOMBRE	PROF.	TY	PB	PFC	Bob	Rsb	VISCPH	VISCCS	DENSPB	DENSCS	ACEITE	ANALI	MUEST	FORM
1	ARTESA 1	3414.6	102.0	293.5	378.4	1.5738	181.70	.6698	15.2000	.6894	.8854	1	1	1	2
2	ARTESA 21	3469.5	110.0	277.9	283.3	1.5520	195.50	.7500	.0000	.6857	.8927	1	1	1	2
3	CACTUS 1	3726.9	123.0	311.5	449.2	2.2320	301.10	.3206	4.5000	.5581	.8451	2	1	1	1
4	CACTUS 2	4272.2	124.0	301.7	343.4	2.4219	390.50	.1991	4.4100	.5241	.8458	1	1	1	2
5	CACTUS 5	3899.9	127.0	302.0	.0	2.2242	320.09	.1400	3.8000	.4811	.8390	1	1	2	1
6	CACTUS 25	4039.5	120.0	320.7	455.5	2.4302	401.10	.2040	4.0302	.5332	.8514	1	1	1	2
7	CACTUS 49	4426.2	131.0	319.4	444.0	2.3929	300.70	.2000	4.2076	.5365	.8460	1	1	1	4
8	CACTUS 45	4292.8	130.0	315.0	424.1	2.3429	373.30	.2095	7.7152	.5367	.8474	1	1	1	2
9	CACTUS 53	3702.1	124.0	318.5	426.8	2.2022	373.70	.2410	4.3728	.5512	.8447	1	1	1	2
10	CACTUS 69	3826.1	127.0	317.0	436.4	2.4593	400.90	.2839	4.0504	.5339	.8482	1	1	1	2
11	CACTUS 95	3930.1	120.0	316.4	350.7	2.3427	390.00	.2057	5.5207	.5302	.8492	1	1	1	1
12	CACTUS 103	4500.8	130.0	292.5	453.1	2.4133	377.50	.2095	6.7191	.5255	.8449	1	1	1	2
13	COMBUACAN 1	4020.5	124.0	336.0	405.0	1.9552	211.81	.2500	10.1200	.5539	.8817	1	1	1	2
14	COMBUACAN 14	4302.7	130.0	276.0	359.0	1.7650	201.00	.4700	15.2000	.6570	.8846	1	1	1	2
15	COMBUACAN 30	4229.8	120.0	336.3	490.0	1.8453	251.10	.3337	13.2105	.6236	.8793	1	1	1	2
16	FRATE 150	3948.5	120.0	334.0	430.9	1.8200	240.80	.4132	8.9681	.6222	.8802	1	1	1	2
17	HISPERO NO-A	4010.4	141.0	292.0	480.5	2.1532	319.10	.2697	5.4000	.5650	.8511	1	1	1	2
18	GALACAGUE 1	4150.0	123.0	305.0	492.0	2.6076	303.80	.3000	12.5000	.5952	.8819	1	1	1	4
19	PLATANAL 101	4858.9	147.0	308.0	362.5	2.3725	200.23	.3200	7.2000	.5469	.8851	1	1	1	1
20	RIO NUEVO 1	4491.0	130.0	310.5	491.5	2.3101	300.49	.2175	7.5468	.5411	.8520	1	1	1	2
21	SABANCUY 1	3633.1	110.0	304.4	.0	1.9102	195.70	.9900	08.3102	.7245	.9270	1	1	1	1
22	SAMARIA 95	4590.7	130.0	309.0	527.5	1.8007	242.00	.1809	11.3945	.6355	.8770	1	1	1	3
23	SAMARIA 101	4297.5	131.0	324.9	467.2	1.9310	205.20	.3800	10.2000	.6015	.8750	1	1	1	2
24	SAMARIA 102	4483.3	130.0	318.5	514.1	1.7727	227.50	.4045	15.3000	.6421	.8833	1	1	1	2
25	SAMARIA 103	4390.4	130.0	313.5	447.0	1.7409	223.30	.4090	10.4000	.6500	.8851	1	1	1	2
26	SAMARIA 123	4573.9	144.0	320.0	515.0	1.9082	259.50	.1500	7.2500	.5916	.8813	1	1	1	2
27	SILIO GRANDE 1	4088.7	120.0	313.6	442.9	1.8900	200.00	.3400	7.4000	.6153	.8653	1	1	1	1
28	SILIO GRANDE 61	3930.9	120.0	283.0	314.0	1.9455	245.87	.2000	10.8100	.5563	.8620	1	1	1	2
29	SILIO GRANDE 71	3050.3	120.0	320.0	.0	2.4044	372.50	.1420	12.2000	.4475	.8340	1	1	1	2
30	SILIO GRANDE 80	3785.5	120.0	304.5	.0	2.1944	247.84	.1300	12.8100	.5147	.8564	1	1	1	2
31	SILIO GRANDE 81	3994.3	120.0	300.9	430.4	2.1850	333.70	.1935	1.5933	.5075	.8660	1	1	1	2
32	SILIO GRANDE 83	4005.0	127.0	310.0	.0	1.9400	220.39	.1700	7.9500	.5043	.8780	1	1	1	2
33	SILIO GRANDE 91	3962.3	120.0	329.7	300.2	2.2900	300.70	.2055	8.4850	.5546	.8495	1	1	1	2
34	SILIO GRANDE 101	4103.3	120.0	322.0	.0	2.4101	303.23	.2000	8.7000	.4001	.8820	1	1	2	2
35	SILIO GRANDE 103	4029.0	120.0	320.0	390.8	2.2793	303.40	.2009	4.6700	.5535	.8603	1	1	1	2
36	SUNUAPA 1	3910.4	120.0	352.5	434.7	2.2493	300.60	.3101	8.5300	.5781	.8696	1	1	1	2
37	TUPEN 1	3400.2	112.0	324.0	355.0	1.6050	207.90	.5300	.0000	.6025	.8836	1	1	1	2

- 183 -

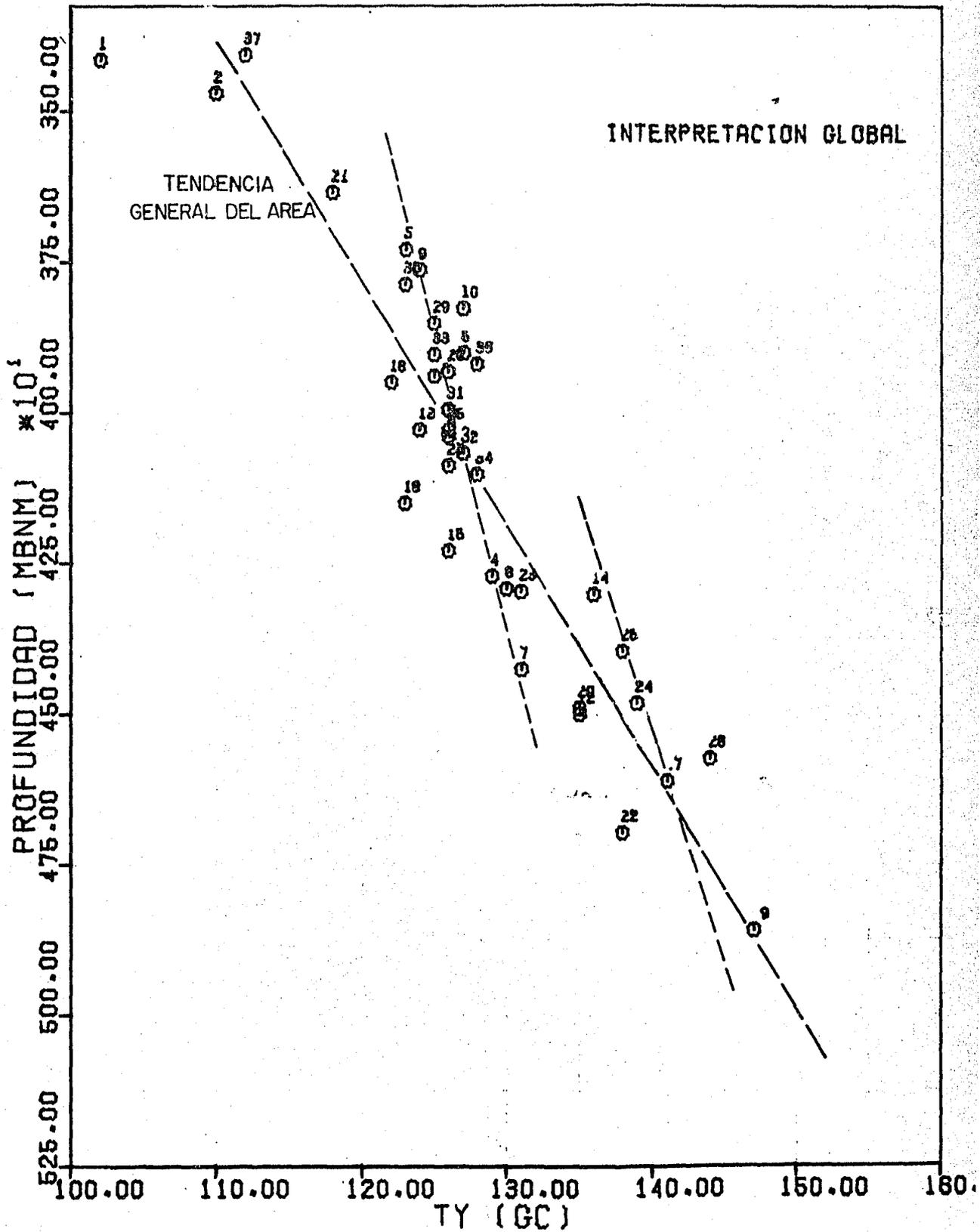


FIG. NO. 4.70.-TEMPERATURA DE YACIMIENTO VS PROFUNDIDAD

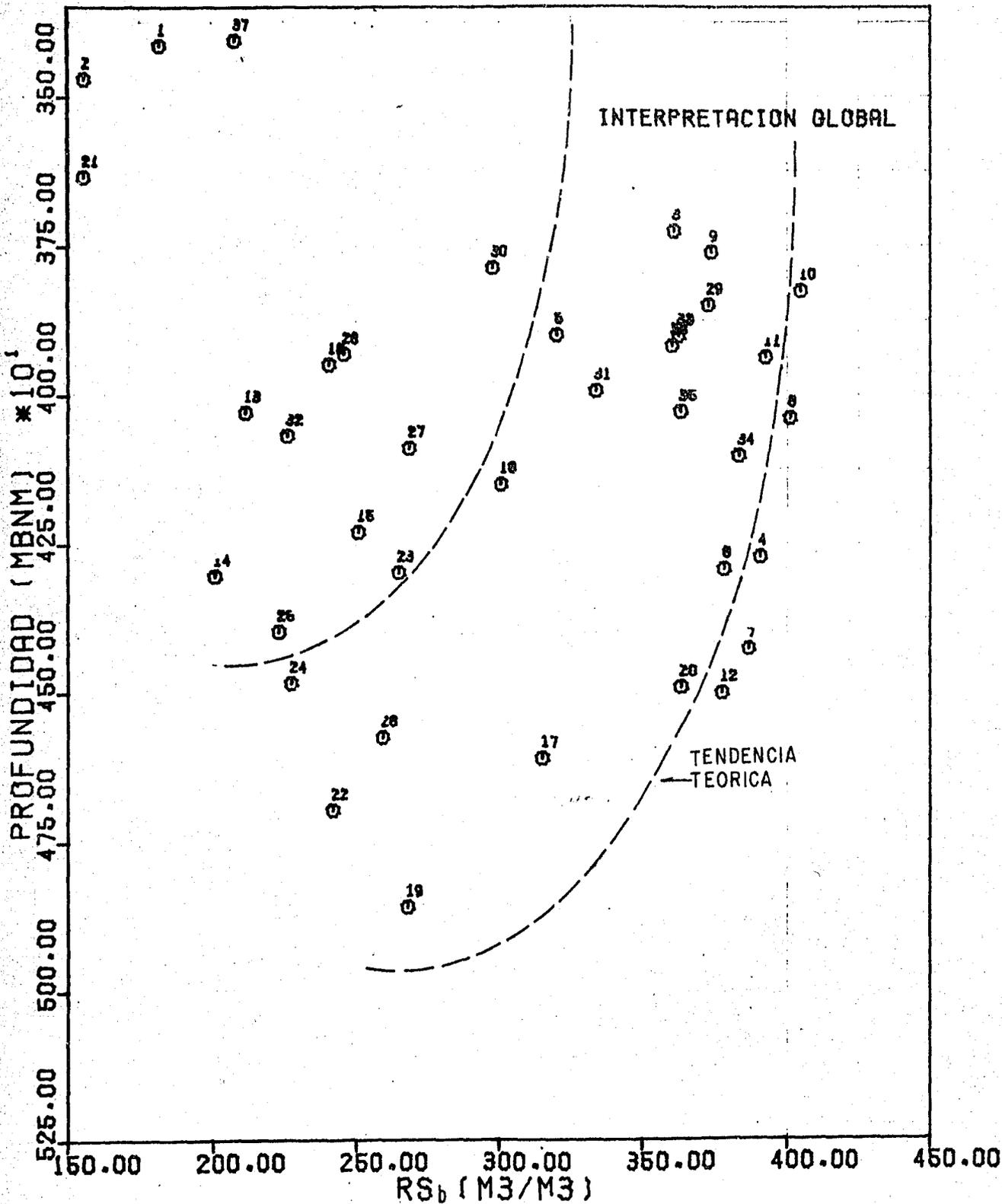


FIG. NO. 4.71.- RS<sub>b</sub> VS PROFUNDIDAD

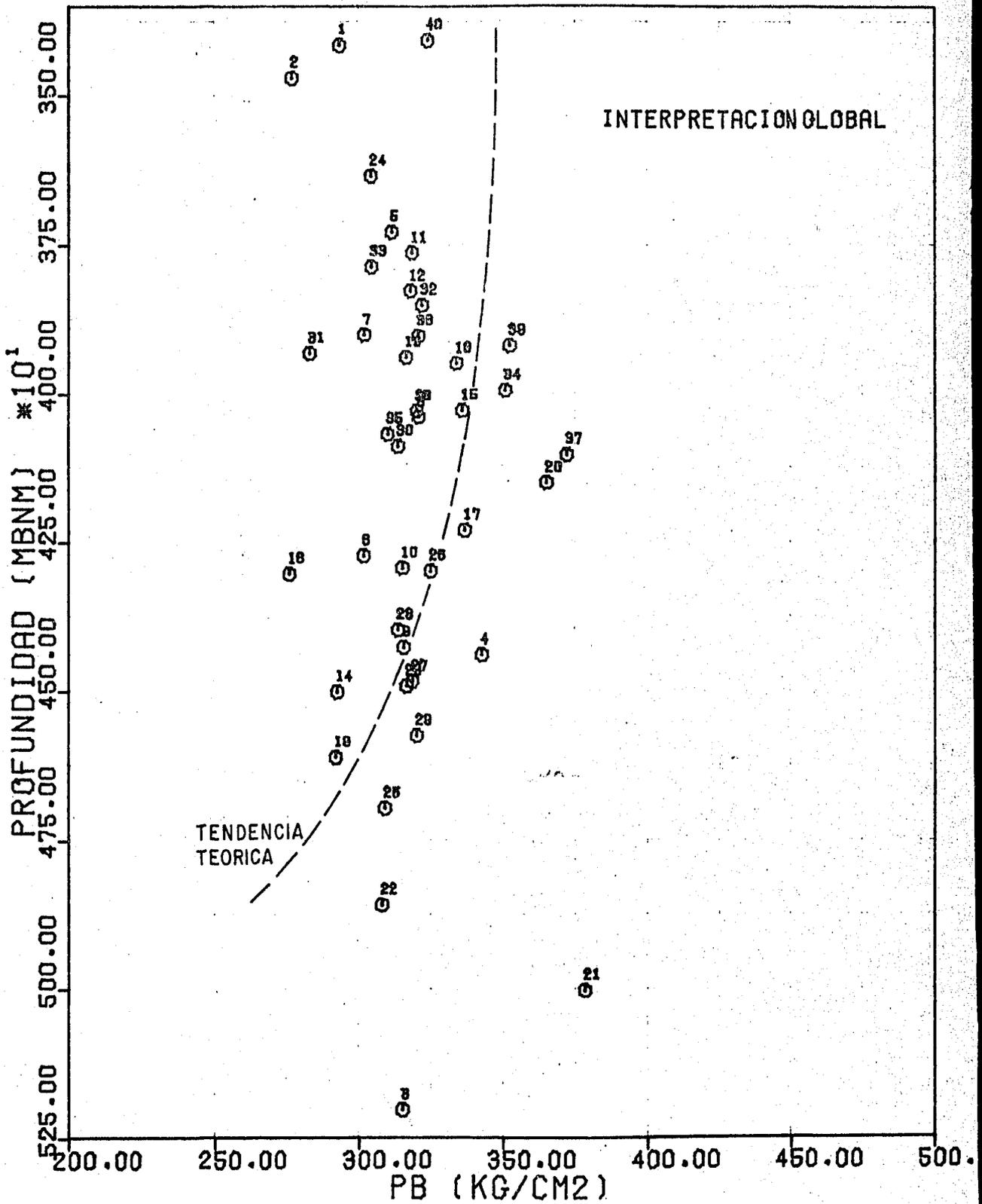


FIG. NO. 4.72.- PRESION DE SATURACION VS PROFUNDIDAD

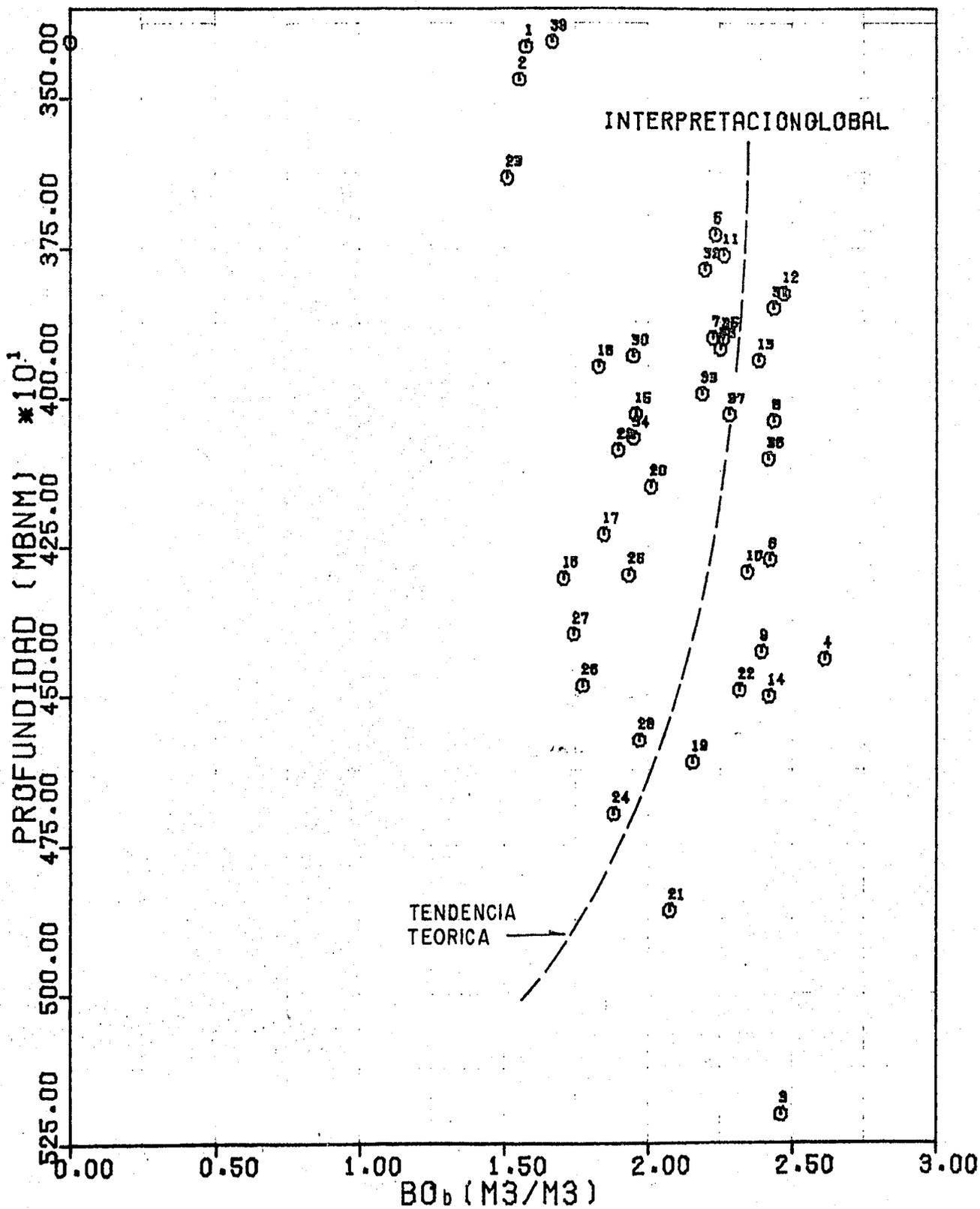


FIG. NO. 4.73.- FACTOR DE VOLUMEN VS PROFUNDIDAD

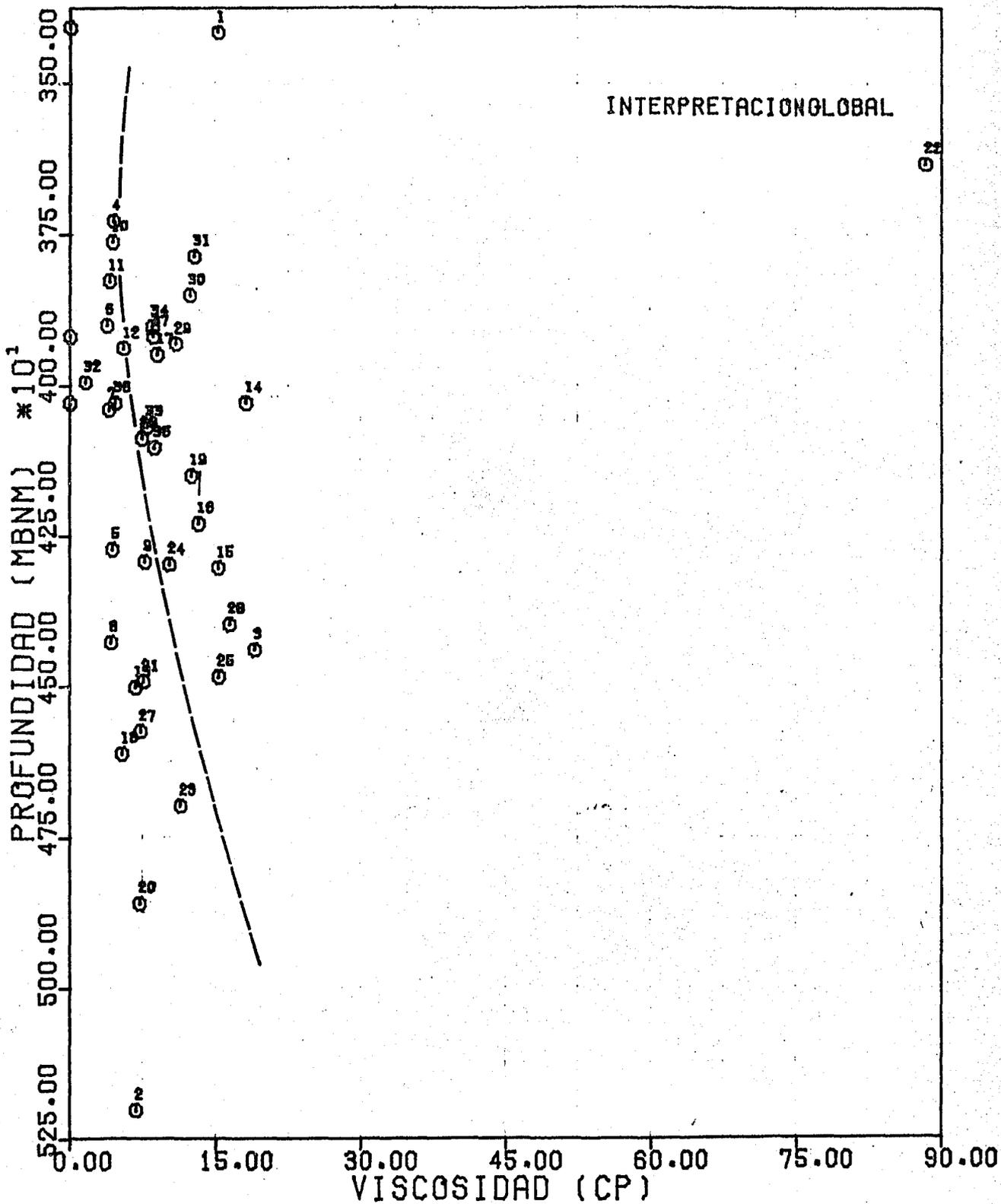


FIG. NO. 4.74.- VISCOSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

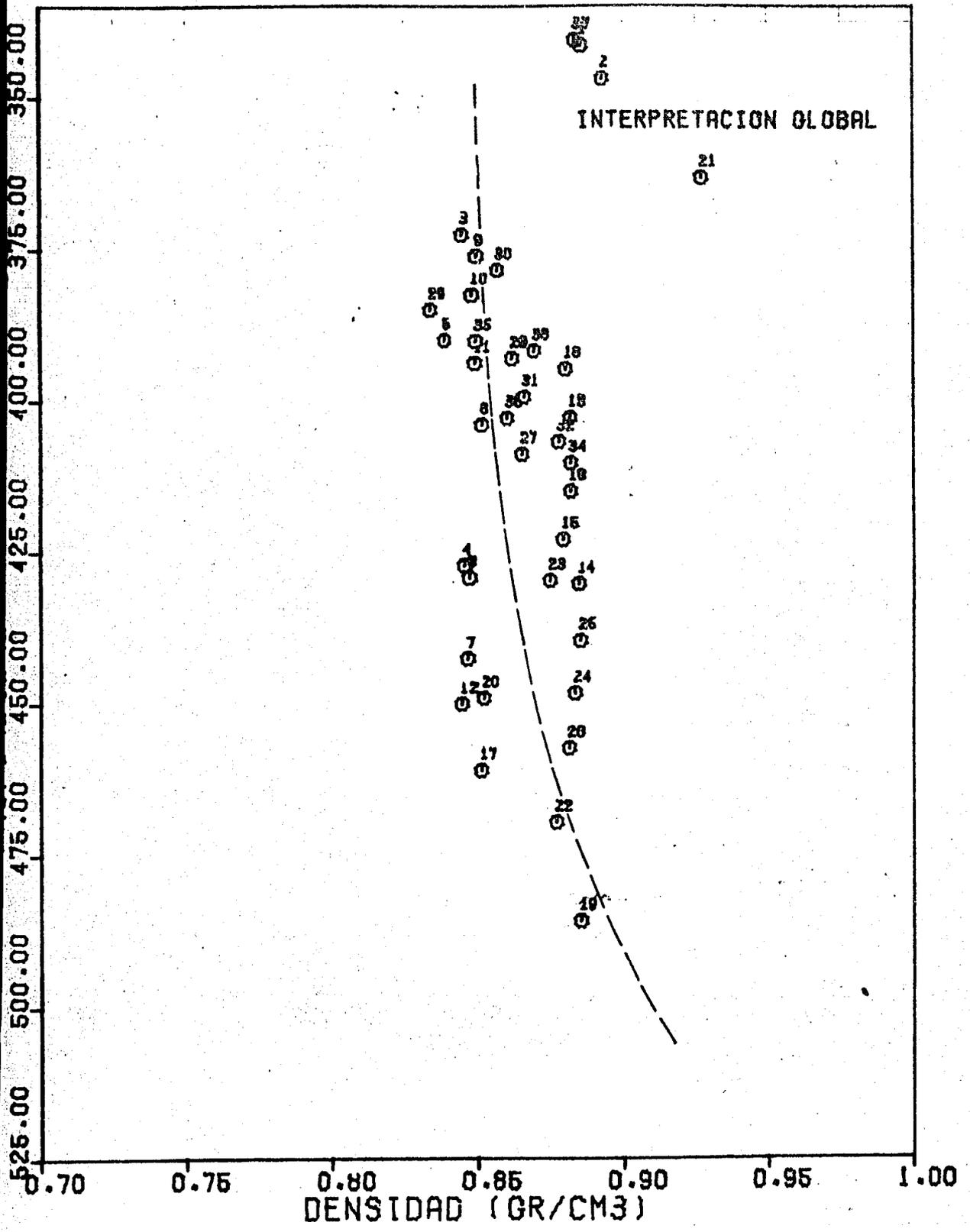


FIG. NO. 4.75.- DENSIDAD A CS VS PROFUNDIDAD

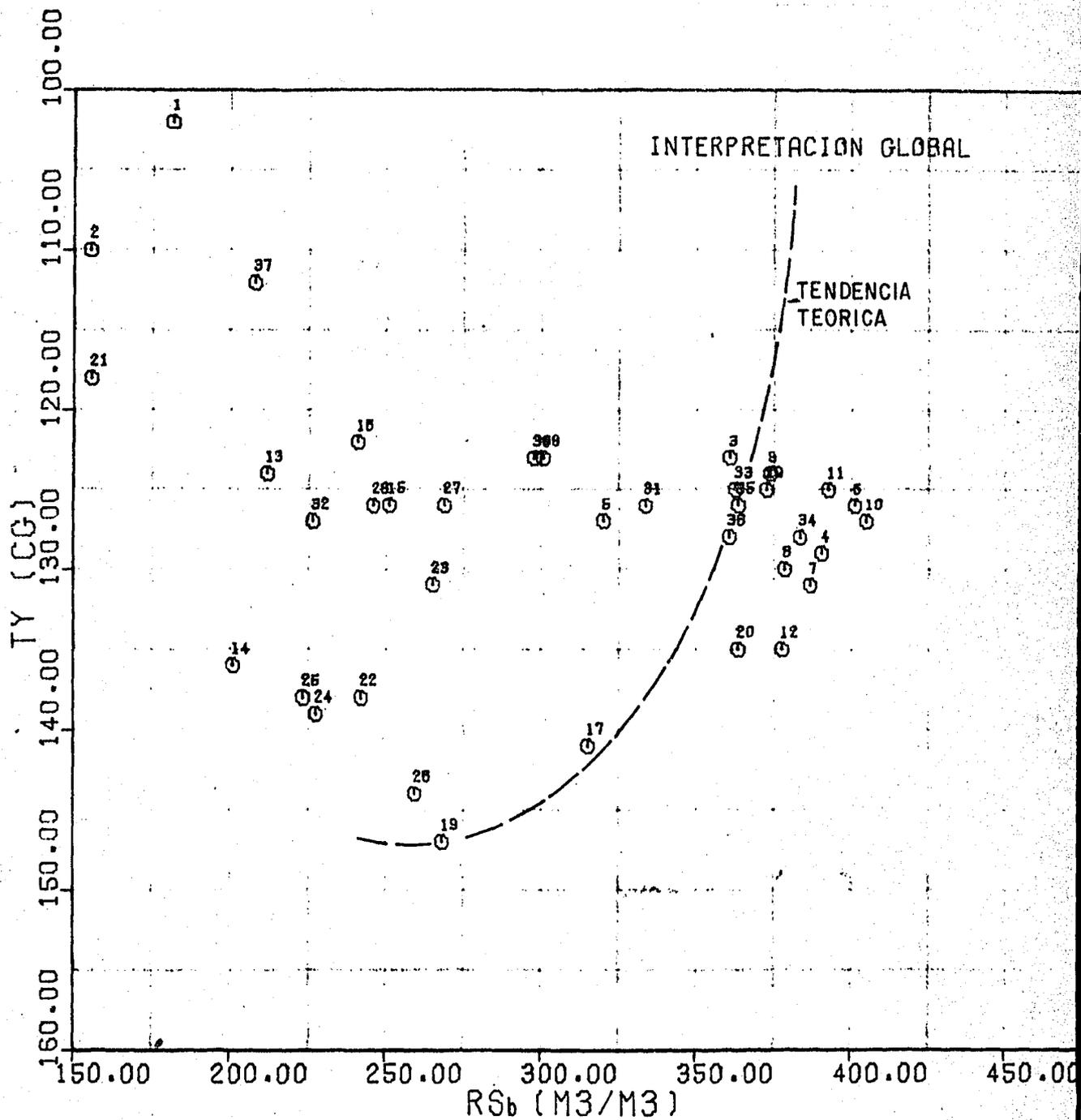


FIG. NO. 4.76.- RS<sub>b</sub> VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

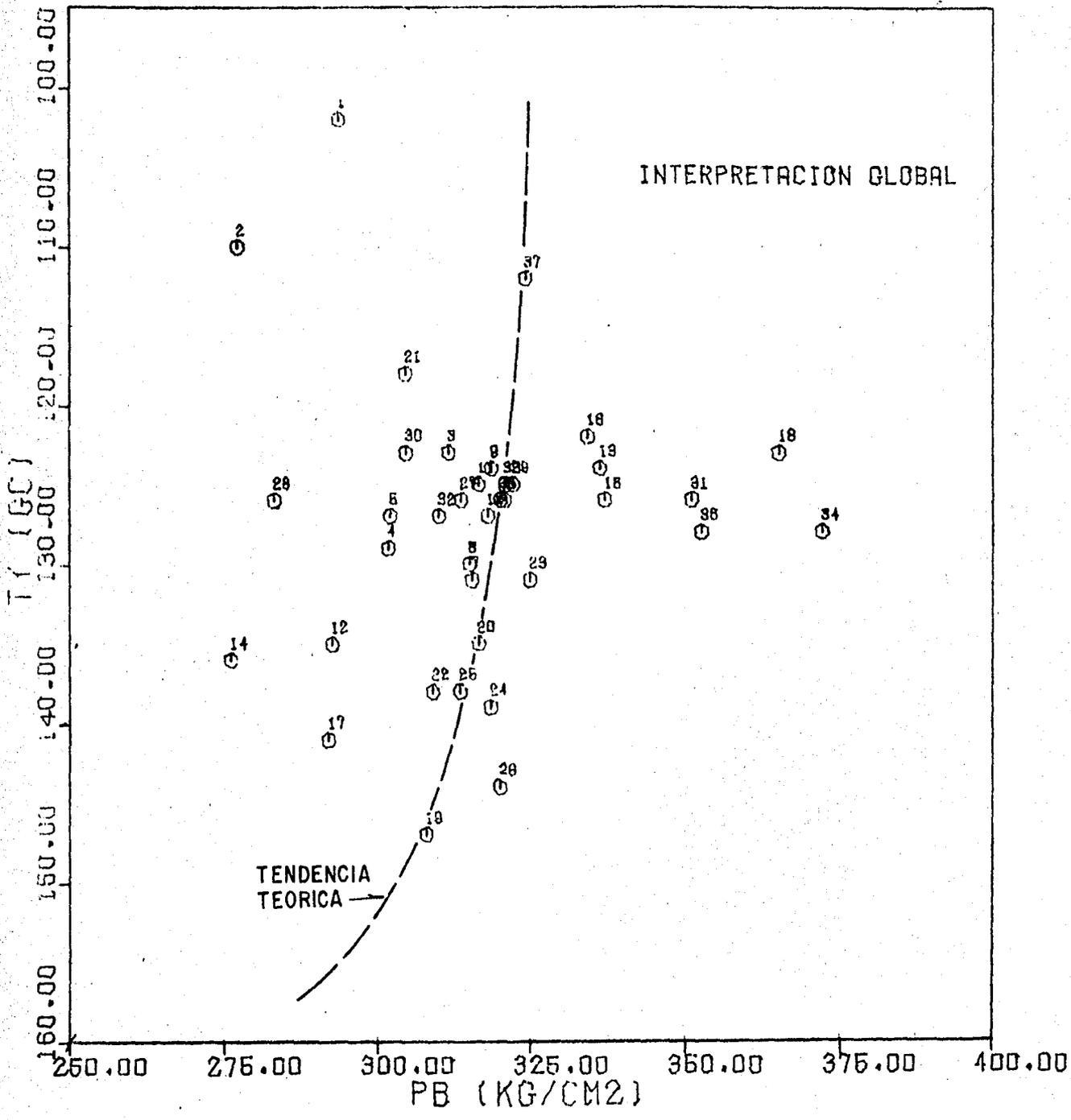


FIG. NO. 4.77.- PB VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO

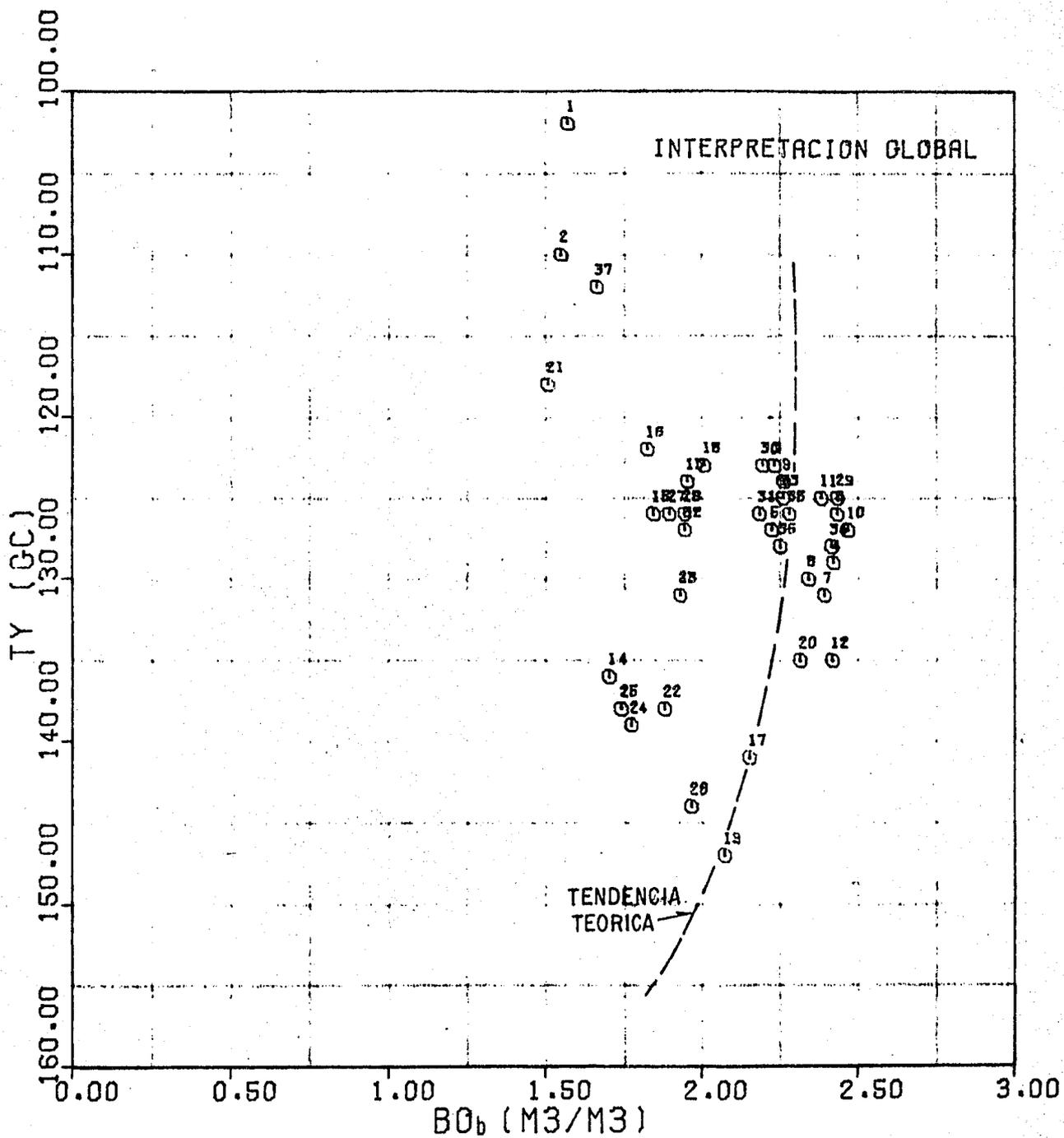


FIG. NO. 4.78-  $BO_b$  VS TEMPERATURA DE YACIMIENTO



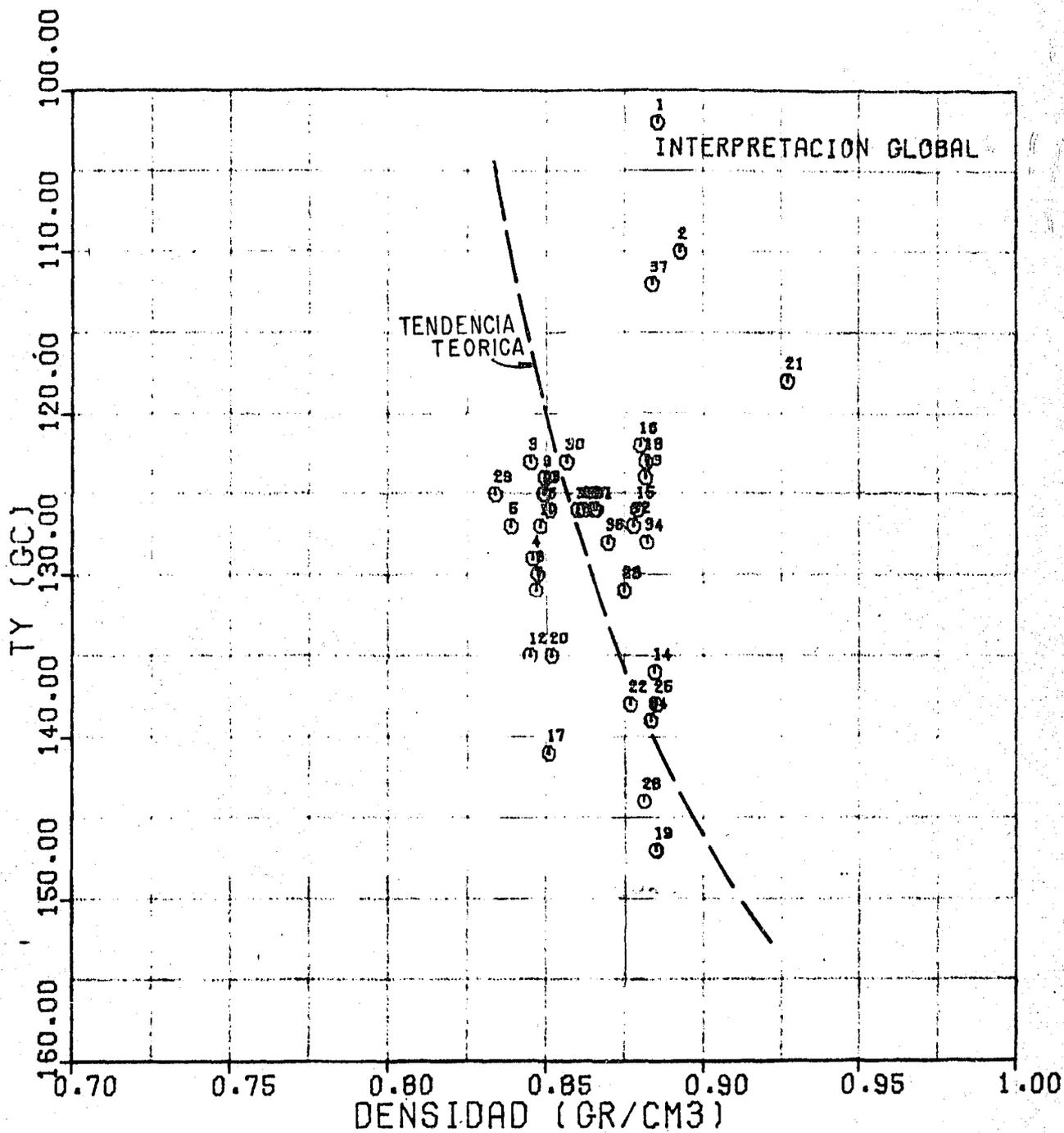


FIG. NO. 4.80.- DENSIDAD A CS VS TY

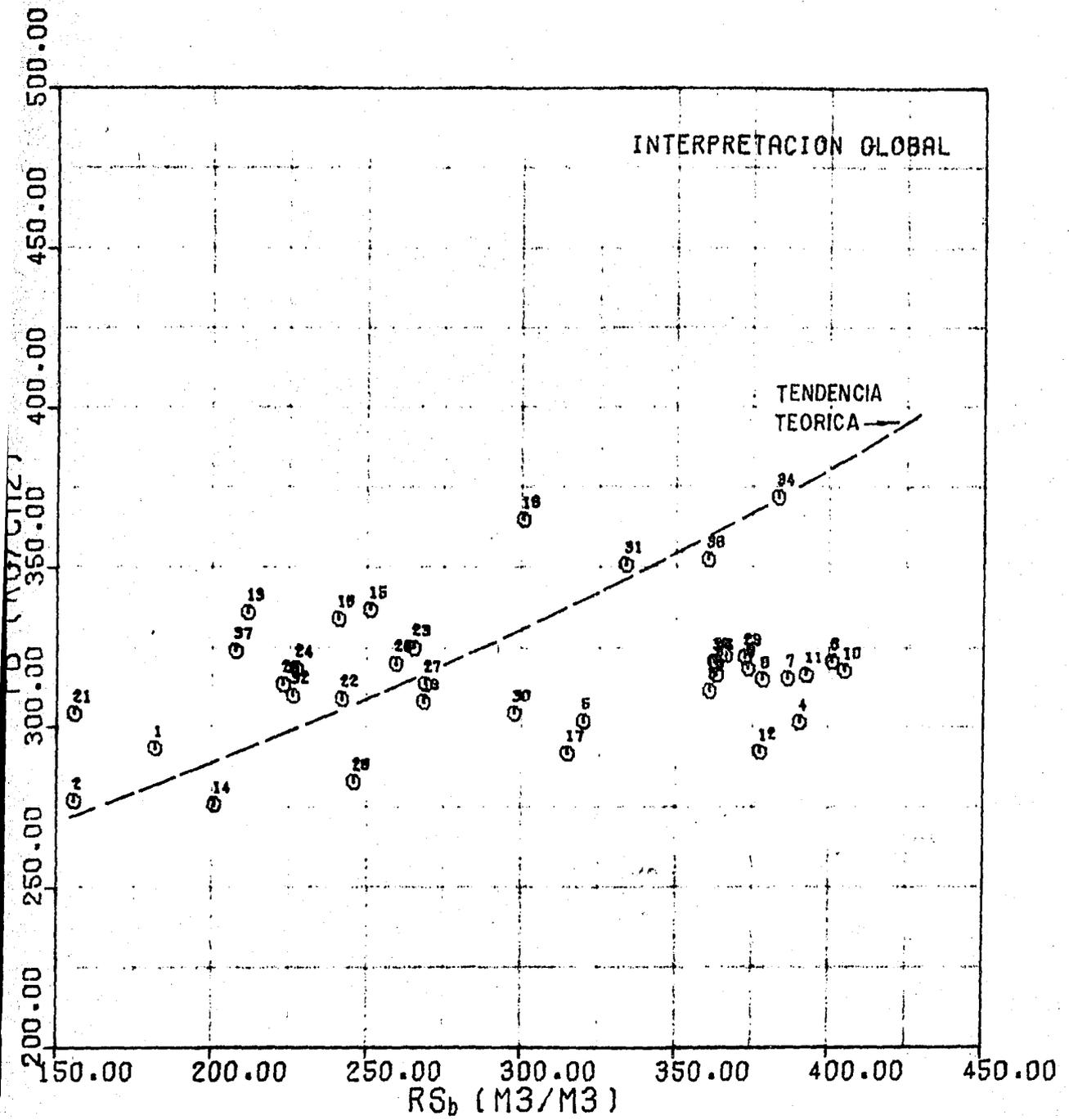


FIG. NO. 4.81.-  $RS_b$  VS PRESION DE SATURACION

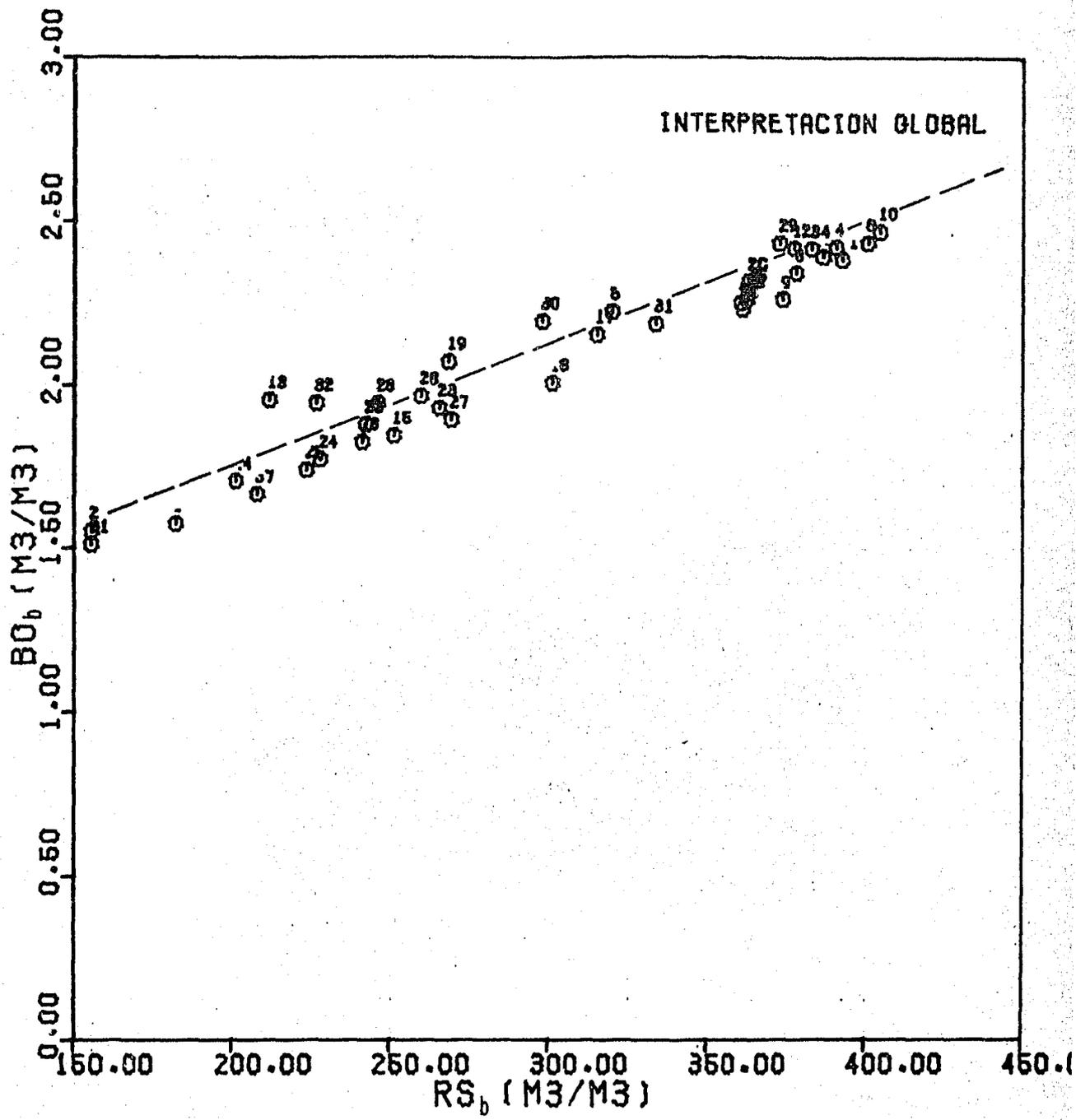


FIG. NO. 4.82 RS<sub>b</sub> VS FACTOR DE VOLUMEN

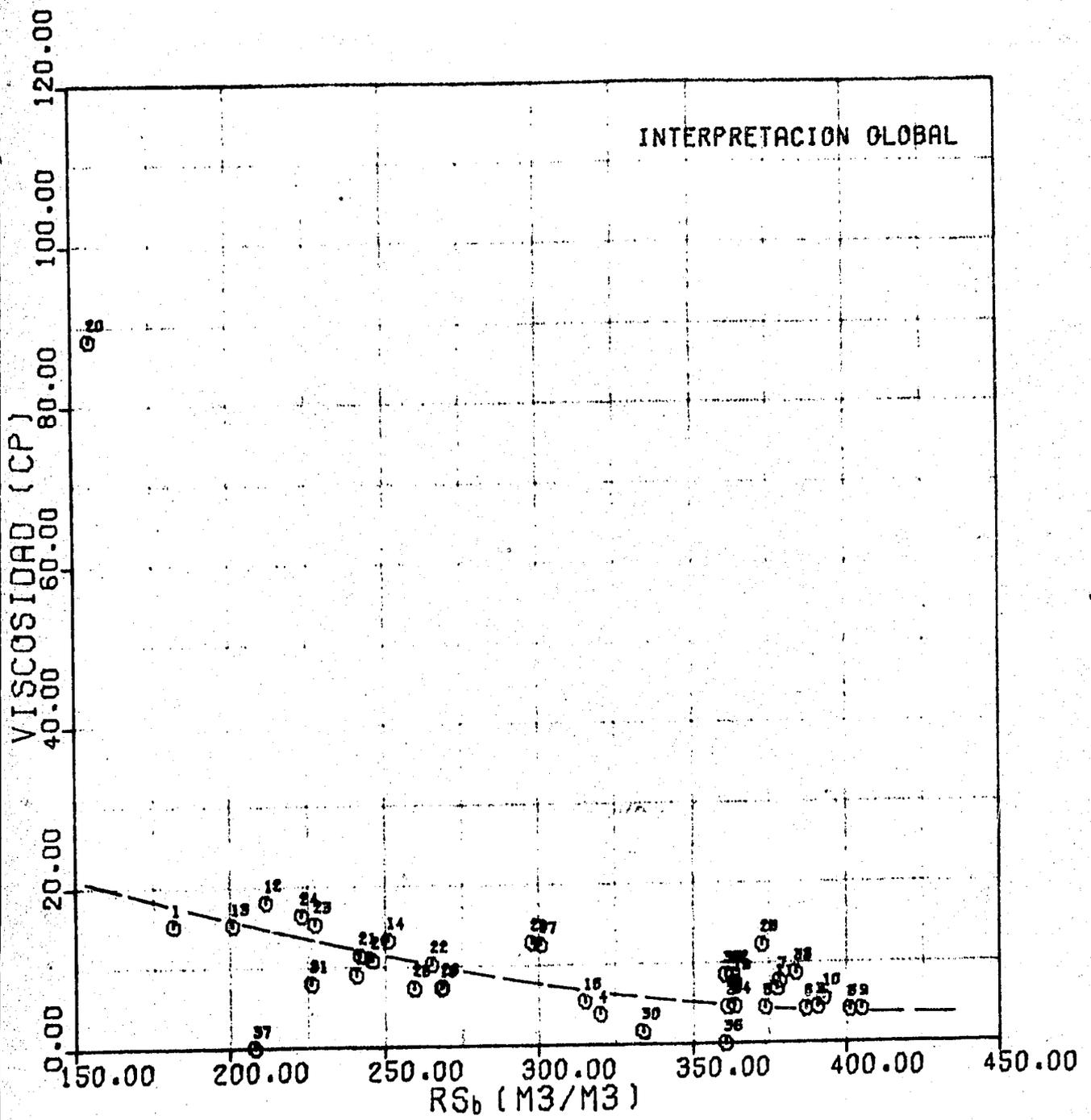


FIG. NO. 4.83.-  $RS_b$  VS VISCOSIDAD A CS

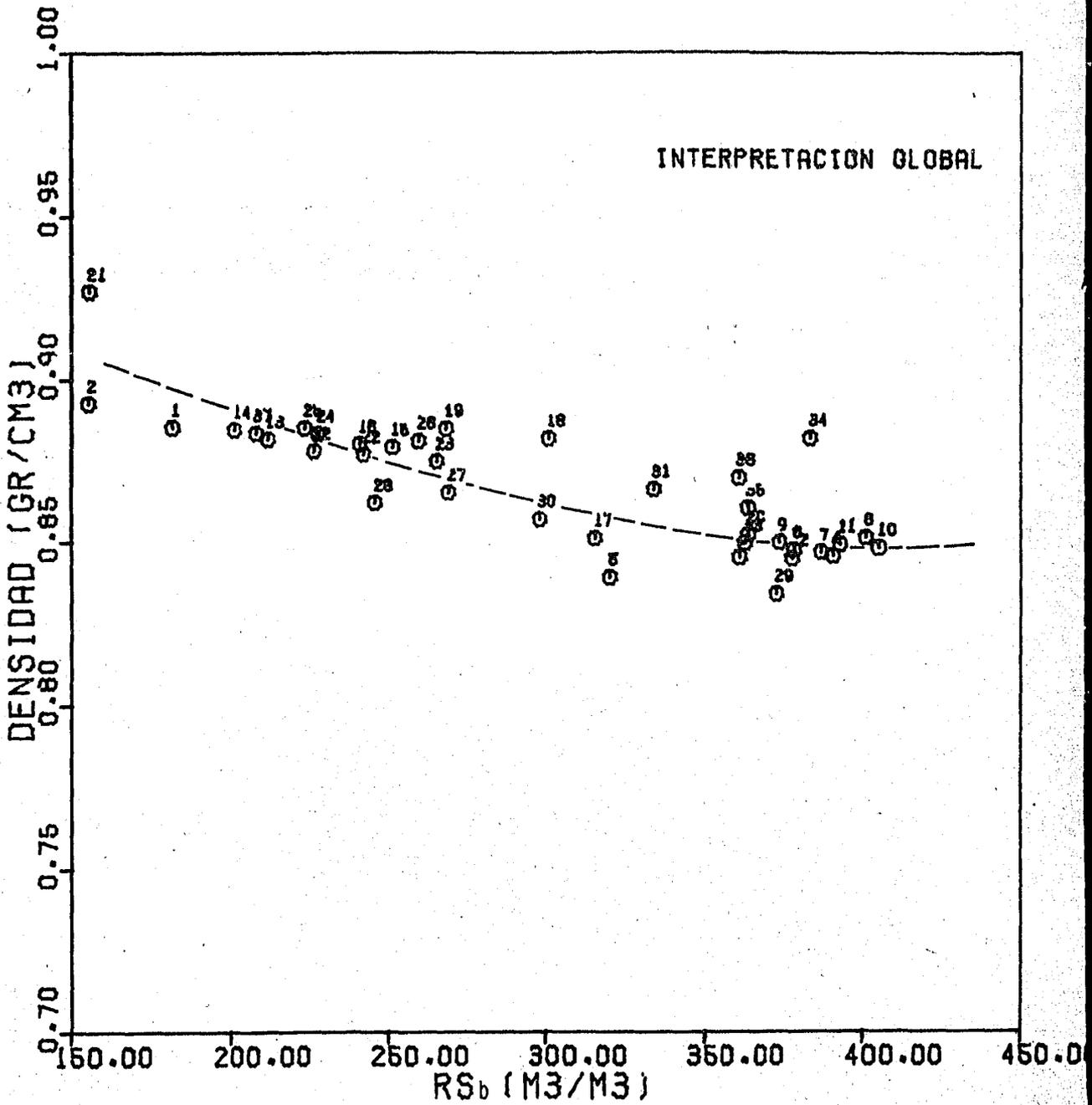


FIG. NO. 4.84.- RS<sub>b</sub> VS DENSIDAD A CS

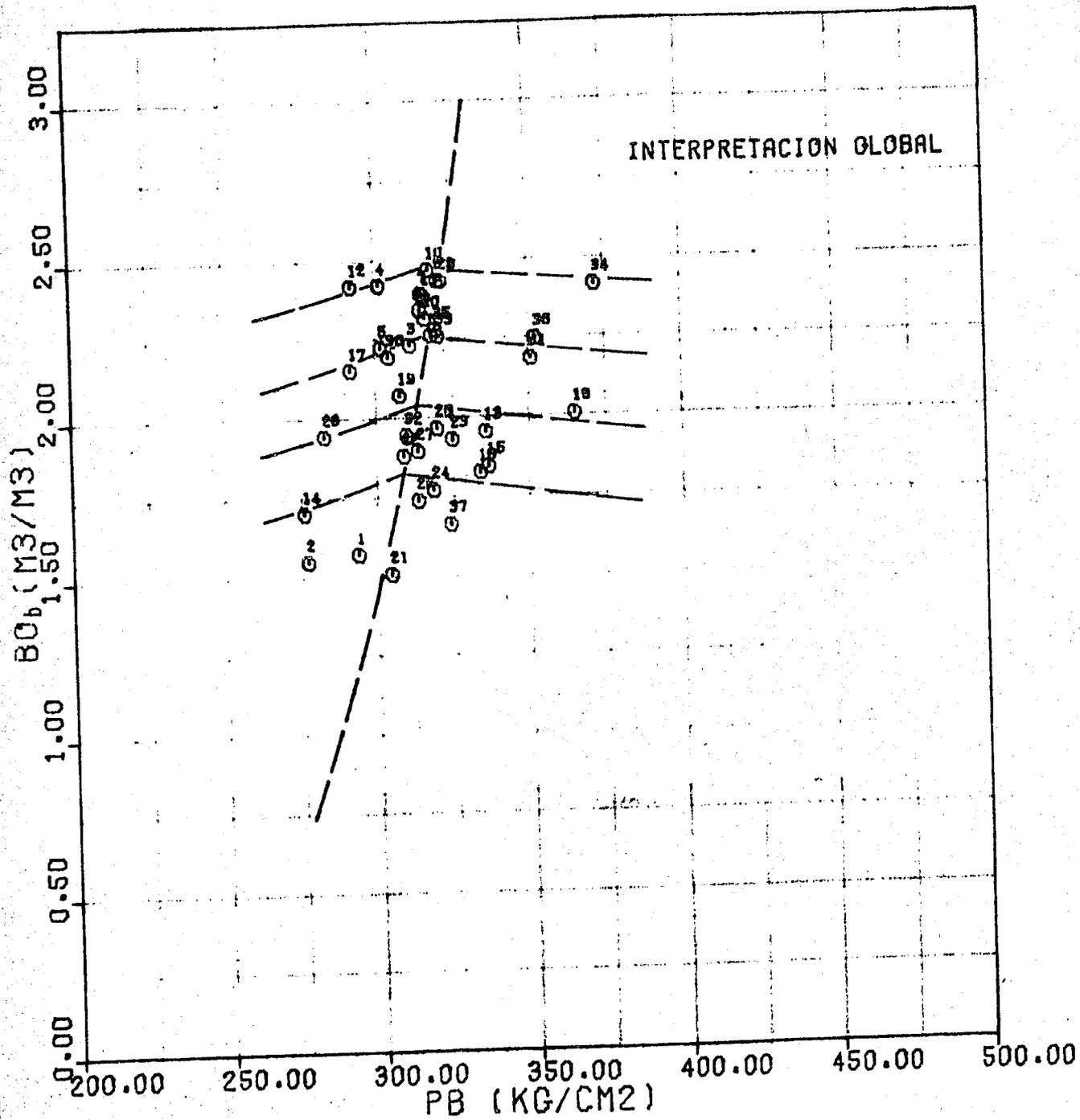


FIG. NO. 4. 85- PRESION DE SATURACION VS BO

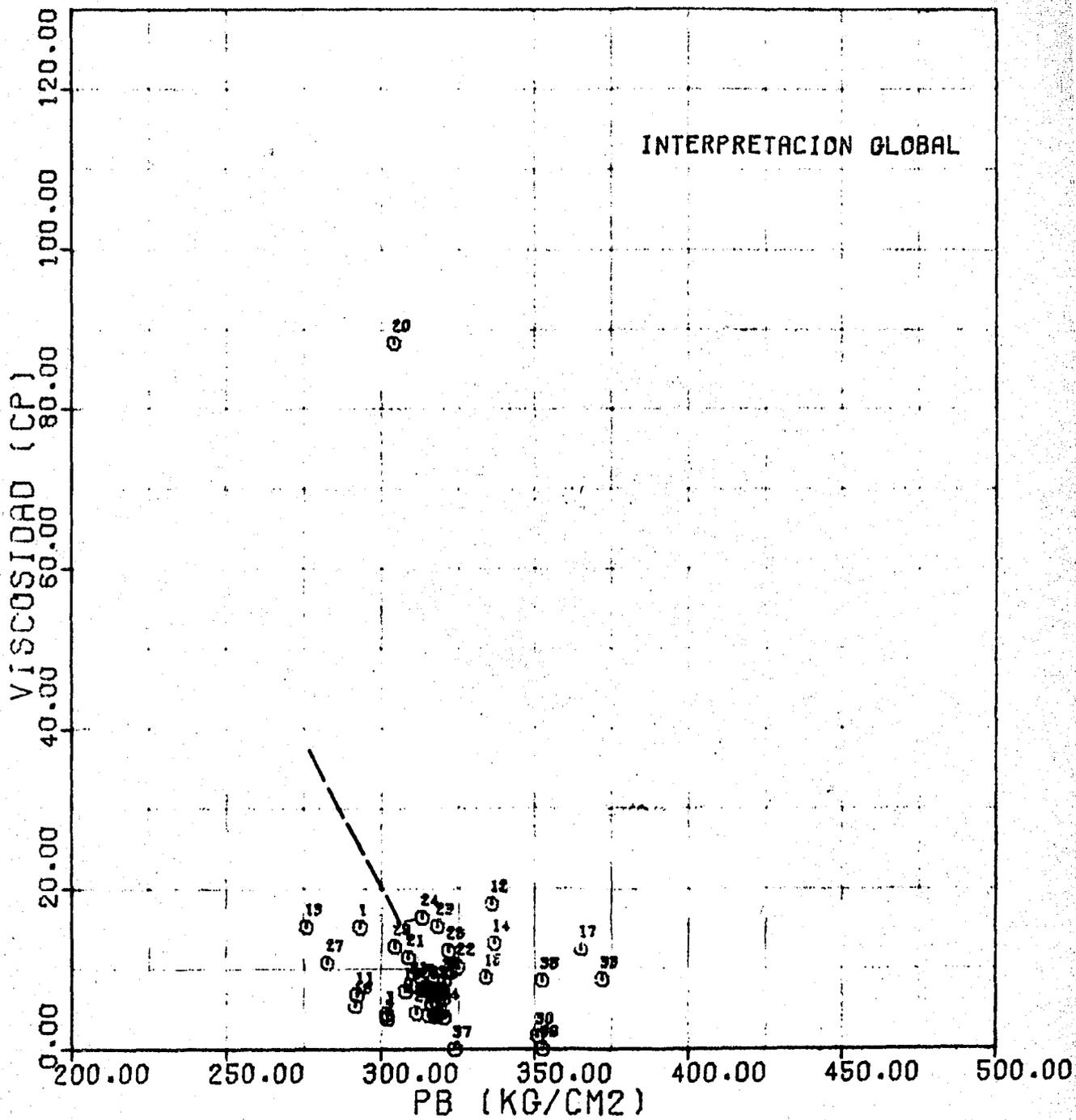


FIG. NO. 4.86- PRESION DE SATURACION VS VISCOSIDAD A CS

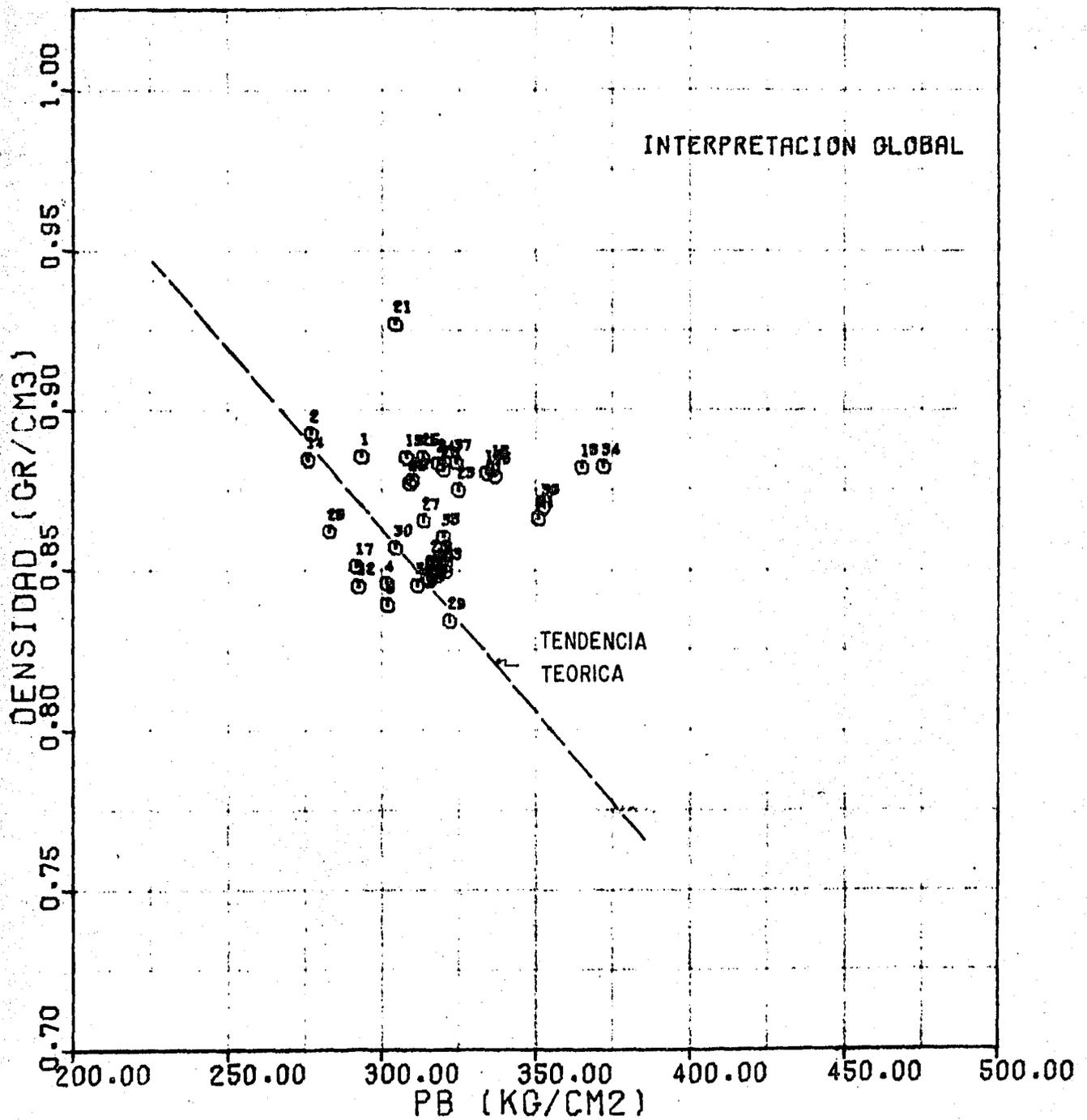


FIG. NO.4.87- PRESION DE SATURACION VS DENSIDAD A CS

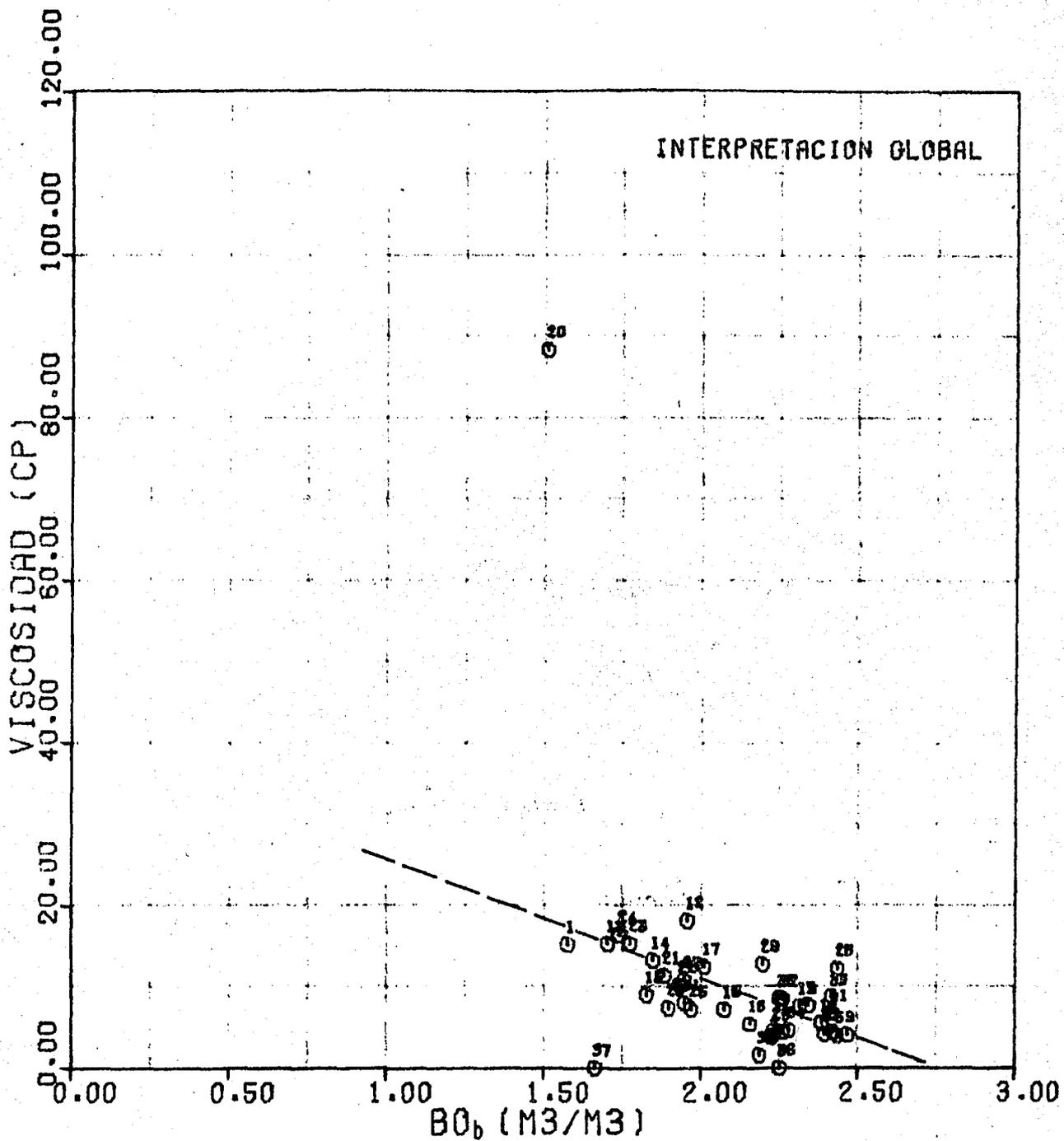


FIG. NO. 4.88.- BO<sub>b</sub> VS VISCOSIDAD A CS

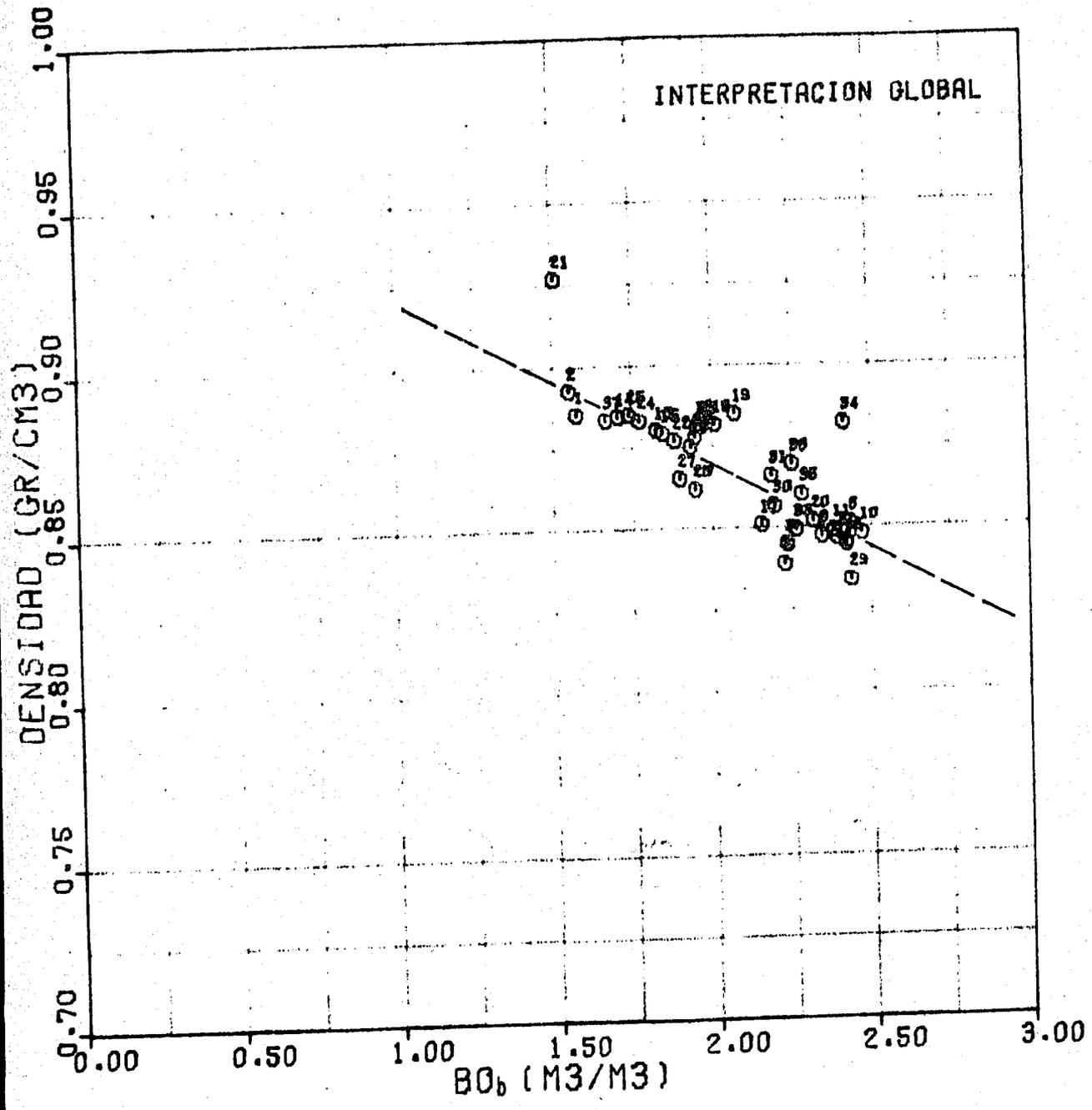


FIG. NO. 4.89.-  $BO_b$  VS DENSIDAD A CS

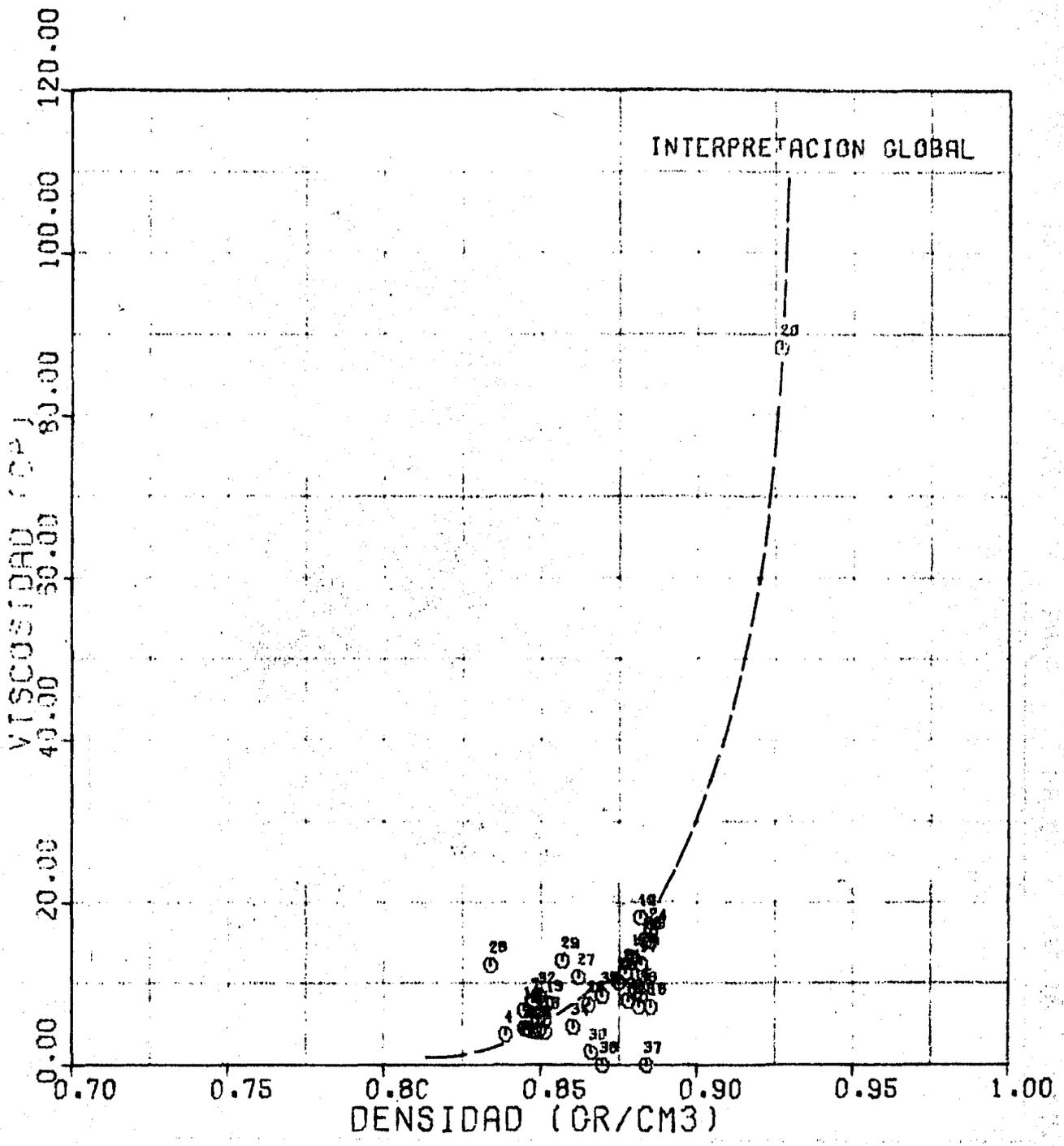


FIG. NO. 4.90.- DENSIDAD A CS VS VISCOSIDAD A CS

## 5. CONCLUSIONES Y APLICACION DE RESULTADOS

Para poder explotar adecuadamente un yacimiento es necesario conocer las principales propiedades de las rocas y de los hidrocarburos, tanto a las condiciones de subsuelo como de superficie. Estas propiedades deben obtenerse a partir de pruebas de laboratorio que se efectúen sobre muestras lo más representativas posibles.

La obtención de las muestras de fluido es una labor seria que requiere ser planeada con cuidado, por personal bien adiestrado y con el pozo adecuadamente acondicionado; ya que un deficiente muestreo conduce a errores en los valores de las propiedades encontradas, aún cuando el análisis de laboratorio sea correcto.

El método que se emplee para muestrear los fluidos en un pozo, va a depender básicamente del tipo de yacimiento de que se trate y de la información que se desee obtener. También en cierto grado depende de las condiciones mecánicas del pozo y del equipo que se tenga. El más ventajoso de los métodos es de muestreo de fondo; aún cuando se obtienen pequeñas cantidades de muestra y requiere de más cuidados en la preparación del pozo y del equipo. El mues-

treo superficial sólo es recomendable en yacimientos de gas y condensado.

Es deseable que en yacimientos con gran espesor impregnado de hidrocarburos y alto relieve estructural se realice un muestreo que cubra la mayor parte del espesor, ya que la composición de los hidrocarburos cambia con la profundidad.

Las correlaciones gráficas que se presentan en este trabajo son válidas para aceites bajosaturados y no se discuten los yacimientos de gas y condensado. Se recomienda aplicar este tipo de correlaciones cuando se desee obtener datos con rapidez o cuando no se cuente con la suficiente información para calcularlos por los métodos tradicionales.

Para conocer las principales propiedades de los hidrocarburos analizados, se construyeron 21 gráficas -- con los parámetros ya mencionados y definidos con anterioridad para los campos Cactus, Samaria-Cunduacán, Sitio Grande y en forma global para toda el área.

En la Tabla 5.1. se presenta el grado de correlación con base exclusivamente visual que presentan las gráficas. De acuerdo con esta apreciación, se observa que la mayor parte de las correlaciones elaboradas con los datos

TABLA 5.1. GRADO DE CORRELACION DE LOS DATOS PROCESADOS

GRAFICA	C A C T U S				SAMARIA - CUIHUACAN				SITIO GRANDE				AREA GLOBAL			
	Fig. No.	Grado de correlación			Fig. No.	Grado de correlación			Fig. No.	Grado de correlación			Fig. No.	Grado de correlación		
		B	R	M		B	R	M		B	R	M		B	R	M
Prof. - Ty	4.4	X			4.26	X			4.48	X			4.70	X		
Prof. - R <sub>sb</sub>	4.5	X			4.27			X	4.49			X	4.71		X	
Prof. - P <sub>b</sub>	4.6	X			4.23	X			4.50			X	4.72		X	
Prof. - B <sub>ob</sub>	4.7	X			4.29		X		4.51		X		4.73		X	
Prof. - v <sub>or</sub>	4.8	X			4.30	X			4.52	X			4.74	X		
Prof. - p <sub>or</sub>	4.9	X			4.31	X			4.53	X			4.75	X		
Ty - R <sub>sb</sub>	4.10	X			4.32			X	4.54			X	4.76			X
Ty - P <sub>b</sub>	4.11	X			4.33	X			4.55		X		4.77			X
Ty - B <sub>ob</sub>	4.12	X			4.34	X			4.56		X		4.78		X	
Ty - v <sub>or</sub>	4.13		X		4.35			X	4.57		X		4.79	X		
Ty - p <sub>or</sub>	4.14	X			4.36	X			4.58			X	4.80		X	
R <sub>sb</sub> - P <sub>b</sub>	4.15		X		4.37		X		4.59	X			4.81		X	
R <sub>sb</sub> - B <sub>ob</sub>	4.16	X			4.38	X			4.60	X			4.82	X		
R <sub>sb</sub> - v <sub>or</sub>	4.17	X			4.39	X			4.61	X			4.83	X		
R <sub>sb</sub> - p <sub>or</sub>	4.18	X			4.40	X			4.62	X			4.84	X		
P <sub>b</sub> - B <sub>ob</sub>	4.19		X		4.41		X		4.63		X		4.85		X	
P <sub>b</sub> - v <sub>or</sub>	4.20	X			4.42		X		4.64		X		4.86		X	
P <sub>b</sub> - p <sub>or</sub>	4.21		X		4.43	X			4.65		X		4.87		X	
B <sub>ob</sub> - v <sub>or</sub>	4.22	X			4.44	X			4.66	X			4.88	X		
B <sub>ob</sub> - p <sub>or</sub>	4.23	X			4.45	X			4.67	X			4.89	X		
v <sub>or</sub> - p <sub>or</sub>	4.24	X			4.46	X			4.68		X		4.90	X		
TOTALES	21	17	4	0	21	14	4	3	21	9	8	4	21	10	9	2

B.- Buena, R.- Regular, M.- Mala

reales de los análisis PVT son buenas; en éstos casos se consideran representativas para obtener algún valor aproximado de los parámetros correlacionados.

El comportamiento de los hidrocarburos está en función de su composición, presión inicial y temperatura de yacimiento principalmente (y se puede derivar el factor de volumen y la razón de solubilidad). Cuando estas propiedades se correlacionan con la profundidad, se observa que generalmente no presentan problemas y su variación dependerá de las características propias de los hidrocarburos.

De las correlaciones desarrolladas para el campo Cactus se encontró que existe un acomodo de los fluidos según su densidad; que hay tres yacimientos de hidrocarburos (uno en Ks y dos en Km); y que la composición remanente es similar.

De la comparación con el estudio geológico de Evaluación de la Formación del Campo Cactus<sup>(32)</sup> y las correlaciones desarrolladas para el mismo campo, se observa -- que según el comportamiento de los parámetros PVT correlacionados existen algunas diferencias en la interpretación, por ejemplo: se puede pensar que la producción del pozo Cactus No. 25 (muestra 6) no corresponde al yacimiento intermedio (Km) sino al superior (Ks). El pozo Cactus No. 45 (muestra 8) presenta un comportamiento que no corresponde al yacimiento-

superior (Ks) sino al yacimiento inferior del Km. El pozo - Nispero No. 86-A (muestra 17) que se consideró junto con los pozos Cactus por tratarse de un campo aparentemente unido, - se observa que en general presenta características diferentes, por lo que se puede pensar que se trata de un pozo productor de otra acumulación de hidrocarburos.

También se observa que la mayor parte de los datos de los datos del análisis PVT del pozo Cactus No. 5 - (muestra 5) no son representativos.

Las muestras de fluidos también sirven para identificar el tipo de yacimiento al que pertenecen. En el medio petrolero es común clasificar a los yacimientos de hidrocarburos de acuerdo al fluido producido y al comportamiento PVT que presentan. Inicialmente se pueden clasificar como yacimientos de aceite o de gas y posteriormente con mayor información se pueden clasificar con precisión como yacimientos de aceite bajosaturado, de aceite saturado, de gas y condensado, de gas húmedo o de gas seco.

De la revisión de los datos de todos los análisis PVT realizados hasta 1980 en el área, se trató de establecer una clasificación de los yacimientos productores. En la Fig. 5.1. se muestra esta clasificación basada en el tipo de fluido producido y en el comportamiento de los yacimientos. Esta información es valiosa porque puede ser utilizada

ESTRUCTURAS MESOZOICAS  
DE CHIAPAS-TABASCO

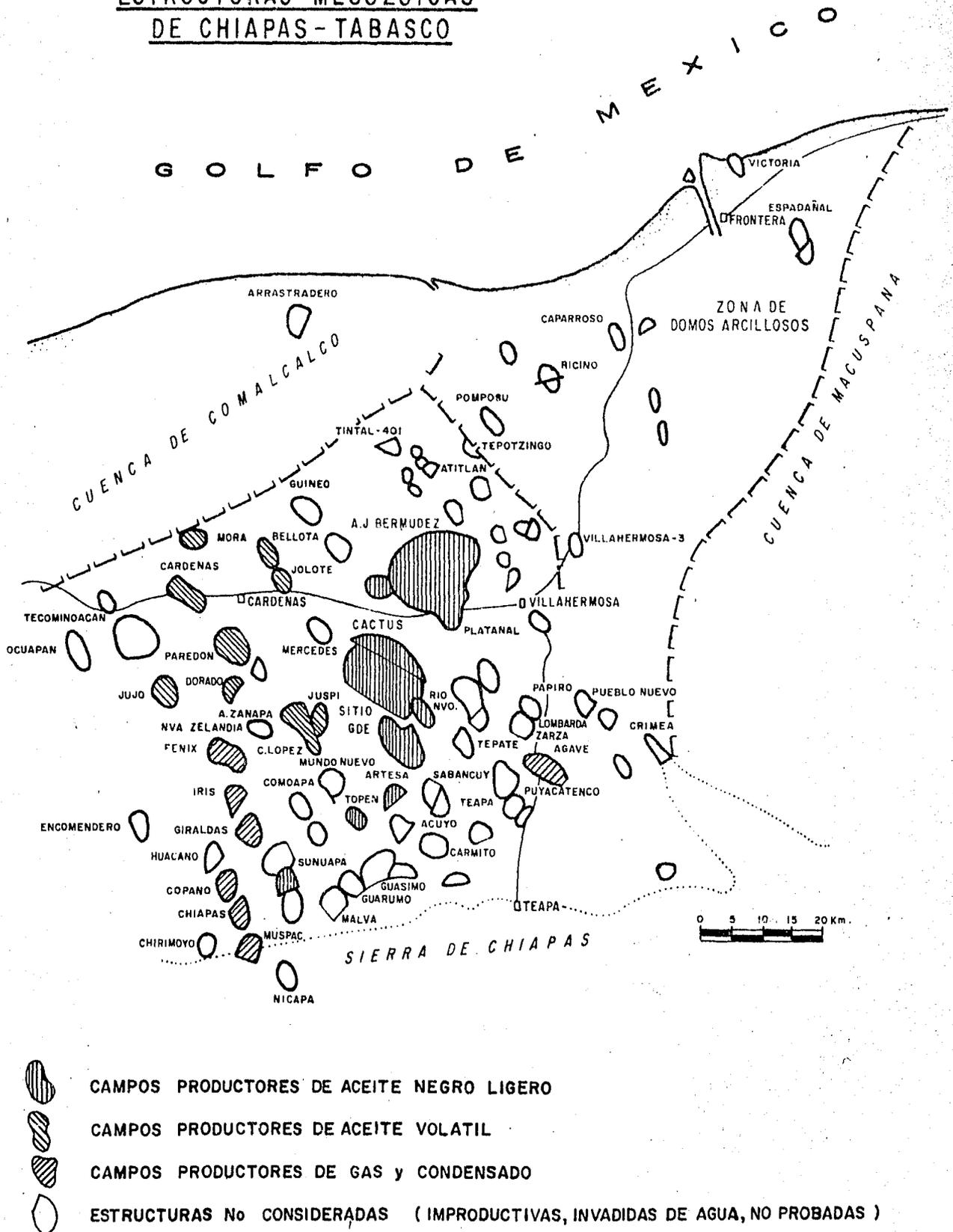


FIG. 5.1.- CLASIFICACION DE LAS ESTRUCTURAS .

para planear adecuadamente la explotación de una región petrolera, así como también programar algunas operaciones en los campos (perforaciones, terminaciones, muestreos, reparaciones, etc.).

En la Fig. 5.2. se presenta una configuración que muestra la variación de la densidad residual de los hidrocarburos ( $\rho_{or}$ ), medida a condiciones superficiales, en el área de estudio. En ella se observa un cambio gradual de los valores de  $\rho_{or}$ ; este cambio nos determina los diferentes tipos de hidrocarburos que se tienen. Sin embargo, dicha variación no explica el origen de los diferentes tipos de hidrocarburos existentes.

Puede observarse en la configuración que los mayores valores de  $\rho_{or}$  concuerdan con una zona de erosión de finida en el área<sup>(43)</sup>, la cual tiene características regionales y que probablemente se inició a fines del Cretácico medio. En el área de estudio y en la zona de las estructuras Lombarda, Zarza, Papiro y Tepate alcanzó su mayor intensidad, lo cual explicaría por qué los hidrocarburos de dichas estructuras son de alta densidad y viscosidad<sup>(25)</sup> indicando la probable relación con la erosión que existió durante ese tiempo geológico.

De lo anterior, se deriva que para poder determinar por qué existen diferentes tipos de hidrocarburos en el área y variaciones en las propiedades de los mismos, se



requiere desarrollar estudios combinados de las características de las rocas (su origen, evolución y propiedades), geo--químicos (para entender la maduración de los hidrocarburos)- y termodinámicos (PVT) de los fluidos.

Los valores configurados en la Fig. 5.2 se -enlistan en la Tabla 4.4. (Variable DENSCS).

## 6. NOMENCLATURA

A	= Area	{ cm <sup>3</sup> }
B <sub>g</sub>	= Factor de volumen del gas (B <sub>g</sub> < 1 )	{ $\frac{M^3_g @ C.Y.}{M^3_g @ C.S.}$ }
B <sub>o</sub>	= Factor de volumen del aceite (B <sub>o</sub> > 1)	{ $\frac{M^3_o @ C.Y.}{M^3_o @ C.S.}$ }
B <sub>ob</sub>	= Factor de volumen del aceite a la presión de saturación.	{ $\frac{M^3_o @ C.Y.}{M^3_o @ C.Y.}$ }
B <sub>t</sub>	= Factor de volumen de las dos fases  B <sub>t</sub> = B <sub>o</sub> + B <sub>g</sub> (R <sub>si</sub> - R <sub>s</sub> )	{ $\frac{M^3_o + g \text{ lib} @ C.Y.}{M^3_o @ C.S.}$ }
C	= Compresibilidad	{ $\frac{Km}{cm^2}^{-1}$ }
g	= Aceleración de la gravedad	{ $\frac{m}{seg^2}$ }
ln	= Logaritmo natural (base e)	
log	= Logaritmo decimal (base 10)	
P	= Presión	{ $\frac{Kg}{cm^2}$ }

$P_b$	= Presión de burbujeo o de saturación	$\left\{ \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right\}$
$P_{wf}$	= Presión de fondo fluyendo	$\left\{ \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right\}$
$P_{ws}$	= Presión estática	$\left\{ \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right\}$
PFC	= Presión de fondo cerrado	$\left\{ \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2} \right\}$
$R_s$	= Razón de solubilidad	$\left\{ \frac{\text{M}^3 \text{ g}}{\text{M}^3 \text{ O}} \right\}$
$R_{sb}$	= Relación gas disuelto a la $P_b$	$\left\{ \frac{\text{M}^3 \text{ g}}{\text{M}^3 \text{ O}} \right\}$
$S_g$	= Saturación de gas	$\left\{ \frac{\text{M}^3 \text{ g}}{\text{M}^3 \text{ poros}} \right\}$
$S_o$	= Saturación de aceite	$\left\{ \frac{\text{M}^3 \text{ O}}{\text{M}^3 \text{ poros}} \right\}$
$S_{gr}$	= Saturación de gas residual	$\left\{ \frac{\text{M}^3 \text{ g}}{\text{M}^3 \text{ poros}} \right\}$
$S_{or}$	= Saturación de aceite residual	$\left\{ \frac{\text{M}^3 \text{ O}}{\text{M}^3 \text{ poros}} \right\}$
T	= Temperatura	$\{^\circ\text{C}\}$

$T_c$  = Temperatura crítica {°K }

$T_y$  = Temperatura de yacimiento {°C }

$V$  = Volumen {M<sup>3</sup>}

$V_{or}$  = Volumen de aceite residual {M<sup>3</sup>}

$\gamma$  = Peso específico {g/cm<sup>3</sup>}

$\rho_r$  = Densidad relativa

$\phi$  = Porosidad  $\left\{ \frac{M^3}{M^3_r} \right\}$

$\mu$  = Viscosidad {poises}

$\rho$  = Densidad  $\left\{ \frac{gm}{cm^3} \right\}$

@ C.S. Medido a condiciones superficiales {14.7  $\frac{lb}{pg^2}$  y 60°F}

@ C.Y. Medido a condiciones de yacimiento.

## 7. R E F E R E N C I A S

1. Méndez L.T., Teyssier S.J.-"Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros".-Revista del IMP, Vol. XI No., -- Oct. 1979.
2. Meza M.M.-"Importancia de la Variación de las Propiedades del Aceite con la Profundidad".- A.I.P.M.- XVI Congreso - Nacional.- 1978.
3. Sánchez B.J., Cárdenas A.J. "Correlaciones de Presión de Saturación y Factor de Volumen del Aceite a la Presión de Saturación para Yacimientos de la República Mexicana".- - D.I.Y. PEMEX.- Poza Rica, Veracruz. 1978.
4. Linares F.M., Ocampo F.A., Herrera P.N.-"Correlación Estadística de la Presión y Temperatura en Función de la Profundidad".-DFNE, PEMEX.-Revista Ingeniería Petrolera, 1972.
5. Méndez L.T., León G.A.-"Variación de las Propiedades Físicas de los Fluidos con la Profundidad".-Sonda de Campeche. División de Yacimientos.-IMP, Enero de 1980.

6. Cronoble M.J.-"Geothermal Gradients and Their Application to Petroleum Geology".-The Mountain Geologist, V.6 No. 1 P. 27-39.
7. Oistein, Glaso.-"Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations".-J.P.T., Mayo, 1980.
8. Milton Vázquez and Beggs, H.D.-"Correlations for Fluid -- Physical Property Prediction".-SPE, Oct., 1977.
9. Milton Vázquez.-"Correlations for Fluid Physical Property Prediction".-J.P.T. 1977.
10. Lašater J.A.-"Bubble Point Pressure Correlation".-Petroleum Transactions, AIME.-Vol. 213, 1958.
11. Timmerman E.H.- "Bubble Point of Oils".-Petroleum Engineer-International, Nov., 1979.
12. Meehan, Natan D.-"Improved Oil PVT Property Correlations", Oil and Gas Journal, Oct., 1980.
13. Meehan, Natan D.-"Crude Oil Viscosity Correlation".-Oil and Gas Journal, Nov., 1980.
14. Meehan, Natan D.-"Program Determines Gas Constants".- Oil and Gas Journal, Nov., 1980

15. Meehan, Natan D.-"Gas Composition Gives Pseudocritical-Valves".-Oil and Gas Journal, Dic., 1980.
16. Gallardo, M.A.-"Una Correlación del Aceite Saturado y Residual para Yacimientos de la República Mexicana".- - AIPM.-X Convención Anual.
17. Carlton, Beal.-"The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures".-Petroleum Technology, Marzo, 1946.
18. Braden, W.B.-"A Viscosity-Temperature Correlation at Atmospheric Pressure for Gas-Free Oils"- Journal of Petroleum Technology, Nov. , 1966.
19. Chew Ju-Nam and Connally, C.A.-"A Viscosity for Gas-Saturated Crude Oils".-Petroleum Transactions, AIME.-Vol. - 216, 1956. p. 23-25.
20. Beggs, H.D. and Robinson J.R.-"Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems".-J.P.T., Sept., 1975.
21. Little, J.E. and Kennedy, H.T.- "A Correlation of the Viscosity of Hydrocarbon Systems with Pressure, Temperature and Composition".-Society of Petroleum Engineers - Journal.-Junio, 1968.

22. Gouel, Patrick.-"Correlation Between Composition and -- Thermodynamic Properties of Hydrocarbon Mixtures Synthesis".-Revista BCREDP, Vol. 3, 1979.
23. Emanuel, Alan S.- "A Corresponding States Correlations for Calculating Gas-Condensate Phase Equilibria".- Society of Petroleum Engineer Journal.-Sept., 1968.
24. Standing, M.B.-"A Pressure Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases".-Pacific Coast District, Spring Meeting, Los Angeles, Calif. Mayo, 1947.
25. Información recabada en Petróleos Mexicanos.
26. López Ramos, E.-"Geología de México".-Tomo III.-Edición Escolar, abril de 1981, México.
27. Pirson, Sylvain J.-"Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos".-Editorial Omega.-México, 1963.
28. Craft, B.C. and Hawkins, M.F.-"Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos".-Editorial Tecnos, México, 1968.
29. Burcik, Emil J.-"Petroleum Reservoir Engineering".-The Pennsylvania State University, Published by IHRDC.

30. Acuña, Garaicochea y Limón.-"Flujo Multifásico en Tuberas".-Explotación, IMP (Publicación 76BM-204), 1976.
31. McCray and Cole.-"Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros".-Tercera Edición, CECSA.-México.-1970.
32. Pérez M.J.D., Bassó A.J.S. Y Castañeda O.J.M.-"Estudio del Campo Cactus.-Evaluación de la Formación (Primer reporte)".-División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, 1978.
33. J.W. Amix, D.M. Bass Jr. R.L. Whiting,.-"Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties".-McGraw-Hill-Book Company, 1960.
34. Kenneth K. Landes.-"Geología del Petróleo".-Editorial Omega S.A.-Tercera Edición, Barcelona, España, 1968.
35. Garaicochea, F.P.-"Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos".-Facultad de Ingeniería, UNAM, 1972.
36. Escobar, R.F. y Escobar, R.J.-"Principios de Mecánica de Yacimientos".-Tesis.-Facultad de Ingeniería, UNAM, 1974.

37. Dickey, Parke A.-"Petroleum Development Geology", University of Tulsa, USA, 1979.
38. Terán, B., Ceballos, S.A., De la Fuente, G.- "Principios de Ingeniería de Yacimientos", Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, 1974.
39. Ortiz, Ordoñez, O.-"Muestreo de Fondo"-Subdirección de Explotación.-Subgerencia de Ingeniería de Pozos.-Unidad de Nuevas Técnicas, PEMEX, febrero de 1981.
40. Trejo M.O.G.-"Muestreo de Fluidos en Yacimientos Petroleros".- Tesis, IPN, 1981.
41. Krumbein y Sloss.-"Estratigrafía y Sedimentación", Cap. VII, Editorial Utea, México, 1969.
42. Sánchez Trejo, A.-División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP, 1981.
43. Diversos estudios Geológicos del Area Reforma-Huimanguillo, Distrito de Villahermosa, Tab.-División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP.