

5532  
R 752

ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

"ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD  
DE CRUDOS A CONDICIONES DE YACIMIENTO Y SUPERFICIE"

TESIS DE GRADO  
Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

Presentada por:

HECTOR ENRIQUE ROMAN FRANCO



BIBLIC

GUAYAQUIL - ECUADOR  
1985

ING. DANIEL TAPIA F.  
DECANO DE LA FACULTAD  
GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

ING. KLEBER G. MALAVE  
DIRECTOR DE TESIS

ING. MARIO GONZALEZ  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

ING. LUIS ALBAN  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

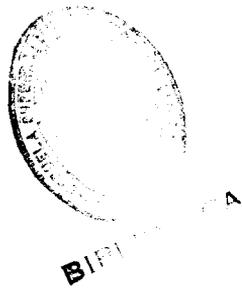


## DEDICATORIA

A mi MADRE como muestra de cariño y agradecimiento infinito.

## A G R A D E C I M I E N T O

- A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL por los valiosos conocimientos prodigados.
- Al ING. KLEBER MALAVE, por su acertada dirección en el desarrollo del presente trabajo.
- Al personal técnico del Laboratorio de Física de Yacimientos de CEPE por su valiosa ayuda ofrecida en la parte experimental, y de información.
- Al ING. BOLIVAR MIRANDA, por su valiosa asesoría proporcionada para la elaboración de esta tesis.
- Al Dr. ALFREDO BARRIGA, Director del Centro de Investigaciones CICYT.



## DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

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

*Héctor Román F.*

*Héctor Enrique Román Franco*



BIBLIOTECA

## R E S U M E N

El trabajo desarrollado en esta investigación, se fundamenta en el hecho de que siendo la medición de la viscosidad una tarea compleja, se vuelve importante establecer una correlación, que facilite la obtención de la viscosidad, bastando para ello conocer únicamente la temperatura y presión del yacimiento, y la gravedad API del fluido.

Con este objeto se parte de las curvas de calibración del viscosímetro de alta presión Ruska, (Viscosímetro Ruska 14,19) que permiten transformar los valores de tiempo, dados en segundos, a datos de viscosidad, en centipoises las mismas que se obtienen graficando  $(\Delta p \times t)$  contra viscosidad en centipoises. Tales curvas se utilizan en la determinación del comportamiento de la viscosidad a condiciones de yacimiento, sobre y bajo el punto de burbujeo.

En el procedimiento experimental utilizado en el presente trabajo, se efectúa la transferencia del crudo a la celda del viscosímetro Ruska y se procede a realizar la prueba con una presión inicial de 5000 lpcm, presión de

## VII

operación, que luego se va disminuyendo paulatinamente - hasta llegar a la presión atmosférica. En forma simultánea se miden las viscosidades y gravedades API de los crudos muertos a igual variación de temperatura.

La densidad del petróleo a las diferentes temperaturas de prueba se la obtiene del análisis PVT a partir de datos de volumen relativo y de vaporización diferencial, respectivamente.

La viscosidad del crudo en centipoise se logra multiplicando la constante de calibración del viscosímetro Ruska, según el ángulo de prueba, por la diferencial de presión y por el tiempo promedio a cada temperatura de prueba. La viscosidad del gas se obtuvo de la ecuación empírica de Lee (5,20).

Además se aplica un programa de computación por mínimos cuadrados para obtener las ecuaciones que generan las diferentes curvas que conforman la correlación, objeto de este trabajo.

# INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN .....	6
INTRODUCCION .....	17
I. REVISION DE LITERATURA EXISTENTE .....	19
1.1 Viscosidad .....	19
1.1.1 Definición de viscosidad .....	19
1.1.2 Coeficiente de viscosidad .....	21
1.1.3 Tipos de viscosidades .....	23
1.1.3.1 Viscosidad absoluta o dinámica .	23
1.1.3.2 Viscosidad cinemática .....	24
1.1.3.3 Viscosidad relativa .....	25
1.1.4 Aparatos usados para determinar la visco- sidad. ....	26
1.2 Revisión bibliográfica .....	28
II. CONSIDERACIONES TEORICAS .....	33
2.1 Fundamentos básicos .....	33
2.2 Aplicación experimental .....	37
2.2.1 Procedimiento en el laboratorio .....	37
2.2.2 Aplicación práctica .....	42
III. ASPECTOS OPERACIONALES DEL TRABAJO EXPERIMENTAL ....	45
3.1 Transferencia de fluidos .....	45
3.2 Descripción del viscosímetro de <i>alta presión</i> Ruska. ....	50
3.2.1 Instrucciones de operación .....	52
3.2.2 Datos Operacionales .....	55
3.3 Descripción del viscosímetro Zeitfuchs .....	59
3.3.1 Instrucciones de operación .....	60

	Pág.
IV. ANALISIS DE RESULTADOS .....	64
4.1 Tabulación de resultados .....	64
4.2 Gráficos resultantes .....	72
4.3 Discusión de resultados .....	85
CONCLUSIONES .....	88
RECOMENDACIONES .....	90
APENDICES .....	91
BIBLIOGRAFIA .....	106



BIBLIOTECA

## INDICE DE APENDICES

	Pág.
A. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO. ....	92
A.1 Objetivo del muestreo .....	92
A.2 Obtención de muestras de fluidos de yacimientos en el campo. ....	94
A.2.1 Muestreo de fluidos del fondo del pozo ....	94
B. BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO .....	96
B.1 Descripción de la bomba de mercurio .....	96
B.2 Preparación de la bomba de mercurio .....	98
C. PROGRAMA .....	100
D. FIGURAS .....	103

## INDICE DE FIGURAS

Nº		PAG.
1.1	Representación gráfica del fenómeno de la viscosidad de los fluidos.	20
2.1	Variación típica de la viscosidad de un petróleo en el yacimiento con respecto a la variación de la presión.	35
2.2	Variación de la viscosidad de un gas con respecto a la presión a una temperatura determinada.	37
3.1	Diagrama del equipo utilizado en la transferencia de fluidos.	47
3.2	Viscosímetro de alta presión Ruska.	104
3.3	Viscosímetro Zeitfuchs de brazo en cruz	105
3.4	Descripción del equipo utilizado con el viscosímetro Zeitfuchs.	105
4.1	Curvas de temperatura versus tiempo: Aceite 100% Spirax - 90.	73
4.2	Curvas de temperatura versus tiempo: Aceite 75% Spirax-90+25% Johnson's	74
4.3	Curvas de temperatura versus tiempo: Aceite 50% Spirax -90 + 50% Johnson's	75
4.4	Curvas de temperatura versus tiempo: Aceite 35% Spirax-90+ 75% Johnson's	76

Nº		PAG.
4.5	Curvas de temperatura versus tiempo: Aceite 100% Johnson's	77
4.6	Curvas de calibración: viscosímetro Ruska.	78
4.7	Curvas de variación de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión.	79
4.8	Curvas de variación de la viscosidad del petróleo con respecto a la temperatura.	80
4.9	Curvas de variación de la gravedad API del petróleo con respecto a la temperatura	81
4.10	Curvas de variación de la densidad del pe- tróleo con respecto a la temperatura.	82
4.11	Correlación de Crudos oriente.	83
4.12	Curvas de variación de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión y tem- peratura del yacimiento.	84
5.1	Diagrama que muestra las partes constituti- vas de la bomba de desplazamiento de mercurio.	97

INDICE DE TABLAS

BIBLIOTECA

Nº	PAG.
4.1 Procedimiento experimental de toma de valores: Viscosímetro Zeitfuchs	65
4.2 Calibración del viscosímetro Ruska: Aceite 100% Spirax-90	66
4.3 Calibración del viscosímetro Ruska: Aceite 75% Spirax-90 + 25% Johnson's	67
4.4 Calibración del Viscosímetro Ruska: Aceite 50% Spirax-90 + 50% Johnson's	68
4.5 Calibración del Viscosímetro Ruska: Aceite 25% Spirax-90 + 75% Johnson's	69
4.6 Calibración del viscosímetro Ruska: Aceite 100% Johnson's	70
4.7-8 Cálculo de la viscosidad del petróleo.	71



EI

## ABREVIATURAS

A	AREA
°API	GRADOS API (American Petroleum Institute).
ASTM	Normas de la American Society for testing materials.
C	Constante del viscosímetro Ruska.
CC	Centímetro cúbico.
CGS	Sistema centímetro gramo segundo.
cm	Centímetro
cm <sup>2</sup>	Centímetro cuadrado
cps	Centipoises
cts	Centistokes
F	Fuerza
°F	Grados Fahrenheit
GE	Gravedad específica del petróleo.
GR	Gramo
HCT	Petróleo parafínico.
Kg	Kilogramo
LCT	Petróleo olefínico
lpca	Libra por pulgada cuadrada absoluta.

LPCM	Libra por pulgada cuadra- da manométrica.
m	Metro
NBS	Normas de National Bureau of standards.
P	Presión
Ps	Presión de saturación
r	Distancia
SAE	Normas de la Society of Au- tomobile engineers
seg	Segundo
S.I.	Sistema Internacional
T	Temperatura
t	Tiempo
taj	Tiempo de ajuste
$\bar{t}$	Tiempo promedio
Ty	Temperatura del yacimiento.
V	Volumen
VOL. REL.	Volumen relativo.
V sat.	Volumen saturado
$\eta$	Viscosidad relativa, <i>ad.</i>
$\nu$	Viscosidad cinemática, cts.
$\mu$	Viscosidad absoluta, cps.
$\mu_f$	viscosidad del fluido

$\mu_g$	Viscosidad del gas
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo
$\mu_o$ aj	Viscosidad del petróleo ajustada.
$\mu_w$	Viscosidad del agua.
$\bar{\mu}$	Viscosidad promedia.
$\rho$	Densidad
$\rho_b$	Densidad de la bola de acero que se desliza dentro del <u>ba</u> rril del viscosímetro Ruska.
$\rho_o$	Densidad del petróleo
$\Delta\rho$	Variación de densidades.
$\frac{dv}{dr}$	Variación de la velocidad a lo largo de la normal
%	Porcentaje
5000 LPCM	Presión de operación del viscosímetro Ruska.

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

Para efectuar un estudio de un yacimiento de hidrocarburos, es necesario conocer primeramente las propiedades tanto de la roca como de los fluidos contenidos en ella. La validez de estos estudios dependen, en gran parte, de la precisión con que se efectúen las mediciones de dichas propiedades.

En vista de que el presente trabajo se dedica exclusivamente al análisis del comportamiento de la viscosidad en muestras de petróleo con y sin gas en solución, toda apreciación y comentario estarán enfocados a las variables que influyen en la variación de la viscosidad.

Las presiones encontradas en los yacimientos de hidrocarburos generalmente corresponden a yacimientos subsaturados. La producción descontrolada de hidrocarburos hace que disminuya la presión dentro del yacimiento, dando como resultado que en menor tiempo al de la depletación racional del yacimiento, ocurra liberación del gas en solución. Debido a que este proceso se presenta en mayor o menor grado durante la vida productiva del yacimiento, es necesario su estudio en el laboratorio.

Para cuantificar la viscosidad de los fluidos se hacen - pruebas de laboratorio sobre muestras representativas, las cuales se obtienen en el campo por medio del uso de herramientas especiales bajadas al fondo de los pozos, así como por la recombinación de gas y petróleo, tomados de los separadores.

Conocer el valor de la viscosidad de petróleos con y sin gas en solución, se vuelve necesario para diferentes cálculos en ingeniería de petróleos. Así tenemos que en la evaluación del flujo de fluidos en un yacimiento, se debe conocer la viscosidad del líquido a diferentes valores de presión y temperatura con el fin de determinar su variación, es decir su compartimiento al ir depletando el yacimiento. Esta información puede ser obtenida de un análisis de laboratorio PVT realizado a la temperatura del yacimiento.

Para el caso de los fluidos existentes en los yacimientos del oriente ecuatoriano, de las pruebas efectuadas, se puede observar que las curvas de correlación de viscosidad de aceites obtenidas, difieren en valor de las correlaciones clásicas (1,4). Por tanto, la finalidad de esta tesis es realizar el análisis del comportamiento de la viscosidad a diferentes presiones y temperaturas para petróleos existentes en nuestro país y obtener una correlación aplicable a dichos fluidos.

## CAPITULO I.

### 1. REVISION DE LITERATURA EXISTENTE.-

#### 1.1 VISCOSIDAD.-

##### 1.1.1 Definición de viscosidad.-

La viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia al flujo. Se define también como el rozamiento que se opone al movimiento relativo de dos capas para lelas adyacentes en el seno de un fluido, suponiendo que éste sea lámínar, es decir, que las trayectorias de las partículas no se entrecruzan.

Los fluidos generalmente no presentan una resistencia permanente a las fuerzas cor tantes, pero sin embargo, la tasa de defor mación varía ampliamente. Esta resistencia transitoria a las fuerzas de deforma ción se conoce como la viscosidad de un fluido, la misma que se explica de la si guiente manera:

Consideremos dos placas paralelas imaginarias dentro de un fluido. Debido a la fricción entre las moléculas del fluido, una fuerza,  $F$ , se requiere para mantener una diferencia de velocidad,  $dv$ , entre las placas imaginarias de fluido, de área  $A$ , separadas por una distancia  $dr$ , (Fig. 1.1).

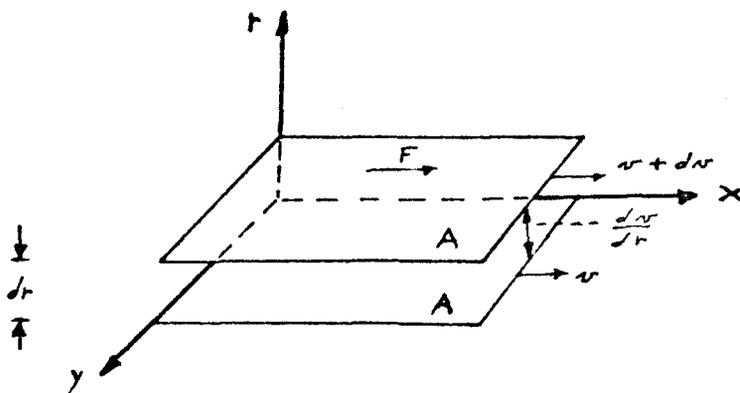


FIGURA 1.1 REPRESENTACION GRAFICA DEL FENOMENO DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS.

En base a lo expuesto se deduce que un líquido tiene una viscosidad de 1 poise cuando se requiere una fuerza de 1 Dina para mantener una diferencia de velocidad de 1 cm/seg., entre dos superficies paralelas de fluido, cada una de 1 cm<sup>2</sup> y separadas, una distancia de 1 cm.

En el sistema de unidades C.G.S., la undad de viscosidad es el poise, siendo generalmente el centipoise (0.01 poise) el submúltiplo práctico que se utiliza para expresar los valores de viscosidad de un fluido.

### 1.1.2 Coeficiente de viscosidad.-

Cuando un líquido fluye en flujo laminar a través de un tubo, la capa de fluido en contacto con la pared del tubo está estacionaria. Mientras el líquido en el centro tiene la velocidad más alta, las capas intermedias se mueven con una velocidad gradual menor. Cada capa ejerce un esfuerzo sobre la próxima y se debe efectuar un trabajo para mantener el flujo del líquido.

Newton dedujo que la fuerza de fricción interna o viscosidad, debería producir fuerzas retardadas proporcionales al gradiente de velocidad normal en la dirección del flujo y al área de contacto entre las capas, del líquido moviéndose.

Asumió que las partículas que están en contacto con las superficies de área  $A$ , Fig. 1.1, no sufren deslizamiento y sus velocidades son siempre cero. Por tanto, la fuerza de rozamiento  $dF$  que actúa entre dos capas de fluido, siendo  $dA$  el elemento de la superficie de contacto, se expresa por la siguiente ecuación:

$$dF = \mu \frac{dv}{dr} dA \quad (1)$$

Donde:  $\mu$ , es el coeficiente de viscosidad, independiente del campo de velocidades, siendo una constante de proporcionalidad;

$\frac{dv}{dr}$ , es la variación de la velocidad a lo largo de la normal  $dr$  o  $dA$ .

Luego:

$$\mu = \frac{F/A}{\frac{dv}{dr}} \quad (2)$$

o sea,

$$F = \mu \frac{A v}{r} \quad (3)$$

La fórmula (3) es la Ley de Newton, y dice que en cualquier punto de un fluido, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la razón de corte.

Se puede apreciar que la viscosidad absoluta de un fluido,  $\mu$ , es un coeficiente o módulo muy similar al módulo de elasticidad de corte para el caso de sólidos elásticos. Mientras el módulo de corte es la razón del esfuerzo de corte a la deformación de corte (o deformación), la viscosidad,  $\mu$ , es la razón del esfuerzo de corte a la razón continua de corte.

### 1.1.3 Tipos de viscosidades.-

Se conocen los siguientes tipos de viscosidades.

#### 1.1.3.1 Viscosidad absoluta o dinámica,

$\mu$ .

Es la constante de proporcionalidad dada por la Ley de Newton, cuya unidad C.G.S., es el poise y cuyas dimensiones son: gramo por centímetro por segundo. En



unidades S.I, tiene dimensiones de: kilogramo por metro por segundo. El rango común de viscosidad es de  $2 \times 10^{-4}$  (éter) a  $0.8 \frac{\text{kg}}{\text{mseg}}$  (glicerol).

El agua tiene un valor alrededor de  $0.1 \frac{\text{kg}}{\text{m seg.}}$

La relación entre los sistemas de medición es la siguiente:

$$1 \text{ POISE} = 0.1 \frac{\text{kg}}{\text{m. seg}} \quad (4)$$

El valor de la viscosidad absoluta depende de la naturaleza del líquido y de la temperatura.

#### 1.1.3.2 Viscosidad Cinemática, v.-

Es el cociente resultante entre la viscosidad dinámica y la densidad, medidas ambas a la misma temperatura. Es decir:

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (5)$$

La viscosidad cinemática es más significativa que la viscosidad absoluta en problemas de hidrodinámica, porque las propiedades de un líquido dependen tanto de la inercia como de la fricción interna.

La unidad de viscosidad cinemática es el stoke, cuyas dimensiones son: centímetro cuadrado por segundo. En la industria del petróleo es más común el uso de la centésima parte del stoke (cts), para expresar la viscosidad de un fluido.

#### 1.1.3.3 Viscosidad específica o relativa, $\eta$ .

Es la razón de la viscosidad absoluta de cierto fluido ( $\mu_f$ ) a la viscosidad absoluta del agua ( $\mu_w$ ).

(6)

$$\eta = \frac{\mu_f}{\mu_w}$$

La viscosidad específica es adimensional y prácticamente igual a la viscosidad absoluta.

#### 1.1.4 Instrumentos usados para medir la viscosidad.-

Una gran variedad de viscosímetros han sido inventados debido a la importancia que tiene la determinación de la viscosidad de los fluidos. Prácticamente todos los instrumentos usados son operados a la presión atmosférica. Para viscosidades arriba de la atmosférica, el método más utilizado es el de la esfera rodante en un tubo inclinado (viscosímetro de alta presión).

Entre las diferentes maneras en que podemos medir la viscosidad tenemos:

1. Por el torque requerido para rotar un cilindro en un líquido, como ocurre en los instrumentos de Mac-Michel y Stormer, que se utilizan para aceites y líquidos viscosos.

2. Por la rotación de capas cilíndricas concéntricas alrededor de un mismo eje coaxial, como el caso del viscosímetro circular o de cilindros concéntricos, el cual aplica la Ley de Newton de la viscosidad.
  
3. Por el tiempo requerido para que una esfera (usualmente una bola de acero) caiga a través de un líquido como sucede en el viscosímetro de alta presión, que se usa en muestras de fluidos de yacimiento.
  
4. Por el tiempo requerido para que el líquido fluya a través de un capilar o de un tubo corto, tal como en los viscosímetros de Saybolt, Engler y Zeitfuchs, usados para aceites de petróleo.

Los instrumentos Saybolt han sido estandarizados por la A.S.T.M. (American Society for Testing Materials) y la N.B.S. (National Bureau of Standards); y son reconocidos por los códigos de varias asociaciones americanas de ingeniería.

## 1.2 REVISION BIBLIOGRAFICÁ.-

Diversos autores han realizado investigaciones sobre el comportamiento de la viscosidad, tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Las correlaciones de Beal<sup>(1)</sup> son utilizadas para determinar la viscosidad del petróleo a varias temperaturas como función de la gravedad API. Este valor es entonces corregido por la cantidad de gas disuelto, contenido a la presión del yacimiento. Además, utiliza una correlación para corregir el valor de la viscosidad del petróleo por solubilidad del gas.

Beal también presenta una correlación que se utiliza para petróleo subsaturado, donde los valores de viscosidad obtenidos en el punto de burbujeo deben ser corregidos por la influencia de la presión.

El trabajo de Carr, Kobayashi y Burrows<sup>(2)</sup> presenta métodos para la determinación de la viscosidad del gas o de un fluido de poca densidad sobre un rango práctico de presión, temperatura y composición de fases, encontradas en la super

ficie y en el subsuelo durante las operaciones de producción de petróleo.

Howell y Jessen<sup>(3)</sup> determinaron la relación viscosidad-temperatura para petróleos crudos con el Bendix Ultra-Viscoson, que consiste en una sonda vibrante y un computador electrónico, el cual mide la viscosidad por excitación de una fina hoja de acero en el extremo de la sonda, mediante pulsos eléctricos cortos en oscilaciones amortiguadas a 28 kilociclos. Encontraron un procedimiento para obtener la curva viscosidad-temperatura para composiciones conocidas. Además examinaron las propiedades físicas de varios crudos.

Chew y Connally<sup>(4)</sup> presentan una correlación para predecir la viscosidad de crudos saturados de gas bajo condiciones del yacimiento. Se basa en la cantidad de gas en solución y en la viscosidad del petróleo a la temperatura de interés. La correlación se desarrolla a partir de un estudio en el cual muestran que a un GOR dado en solución, la relación entre las viscosidades del petróleo saturado con gas y las correspondientes viscosidades de petróleo sin gas, es una línea recta en coordenadas logarítmicas.

Lee, González y Eakin<sup>(5)</sup> presentan una ecuación empírica basada en datos experimentales de viscosidad y densidad de 4 gases naturales en un rango de temperatura de 100° a 340°F, y de presión de 100 a 8000 lpca. Esta ecuación es ampliada por medio de la obtención de coeficientes usando densidades conocidas y aún así pronóstica valores de viscosidades, con una desviación standar de  $\pm 2.7\%$ .

Eakin y Ellington<sup>(6)</sup> presentan una predicción de la viscosidad para hidrocarburos livianos puros. Obtuvieron una ecuación que describe la viscosidad del metano, etano, propano y n-butano en las regiones de vapor, líquido y fluido viscoso, para viscosidades sobre 2.4 veces la densidad crítica.

Lohrenz, Bray y Clark<sup>(7)</sup> obtuvieron un procedimiento para calcular la viscosidad "in situ" de líquidos y gases del yacimiento, a partir de su composición. Conociendo la composición expresada en metano hasta heptano +, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y dióxido de carbono junto con el peso molecular y la gravedad específica de la fracción heptano+, el procedimiento es capaz de calcular la viscosidad del gas o líquido a la tem

peratura y presión deseadas.

El método para líquidos de yacimiento fue desarrollado, usando el concepto de viscosidad residual y la teoría de los estados correspondientes, y se evaluó comparando resultados experimentales calculados para 260 diferentes muestras de petróleos, variando de negro a altamente volátil.

Giddings y Kobayashi<sup>(8)</sup> obtuvieron una correlación para la viscosidad de hidrocarburos parafínicos livianos y sus mezclas en las regiones líquidas y gaseosa. Encontraron que la viscosidad residual, viscosidad a una presión y temperatura dadas, menos la viscosidad del gas diluido a la misma temperatura es independiente de la temperatura para componentes puros y mezclas, cuando se trata de moléculas solas e hidrocarburos líquidos.

Beggs y Robinson<sup>(9)</sup> desarrollan su trabajo a partir de un conjunto de datos, que se utilizan a fin de obtener una correlación empírica para la viscosidad de crudo sin gas, como una función de la gravedad API y de la temperatura. Disponiendo de esta información y la cantidad de gas disuelto, se halla la viscosidad conociendo el crudo

con gas a condición de yacimiento. Esta correlación es de fácil uso y da justa precisión y exactitud sobre un amplio rango de gravedad del petróleo, temperatura y gas disuelto.

Houpeurt y Thelliez<sup>(10)</sup> obtuvieron un procedimiento para predecir las viscosidades de fases líquidas de hidrocarburos a partir de su composición. Es similar al usado por Standing y Katz para determinar la densidad de los crudos a condiciones de yacimiento. Este trabajo se basa en 1092 mediciones de viscosidad, hechas en 23 mezclas para 479 combinaciones de presión-temperatura entre 30° y 130°C y entre 50 y 500 atmósferas.

## CAPITULO II.

### 2. CONSIDERACIONES TEORICAS.-

#### 2.1 FUNDAMENTOS BASICOS.-

La viscosidad de un petróleo crudo o de un gas es una medida de su fluidez, o de su habilidad a fluir a través de tuberías o de formaciones hidrocarburíferas. Deben distinguirse dos tipos de viscosidades: La viscosidad de un crudo muerto, sin gas en solución y la viscosidad de un petróleo crudo, a determinada presión y temperatura llevando consigo cierta cantidad de gas, que puede estar disuelta a esas condiciones, la misma que variará dependiendo de la temperatura y presión del yacimiento, densidad del petróleo, del gas en solución y por ende de su composición.

La presión y la temperatura del yacimiento influyen determinantemente en el comportamiento de la viscosidad. En ambos casos de viscosidades antes señalados, el efecto de la temperatura es disminuir su valor. Sin embargo, la presión en crudos muertos aumenta la viscosidad, y en cru-

BIBLIOTECA

dos con gas en solución la disminuye hasta que se alcanza la presión de saturación, donde el efecto del gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo, luego de lo cual se produce un incremento de viscosidad debido a la compresión del líquido, ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y sólo actúa la compresibilidad del petróleo.

La temperatura se puede considerar constante a través de la historia de producción del campo, pero la presión cambia constantemente a medida que se libera el gas que está disuelto. Por consiguiente, es necesario determinar la viscosidad del petróleo a la temperatura y presión de fondo del pozo con una solubilidad variable de gas.

La figura 2.1, representa la variación típica de la viscosidad del petróleo crudo de un yacimiento, con respecto a la presión. La parte superior de la curva que está por arriba de la presión de saturación representa el aumento en viscosidad que resulta cuando se comprime el petróleo homogéneo, saturado con todo el gas disponible en solución. Este aumento de viscosidad del petróleo saturado por medio de la presión es característico de todos los líquidos. Sabemos que la presión

BIB

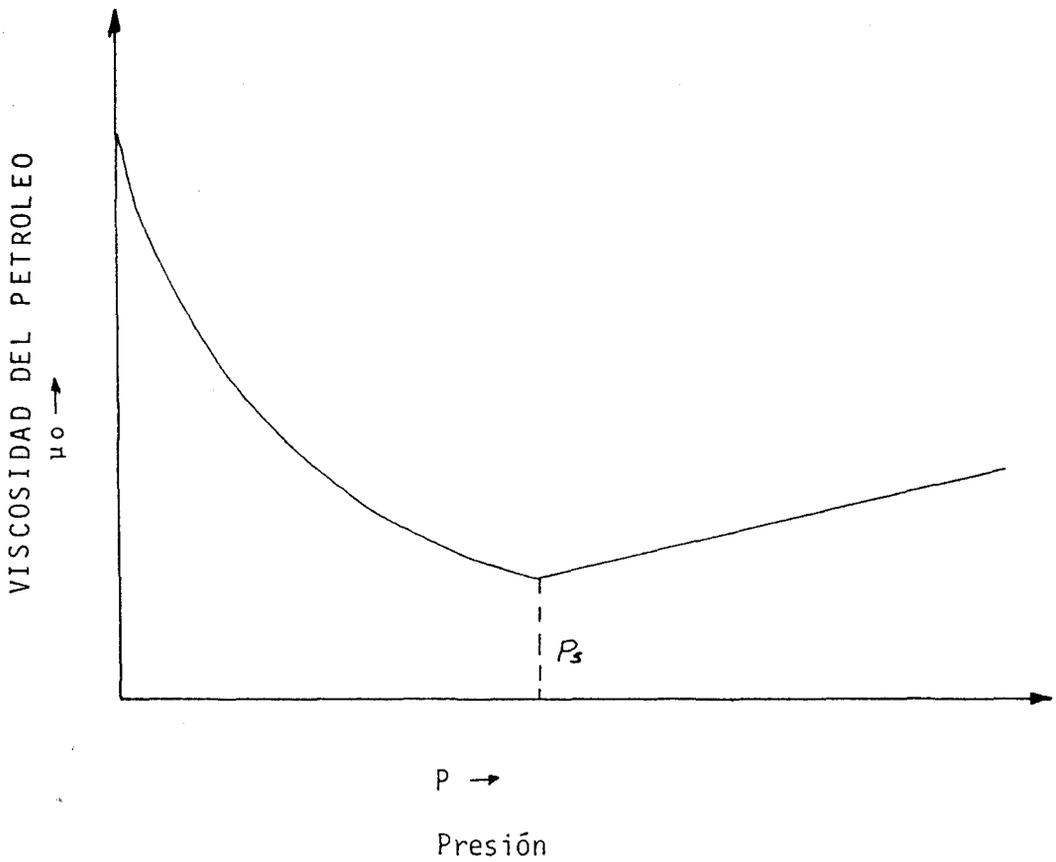


FIGURA 2.1 VARIACION TIPICA DE LA VISCOSIDAD DE UN PETROLEO EN EL YACIMIENTO CON RESPECTO A LA VARIACION DE LA PRESION.

de saturación, o punto de burbujeo, es la presión en la cual el gas comienza a liberarse de la solución. A presiones inferiores a la de saturación, la liberación del gas aumenta la viscosidad del petróleo residual en mayor grado que si es reducido por la expansión volumétrica. El resultado es un aumento neto en la viscosidad. La presión de saturación se reconoce por el mínimo de la curva.

Las presiones de saturación que se determinan de esta forma, coinciden con los valores calculados por las medidas de presión y volumen realizadas con diferentes porciones obtenidas de la misma muestra original de fondo del pozo.

El aumento en la pendiente de la curva entre presión y viscosidad, a medida que se aproxima a la presión atmosférica, refleja en parte el aumento de liberación de gas y la pérdida de las fracciones más volátiles del petróleo. Las pendientes de las curvas entre presión y viscosidad varían en diferentes campos, de acuerdo con la clase de petróleo y la cantidad de gas en solución.

También hay que considerar que la viscosidad del gas natural, depende de algunos factores como temperatura, presión y gravedad específica. Al aumentar la presión, aumenta la viscosidad del gas. A mayor gravedad específica, disminuye la viscosidad del gas, a presión y temperatura constantes.



BIBLIOTECA

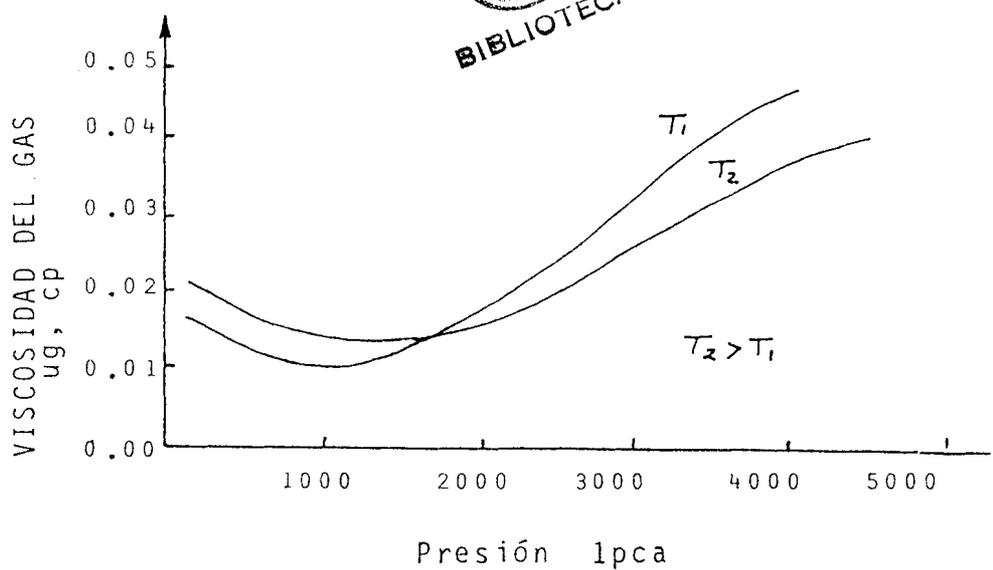


FIGURA 2.2 VARIACION DE LA VISCOSIDAD DE UN GAS CON RESPECTO A LA PRESION A UNA TEMPERATURA DETERMINADA.

En la figura 2.2, se ilustra la variación de la viscosidad de un gas con presión para una temperatura dada. La viscosidad del gas aumenta con temperatura a bajas presiones, pero disminuye con temperatura a altas presiones.

## 2.2 APLICACION EXPERIMENTAL

### 2.2.1 Procedimiento en el laboratorio.-

Para la realización de esta tesis, se procedió a obtener las curvas de calibración de viscosidades en centipoises para aceites de densidades conocidas, utilizando el viscosímetro de rodamiento de bola



BI

Ruska. Con este fin, se emplearon varias mezclas de aceites refinados para cubrir un rango aceptable de valores de viscosidad, que en nuestro caso están entre 3.61 y 175.03 centistokes. Las mezclas utilizadas fueron: 100% Spirax-90; 75% Spirax-90 + 25% Johnson's; 50% Spirax-90 + 50% Johnson's; 25% Spirax -90 + 75% Johnson's y 100% Johnson's.

Se seleccionó una bola de 0.248" de diámetro y se efectuaron mediciones con temperaturas de: 100°, 120°, 140°, 160°, 180°, 200° y 212°F para cada una de las tres inclinaciones posibles del instrumento: 23°, 45° y 70°.

Se hicieron tres mediciones de tiempo, obteniéndose un valor promedio para cada uno de los ángulos del instrumento y temperaturas consideradas (Tablas 1-5). Luego se graficaron las variaciones del tiempo de rodamiento para cada ángulo de inclinación del aparato (Figuras 1-5). Se efectuaron en total 315 mediciones.

Los datos de viscosidad a presión atmosférica

rica y altas temperaturas se consiguieron del viscosímetro Zeitfuchs, haciendo un total de 210 mediciones (Tablas 4.1).

También se tomaron datos de la gravedad  $A_{PI}$  para igual variación de temperatura.

Estos valores son posteriormente transformados a densidades con el fin de determinar valores del diferencial  $\Delta\rho$  con respecto a la densidad de la bola de acero del viscosímetro Ruska.

Finalmente, se obtuvieron las curvas de calibración de la viscosidad en centipoises en función de  $(\Delta\rho_{xt})$  para cada ángulo del instrumento (Fig. 4.6).

Obtenida la calibración del instrumento se procedió a determinar las viscosidades de muestras de crudo a condiciones de yacimiento, efectuándose la transferencia del fluido de la botella a la celda del viscosímetro, y manteniendo una presión de 5000 LPCM. Luego se conectó el sistema de calentamiento para obtener la tem-



peratura del yacimiento, lo que depende de cada muestra. Conforme se va incrementando la temperatura, hasta alcanzar la condición del yacimiento, también se incrementa paralelamente la presión del sistema, por tanto es mejor bajar la presión a 4000 LPCM para obtener debido al aumento de temperatura, una presión final de 5000 LPCM, valor donde se realizará la primera lectura.

Se procedió a tomar tres mediciones de tiempo para cada valor de presión, y se obtuvo un tiempo promedio (Tablas 26-28), utilizando las tres posiciones del aparato ( $23^\circ$ ,  $45^\circ$  y  $70^\circ$ ). Las pruebas se realizaron bajando la presión cada vez en 500 LPCM hasta antes de la presión de saturación (este valor se determinó de una prueba presión-volumen a la temperatura ambiente). Luego la disminución es de 100 LPCM, debido a que se produce liberación de gas por debajo de la presión de burbujeo, y por tanto la presión tiende a estabilizarse. En consecuencia la muestra debe ser agitada para que se homogenice, ya que se forma una capa de gas dentro de la celda

del viscosímetro, que producirá tiempos más cortos. Abriendo el cuello del barril en este extremo superior del viscosímetro, dejamos escapar el gas a la cámara. La última lectura se efectúa a presión atmosférica.

Con este procedimiento se abarcó un rango de viscosidades desde 0.77 cp hasta 32.38 cp , efectuándose 48 mediciones en total.

Para poder obtener el compartamiento de la viscosidad de la muestra de petróleo crudo con gas en solución, en función de la presión, se calculó el diferencial  $\Delta p$  sobre y bajo el punto de burbujeo a partir de los datos del análisis PVT, en base del volumen relativo y de la vaporización diferencial respectivamente.

La determinación de la viscosidad de muestras de crudo a condiciones de superficie se realizó en los viscosímetros de brazo en cruz Zeitefuchs, haciendo mediciones con temperaturas de 100°, 120°, 140°,



160°, 180°, 200° y 212°F para cada serie de viscosímetro, efectuándose en cada una de ellas tres mediciones de tiempo, obteniéndose finalmente un tiempo promedio. Se utilizaron dos series de viscosímetros dentro del respectivo rango de viscosidad, lográndose la viscosidad en centistokes - al multiplicar el tiempo de prueba en segundos por la constante de calibración del instrumento (Tabla 4.7).

La gravedad API se determinó por medio de hidrómetro API, a las diferentes temperaturas de prueba. Estos valores son posteriormente transformados a densidades en base a su ecuación empírica.

### 2.2.2 Aplicación práctica.-

Obtenidas las curvas de calibración del viscosímetro de alta presión Ruska necesarias para la determinación de datos experimentales de viscosidad a condiciones de yacimiento y de superficie, se analiza el comportamiento de la viscosidad de aceites



en función de la gravedad del petróleo, al variar la temperatura, se puede observar que las curvas de correlación de petróleos refinados difieren de las correlaciones clásicas de Beal para petróleos crudos (1).

Debido a ello se realizó un análisis experimental de la viscosidad de petróleos del Oriente Ecuatoriano a condiciones de yacimiento y superficie; y de dos muestras de Ancón de LCT y HCT respectivamente, y con estos valores se obtuvo una correlación aplicable a nuestros crudos.

Para llegar a esta correlación se efectuó el análisis del comportamiento de la viscosidad en muestras de petróleo a condiciones de yacimiento en función de la presión, conociendo el valor de la densidad del petróleo del análisis PVT, a partir de datos de volumen relativo y de vaporización diferencial. Igual análisis se hizo con muestras de petróleo a condiciones de superficie, en función de la temperatura. Finalmente, se toma ron las gravedades API de las mues-

tras de petróleo a las diferentes temperaturas de prueba. Luego, estos valores son transformados a densidades (Figuras 4.9 y 4.10).

Obtenidos los datos de viscosidades en centipoises en función de la presión y la temperatura y del grado API del crudo, se aplicó la opción LOGAS (11,12) para curvas PVT extendidas, que encuentra las ecuaciones que generan las diferentes curvas dadas por la correlación, la misma que nos permite obtener la viscosidad de Crudo Oriente, conociendo la temperatura del yacimiento y la gravedad API (figura 4.11).

La viscosidad del gas se obtuvo de la ecuación empírica de LEE (Apéndice C), la cual es función de su gravedad, del factor volu métrico y de su densidad (Tabla 4.8).

Finalmente, se hizo el análisis de una muestra de petróleo a condiciones de yacimiento y se le realizaron tres pruebas a diferentes temperaturas para *estudiar* el comportamiento *real de la viscosidad al ir depletando el yacimiento y decrecer su temperatura* (Figura 4.12).

## CAPITULO III

### 3. ASPECTOS OPERACIONALES DEL TRABAJO EXPERIMENTAL.-

A continuación describiremos el equipo utilizado en el trabajo de laboratorio y la técnica empleada en la ejecución del mismo.

#### 3.1 TRANSFERENCIA DE FLUIDOS.-

Antes de efectuar esta labor se realiza la limpieza del equipo, mediante la circulación de un solvente (benceno, tolueno, acetona, etc.), con la finalidad de desprender y eliminar residuos que puedan estar adheridos a las paredes tanto del barril como de los demás conductos por donde circulará el fluido a analizarse.

El solvente se elimina utilizando aire comprimido. Hay que evitar el contacto de elementos de caucho y otro material sensible a disolverse por acción del solvente. El equipo debe estar desconectado del sistema eléctrico, mientras se efectúa la limpieza y ensamblaje de las piezas correspondientes a la celda de calentamiento del viscosímetro, puesto que pueden producirse corto-

circuitos en los dispositivos electrónicos.

Una vez revisado y asegurado el estado óptimo del equipo, se procede a la calibración del viscosímetro, usando para ello aceites de viscosidades y densidades conocidas, obteniéndose una curva de calibración con la cual se determina la viscosidad del fluido bajo prueba. La operación de carga se efectúa en forma directa, por uno de los extremos del barril. No es necesario la utilización de cañerías, válvulas de control, bombas de desplazamiento de mercurio, etc., debido a que las diferentes pruebas se efectúan a presión atmosférica y además que no se realiza la operación de transferir fluidos.

La figura 3.1 muestra el equipo utilizado en el trabajo de transferencia de la muestra de fluidos que proviene del campo (ver apéndice A.), a la celda del viscosímetro, operación que se efectúa empleando el siguiente procedimiento:

Se instala la botella conteniendo el fluido con una cañería de alta presión hacia la entrada de la celda del viscosímetro. El otro extremo de la botella se conecta a una más pequeña denomina



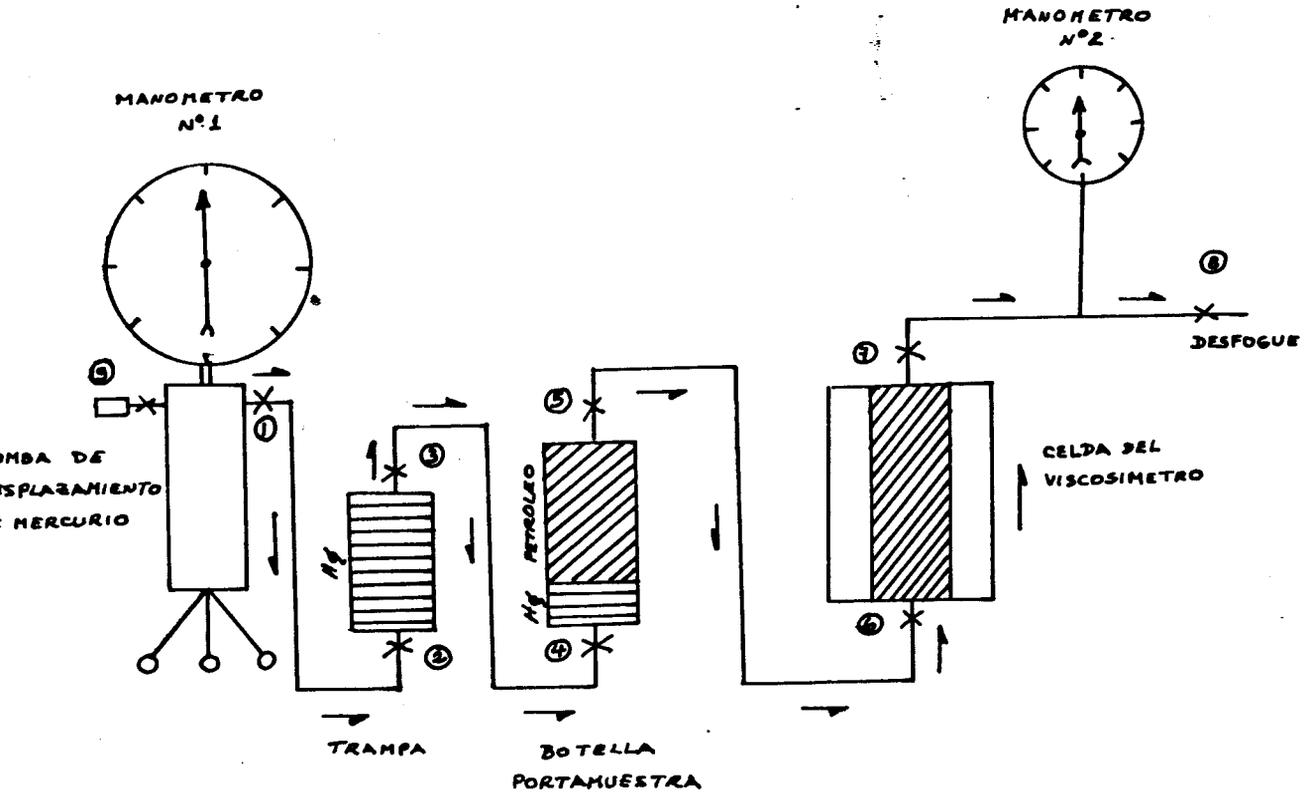


FIGURA 3.1 DIAGRAMA DEL EQUIPO UTILIZADO EN LA TRANSFERENCIA DE FLUIDOS.

da trampa, cuya finalidad es evitar que al efectuar la transferencia del crudo a la celda del viscosímetro, se introduzca gran cantidad de mercurio a la botella. La trampa se conecta a la bomba de desplazamiento de mercurio (ver apéndice B) y la salida de la celda va conectada a un manómetro de alta presión, y de allí hacia el desfogue.

Para desalojar el aire contenido entre la válvu

la (6) y el desfogue, se conecta una bomba de vacío y se efectúa dicha operación. Después de obtener un buen vacío en esta sección durante unos 10 minutos aproximadamente, se cierra la válvula (8) y se retira la bomba de vacío.

Se procede a inyectar mercurio hacia la trampa, teniendo las válvulas (1) y (2) abiertas, y la válvula (3) cerrada. Se abre la válvula (3) y se inyecta mercurio hasta la conexión situada antes de la válvula (4). En esta conexión se desaloja el aire contenido en esta parte del sistema, dejando escapar un poco de mercurio hacia el exterior. Luego se ajusta la conexión y se eleva la presión en esta sección hasta un valor un poco mayor al de la botella, donde existen 1500 LPCM. Se abre la válvula (4) y se mantiene todo el sistema siempre por arriba de la presión de saturación.

Abriendo lentamente la válvula (5), se envía fluido hasta la conexión situada antes de la válvula (6), inyectando mercurio para que desplace petróleo en la línea tratando de mantener la presión en el manómetro N° 1 a 5000 LPCM. Se efectúa la purga de la línea hasta este punto y se

rio a cero. Se cierran las válvulas y se proce  
de a retirar la botella, teniendo mucho cuidado  
de purgar lentamente la presión existente entre  
las válvulas (5) y (6), aflojando cuidadosamen-  
te la conexión de salida de la válvula (5). Así  
el viscosímetro queda en condiciones de opera-  
ción.

### 3.2 DESCRIPCION DEL VISCOSIMETRO DE RODAMIENTO DE BOLAS RUSKA. \_

Es un viscosímetro de alta presión diseñado para  
determinar la viscosidad de fluidos de petróleo  
ya sea a condiciones de superficie o de yacimiento  
to, así como viscosidades de fase líquida, a va  
lores predeterminados de presión y temperatura  
que pueden llegar hasta 10.000 LPCM y 300°F.

La figura 3.2 (apéndice D ) muestra un diagrama  
del viscosímetro.

El viscosímetro es del tipo de rodamiento de bo  
la con reloj automático capaz de determinar va-  
lores de viscosidad de 0.1 cp o mayores, con una  
variación de apenas 0.1% en el tiempo medido.

Aproximadamente 70 cc., de líquido se requieren  
para cargar completamente el viscosímetro. Sin  
embargo se pueden efectuar medidas de viscosidada

des, disponiendo tan solo de 20 cc. de muestra. Estos requerimientos volumétricos son particularmente convenientes cuando se efectúan determinaciones de viscosidades en líquidos, los cuales materialmente se reducen debido a la extracción de los gases disueltos.

El instrumento dispone de su propio sistema de calentamiento que consiste en un controlador pirométrico proporcional que regula en  $\pm 0.2^{\circ}\text{F}$  la variación de la temperatura. El gradiente de temperatura en el viscosímetro no es mayor de  $\pm 0.5^{\circ}\text{F}$ .

El aparato cuenta con tornillos de nivelación colocados en la base del instrumento. Además utiliza un sistema electromagnético que consiste de un solenoide, empleado para mantener la bola en el tope del barril, de tal forma que el instrumento pueda estar en posición de operación. Esto hace que la bola caiga únicamente cuando se suspende la corriente a través del solenoide, lo que provoca simultáneamente el inicio del conteo del tiempo en el reloj ubicado en el panel de control, hasta que la bola alcanza el final de su trayectoria. En este instante el reloj se pa

ra automáticamente, marcándose así el tiempo de caída libre de la bola dentro del instrumento, en segundos.

### 3.2.1 Instrucciones de operación.-

El equipo consta de dos partes: El viscosímetro y el panel de control (Figura 3.2 Apéndice D), interconectados con cables multiconductores. El viscosímetro tiene un barril de medición, que está sostenido por dos soportes y ubicado dentro de una pesada pared que da acceso a la cámara de presión. La bola de 1/4" de diámetro rueda dentro del barril. Un tapón conteniendo el cuello del barril (sello) y el solenoide, cierra la cámara en su parte superior y un tapón conteniendo el contacto de fondo, cierra el extremo opuesto.

Cuando el cuello del barril está cerrado, ambos extremos se encuentran taponados de tal forma que la bola cae atravesando el fluido que está dentro del barril. Cuando se abre este sello, también lo hacen ambos extremos del barril de manera que la bola pueda moverse a lo largo de la cá

mara, la misma que está equipada con ele  
mentos de calentamiento eléctrico y sopor  
tado por una chaqueta exterior, en forma  
de "A". con el objeto de sostener la cu-  
bierta a fin de que pueda ser colocada en  
diferentes posiciones. Para ello se dis-  
pone de un soporte provisto con tres pun-  
tos de parada, permitiendo así efectuar  
mediciones con ángulos de rodamiento de  
23°, 45° y 70°. Dos válvulas de alta pre-  
sión sobresalen de la cámara a través de  
la cubierta y conectan el equipo al panel  
de control. Las aberturas de entrada y  
de salida en la cámara están en los extre-  
mos de la cavidad, cuando se halla en po-  
sición de operación. Además, posee una ter  
mocupla para el mantenimiento de la tempe  
ratura.

La caja de control en el panel de instru-  
mentos, contiene el equipo eléctrico nece  
sario para la operación. Tres diferentes  
señales de luces indican la posición de  
los controles y de la bola en el viscosí-  
metro: amarilla, cuando la bola está sos-  
tenida por el solenoide; verde, cuando la

bola está rodando en el barril; y roja, cuando la bola hace contacto en el fondo. Posee tres interruptores: uno de encendido con una luz de control; otro interruptor de la unidad de calentamiento; y el tercero que opera el solenoide.

Las unidades de calentamiento eléctrico es tán aseguradas a la cámara de presión, y a todo lo largo de ella, de tal forma que la temperatura se distribuya uniformemente. Un control de entrada de calor variable, es usado para ajustar el voltaje aplicando el elemento de calentamiento. El mantenimiento de la temperatura del sistema es obtenido por medio de una termocupla y un controlador pirométrico proporcional.

Después que el aparato ha sido conectado y se ha llenado el viscosímetro, la bola es llevada al tope superior volteando el instrumento, y en este sitio permanecerá mientras se mantenga el interruptor indicando sostenido. En esta posición el solenoide es activado, lo que se reconoce por la luz amarilla que se enciende tan pronto como conectamos el interruptor.

Entonces el instrumento se coloca en posición de operación y el reloj es encendido guiando la palanca de retorno. La bola permanecerá en el tope del barril hasta que el interruptor se cambia a la posición rodando, momento en el que se inicia el descenso de la bola y empieza el conteo con el reloj. Se enciende la luz verde que indica que está cayendo la bola, desconectándose la luz amarilla de sostenido. Tan pronto como la bola hace contacto al final de la corrida, el reloj se para, suena la alarma, la luz verde de rodar se apaga y la luz roja de alto se prende.

### 3.2.2 Datos operacionales.-

Experimentalmente se ha encontrado que una buena aguja suministra un mejor contacto, debiéndose proteger su punta de posibles daños causados por la bola. Es decir, no debe dejarse caer libremente la bola cuando el barril está vacío, ya que se puede dañar el contacto que hace detener el cronómetro. Aunque el punto de contacto está hecho de material duro, repetidos golpes de caída libre darán una

superficie plana en la aguja, perdiéndose así toda posibilidad de contacto.

Con el objeto de determinar positivamente que la bola está en contacto con la válvula de sello del barril cuando la cámara se encuentra llena de fluido, se recomienda el siguiente procedimiento:

1. Con el interruptor de control en la posición sostenida (alto temporal), se debe inclinar el instrumento como si se fuera a iniciar una medición rutinaria. Asumiendo que la bola está sostenida por el electromagneto se pone el interruptor en posición rodando y se espera 4 ó 5 segundos.
2. Retornar el instrumento rápidamente a la posición invertida. Simultáneamente se tendrá que poner el interruptor en posición de alto temporal, y en aproximadamente 4 ó 5 segundos la bola debería retornar al vástago.

Como el solenoide está ahora energizado,

BIBLIOTECA

la bola cae en este campo magnético y hará un contacto que será detectado por el oído del operador.

En el caso de fluidos pesados, el incremento de resistencia reduce la intensidad del sonido. Usualmente el sonido puede ser recogido ubicando un terminal de una varilla de metal corta en contacto con la chaqueta exterior del instrumento. El otro terminal se mantendrá contra el oído ó entre los dientes del operador.

El barril, la bola y el orificio central de la cámara del viscosímetro deben estar libres de impurezas. Para ello se recomienda el uso de filtros dentro de la línea.

En vista de que la muestra se mezcla al mover el instrumento para adelante y atrás, debería darse un tiempo suficiente después de mezclarla a fin de permitir que cualquier burbuja de gas escape del barril de mediciones. Particularmente en el caso de aceites pesados, una burbuja de gas atrapada bajo la bola, podría a veces re-

tener la caída libre de la misma. La bubuja entonces reduce el peso de la bola y alarga su tiempo de caída o podría incluso no permitir el contacto eléctrico.

Existe una mínima presión diferencial entre la muestra atrapada y el fluido dentro de la cámara que la rodea. Así, no es necesario cerrar la válvula selladora del barril tan fuerte como las válvulas de presión. Excesiva fuerza en la válvula sellante tiende a distorsionar el barril de medición, produciendo resultados erróneos. Bajo alta presión la válvula sellante requiere proporcionalmente más torque y el operador podría accidentalmente aplicar una excesiva fuerza al barril. En vista de estas circunstancias, una técnica de operación recomienda que se cuente el número de vueltas de la válvula a partir del extremo de la posición abierto a la posición cerrado. (Bajo presión normal), de tal forma que el operador conozca cuando llega el momento de cerrar o sellar el tubo.

### 3.3 DESCRIPCION DEL VISCOSIMETRO DE VIDRIO ZEITFUCHS.

Es un instrumento utilizado para medir la viscosidad de la fase líquida a condiciones de superficie. Tiene la forma de "U" y a través de él se hace circular el fluido a analizarse (Fig. 3.3 APENDICE D). Para los líquidos empleados en este trabajo se usó el viscosímetro Zeitfuchs de tipo brazo en cruz, el mismo que tiene las siguientes características.

En la parte superior de este instrumento se encuentra marcado el número de orden y un número de serie (1), los cuales permiten seleccionar el viscosímetro adecuado para crudos livianos o pesados a la vez que facilita encontrar el factor de corrección o constante del instrumento. El tiempo en segundos obtenido durante la prueba, se multiplica por la constante del viscosímetro, logrando así el valor de la viscosidad en centistokes.

El baño María es la fuente de calor (Fig.3.4 APENDICE D) que permite que el viscosímetro alcance la temperatura a la cual se desea realizar el análisis. Dicho baño consta de un recipiente de cristal, dentro del cual existe un aceite (vacelina o glicerina) con características que permitan una distribución uniforme del calor y una buena visua

lización del viscosímetro, que va a estar en el interior del baño y sujetado firmemente por un soporte. Acoplado al baño María va un termostato, el mismo que mantiene el sistema a una temperatura fija controlada por un termómetro graduado de 0° a 212° F.

Para visualizar con facilidad el crudo en movimiento dentro del viscosímetro, se utiliza un reflector. El tiempo de prueba se controla con un reloj digital efectuando lecturas en décimas de segundo. Se usa una perilla de caucho para succionar la muestra en uno de los extremos del viscosímetro de tal manera que se ponga en movimiento al crudo.

Para determinar el grado API a diferentes temperaturas se utiliza una probeta conteniendo el crudo a analizarse, que se introduce en el baño María hasta alcanzar la temperatura requerida. Luego, por medio de un hidrómetro se efectúa la lectura del API.

### 3.3.1 Instrucciones de operación.-

Se vierte el aceite mineral en el recipien-

BIBLIOTECA

te de cristal (Figura 3.4 Apéndice D) hasta un nivel apropiado para evitar que, al incrementar la temperatura y ser agitado, se riegue. Se instala el termostato a un extremo, y se calienta y agita todo el baño para que mantenga una temperatura uniforme.

Se escoge un viscosímetro Zeitfuchs de brazo en cruz adecuado según el rango de viscosidad del crudo, pesado o liviano, el cual se lo limpia con acetona y se lo sopletea con aire comprimido por un tiempo mínimo de 2 minutos o hasta que haya desaparecido el último rastro de solvente. Se instala en el baño María sujeto a un soporte firme para evitar sacudidas por acción del agitador y así mantenerlo vertical y poder obtener lecturas correctas.

Se pipetea la muestra de petróleo y se la vierte en el viscosímetro por el extremo más ancho hasta la marca indicada en (2) de la figura 3.3 del Apéndice D. Se la deja por espacio de 10 minutos hasta que le sea transferida a la muestra la temperatura del baño.

Luego se coloca la perilla de caucho en el extremo más delgado del viscosímetro y se succiona, creando así una presión en la columna de líquido capaz de mover el fluido a través del capilar calibrado.

La muestra de crudo debe filtrarse a través de un tamiz de malla 200 o de cualquier otro filtro adecuado, para eliminar partículas sólidas, agua o fibras, que obstruirían el capilar.

Se escoge un viscosímetro limpio y seco que de un tiempo de prueba mayor de 200 segundos. Hay que estar seguros de que el viscosímetro esté fijo dentro del baño de aceite y que se encuentre en posición vertical.

El tiempo requerido por el menisco para pasar de la primera a la segunda marca se mide en segundos, con aproximaciones de 0.1 segundos, se selecciona un viscosímetro con menor capilar y se repite la operación. Hay que efectuar tres lecturas para cada serie de viscosímetros y usar dos viscosímetros -

separados según el rango de viscosidad.

Las determinaciones deben coincidir dentro de los límites de reproducibilidad. Si no coincidieren, debe eliminarse este valor y tomar mayor precaución al limpiar el viscosímetro, eliminando cualquier rastro de gasolina, solvente o restos orgánicos.

12  
E117

## CAPITULO IV

### 4. ANALISIS DE RESULTADOS.-

#### 4.1 TABULACION DE RESULTADOS.-

TABLA 4.1  
 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL DE TOMA DE VALORES:  
 VISCOSIMETRO ZEITFUCHS  
 ACEITE 100% SPIRAX - 90

TEMPERATURA °F	TIEMPO SEG.	$\bar{t}$ SEG.	SERIE	CONSTAN- TE.	$\mu$ cts	$\bar{\mu}$ cts
100	482.03 501.78 502.93	495.58	(5)F437	0.3413	169.14	175.03
	610.91 583.56 604.54					
120	335.92 315.74 342.93	331.53	(5)F437	0.3413	113.15	115.82
	400.94 385.20 392.08					
140	219.23 199.72 197.49	205.48	(5)F437	0.3413	70.13	69.56
	240.93 232.66 212.42					
160	440.93 456.81 426.25	441.33	(4)F163	0.0963	42.50	42.60
	451.72 450.28 436.57					
180	290.02 279.53 298.68	289.41	(4)F163	0.0963	27.87	27.95
	300.06 282.99 295.62					
200	220.81 242.27 208.89	223.99	(4)F163	0.0963	21.57	21.59
	232.36 219.29 225.78					
212	589.93 608.01 604.97	600.97	(3)F470	0.02877	17.29	17.30
	563.87 555.68 558.32					

TABLA 4.2

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO RUSKA:

ACEITE 100% SPIRAX - 90

DATOS EXPERIMENTALES

$\mu$ , cp	$\rho_0$ , gr/cc	$^{\circ}$ API	T, $^{\circ}$ F	$\Delta\rho$ , gr/cc	$\Delta\rho t_{70}$	$\Delta\rho t_{45}$	$\Delta\rho t_{23}$
-	0.9030	25.2	60	-	-	-	-
-	0.8961	26.4	80	-	-	-	-
155.56	0.8888	27.7	100	6.6130	3669.16	4816.64	8567.47
102.17	0.8822	28.9	120	6.6196	1934.05	2643.54	5095.30
69.87	0.8751	30.2	140	6.6267	1210.37	1602.47	3099.90
36.98	0.8681	31.5	160	6.6337	821.12	1047.79	1899.36
24.07	0.8612	32.8	180	6.6406	551.70	730.27	1256.80
18.45	0.8545	34.1	200	6.6473	391.06	502.80	893.73
14.74	0.8519	34.6	212	6.6499	310.88	412.03	838.15

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO RUSKA:

ACEITE 75% SPIRAX - 90 + 25% JOHNSON'S

DATOS EXPERIMENTALES

$\mu$ , CP	$\rho_0$ , gr/cc	$^{\circ}$ API	T, $^{\circ}$ F	$\Delta\rho$ , gr/cc	$\Delta\rho t_{70}$	$\Delta\rho t_{45}$	$\Delta\rho t_{23}$
-	0.8916	27.2	60	-	-	-	-
-	0.8844	28.5	80	-	-	-	-
116.64	0.8778	29.7	100	6.6240	1698.99	2338.54	4453.58
58.97	0.8708	31.0	120	6.6310	1050.35	1393.44	2484.57
36.18	0.8639	32.3	140	6.6379	673.08	906.94	1652.70
23.56	0.8560	33.8	160	6.6458	436.76	585.16	1073.70
15.61	0.8498	35.0	180	6.6520	315.94	435.17	794.44
10.89	0.8433	36.3	200	6.6585	238.51	316.08	640.88
9.52	0.8398	37.0	212	6.6620	207.39	286.13	585.66

TABLA 4.4

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO RUSKA:

ACEITE 50% SPIRAX - 90 + 50% JOHNSON'S  
DATOS EXPERIMENTALES

$\mu, \text{cp}$	$\rho_0, \text{gr/cc}$	$^{\circ}\text{API}$	T, $^{\circ}\text{F}$	$\Delta\rho, \text{gr/cc}$	$\Delta\rho t_{70}$	$\Delta\rho t_{45}$	$\Delta\rho t_{23}$
-	0.8778	29.7	60	-	-	-	-
-	0.8708	31.0	80	-	-	-	-
46.67	0.8633	32.4	100	6.6395	853.64	1157.16	2135.27
28.02	0.8565	33.7	120	6.6453	541.46	784.21	1314.44
17.50	0.8493	35.1	140	6.6525	402.28	499.14	902.61
12.50	0.8428	36.4	160	6.6590	261.03	352.26	655.38
9.31	0.8358	37.8	180	6.6660	206.51	281.44	562.54
7.19	0.8285	39.3	200	6.6733	149.48	203.14	471.74
6.20	0.8260	39.8	212	6.6758	128.31	171.84	388.26

TABLA 4.5

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO RUSKA:

ACEITE 25% SPIRAX - 90 + 75% JOHNSON'S

DATOS EXPERIMENTALES

$\mu$ , CP	$\rho_0$ , gr/cc	$^{\circ}$ API	T, $^{\circ}$ F	$\Delta\rho$ , gr/cc	$\Delta\rho t_{70}$	$\Delta\rho t_{45}$	$\Delta\rho t_{23}$
-	0.8649	32.1	60	6.6369	-	-	-
-	0.8571	33.6	80	6.6447	-	-	-
24.98	0.8498	35.0	100	6.6520	450.34	647.51	1132.37
16.55	0.8433	36.3	120	6.6585	300.63	423.75	785.10
10.70	0.8358	37.8	140	6.6660	224.31	329.70	569.41
7.61	0.8289	39.2	160	6.6729	159.35	216.27	425.40
5.76	0.8217	40.7	180	6.6801	121.11	159.92	334.21
4.47	0.8151	42.1	200	6.6867	96.02	128.05	259.78
3.99	0.8109	43.0	212	6.6909	82.30	108.93	239.27

CALIBRACION DEL VISCOSIMETRO RUSKA:

ACEITE 100% JOHNSON'S

DATOS EXPERIMENTALES

$\mu$ , cp	$\rho$ , gr/cc	°API	T, °F	$\Delta\rho$ , gr/cc	$\Delta\rho t_{70}$	$\Delta\rho t_{45}$	$\Delta\rho t_{23}$
-	0.8514	34.7	60	-	-	-	-
-	0.8443	36.1	80	-	-	-	-
13.10	0.8363	37.7	100	6.6655	304.41	390.00	696.08
9.65	0.8294	39.1	120	6.6724	205.04	272.97	509.24
6.92	0.8222	40.6	140	6.6796	152.36	202.79	391.76
5.13	0.8151	42.1	160	6.6867	115.88	153.39	284.05
3.94	0.8081	43.6	180	6.6937	92.24	121.22	221.49
3.15	0.8008	45.2	200	6.7010	73.31	97.30	178.78
2.88	0.7972	46.0	212	6.7046	67.38	87.76	158.50

TABLA 4.7

CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO

ANGULO = 70°  
C = 0.036

PRESION LPCM	TIEMPO SEG.	VOL. REL (v/vSAT)	$\rho_o$ (GR/CC)	$\Delta\rho_o$ ( $\rho_b - \rho_o$ )	$\Delta\rho_o \times t$	$\mu_o = C\Delta\rho_o$ (CP)	$\mu_o^{AJ}$ (CP)
5000	9.96	0.96634	0.8162	6.9258	68.9810	2.48	2.49
4500	9.74	0.96897	0.8140	6.9280	67.4787	2.43	2.43
4000	9.52	0.97150	0.8118	6.9302	65.9755	2.38	2.38
3500	9.30	0.97389	0.8098	6.9322	64.4695	2.32	2.32
3000	9.09	0.97676	0.8075	6.9345	63.0346	2.27	2.27
2500	8.87	0.98048	0.8044	6.9376	61.5365	2.22	2.22
2000	8.65	0.98522	0.8005	6.9415	60.0440	2.16	2.16
1500	8.43	0.99015	0.7965	6.9455	58.5506	2.11	2.10
1200	8.29	0.99396	0.7935	6.9485	57.6031	2.07	2.07
1000	8.21	0.99654	0.7914	6.9506	57.0644	2.05	2.05
850	8.14	1.00000	0.7887	6.9533	56.5999	2.04	2.04
700	8.26	-	0.7932	6.9488	57.3971	2.07	2.07
500	8.47	-	0.8023	6.9397	58.7793	2.12	2.15
300	8.80	-	0.8140	6.9280	60.9664	2.19	2.22
140	9.32	-	0.8249	6.9171	64.4674	2.32	2.35
0	13.50	-	0.8325	6.9095	93.2783	3.36	3.40

TABLA 4.8  
CALCULO DE LA VISCOSIDAD DEL PETROLEO

T = 139°F  
Ps = 420 LPCM  
Datos de Viscosidad

PRESION LPCM	$\mu$ - EXP cp	$\mu$ - TEOR cp	$\mu$ g cp
5000	2.92	2.92	
4500	2.82	2.83	
4000	2.72	2.73	
3500	2.62	2.63	
3000	2.52	2.54	
2500	2.42	2.44	
2000	2.32	2.35	
1500	2.22	2.25	
1000	2.12	2.16	
500	2.02	2.06	
420	2.00	2.05	
200	2.10	2.18	0.0099
100	2.30	2.31	0.0095
50	2.58	2.45	0.0092
0	3.36	3.40	-

## 4.2 GRAFICOS RESULTANTES.-

FIG. 4.1 CURVAS DE TEMPERATURA VS TIEMPO :  
Aceite 100% Spirax-90

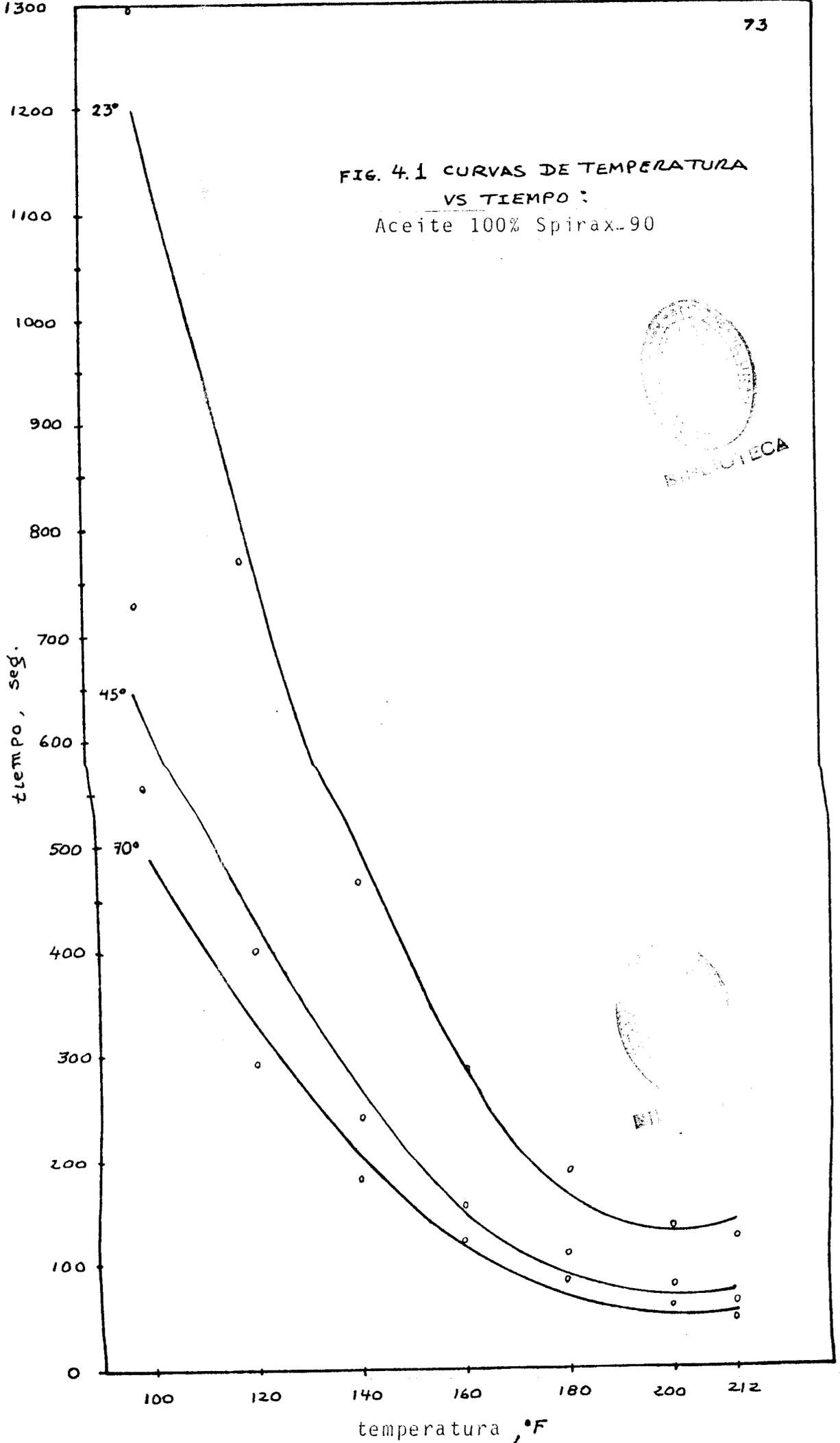
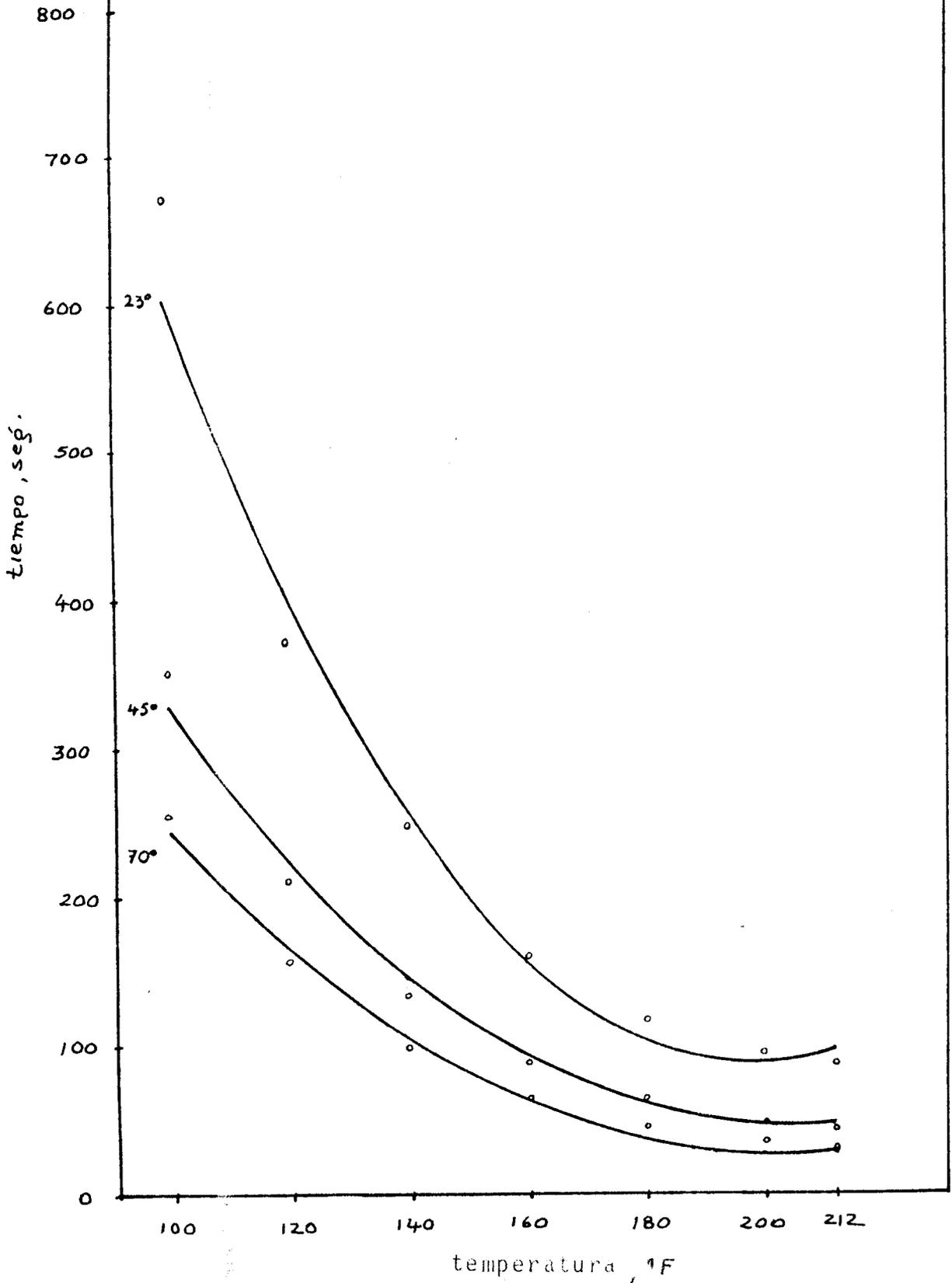


FIG. 4.2 CURVAS DE TEMPERATURA  
VS TIEMPO:  
Aceite 75% Spirax-90 + 25% Johnson's



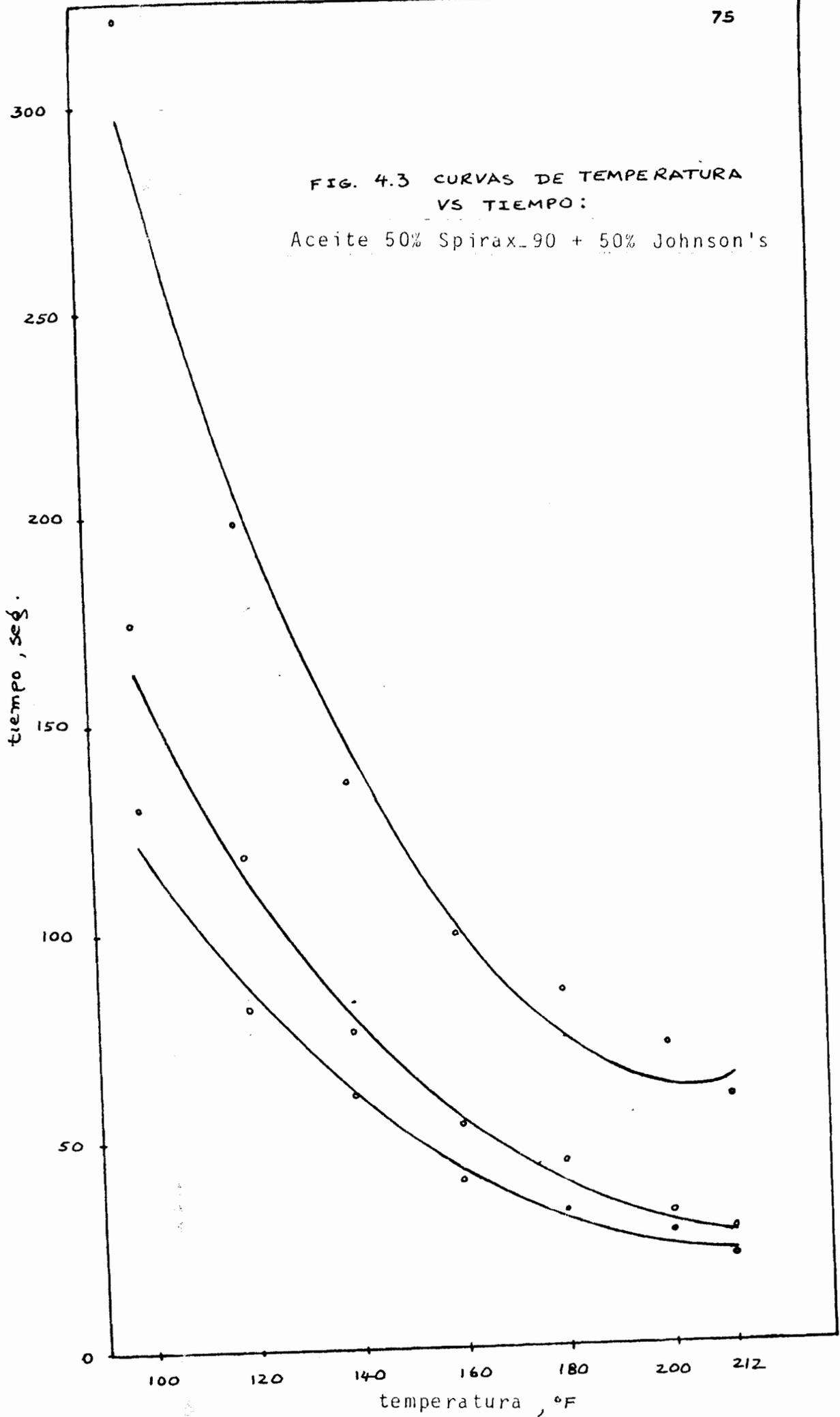
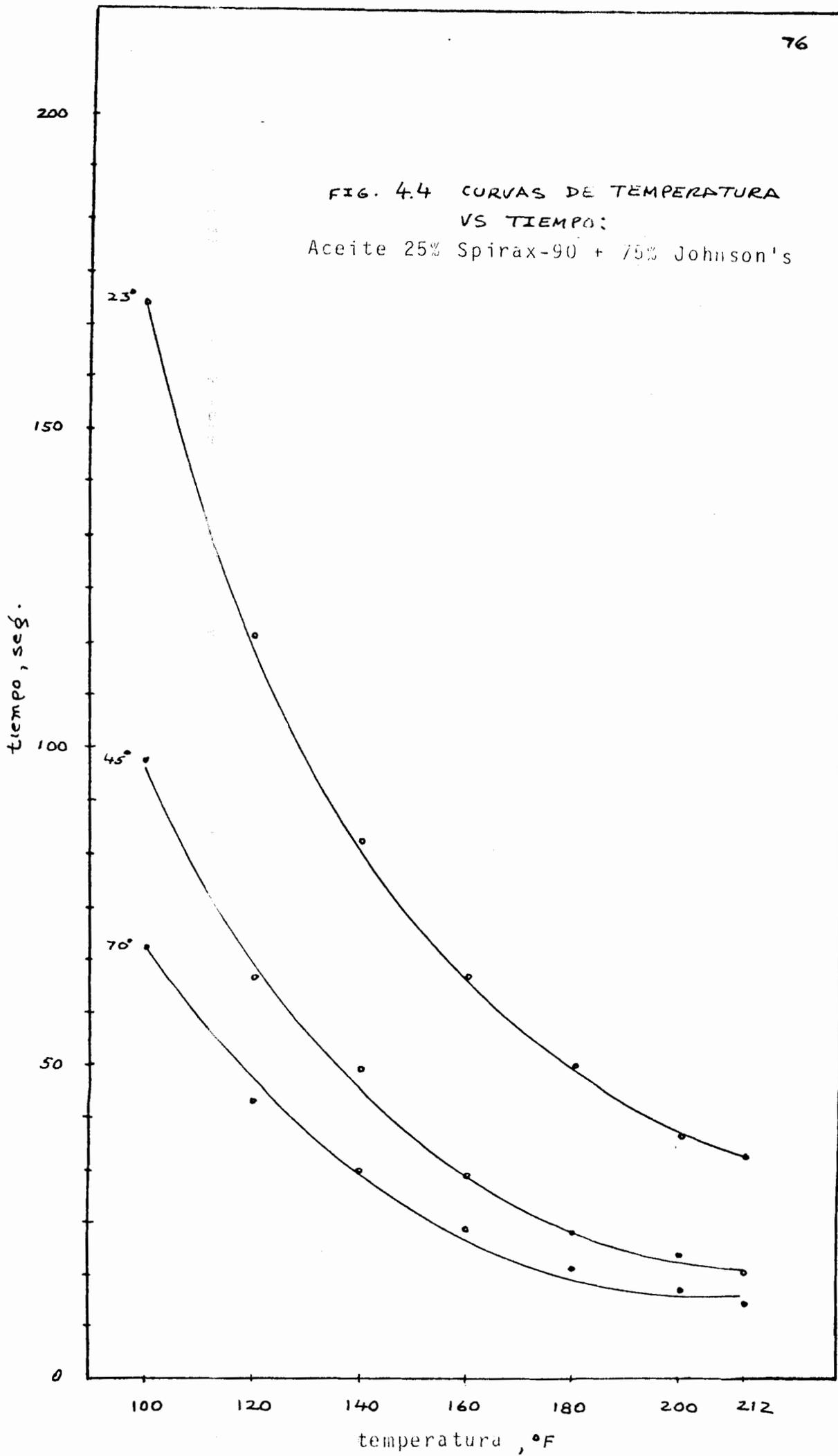


FIG. 4.4 CURVAS DE TEMPERATURA  
VS TIEMPO:  
Aceite 25% Spirax-90 + 75% Johnson's



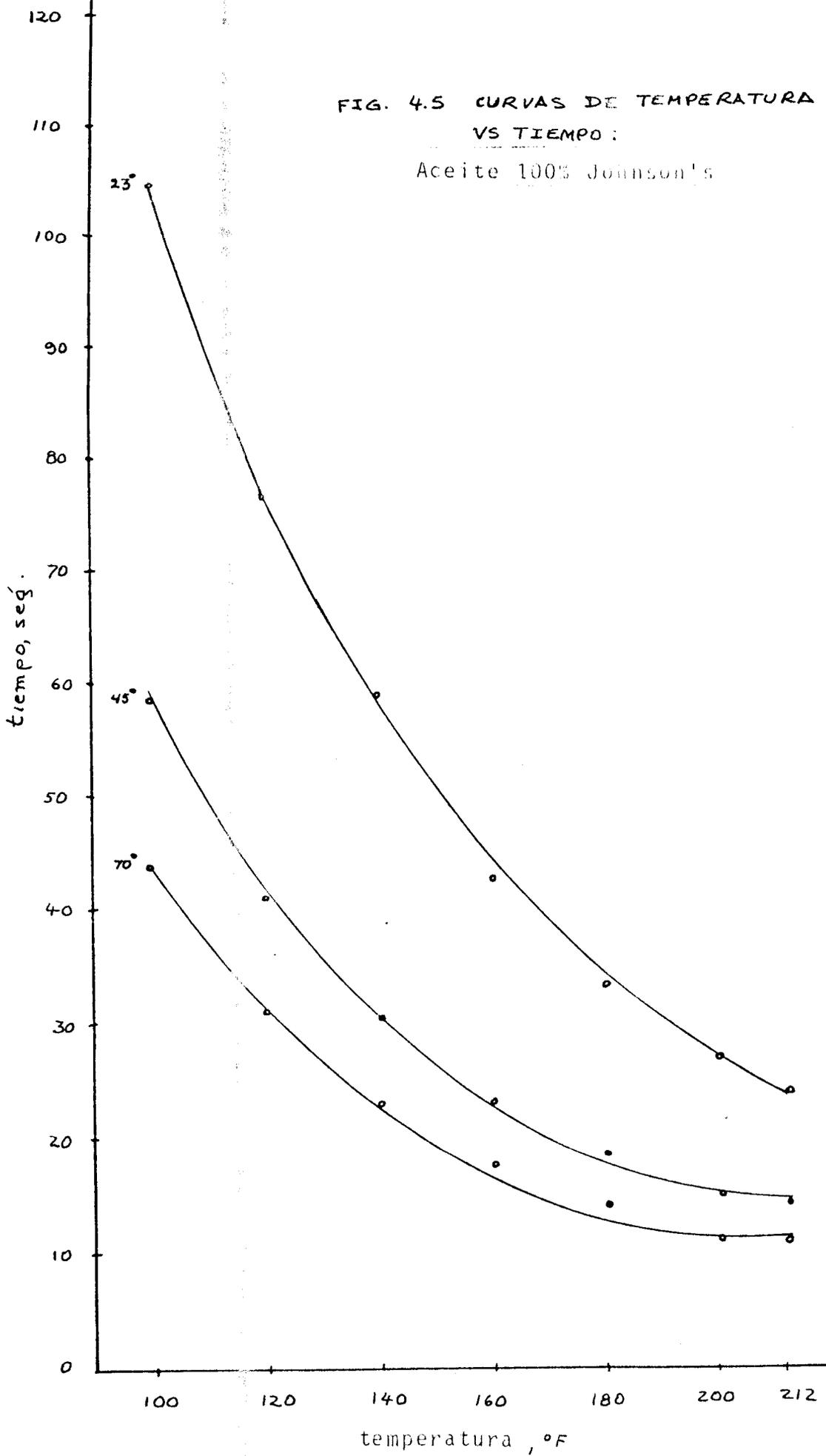
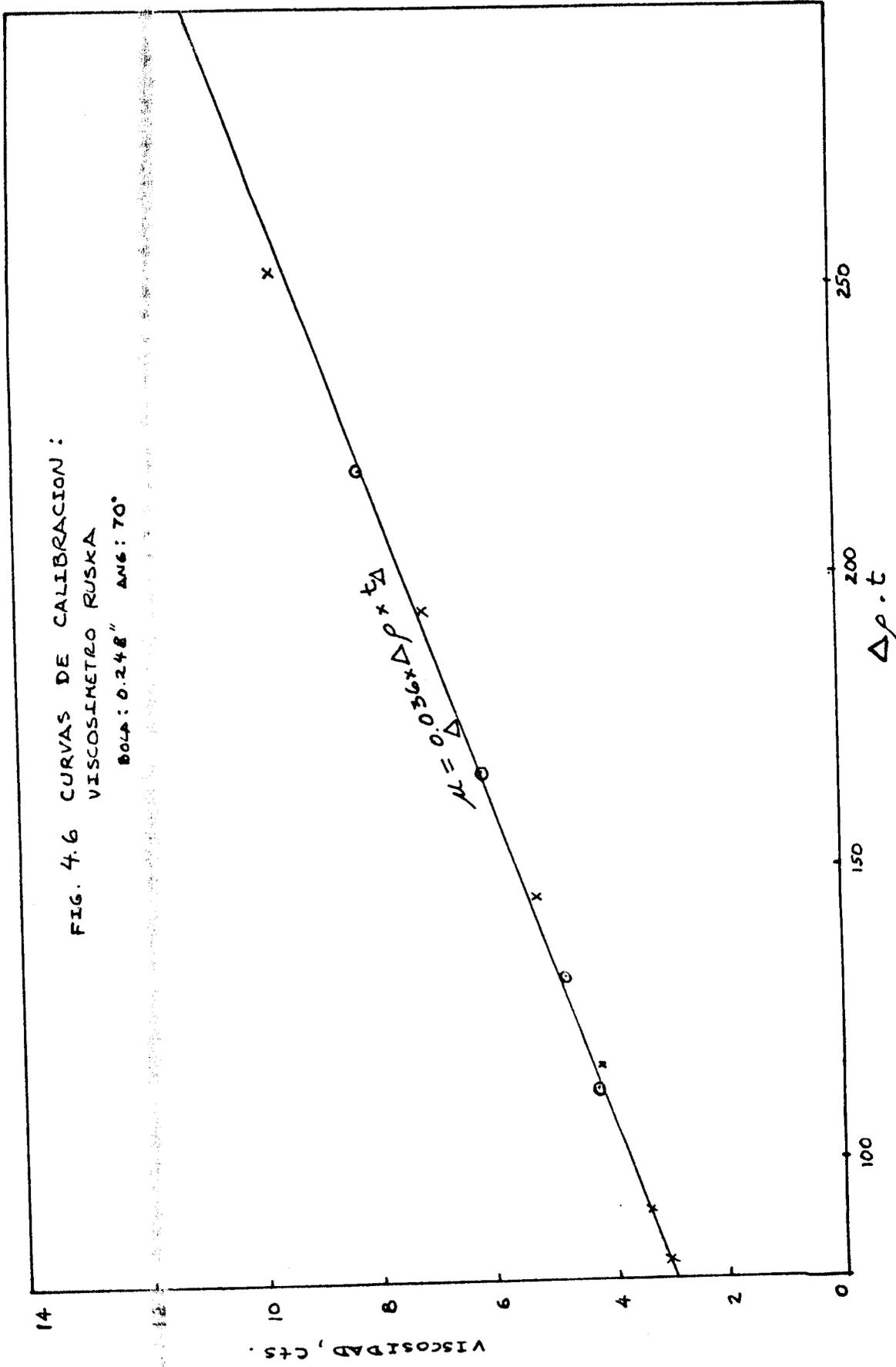


FIG. 4.6 CURVAS DE CALIBRACION :  
VISCOSIMETRO RUSKA  
BOLA: 0.248" ANG: 70°



VISCOSIDAD, cts.

$\Delta\rho \cdot t$

$$\mu = \Delta\rho \cdot 0.36 \cdot t$$

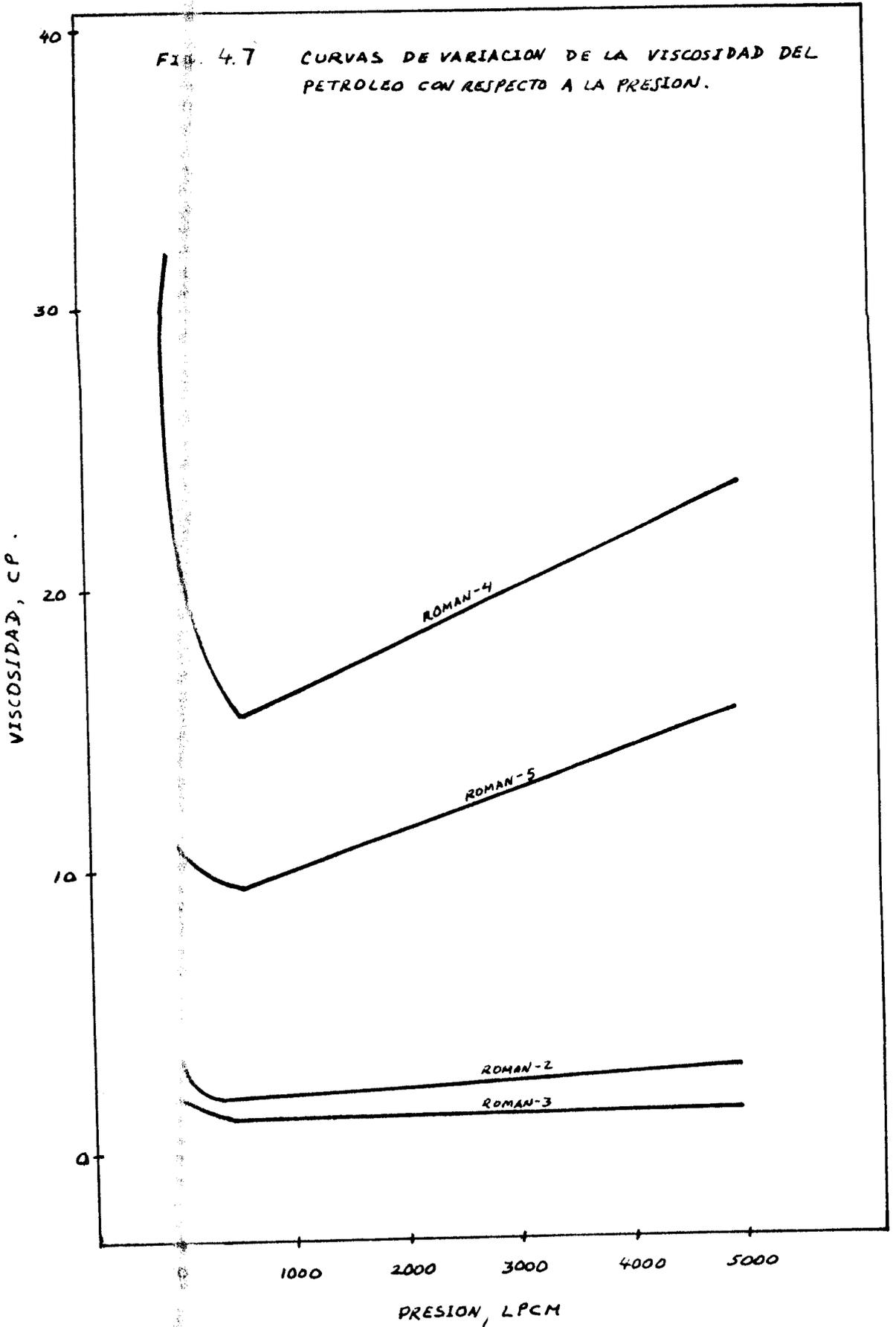


FIG. 4.9 CURVAS DE VARIACION DE LA GRAVEDAD API DEL PETROLEO CON RESPECTO A LA TEMPERATURA .

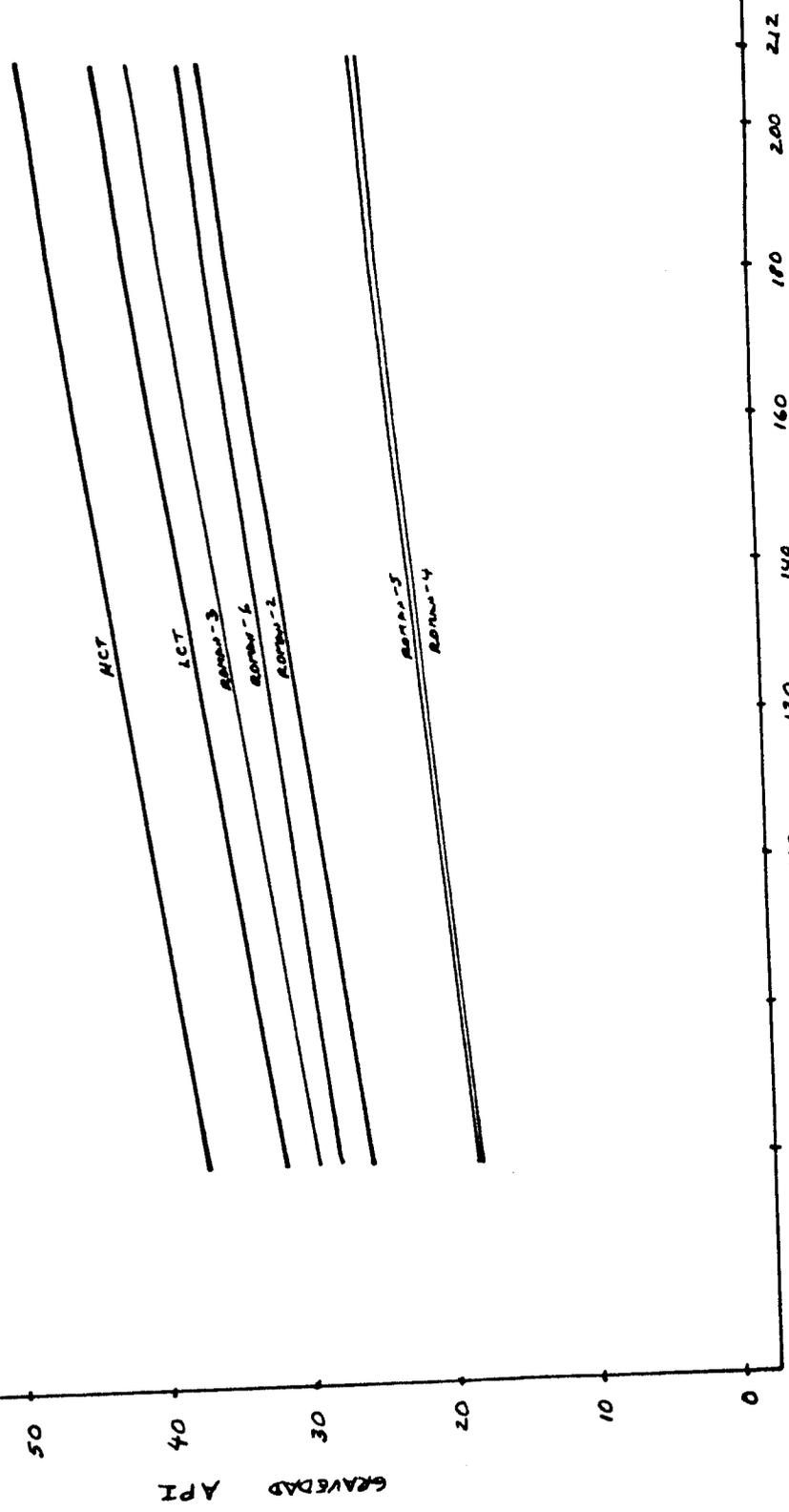
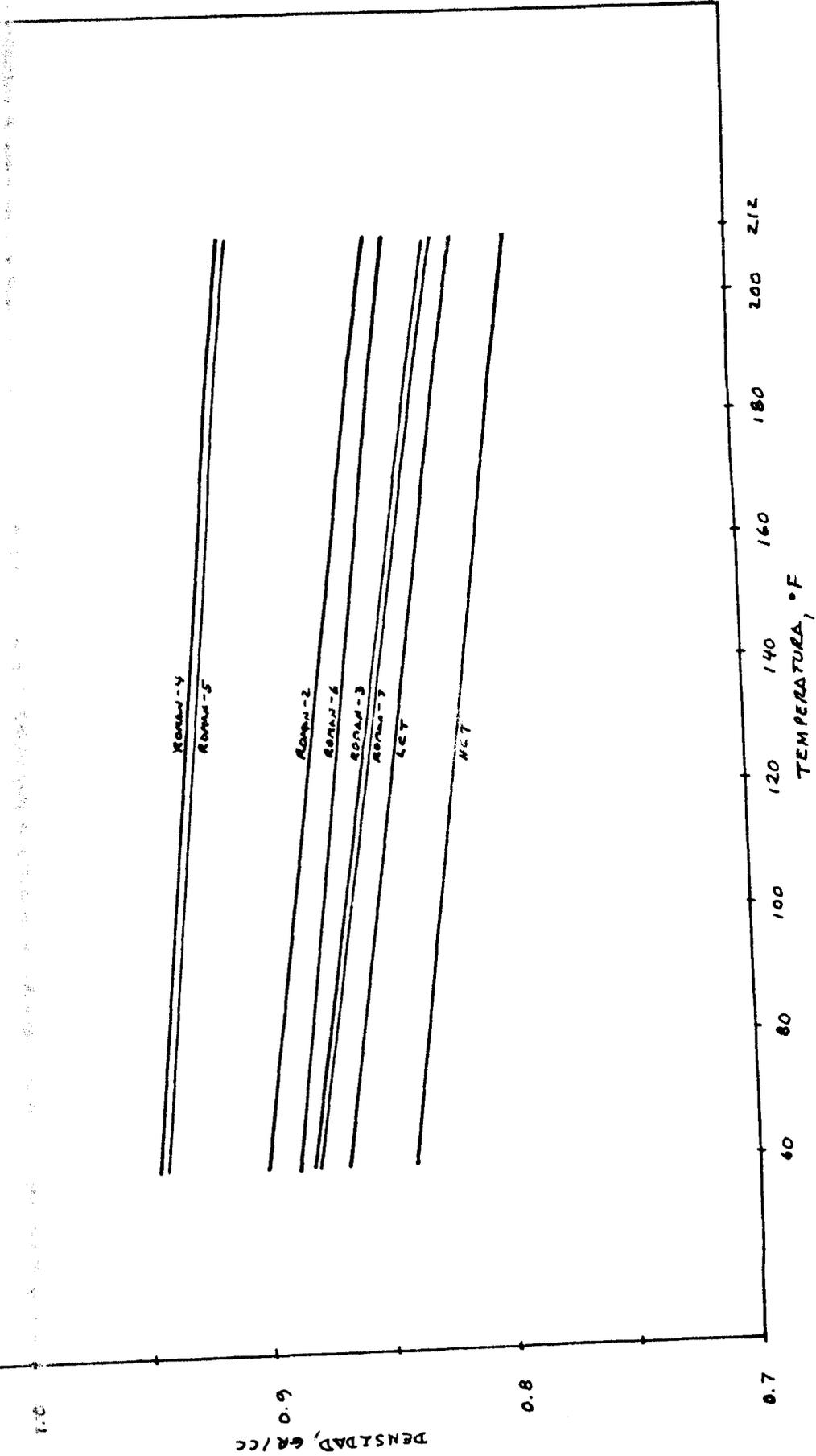
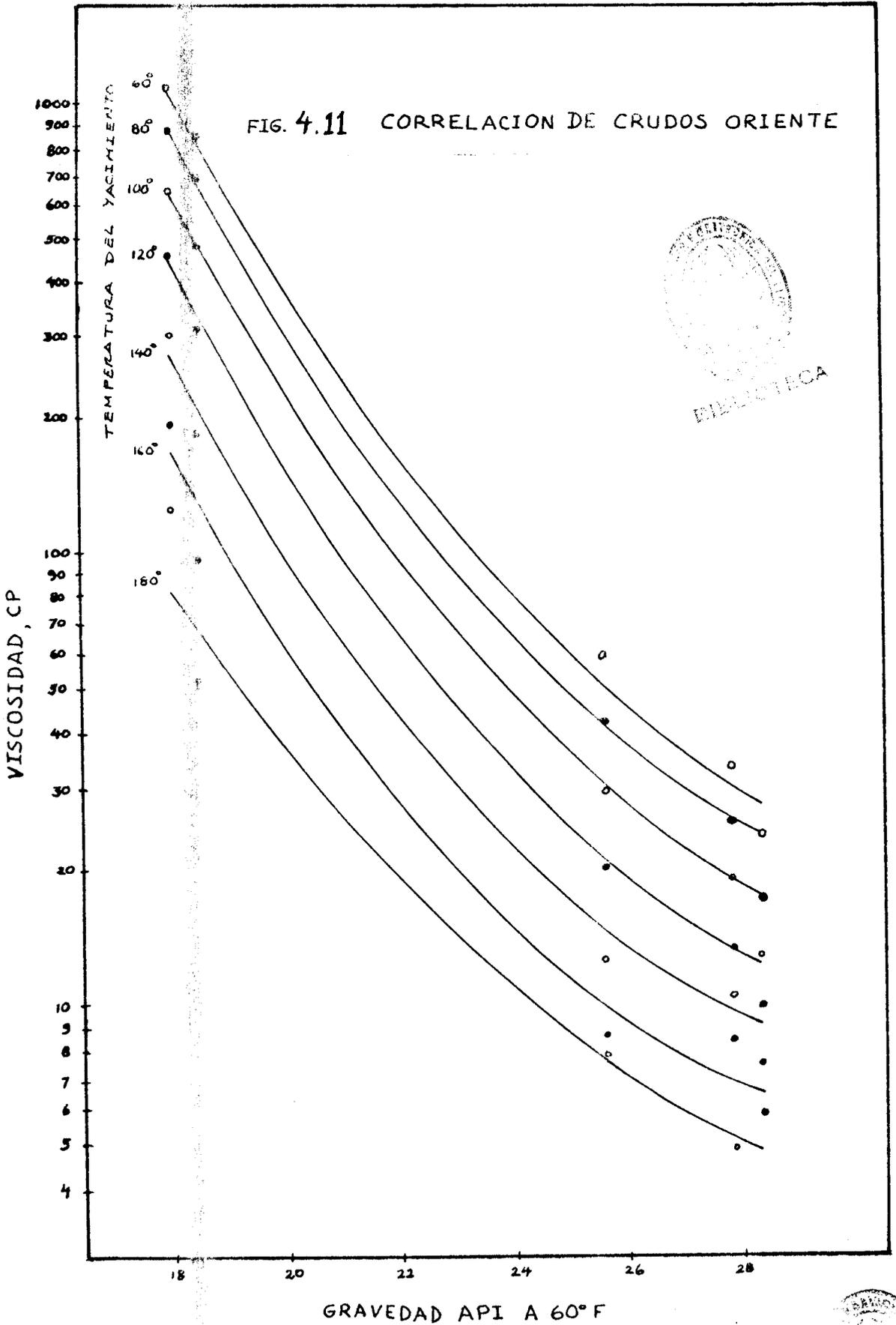
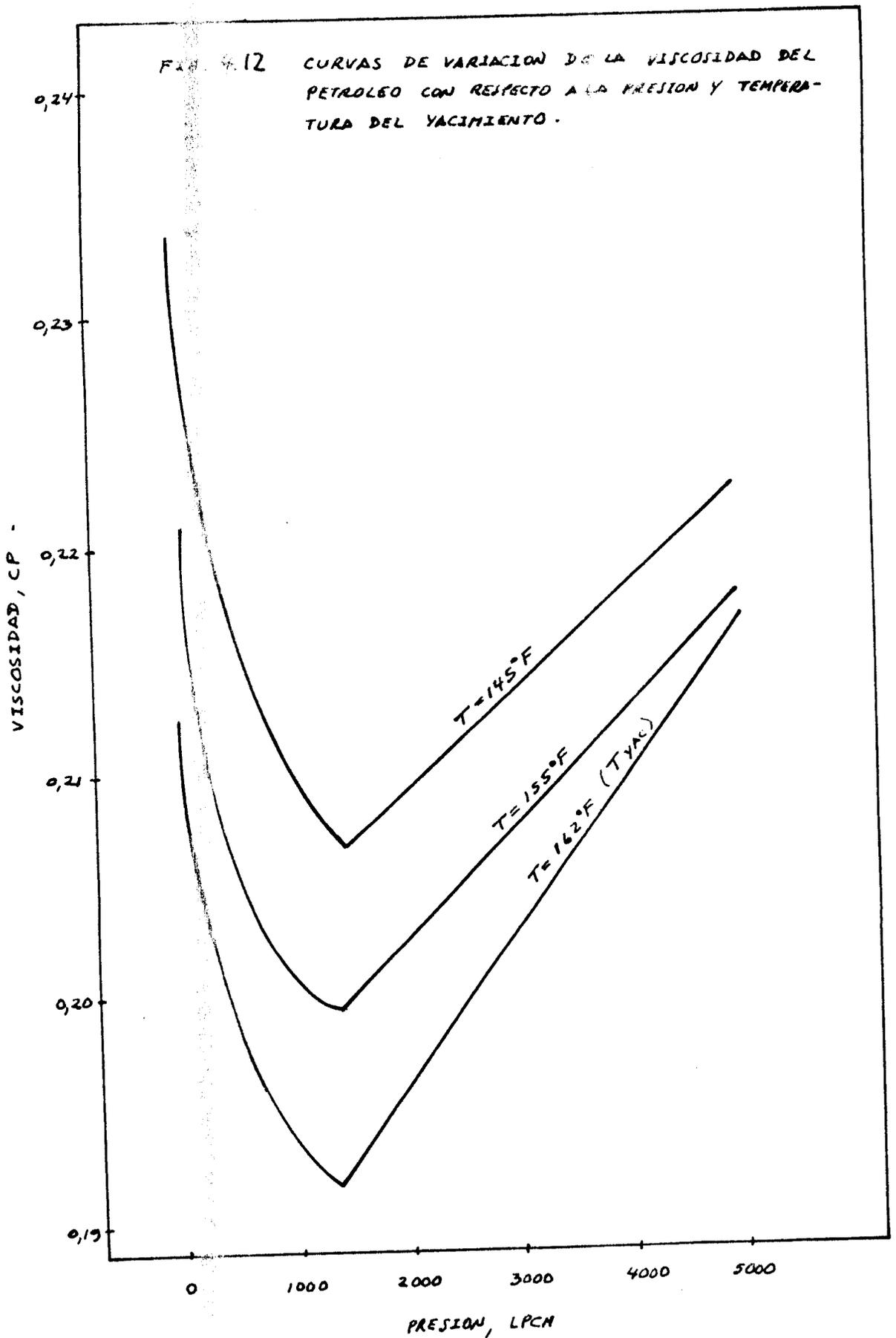


FIG. 4.10 CURVAS DE VARIACION DE LA DENSIDAD DEL PETROLEO CON RESPECTO A LA TEMPERATURA.







#### 4.3 DISCUSION DE RESULTADOS.

En base a los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio efectuadas utilizando los viscosímetros Ruska y Zeitfuchs, se hacen las siguientes consideraciones:

1.- Se hizo una selección de la muestra de fluido de fondo, previamente al análisis en el viscosímetro Ruska. Esta selección consiste en la determinación de la relación presión-volumen, método con el cual se obtiene la presión de saturación. De la precisión con que se obtenga este valor de penderá la correcta determinación de la viscosidad.

2.- Las muestras analizadas tienen las siguientes características:

Los pozos ROMAN-1 a 8 corresponden a Crudos O-riente, tipo subsaturado con mecanismo de producción por empuje hidráulico. En cambio, los pozos HCT y LCT corresponden al Campo Ancón y son de tipo saturado, crudos livianos, parafínicos y olefínicos respectivamente, y su mecanismo de producción es de empuje por gas en solución.

3.- Se efectuó la determinación de la viscosidad del pozo ROMAN-1 en función de la presión a diferentes ángulos de prueba ( $23^\circ$ ,  $45^\circ$  y  $70^\circ$ ) con la fi



con las curvas PVT extendidas (11,12).

- 6.- Se procedió a tomar una prueba de una muestra - de fondo del pozo ROMAN-8 considerando la temperatura del yacimiento variable, al igual que su presión para poder analizar el comportamiento - real de la viscosidad del petróleo, y variación en el valor de la presión de saturación.

## CONCLUSIONES

- 1.- Al efectuarse el análisis de las muestras de petróleo estudiadas a condiciones de superficie (Presión constante), se observó que al ir aumentando la temperatura, la viscosidad disminuía, siendo mayor este decremento a bajas temperaturas. En cambio, la densidad - al igual que la gravedad específica disminuía, y el <sup>4</sup> grado API aumenta en valor, teniendo estos parámetros un comportamiento lineal. A altas temperaturas el <sub>3</sub> petróleo se hace liviano y no viscoso.
  
- 2.- Por medio de la toma de valores de viscosidad del petróleo en función de la presión a diferentes ángulos de prueba (23°, 45° y 70°) del pozo ROMAN\_1, se comprueba que existe uniformidad en los resultados obtenidos en el cálculo de la viscosidad, y que los valores del ajuste tienen un error promedio del 0,75%, por tanto, las constantes de calibración representan las condiciones bajo las cuales va a operar el viscosímetro Ruska.
  
- 3.- Se concluyó que la opción LOGAS es el mejor método para ajustar datos de viscosidades a condiciones de yacimiento para un yacimiento subsaturado, el cual produce un error en el ajuste del 1,5% con respecto a los



datos experimentales.

- 4.- La mejor curva que se ajusta a los valores de viscosidad bajo el punto de burbujeo fue la función potencial con un error promedio del 0.5%. En cambio para valores sobre el punto de burbujeo se utiliza una polinomial de primer grado, con un error del 0,7%.
- 5.- De las muestras a condiciones de yacimiento a temperatura constante se concluye que a presiones menores que la presión inicial, al ir depletando el yacimiento se produce una disminución en el valor de la viscosidad, esto se debe a que se encuentra comprimido el petróleo con el gas en solución, el cual es reducido por expansión volumétrica. A presiones inferiores a la presión de saturación, la liberación del gas aumenta la viscosidad del petróleo, debido a la pérdida de las fracciones volátiles.

Al considerar la temperatura del yacimiento variable podemos comprobar que la viscosidad del petróleo aumenta, siguiendo la misma variación típica de muestras a condiciones de yacimiento con respecto a la caída de presión. Además, existe un decremento en el valor de la presión de saturación.

## RECOMENDACIONES

- 1.- De los campos de Ancón sólo se realizó el análisis - del comportamiento de la viscosidad a condiciones de superficie de una muestra de petróleo parafínica y o tra olefínica. Se recomienda en el futuro realizar este análisis a condiciones de yacimiento, ya sea por muestreo de subsuelo u obteniendo muestras por recombinación, proceso que consiste en muestrear el petróleo y gas directamente de los separadores, y en el laboratorio, por medio de una celda de recombinación obtener una muestra representativa del yacimiento. Se pueden comparar procedimientos y sacar conclusiones.
- 2.- La mejor forma de aproximar las secuencias de liberación es por medio de una combinación entre la liberación diferencial y la instantánea. Por tanto, se debería realizar una prueba en el viscosímetro Ruska a plicando la liberación instantánea, con lo cual se podrían comparar resultados.

A P E N D I C E S



## APENDICE A

### PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE LOS FLUIDOS EN LOS YACI- MIENTOS DE PETROLEO.-

El problema para determinar la capacidad productiva y la recuperación total en los yacimientos de petróleo se resuelve a través de la utilización de diferentes cálculos de ingeniería, partiendo de datos básicos que tienen que ver con la formación misma, con los fluidos allí contenidos y con las relaciones flujo-fluido entre la formación y los fluidos contenidos en ella.

El primero y el último de estos parámetros se obtienen de muestras de núcleos, basados fundamentalmente en una acumulación de datos los cuales pueden ser evaluados y aplicados de manera estadística. Por otro lado, las propiedades del fluido usualmente se obtienen de una muestra recuperada en el campo y se aplican al yacimiento como un todo. Este tipo de muestreo se describe a continuación.

#### A.1 OBJETIVO DEL MUESTREO.-

El objetivo del muestreo de fluidos es realizar una buena predicción del comportamiento del yaci-

miento, a partir de muestras representativas del mismo, en base a los datos obtenidos en un análisis PVT y cálculos de reserva.

Muchas de las dificultades encontradas en el muestreo de los fluidos de un yacimiento pueden ser evitadas o minimizadas, si es que las muestras se obtienen tan pronto como sea posible después de comenzar la vida productiva de un yacimiento. Por tanto, se recomienda tomar las muestras durante la etapa de producción inicial del pozo. En yacimientos saturados se lo puede hacer si es que la presión no ha bajado más del 80% de su valor inicial. En yacimientos subsaturados se pueden tomar en cualquier momento de la vida productiva del pozo, siempre que la presión del yacimiento esté por arriba del punto de burbujeo.

El número de pozos a muestrear depende del tamaño del yacimiento. Se muestrean varios pozos para obtener un enfoque real del yacimiento y sacamos valores promedios. Se deben hacer muestreos periódicos con la finalidad de chequear las condiciones en cualquier momento y realizar la predicción del comportamiento del yacimiento con respecto al tiempo.

La preparación del pozo para un muestreo es sumamente importante, sobre todo en yacimientos saturados. Se recomienda cerrar el pozo de 8 a 10 días, pero tal procedimiento no se realiza debido a necesidades de producción. Además, el pozo a muestrear no debe producir agua, o producirla en mínima proporción, y tienen que escogerse para el muestreo, las zonas menos explotadas en el yacimiento, es decir, menormente drenadas, o en áreas alejadas de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

## A.2 OBTENCION EN EL CAMPO DE MUESTRAS DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS.-

Las muestras de hidrocarburos deben ser representativas y un fiel reflejo de las condiciones reales del yacimiento. Existen dos métodos de obtención de muestras de fluidos de un yacimiento: el muestreo de fondo y el superficial.

### A.2.1 Muestreo de fondo.-

En esta técnica, el fluido que será analizado, se obtiene del fondo del pozo, adyacente a las perforaciones.

Para que la muestra sea representativa, es necesario que el fluido de fondo sea idéntico al fluido existente en el límite de drenaje, lo que dependerá del diferencial de presión.

En yacimientos subsaturados la muestra será representativa si la presión de fondo fluyente a la que se hace el muestreo está por arriba de la presión de burbujeo. En yacimientos saturados al cerrar el pozo entre 24 y 72 horas se fuerza al gas a entrar en solución con el petróleo, obteniéndose así que la presión del yacimiento se eleve por arriba de la presión de saturación.

Posteriormente, a la toma de muestras de fluidos de fondo, se efectúa en superficie una transferencia desde la bomba toma muestras hasta las botellas, valiéndose para ello de un pequeño equipo portátil de bombas de desplazamiento de mercurio. Se procede a determinar la presión de saturación de cada muestra a condiciones de superficie en el campo, previo su envío al laboratorio.



## APENDICE B

### BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO

Es una de las unidades más importantes que se utiliza en el análisis P.V.T., de las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento. Su uso es fundamental en la transferencia de fluidos del muestreador a la celda del viscosímetro de alta presión.

#### B.1 DESCRIPCION DE LA BOMBA DE MERCURIO.-

La bomba de desplazamiento de mercurio cumple la función de hacer variar la presión de cualquier unidad del sistema P.V.T. como: celda del viscosímetro, celda del equilibrio, celda P.V.T., etc., mediante la inyección o extracción de mercurio, y midiendo simultáneamente el volumen de este fluido que se inyecta o retira al sistema, ya sea a temperatura o presión constante. Puede tener una capacidad de 100 ó 250 cc.

La figura 6.1 muestra un esquema de las partes constitutivas de la bomba de desplazamiento de mercurio, las cuales son las siguientes:

- Un pistón sumergido (1)



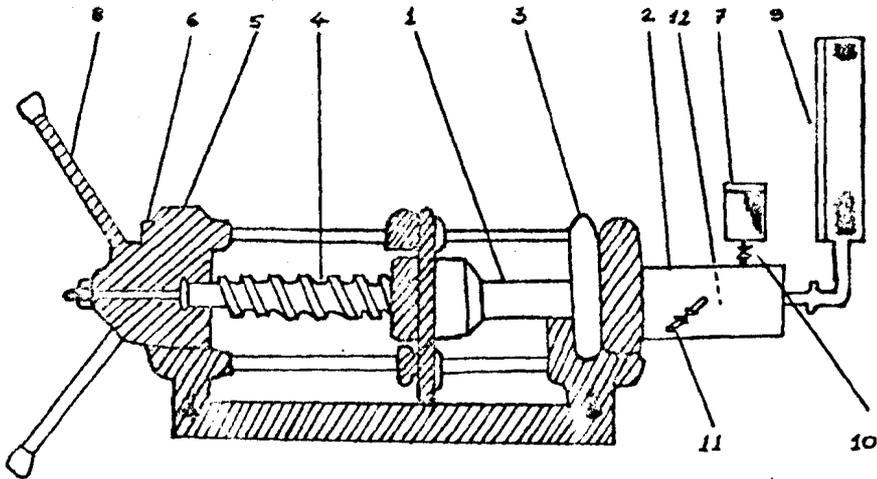


FIGURA 6.1 DIAGRAMA QUE MUESTRA LAS PARTES CONSTITUTIVAS DE LA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO.

- Un cilindro de alta presión, en cuyo interior va el pistón (2).
- Un dispositivo sellador de teflón entre el pistón y el cilindro (3).
- Un tornillo sinfín que permite mover el pistón en sentido longitudinal (4).
- Una base fija contra la cual se ejerce el empuje longitudinal del tornillo sinfín (5).

- Un dispositivo cuenta vueltas con vernier incorporado, el cual tiene una precisión de hasta 0.001cc (6).
- Un recipiente contenedor de mercurio, que se encuentra conectado a la bomba.<sup>(7)</sup> Entre estas dos partes existe una válvula (10).
- Un volante de desplazamiento que puede ser manual o motorizado (8).
- Un manómetro conectado a la bomba permite registrar hasta 10.000 LPCM (9).

Además existen dos válvulas laterales (11) y (12) que se pueden conectar indistintamente a la celda P.V.T., a la bomba de vacío, al sistema de transferencia de fluidos de la botella a la celda del viscosímetro o a cualquier otra unidad accesoria.

## B.2 PREPARACION DE LA BOMBA DE MERCURIO.-

Se efectúa la limpieza de la bomba con solvente antes de empezar a operar el volante. Inicialmente se cierran todas las válvulas de la bomba. La válvula lateral (11) se conecta a la bomba de vacío y se retrocede el pistón hasta el tope de la carrera. Se abre la válvula (11) y se hace

vacío durante 20 minutos aproximadamente. Se chequea el vacío con un manómetro apropiado, que pueda leer hasta 760 mm de mercurio.

El recipiente (7) es llenado con mercurio depurado. Se cierra la válvula (11) y se conecta la bomba de vacío. Se abre la válvula (10) lo suficiente como para permitir la entrada de mercurio a la bomba, y al final mantener un pequeño nivel de mercurio en el depósito para que no entre aire a la bomba.

Se procede a cerrar la válvula (10), y se drena el exceso de mercurio del depósito (7). Se incrementa la presión dando vueltas al volante (8) en el sentido de las manecillas del reloj. El sistema debe mantener la presión fijada. En caso de que tienda a bajar la presión, es necesario chequear posibles fugas o almacenamiento de aire, para lo cual deben revisarse válvulas, uniones, empacaduras, etc.



APENDICE C

PROGRAMAS

100

PROGRAMA ECUACION EMPIRICA DE LEE

FUNCION POR MEDIO DE ESTA ECUACION SE CALCULA LA VISCOSIDAD DEL GAS A CONDICIONES DE YACIMIENTO

DATOS DE ENTRADA		FORMATO
ICC	NUMERO DE REGISTROS A LEER	I4
N	NUMERO DE DATOS A LEER	I4
AT	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	I4
SG	GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	F6.4
BG	FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	F6.4

DATOS DE SALIDA		
AT	TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	I4
SG	GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	F6.4
BG	FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS	F6.4
RHOG	DENSIDAD DEL GAS	F10.8
VISG	VISCOSIDAD DEL GAS	F10.8

AUTOR  
HECTOR ENRIQUE ROMAN FRANCO

\*\*\*\*\*  
\*\*\*\*\*

```

WRITE(3,25)
WRITE(3,28)
25  FORMAT(//,18X,'DATOS SOBRE EL GAS LIBERADO',/)
28  FORMAT(16X,'APLICACION DE LA ECUACION DE LEE',/)
3   READ(1,3)ICC
3   FORMAT(14)
   DO 8 I=1,ICC
6   READ(1,6)AT
   FORMAT(14)
   SUM=0.0
20  WRITE(3,20)
   FORMAT(29X,'POZO',/)
   WRITE(3,30)
30  FORMAT(30X,'TY',/)
   WRITE(3,40)AT
40  FORMAT(29X,14)
   WRITE(3,45)
45  FORMAT(/,10X,'SG',8X,'BG',9X,'RHOG',10X,'VISG',/)
   READ(1,6)N
   SUM=SUM+1
58  READ(1,15)SG,BG
15  FORMAT(2F6.4)
   T=AT+460.
   W=SG*29.
   NUM=9.4+0.02*W
   DEN=209+19*W+T
   AK=(NUM*T**1.5)/(DEN*10**4)
   X=3.5+(986/T)+0.01*W
   Y=2.4-0.2*X
   RHOG=(0.0764*SG)/(62.4*BG)

```



```
50 WRITE(3,50)SG,BC,RHOG,VISG  
   FORMAT(8X,F6.4,4X,F6.4,4X,F10.8,4X,F10.8)  
   IF(SUM.EQ.N)GOTO 8  
   GOTO 58  
8   CONTINUE  
   STOP  
   END
```

APENDICE D  
FIGURAS Y TABLAS

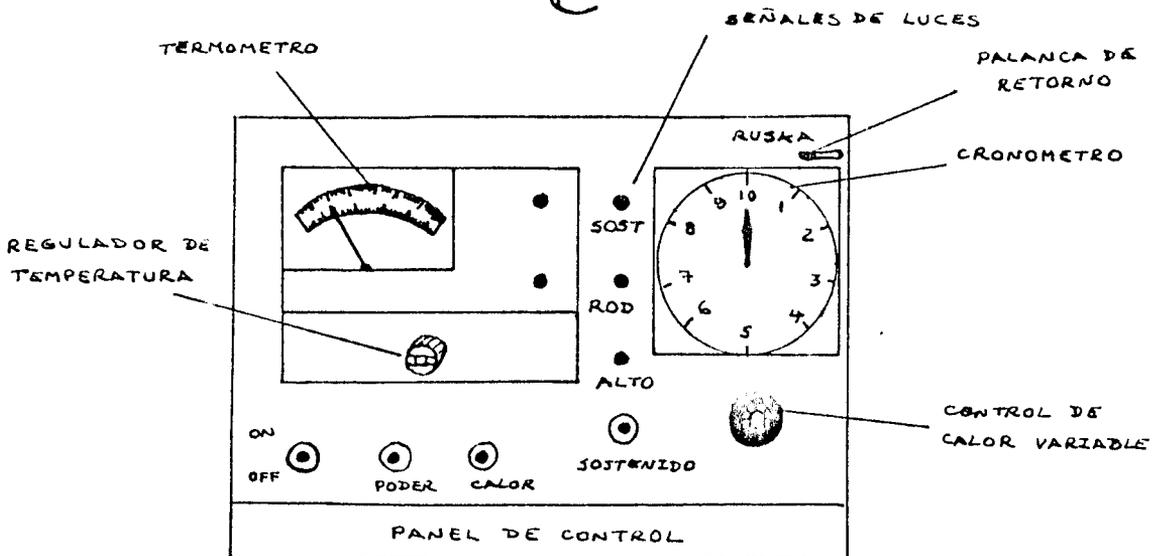
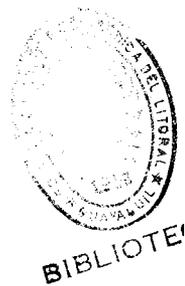
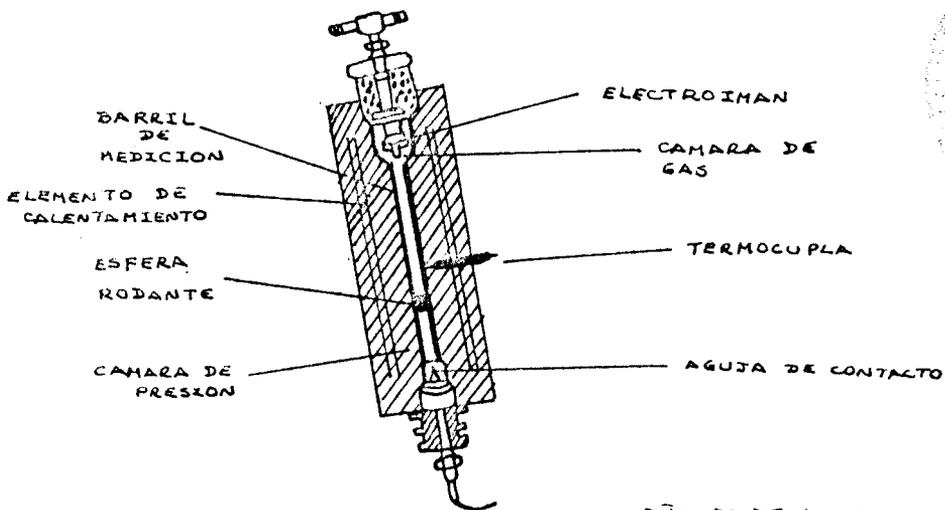
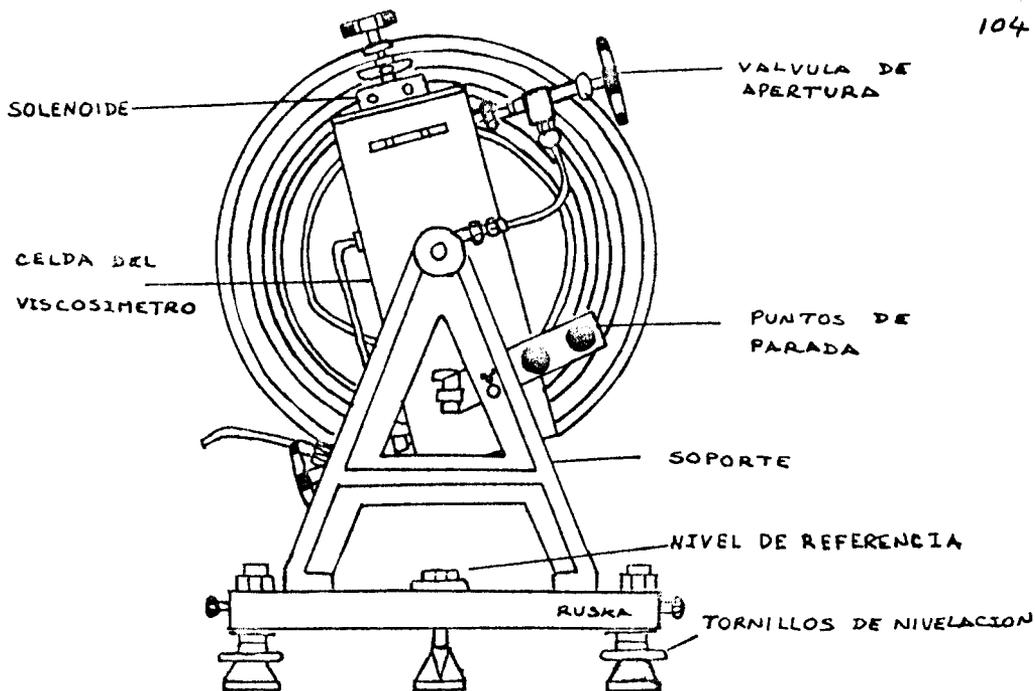


FIG. 3.2 VISCOSIMETRO DE ALTA PRESION RUSKA.

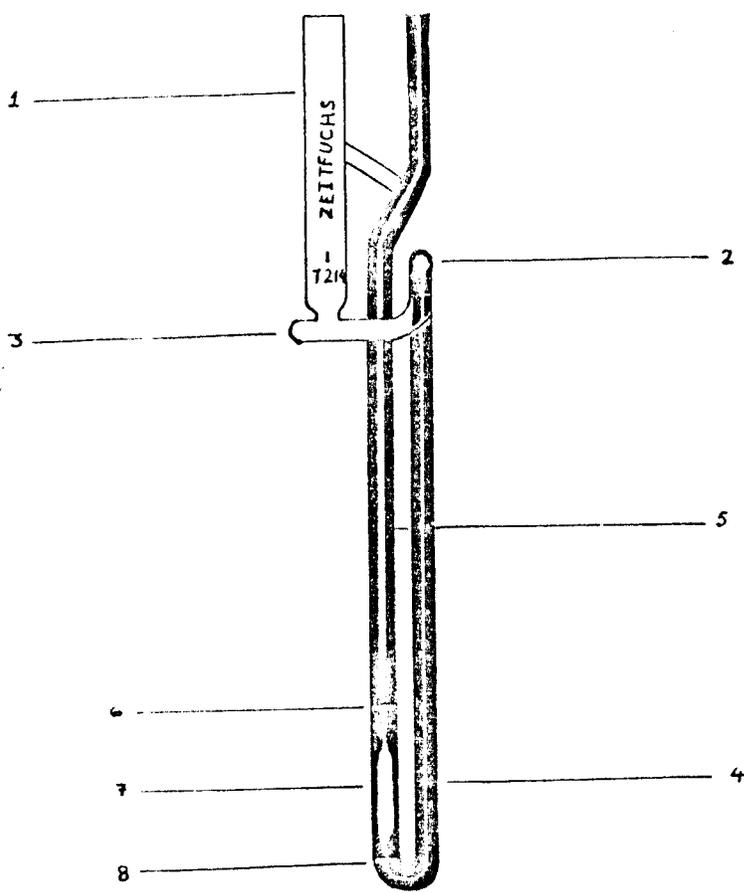


FIG. 3. VISCOSIMETRO ZEITFUCHS DE BRAZO EN CRUZ.

BIBLIOTECA

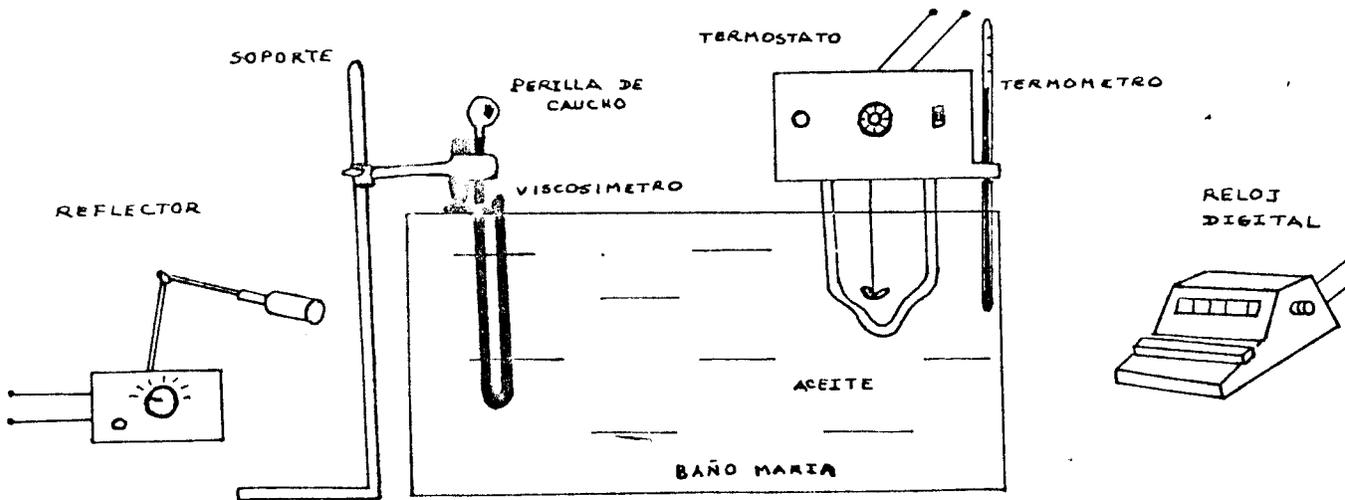


FIG. 3. DESCRIPCION DEL EQUIPO UTILIZADO CON EL VISCOSIMETRO ZEITFUCHS.

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

BIBLIOTECA

1. BEAL, C. *"The viscosity of Air, Wuater, Natural gas, crude oil and its associated gases at oil-field temperatures and pressures"*, Trans. AIME (1946) 165, Págs. 94-115.
2. CARR, KOBAYASHI y BURROW, *"Viscosity of hydrocarbon gases under pressure"*, Trans. AIME(1954) 201, Pág.270.
3. HOWELL Y JESSEN, *Determination of the viscosity-temperature relationship for crude oils with the ultra-viscoson"*, Trans. AIME (1956) Pág. 330.
4. CHEW y CONNALLY, *"A viscosity correlation for gas-saturated crude oils"*, Trans. AIME (1959) 216, Págs. 23-25.
5. LEE, GONZALEZ y EAKIN, *"The viscosity of natural gases"*, Trans AIME (1966) Págs. 997-999.
6. EAKIN y ELLINGTON, *"Predicting the viscosity of pure light hydrocarbons"*, Trans. AIME (1963) Pág . 210.
7. LOHRENZ, BRAY y CLARK, *"Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions"*, Trans. AIME

(1964) 231, Pág. 1171.

8. GIDDINGS y KOBAYASHI, "Correlation of the viscosity of light paraffin hydrocarbons and their mixtures in the liquid and gaseous regions", Trans. AIME (1974) Pág. 679.
9. BEGGS y ROBINSON, "Estimación de la viscosidad de sistema de petróleos crudos", JPT (sept./75), Págs. 1140-1141.
10. HOUPERT y TELLIEZ, "Predicting the viscosity of hydrocarbon liquid phases from their composition", Trans. AIME (1976), Pág. 223.
11. SCIENTIFIC SOFTWARE CORPORATION, "Black oil simulation system Boss", Versión 3.7 (Mayo 78), Págs. 700-704.
12. FINOL, ALBERTO, "Solución numérica de yacimientos", Vol. 3, 1976, Pág. 722.
13. L. ALBAN, M. GONZALEZ, "Manual de Laboratorio de yacimientos y petrofísica", ESPOL, 1976, Pág. 42-46.
14. RUSKA, "General Catalog", Ruska Instrument Corporation, Houston, Texas, 1982.

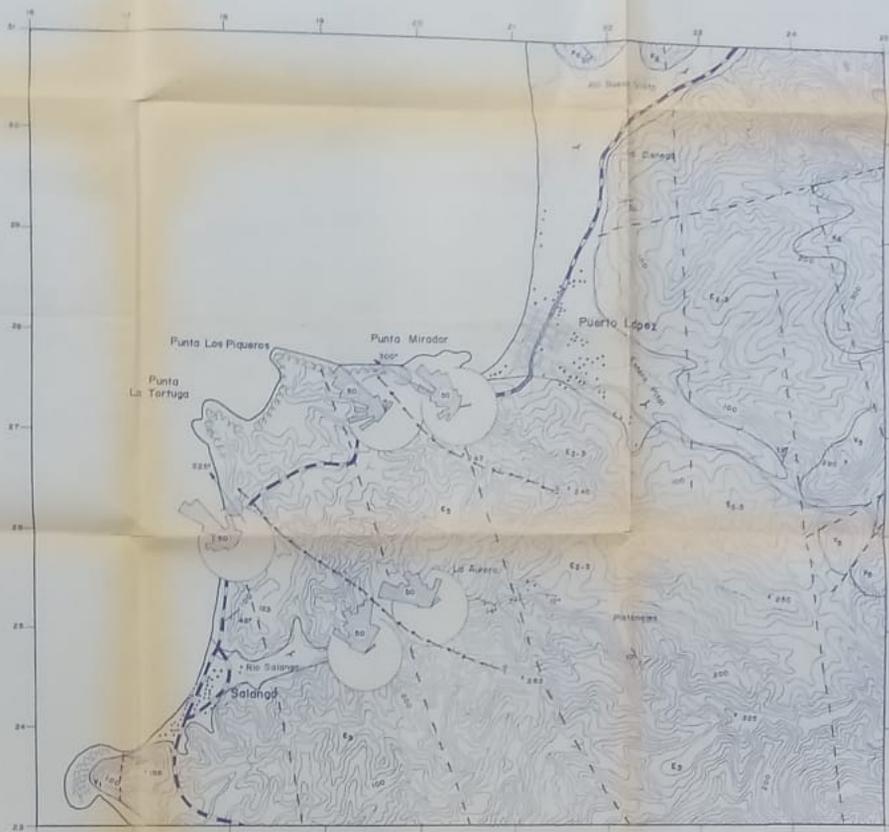


15. ASTM, "Viscosidad Cinemática", Método ASTM D 445-53T.
16. CEPE, "Viscosidad. Manual de Calibración".
17. PIRSON, "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos", Texas, USA, 1965.
18. MORGNER, RAUL, "Obtención experimental y matemática de parámetros PVT", Tesis de Grado, 1984.
19. H. ROMAN, "Calibración del Viscosímetro Ruska", ESPOL, 1985.
20. H. ROMAN, "Programa: Ecuación empírica de Lee", ESPOL, 1985.





MAPA I



ESCALA

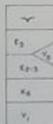


**SIMBOLOGÍA**



- SENTIDO DE PALEOCORRIENTE  
CON INDICACION DE CLAROS (NO MEDIDAS)
- SENTIDO DE PALEOCORRIENTE  
CON TURBIDITOS
- NEJE DE CANAL DISTRIBUTARIO
- FALLA NORMAL
- PLUNDO Y BIZAMIENTO DE ESTRATOS
- CONTACTO NO-TRANSICIONAL
- CONTACTO TRANSICIONAL
- CURVA DE NIVEL
- FALTA GUERRADA, EXTERNO
- CERRETERO PRINCIPAL, CAMINO VEONAL,
- CAMINO DE HERRADURA

**ESTRATIGRAFIA**



- ALUVIAL
- MIEMBRO SUPERIOR  
FM SAN MATEO
- VOLCANISMO
- MIEMBRO INFERIOR  
FM. CATO
- FM. PIRON

**MAPA GEOLOGICO-PALEOGRAFICO**

AREA: PUERTO LOPEZ, CHILE  
 BASE TOPOGRAFICA: OJLA TOPOGRAFICA PUERTO LOPEZ 100, 100, 100, 1000  
 TRABAJO DE CAMPO Y OFICINA: C. NARANJO 1984  
 DIBUJO: S. LOPEZ, 1984, 1985

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL**

