

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

"OBTENCION EXPERIMENTAL Y MATEMATICA DE PARAMETROS
P V T"

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
MAGISTER EN INGENIERIA DE GAS NATURAL

PRESENTADA POR:
RAUL ERNESTO MORGNER MANGOLD

GUAYAQUIL-ECUADOR
1.984



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

AGRADECIMIENTO

- Al MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES Y ENERGETICOS y a CEPE por el patrocinio económico brindado para que pueda efectuarse el PROGRAMA DE POSTGRADO EN INGENIERIA DE GAS NATURAL.

- A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL por los valiosos conocimientos prodigados.

- A la UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA y en especial al ING. FRANCISCO GUTIERREZ por las sabias enseñanzas impartidas.

- A la EMPRESA ESTATAL PETROLEOS DE VENEZUELA, a OLADE y en especial al ING. ULISES RAMIREZ, por la colaboración ofrecida para la pasantía cumplida en VENEZUELA.

- Al ING. BOLIVAR MIRANDA, por su valiosa asesoría proporcionada para la elaboración de esta tesis.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

- Al ING. ARMANDO VILLEGAS, por su acertada Dirección en el desarrollo del presente trabajo.
- Al personal técnico de INTEVEP por su colaboración dada para la confección de esta obra.
- Al personal técnico del LABORATORIO DE FÍSICA DE YACIMIENTOS DE CEPE por su valiosa ayuda ofrecida para la elaboración del presente trabajo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DEDICATORIA

A mis queridos hijos:

YVONNE ELIZABETH

JIMMY EDWARD



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

ING. ARMANDO VILLEGAS VALERA
DIRECTOR DE TESIS



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DECLARACION EXPRESA:

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

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

RAUL ERNESTO MORGNER MANGOLD

INDICE



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

RESUMEN	
INTRODUCCION	14
CAPITULO I	
REVISION DE LITERATURA	16
CAPITULO II	
CONSIDERACIONES TEORICAS	21
2.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS	21
2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS	23
2.2.1. Yacimientos de petróleos no saturados o subsaturados.	23
2.2.2. Yacimientos de petróleos saturados	24
2.2.3. Yacimientos con capa de gas	24
2.2.4. Yacimientos de condensados o destilados	25
2.2.5. Yacimientos de gas	25
2.3. ANALISIS PVT	26
2.4. OBTENCION DE MUESTRAS DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN EL CAMPO	26
2.4.1. Muestreo de fluidos del fondo del pozo	27
2.4.2. Muestreo de fluidos en superficie	29
2.5. CONSIDERACIONES TEORICAS SOBRE LOS PARAMETROS BASICOS PVT.	30

VIII

2.5.1. Proceso flash (liberación instantánea PV) ①	30
2.5.2. Liberación diferencial (DV) ②	37
2.5.3. Prueba de separación flash	56
2.5.4. Estudio de la viscosidad en función de presión a temperatura del yacimiento.	58
CAPITULO III	
DESCRIPCION Y OPERACION DEL EQUIPO PVT	64
3.1. DESCRIPCION DEL EQUIPO PVT	64
3.1.1. Bomba de desplazamiento de mercurio	65
3.1.2. La celda PVT	73
3.1.3. El separador y gasómetro	79
3.1.4. Viscosímetro de alta presión (RUSKA)	82
3.2. OPERACION DEL EQUIPO PVT	89
3.2.1. La bomba de desplazamiento de mercurio y la celda PVT	89
3.2.2. Operaciones efectuadas con el viscosímetro de alta presión (Ruska).	97
3.3. PRECAUCIONES CON EL USO DEL MERCURIO	98
3.3.1. Peligro al usar mercurio	98
3.3.2. Manejo del mercurio	100
3.3.3. Medidas de precaución	101
3.4. EQUIPOS DEL LABORATORIO PVT	102



30

BIBLIOTECA FIC
37
ESPOL

56

58

64

64

65

73

79

82

89

89

97

98

98

100

101

102



CAPITULO IV

OBTENCION DE DATOS EXPERIMENTALES EN EL LABORATORIO

4.1. SELECCION DE LA MUESTRA DE FLUIDO PREVIO SU

ANALISIS EN EL LABORATORIO PVT 105

4.1.1. Muestreo de fluidos 105

4.1.2. Determinación en el campo de la presión
de saturación 1054.1.3. Determinación en el laboratorio de la
presión de saturación 1074.2. ESTUDIO DE LA RELACION PRESION-VOLUMEN A TEMPE-
RATURA DEL YACIMIENTO 1084.2.1. Determinación de la presión de satura-
ción. 108

4.2.2. Determinación de los volúmenes relativos 113

4.2.3. Determinación de la función adimensional
"y" 1154.2.4. Determinación de la compresibilidad del
petróleo saturado. 117

4.3. PROCESO DE LIBERACION DIFERENCIAL 118

4.3.1. Obtención de parámetros PVT 119

4.3.2. Cálculos liberación diferencial 121

4.4. PROCESO DE LIBERACION O SEPARACION FLASH 127

4.4.1. Obtención de parámetros PVT 128

4.4.2. Cálculos del flash 130



4.5. OBTENCION DE LA VISCOSIDAD	133
4.5.1. Obtención de parámetros PVT	133
4.6. EXPERIENCIA PRESION-VOLUMEN A TEMPERATURA VARIABLE	137
CAPITULO V	
OBTENCION DE PARAMETROS PVT A TRAVES DE MODELOS MATEMATICOS	138
5.1. CALCULO DE EQUILIBRIO DE FASES	138
5.1.1. Subrutinas empleadas	139
5.1.2. Datos de entrada	140
5.1.3. Limitaciones del programa	142
5.2. OBTENCION DE PARAMETROS PVT	143
5.2.1. Factor de desviación del gas, "Z"	144
5.2.2. Compresibilidad del petróleo	148
5.2.3. Factor volumétrico del petróleo, "Bo"	151
5.2.4. Propiedades del gas natural	154
5.2.5. Factor volumétrico del gas, "Bg"	160
5.2.6. Viscosidad del petróleo	162
5.2.7. Viscosidad del gas	166
CAPITULO VI	
DISCUSION DE RESULTADOS	169 0
CONCLUSIONES	172 0
RECOMENDACIONES	174 0



Pág.
BIBLIOTECA FIC
ESPOL

APENDICES

A. DEDUCCION DE LAS EXPRESIONES EMPLEADAS PARA CALCULAR EL PUNTO DE BURBUJEO Y DE ROCIO DE UN HIDROCARBURO LIVIANO DE COMPOSICION CONOCIDA.	176
B. CALCULO DE LA PRESION DE CONVERGENCIA, " P_k "	183
C. LISTADOS DEL PROGRAMA, DATOS DE ENTRADA Y RESULTADOS OBTENIDOS DEL CALCULO DE EQUILIBRIO DE FASES.	188
D. TABLAS	189
E. FIGURAS	218
BIBLIOGRAFIA	240



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es obtener una serie de parámetros físicos de una muestra de hidrocarburos tomada del fondo de un pozo localizado en el Oriente Ecuatoriano, al mismo que se lo ha denominado "AMAZONAS".

Con esta finalidad se ha dividido esta tesis en dos partes principales: la primera se refiere a la obtención experimental de las propiedades físicas de los hidrocarburos. La segunda parte trata de la determinación de parámetros PVT a través del empleo de modelos matemáticos.

Entre los diferentes análisis que se efectuaron en el laboratorio PVT se tienen los siguientes:

- Análisis presión-volumen a temperatura ambiente.
- Análisis presión-volumen a temperatura del yacimiento.
- Análisis presión volumen a temperatura variable.
- Proceso de liberación diferencial.
- Proceso de separación flash.



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

- Análisis de la viscosidad de los fluidos.

La validez de los experimentos PVT se determinaron por comparación con modelos matemáticos conocidos, habiéndose conseguido resultados bastante aceptables, lo cual indica la importancia que tiene la obtención de dichos parámetros por dos caminos diferentes, previo su empleo en problemas de Ingeniería de yacimientos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

INTRODUCCION

Para el estudio y la solución de los problemas que presentan los flúidos y su comportamiento en los ya cimientos de hidrocarburos desde el inicio de su pro ducción hasta la etapa de abandono es necesario con ocer las propiedades físicas de estos flúidos. Entre las propiedades más importantes se tienen: Presión - de Saturación, Factor Volumétrico del Petróleo, Solu bilidad del Gas, Viscosidad del Hidrocarburo, Comp re sibilidad de los Flúidos, Gravedad API del petróleo, Densidad y Temperatura de Saturación de los Hidrocar bu ros.

Como es bien conocido para la etapa del recobro pri mario el principal parámetro es la presión. El aná lisis PVT consiste en simular el comportamiento de los flúidos en el laboratorio, pero tomando en cuen ta las mediciones de la separación gas - petróleo - con cada decremento de presión. Un parámetro que se hace constante a lo largo de la prueba es la tem peratura y es igual a la del yacimientoó.



Las muestras de fluídos obtenidas pueden provenir del fondo del pozo o de la recombinación de las muestras petróleo y gas tomadas en superficie. Es importante anotar que las muestras de hidrocarburos obtenidas deben ser representativas de las condiciones existentes en el yacimiento, esto significa a la presión y temperatura bajo condiciones estabilizadas.

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Empleando modelos matemáticos es posible comparar los parámetros PVT obtenidos en el laboratorio y chequear la validez de los mismos. También se pueden aplicar los datos de laboratorio a problemas de Ingeniería de Yacimientos. Las ecuaciones de Estado se usan para correlacionar las propiedades de los fluídos en la interfase vapor - líquido. Ninguna ecuación es válida para todas las sustancias sobre un rango infinito de condiciones, por esta razón se han empleado numerosos métodos y ecuaciones para obtener algunos parámetros PVT.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

J. Gosline y C. Dodson(2) publicaron un estudio sobre correlaciones de propiedades físicas de los flúidos de los yacimientos, efectuadas con tres mezclas de hidrocarburos en el estado de California.

Determinaron la influencia de la gravedad del petróleo residual sobre: presión de burbujeo, factores volumétricos, relación gas - petróleo, gravedad específica, temperatura, y se estudió la relación que existe entre la razón gas - petróleo y la gravedad específica del gas.

M. Standing(3), efectuó correlaciones para mezclas de hidrocarburos (California, USA) para predecir presión de burbujeo, factores volumétricas en función de la gravedad del gas, solubilidad del gas en el petróleo, gravedad del petróleo residual, presión y temperatura.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

C. Dodson (7), publica un estudio sobre aplicación de los datos de laboratorio PVT a los problemas de Ingeniería de Yacimientos. Hace énfasis en los errores cometidos durante el muestreo y manipuleo de los fluidos. El tipo de información que se requiere para un análisis PVT. sugiere que la mejor forma de aproximar las secuencias de liberación es por medio de una combinación entre la liberación diferencial y la liberación instantánea flash o liberación compuesta.

J. Pirson (10), dice que aunque los métodos de laboratorio para medir algunas propiedades físicas, han progresado considerablemente, la aplicación directa de estos resultados en la predicción del funcionamiento del yacimiento tienta mucho de incierto. Probablemente se deba a que los métodos de laboratorio aún no están lo suficientemente avanzados y que por lo general, no se obtienen muestras de suficientes pozos, y que en algunos casos las muestras no son representativas.

Hace énfasis en que el Ingeniero de Yacimientos debe usar todas las herramientas que tiene a su disposición: Geología, Análisis de Núcleos, Interpretación de Registros y propiedad de los fluidos, para llegar al cálculo



lo más probable del petróleo en sitio y obtener algunas variables de interés desde el punto de vista económico.

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

J. Campbell (14) en su obra Gas Conditioning and Processing, presenta la manera de efectuar los cálculos de los puntos de rocío y burbujeo, con los cuales se plotean las curvas de presión contra temperatura para obtener así las presiones y temperaturas críticas, que permiten obtener la presión de convergencia, P_k y factores de compresibilidad críticos, C_c .

V.F. Starling (18), presenta una nueva ecuación de estado para el análisis de las propiedades termodinámicas de los fluidos, la misma que puede ser usada en computadoras digitales.

A. Rodríguez (20), dice que desde el punto de vista práctico y en particular para los cálculos de Ingeniería relacionados con la explotación, transportación y utilización de mezclas de hidrocarburos gaseosos, es deseable obtener una ecuación que contenga el menor número de parámetros; aplicable a mezclas formadas preferentemente por hidrocarburos, pero con un conte-



nido a veces bastante significativo de otros fluidos y que pronostique resultados satisfactorios.

F. Velasquez y C. Córdoba (22), recomiendan que para poder efectuar un estudio más real y adaptado a las condiciones del yacimiento, sería conveniente desarrollar correlaciones con datos más precisos de campo, como son aquellos obtenidos de la liberación instantánea de gas y comparar con las correlaciones obtenidas con datos de liberación diferencial de gas.

F. Lozada (27), dice que el comportamiento de un yacimiento desde el inicio de su producción hasta su etapa de abandono se rige por los parámetros presión, volumen, temperatura. Los análisis PVT permiten estimar el recobro de petróleo original en sitio, lo cual es determinante en un análisis económico del yacimiento.

D.N. Meehan, J. Ramey (32), desarrollaron para la Hewlett - Packard un sistema de ecuaciones y métodos numéricos de aplicación directa en física de yacimientos, condensados en una pequeña unidad electrónica que se usa en minicalculadoras HP-41, las mismas que permiten hacer rápidas y precisas estimaciones

de las propiedades PVT de los flúidos de los yacimien
tos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

CAPITULO II

CONSIDERACIONES TEORICAS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En esta sección se efectúan una serie de consideraciones teóricas referidas a la obtención experimental de los parámetros PVT.

2.1. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS

Los hidrocarburos que están presentes en los yacimientos se encuentran constituidos por una gran variedad de componentes, que con frecuencia contienen impurezas tales - como el nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua.

El comportamiento de fases de un fluido en un yacimiento depende de la composición, temperatura y presión a que se encuentra sometido dicho fluido. En la Fig. N^o 2.1 se presenta un diagrama de fases que relaciona la presión y temperatura para un fluido de un yacimiento hipotético. En este diagrama se distinguen los siguientes puntos:

- Punto crítico (C): Cuando las propiedades intensivas (que

no dependen de la masa del sistema tales como presión, temperatura, composición) de las dos fases son idénticas.

- Curva de burbujeo: Es el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura en que se forma la primera burbuja de gas y el sistema pasa del estado líquido al estado de dos fases. El sistema se encuentra en estado líquido en equilibrio con una porción infinitesimal de gas.
- Curva de rocío: Es el lugar geométrico de los puntos de presión y temperatura en los cuales se forma la primera gota de líquido y el sistema pasa del estado de gas al estado de dos fases. El sistema se encuentra en estado gaseoso en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.
- Cricodontérmico (M): Temperatura máxima a la cual las dos fases pueden coexistir en equilibrio.
- Cricondembárico (N): Presión máxima a la cual las dos fases pueden coexistir en equilibrio.
- Región de fenómenos retrógrados: (Area rayada), zona en que la condensación o vaporización ocurren en forma con-



traría a la normal.

- Condensación retrógrada: El líquido se forma debido a la disminución isotérmica de presión o por el aumento isobárico de temperatura.
- Vaporización retrógrada: El vapor (Gas) se forma disminuyendo la temperatura a presión constante o incrementando la presión a temperatura constante.

2.2. TIPOS DE YACIMIENTOS

Con relación a las condiciones iniciales de los hidrocarburos multicomponentes, se tienen los siguientes yacimientos:

2.2.1. YACIMIENTOS DE PETROLEOS NO SATURADOS O SUBSATURADOS

Son aquellos en que la acumulación de fluidos se formó a una temperatura menor que la crítica y la presión está sobre la curva de burbujeo. En la Fig. 2.1 será el punto D.

El petróleo tiene deficiencia de gas y se encuentra en estado líquido. Durante la etapa de producción la presión descende rápidamente debido a la baja compresibi

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

lidad de los líquidos y se llega al punto D_1 o punto de burbuja. Cuando la presión desciende bajo este punto, aumenta la producción de gas liberado y se forma una fase de gas libre. Luego aumenta la producción de gas y disminuye la producción de petróleo.

2.2.2. YACIMIENTOS DE PETRÓLEOS SATURADOS

Son aquellos en que el petróleo no acepta más gas en solución; es decir cuando a las condiciones iniciales de temperatura y presión se encuentran en la envolvente de los puntos de burbujeo. En la fig. 2.1 será el punto D_1 .

En el yacimiento se encuentran presentes dos fases: - petróleo saturado con gas y gas libre. Durante la producción a la superficie el gas en solución se desprende del petróleo, luego la producción total de gas estará formado por el gas libre (original) del yacimiento y el gas liberado en solución con el petróleo.

2.2.3. YACIMIENTOS CON CAPA DE GAS

Cuando a las condiciones iniciales de temperatura y presión el yacimiento se encuentra dentro de la zona

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

de dos fases se tienen yacimientos con capa de gas o en dos fases (punto F).

2.2.4. YACIMIENTOS DE CONDENSADOS O DESTILADOS

En estos yacimientos, en el momento de su producción inicial se obtiene gas, pero más tarde presentan el fenómeno de la condensación retrógrada, es decir la formación de líquidos por la disminución de presión (punto E' del diagrama P-T). A medida que desciende la presión el porcentaje de líquido aumenta hasta un cierto valor de presión, luego del cual el porcentaje de líquido formado empieza a decrecer.

2.2.5. YACIMIENTOS DE GAS

Cuando la temperatura del yacimiento está por encima del punto cricondéntérmico se tienen yacimientos de gas. Existen yacimientos de gas seco y de gas húmedo o rico pero en ambos casos la composición se mantiene constante y permanecen en el yacimiento en estado gaseoso. Un ejemplo de yacimiento de gas seco o pobre lo tenemos en las estructuras del golfo de Guayaquil, por los altos porcentajes de metano que contienen.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2.3. ANÁLISIS PVT

Consiste en determinar en el laboratorio una serie de parámetros físicos que relacionan la presión, volumen y temperatura. El comportamiento que experimenta un yacimiento desde el inicio de su producción hasta la etapa de abandono, está regido por los parámetros PVT. El parámetro presión es el determinante durante la etapa de producción para el recobro primario.

El análisis PVT simula el comportamiento de un yacimiento en el laboratorio, para lo cual se requiere obtener con gran exactitud los valores de las mediciones de la separación gas-petróleo con cada decremento de presión.

Un parámetro constante a lo largo de la marcha PVT es la temperatura, la misma que es igual a la del yacimiento en consideración.

2.4. OBTENCION DE MUESTRAS DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN EL CAM PO

Las muestras de hidrocarburos deben ser representativas y un fiel reflejo de las condiciones reales imperantes en el

yacimiento, Generalmente se toman en la etapa inicial de producción del pozo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Existen dos formas de obtener muestras de fluido de yacimientos en el campo:

2.4.1. MUESTREO DE FLUIDOS DEL FONDO DEL POZO

Como paso inicial, previo al muestreo de campo, es necesario la determinación analítica de la presión de saturación (método de M. Standing (25) .

A continuación se procede a bajar al pozo un equipo muestreador (tipo reloj o pin). Las muestras son tomadas a la profundidad seleccionada a las condiciones de yacimiento y luego llevadas a la superficie, donde el equipo con el fluido recogido es tratado de una forma particular.

La muestra será representativa si el yacimiento está subsaturado, a tal grado, que la presión de fondo fluyente, P_{wf} , a la que se tomó la muestra, se encuentra por encima de la presión de burbujeo, P_b .

La no representatividad de las muestras tomadas, de

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

yacimientos inicialmente saturados o subsaturados, donde la presión de fondo fluyente, P_{wf} , se encuentre bajo el punto de burbujeo, P_b , puede superarse mediante un adecuado acondicionamiento del pozo, antes de efectuar la toma de muestras de los fluidos.

Si el pozo ha estado fluyendo, debe producirse a una baja tasa estabilizada durante algunas horas o días, para aumentar P_{wf} y de esta forma remover parte de la saturación del gas libre existente en la vecindad del pozo. Luego se cierra el pozo por algunas horas para dar lugar a que el petróleo que fluye al pozo, y con el incremento de presión remueva el gas libre remanente.

Si el yacimiento se encuentra inicialmente en el punto de burbujeo, la muestra de fluidos deberá ser tomada con el pozo cerrado.

Posteriormente a la toma de muestras de fluidos del fondo del pozo, 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. Determinándose a continuación la presión de saturación de cada muestra a condiciones de superficie en el campo, previo su envío al laboratorio.

BIBLIOTECA EIC-
ESPOL

2.4.2. MUESTREO DE FLUIDOS EN SUPERFICIE

Se toman volúmenes separados de gas y petróleo a condiciones de separador y posteriormente son enviadas al laboratorio, donde se procede a recombinarlos con la mayor exactitud, a fin de obtener una muestra representativa del fluido del yacimiento. Un parámetro fundamental que se considera es la relación gas-petróleo del pozo.

Previa la toma de muestras de fluidos en superficie hay que poner a producir el pozo a una tasa constante durante algunas horas. Si la relación gas-petróleo es continua durante el período de medición, se puede considerar que la muestra es representativa del yacimiento y se procede a efectuar la toma de muestras de hidrocarburos.

Obtenidas las muestras por alguno de los dos méto-



dos descritos, se transfieren los fluidos a una celda de equilibrio, la misma que simula el yacimiento y donde la presión y la temperatura pueden ser controlados a voluntad del técnico que opera los equipos PVT.

2.5. CONSIDERACIONES TEORICAS SOBRE LOS PARAMETROS BASICOS PVT

Existen algunos análisis que se pueden efectuar con una muestra de hidrocarburos y que por lo general comprenden cuatro procesos: ?

2.5.1. PROCESO FLASH (LIBERACION INSTANTANEA, PV)

También denominada relación presión-volumen. Se efectúa sobre una mezcla de hidrocarburos. La composición total del sistema permanece constante durante la marcha, pero la composición de las fases gas-líquido cambia con la disminución de la presión. La temperatura a lo largo de la prueba es la del yacimiento. El gas que se libera por efecto de la reducción de presión se mantiene en íntimo contacto con la fase líquida.

La prueba se inicia con una muestra de fluido



de formación transferida a una celda de equilibrio a temperatura de yacimiento y con una presión mayor que el punto de burbujeo y presión del yacimiento. Se conoce el volumen de la muestra bajo estas condiciones.

La presión en el interior de la celda se reduce en cada etapa mediante la extracción de mercurio y agitando en cada ocasión hasta conseguir que se equilibren las fases. A lo largo de la prueba se anotan los valores de presión y volumen. El proceso continúa hasta que se produce una variación marcada de pendiente en el gráfico volumen contra presión, debido a la liberación del gas en solución; además la compresibilidad total del sistema aumenta significativamente. El punto en donde se registra la variación de la pendiente se lo designa "Presión de burbujeo". De aquí en adelante pequeños cambios en la presión producen grandes variaciones en el volumen de los fluidos contenidos en la celda. De esta forma la prueba se puede usar para "tantear" el punto de burbujeo.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

En este proceso se pueden calcular los siguientes parámetros:

2.5.1.1. Presión de Burbujeo (P_b)

Se la denomina también como "presión en el punto de burbujeo". Es la presión de un sistema en el punto de burbujeo.

2.5.1.2. Volúmenes relativos (V_T/V_{sat})

Son los volúmenes relativos totales provenientes del proceso flash donde:

- V_T es el volumen de petróleo mas su gas liberado de P_b a P .
- V_{sat} es el volumen de petróleo a la presión de saturación P_b , esto es:

$$\frac{V_T}{V_{sat}} = \frac{\text{Vol. de pet. + gas liberado a } P}{\text{Vol. de pet. a la } P \text{ de burbujeo}} \quad (2.1)$$

2.5.1.3. Función adimensional "Y"

Es una función lineal de compresibilidad aunque



en algunos casos puede presentar pequeñas curvas debidas a la presencia de compuestos hidrocarburos. La función "y" se define por:

$$"y" = \frac{P_b - p}{P (V_T/V_{sat} - 1)} \quad (2.2)$$

Donde P_b es la presión de burbujeo, P cualquier otra presión y V_T/V_{sat} son los volúmenes relativos totales.

Esta función "y" se usa para corregir los valores de la presión de burbujeo y los volúmenes relativos.

2.5.1.4. Compresibilidad de fluidos del yacimiento por encima del punto de burbujeo (C_o)

Estos fluidos contienen todo el gas existente en solución en una sola fase.

Cuando se incrementa la presión, ocurre una disminución no lineal en el volumen, que depende de la temperatura y composición del fluido.

La compresibilidad se define como el cambio en -



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

(2.3)

volumen por unidad volumétrica por cambio
 río en presión es decir:

$$C_o = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

como $\frac{dV}{dP}$ es una pendiente negativa, su signo negativo convierte a la compresibilidad en positiva. La compresibilidad es función de la presión, aumenta a medida que la presión disminuye.

Las compresibilidades promedias, se pueden expresar en forma de diferencias finitas:

$$C_o = - \frac{1}{V} \times \frac{(V_1 - V_2)}{(P_1 - P_2)}, \quad V/V/Lpc \times 10^{-6} \quad (2.4)$$

V = Volumen expresado con referencia al Vol. menor
 (V_2).

V_1 = Volumen mayor

V_2 = Volumen menor

P_1 = Presión mayor

P_2 = Presión menor

C_o = Compresibilidad promedio del petróleo

Integrando la ecuación entre los límites P_i y P



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

y asumiendo una compresibilidad promedio C , se tiene:

$$\int_{P_i}^P -C \, dP = \int_{V_i}^V \frac{dV}{V}$$

$$C (P_i - P) = \ln \left(\frac{V}{V_i} \right)$$

$$e^{C (P_i - P)} = \frac{V}{V_i}$$

Luego:

$$V = V_i e^{C(P_i - P)} \quad (2.5)$$

Aplicando la serie exponencial e^x y expandiendo, se tiene:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!}$$

Si x es pequeña, los dos primeros términos son suficientes, luego la ecuación queda:

$$V = V_i \left[1 + C (P_i - P) \right] \quad (2.6)$$

La misma que se aplica a líquidos compresibles cuyo



cambio de volumen con presión es bastante reducido.

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.5.1.5. Compresibilidad del gas (C_g)

El cambio en volumen con presión para gases bajo condiciones isotérmicas (caso usual en yacimientos), se puede expresar por la ley de los gases reales:

$$V = \frac{Z n R T}{P} \quad (2.7)$$

También:

$$V = C T E \times \frac{Z}{P}$$

Diferenciando con respecto a P y T = CTE:

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dP} &= \frac{nRT}{P} \frac{dZ}{dP} - \frac{ZnRT}{P^2} \\ &= \left(\frac{ZnRT}{P} \right) \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} - \left(\frac{ZnRT}{P} \right) \frac{1}{P} \end{aligned}$$

Sustituyendo:

$$\frac{dV}{dP} = V \left[\frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} - \frac{1}{P} \right]$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se puede escribir como:

$$-\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP}$$

y por la definición de compresibilidad:

$$C_g = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \quad (2.8)$$

Siendo:

C_g = compresibilidad del gas

P = presión

Z = factor de compresibilidad del gas

$\frac{dZ}{dP}$ = gradiente

2.5.2. LIBERACION DIFERENCIAL (DV) ⁽²⁾

Este proceso se efectua por lo general después de haberse realizado una separación instantánea, PV una muestra de fluido de yacimiento es puesta en una celda de equilibrio a una presión mayor que la del punto de burbujeo y a la temperatura del yacimiento, TY durante toda la prueba.

La presión en la celda se disminuye por etapas en este -



caso el gas que se va liberando de la solución es extraído del sistema y por este motivo la composición manente varía progresivamente, debido a que se va enriqueciendo en componentes pesados. En cada etapa bajo la presión de burbujeo se agita la celda para alcanzar el equilibrio del gas liberado con su petróleo, anotándose en cada etapa los valores de presión y volumen. La marcha completa se explica en detalle en el capítulo III.

En la fig. 2.2 se hace una representación esquemática de una prueba PVT, que permite visualizar las principales diferencias entre un proceso Flash (liberación instantánea) y la liberación diferencial:

En (1) la presión en la celda se encuentra muy por encima de la presión de burbujeo. El volumen ocupado por el petróleo es V_{t1} y el sistema se encuentra en fase líquida.

En (2) se extrajo mercurio, la presión ha disminuído, pero todavía es mayor que la P_b . El volumen de petró-



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

leo aumenta ligeramente debido a la expansión de los fluídos.

En (3) se retira más mercurio, la presión desciende más y es prácticamente igual a la P_b , pero todavía no se tiene gas. El volumen de petróleo aumenta un poco mas por expansión de los fluídos.

En (4) se ha retirado más mercurio, la presión es menor que la del punto de burbujeo, se libera gas del petróleo y la compresibilidad total del sistema aumenta significativamente.

En (5) se nota que al extraer más mercurio de la celda y reducir más la presión da como resultado que esas pequeñas variaciones en presiones originen grandes cambios en el volumen total de fluídos contenidos en la celda PVT. El gas liberado por disminución de la presión se mantiene en contacto con el líquido.

En (4) y (5) el proceso es flash o liberación instantánea, PV.

En (6) la presión es menor que la de burbujeo por la

extracción de mercurio. Luego de la agitación para equilibrar las fases se tiene la presencia de gas.

En (7) se aprecia un contraste con la liberación instantánea, porque luego de cada etapa de la liberación diferencial la cantidad total de gas liberado durante la última caída de presión es extraída de la celda PVT mediante la inyección de mercurio a presión constante, por lo que varía la composición del fluido remanente.

Finalmente en (8) todo el gas ha sido extraído al haberse inyectado más mercurio a presión constante.

Por lo general las liberaciones instantánea y diferencial proporcionan diferentes volúmenes de petróleo, como se aprecia en la fig. 2.2 y estas diferencias se pueden medir durante una prueba PVT.

En la Fig. 2.3 se representa un ploteo del volumen total de fluidos contenidos en la celda PVT, se observa que a presiones superiores al punto de burbujeo hay una pendiente menor y la expansión es causada por los líquidos.



BIBLIOTECA INSTITUTO
ESPOL

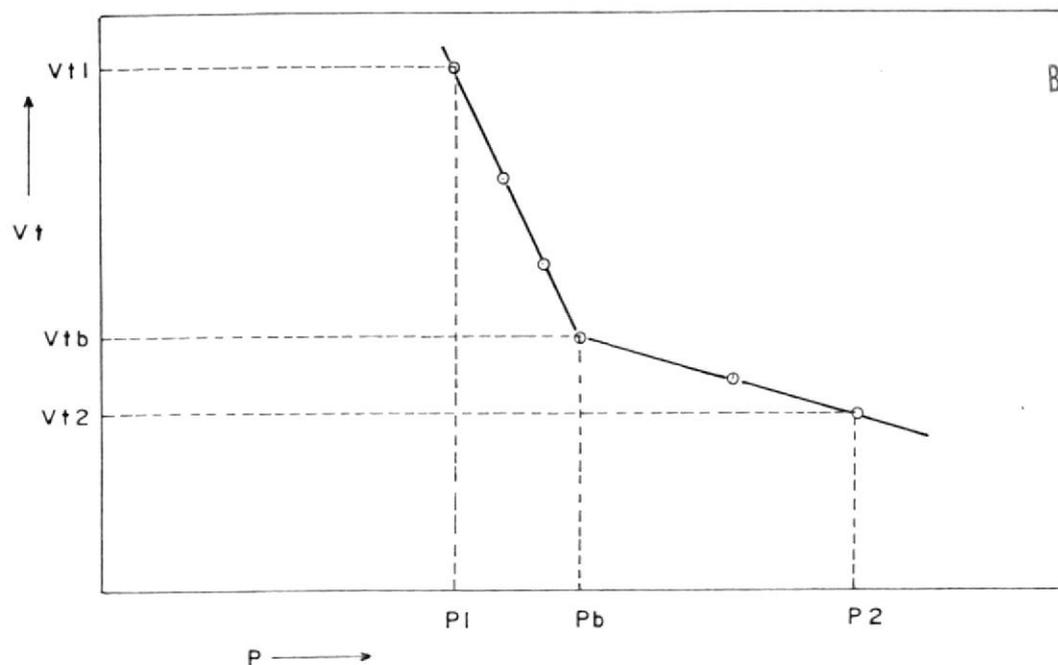


FIG. 2.3. Ploteo del volumen de fluidos contra presión

Pero a presiones menores que P_b , la pendiente es mayor, se libera gas y la expansión la originan los gases y líquidos presentes.

En el proceso de liberación diferencial (DV) se pueden determinar los siguientes parámetros:



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.5.2.1. Factor volumétrico del petróleo, B_o

Los valores de B_o por debajo del punto de burbujeo están afectados por la solubilidad del gas y la compresibilidad del petróleo, mientras que por encima del punto de burbujeo la solubilidad es constante y por lo tanto solo influye la compresibilidad.

Se puede definir B_o como un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales ($P = 14,7$ lpca y $T = 60^\circ\text{F}$), se expresa por la relación:

$$B_o = \frac{V_Y (\text{Pet.} + \text{gas disuelto})}{V_o (\text{BN})} = \frac{V_Y (B_Y)}{V_o (\text{BN})} \geq 1.0 \quad (2.9)$$

En la prueba PVT será:

$$B_o = \frac{\text{Vol. de petróleo a condición celda}}{\text{Vol. de petróleo residual a } 60^\circ\text{F}}$$



2.5.2.2. Relación gas-petróleo en solución, R_S

También denominado solubilidad del gas, define como la cantidad de gas a condiciones normales que puede disolverse en un barril - normal de petróleo, cuando ambos son puestos a las condiciones de presión y temperatura imperantes en el yacimiento.

Se expresa por la razón:

$$R_S = \frac{\text{PCN}(\text{gas})}{\text{BN}(\text{pet.})} = \frac{V_g(\text{PCN})}{V_o(\text{BN})} \quad (2.10)$$

Donde:

R_S = Relación gas petróleo en solución PCN/BN

V_g = Volumen de gas, PCN

V_o = Volumen de aceite, BN

En la marcha PVT se tiene la relación gas-petróleo liberado y en solución (RGP), se expresa por:

$$RGP = \frac{\text{Vol. gas liberado a P en cond. N.}}{\text{Vol. de pet. residual a } 60^\circ\text{P}}$$

$$RGP = \frac{V_g(\text{PCN})}{V_o(\text{BN})}$$

BIBLIOTECA FIC
ESPOL



Siendo RGP_L la relación gas petróleo liberada durante cada etapa de la liberación diferencial, la RGP_S en solución a la presión P es la diferencia entre la RGP inicial y la suma de las RGP liberadas hasta la presión P .

2.5.2.3. Factor volumétrico del gas, B_g

Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales. Se expresa por B_g y sus unidades son barriles en el yacimiento, B_y por pie cúbico de gas a condiciones normales, PCN.

Se expresa por la relación:

$$B_g = 0.00504 \frac{ZT}{P}, \text{ BY/PCN}$$

donde:

Z = Factor de compresibilidad del gas

T = Temperatura del yacimiento, °R

P = Presión del yacimiento, LPCA

En la marcha PVT se aplica directamente, dado



que se conocen los volúmenes de gas a condiciones de celda y a condiciones normales

BIBLIOTECA FIC
ESPOL

2.5.2.4. Factor volumétrico total del petróleo, BT

Es un factor adimensional que representa el volumen en el yacimiento a determinada presión y temperatura, de la unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales mas su gas originalmente en solución (a P_b). El volumen en el yacimiento está formado por petróleo saturado con gas mas gas libre. Se expresa por:

$$B_t = B_o + (R_{Si} - R_S) B_g \quad (2.11)$$

donde:

B_t	= Factor volumétrico total	BY/BN
B_o	= Factor volumétrico del petróleo	BY/BN
R_{Si}	= Solubilidad a la presión inicial	PCN/BN
R_S	= Solubilidad a la presión P	PCN/BN
B_g	= Factor volumétrico del gas	BY/PCN

En la prueba PVT el valor BT es un factor combinado de proceso flash y diferencial, se define por:



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$B_T = \frac{\text{Vol. pet.} + \text{Vol. gas liberado a P}}{\text{Vol. petróleo residual}}$$

$$B_T = \frac{V_Y (BY)}{V_O (BN)} \quad (2.12)$$

Analizando el comportamiento de estos parámetros PVT en los yacimientos, se tienen los siguientes casos:

A. Yacimiento subsaturado

En este tipo de yacimiento se supone que debido a la producción de hidrocarburos, la presión ha declinado desde P_i hasta la presión P situada aún sobre el punto de burbujeo, P_b ; como se ilustra en la figura 2.4 a que representa un diagrama de fases en un ploteo de P contra T (Yac. subsaturado).

Consideremos el caso de la fig. 2.4b cuando emerja ese petróleo a la superficie, cada barril normal dará R_{Si} PCN de gas. En vista de que el petróleo está subsaturado, significa que puede disolver mas gas, de encontrarse



este disponible, por lo tanto el valor inicial debe permanecer CTE e igual a R_{Si} hasta que se llegue a la presión de burbujeo, p_b . ($R_{Si} = R_{sb} = CTE$).

Si los R_{Si} PCN de gas son enviados al yacimiento con un barril normal de petróleo, el gas se disuelve totalmente en el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento para dar lugar a un volumen B_o (petróleo + gas disuelto).

En la fig. 2.5 se hace un ploteo de B_o contra presión. Se observa que el factor volumétrico, B_o aumenta ligeramente cuando la presión declina desde la presión inicial del yacimiento (P_i), hasta la presión burbujeo, p_b producido por la expansión de la fase líquida (estos fluidos son ligeramente compresibles). Bajo el punto de burbujeo la expansión del líquido continua, pero su efecto sobre el aumento en volumen es pequeño comparado con la reducción del volumen líquido por la liberación del gas en solución.

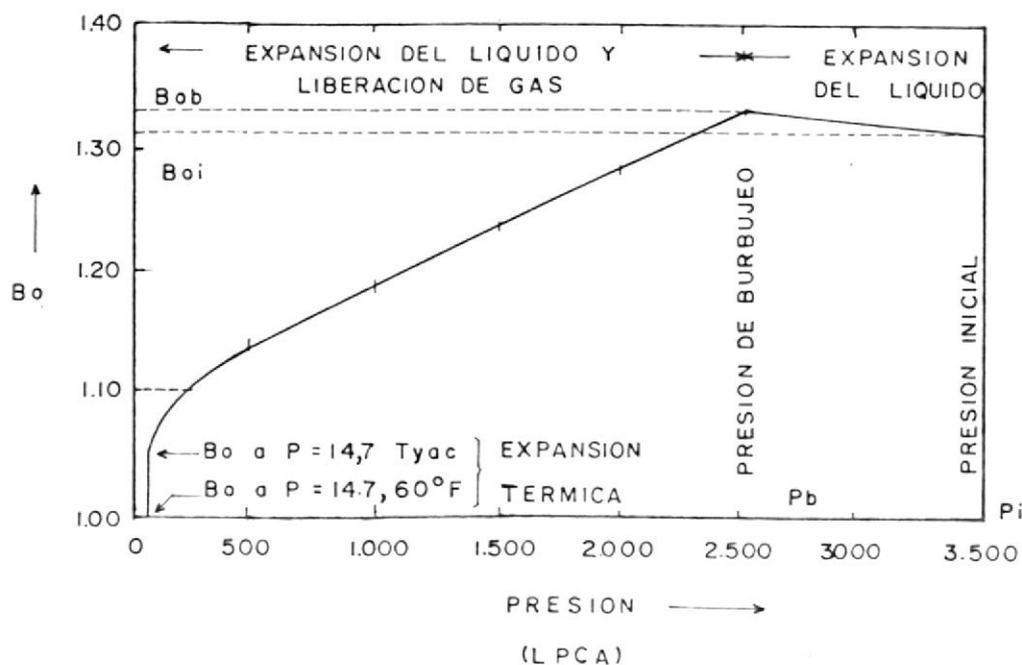


FIG. 2.5. Ploteo del factor volumétrico del petróleo, B_o contra presión del yacimiento, P .

B. Caso de un yacimiento con capa de gas

En este ejemplo nos encontramos debajo del punto de burbujeo, en la región de dos fases. En este tipo de yacimiento se supone que la presión ha declinado desde P_i hasta el punto P situado dentro de la envolvente; como se ilustra en la Fig. 2.6 a representa un diagrama de fases en un plo-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

teo de P contra T (yacimiento con capa de gas)

En este caso cada barril de petróleo normal es producido conjuntamente con R PCN de gas. Donde R (PCN/BN) se denomina relación gas-petróleo instantánea y se la mide en el separador. Una parte de este gas se encuentra disuelto en el yacimiento y es liberado cuando se fluye a la superficie a través del separador y por otro lado se tiene gas libre en el yacimiento.

El valor de R puede ser mucho mayor que el de R_S debido a que la velocidad del flujo de gas es mayor que la del petróleo y por este motivo es bastante frecuente producir gas en forma desproporcionada.

La relación gas-petróleo producida se puede separar en dos partes:

$$R = R_S + (R - R_S) \quad (2.13)$$

El primer término: R_S , cuando se lo transporta a condiciones de yacimiento junto con un barril nor



mal de petróleo, el gas se disuelve en el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento para dar lugar a B_0 (petróleo + Gas disuelto).

BIBLIOTECA EIC
ESPOL

El segundo término: $R - R_S$, cuando se lo somete a condiciones de yacimiento ocupa un volumen:

$$(R - R_S) B_g$$

Puesto en unidades se tiene

$$\frac{PCN}{BN} * \frac{BY}{PCN} = \frac{BY}{BN}$$

por lo tanto el volumen de hidrocarburos del yacimiento asociados con la producción de 1 BN de petróleo será:

$$B_t = B_0 + (R - R_S) B_g, \frac{BY}{BN} \quad (2.11)$$

por encima del punto de burbujeo $R = R_S = CTE$ y $B_t = B_0$

Por debajo del punto de burbujeo, a medida que la presión de crece, el factor volumétrico del petróleo también disminuye y el factor volumétrico total aumenta por la liberación de gas de la solución y por causa de la continua expansión del gas que se libera.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

2.5.2.5. Factor de desviación del gas, Z

También se lo denomina factor de super compresibilidad del gas. Es una cantidad adimensional, para corregir el comportamiento ideal de los gases (gases ideales $Z = 1.0$) a su forma real o actual, se lo designa por la letra Z.

Se lo define como la razón del volumen realmente ocupado por el gas a determinada presión y temperatura al volumen que ocuparía si fuese perfecto: $Z = V_R/V_i$.

La relación presión-volumen-temperatura para un gas real se puede expresar por la ecuación de estado:

$$PV = Z n R T \quad (2.7)$$

Usando esta ecuación se pueden relacionar los volúmenes de gas en superficie y a condiciones de yacimiento; pero es necesario resaltar que no existe una simple ecuación de estado que describa las propiedades PVT de los hidrocarburos. Por esta razón los parámetros PVT se obtienen -



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

en el laboratorio a partir de muestras de flujos de los yacimientos.

La ecuación (2.7) también se la puede expresar así:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1 Z_1} = \frac{P_0 V_0}{Z_0 T_0} \quad (2.14)$$

Donde:

- P_1 = Presión de celda
- V_1 = Volumen de gas a condición de celda
- T_1 = Temperatura de yacimiento, °R
- P_0 = 14,7 lpca
- V_0 = Volumen de gas a condición normal
- T_0 = 520°R
- Z_0 = 1.0 debido a que a bajas presiones y temperaturas los gases se comportan como que fueran ideales.

2.5.2.6. Gravedad específica del gas

Se define como la razón de la densidad de un gas a determinada presión y temperatura a la densidad del aire a la misma temperatura y presión -

(60°F y P. ATM) la gravedad específica es independiente de los factores P y T. Luego, la gravedad o peso específico de un gas es:

$$GE = \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{\frac{PM}{RT}}{\frac{P * 28.97}{RT}} = \frac{M}{28.97} \quad (2.15)$$

Para el caso de una mezcla gaseosa proveniente de una liberación diferencial y de la cual se obtienen las fracciones molares a partir de los análisis cromatográficos y dado que se conocen los pesos moleculares de los componentes, la ecuación (2.15) se expresa por:

$$GE = \frac{\sum_{i=1}^n Z_i M_i}{28.97} \quad (2.16)$$

Donde:

GE = Gravedad específica del gas

n = Número de componentes

28.97 = Peso molecular del aire

M_i = Peso molecular de los componentes i

Z_i = Fracción molar de los componentes de la mezcla.

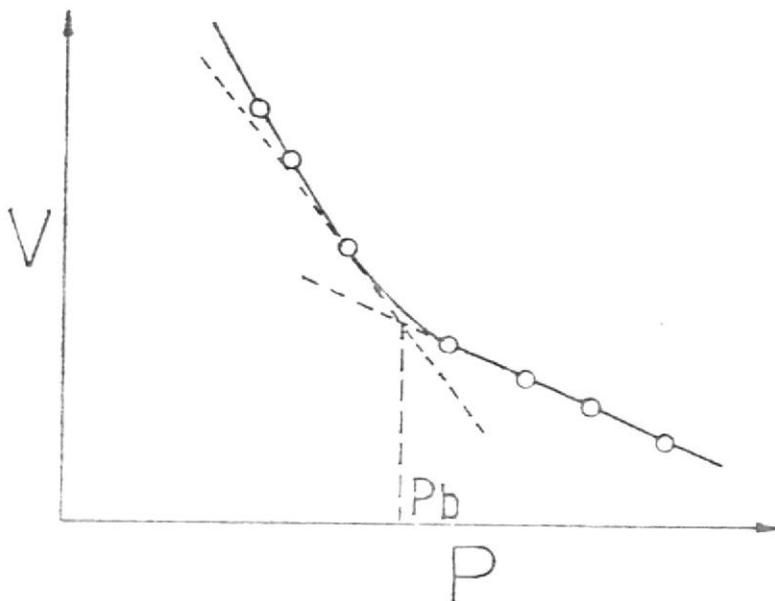


LIBERACION INSTANTANEA
ESTUDIO A MASA CONSTANTE



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

- 1) Inyectar un volumen determinado de fluido (Crudo + Gas en la celda de equilibrio).
- 2) Recomprimir hasta P_0 y anotar la graduación de la bomba volumétrica.
- 3) Estabilizar la celda a presiones decrecientes P_1, P_2, \dots, P_n , anotando las graduaciones de la bomba.
- 4) Determinar la presión de saturación o burbujeo.



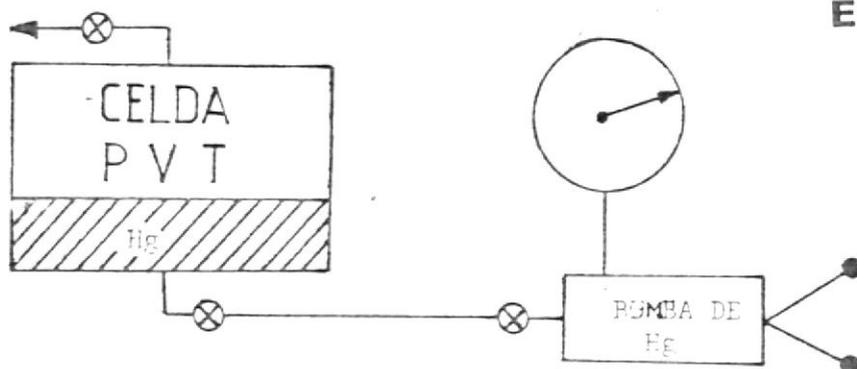
- 5) Determinar el coeficiente de compresibilidad del fluido.



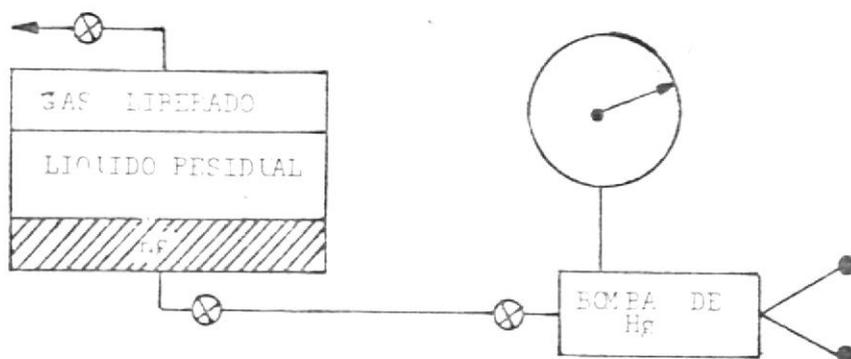
LIBERACION DIFERENCIAL

BIBLIOTECA FIC/
ESPOL

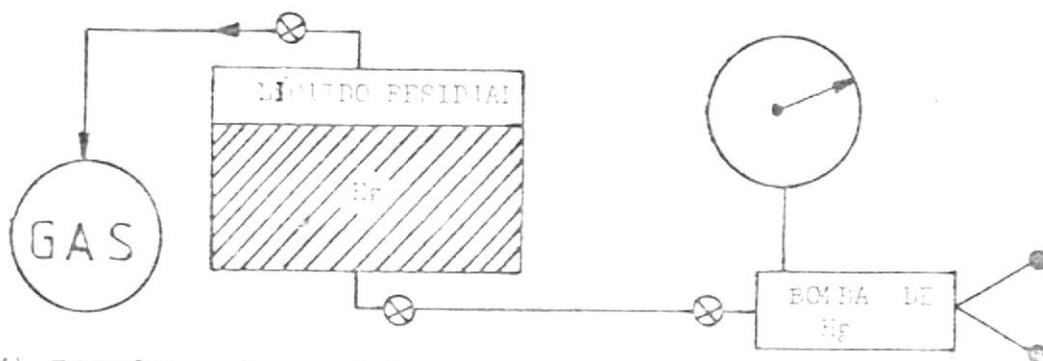
- 1) Inyectar un fluido monofásico a la celda de equilibrio.



- 2) Disminuir la presión y agitar para formar dos fases en equilibrio.



- 3) Desplazar el gas liberado a presión constante y medir el volumen en el gasómetro y en la bomba volumétrica.



- 4) Estudiar el gas liberado y el líquido residual
5) Repetir los pasos 2 a 4 hasta que $P \rightarrow P_{atm}$.

2.5.3. PRUEBA DE SEPARACION FLASH



BIBLIOTECA FIC1

En este proceso se hace un análisis de las condiciones de trabajo en superficie del separador y su impacto sobre los factores volumétricos del petróleo y la relación gas liberado por barril de petróleo residual.

Además, a través de experimentos efectuados en el laboratorio PVT, se pueden determinar las condiciones óptimas de separación para las condiciones reales de trabajo existentes en un campo petrolero.

Los factores que se obtienen de esta prueba de separación flash son los siguientes:

2.5.3.1. Factor volumétrico de formación del petróleo, (B_o) flash

El cual representa la relación de un volumen líquido a una presión P y temperatura de yacimiento comparada con el volumen resultante de una liberación flash



del volumen del yacimiento a condiciones normales

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$$(B_O)_F = \frac{\text{Vol. petróleo a } P}{\text{Vol. petróleo a } 60^\circ F} = \frac{V}{V_{RF}} \quad (2.17)$$

Con $(B_O)_F$ a la presión de burbujeo se calcula, $(B_{OB})_F$, que significa el volumen de petróleo al punto de burbujeo requerido para obtener 1 barril a condiciones de tanque a través del separador y tanque. Se define por:

$$(B_{OB})_F = (B_O)_F \times \left(\frac{V_{sat}}{V_T} \right)_P \quad (2.18)$$

Donde $(V_{sat}/V_T)_P$ es el inverso del volumen relativo total a la presión P .

2.5.3.2. Relación gas-petróleo del separador, se define:

$$RGP = \frac{\text{Vol. gas 1ª etapa} \times \text{Vol. gas 2ª etapa}}{\text{Vol. petróleo tanque a } 60^\circ F}$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

2.5.3.3. Se determina la gravedad API del líquido residual.

2.5.3.4. Se obtiene la gravedad específica del gas en cada etapa de separación.

2.5.4. ESTUDIO DE LA VISCOSIDAD EN FUNCION DE PRESION A TEMPERATURA DEL YACIMIENTO

La viscosidad de los fluidos es una de las propiedades mas importantes porque controla el desplazamiento o resistencia interna al movimiento.

Debido a la fricción entre las moléculas del fluido, una fuerza F se requiere para mantener una diferencia constante de velocidad dV entre dos capas paralelas de fluidos de área A , que se mueven en la misma dirección y están separadas una distancia dY . El espacio entre las dos capas está llenado por el fluido viscoso. Como se puede observar en la Fig.

2.7.

Donde:

F = Fuerza tangencial

A = Area

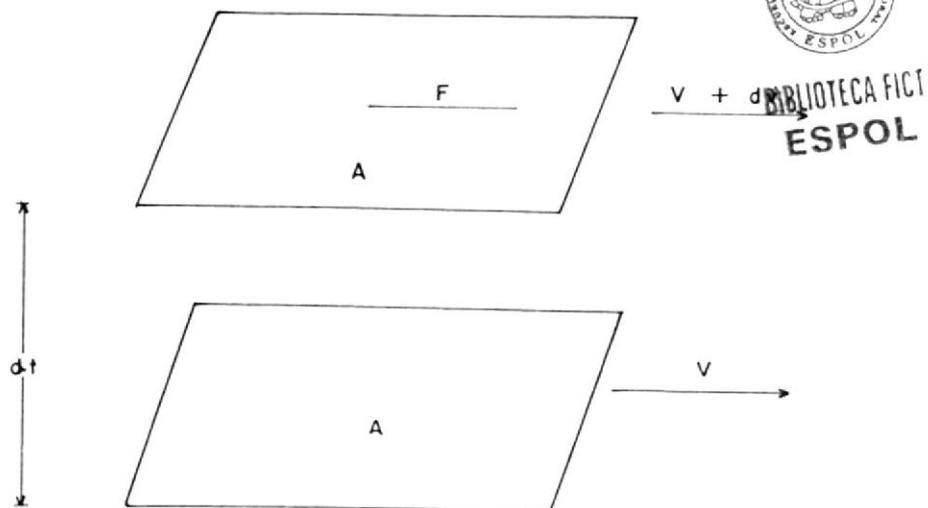


Fig. 2.7. Representación gráfica del fenómeno de la viscosidad de los fluidos

V = Velocidad

Se puede expresar así:

$$\frac{F}{A} \propto \frac{dV}{dy}$$

Donde la CTE. de proporcionalidad es la viscosidad, μ , Luego:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dV}{dy}$$

$$\mu = \frac{F/A}{dv/dy}, \text{ poise (1 gr/cm. seg)}$$



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

(Poise se expresa en el sistema CGS)

Se dice que un fluido tiene la viscosidad de 1 poise cuando se necesita la fuerza de 1 DINA para mantener una diferencia de velocidad de 1 cm/seg. entre dos superficies paralelas de fluidos de 1 cm² de superficie, cada una separadas por 1 cm. de distancia.

2.5.4.1. Viscosidad del petróleo

La viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento se determina en el laboratorio PVT, por medio del viscosímetro de alta presión "Ruska", siendo el proceso de liberación diferencial el que se emplea en dicha prueba.

La viscosidad del petróleo en el yacimiento depende de la temperatura y del gas en solución. El primer factor se puede considerar como constante pero el segundo cambia frecuentemente a causa de la liberación del gas que se encontraba en solución. Por



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

este motivo es necesario determinar la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento con una solubilidad variable de gas.

En otros casos la viscosidad del petróleo está afectada por las variaciones de temperatura y presión; la viscosidad disminuye cuando aumenta la temperatura o se incrementa el gas en solución.

En la Fig. 2.8 se representa la variación típica de la viscosidad de un petróleo a la temperatura del yacimiento con respecto a la presión.

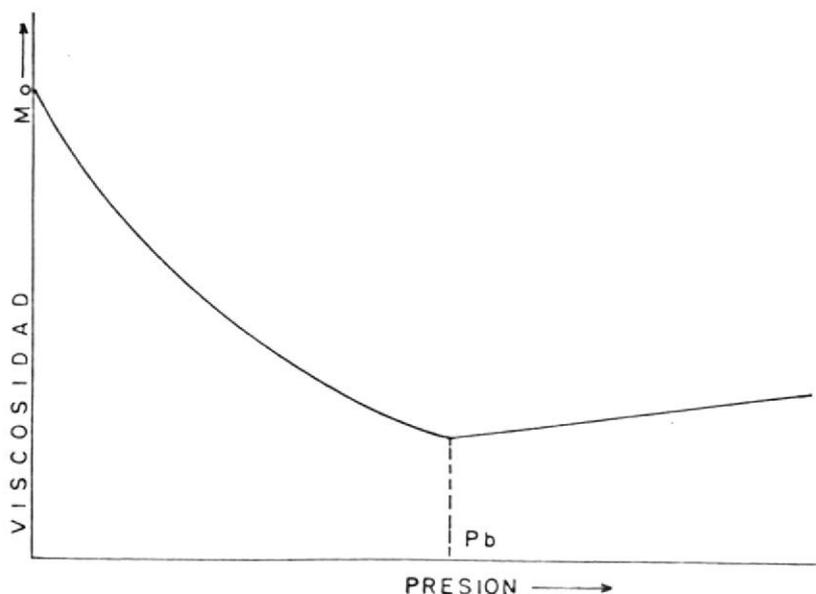
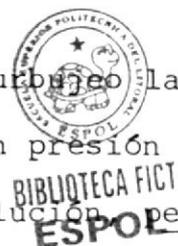


FIG. 2.8. Representación general de la variación de la viscosidad de un petróleo en el yacimiento con presión.

Se observa que por debajo del punto de burbujeo la viscosidad disminuye con el incremento en presión debido al efecto del gas que entra en solución pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta debido al efecto de la compresión del petróleo.



2.5.4.2. Viscosidad del gas, μg

La viscosidad del gas natural depende de algunos factores:

1. Temperatura: La μg aumenta con T a bajas P pero disminuye con T a altas P.
2. Presión: Al aumentar la presión, aumenta la viscosidad del gas.
3. Gravedad: A mayor gravedad específica disminuye la μg a presión y temperatura CTE.

La viscosidad del gas se la determina muy poco en base a pruebas de laboratorio, ya que existen gráficas de correlación que permiten obtenerla con bastante exactitud en base a presiones y temperaturas pseudo-



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

reducidas.

En la Figura 2.9 se ilustra la variación de la viscosidad de un gas con presión para una temperatura dada.

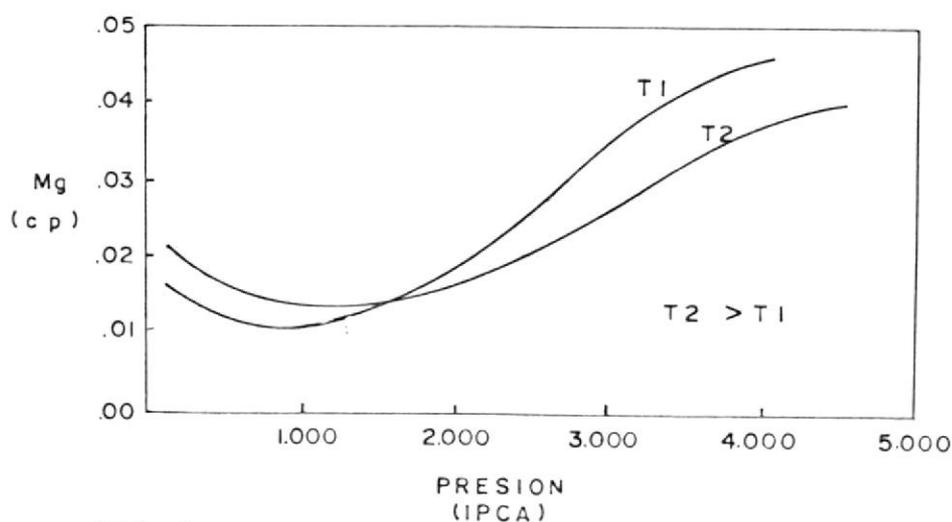


FIG. 2.9. Variación de la viscosidad de un gas con presión a una temperatura determinada.

En este gráfico se puede observar el fenómeno de la variación de la viscosidad con temperatura: La viscosidad del gas (μg) aumenta con temperatura a bajas presiones, pero disminuye con temperatura a altas presiones.

CAPITULO III



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DESCRIPCION Y OPERACION DEL EQUIPO PVT

3.1. DESCRIPCION DEL EQUIPO PVT

Se presenta a continuación la descripción del equipo utilizado para el desarrollo del presente trabajo, cuyo uso fue debidamente autorizado por la Subgerencia de Producción de CEPE.

(30)

En el equipo PVT(Core-Lab) perteneciente al Laboratorio de Física de Yacimientos, se realizaron la totalidad de las pruebas que se describen en esta tesis y cuya descripción y operación se presenta secuencialmente. El equipo PVT consiste de las siguientes unidades:

1. Bombas de desplazamiento de mercurio
2. Celdas de equilibrio PVT
3. Separadores y gasómetros
4. Viscosímetro de alta presión (Ruska)

(33)

A continuación se da una ligera descripción de cada una de estas partes.

3.1.1. BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO

3.1.1.1. Descripción de la bomba de mercurio

Esta bomba es una de las unidades más importantes del laboratorio PVT para el análisis de las propiedades físicas de los hidrocarburos. Su función es hacer variar la presión de una celda de equilibrio o de otra unidad apropiadamente, mediante la inyección o extracción de mercurio y simultáneamente medir el volumen de mercurio que se inyectó o retiró, bien sea a temperatura o presión constante.



En la figura N^o 3.1 se presenta un diagrama esquemático de una bomba de desplazamiento de mercurio, la misma que está constituida por las siguientes partes:

- (1) Pistón sumergido que indica el volumen
- (2) Un cilindro de alta presión en cuyo interior va el pistón.
- (3) Un dispositivo sellador (de teflón) entre el pistón y el cilindro.
- (4) Un tornillo sin fin que permite mover el pistón en sentido longitudinal.

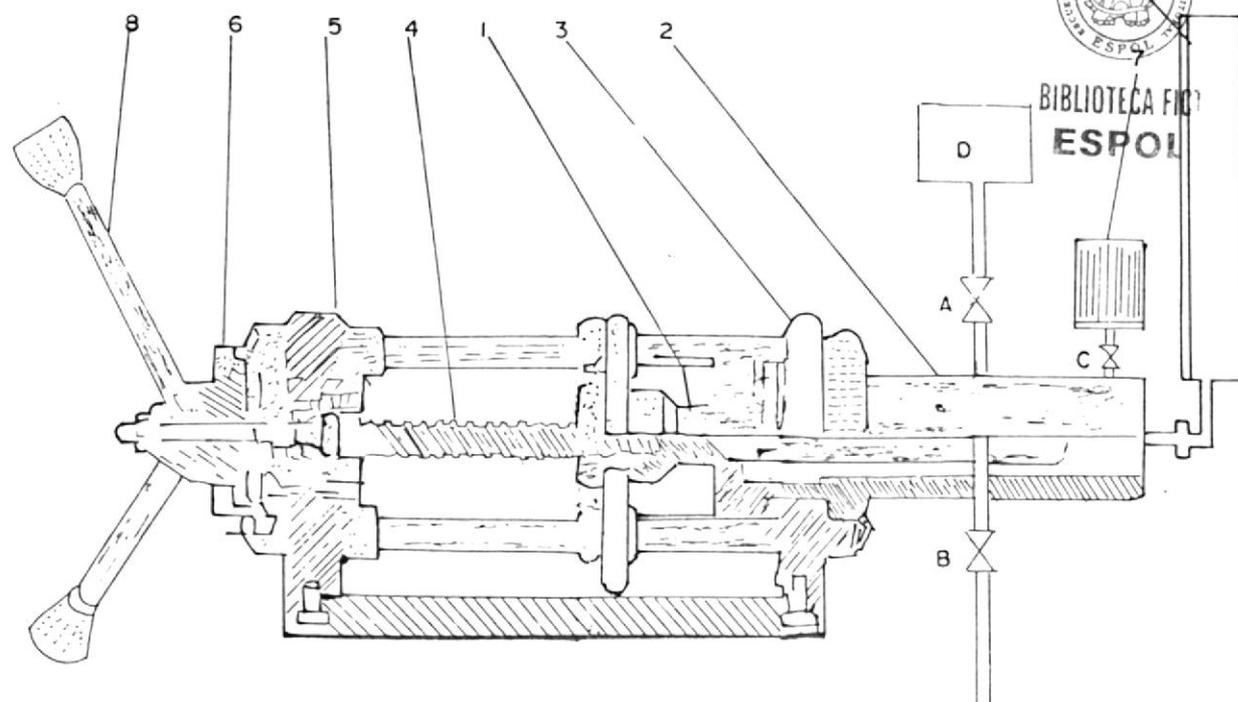


FIG. N^o 3.1. Bomba manual de desplazamiento de mercurio

- (5) Una base fija contra la cual se ejerce el empuje longitudinal del tornillo sin fin.
- (6) Un dispositivo cuenta vueltas con vernier incorporado que aprecia hasta 0.001 cc.
- (7) Un recipiente contenedor del mercurio, que se encuentra conectado a la bomba. Entre estas dos partes existe una válvula, C.
- (8) Un volante de desplazamiento que puede ser manual o motorizado.

- (9) Un manómetro conectado a la bomba permite registrar hasta 10.000 Lpcm.



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

Además existen dos válvulas laterales (A) (B) que se pueden conectar indistintamente a la celda PVT, a una bomba de vacío o cualquier otra unidad accesoria. Las bombas de mercurio utilizadas eran de 105 y 250 cc de capacidad.

3.1.1.2. Preparación de la bomba de mercurio

Es muy importante limpiar la bomba con solventes antes de empezar una marcha. Inicialmente se cierran todas las válvulas de la bomba. La válvula lateral (A) se conecta a la bomba de vacío (D). Se retrocede el pistón hasta el tope de la carrera. Se abre la válvula (A) y se hace vacío durante 20 minutos aproximadamente. Se chequea el vacío con un manómetro apropiado (600-760 mm de Hg).

A continuación se llena el recipiente con mercurio depurado. Se cierra la válvula (A) y se desconecta la bomba de vacío. Se abre un poco la válvula superior (C) con lo que se permite la en



trada de mercurio a la bomba. Es preciso mantener un pequeño nivel de mercurio en el depósito para que no entre aire a la bomba.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Se procede a cerrar la válvula (C), se drena el exceso de mercurio del depósito (7). Se incrementa la presión dando vueltas a las manijas (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, se revisarán válvulas, uniones, empaaduras, etc.

3.1.1.3. Calibración de la bomba volumétrica de mercurio

Es importante anotar que todas las lecturas que se hagan en la bomba de mercurio serán efectuadas a la presión de calibración estipulada (para este caso 5000 lpcm) con el objeto de eliminar errores por: expansión del cilindro de la bomba, compresibilidad del mercurio, compresión de los paquetes y deformación del tubo de Bourdon; debido a que no hay otra forma de poder cuantificarlos.

Para proceder a calibrar la bomba de mercurio se

procede de la siguiente forma:

1. Se efectúa limpieza a la celda con un solvente apropiado, para eliminar residuos sólidos.
2. Se hace un vacío prolongado en la bomba (20 minutos) con el objeto de eliminar fluidos - contaminantes.
3. Se llena totalmente la bomba con mercurio (cudar que no entre aire).
4. Tomar la temperatura del mercurio y cerrar la válvula (C)
5. Subir la presión hasta P_C (5000 Lpcm) y tomar la lectura del Vernier.
6. Bajar la presión hasta 0 Lpcm y abrir un poco la válvula (C) de la bomba.
7. Proceder a extraer mercurio de la bomba (30 cc aprox.) y recogerlo en un beaker previamente pesado.
8. Cerrar la válvula (C) de la bomba y subir la presión a 5000 Lpcm, (P_C).
9. Anotar la lectura de la bomba.



BIBLIOTECA
ESPOL

BIBLIOTECA FÍSICA
ESPOL

10. Pesar en una balanza analítica el beaker con el mercurio retirado de la bomba.
11. Repetir los pasos (6) al (10) hasta cubrir la capacidad de la bomba.

Hay que resaltar los siguientes puntos:

- A) La diferencia de lecturas en la bomba da el volumen de mercurio a la presión de calibración (5000 Lpcm) y temperatura ambiente.
- B) El cuociente del peso de mercurio retirado de la bomba, (W_{Hg}) por la densidad, (ρ_{Hg}) da el volumen real de mercurio a la presión atmosférica y temperatura ambiente.
- C) Al volumen medido en la bomba (V_b) hay que corregirlo por la compresibilidad del mercurio (C_{Hg}), para llevarlo de la presión de calibración (P_c) a la presión atmosférica (P_a). Se mantiene la temperatura ambiente (T_a) constante; para que de esta forma el volumen se encuentre en las mismas condiciones que el volumen real.
- D) La relación del volumen real, obtenido por pe



sadas, entre el volumen medido en la bomba da los cc por corrida efectuada.

- F) Al promedio de los resultados obtenidos para cada corrida de la bomba se lo denomina "Factor de calibración de la bomba, (fcb)".

A continuación se presenta un ejemplo de aplicación práctica de calibración de una bomba de mercurio efectuada en Caracas-Venezuela.

CALIBRACION DE UNA BOMBA DE MERCURIO

FECHA: Nov. 4/83

BAPCMFTPO: 26.07 m.m. Hg

TEMP. AMB.: 70°F

PPFSION, P (Ipcm)	LECTURA INICIAL DE LA POMPA, Li (cc)	LECTURA FINAL DE LA BOMBA, Lf (cc)	VOLUMEN INDICADO (cc)
500	18.91	58.39	39.48
500	58.39	90.81	32.42
500	90.81	122.20	31.39
500	122.20	152.17	29.97
500	152.17	184.32	32.15



	#1	# 2	# 3	# 4	# 5
PESO BEAKER: (grs)	40.04 CORR. N°1	38.16 CORR. N°2	38.78 CORR. N°3	38.56 CORR. N°4	38.56 CORR. N°5
PESO BEAKER+Hg (grs)	569.81	478.89	491.99	442.59	447.46
PESO Hg: (grs)	529.77	440.73	453.21	404.03	408.90
VOLUMEN ESPECI FICO del Hg: (cc/grs)	0.0738	0.0738	0.0738	0.0738	0.0738
VOLUMEN CALCU- LADO (cc)	39.0970	32.5259	33,4469	29.8174	30.1768

FACTOR DE BOMBA

VOL. CALC. : 0.9903 1.0033 1.0655 0.9949 0.9386
VOL. IND.

VOL. ESPECIFICO
DEL Hg ($\frac{cc}{grs} \times ^\circ F$): 0.00000749 \times ($^\circ F$) + 0.073314
= 0.0738

NOTA: Se elimina CORR. N° 5

FACTOR DE BOMBA: 1.0135

3.1.1.4. Corrección del volumen de mercurio

Dado que todos los volúmenes son calculados en función del volumen de mercurio medido en la bomba, es necesario efectuar los siguientes pasos:

1. Calcular el aumento en volumen que experimenta el mercurio al pasar de la presión de ca-

- libración a la presión atmosférica.
2. Calcular el aumento en volumen que sufre el mercurio al pasar de la temperatura ambiente a temperatura de celda.
 3. Determinar la variación del volumen del mercurio al comprimirlo de presión atmosférica a la presión de calibración.



BIBLIOTECA FICT
ESPÓL

3.1.2. LA CELDA PVT

3.1.2.1. Descripción de la celda de análisis PVT

El aparato mostrado en las Figs. # 3.2 y 3.3 es de forma cilíndrica con válvulas en el tope y fondo, puede trabajar hasta con 10.000 lpcm de presión y con una temperatura de alrededor de 350 °F.

La válvula situada en la parte inferior de la celda está conectada a la bomba de mercurio por medio de una línea de acero inoxidable de 1/8" y la válvula situada en la parte superior permite comunicarse con un recipiente, un muestreador o con la unidad que se requiera. La celda PVT está montada en un eje

y va conectada a un mecanismo motorizado para agitarla regularmente. Está constituida por - las siguientes partes:

1. Una mesa de acero inoxidable.
2. La celda de análisis PVT
3. Bases de la celda que se conectan al eje
4. Bomba de mercurio
5. Manómetro, está calibrado a 10.000 Lpcm
6. Manómetro, calibrado a 200 Lpcm.
7. Catetómetro (opcional)
- S.N. Ventana de vidrio grueso
8. Motor
9. Engranaje reductor de velocidad
10. Chaqueta térmica, funciona con electricidad, y permite calentar toda la celda
- S.N. Sensores de temperatura
11. Válvulas de alta presión
12. Mecanismo para balancear la celda
13. Panel de control

3.1.2.2. Preparación de la celda de análisis PVT

Antes de empezar una marcha es imprescindible proceder a limpiarla para evitar correr el riesgo de una contaminación. La celda se la limpia con gasolina o algún otro solvente, el cual es



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

inyectado a presión; simultáneamente se balancea la celda y se succiona con una bomba de vacío, esta operación se repite algunas veces hasta que la gasolina salga limpia. Finalmente se inyecta aire y se continua efectuando el vacío hasta estar seguro de que no contiene fluidos extraños y se chequea con un medidor de vacío (600 - 760 mm Hg).

3.1.2.3. Calibración de la celda de análisis PVT

El fundamento de la calibración de la celda se basa en las variaciones en volumen que experimenta debido a los cambios de presión y temperatura. También se determinará la capacidad a la presión de calibración y temperatura ambiente y la relación que existe entre las variaciones de capacidad dentro de la celda.

El procedimiento usado para calibrar la celda es el siguiente:

1. Conectar la válvula superior de la celda a la bomba de vacío y efectuar limpieza del equipo.

2. Conectar la válvula inferior a la bomba de mercurio y abrir las válvulas de la celda. Cerrar la válvula de la bomba y hacer vacío incluyendo la línea que conecta con la bomba. Chequear la operación con el manómetro de vacío.
3. Llenar con Hg la línea de conexión de la celda y llevar a 5000 Lpcm (presión de calibración).
4. Cerrar la válvula de la bomba con cuidado manteniendo la presión a 5000 Lpcm.
5. Efectuar la lectura inicial con la válvula cerrada.
6. Tomar la temperatura ambiente.
7. Abrir la válvula del fondo de la celda. abrir un poco la válvula de la bomba e inyectar mercurio a 5000 Lpcm. Cerrar la válvula inferior de la celda antes de que se vacie por completo. Cerrar la válvula de la bomba de Hg.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

8. Se mantiene la presión en 5000 Lpcm y se toma la lectura final.

9. En vista de que se requieren de 7 a 8 lentes de la bomba para ocupar todo el volumen de la celda, se procede a repetir todo el proceso, tomando cuidado de anotar las lecturas iniciales y finales de la bomba de Hg.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Cuando la celda está llena, la presión es elevada y se toma la lectura del volumen. A continuación se efectuarán lecturas a 1000-2000-3000-4000-5000 Lpc, pero haciéndolo a la presión de calibración (5000 Lpc).

3.1.2.4. Determinación de los cambios de volumen en la celda PVT con las variaciones de presión y temperatura.

1. Se procede a elevar la presión hasta 5000 Lpcm (Pc), se mantiene la temperatura ambiente (Ta).
2. Se anota la lectura inicial de la bomba (Lib).

3. Se procede a efectuar decrementos de presión y cada 1000 Lpcm se hacen lecturas de la bomba hasta llegar a 0 Lpcm.
4. Llevamos nuevamente a la presión de calibración (5000 Lpcm), y debe ser la lectura de la bomba el mismo valor que el anteriormente efectuado a esa presión.
5. Se desciende a la presión 0 lpcm y también debe ser la lectura de la bomba igual a la efectuada antes a esa presión.
6. Se procede a abrir la válvula de la bomba y se calienta la celda PVT hasta una temperatura fijada (T_y), simultáneamente se retira mercurio de la celda a causa de su expansión debido al calentamiento, hasta la P_c (5000 Lpcm).
7. En el momento en que se tiene el equilibrio térmico se lleva la celda a 0 Lpcm de presión y se hace otra lectura de la bomba.
8. Se incrementa la presión y cada ΔP se efec



túan lecturas de la bomba, las mismas que deben ser iguales a las tomadas en las otras etapas.

9. Se efectúan decrementos de presión y cada 1000 Lpcm se toman las lecturas de la bomba, debiendo coincidir dichos valores con los obtenidos en el paso (8).



10. Finalmente se procede a repetir el proceso con 2 temperaturas diferentes, tomando cuidado de anotar las lecturas de la bomba de mercurio (repetir pasos 6 al 9).

A continuación se calculan los factores de calibración de la celda PVT por efecto de la variación de presión y temperatura.

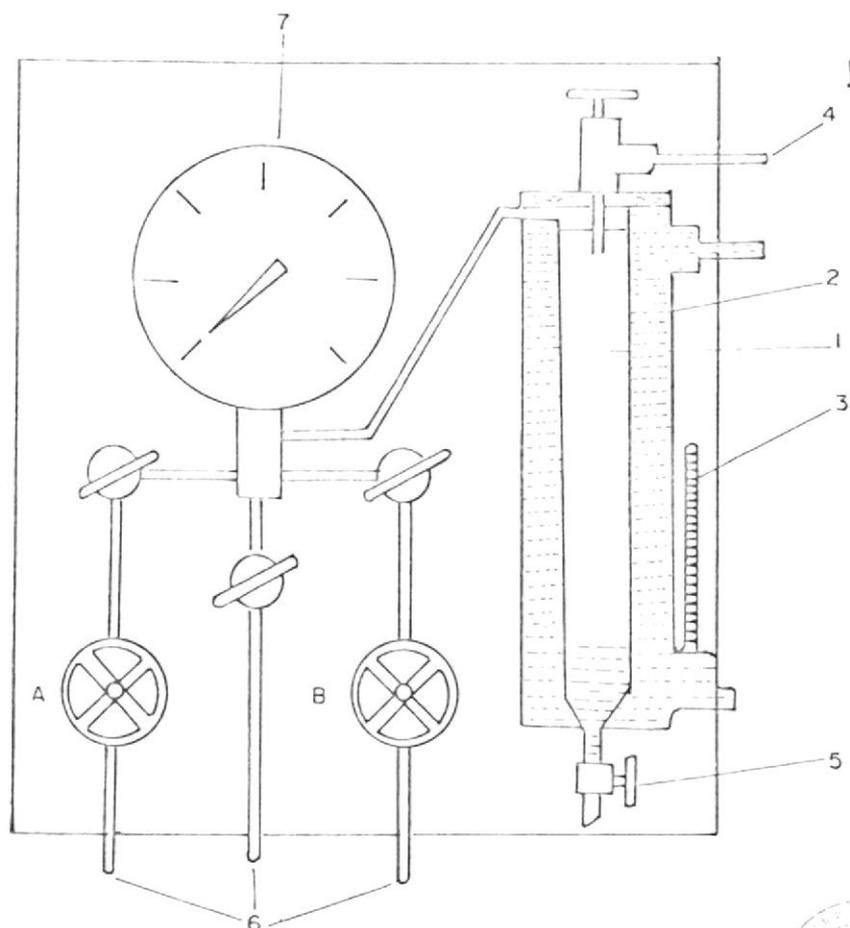
3.1.3. EL SEPARADOR Y GASOMETRO

3.1.3.1. Descripción del Separador

El separador mostrado en la Fig. N^o 3.4 está formado por las siguientes partes:

1. Un tubo interior de vidrio pirex, constituye

la cámara de medición del líquido y la cámara de equilibrio. Este cilindro permite presiones de trabajo de alrededor de 600 Lpcm.



ESPOL
BIBLIOTECA FICT



FIG. Nº 3.4. El Separador

2. Un tubo exterior cuya función es delimitar la cámara de regulación térmica del tubo interior.
3. Un termómetro, sirve para controlar la T del fluido portador de calor.
4. Válvula, controla la entrada de fluidos a la cámara de medición.
5. Válvula de purga.
6. Manifold de salida del gas
7. Manómetro de salida, posee una llave de paso para la separación a la presión atmosférica y tiene 2 válvulas (A-B) que le permiten regular la presión a 2 rangos diferentes, de 14.5 a 160 Lpcm o de 145 a 580 Lpcm.

Las líneas de salida del gas se comunican con el gasómetro que permite medir la cantidad de gas existente con ayuda de una regla graduada en centímetros cúbicos y al que previamente se efectuó el vacío.

ESPOL
BIBLIOTECA FIC1



En general el separador se lo usa cuando se trabaja con crudos livianos o gases condensados para simular varias etapas de separación. También se lo emplea cuando se tienen altas relaciones gas-petróleo.

3.1.4. VISCOSIMETRO DE ALTA PRESION (RUSKA)

3.1.4.1. Descripción del Viscosímetro de alta presión

El viscosímetro de alta presión y temperatura está basado en el principio de la bola rodante dentro de un tubo calibrado inclinado. El tiempo de caída de la bola es proporcional a la viscosidad e inversamente proporcional a la diferencia de densidad entre la bola y los fluidos del yacimiento.

El viscosímetro está diseñado para trabajar - hasta 12.000 Lpcm y 350°F. Se requieren 70 cc para llenarlo por completo.

A continuación se presenta en la Fig. N° 3.5 un diagrama esquemático del viscosímetro de alta presión, el mismo que está constituido por las siguientes partes:

1. Un eje o pivote sobre el cual se puede balancear el viscosímetro.
2. Posicionadores, permiten inclinar el viscosímetro en 70, 45 y 23 grados.
3. Mecanismo fijador de posición.
4. Nivel de referencia.
5. Tornillos de nivelación
6. Solenoide, permite mantener en lo alto del tubo la bola de acero.
7. Sello del barril
8. Cámara del gas
9. Entrada del fluido
10. Salida del fluido
11. Barril calibrado de acero inoxidable
12. Cubierta aislante
13. Termocupla, sirve para mantener la temperatura.
14. Elemento térmico
15. Bola de acero inoxidable

16. Cámara de presión
17. Ensamblaje de contacto
18. Caja de control del viscosímetro
- A y B Válvulas de salida y entrada de fluidos.
19. Termómetro
20. Cronómetro
21. Control de entrada de calor
22. Interruptor general de la caja de control
23. Luz de encendido
24. Interruptor del calentador
25. Luz indicadora amarilla (bola en la parte superior).
26. Luz indicadora roja (bola cayendo en el barril).
27. Luz indicadora blanca (bola situada en el fondo del barril).
28. Control de caída de la bola
29. Ajuste de temperatura

3.1.4.2. Preparación del viscosímetro de alta presión (Ruska)

Antes de proceder a iniciar una marcha es preciso efectuar la limpieza del viscosímetro, pero teniendo en cuenta que es necesario desconectar el sistema eléctrico para prevenir cortocircuitos. Los solventes empleados para la limpieza no deben ser puestos en contacto con elementos de caucho por el peligro de dañarlos. A continuación se inyecta aire para secar las zonas humectadas por los solventes. Se arma el equipo y se chequea el sistema eléctrico.

A continuación se efectúa el llenado del viscosímetro para lo cual es necesario hacer la transferencia del fluido del cilindro porta muestra traído del campo a la celda del viscosímetro. Se efectúa el siguiente procedimiento:

El cilindro porta muestra se conecta con una línea a la entrada del viscosímetro. El otro lado del cilindro va conectado a una botella llamada trampa; y esta última va conectada a

la bomba de mercurio. El diagrama mostrado en la Fig. N^o 3.6 ilustra el proceso de la transferencia de fluidos.

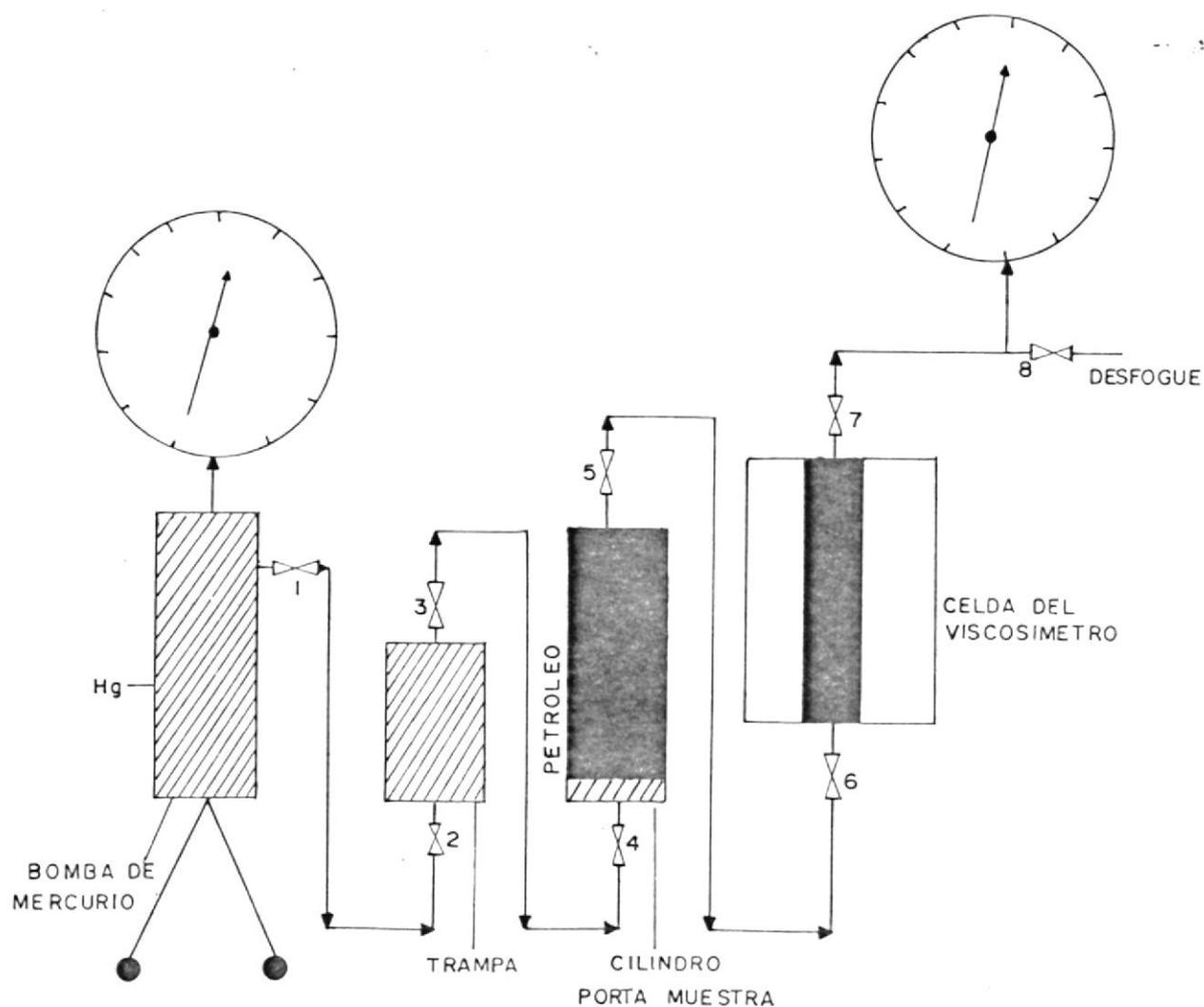


FIG. N^o 3.6. Diagrama de la Transferencia de fluidos.

Las áreas rayadas significan que hay presencia de mercurio. Las áreas oscuras marcan la presencia de petróleo. Una vez que han sido efectuadas todas las conexiones se procede a desalojar el aire existente entre la válvula N^o 6 situada a la entrada a la celda del viscosímetro y el desfogue; para lo cual, con la ayuda de una bomba se hace vacío durante unos 20 min., se cierra la válvula N^o 8 y se retira la bomba de vacío (chequear vacíos con un manómetro apropiado); previa la inyección de mercurio hacia la trampa se cierra la válvula N^o 3 y se dejan abiertas las válvulas N^o 1 y 2 y se inicia la inyección de mercurio hasta que se llene la trampa. A continuación se cierra la válvula N^o 4 y se abre la N^o 3 se inyecta mercurio y se abre la conexión situada antes de la válvula # 4 para desalojar el aire que pueda existir en las líneas.

Se aplica una presión superior a la que existe en la botella, se cierra la válvula N^o 5, se abre la válvula N^o 4 y se mantiene el sistema a una presión mayor que el de saturación para evitar la formación de 2 fases. Los da-

tos de presiones se anotan en una tarjeta anexa al cilindro porta muestra. Se cierra la válvula N^o 6 y se abre con cuidado la válvula N^o 5; se inyecta mercurio hasta tener en el manómetro de la bomba de mercurio 5000 Lpc. Se abre la conexión que existe antes de la válvula N^o 6 y se purga el aire. A continuación se inyecta mercurio en la celda, abriendo con cuidado la válvula N^o 6. Cuando la presión en los 2 manómetros se estabilice en 5000 Lpcm significa que no hay fuga de fluídos. A continuación se cierran las válvulas N^o 6-5 y 4. Se disminuye la presión en la bomba de mercurio a 0 Lpcm se cierran las válvulas N^o 3, 2 y 1. Se procede a retirar la trampa. Para retirar el cilindro porta muestra se abre con cuidado la conexión situada entre las válvulas N^o 5 y 6 por estar aún a 5000 Lpcm y se desahoga la presión existente con lo cual se termina la operación de transferencia de fluídos del cilindro porta muestra a la celda del viscosímetro.

3.1.4.3. Calibración del viscosímetro de alta presión (Ruska)

Como este tipo de viscosímetro no es absoluto

la calibración se hace imprescindible para cada una de las bolas de diferentes tamaños para lo cual se emplean fluidos de viscosidades conocidas y se obtienen curvas de calibración que permiten transformar datos de tiempo en valores de viscosidad en centipoises. Se trabaja con temperaturas de 100, 140 y 250°F y con 3 diferentes ángulos del viscosímetro: 23, 45 y 70 grados, respectivamente.

Se efectúan 3 mediciones de tiempo de caída para cada fluido de viscosidad conocida, multiplicando el tiempo promedio de caída de cada bola, en seg. por la diferencia de densidades entre la bola y el aceite, se obtiene el valor $t\Delta\rho$. Finalmente se hace la curva de calibración, viscosidad del fluido, $\mu(\text{cp})$ contra $t\Delta\rho$, obteniéndose una línea recta. En el presente trabajo se restringe la calibración del viscosímetro de alta presión (Ruska).

3.2. OPERACION DEL EQUIPO PVT

3.2.1. La bomba de desplazamiento de mercurio y la celda PVT

Entre los diferentes análisis que pueden efec

tuarse en el laboratorio PVT con muestras de -
fluídos recogidas en el fondo del pozo o en su
perficie, se tienen los siguientes:

- Análisis presión - volumen a temperatura ambiente.
- Análisis presión-volumen a temperatura de ya
cimiento.
- Pruebas de separación Flash.
- proceso diferencial, en donde varía la compo-
sición del fluido.

3.2.1.1. Análisis PVT a temperatura ambiente

Esta marcha es de gran importancia, pues per-
mite chequear los valores del punto de satu-
ración obtenidos en el campo y escoger la -
muestra del fluido más representativa. Los si-
guientes pasos son necesarios para efectuar
este análisis:

1. Hacer vacío en la celda de una ventana por
el lapso de unos 30 minutos (chequear el
vacío con un manómetro apropiado).
2. Conectar la bomba de mercurio con el cilin-
dro porta muestra y este con la celda PVT.

3. Probar la línea que une el cilindro con la bomba de mercurio y desahogar el aire que pueda existir.

Elevar la presión a 5000 Lpcm (Pc) y chequear que no existan fugas.

4. Abrir la válvula del cilindro muestreador y registrar presión de apertura.
5. Cerrar la válvula del cilindro y agitar para homogenizar los fluidos, luego abrir la válvula y repetir la operación algunas veces.
6. Se lleva a presión de calibración (5000 Lpcm) y se encera el Vernier. Tomar la lectura de la bomba a la Pc.
7. Descender la presión progresivamente y tomar lecturas en la bomba a dichas presiones, llevando siempre a la presión de calibración y agitando simultáneamente la celda.
8. Se nota la proximidad del punto de saturación cuando al bajar ligeramente la presión, la aguja del manómetro se mueve y

comienza a subir lentamente. Este procedimiento se repite algunas veces por seguridad.

El proceso descrito se repite con todos los cilindros toma muestras y se escoge el que nos de el mayor valor del punto de saturación.

3.2.1.2. Análisis presión-volumen a temperatura de Yacimiento.

Se procede en la siguiente forma:

1. Se efectúa la transferencia de la muestra seleccionada a la celda de equilibrio PVT.
2. Se procede al calentamiento eléctrico y con agitación repetida para equilibrar la temperatura y homogenizar los fluidos, Se observa que la presión sube rápidamente debido a los efectos de expansión del mercurio y de los hidrocarburos presentes; por lo que es necesario reducir a menudo la presión -

hasta alcanzar la temperatura de yacimiento y esperar que se estabilice a la Pc (5000 Lpcm).

3. Se efectua la lectura de la bomba a la presión de calibración.
4. Se desciende la presión, se abre la válvula que comunica la bomba con la celda. Se agita la celda unos minutos, se cierra la válvula y se lleva la presión a 5000 Lpcm, y se toma la lectura correspondiente. Se continua con esa secuencia hasta pasar el punto de saturación (liberación del gas disuelto en el petróleo).
5. Se baja la presión haciendo algunas paradas y agitando la celda hasta llegar alrededor de 100 Lpcm.

Durante este proceso la composición del fluido se mantiene definida y constante durante toda la operación y a la temperatura del yacimiento.

El gas liberado por efecto de la dismi-

nución de la presión durante la prueba, se mantiene en contacto con el líquido.

3.2.1.3. Prueba de separación Flash

Su importancia radica en que analiza el efecto de las condiciones de trabajo del separador de campo sobre los factores volumétricos del petróleo, la relación gas-petróleo y las condiciones óptimas de separación en superficie, adaptadas a las condiciones reales existentes en el campo.

Los siguientes pasos se realizan para presiones mayores de 0 Lpcm.

1. Se efectúa la transferencia de fluidos del yacimiento a la celda correspondiente (en este caso la celda de tres ventanas).
2. Se calienta la celda hasta alcanzar la temperatura de separación superficial (aprox. 100°F). Se agita la celda para lograr el equilibrio de los fluidos.
3. Se efectúa la lectura de la bomba a 5000 Lpcm (Pc).

4. Se desciende la presión a la pedida en el flash. Se mide el volumen de gas liberado y se lo analiza en el Cromatógrafo.
5. Se continúa repitiendo el proceso, liberando gas, midiendo su volumen y analizándolo. Se toman lecturas de presión volumen y temperatura.
6. Finalmente se mide el volumen y la gravedad API del petróleo remanente.

Para el caso de las separaciones instantáneas efectuadas a 0 Lpcm, se procede directamente, colocando la botella con muestras de fluidos de yacimiento, en un baño de aceite a la temperatura de separación considerada y se realiza la liberación del gas, que es medido en un gasómetro y luego analizado en el Cromatógrafo.

3.2.1.4. Proceso Diferencial

En este proceso varía la composición del fluido, porque en cada etapa de la marcha diferencial, se remueve el gas que se libe-

ra con cada decremento de presión.

Se procede con los siguientes pasos:

1. Luego de terminada la prueba PV, efectuada en la celda de una ventana, se eleva la presión hasta 5000 Lpcm con agitación continua para equilibrar los fluídos. A continuación se baja progresivamente la presión, hasta el punto de burbuja para su chequeo.
2. Se disminuye la presión bajo el punto de saturación para liberar el gas que se encuentra en solución. Se agita la celda hasta lograr el equilibrio de las dos fases. Se anotan las lecturas de presión y volumen dados por la bomba.
3. Manteniendo la presión constante se inyecta mercurio a la celda y se desplaza el gas liberado a un medidor de gas al que previamente se le hizo el vacío. Se registra la lectura del volumen de gas liberado a condiciones de laboratorio y se analiza en el Cromatógrafo el

gas liberado anteriormente.

4. Se continúa descendiendo la presión por etapas hasta llegar a la presión atmosférica y simultáneamente liberando, midiendo y analizando el gas separado en cada parada.
5. Se toma la lectura del volumen de petróleo residual a presión atmosférica y temperatura de yacimiento y luego a presión atmosférica y temperatura de laboratorio.
6. Se mide la gravedad API y la densidad del petróleo residual a presión atmosférica y temperatura de laboratorio.

3.2.2. OPERACIONES EFECTUADAS CON EL VISCOSIMETRO DE ALTA PRESION (RUSKA).

Para esta marcha se usa el proceso de liberación diferencial. Se efectúan los siguientes pasos:

1. Se hace la transferencia de fluidos, desde la botella al viscosímetro previamente calibrado a una presión superior a la de saturación y

del yacimiento.

2. Se calienta el viscosímetro hasta alcanzar la temperatura del yacimiento, agitándolo para que alcance el equilibrio a la presión de calibración, P_c determinada.
3. Se mide el tiempo de caída de la bola, desde el tope hasta el fondo del viscosímetro; el mismo que es proporcional a la viscosidad del fluido. Se repiten algunas veces las corridas, hasta que coincidan dos o tres medidas del tiempo de caída de la bola.
4. Se descende la presión en el viscosímetro, se hacen algunas paradas. Se agita la celda y se repite la experiencia hasta alcanzar el punto de saturación, en que se libera gas.
5. Se remueve el gas liberado, se continúa bajando la presión; se agita y se repite la marcha hasta alcanzar la presión atmosférica.

3.3. PRECAUCIONES CON EL USO DEL MERCURIO (6)

3.3.1. PELIGRO AL USAR MERCURIO

Existen algunas razones por las cuales el mercuu

rio puede en un momento dado ser peligroso: Es uno de los pocos metales que a temperatura ambiente se conserva en estado líquido, por esta razón es que tiene gran aplicación industrial, la concentración máxima de vapor de mercurio en el aire debe ser 0.1 mg/m^2 . El vapor de mercurio a la temperatura ambiente en equilibrio con el mercurio tiene una concentración de alrededor de 200 veces el valor anterior.

El envenenamiento por causa del mercurio ha sido ampliamente estudiado. Un estado agudo de envenenamiento da lugar a daños en los riñones. Un envenenamiento crónico lesiona el sistema nervioso. Si el daño es muy grave puede causar incapacidad total de por vida. Son síntomas típicos de envenenamiento crónico los siguientes efectos: dolor en las encías, temblor en las extremidades y disturbios mentales. Se observan además síntomas parecidos en los casos en que el envenenamiento es agudo.

Se debe tener en cuenta que no se requiere calentar el mercurio para que desprenda los mortíferos vapores, contaminando el área de traba

jo. El mercurio en un laboratorio PVT es un elemento de primer orden, imprescindible para la operación de los equipos e instrumentos. Por esta razón se está en continuo contacto con este elemento. Durante la operación del equipo PVT es inevitable que una pequeña cantidad se derrame sobre la mesa, piso o en la mano, y en muchos casos permanece en zonas no muy visibles, desprendiendo vapores y las personas que están trabajando en el laboratorio pueden absorberlo por medio del sistema respiratorio, a través de la piel o del sistema digestivo y envenenarse lentamente ante el contacto continuo y prolongado con el mercurio.

3.3.2. MANEJO DEL MERCURIO

Es preciso que el mercurio esté contenido siempre en recipientes seguros y cerrados. Cualquier cantidad, por pequeña que sea debe ser recogida empleando una bomba de absorción.

Los operadores de los equipos que trabajan con mercurio deben asearse frecuentemente, lavarse las manos, la cara y bañarse luego del trabajo. No debe permitirse que se fume.

Es necesario que el piso del laboratorio sea pulido para facilitar su limpieza. No se deben usar alfombras o pisos absorbentes, pues será difícil recoger todo el mercurio que se derramó y permanecerá allí desprendiendo vapores durante mucho tiempo.

Una forma de reducir el peligro es rociar sulfuro de calcio en los sitios en que se ha caído mercurio, para que reaccione y forme sulfuro de mercurio que es inofensivo. cuando se procede a desarmar un equipo, las piezas deben ser limpiadas usando cabinas especiales para no absorber los vapores mercuriosos. El laboratorio debe ser ventilado y tener extractores de aire.

3.3.3. MEDIDAS DE PRECAUCION

El mercurio en su estado líquido puede ser llevado a la casa o al carro en los bolsillos, en los doblés del pantalón y demás sitios de la ropa. Una vez depositado en el piso será una fuente continua de vapores. Es pues necesario usar ropa especial para trabajar en el labora-

torio y cambiarse para ir a la casa.

Los operadores que trabajan períodos de tiempo prolongados deben usar ropa protectora adecuada. El uso de guantes de caucho flexibles es de suma importancia, pues protege las manos. En algunos casos es importante que se use máscaras para evitar inhalaciones de vapores mercuriosos.

3.4. EQUIPOS DEL LABORATORIO PVT

A continuación se presentan una serie de láminas de los diversos aparatos usados durante las experiencias de laboratorio PVT, anotándose los siguientes equipos:

- Bomba volumétrica de mercurio y celda de análisis PVT (una ventana).
- Celda de análisis PVT (tres ventanas)
- Cromatógrafo de gases.
- El gasómetro.
- Bomba volumétrica de mercurio, separador y viscosímetro de alta presión Ruska (INTEVEP-Venezuela).

CAPITULO IV

OBTENCION DE DATOS EXPERIMENTALES EN EL LABORATORIO

En el presente capítulo se dan a conocer los cálculos y resultados provenientes de los análisis PVT de muestras de fluidos de fondo del pozo "Amazonas", localizado en el Oriente Ecuatoriano.

Los resultados experimentales que se obtuvieron en el laboratorio de física de Yacimientos se basan en los siguientes puntos:

1. Selección de la muestra de fluido previo su análisis en el laboratorio PVT.
2. Estudio de la relación presión-volumen a la temperatura de yacimiento (205°F), habiéndose obtenido los siguientes parámetros PVT:
 - Presión de saturación del fluido analizado.
 - Volúmenes relativos: Análisis de la relación de volúmenes totales con respecto al volumen a la presión de saturación (V_T/V_{SAT}).

- Determinación de la función adimensional "y".
- Compresibilidad del petróleo saturado.

3. Proceso de liberación diferencial, obteniéndose los siguientes parámetros para cada una de las etapas de presión:

- Relación gas-petróleo en solución, R_g .
- Factor volumétrico de formación del petróleo, B_o y del gas, B_g .
- Densidad del petróleo, ρ_o
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa
- Factor de desviación o de supercompresibilidad del gas liberado, "Z".

4. Liberación o separación flash

Esto es un análisis de separador, para estudiar principalmente los efectos de las condiciones de superficie en los factores volumétricos de formación del petróleo y en la relación gas-petróleo.

5. Estudio de viscosidades: Viscosidad en función de la presión a la temperatura de yacimiento. El cual se considera un proceso diferencial, debido a que existe cambio en la composición del fluido para cada etapa de presión por debajo del punto de saturación.

4.1. SELECCION DE LA MUESTRA DE FLUIDO PREVIO SU ANALISIS EN EL LABORATORIO PVT.

4.1.1. MUESTREO DE FLUIDOS

La toma de muestras de fluidos de fondo del pozo "Amazonas", localizado en el Oriente Ecuatoriano, fueron hechas bajando el equipo muestreador a una profundidad de 9950 pies; habiéndose extraído tres muestras en total a una temperatura de yacimiento de 205°F.

En la tabla I se encuentran los datos de campo del muestreo de fondo efectuado en el pozo denominado "Amazonas".

4.1.2. DETERMINACION EN EL CAMPO DE LA PRESION DE SATURACION

En el campo se efectua una determinación aproximada de la presión de saturación de las muestras extraídas del pozo. Se emplea una bomba de mercurio portátil y luego de efectuar la transferencia de fluidos del muestreador a la bomba se anotan los valores de las lecturas de bomba (c.c) y los correspondientes valores de presión. En las tablas II III y IV se dan los valores de presiones, lecturas de bomba

y los ploteos correspondientes de presión contra las lecturas de las bombas de mercurio en las Fig. N^o 4-1, 4-2 y 4-3, respectivamente.

El punto de saturación aproximado a temperatura ambiente está dado en los gráficos por la intersección de las tangentes en las curvas trazadas.

- La Muestra N^o 1 dio en el campo una presión de apertura de 500 lpcm y una presión de saturación de 690 lpcm. Esta muestra fue transferida al cilindro N^o 6 (600 cc de fluido) a una presión de 3500 lpcm.
- La Muestra N^o 2 dió en el campo una presión de apertura de 490 lpcm y una presión de saturación de 600 lpcm. Fue transferida al cilindro N^o 4 a una presión de 3500 lpcm.
- La muestra N^o 3 dió en el campo una presión de apertura de 310 lpcm y una presión de saturación de 500 lpcm. Fue transferida al cilindro N^o 11 a una presión de 3500 lpcm.

Posteriormente estas muestras recogidas de fondo del pozo fueron enviadas a la ciudad de Quito para su análisis en el laboratorio de CFPE.

4.1.3. DETERMINACION EN EL LABORATORIO DE LA PRESION DE SATURACION

Se procede a estudiar cada muestra para lo cual se efectúan pruebas presión-volumen a la temperatura ambiente (60°F) se plotean los valores conseguidos (Tabla V y Fig. N° 4-4) se comparan estos valores con los obtenidos en el campo. Se selecciona la muestra que dio en el laboratorio (a temperatura ambiente) el valor mas alto de la presión de saturación. En este caso se escogió la muestra N° 2 (botella N° 4).

4.2. ESTUDIO DE LA RELACION PRESION-VOLUMEN A TEMPERATURA DEL YACIMIENTO ($T_y = 205^\circ\text{F}$)

4.2.1. DETERMINACION DE LA PRESION DE SATURACION

Luego de seleccionar la muestra de fluido, de la botella N° 4 se transfieren aproximadamente 100 cc en la celda de una ventana. Se calienta el fluido hasta alcanzar la temperatura de yacimiento - ($T_y = 205^\circ\text{F}$). Se mide la expansión térmica a 5000 lpcm. Se obtienen datos de las relaciones presión volumen, extrayendo por etapas, pequeñas cantidades de mercurio de la celda y se plotean los valores obtenidos (Tabla VI y Fig . N° 4 - 5). De donde se obtiene la presión de saturación del fluido - ($P_S = 850$ lpcm).

4.2.1.1. Determinación de la expansión térmica de los fluidos del yacimiento.

Los cambios de volumen que experimenta la celda de análisis PVT con las variaciones de presión y temperatura, se determinan de su calibración. Dado que se producen cambios en la capacidad de la celda es impor-

tante determinar la relación que existe entre los volúmenes de fluídos dentro de la celda. Siendo todos los volúmenes calculados en función del volumen de mercurio existente en la bomba, es necesario efectuar una serie de determinaciones de expansión térmica para obtener un juego de valores de gran utilidad para la prueba presión-volumen a temperatura de yacimiento.

4-2-1-2 CALCULOS DE EXPANSION TERMICA

POZO : AMAZONAS

MEDIDAS EN LABORATORIO

LECTURA INICIAL DE LA BOMBA = 10.908 cc

INYECCION DE LA MUESTRA EN LA CELDA
A 61.00F.

LECTURA FINAL DE LA BOMBA = 92.226 cc

LECTURA DE LA CELDA FRIA = 77.548 cc

EXPANSION DE LA MUESTRA, MERCURIO Y
CELDA DESDE 610F. HASTA 2050F.

LECTURA DE LA CELDA CALIENTE = 65.640 cc

TEMPERATURA DE CALIBRACION 710F.

① TEMPERATURA AMBIENTE 610F.

② TEMPERATURA DEL YACIMIENTO 2050F.

RESULTADOS OBTENIDOS

③ COMPRESIBILIDAD DEL Hg a 610F.

$$CH_g = [2.720 + (0.0031) (T - 60)] \times 10^{-7} =$$

$$CH_g = [2.720 + (0.0031) (61.0 - 60)] \times 10^{-7} = 2.7231 \times 10^{-7} \text{ cc/cc/lpc}$$

④ COMPRESIBILIDAD DEL Hg a 2050F. $3.1695 \times 10^{-7} \text{ cc/cc/lpc}$

⑤ VOLUMEN RELATIVO DEL Hg a 610F.

$$V_{RH_g} = (1.0085 \times 10^{-4}) (T-60) + (25 \times 10^{-10}) (T-60)^2 + 1$$

$$V_{RH_g} = (1.0085 \times 10^{-4}) (61-60) + (25 \times 10^{-10}) (61-60)^2 + 1 \quad 1.000101$$

⑥ VOLUMEN RELATIVO DEL Hg a 2050F. 1.014676

⑦ VOLUMEN CELDA a 5000 # y 71.00F. (CALIBRACION) 647.124 cc

⑧ EXPANSION CELDA 0.015 cc/cF

⑨ CONTRACCION CELDA A 2050F. $0.73075 \times 10^{-4} \text{ cc/lpc}$

- ⑩ VOLUMEN CELDA a 5000 # y 610F. 646.974 c.c.
- $$\begin{aligned} \textcircled{10} &= \textcircled{7} \pm \textcircled{8} \times (\textcircled{2} - \textcircled{1}) = \\ &= 647.124 \pm 0.015 \times (205 - 61) = \end{aligned}$$
- ⑪ L. BOMBA INICIAL 10.908 c.c.
- ⑫ L. BOMBA FINAL 92.226 c.c.
- ⑬ Δ BOMBA 81.318 c.c.
- $$\begin{aligned} \textcircled{13} &= \textcircled{12} - \textcircled{11} \\ &= 92.226 - 10.908 \end{aligned}$$
- ⑭ VOLUMEN Hg a 5000 # y 610F. 565.656 c.c.
- $$\begin{aligned} \textcircled{14} &= \textcircled{10} - \textcircled{13} \\ &= 646.974 - 81.318 \end{aligned}$$
- ⑮ L. EXPANSION INICIAL 77.548 c.c.
- ⑯ L. EXPANSION FINAL 65.640 c.c.
- ⑰ ENTRO A LA BOMBA
- $$\begin{aligned} \textcircled{17} &= \textcircled{16} - \textcircled{15} \\ &= 77.548 - 65.640 \end{aligned}$$
- ⑱ 11.908 c.c.
- ⑱ CONSTANTE K
- $$\begin{aligned} K &= \left(1 + 5000 \times \textcircled{3}\right) \times \left(1 - PC \times \textcircled{4}\right) \times \frac{\textcircled{6}}{\textcircled{5}} \\ K &= \left(1 + 5000 \times 2.7231 \times 10^{-7}\right) \times \left(1 - 5000 \times 3.1695 \times 10^{-7}\right) \times \frac{1.014676}{1.000101} \end{aligned}$$
- ⑲ SALIO DE LA CELDA 1.0143
- $$\begin{aligned} \textcircled{19} &= \textcircled{16} \times \textcircled{17} \\ &= (1.0143 \times 11.908) \end{aligned}$$
- ⑳ 12.0788 c.c.
- ㉑ EXPANSION DE Hg
- $$\begin{aligned} \textcircled{20} &= (K-1) \times \textcircled{14} = \textcircled{16} - 1 \times \textcircled{14} = \\ &= (1.0143 - 1) \times 565.656 = \end{aligned}$$
- 8.1143 c.c.

21 EXPANSION DE LA CELDA

$$\begin{aligned} 21 &= (2 - 1) \times 8 \\ &= (205 - 61) \times 0.015 = \end{aligned}$$

2.1600 c.c.

22 EXPANSION MUESTRA

$$\begin{aligned} 22 &= 19 + 21 - 20 \\ &= (12.0788 + 2.1600 - 8.1142) = \end{aligned}$$

6.1246 c.c.

23 VOLUMEN MUESTRA a 5000 # y 205°F.

$$\begin{aligned} 23 &= 22 + 13 \\ &= 6.1246 + 81.318 \end{aligned}$$

87.4426 c.c.

24 EXPANSION TERMICA (E.T.)

$$\begin{aligned} 24 &= 23 \div 13 \\ &= (87.443 \div 81.318) \end{aligned}$$

1.0753

25 FACTOR DE EXPANSION TERMICA

$$\left(\frac{I}{V_{mPC} \times T_a} \right) \left(\frac{V_{m a PC, T_y} - V_{m a PC, T_a}}{T_y - T_a} \right)$$

$$25 = \frac{23 - 13}{13 (2 - 1)} = \frac{87.443 - 81.318}{81.318 (205 - 61)}$$

 $5.230 \times 10^{-4} \frac{\text{cc}}{\text{cc} \times ^\circ\text{F}}$

26 VOLUMEN DE Hg a 5000 # y 205°F.

$$\begin{aligned} 26 &= 14 + 26 - 19 \\ &= (565.656 + 8.1142 - 12.0788) \end{aligned}$$

561.691 c.c.

27 COEFICIENTE DE PRESION PARA Hg

$$\begin{aligned} 27 &= 26 \times 4 \\ &= (561.691 \times 3.1695 \times 10^{-7}) \end{aligned}$$

 $1.7803 \times 10^{-4} \frac{\text{c.c.}}{\text{IPC}}$

28 COEFICIENTE TOTAL (C)

$$28 = 27 + 9 = (1.7803 \times 10^{-4} + 0.73075 \times 10^{-4})$$

 $2.5110 \times 10^{-4} \frac{\text{c.c.}}{\text{IPC}}$

4.2.2. DETERMINACION DE LOS VOLUMENES RELATIVOS (V_T/V_{SAT})

Esta relación representa el volumen relativo total a cualquier presión P , relativo al volumen al punto de burbujeo o de saturación. Se representa de la siguiente manera:

$$\frac{V_T}{V_{SAT}} = \frac{\text{VOL. DE PETROLEO + GAS LIBERADO a } P}{\text{VOL. DE PETROLEO A LA } P \text{ DE SAT.}} \quad (4-1)$$

4.2.2.1. Cálculo de los Volúmenes de hidrocarburos

De las relaciones de presión y volumen se calcula el volumen de los hidrocarburos a la presión de medición, P_x usando la expresión:

$$\text{VOL.HID} = V_M \text{ a } T_{YAC.} + \Delta \text{ BOMBA} \times K - \Delta P \times C \quad (4-2)$$

Donde:

VOL. HID. = Volumen de los hidrocarburos

V_M a T_{YAC} = Volumen de la muestra a 5000 lpcm y temp. del yacimiento (205°F), se obtiene de los cálculos de expansión térmica de los fluidos (23).

Δ Bomba x K = Diferencia de lectura de la bomba
x CTE K (18)

Δ Presión x C = Diferencial de la presión x coe
ficiente total C (28)

4.2.2.2. Cálculo del volumen relativo a la temperatura del yacimiento

Es la relación de V_T/V_{SAT} , se la obtiene de
la expresión:

$$V_R = \frac{V_T}{V_{SAT}} = \frac{\text{VOL. HID. a } P_X}{\text{VOL. HID. a } P_{SAT}} \quad (4-3)$$

Donde:

V_R = Volúmenes relativos

VOL. HID. a P_X = Volumen de los hidrocarburos a
cualquier presión.

VOL. HID. a P_{SAT} = Volumen de hidrocarburo a la
presión de saturación (90.4883cc)

Los valores de volúmenes relativos situados ba-
jo el punto de burbujeo deben ser suavizados o
corregidos empleando la función adimensional de
compresibilidad "y". Para lo cual se procede a

plotear los volúmenes relativos contra la presión (Tabla VII y Fig. N° 4-6).

El gráfico de volumen relativo contra presión se lo hizo en dos escalas diferentes con el objeto de visualizar mejor el punto de saturación de los fluidos ($P_S = 850$ lpcm).

4.2.3. DETERMINACION DE LA FUNCION ADIMENSIONAL "y"

La función "y" es lineal con presión y se relaciona con el volumen relativo y presión por medio de la ecuación:

$$"y" = \frac{(P_b - P)}{P_a [V_T/V_{SAT} - 1]} \quad (4-4)$$

Donde:

"y" = Función adimensional

P_b = Presión al punto de saturación

P = Cualquier otra presión

P_a = Presión en unidades absolutas ($P_a = P_m + 14.7$, lpca).

V_T/V_{SAT} = Volúmenes relativos

La importancia de la función "y" radica en que permite corregir los valores de presión de burbujeo y volúmenes relativos debido a errores en especial en la medición de cambios de volúmenes pequeños (presiones cercanas al punto de saturación).

Para proceder a corregir los valores de V_T/V_{SAT} , se plotean los valores de "y" contra P y se determina la mejor recta por mínimos cuadrados y dado que la variación con la presión es prácticamente lineal, basta un polinomio de segundo grado para representar los datos. De la ecuación ajustada se calculan los valores corregidos de "y" para las diferentes presiones. Teniendo los "y" corregidos, se calculan los valores de V_T/V_{SAT} corregidos para las diferentes presiones. Finalmente se grafican los valores de "y" corr. contra P. Tabla VII y Fig. N° 4.7.

Si en esta Fig. se aplica la ecuación de la línea recta:

$$y = mP + b \quad (4-5)$$

Se tiene:

$$y = \frac{2.941 - 1.235}{820 - 200} P + 1.235 = 27.51613 \times 10^{-4} P + 1.235 \quad (4-6)$$

Igualando las ecuaciones (4-6) y (4-4), se obtiene la expresión:

$$27.51613 \times 10^{-4} P + 1.235 = \frac{P_b - P}{P_a (V_T/V_{SAT} - 1)}$$

despejando el volumen relativo, se tiene:

$$\frac{V_T}{V_{SAT}} = 1 + \frac{850 - P}{27.51613 \times 10^{-4} \times P^2 + 1.235P} \quad (4-7)$$

Reemplazando los diferentes valores de presión se corrigen los correspondientes de V_T/V_{SAT} bajo el punto de saturación (Tabla VII) y finalmente se grafica con presión (Fig. N° 4-6).

4.2.4. DETERMINACION DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO SATURADO

La compresibilidad del petróleo por encima del punto de burbujeo se calcula aplicando la expresión:

$$C_o \text{ a } \frac{P_1 + P_2}{2} = \Delta \text{Vol} \div \Delta P \div \frac{V_1 + V_2}{2}, \text{ V/V/lpcx}10^{-6} \quad (4-8)$$

Siendo:

$$C_o \text{ a } \frac{P_1 + P_2}{2} = \text{Compresibilidad calculada a una presión intermedia.}$$

ΔVol = Volumen diferencial de hidrocarburo, cc ($\Delta \text{Vol Hid}$)

ΔP = Presión diferencial, lpcm.

$\frac{V_1 + V_2}{2}$ = Promedio de los volúmenes de hidrocarburos, cc.

Los valores obtenidos de compresibilidad del petróleo son suavizados o corregidos usando el método de los mínimos cuadrados o también empleando valores promedios de otras pruebas representativas y finalmente se plotea C_o contra P (tabla VII y Fig. N° 4-7).

4.3. PROCESO DE LIBERACION DIFERENCIAL

En esta marcha varía la composición del fluido debido a la remoción física del gas liberado. Esta experiencia se efectúa por lo general a continuación del proceso flash. Esta

marcha en síntesis consiste en los siguientes pasos:

1. Se inyecta la muestra de hidrocarburo a la celda de una ventana.
2. Se disminuye la presión y se agita para formar dos fases en equilibrio.
3. Se desplaza el gas liberado a presión constante, se mide el volumen en el gasómetro.
4. Se analiza el gas liberado en el Cromatógrafo y se estudia el líquido residual.
5. Se repiten los pasos 2 a 4 hasta alcanzar la presión atmosférica.

4.3.1. OBTENCION DE PARAMETROS PVT

A continuación se determinan los siguientes parámetros:

- Relación gas-petróleo en solución, R_g .
- Factor volumétrico de formación del petróleo, B_o
- Densidad del petróleo, ρ_o
- Gravedad específica del gas liberado en cada etapa, G_g .

- Factor de supercompresibilidad del gas "Z"
- Factor volumétrico de formación del gas, Bg

En la tabla VIII se dan los datos de vaporización diferencial obtenidos en el laboratorio.

A continuación se procede a tabular los resultados obtenidos en las tablas IX y X.

- En la Fig. N° 4-8 se representa el ploteo del factor volumétrico del petróleo con presión sobre y bajo el punto de saturación. En la misma gráfica se ploteo la solubilidad del gas contra presión.
- En la Fig. N° 4-9 se representa el ploteo de la gravedad del gas y densidad del petróleo con presión.
- En la Fig. N° 4-10 se representa el ploteo del factor de desviación del gas "Z" y del factor volumétrico del gas con presión.

MEDIDAS EN EL LABORATORIODENSIDAD DE SATURACION : ρ SAT. 0.7887

TEMPERATURA DEL YACIMIENTO : 205°F.

DATOS PETROLEO RESIDUAL

GRAV. OAPI a 60°F. = 29.4 = 28.80 API a 60°F.

GRAV. ESPECIFICA A 60°F. DENSIDAD A 60°F. FACTOR DE REDUCCION DE VOLUMEN DEL GAS

$$SG_{60} = 0.8827 \quad \rho_{60} = 0.8822 \frac{GR}{CC} \quad VRF_{TY} = 0.9437$$

DENSIDAD A TEMPERATURA DEL YACIMIENTO

$$\rho_{TY} = VRF_{TY} \times \rho_{60} = 0.9437 \times 0.8822 = 0.8325 \frac{GR}{CC}$$

VOLUMEN RESIDUAL A 60°F.

$$VRES_{60°F.} = VRF_{TY} \times \frac{\text{Peso RES (*)}}{\rho_{TY}} = 0.9437 \times \frac{66.0853}{0.8325} = 74.9125 \text{ c.c.}$$

FACTOR VOLUMETRICO RESIDUAL

$$B_o \text{ RES} = \frac{1}{VRF_{TY}} = \frac{1}{0.9437} = 1.0597$$
RESULTADOS OBTENIDOS

PETROLEO Y GAS LIBERADO

- DIFERENCIAL VOLUMETRICO EN LA CELDA (TABLA VIII)

$$\begin{aligned} \Delta V_{\text{Celda}} &= \Delta L f e g b \times K \\ &= (63.275 - 62.210) \times 1.0143 = 1.0802 \text{ c.c.} \\ &= (64.338 - 62.210) \times 1.0143 = 2.1584 \text{ c.c.} \\ &= (66.410 - 62.210) \times 1.0143 = 4.2601 \text{ c.c.} \\ &= (69.700 - 62.210) \times 1.0143 = 7.5971 \text{ c.c.} \\ &= (90.218 - 62.210) \times 1.0143 = 28.4085 \text{ c.c.} \end{aligned}$$

- DIFERENCIAL VOLUMETRICO EN PRESION (TABLA VIII)

$$\begin{aligned} \Delta V_{\text{Presión}} &= \Delta P \times C \\ &= (850 - 700) \times 2.5110 \times 10^{-4} = 0.0377 \text{ c.c.} \end{aligned}$$

* PESO RESIDUAL = PESO ERLIENMEYER

= (850 - 500)	x 2.5110 x 10 ⁻⁴	= 0.0879 c.c.
= (850 - 300)	x 2.5110 x 10 ⁻⁴	= 0.1381 c.c.
= (850 - 140)	x 2.5110 x 10 ⁻⁴	= 0.1783 c.c.
= (850 - 0)	x 2.5110 x 10 ⁻⁴	= 0.2134 c.c.

- DIFERENCIAL VOLUMETRICO TOTAL

$$V_s = V \text{ PRESION} + V \text{ CELDA}$$

= 0.0377	+ 1.0802	= 1.1179 c.c.
= 0.0879	+ 2.1584	= 2.2463 c.c.
= 0.1381	+ 4.2601	= 4.3982 c.c.
= 0.1783	+ 7.5971	= 7.7754 c.c.
= 0.2134	+ 28.4085	= 28.6219 c.c.

- VOL. PETROLEO SATURADO (TABLA VII)

Vol. _{PET.ps} = Vol. _{HYD ps}	Vol. _{PET.i-1} = Vol. _{HYD ps} - ΔV _{s i-1}	90.4883 c.c.
= 90.4883	- 1.1179	= 89.3704 c.c.
= 90.4883	- 2.2463	= 88.2420 c.c.
= 90.4883	- 4.3982	= 86.0901 c.c.
= 90.4883	- 7.7754	= 82.7129 c.c.
= 90.4883	- 28.6219	= 61.8664 c.c.

- VOLUMEN DE GAS EN LA BOMBA (TABLA VIII)

$$V_g \text{ Bomba} = lb \text{ feg} - lb \text{ ieg}$$

= 63.275	- 54.792	= 8.483 c.c.
= 64.338	- 45.202	= 19.136 c.c.
= 66.410	- 34.315	= 32.095 c.c.
= 69.700	- 0.546	= 69.154 c.c.
= 90.218	- 10.182	= 80.036 c.c.

- VOL. DE GAS EN EL YACIMIENTO

$$V_g \text{ YAC} = V_g \text{ Bomba} \times K$$

= 8.483	x 1.0143	= 8.6043 c.c.
= 19.136	x 1.0143	= 19.4096 c.c.
= 32.095	x 1.0143	= 32.5540 c.c.
= 69.154	x 1.0143	= 70.1429 c.c.
= 80.036	x 1.0143	= 81.1805 c.c.

- VOLUMEN DE GAS A CONDICIONES STANDARD

$$V_{gsc} = \frac{520 \times V_g (P_b + 2.8)}{760 \times (460 + T_a)}$$

$$= \frac{520 (517 - 30) (552 + 2.8)}{(460 + 70) \times 760} = 348.8023 \text{ c.c.}$$

$$= \frac{520 \times (800 - 30) (551.1 + 2.8)}{(460 + 68) \times 760} = 552.6853 \text{ c.c.}$$

$$= \frac{520 \times (810 - 30) (551.1 + 2.8)}{(460 + 68) \times 760} = 559.8630 \text{ c.c.}$$

$$= \frac{520 \times (850 - 30) (552.0 + 2.8)}{(460 + 70) \times 760} = 587.3057 \text{ c.c.}$$

$$= \frac{520 \times (1250 - 30) (551.1 + 2.8)}{(460 + 68) \times 760} = 875.6832 \text{ c.c.}$$

- PESO DEL GAS

$$\text{Peso Gas} = V_{sc} \times GG \times 0.0012232 = 5.2832 \text{ GR.}$$

$$= 348.8023 \times 1.1164 \times 0.0012232 = 0.4761 \text{ GR}$$

$$= 552.6853 \times 1.1477 \times 0.0012232 = 0.7761 \text{ GR}$$

$$= 559.8630 \times 1.2819 \times 0.0012232 = 0.8780 \text{ GR}$$

$$= 587.3057 \times 1.4041 \times 0.0012232 = 1.0086 \text{ GR}$$

$$= 875.6832 \times 2.002 \times 0.0012232 = 2.1440 \text{ GR}$$

- RELACION GAS-PETROLEO

$$GOR = \frac{V_{sc} \times 5.6146}{V_{RES} 600F}$$

$$= \frac{348.8023 \times 5.6146}{74.9125} = 26.00 \text{ PCN/BBL}$$

$$= \frac{552.6853 \times 5.6146}{74.9125} = 41.00 \text{ PCN/BBL}$$

$$= \frac{559.8630 \times 5.6146}{74.9125} = 42.00 \text{ PCN/BBL}$$

$$= \frac{587.3057 \times 5.6146}{74.9125} = 44.00 \text{ PCN/BBL}$$

$$= \frac{875.6832 \times 5.6146}{74.9125} = 66.00 \text{ PCN/BBL}$$

$$= \frac{219.00 \text{ PCN/BBL}}{74.9125}$$

- FACTOR VOLUMETRIC DEL PETROLEO

$$\begin{aligned}
 B_o &= \frac{\text{Vol. Pet. i} - 1}{V \text{ RES a } 60^\circ\text{F}} = \frac{90.4883}{74.9125} = 1.2080 \text{ BBL/BF} \\
 &= \frac{89.3704}{74.9125} = 1.1930 \text{ BBL/BF} \\
 &= \frac{88.2420}{74.9125} = 1.1780 \text{ BBL/BF} \\
 &= \frac{86.0901}{74.9125} = 1.1493 \text{ BBL/BF} \\
 &= \frac{82.7129}{74.9125} = 1.1042 \text{ BBL/BF} \\
 &= \frac{79.3848}{74.9125} = 1.0597 \text{ BBL/BF}
 \end{aligned}$$

- DENSIDAD DEL PETROLEO EN EL PUNTO DE SATURACION (*)

$$\begin{aligned}
 \rho_{\text{SAT.}} &= \frac{0.218 \times \text{GG} \times \frac{\text{GOR}}{1000} + \rho_{60}}{B_o} \\
 &= \frac{0.218 \times 1.486 \times \frac{164.44}{1000} + 0.8822}{1.19692} = 0.7887 \text{ GR/CC}
 \end{aligned}$$

- PESO DEL CRUDO SATURADO

$$\begin{aligned}
 \text{Peso Crudo}_{(P_B)} &= \rho_{\text{SAT}} \times \text{Vol. Pet. i} - 1 \text{ (CORR)} \\
 &= 0.7887 \times 90.4883 = 71.3681 \text{ GR} \\
 &= 0.7887 \times 89.8842 = 70.8917 \text{ GR} \\
 &= 0.7887 \times 88.9005 = 70.1158 \text{ GR} \\
 &= 0.7887 \times 87.7875 = 69.2380 \text{ GR} \\
 &= 0.7887 \times 86.5084 = 68.2292 \text{ GR} \\
 &= 0.7887 \times 83.7902 = 66.0853 \text{ GR}
 \end{aligned}$$

(*) ρ_{SAT} PROCESO FLASH a 0 lpcm

PESO DEL CRUDO

$$\begin{aligned} \text{Peso Crudo}_{Ps-1} &= \text{Peso Crudo}_{Ps} - \text{Peso Gas}_{Ps-1} \\ &= 71.3681 - \quad \quad \quad = 71.3681 \quad \text{GR} \\ &= 70.8917 - 0.4761 = 70.4156 \quad \text{GR} \\ &= 70.1158 - 0.7761 = 69.3397 \quad \text{GR} \\ &= 69.2380 - 0.8780 = 68.3600 \quad \text{GR} \\ &= 68.2292 - 1.0086 = 67.2206 \quad \text{GR} \\ &= 66.0853 - 2.0020 = 64.0833 \quad \text{GR} \end{aligned}$$

- DENSIDAD DEL PETROLEO

$$\rho_o (Ps-i) = \frac{\text{Peso Crudo}}{\text{Vol. Pet.}}$$

$$\begin{aligned} \frac{71.3681}{90.4883} &= 0.7887 \quad \text{GR/CC} \\ \frac{70.8917}{89.3704} &= 0.7932 \quad \text{GR/CC} \\ \frac{70.1158}{88.2420} &= 0.8023 \quad \text{GR/CC} \\ \frac{69.2380}{86.0901} &= 0.8140 \quad \text{GR/CC} \\ \frac{68.2292}{82.7129} &= 0.8249 \quad \text{GR/CC} \\ \frac{66.0853}{61.8664} &= 0.8325 \quad \text{GR/CC} \end{aligned}$$

- FACTOR DE DESVIACION O DE SUPERCOMPRESIBILIDAD DEL GAS

$$\begin{aligned} Z &= \frac{V_g (\text{YAC}) \times (Px + 14.7)}{V_{g_{sc}} \times 0.02829(460 + Ty)} \\ &= \frac{8.6043 \times (700 + 14.7)}{348.8023 \times 0.02829 (460 + 205)} = 0.9540 \\ &= \frac{19.4096 \times (500 + 14.7)}{552.6853 \times 0.02829 (460 + 205)} = 0.9609 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= \frac{32.5540 \times (300 + 14.7)}{559.8630 \times 0.02829 (460 + 205)} = 0.9727 \\
 &= \frac{70.1429 \times (140 + 14.7)}{587.3057 \times 0.02829 (460 + 205)} = 0.9821 \\
 &= \frac{\quad \times (0 + 14.7)}{\quad \times 0.02829 (460 + \quad)} = 1.0000
 \end{aligned}$$

- FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P}$$

$$= 0.02829 \times \frac{0.9540 \times 665}{(700 + 14.7)} = 0.0247 \quad \text{By/PCN}$$

$$= 0.02829 \times \frac{0.9609 \times 665}{(500 + 14.7)} = 0.0351 \quad \text{By/PCN}$$

$$= 0.02829 \times \frac{0.9727 \times 665}{(300 + 14.7)} = 0.0581 \quad \text{By/PCN}$$

$$= 0.02829 \times \frac{0.9821 \times 665}{(140 + 14.7)} = 0.1194 \quad \text{By/PCN}$$

4.4. PROCESO DE LIBERACION O SEPARACION FLASH

El objetivo de esta prueba de laboratorio es el estudio del efecto de las condiciones de superficie del separador sobre los factores volumétricos del petróleo, la relación gas-petróleo, y poder analizar las condiciones óptimas de separación en la superficie, adaptadas a las facilidades del campo.

Con este criterio se pidió que se estudie la muestra de hidrocarburo en una prueba de separación flash a 0-25 y 75 lpc, en este caso particular.

Esta marcha en síntesis consiste en los siguientes pasos:

1. Se transfiere la muestra de fluido a la celda de separación flash.
2. Se calienta el sistema a 100°F.
3. Se fija la presión pedida.
4. Se mide y analiza el volumen de gas liberado en cada etapa.

5. El volumen del líquido remanente en la última etapa es medido y analizado.

4.4.1. OBTENCION DE PARAMETROS PVT

Los factores que se obtienen de esta prueba de separación flash son los siguientes:

- Relación gas-petróleo del separador, GOR.
- Factor volumétrico de formación del petróleo, (Bo) flash.

Siendo:

$$(B_o)_F = \frac{\text{Vol. Petróleo a P}}{\text{Vol. Petróleo Tanque a } 60^\circ\text{F}}$$

- Densidad del petróleo saturado, ρ_{SAT} .
- Gravedad del petróleo residual.
- Gravedad del Gas.

A continuación, en las tablas N^o XI, XII, XIII y XIV se dan a conocer los datos obtenidos en las pruebas de separación flash, efectuadas a 75, 25 y 0 lpcm.

Luego, en las tablas N^o XV, XVI y XVII se han anotado los resultados del análisis cromatográfico de las fracciones gaseosas obtenidas en cada etapa de la prueba.

A continuación se tienen los cálculos del flash efectuado a las presiones y temperaturas pedidas: 75, 25, 0 lpcm y 100°F, respectivamente.

Finalmente en la tabla XVIII se dan a conocer los resultados obtenidos en las pruebas de separación flash.

4-4-2 CALCULOS DEL FLASH

PRESION 75 ipem
 TEMPERATURA 100°F

$$\Delta \text{ PESO} = 25.4343 \text{ GR} \quad \text{VOL. REL. a 5000 lbs/pi}^2 = 0.96634$$

$$\rho_{600F} = 0.8790 \text{ GR/CC} \quad \text{AFI} = 29.4 \text{ a } 600F.$$

$$V_{RES} = \frac{\Delta \text{ PESO}}{\rho_{600F}} = \frac{25.4343}{0.8790} = 28.9355 \text{ CC}$$

$$V_{SC}^{ST} = \frac{760 \times T_s}{520 \times V_g (P_b + C)} = \frac{760 \times (64 + 460)}{520 \times (400 - 30)(545.8 + 2.8)} = 265.0428 \text{ CC}$$

$$V_{SC}^{ST} = \frac{760 \times T_s}{520 \times V_g (P_b + C)} = \frac{760 \times (64 + 460)}{520 \times (1030 - 30)(548.6)} = 716.3319 \text{ CC}$$

$$\text{PESO}_{GAS} = V_{SC}^{GAS} \times \rho_{GG} \times 0.0012232 = (265.0428 \times 1.277 + 716.3319 \times 1.750) \times 0.0012232$$

$$\text{PESO}_{GAS} = 1.947 \text{ GR}$$

$$VSAT = \frac{\Delta \text{ BOMBA} \times \text{E.L.} \times \text{VOL. REL. a 5000}}{(117.600 - 86.210) 1.0753} = \frac{0.96634}{1.0753} = 34.9294 \text{ CC}$$

$$\text{GOR}_{SEP} = \frac{VSAT \times 5.6146}{VRES} = \frac{265.0428 \times 5.6146}{28.9355} = 51.43 \text{ FCN/BBL}$$

$$\text{GOR}_{ST} = \frac{(V_{SC2} - VRES) \times 5.6146}{VRES} = \frac{(716.3319 - 28.9355) \times 5.6146}{28.9355} = 133.38 \text{ FCN/BBL}$$

$$\text{GOR total} = \text{GOR}_{SEP} + \text{GOR}_{ST} = 51.43 + 133.38 = 184.81 \text{ FCN/BBL}$$

$$B_o = \frac{VSAT}{34.9294} = 1.200 \text{ BBL/BF}$$

$$\rho_{SAT} = \frac{B_o \times F_s}{0.218 \times \text{GG} \times \frac{\text{GOR}}{1000} + \rho_{60}} = \frac{1.19692}{0.218 \times 1.486 \left(\frac{164.4}{1000} \right) + 0.8822} = 0.78870 \text{ GR/CC}$$

$$\text{PESO total} = VSAT \times \rho_{SAT} = 34.9294 \times 0.78870 = 27.549 \text{ GR}$$

$$\text{PESO CRUDO} = \text{PESO total} - \text{PESO}_{GAS} = 27.549 - 1.947 = 25.602 \text{ GR}$$

FRESION 25 lpcm
TEMPERATURA 100°F

$\Delta \text{Peso} = 13.5666 \text{ GR}$ $\text{Vol. Rel. a } 5000 \text{ lbs/plg}^2 = 0.96634$

$\rho_{60°F} = 0.8811 \text{ GR/CC}$ $\text{API} = 29.0 \text{ a } 60°F$

① $V_{RES} = \frac{\Delta \text{Peso}}{\rho_{60}} = \frac{13.5666}{0.8811} = 16.4514 \text{ CC}$

(FLASH)
② $V_{sc}^{SEP} = \frac{520 \times V_g (P_b + C)}{760 \times T_s} = \frac{520 \times (125-30)(551.1 + 2.8)}{760 \times (68 + 460)} = 68.1884 \text{ CC}$

(ST) $V_{sc} = \frac{520 V_g(P_b + C)}{760 \times T_s} = \frac{520 (810-30)(551.1 + 2.8)}{760 (68 + 460)} = 559.8630 \text{ CC}$

$V_{SC} = V_{SC}^{sep} + V_{SC}^{ST} = 68.1884 + 559.8630 = 628.0514 \text{ CC}$

③ $\text{PESO}_{GAS} = V_{sc} \times G_g \times 0.0012232 = (68.1884 \times 1.428 + 559.8630 \times 1.761) \times 0.0012232 = 1.3251 \text{ GR}$

④ $V_{sat} = \frac{\Delta \text{Bomba} \times E.T.}{\text{Vol. Rel. a } 5000} = \frac{(213.076 - 195.050) \times 1.0753}{0.96634} = \frac{18.026 \times 1.0753}{0.96634} = 20.0585 \text{ CC}$

⑤ $\text{GOR}_{sep} = \frac{V_{sc1} \times 5.6146}{V_{RES}} = \frac{68.1884 \times 5.6146}{16.4514} = 23.27 \text{ FCN/BBL}$

⑥ $\text{GOR}_{ST} = \frac{(V_{sc2} - V_{RES}) \times 5.6146}{V_{RES}} = \frac{(559.863 - 16.4514) \times 5.6146}{16.4514} = 185.46 \text{ FCN/BBL}$

⑦ $\text{GOR}_{total} = \text{GOR}_{sep} + \text{GOR}_{ST} = 23.27 + 185.46 = 209.0 \text{ FCN/BBL}$ ✓

⑧ $B_o = \frac{V_{sat}}{V_{RES}} = \frac{20.0585}{16.4514} = 1.202 \text{ BBL/BF}$ ✓

⑨ $\rho_{sat} = \frac{0.218 \times G_g \times \frac{\text{GOR}}{1000} + \rho_{60}}{\rho_{Bo \text{ a } P_s}} = \frac{0.218 \times 1.486 \left(\frac{164.4}{1000} \right) + 0.8822}{1.19692} = 0.78870 \frac{\text{GR}}{\text{CC}}$ ✓

⑩ $\text{PESO}_{total} = V_{sat} \times \rho_{sat} = 20.0585 \times 0.78870 = 15.820 \text{ GR}$

⑪ $\text{Peso Crudo} = \text{Peso}_{total} - \text{Peso Gas} = 15.820 - 1.3251 = 14.495 \text{ GR}$

CALCULOS DEL FLASH

PRESION: 0 lpcm

TEMPERATURA: 100°F

$$\Delta \text{Peso} = 25.3391 \text{ GR} \quad \text{Vol. Rel. a } 5000 \text{ lbs/plg.}^2 = 0.96634 \text{ (PV)}$$

$$\rho_{60} = 0.8822 \text{ GR/CC} \quad \text{API} = 28.8 \text{ a } 60^\circ\text{F.}$$

$$V_{\text{RES}} = \frac{\Delta \text{Peso}}{\rho_{60}} = \frac{25.3391}{0.8822} = 28.7226$$

$$V_{\text{sc}} = \frac{520 \times V_g (\text{Pb} + \text{C})}{760 \times T_s} = \frac{520 \times (1242 - 30) \times (551.1 + 2.8)}{760 \times (68 + 460)} = 869.9410 \text{ CC}$$

$$\text{PESO GAS} = V_{\text{sc}} \times \text{GG} \times 0.0012232 = 869.9410 \times 1.486 \times 0.0012232 = 1.5813 \text{ GR}$$

$$V_{\text{sat}} = \frac{\Delta \text{Bomba} \times \text{E.T.}}{\text{Vol. Rel. a } 5000} = \frac{(152.895 - 122.0) \times 1.0753}{0.96634} = \frac{30.895 \times 1.0753}{0.96634} = 34.3786 \text{ CC}$$

$$\text{GOR ST} = \frac{(V_{\text{sc}} - V_{\text{RES}}) \times 5.6146}{V_{\text{RES}}} = \frac{(869.941 - 28.7226) \times 5.6146}{28.7226} = 164.44 \text{ FCN/BBL}$$

$$\text{GOR total} = \text{GOR}_{\text{sep}} + \text{GOR ST} = 0 + 164.44 = 164.44 \text{ FCN/BBL}$$

$$B_o = \frac{V_{\text{sat}}}{V_{\text{RES}}} = \frac{34.3786}{28.7226} = 1.19692$$

$$\rho_{\text{sat}} = \frac{0.218 \times \text{GG} \times \frac{\text{GOR}}{1000} + \rho_{60}}{B_o \text{ a } P_s} = \frac{0.218 \times 1.486 \left(\frac{164.4}{1000} \right) + 0.8822}{1.19692} = 0.78870 \text{ GR/CC}$$

$$\text{PESO total} = V_{\text{sat}} \times \rho_{\text{sat}} = 34.3786 \times 0.7816 = 26.8691 \text{ GR}$$

$$\text{Peso Crudo} = \text{Peso total} - \text{Peso Gas} = 26.8691 - 1.5813 = 25.2878 \text{ GR}$$

4.5. OBTENCION DE LA VISCOSIDAD

Esta determinación se la hace a condiciones de presión y temperatura del yacimiento constante (205 °F). Se considera que se produce un proceso de liberación diferencial.

Esta marcha en síntesis consiste en los siguientes pasos:

1. Transferencia de la muestra de fluidos al viscosímetro marca "Ruska" de bola rodante a una presión mayor que la del punto de burbujeo y del yacimiento.
2. Calentar la celda y agitar para equilibrar las fases a una presión determinada.
3. Tomar los tiempos de caída de la bola desde el tope - hasta el fondo, el cual es proporcional a la viscosidad.
4. Bajar por etapas la presión por liberación del gas que se produce en la celda.

4.5.1. OBTENCION DE PARAMETROS PVT

Los factores que se obtienen de esta prueba son los siguientes:

- Densidad del petróleo, ρ_o sobre el punto de burbujeo se aplica la expresión:

$$\rho_o = \frac{\rho_o \text{ SAT}}{\text{Vol. Rel. a } P_x}, \text{ grs/cc}$$

Donde:

$\rho_o \text{ SAT}$ = Densidad del petróleo saturado (flash a
0 lpcm = 0.7887 grs/cc)

Vol. Rel a P_x = Volumen relativo a la presión x
(Tabla VII)

para los puntos situados bajo el punto de burbujeo se toman los valores obtenidos en el proceso de liberación diferencial (Tabla IX).

- Viscosidad del petróleo, μ_o sobre y bajo el punto de burbujeo se aplica la expresión experimental de calibración del viscosímetro con bola de 0.248 pulgadas.

$$\mu_o = 0.036 \Delta \rho_o t$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del petróleo, cps

$\Delta \rho_o$ = Diferencia entre la densidad de la bola y del petróleo, gr/cc.

t = Promedio del tiempo de caída de la bola, sgds.

- Viscosidad del gas, μg

Se efectúa una estimación matemática de la viscosidad del gas la cual incluye una corrección por la presencia del CO_2 .

El cálculo se basa en la estimación de la densidad del gas, el cual se calcula usando la ecuación general de los gases, incluyendo el factor de compresibilidad Z .

Hay una corrección por el contenido de gases agrios inherente a las propiedades pseudocríticas.

Para resolver este problema se usó un módulo patentado - por la Hewlett Packard, el mismo que hace uso de las siguientes ecuaciones:

$$UG = A \exp(B\rho'^C)$$

Donde:

$$A = \frac{(9.4 + 0.02 \text{ MW}) T'^{1.5}}{(209 + 19 \text{ MW} + T') 10^4}$$

$$B = 3.5 + \frac{986}{T'} + 0.01 \text{ MW}$$



$$C = 2.4 - 0.2 B$$

$$\rho' = \frac{P \text{ MW}}{ZRT'} , \text{ grs/cc}$$

$$T' = T \text{ en } ^\circ\text{R}$$

$$R = \text{CTE Universal de los gases } (669.8 \frac{\text{cc} \cdot \text{lpc}}{\text{gr} \cdot \text{mol} \cdot ^\circ\text{R}})$$

MW = Peso molecular

P = Presión, lpc

Rango de validez:

$$40 < T < 460 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$14,7 < P < 10.000 \text{ lpc}$$

$$1.05 \leq TR < 3.0$$

$$0 \leq PR < 30$$

- Relación de viscosidades, $\frac{\mu_o}{\mu_g}$

A continuación se dan a conocer los datos obtenidos en el laboratorio (Tabla XIX).

En la tabla XX constan los cálculos de viscosidad de los flúidos. Finalmente en la tabla XXI se dan los resultados generales de la experiencia. En la Fig. N^o 4-11 se representa el ploteo de la viscosidad del petróleo con presión.

4.6. EXPERIENCIA PRESION-VOLUMEN A TEMPERATURA VARIABLE

Esta determinación se efectuó en la celda de equilibrio PVT de una ventana. El objetivo del trabajo fue analizar el comportamiento de la muestra de petróleo crudo cuando la temperatura de operación no es constante, esto es se fijan las temperaturas y se determina la presión de saturación.

De esta manera se efectuaron seis experiencias a diferentes temperaturas, las mismas que variaron de 76°F a 315°F. Habiéndose obtenido lecturas de bomba a las correspondientes presiones de saturación.

Los datos resultantes de la experiencia se dan en la tabla XXII y en la Fig. N° 4-12 se plotea presión con temperatura en base a datos de la experiencia PV a temperatura variable, habiéndose graficado una porción de la curva de burbujeo.

CAPITULO V

OBTENCION DE PARAMETROS PVT A TRAVES DE MODELOS MATEMATICOS

Mediante el empleo de modelos matemáticos es factible la comparación de los parámetros físicos obtenidos experimentalmente y determinar la validez de los mismos, previo su empleo en problemas de ingeniería de Yacimientos.

Las ecuaciones de estado se usan para correlacionar las propiedades de los fluidos en la interfase vapor-líquido.

Ninguna ecuación es válida para todas las sustancias sobre un rango infinito de condiciones, por esta razón se han empleado algunos métodos y ecuaciones para obtener parámetros PVT.

5.1. CALCULO DE EQUILIBRIO DE FASES

En el presente trabajo se aplicó el modelo matemático de la NGA. (Empleado por A. Villegas en su obra: "Aplicación de los computadores digitales al diseño de equipos de producción de petróleo"⁽²³⁾).

Se desarrollaron programas para calcular:

- Temperatura de burbujeo
- Temperatura de rocío

La presión de convergencia se determinó por medio de una mini computadora HP-41. Las temperaturas de burbujeo y de rocío se calcularon usando una computadora IBM 4341. El lenguaje empleado fue FORTRAN IV.

Los programas fueron probados con diferentes mezclas de hidrocarburos livianos y bajo diferentes condiciones de temperatura y presión.

5.1.1. SUBROUTINAS EMPLEADAS

Las principales subrutinas usadas para el cálculo de equilibrio de fases son las siguientes:

- ALEER - Esta subrutina lee e imprime los datos de entrada.
- KEKIL - Se calculan las constantes de equilibrio de todos los componentes, desde el metano hasta el decano, incluyendo el dióxido de carbono (se usan los coeficientes

suministrados por la NGA).

BURBUJ - Determina la temperatura de burbujeo del gas.

ROCIO - Calcula la temperatura de rocío del gas.

5.1.2. DATOS DE ENTRADA

Para calcular las temperaturas de burbujeo y de rocío se requieren los siguientes datos de entrada.

N - Es el número de elementos que integran la mezcla (máximo trece componentes) el Formato I2.

- A continuación se ponen los códigos y las fracciones molares de los elementos con los formatos I3I4 y F16. 5, respectivamente, en el siguiente orden:

<u>CODIGO</u>	<u>ELEMENTO</u>	<u>FRACCION MOLAR</u>
1	Metano	
2	Etano	
3	Propano	
4	I-Butano	
5	N-Butano	
6	I-Pentano	
7	N-Pentano	
8	N-Hexano	
9	Heptano	
10	Octano	
11	Nonano	
12	Decano	
13	Dióxido de carbono	

- Las siguientes 480 líneas constituyen el grupo de coeficientes suministrados por el NGAA, 1958 para efectuar el cálculo de las constantes de equilibrio, K_i .

Datos por línea: Siete
 Formato: 7E10.7

El programa principal para predecir los puntos de

rocío y de burbujeo emplea una presión de convergencia, la cual ha sido previamente calculada. (Apendice B). También se requieren emplear presiones y temperaturas de trabajo.

5.1.3. LIMITACIONES DEL PROGRAMA

1. El número máximo de elementos a ser estudiados es de trece, están comprendidos desde el metano hasta el decano, los isómeros y el dióxido de carbono. Se excluye el nitrógeno (el % de N_2 existente se lo distribuye entre los componentes volátiles de las muestras analizadas).
2. El programa determina las temperaturas de burbujeo y de rocío dadas las presiones y fijando la presión de convergencia (previamente calculada).
3. Las propiedades del elemento C_7^+ , son aproximadas, tomándose un valor promedio entre el heptano y el octano.
4. Las presiones de convergencia a ser usadas deben estar comprendidas entre 600 y 20000 Lpca.

5. La constante de equilibrio del dióxido de carbono se calcula haciendo uso de una correlación diferente a la usada con los coeficientes de la NGAA ($K_{CO_2} = \sqrt{K_{C1} \cdot K_{C2}}$).

La deducción de las expresiones empleadas para calcular el punto de burbujeo y de rocío en un hidrocarburo liviano de composición conocida se dan a conocer en el Apéndice A.

- El calculo de la presión de convergencia se presenta en el Apéndice B.
- Los listados del programa, datos de entrada y resultados obtenidos del calculo de equilibrio de fases efectuados con tres muestras de hidrocarburos livianos provenientes de la separación flash se presentan en el Apéndice C.

5.2. OBTENCION DE PARAMETROS PVT

Para la obtención matemática de algunos parámetros PVT se usó un "Módulo de aplicación directa al estudio de los fluidos del yacimiento, desarrollado por la Hewlett-Packard (HP-41c Petroleum Fluids Pac) y super -

visado por D.N. Meehan de la Champlin Petroleum Company y J. Ramey⁽³²⁾ del Departamento de Ingeniería de Petróleo - de la Universidad de Stanford.

El módulo electrónico está preprogramado para resolver problemas relativos al comportamiento de los fluidos del yacimiento, el mismo que permite efectuar rápidas y precisas estimaciones de numerosos parámetros PVT.

La descripción de cada programa, ecuaciones usadas, rangos de validez de cada método, instrucciones para su ejecución, datos de entrada y los resultados obtenidos se dan a continuación:

5.2.1. FACTOR DE DESVIACION DEL GAS "Z"

Este programa calcula el factor de desviación o de supercompresibilidad Z de los hidrocarburos gaseosos.

5.2.1.1. Ecuaciones empleadas

La técnica usada fue desarrollada por Drancuk - Purvis - Robinson⁽¹⁹⁾. Estos autores hacen un ajuste de la ecuación de estado de M. Benedict, G.E. Webb y L.C. Rubin

(5)
 BWR para representar los valores del factor de compresibilidad de los gases naturales como función de presión y temperatura pseudo-reducidas de standing-Katz (25).

La ecuación de estado BWR es la siguiente:

$$\frac{PV}{RT} = Z = 1 + \left[B_0 - \frac{A_0}{RT} - \frac{C_0}{RT^3} \right] \rho + \left[b - \frac{a}{RT} \right] \rho^2 + \frac{a \alpha}{RT^2} \rho^3 + \frac{C_0 \rho^2 (1 + \gamma \rho^2)}{RT^3 e \gamma \rho^2}$$

Donde:

ρ_0 = Densidad molar en grs/cc

$A_0, B_0, C_0, a, b, c, \alpha, \gamma$ son constantes de la ecuación de estado para cada componente.

La ecuación básica empleada es:

$$Z = \frac{Z_c P_R}{\rho_r T_R}$$

Donde Z_c es el factor de compresibilidad en el punto crítico ($Z_c = 0.27$).

ρ_r = Densidad seudoreducida en grs/cc

Las ecuaciones no lineales resultantes se resuelven para "Z" como función de la presión y temperatura reducidas usando iteraciones por el método de Newton-Raphson (desarrollado en la obra de J. Nieto)⁽²⁹⁾

La densidad seudoreducida, ρ_r es determinada iterativamente:

$$\rho_{ri+1} = \rho_{ri} - \frac{f(\rho_r)}{f'(\rho_r)}$$

Donde:

$$f(\rho_r) = A\rho_r^6 + B\rho_r^3 + C\rho_r^2 + D\rho_r + E\rho_r^3(1+F\rho_r^2) \times P(-F\rho_r^2) - G$$

$$f'(\rho_r) = 6A\rho_r^5 + 3B\rho_r^2 + 2C\rho_r + D$$

$$+ E\rho_r^2 [3 + F\rho_r^2 (3-2F\rho_r^2)] \times P(-F\rho_r^2)$$

$$A = 0.06423$$

$$B = 0.5353 T_R - 0.6123$$

$$C = 0.3151 T_R - 1.0467 - \frac{0.5783}{T_R^2}$$

$$D = T_R$$

$$E = \frac{0.6816}{T_R^2}$$

$$F = 0.6845$$

$$G = 0.27 P_R$$

Siendo $\rho_{ro} = \frac{0.27 P_R}{T_R}$ el valor inicial

5.2.1.2. Rango de validez del método

El programa presenta un rango de validez para las condiciones reducidas:

$$1.05 < T_R < 3.0$$

$$0 < P_R < 30$$

5.2.1.3. Instrucciones para ejecutar el programa

1. Inicializar el programa: XEQ "Z"
2. Introducir la temperatura pseudocrítica (°K)
3. Introducir la presión pseudocrítica (lpc)
4. Introducir la temperatura absoluta (°F)

5. Introducir la presión absoluta (lpc)

6. Ejecutar "Z".

Los resultados se dan en la tabla XXIII.

5.2.2. COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO

El programa "CO" calcula la compresibilidad isotérmica del petróleo sobre y bajo el punto de burbujeo. Se basa en las ecuaciones de Ramey⁽⁹⁾ y Vasquez-Beggs⁽²⁸⁾

5.2.2.1. Ecuaciones empleadas

Sobre el punto de burbujeo:

$$CO = \frac{-1433.0 + 5.0 P_{psi} + 17.2 T - 1180.0 G_{gas} G_S + 12.61 GRAV_{oil}}{10^5 P}$$

Donde:

$$G_{gas} G_S = G_{gas} G \left[1 + 5.912 (10^{-5}) GRAV_{oil} \times (T_{SEP}) \log \frac{P_{SEP}}{114.7} \right]$$

Bajo el punto de burbujeo:

$$CO_b = \frac{-1}{BO_b} + \frac{\partial BO_b}{\partial P} + \frac{BG'}{BO_b} + \frac{\partial R_{sb}}{\partial P}$$

Donde:

$$BG' = BG \text{ en } \text{By} / \text{SCF}$$

5.2.1.2. Rango de validez del método

$$76 < T_{SEP} < 150 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$30 < P_{SEP} < 535 \text{ Lpc}$$

$$15.3 < \text{GRAV}_{\text{oil}} < 59.5 \text{ } ^\circ\text{API}$$

- Sobre el punto de burbujeo:

$$0.511 < \text{GRAV. GAS} < 1.351$$

$$111 < P < 9485 \text{ Lpc}$$

- Bajo el punto de burbujeo:

$$15.3 < \text{GRAV.}_{\text{oil}} < 30.0 \text{ } ^\circ\text{API} \quad 30.6 < \text{GRAV}_{\text{oil}} < 59.5 \text{ } ^\circ\text{API}$$

$$.511 < \text{GRAV. GAS} < 1.351 \quad 0.530 < \text{GRAV}_{\text{GAS}} < 1.259$$

$$14.7 < P < 4542 \text{ Lpc} \quad 14.7 < P < 6025 \text{ Lpc}$$

$$1.05 \leq T_R < 3.0$$

$$0 < P_R < 30.0$$

5.2.2.3. Instrucciones para ejecutar el programa

1. Inicializar el programa: XEQ "CO"

2. Introducir la temperatura pseudo crítica, °R
 3. Introducir la presión pseudo crítica, Lpc
 4. Introducir la temperatura STD, 60°F
 5. Introducir la presión STD, 14.7 Lpc
 6. Introducir la temperatura Separador, °F
 7. Introducir la presión separador, Lpc
 8. Introducir gravedad del petróleo, °API
 9. Introducir gravedad del gas o el peso molecular.
 10. Introducir la Temp.Yac , °F
 11. Introducir la razón gas - petróleo inicial, R_{Si} , PCN/BBN
 12. Calcular la presión en el punto de burbujeo, PBP, Lpc
 13. Introducir las presiones deseadas sobre y bajo el punto de burbujeo.
 14. Calcular la compresibilidad del petróleo
- Los resultados se dan en la tabla XXIV.

5.2.2.4. Datos de entrada al programa

$$T_c = 567 \text{ °R}$$

$$P_c = 715 \text{ Lpc}$$

TSTI = 60 °F
 PSTD = 14.7 Lpc
 TSEP = 100 °F
 PSEP = 14.7 Lpc
 GRAV_{oil} = 28.8 °API
 GRAV_{gas} = 1.486
 TYAC = 205 °F
 R_S = 219 PCN/BEL
 PBP = 838.10 Lpca

5.2.3. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO (Bo)

El programa calcula el factor volumétrico del petróleo en el punto de burbujeo (BOBP), sobre el punto de burbujeo (Bo), y bajo el punto de burbujeo (Bob). El factor volumétrico lo definen como la razón del volumen líquido a condiciones de yacimiento al volumen líquido a condiciones de superficie.

5.2.3.1. Ecuaciones empleadas

Las expresiones empleadas se basan en los trabajos efectuados por Ramey y Vasquez - Eggs.

Se tienen los siguientes casos:

- Sobre el punto de burbujeo:

$$BO = BOBP \exp [CO (PBP-P)]$$

- Bajo el punto de burbujeo:

$$BO_b = 1 + A(T-60) [\text{GRAV.PET}/\text{GRAV.GAS GS}] \\ + [B + C(T-60)X(\text{GRAV.PET}/\text{GAS GS})] R_{sb}$$

$$\frac{\partial BO_b}{\partial R_{sb}} = B+C(T-60) [\text{GRAV. PET}/\text{GRAV.GAS GS}]$$

- En el punto de burbujeo:

$$BOBP = BO_b \text{ en } P = PBP$$

GRAV PET. $\leq 30^\circ\text{API}$	GRAV. PET $> 30^\circ\text{API}$
$A = 1.751 \times 10^{-5}$	$A = 1.100 \times 10^{-5}$
$B = 4.677 \times 10^{-4}$	$B = 4.670 \times 10^{-4}$
$C = 1.811 \times 10^{-8}$	$C = 1.337 \times 10^{-9}$

5.2.3.2. Rango de validez del método

$$76 < T_{SEP} < 150^\circ\text{F}$$

$$30 < P_{SEP} < 535 \text{ lpc}$$

$$15.3 < \text{GRAV.PET} < 59.5 \text{ }^\circ\text{API}$$

- Sobre el punto de burbujeo:

$$0.511 < \text{GRAV.GAS} < 1.351$$

$$111 < P < 9485 \text{ Lpc}$$

- En o bajo el punto de burbujeo:

$$15.3 < \text{GRAV.PET} \leq 30^\circ \text{API} \quad 30.6 < \text{GRAV.PET} < 59.5^\circ \text{API}$$

$$0.511 < \text{GRAV GAS} < 1.351 \quad 0.530 < \text{GRAV GAS} < 1.259$$

$$14.7 < P < 4542 \text{ Lpc} \quad 14.7 < P < 6025 \text{ Lpc}$$

$$1.05 \leq T_R < 3.0$$

$$0 < P_R < 30$$

5.2.3.3. Instrucciones para ejecutar el programa:

1. Inicializar el programa: XEQ "BO"
2. Introducir la temperatura del separador (°F)
3. Introducir la presión del separador (lpc)
4. Introducir la gravedad API del petróleo
5. Introducir la gravedad o el peso molecular del gas
6. Introducir la temperatura absoluta (°F)
7. Introducir la razón gas-petróleo inicial, R_{Si}
8. Calcular la presión en el punto de burbujeo, PBP.

9. Calcular el factor volumétrico del petróleo en el punto de burbujeo, BOBP.
10. Introducir las presiones deseadas, Si la presión está sobre el punto de burbujeo, se calcula BO. Si la presión está bajo el punto de burbujeo se calcula R_{sb} y luego BOB. (Tabla XXV).

5.2.3.4. Datos de entrada al programa

TSEP	=	100 °F
PSEP	=	14.7 Lpca
GRAV. API _{oil}	=	28.8
GRAV. GAS	=	1.486
TYAC	=	205 °F
R_S	=	219 PCN/BBL
PBP	=	838.10 Lpc
BOBP	=	1.1473 BBL/BF

5.2.4. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Dados los porcentajes molares de un gas natural (Max. 19 componentes), el programa estima la gravedad del gas (Gas G), temperatura pseudo crítica (T_C), Presión pseudo crítica (P_C), valor calorífico neto (NHV), valor calorífico bruto seco y hú-

medo (GHVD y GHVW). Los valores de T_c y P_c son corrigidos por el contenido de gases agrios (T_c^* y P_c^*) usando la corrección de Wichert-Azis⁽¹⁵⁾, (OWA). El programa también calcula, como una función de la temperatura, el calor específico a presión constante (CP) y a volumen constante (CV), y la razón de calores específicos (K).

La determinación de las propiedades del gas natu-
ra se basan en los métodos de Kay⁽¹⁾, Rossiny⁽⁸⁾,
GPSA⁽²⁶⁾ y Perry⁽¹⁶⁾.

5.2.4.1. Ecuaciones empleadas

- Gravedad del gas

$$\text{Gas } G = \sum_{i=1}^n Y_i \text{ Gas } G_i$$

- Temperatura pseudocrítica

$$T_c = \sum_{i=1}^n Y_i T_{ci}$$

- Presión pseudocrítica

$$P_c = \sum_{i=1}^n Y_i P_{ci}$$

- Corrección de Wichert-Aziz⁽¹⁵⁾ por el contenido de gases ácidos:

$$CWA = 120 \left[(Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{0.9} - (Y_{CO_2} + Y_{H_2S})^{1.6} \right]$$

$$+ 15(Y_{H_2S}^{0.5} - Y_{H_2S}^4)$$

$$Y_{CO_2} = \frac{\% CO_2}{100} ; \quad Y_{H_2S} = \frac{\% H_2S}{100}$$

- Temperatura pseudocrítica corregida

$$T_C^* = T_C - CWA$$

- Presión pseudocrítica corregida

$$P_C^* = \frac{P_C (T_C - CWA)}{T_C + Y_{H_2S} (1 - Y_{H_2S}) CWA}$$

- Valor calorífico

$$NHV = \sum_{i=1}^n Y_i NHV_i$$

$$GHVD = \sum_{i=1}^n Y_i GHVD_i$$

$$GHVW = 0.9826 GHVD$$

- Calor específico a presión constante.

$$C_P = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i (A_i + B_i T')}{28.964 \text{ GAS G}}$$

- Calor específico a volumen constante

$$C_V = C_P - \frac{R}{28.964 \text{ GAS G}}$$

- Razón de calores específicos

$$K = \frac{C_P}{C_V}$$

Donde:

$$T' = T \text{ en } ^\circ R$$

$$R = \text{CIE. UNIVERSAL DE LOS GASES} = \frac{1.987 \text{ BTU}}{\text{IBM. MOL. R}}$$

5.2.4.2. Rango de validez del método

- Gases naturales:

$$0 \leq \% i \leq 100 \text{ Para comp}_i$$

$$\% \text{ TOT} > 0$$

- Corrección de Wichert-Aziz:

$$0 \leq \% \text{ CO}_2 + \% \text{ H}_2\text{S} < 80$$

- CP, CV, K:

$$0 \leq T \leq 300^\circ\text{F}$$

5.2.4.3. Instrucciones para ejecutar el programa

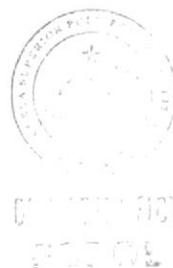
1. Inicializar el programa: XEQ "PROP"
2. Introducir % Molar de N₂
3. Introducir % molar de CO₂
4. Introducir % molar de H₂S
5. Introducir % Molar de C₁
6. Introducir % Molar de C₂
7. Introducir % Molar de C₃
8. Introducir % Molar de iC₄
9. Introducir % Molar de nC₄
10. Introducir % Molar de iC₅
11. Introducir % Molar de nC₅
12. Introducir % Molar de C₆
13. Introducir % Molar de C₇
14. Introducir % Molar de C₈
15. Introducir % Molar de C₉

16. Introducir % Molar de C₁₀
17. Introducir % Molar de O₂
18. Introducir % Molar de H₂
19. Introducir % Molar de H_e
20. Introducir % Molar de H₂O (vapor de agua)
21. Calcular la gravedad del gas (gas G)
22. Calcular T_C y P_C. Si los porcentajes de CO₂ + SH₂ > 0 efectuar la corrección por la presencia de gases agrios y calcular T_C^{*} y P_C^{*}
23. Calcular los valores caloríficos (CP, CV y K). Los resultados se dan en la tabla XXVI.

5.2.4.4. Datos de entrada al programa

Comp.	% Molar
CO ₂	26.127
N ₂	6.342
C ₁	23.105
C ₂	8.015
C ₃	13.325
iC ₄	2.602
nC ₄	6.740
iC ₅	2.136

nC ₅	2.337
C ₆	2.545
C ₇ ⁺	6.726
Temp. Sep.	100°F



5.2.5. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS (Bg)

Este programa estima el factor de formación volumétrico de los gases de yacimiento (Bg). Para el uso del módulo Bg se define como la razón del volumen a condiciones de yacimiento al volumen a condiciones standard.

El volumen a condiciones de yacimiento se calcula usando las leyes de los gases ideales con el factor de corrección "Z".

5.2.5.1. Ecuaciones usadas

Las ecuaciones empleadas se basan en los métodos de Mc Cain⁽¹⁷⁾ y Amx⁽¹³⁾ son las siguientes:

$$B_g = \frac{ZT' \text{ STD } P}{P \text{ STD } T'}$$

Donde:

$$T' = T \text{ en } ^\circ R$$

$$STD T' = STD T \text{ en } ^\circ R$$

$$STDT = 60^\circ F$$

$$STD P = 14.65 \text{ Lpc}$$

$$T \text{ abs} = ^\circ F$$

$$P \text{ abs} = \text{Lpc}$$

$$Z = \text{Factor de desviación del gas}$$

$$Bg = \text{Factor volumétrico del gas,} \\ FT^3/SCF$$

5.2.5.2. Rango de validez del método

El programa presenta un rango de validez para las condiciones reducidas.

$$1.05 \leq T_R < 3.0$$

$$0 < P_R < 3.0$$

5.2.5.3. Instrucciones para ejecutar el programa

1. Inicializar el programa: XEQ "BG"
2. Introducir la temperatura pseudocrítica ($^\circ R$)
3. Introducir presión pseudocrítica (lpc)
4. Introducir temperatura STD ($60^\circ F$)
5. Introducir presión STD (14,65 Lpc)

6. Introducir temperatura absoluta ($^{\circ}\text{F}$)
7. Introducir presión absoluta (lpc)
8. Ejecutar Bg (Tabla XXVII).

5.2.6. VISCOSIDAD DEL PETROLEO

Este programa estima la viscosidad de un petróleo muerto (U_{0d}) y la viscosidad de un petróleo vivo en el punto de saturación. También calcula la viscosidad de un petróleo activo sobre y bajo el punto de saturación como función de la presión.

5.2.6.1. Ecuaciones empleadas

Las ecuaciones usadas se basan en los métodos desarrollados por Beggs - Robinson⁽²¹⁾ y Vasquez-Beggs⁽²⁸⁾. Son los siguientes:

1. Crudo muerto

$$U_{0d} = 10^A - 1$$

Donde:

$$A = BT^{-1.163}$$

$$B = 10^C$$

$$C = 3.0324 - 0.02023 \cdot \text{GRAV}_{\text{oil}}$$

2. Crudo vivo:

- Sobre el punto de burbujeo:

$$UO = UOBP (P/PBP)^A$$

Donde:

$$A = 2.6P^{1.187} \exp[-8.98(10^{-5})P-11.51]$$

- En el punto de burbujeo:

$$UOBP = UOb \quad (R_{sb} = R_{si})$$

R_{sb} = Relación gas-petróleo bajo el punto de burbujeo

R_{si} = Relación gas-petróleo inicial

- Bajo el punto de burbujeo

$$UOb = AUOd^B$$

Donde:

$$A = 10.715 (R_{sb} + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44 (R_{sb} + 150)^{-0.338}$$

5.2.6.2. Rango de validez del método

1. Crudo muerto:

$$16 < \text{GRAV}_{\text{oil}} < 58 \quad ^\circ\text{API}$$

$$70 < T < 295 \quad ^\circ\text{F}$$

2. Crudo vivo:

$$76 < T_{SEP} < 150 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$30 < P_{SEP} < 535 \text{ Lpc}$$

- Sobre el punto de burbujeo:

$$15.3 < \text{GRAV}_{\text{oil}} < 59.5 \text{ } ^\circ\text{API}$$

$$0.51 < \text{GRAV}_{\text{gas}} < 1.351$$

$$111 < P < 9485 < \text{Lpc}$$

- En y bajo el punto de burbujeo

$$20 < R_{Sb} < 2070 \text{ SCF/BBL}$$

$$14.7 < P < 5265 \text{ Lpc}$$

$$70 < T < 295 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$16 < \text{GRAV}_{\text{oil}} < 58 \text{ } ^\circ\text{API}$$

5.2.6.3. Instrucciones para ejecutar el programa

1. Inicializar el programa: XEQ "UO"
2. Introducir la temperatura del separador ($^\circ\text{F}$)
3. Introducir la presión del separador (lpca)
4. Introducir gravedad API del crudo

5. Introducir gravedad o el peso molecular del gas.
6. Introducir la temperatura absoluta ($^{\circ}\text{F}$)
7. Calcular la viscosidad del crudo muerto, UD_d
8. Introducir la razón gas petróleo inicial, R_{Si} sobre el punto de burbujeo.
9. Calcular la presión de burbujeo, PBP .
10. Calcular la viscosidad del crudo activo en el punto de burbujeo, UORF .
11. Introducir las presiones de interés sobre o bajo el punto de burbujeo.
12. Calcular las viscosidades sobre o bajo el punto de burbujeo (Tabla XXVIII).

5.2.6.4. Datos de entrada al programa

T_{SEP}	=	100 $^{\circ}\text{F}$
P_{SEP}	=	14.7 Lpca
GRAV.	=	28.8 $^{\circ}\text{API}$
GRAV. GAS	=	1.486
T_{Yac}	=	205 $^{\circ}\text{F}$
UO_d	=	2.7761 cps

R _g	=	219	PCN/BBL
PBP	=	638.1	Lpca
UCBP	=	1.1687	cps

5.2.7. VISCOSIDAD DEL GAS

El programa "UG" calcula la viscosidad dinámica de los hidrocarburos gaseosos. El método está basado en el cálculo de la densidad del gas, el mismo que se calcula empleando las leyes de los gases ideales y el factor de desviación "Z".

Existe una corrección por el contenido de gases ágricos, inherentes a las propiedades pseudo-críticas. Si T_c y P_c han sido corregidas por la presencia de gases ágricos, esa corrección se propaga a través del factor de desviación "Z" a la viscosidad del gas.

5.2.7.1. Ecuaciones empleadas

Las ecuaciones usadas se basan en los métodos desarrollados por Lee y González ⁽¹¹⁻¹²⁾

$$UG = A \exp(BL^C)$$

$$A = \frac{(9.4 + 0.02 \text{ MW}) T'^{1.5}}{(209 + 19 \text{ MW} + T') 10^4}$$

$$B = 3.5 + \frac{986}{T'} + 0.01 \text{ MW}$$

$$C = 2.4 - 0.2 B$$

$$\rho' = \frac{P \text{ MW}}{Z R T'}$$

Donde:

ρ' = ρ (densidad) en grs/cc.

T' = T en °R

R = CHU Universal de los gases = $669.8 \frac{\text{CC. Jpc}}{\text{G.MOL. °R}}$

5.2.7.2. Rango de validez del método

$$40 < T < 460 \text{ °F}$$

$$14.7 < P < 10.000 \text{ Lpc}$$

$$1.05 \leq T_R < 3.0$$

$$0 < P_R < 30$$

5.2.7.3. Instrucciones para ejecutar el programa

1. Inicializar el programa: XEQ "UG"

2. Introducir la temperatura pseudocrítica,
°R ;

3. Introducir la presión pseudocrítica, L_{pc}
4. Introducir gravedad del gas o el peso molecular.
5. Introducir temperatura del Yac., $^{\circ}F$
6. Introducir presión de interés, L_{pc}
7. Calcular la viscosidad del gas, cps

Los resultados obtenidos se dan en la
Tabla XXIX.

CAPITULO VI

DISCUSION DE RESULTADOS

En base a las experiencias efectuadas y a los resultados obtenidos se hacen las siguientes consideraciones:

6.1. La selección y preparación del pozo es vital para la obtención de muestras de fluidos representativos del yacimiento, lo cual inside directamente en los resultados - por obtenerse. Los requerimientos[?] mínimos dados por experiencias de campo son las siguientes:

- Alta presión del yacimiento
- Baja relación gas-petróleo
- Alto factor de productividad ?
- La muestra debe estar libre de agua (<3%)

6.2. Si en la prueba de laboratorio presión-volumen a temperatura del yacimiento se analiza la tabla VII(Cap.IV) , en lo que se refiere a la compresibilidad del petróleo saturado, se nota que dichos valores están comprendidos entre un Min. de 5.425×10^{-6} hasta un máximo de 80.264×10^{-6} por lo que al graficar con presión resulta una curva no muy confiable, puesto que no guarda relación con las obtenidas en otras experiencias. Por esta razón fue preci-

so suavizar dicha curva para adaptarla a resultados más lógicos; para lo cual se determinaron una serie de valores promedios de alrededor de 30 pruebas realizadas, dando como resultado un valor mínimo de 4.85×10^{-6} a 500 Lpcm y un máximo de C_o de 12.50×10^{-6} V/V/Lpc a 850 Lpcm, los mismos que son aceptables (Tabla XXX).

Analizando los resultados obtenidos con el modelo matemático, se observa una discontinuidad bajo la presión de saturación debido a que el fluido paso de líquido a estado de dos fases.

Al comparar estos valores con los obtenidos anteriormente se ve una pequeña diferencia, la misma que es producida por el valor de solubilidad empleado ($R_s = 219.0$ PCN/BBL), lo cual sugiere que no estuvieron muy bien determinadas las pruebas de liberación dif. efectuadas a 0 Lpcm. Por la misma razón el valor de la presión en el punto de burbujeo ($PBP = 838.10$ Lpca) y los valores de GOR en solución (R_{sb} en PCN/BBL) también son un tanto diferentes de los obtenidos experimentalmente. ($PBP = 864.7$ Lpca).

6.3. Los valores del factor volumétrico del petróleo obtenidos

en forma matemática son ligeramente menores que los de laboratorio por estar también afectados por el parámetro determinante para su cálculo que es la solubilidad, por lo que no se pudo obtenerlo correctamente.

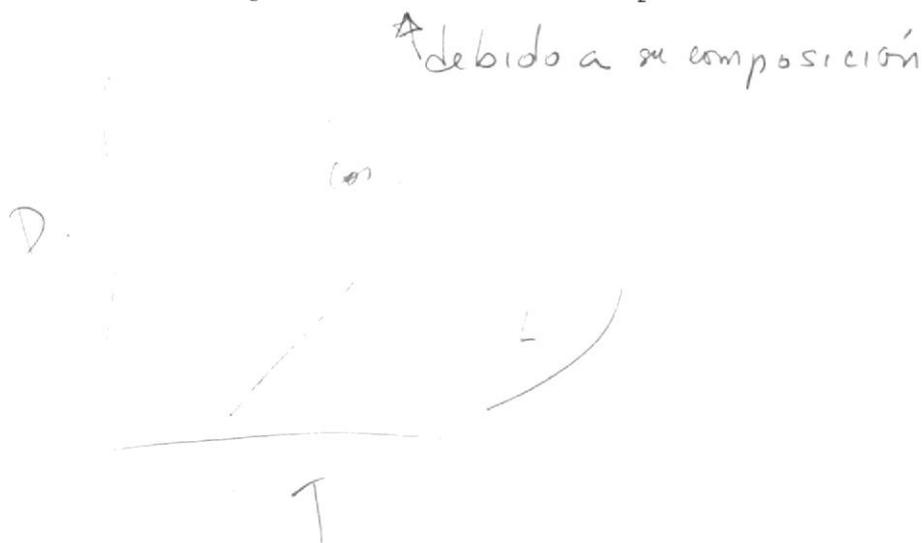
- 6.4. Los resultados de viscosidad del petróleo obtenidos matemáticamente permiten chequear satisfactoriamente con los valores que se obtuvieron en forma experimental.
- 6.5. El factor de desviación del gas "Z" calculado por el modelo matemático de Dranchuk-Purvis-Robinson⁽¹⁹⁾ permitió chequear con buena precisión los valores obtenidos en el Laboratorio PVT.
- 6.6. Los factores volumétricos del gas obtenidos en forma matemática y experimental ratifican la validez de la experiencia y la buena marcha del proceso.
- 6.7. De la experiencia presión-volumen efectuada en la celda PVT a diferentes temperaturas se pone en evidencia que para vaporizar totalmente una muestra de petróleo crudo se requieren altos volúmenes y altas presiones, por lo que es difícil alcanzar el punto de rocío.

CONCLUSIONES

1. Una buena selección, preparación del pozo y un correcto - muestreo de hidrocarburos garantizan la obtención de flujos representativos del yacimiento.
2. Las experiencias de laboratorio deben ser efectuadas con cuidado y con cierto grado de precisión para obtener así datos confiables, los mismos que insiden directamente en los resultados a obtenerse.
3. Es necesario determinar matemáticamente los parámetros - PVT porque permiten chequear el óptimo avance de las experiencias que se efectúan en un laboratorio de física de yacimientos.
4. El uso de métodos matemáticos para evaluar parámetros PVT permiten la comparación con los resultados obtenidos experimentalmente, habiéndose determinado la validez de los mismos previo su empleo en problemas de Ingeniería de yacimientos.
5. Dada la gran importancia que tiene la prueba de liberación dif. a 0 Lpcm se concluye que es necesario efectuar dicha

operación lo mas precisa posible para tener así parámetros PVT más exactos.

6. La prueba presión-volumen efectuada en la celda PVT a diferentes temperaturas permitió obtener algunos puntos de saturación en la envolvente de la curva de burbujeo en un diagrama presión con temperatura, la misma que se adapta a las obtenidas en experiencias similares.
7. La prueba PVT efectuada a temperatura variable con una muestra de petróleo crudo proveniente del Oriente Ecuatoriano pone en evidencia que es difícil alcanzar el punto de rocío en una experiencia de este tipo.



RECOMENDACIONES

1. Dado que se han efectuado numerosos análisis de las propiedades físicas de los hidrocarburos existentes en el Oriente Ecuatoriano, se sugiere se efectuen correlaciones de presiones de burbujeo y factores volumétricos del petróleo que facilitarían el estudio del comportamiento de los fluidos en un yacimiento particular, proporcionando así una guía para la selección de un solo PVT representativo para fluidos bajo condiciones de yacimientos similares.
2. Debido a la validez de los modelos matemáticos con los cuales se compararon los resultados experimentales, se recomienda su utilización para predecir estos parámetros PVT, toda vez que las desviaciones están dentro de lo posible para análisis de este tipo.
3. Se recomienda obtener simultáneamente los resultados experimentales y matemáticos para ir corroborando la validez de los mismos y chequear el avance óptimo de los análisis que se efectúan en el Laboratorio.

4. Se sugiere que se efectuen trabajos de investigación empleando hidrocarburos livianos para obtener así: curvas de saturación para gases y líquidos, volúmenes de líquidos condensados y aplicando algunos modelos matemáticos tales como son las ecuaciones de estado de: Soave⁽³¹⁾, Redlich-Kwong⁽⁴⁾, Peng Robinson⁽²⁴⁾, poder así comprobar cual de estos modelos se adaptan mejor a un determinado fluido para efectuar futuros trabajos.
5. Dado que la ESPOL posee un laboratorio de Física de Yacimientos, se recomienda se efectúen análisis de muestras de fluidos paralelamente a los efectuados por CEPE en Quito y comparar los resultados obtenidos.
6. Se sugiere que en los análisis que se efectuen se indague la presencia de impurezas que resulten perjudiciales y luego estudiar las correlaciones antes mencionadas con la influencia de estos compuestos no hidrocarburos.
7. De los diferentes experimentos PVT que se pueden efectuar en el Laboratorio de la ESPOL y con los resultados a obtenerse, formar un banco de datos para centrar una valiosa información de análisis de muestras de hidrocarburos del país que servirán para desarrollar futuros estudios especiales.

APENDICE A

DEDUCCION DE LAS EXPRESIONES EMPLEADAS
PARA CALCULAR EL PUNTO DE BURBUJEO Y
DE ROCIO EN UN HIDROCARBURO LIVIANO
DE COMPOSICION CONOCIDA

APENDICE A

A.1. DEDUCCION DE LAS EXPRESIONES EMPLEADAS PARA CALCULAR EL PUNTO DE BURBUJEO Y DE ROCIO EN UN HIDROCARBURO LIVIANO DE COMPOSICION CONOCIDA

Para derivar las ecuaciones del cálculo de fases, se define:

- Z_i = Fracción molar del componente "i" en el sistema.
- x_i = Fracción molar del componente "i" en el líquido.
- Y_i = Fracción molar del componente "i" en el vapor.
- F = Moles totales en el sistema.
- L = Moles de líquido.
- V = Moles de vapor.

Efectuando un balance de moles:

$$Z_i F = x_i L + y_i V \quad (1)$$

La constante de equilibrio puede expresarse por:

$$k_i = \frac{Y_i}{x_i} \quad (2)$$

Reemplazando la ecuación (2) en (1), se tiene

$$Y_i = \frac{Z_i F}{L/k_i + V} \quad (3)$$

Dado que la suma de las fracciones molares de los componentes del vapor son iguales a la unidad, $\sum_{i=1}^n y_i = 1.0$, se tiene:

$$\sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n \frac{z_i F}{L/k_i + V} = 1.0 \quad (4)$$

Si trabajamos con un mol del sistema, $F = 1.0$ y

$$V + L = 1.0 \quad (5)$$

La fracción de vapor en equilibrio con un líquido se calcula usando la ecuación (5).

Reemplazando la ecuación (5) en la (4), se tiene:

$$\sum_{i=1}^n y_i = \sum_{i=1}^n \frac{z_i}{1 - L \left(1 - \frac{1}{k_i}\right)} = 1.0 \quad (6)$$

con el objeto de determinar la cantidad de líquido que se produce en una separación "flash" se emplea el método de convergencia de Newton-Raphson. (Analizado por J. Nieto) ⁽²⁹⁾

La ecuación (6) se puede expresar así:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i}{1 - L \left(1 - \frac{1}{k_i}\right)} - 1.0 = 0 \quad (7)$$

Para aplicar el método de convergencia de Newton-Raphson se asume un valor inicial de L , se calcula la función $F(L)$. Si la función no converge con el grado de aproximación deseado, se asume otro valor de L y se repite el proceso hasta obtener la convergencia. El nuevo valor de L se calcula usando la siguiente expresión:

$$L_2 = L_1 + \frac{F(L_1)}{F'(L_1)} \quad (8)$$

Donde $F'(L_1)$ es la derivada de la función $F(L_1)$:

$$F'(L) = \frac{dF(L)}{dL} = \sum \frac{z_i (1 - 1/k_i)}{\left[1 - L(1-1/k_i)\right]^2} \quad (9)$$

Se comenzó a iterar con un valor de $L_1 = 1.0$, luego la raíz buscada, L_2 estará entre $L = 0.0$ y $L = 1.0$.

En vista de que con este método hay que procesar algunos valores de L para que la ecuación (9) resulte exactamente cero, se considera una determinada tolerancia y cuando se cumpla se toma el valor de L como correcto.

Similarmente para la suma de las fracciones molares de los componentes del líquido, se tiene:

$$\sum_{i=1}^n x_i = 1.0$$

Luego de reemplazar la ecuación (2) en (1), se tiene

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i F}{L + k_i V} = 1.0 \quad (10)$$

Si trabajamos con un mol del sistema, se tiene, $F = 1.0$
 $V + L = 1.0$.

Reemplazando en (10), luego

$$\sum_{i=1}^n x_i = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{(k_i - 1) V + 1} = 1.0 \quad (11)$$

Restando:

$$\sum Y_i - \sum x_i = \sum \frac{Z_i (k_i - 1)}{V(k_i - 1) + 1} = f(V) = 0 \quad (12)$$

Aplicando el método de la convergencia de N-R, se tiene:

$$V_2 = V_1 + \frac{F(V_1)}{F'(V_1)} \quad (13)$$

$$\text{Siendo } F(V) = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i (k_i - 1)}{(k_i - 1)V + 1} \quad (14)$$

Luego la derivada será:

$$f'(V) = \frac{dF(V)}{dV} = - \sum \frac{Z_i (k_i - 1)^2}{[(k_i - 1)V + 1]^2} \quad (15)$$

Igualmente, para la ecuación (12) se tendría que procesar algunos valores de V para que de cero, por lo que se considera una determinada tolerancia y cuando se cumple, se toma el valor de V como correcto.

Las ecuaciones (6) y (10) son básicas para calcular la composición del líquido y del vapor (gas) que coexisten en equilibrio a una presión y temperatura determinada, luego se aplican también en el punto de burbujeo y de rocío.

En el punto de burbujeo $L = 1.0$ y $V \approx 0$; también $z_i = x_i$ y la ecuación (6) puede ser escrita como:

$$\sum y_i = \sum z_i k_i = \sum x_i k_i = 1.0 \quad (16)$$

A.2. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL PUNTO DE BURBUJEO EN UN HIDROCARBURO LIVIANO DE COMPOSICION CONOCIDA

1. Si se conoce la presión de burbujeo a la que se desea determinar la temperatura, se asume la temperatura.
Si se conoce la temperatura de burbujeo a la cual se desea determinar la presión correspondiente, se asume la presión.

2. Se calculan las constantes de equilibrio a las condiciones de temperatura o presión conocida y presión o temperatura asumida, respectivamente, según sea el caso dado.
3. Se aplica la ecuación (16) $\sum y_i = \sum z_i k_i = \sum x_i k_i = 1.0$
4. Si los valores de temperatura o presión asumida hacen que la sumatoria de y_i sea igual a 1.0 (dentro de la tolerancia permisible), se asumió el valor correcto de presión o de temperatura; de no ser así, se regresa al paso (1) y se repite la secuencia del trabajo.

A.3. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL PUNTO DE ROCIO EN UN HIDROCARBURO LIVIANO DE COMPOSICION CONOCIDA

En el punto de rocío $V = 1.0$ y $L \approx 0$, también $z_i \approx y_i$ y la ecuación (11) puede ser escrita como:

$$\sum x_i = \sum z_i / k_i = \sum y_i / k_i = 1.0 \quad (17)$$

En base a esta expresión y cumpliendo los pasos del caso anterior se calcula el punto de rocío de un sistema de composición conocida.

APENDICE B

CALCULO DE LA PRESION DE CONVERGENCIA

TABLA III
CALCULO DE LA PRESION DE CONVERGENCIA, PK

COMP.	MUESTRA 10 X												
	1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	
	FRACCION POLAR	PK = 3000	LIQUIDO	VAPOR	PESO MOLECULAR	PESO CADA COMP. LIQUIDO	FRACCION POR PESO		TEMP. CRITICA	FRACCION CRITICA	8 x 10	8 x 11	
	$\frac{Z_1}{(Z_1-1) V + 1}$	$\frac{P_k}{K_1(P)}$	$\frac{V_1}{K_1(P)}$	$\frac{V_2}{K_1(P)}$	M ₁	$\sum \frac{X_i P_i}{K_i(P)}$	$X_{W1} = \frac{X_{M1}}{\sum X_{M1}}$	$X_{W2} = \frac{X_{M2}}{\sum X_{M2}}$	Tc, °C	Tc, °C	Tc, °C	Tc, °C	
C1	0.3535	9.0	0.03530	0.34469	50.070	0.94179	0.01105	0.01105	549.76	707.2	6.07485	7.82119	
C2	0.09225	3.0	0.03132	0.09397	44.097	3.12824	0.03672	0.03672	665.68	616.3	24.44377	22.63054	
C3	0.09854	1.40	0.07064	0.09951	58.124	1.39988	0.01641	0.01641	734.65	529.1	12.05551	8.65253	
C4	0.01997	0.74	0.02405	0.01780	58.124	3.19598	0.03750	0.03750	765.32	534.7	28.69770	20.65145	
C5	0.03358	0.60	0.05497	0.02298	72.151	2.62640	0.02094	0.02094	828.77	499.4	25.64214	15.17358	
C6	0.00705	0.28	0.02553	0.04659	72.151	1.69771	0.01993	0.01993	845.37	488.6	16.84822	9.73780	
C7	0.00335	0.14	0.03794	0.00458	86.178	2.82147	0.03312	0.03312	913.37	435.9	30.25931	14.47313	
C8	0.04635	0.049	0.64884	0.03032	107.219	66.35141	0.77880	0.77880	998.18	328.7	777.25258	294.63156	
C9	0.34947	5.196	0.06877	0.35933	44.010	3.02657	0.03552	0.03552	547.57	1071.0	15.44969	38.04492	
	1.00000		1.00000	0.03999		85.19655	1.00000	1.00000			946.84718	422.1225	
											- 459.67		
											481.17770		

• $Z_1 = T = 2050 F$, y $P = 400$ lpcw
 $\sum X_i = \sum \frac{Z_1}{(Z_1-1) V + 1} = 1.0$

$P_k = \frac{T_{c1} - T_c}{T_c - T_{c1}} (P_{c1} - P_{c2}) + P_{c2}$

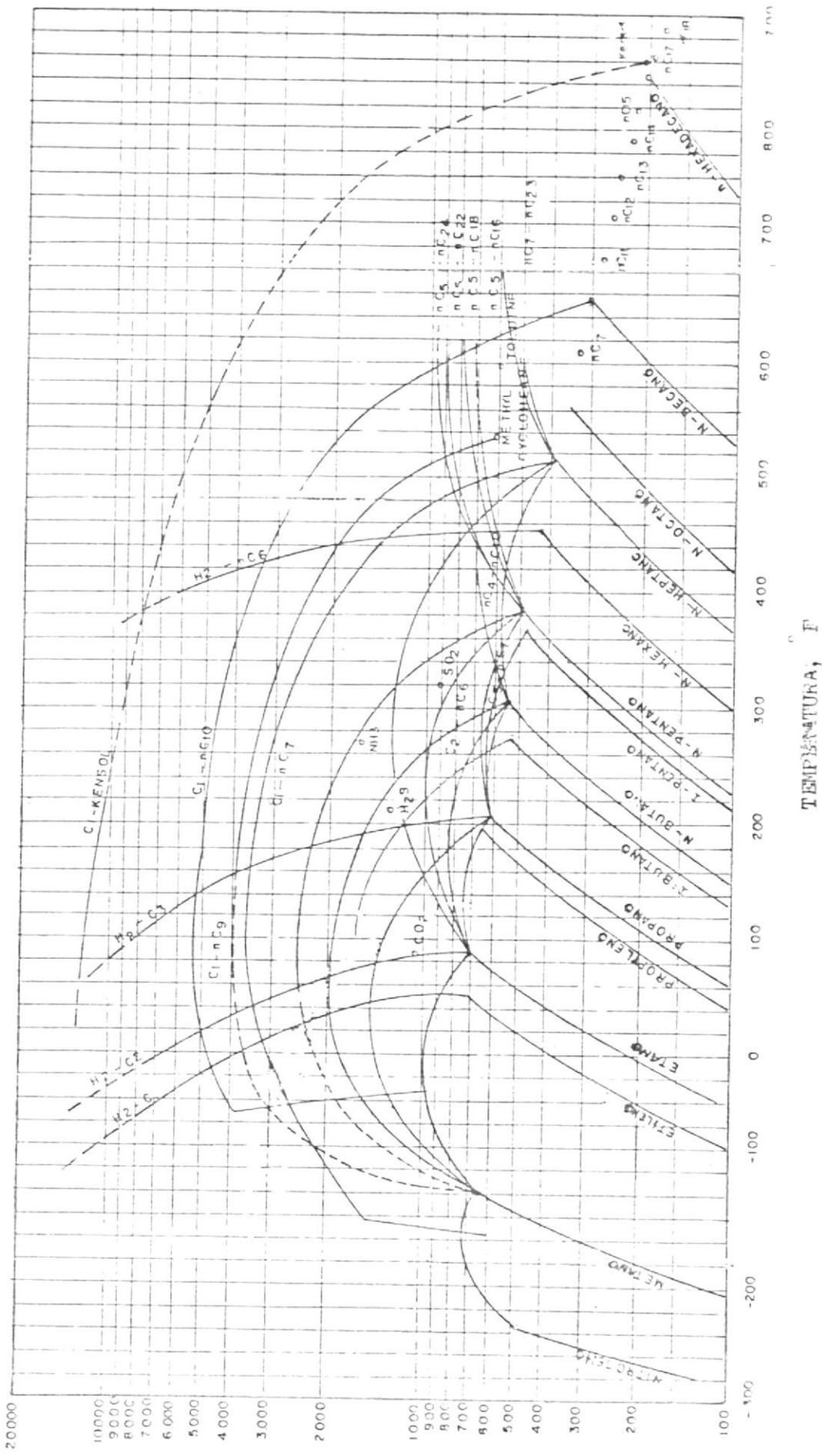
$P_k = \frac{940.85 - 913.37}{998.18 - 913.37} (3100 - 2700) + 2700 = 2926.8$ lpcw

PK = 3000 lpcw
 GRAV. GAS 1.2235

TEMP. CRIT. 504.5 °C CORR. POR LA PRESENCIA DE CO2

PRES. CRIT. 947.6 lpcw " " " " " "

Tc = 481.18 °C, Pc = 422.14 lpcw
 CONDICIONES CRITICAS DE LOS COMP.
 LIQUIDOS EXCLUYENDO EL METANO



PRESIONES DE CONVERGENCIA, lbs./sq. in.

TEMPERATURA, ° F
PRESIONES DE CONVERGENCIA DE LOS HIDROCARBUROS

APENDICE C

LISTADOS DEL PROGRAMA, DATOS DE ENTRADA
Y RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL CALCULO
DE EQUILIBRIO DE FASES.




```

OPTIMIZE(0) LANGUAGE(FORTRAN) NAME(LEER) FLAG(1) 1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8
*.....*.....1.....*.....2.....*.....3.....*.....4.....*.....5.....*.....6.....*.....7.....*.....8
ISN 1 SUBROUTINE ALEER(N,LAT,C,CUE) GUR00340
ISN 2 SUBROUTINA PARA LEER E IMPRIMIR LOS DATOS DE ENTRADA AL PROCESO. GUR00350
ISN 3 DIMENSION LAT(20),C(20),CUE(3360) GUR00360
ISN 4 ESTA RUTINA LEE LOS DATOS SUMINISTRADOS POR TARJETAS Y LUEGO LOS GUR00370
ISN 5 IMPRIME. GUR00380
ISN 6 READ(1,59)N GUR00390
ISN 7 FORMAT(12) GUR00400
ISN 8 READ(1,103) (C(I),I=1,N) GUR00410
ISN 9 FORMAT(4F16.5) GUR00420
ISN 10 READ(1,102) (LAT(I),I=1,N) GUR00430
ISN 11 FORMAT(13I4) GUR00440
ISN 12 READ(1,100) (CUE(J),J=1,3360) GUR00450
RETURN GUR00460
END GUR00470
GUR00480
*STATISTICS* SOURCE STATEMENTS = 12, PROGRAM SIZE = 640 BYTES, PROGRAM NAME = ALEER PAGE
*STATISTICS* NO DIAGNOSTICS GENERATED.
***** END OF COMPILATION 2 *****

```

........1.....2.....3.....4.....5.....6.

```

ISN      1          SUBROUTINE BURBUJ(TI,PK,P,N,LAT,Z,Y,T)
          C          SUBROUTINE PARA CALCULAR LA TEMPERATURA DE BURBUJA DEL
ISN      2          DIMENSION CCE(3360)
ISN      3          DIMENSION Z(14),CEQUIL(14),LAT(14),Y(14)
ISN      4          COMMON CCE
ISN      5          T=TI
ISN      6          DELTA=10.0
ISN      7          15  CONTINUE
ISN      8          AZK=ZK
ISN      9          DC 21 I=1,100
ISN     10          T= T-DELTA
ISN     11          CALL KEKIL(PK,P,T,N,LAT,CEQUIL)
ISN     12          ZK=0.
ISN     13          DC 1 J=1,N
ISN     14          Y(J)=Z(J)+CEQUIL(J)
ISN     15          1   ZK=ZK+Y(J)
ISN     16          ZK=ZK-1.
ISN     17          IF(ZK.GT.0.) GO TO 22
ISN     18          21  CONTINUE
ISN     19          22  CONTINUE
ISN     20          IF(ABS(ZK).LE.1.E-2) RETURN
ISN     22          IF(AZK.EQ.ZK) RETURN
ISN     24          DELTA=DELTA/10.
ISN     25          AZK=ZK
ISN     26          DC 23 K=1,100
ISN     27          T=T+DELTA
ISN     28          CALL KEKIL(PK,P,T,N,LAT,CEQUIL)
ISN     29          ZK=0.
ISN     30          DC 2 J2=1,N
ISN     31          Y(J2)=Z(J2)+CEQUIL(J2)
ISN     32          2   ZK=ZK+Y(J2)
ISN     33          ZK=ZK-1.
ISN     34          IF(ZK.LT.0.) GO TO 24
ISN     35          23  CONTINUE
ISN     36          24  CONTINUE
ISN     37          IF(ABS(ZK).LE.1.E-2) RETURN
ISN     39          IF(AZK.EQ.ZK) RETURN
ISN     41          DELTA=DELTA/10.
ISN     42          GO TO 15
ISN     43          50  RETURN
ISN     44          END
    
```

STATISTICS SOURCE STATEMENTS = 40, PROGRAM SIZE = 1184 BYTES, PROGRAM NA

STATISTICS NO DIAGNOSTICS GENERATED.

***** END OF COMPILATION 3 *****


```

EFFECT  N LIST  NMAP  NUREF  NUSUSIM  NUDJCK  SOURCE  TERM  OBJECT  FIXED
OPTIMIZE(0)  LANGLEVEL(77)  NUFIPS  FEAS(1)  NAME(PAIN )  LINECOU
#.....#.....1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....
1      SUBROUTINE KERTL(PKA,P,TEMP,N,LAT,CEQUL)
C      SUBROUTINA QUE CALCULA LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO
2      INTEGER D
3      DIMENSION COE(10),CITE(2),CCE(500),ABA(5),CEQUL(14),LAT(14)
4      COMMON CCE
C      CONDICION LA PRESION, TEMPERATURA Y PRESION DE CONVERGENCIA, ESTA
C      RUTINA CALCULA LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO HACIENDE USO DE LOS
C      COEFICIENTES SUPINISTRADOS PER LA NOAA.
5      DATA COE/600.,800.,1000.,1500.,2000.,3000.,4000.,5000.,10000.
      *20000./
6      IF(PKA-COE(1)) 1,2,2
7      1      WRITE(3,400) PAA
8      400    FORMAT(2D0,4X,'PK= ',E13.5,///,3X,'LA PRESION DE CONVERGENCIA E
      LA POR DEBAJO DE LA MINIMA PERMITIDA, O SEA 500.0 PSIA.')
9      STOP
10     2      IF(PKA-COE(10)) 3,3,4
11     4      WRITE(3,401) PAA
12     401    FORMAT(1F0,4X,'PK= ',E13.5,///,3X,'LA PRESION DE CONVERGENCIA E
      2A POR ENCIMA DE LA MAXIMA PERMITIDA, O SEA 20000.0 PSIA.')
13     WRITE(3,700) P,TEMP
14     700    FORMAT(1F0,2E14.7)
15     STOP
16     3      IBAN=0
17           DO 10 L=1,10
18           IF(PKA-COE(L)) 20,21,10
19           CONTINUE
20           IBAN=1
21           CONTINUE
22           X1=TEMP/1000
23           X2=ALOG(P)/10.
24           LJ=0
25           NUN=1
26           16      K=LAT(NUN)
27           IF(K-13) 7,8,9
28           7      D=1
29           36      CONTINUE
30           I=4
31           32      J=7
32           Y=0.
33           30      M=J+(I-1)*7+(K-1)*20+(L-1)*336
34           Y=Y+CCE(M)
35           J=J-1
36           IF(J.EQ.0) GO TO 31
37           Y=Y*X2
38           GO TO 30
39           31      ABA(I)=Y
40           I=I-1
41           IF(I.EQ.0) GO TO 33
42           GO TO 32
43           33      I=4
44           Y=0.
45           34      Y=Y+ABA(I)
46           I=I-1

```

```

1SN 47 LF(L,EG,0) GC TC 35 GUR01840
1SN 48 Y=Y*X1 GUR01850
1SN 49 GC TC 34 GUR01860
1SN 50 Y=Y/X1-10*X2 GUR01870
1SN 51 LF(18AN,NE,1) GU TC 700 GUR01880
1SN 52 CEQUIL(NUN)=EXP(Y) GUR01890
1SN 53 GC TC 701 GUR01900
1SN 54 CTE(D)=EXP(Y) GUR01910
1SN 55 LF(D,EG,2)UL TC 37 GUR01920
1SN 56 D=D+1 GUR01930
1SN 57 L=L-1 GUR01940
1SN 58 GC TC 36 GUR01950
1SN 59 LANTINE GUR01960
1SN 60 CEQUIL(NUN)=CTE(L)+((CTE(2)-CTE(1))/(CODIGU(L)-CODIGU(L+1)))*
*(PKA-CODIGU(L+1))
L=L+1
GUR01970
GUR01980
GUR01990
GUR02000
GUR02010
GUR02020
GUR02030
GUR02040
GUR02050
GUR02060
GUR02070
GUR02080
GUR02090
GUR02100
GUR02110
GUR02120
GUR02130
GUR02140
GUR02150
GUR02160
GUR02170
GUR02180
GUR02190
END

```

```

STATISTICS* SOURCE STATEMENTS = 81, PROGRAM SIZE = 2264 BYTES, PROGRAM NAME = KERIL PAGE 5.
STATISTICS* NO DIAGNOSTICS GENERATED.

```

***** END OF COMPILATION *****

STATISTICS SOURCE STATEMENTS = 25, PROGRAM SIZE = 1050 BYTES, PROGRAM NAME = MAIN PAGE

STATISTICS NO DIAGNOSTICS GENERATED.

***** END OF COMPILATION 1 *****

STATISTICS SOURCE STATEMENTS = 42, PROGRAM SIZE = 640 BYTES, PROGRAM NAME = ALEEK PAGE

STATISTICS NO DIAGNOSTICS GENERATED.

***** END OF COMPILATION 2 *****

STATISTICS SOURCE STATEMENTS = 40, PROGRAM SIZE = 1184 BYTES, PROGRAM NAME = BURBUJ PAGE

STATISTICS NO DIAGNOSTICS GENERATED.

***** END OF COMPILATION 3 *****

STATISTICS SOURCE STATEMENTS = 40, PROGRAM SIZE = 1184 BYTES, PROGRAM NAME = KUCIU PAGE

STATISTICS NO DIAGNOSTICS GENERATED.

***** END OF COMPILATION 4 *****

STATISTICS SOURCE STATEMENTS = 81, PROGRAM SIZE = 2264 BYTES, PROGRAM NAME = KUKIL PAGE

STATISTICS NO DIAGNOSTICS GENERATED.

***** END OF COMPILATION 5 *****

***** SUMMARY STATISTICS ***** 0 DIAGNOSTICS GENERATED. HIGHEST SEVERITY CODE IS 0.

MUESTRA NUMERO 1

DATOS DE ENTRADA

=====

NUMERO DE ELEMENTOS = 10

CODIGO	COMPONENTES	FRACCION MOLAR
1	METANO	0.24162
2	ETANO	0.09072
3	PROPANO	0.14382
4	I-BUTANO	0.03659
5	N-BUTANO	0.07797
6	I-PENTANO	0.03193
7	N-PENTANO	0.02137
8	HEXANO	0.02545
9	HEPTANO (+)	0.06726
10	DIOX. DE CARBONO	0.26127

R E S U L T A D O S

=====

PRESION LPCa	TEMP. BURBUJA GRADOS RANKINE	TEMP. FUGA GRADOS RANKINE
0.3100000E+03	0.7400000E+03	0.8308752E+03
0.3200000E+03	0.7410000E+03	0.8318754E+03
0.3300000E+03	0.7430000E+03	0.8338757E+03
0.3400000E+03	0.7450000E+03	0.8358759E+03
0.3500000E+03	0.7470000E+03	0.8378762E+03
0.3600000E+03	0.7490000E+03	0.8398764E+03
0.3700000E+03	0.7510000E+03	0.8418767E+03
0.3800000E+03	0.7530000E+03	0.8438769E+03
0.3900000E+03	0.7550000E+03	0.8458772E+03
0.4000000E+03	0.7570000E+03	0.8478774E+03
0.4100000E+03	0.7590000E+03	0.8498777E+03
0.4200000E+03	0.7610000E+03	0.8518779E+03
0.4300000E+03	0.7630000E+03	0.8538782E+03
0.4400000E+03	0.7650000E+03	0.8558784E+03
0.4500000E+03	0.7670000E+03	0.8578787E+03
0.4600000E+03	0.7690000E+03	0.8598789E+03

MUESTRA NUMERO 2

CATUS DE ENTRADA

=====

NUMERO DE ELEMENTOS = 10

CODIGO	COMPONENTES	FRACCION MOLAR
1	METANO	0.22189
2	ETANO	0.09532
3	PROPANO	0.14513
4	I-BUTANO	0.02873
5	N-BUTANO	0.06204
6	I-PENTANO	0.02039
7	N-PENTANO	0.01659
8	HEXANO	0.01551
9	HEPTANO (+)	0.05547
10	DIOX. DE CARBONO	0.29431

R E S U L T A D O S

=====

PRECION LPG	TEMP. PUNTO DE CRISIS RAFFINE	TEMP. PUNTO DE CRISIS RAFFINE
----------------	----------------------------------	----------------------------------

0.3100000E+03	0.7750000E+03	0.8150752E+03
0.3200000E+03	0.7700000E+03	0.8200752E+03
0.3300000E+03	0.7650000E+03	0.8250752E+03
0.3400000E+03	0.7600000E+03	0.8300752E+03
0.3500000E+03	0.7550000E+03	0.8350752E+03
0.3600000E+03	0.7500000E+03	0.8400752E+03
0.3700000E+03	0.7450000E+03	0.8450752E+03
0.3800000E+03	0.7400000E+03	0.8500752E+03
0.3900000E+03	0.7350000E+03	0.8550752E+03
0.4000000E+03	0.7300000E+03	0.8600752E+03
0.4100000E+03	0.7250000E+03	0.8650752E+03
0.4200000E+03	0.7200000E+03	0.8700752E+03
0.4300000E+03	0.7150000E+03	0.8750752E+03
0.4400000E+03	0.7100000E+03	0.8800752E+03
0.4500000E+03	0.7050000E+03	0.8850752E+03
0.4600000E+03	0.7000000E+03	0.8900752E+03
0.4700000E+03	0.6950000E+03	0.8950752E+03
0.4800000E+03	0.6900000E+03	0.9000752E+03
0.4900000E+03	0.6850000E+03	0.9050752E+03
0.5000000E+03	0.6800000E+03	0.9100752E+03

MUESTRA NUMERO 3

DATOS DE ENTRADA

=====

NUMERO DE ELEMENTOS = 10

CODIGO	COMPONENTES	FRACCION MOLAR
1	METANO	0.33635
2	ETANO	0.09226
3	PROPANO	0.09654
4	I-BUTANO	0.01797
5	N-BUTANO	0.03356
6	I-PENTANO	0.01308
7	N-PENTANO	0.00705
8	HEXANO	0.00535
9	HEPTANO (+)	0.04635
10	CIEX. DE CARBONO	0.34947

R E S U L T A D O S

=====

PRECION LPSA	TEMP. BURBUJA GRADOS RANKINE	TEMP. BUCCO GRADOS RANKINE
-----------------	---------------------------------	-------------------------------

0.3100000E+03	0.7010000E+03	0.7544750E+03
0.3200000E+03	0.7030000E+03	0.7524750E+03
0.3300000E+03	0.7050000E+03	0.7504750E+03
0.3400000E+03	0.7070000E+03	0.7484750E+03
0.3500000E+03	0.7090000E+03	0.7464750E+03
0.3600000E+03	0.7110000E+03	0.7444750E+03
0.3700000E+03	0.7130000E+03	0.7424750E+03
0.3800000E+03	0.7150000E+03	0.7404750E+03
0.3900000E+03	0.7170000E+03	0.7384750E+03
0.4000000E+03	0.7190000E+03	0.7364750E+03
0.4100000E+03	0.7210000E+03	0.7344750E+03
0.4200000E+03	0.7230000E+03	0.7324750E+03
0.4300000E+03	0.7250000E+03	0.7304750E+03
0.4400000E+03	0.7270000E+03	0.7284750E+03
0.4500000E+03	0.7290000E+03	0.7264750E+03
0.4600000E+03	0.7310000E+03	0.7244750E+03

APENDICE D

T A B L A S

TABLA I
MUESTREO DE FONDO DEL POZO

DETERMINACION DE CAMPO DE LA PRESION DE SATURACION

FECHA: Enero 6/84

POZO: "AMAZONAS"

MUESTRA N ^o	1	2	3
Profundidad de Muestreo (pies)	9950	9950	9950
Presión de apertura muestreador (lpcm)	500	490	310
Temperatura de apertura	-	-	-
Presión de saturación (lpcm)	690	600	500
Temperatura de saturación			
Cilindro Serie N ^o	6	4	11
Capacidad del cilindro (cc)	600	600	600
Presión de transferencia (lpcm)	3500	3500	3500
Temperatura de transferencia	-	-	-
cc. de Hg. desplazado	600	600	600
Ultima presión de la muestra en el campo (lpcm)	3500	3000	3000

TABLA II

DETERMINACION DE CAMPO DE LA PRESION DE SATURACION

MUESTRAS DE FONDO

POZO : AMAZONAS

PROF. MUESTRA : 9950'

MUESTRA N° 1

PRESION ABERTURA : 500 lpcm

<u>PRESION</u> (lpcm)	<u>LECT. BOMBA</u> (cc)
500	10.0
510	11.0
520	12.0
530	13.0
535	14.0
540	15.0
540	16.0
545	17.0
550	18.0
555	19.0
555	20.0
560	21.0
560	22.0
590	24.0
620	26.0
660	28.0
740	30.0
840	32.0
1010	34.0
1280	36.0
1660	38.0
2180	40.0
2750	42.0
3370	44.0
4020	46.0

TABLA III

DETERMINACION DE CAMPO DE LA PRESION DE SATURACION

MUESTRAS DE FONDO

POZO : AMAZONAS

PROF. MUESTRA : 9950'

MUESTRA N° 2

PRESION DE APERTURA : 490 lpcm

<u>PRESION</u> <u>(lpcm)</u>	<u>LECT. BOMBA</u> <u>(cc)</u>
490	17.37
490	18.0
495	19.0
495	20.0
495	21.0
495	22.0
497	23.0
497	24.0
500	25.0
505	26.0
505	27.0
505	28.0
510	30.0
515	32.0
520	34.0
530	36.0
545	38.0
560	40.0
560	42.0
580	44.0
600	46.0
730	48.0
1020	50.0
1490	52.0
2100	54.0
2730	56.0
3400	58.0

TABLA IV

DETERMINACION DE CAMPO DE LA PRESION DE SATURACION

MUESTRAS DE FONDO

POZO : AMAZONAS

PROF. MUESTRA : 9950'

MUESTRA N° 3

PRESION DE APERTURA : 310 lpcm

<u>PRESION</u> <u>(lpcm)</u>	<u>LECT. BOMBA</u> <u>(cc)</u>
310	22.95
310	24.0
320	26.0
325	28.0
330	30.0
340	32.0
345	34.0
350	36.0
365	38.0
380	40.0
390	42.0
410	44.0
440	46.0
465	48.0
520	50.0
640	52.0
860	54.0
1210	56.0
1710	58.0
2310	60.0
2940	62.0
3600	64.0



DETERMINACION EN EL LABORATORIO DE LA PRESION DE SATURACION

MUESTRAS DE FONDO

POZO : AMAZONAS

PROF. MUESTRA : 9950'

TABLA V

MUESTRA N° 1	MUESTRA N° 2	MUESTRA N° 3
BOTELLA N° 6	BOTELLA N° 4	BOTELLA N° 11
PRESION LECT. BOMPA (lpcm)	PRESION LECT. BOMPA (lpcm)	PRESION LECT. BOMPA (lpcm)
5000	5000	5000
67.770	97.156	60.555
65.290	94.575	59.408
62.622	94.000	58.262
59.998	92.000	56.900
58.288	90.500	55.400
57.835	89.002	54.000
57.500	88.000	52.538
57.000	87.000	50.688
56.800	86.000	50.000
56.500	85.500	49.730
56.000	85.000	49.500
55.500	84.800	49.000
55.000	84.600	48.500
54.500	84.400	48.000
430	84.200	47.800
	520	47.600
	520	47.400
	520	47.200

TABLA VI

RELACION PRESION-VOLUMEN A TEMPERATURA DEL YACIMIENTO

POZO : AMAZONAS

BOTELLA N° 4

TEMP. YAC. = 205°F.

PRESION SAT. = 850 lpcm

<u>PRESION</u> <u>(lpcm)</u>	<u>LECT. BOMBA</u> <u>(cc)</u>
5000	165,73
4500	165,37
4000	165,02
3500	164,68
3000	164,30
2500	163,85
2000	163,30
1500	162,74
1200	162,32
1000	162,04
860	161,77
Ps <u>850</u>	161,70
830	161,47
820	161,22
810	160,97
795	160,48
780	159,98
760	158,98
740	157,99
720	156,48
700	154,49
650	150,50
600	146,51
540	138,52
490	130,53
400	115,56
350	100,58
285	69,93
240	39,95
200	0,00

PRESION (Pces.)	LEO. BOMBA (CC)	A BOMBA x X (CC)	A PRESION x C (CC)	VOL. HID. (CC)	VOL. RELATIVO (V/VSAT)	FUNCIÓN "Y" (FSAT - Px) Pa(V/VSAT-1)	VOL. REL. CORR. (V/VSAT)	FUNCIÓN "Y" (CORR.)	COMPRES. PET. SAT. (CORR.) (V/V ₁ P ₁ x ⁻⁶)	COMPRES. PET. SAT. (CORR.) (V/V ₁ P ₁ x ⁻⁶)
5000	165.73	0.0000	0.0000	87.4426	0.96534		0.96634		4.85	
4750	165.37	0.3631	0.1256	87.6801	0.96897		0.96897		5.06	5.425
4500	165.02	0.7182	0.2511	87.9997	0.97150		0.97150		5.50	5.230
4000	164.68	1.0600	0.3767	88.1259	0.97359		0.97359		6.15	4.913
3750	164.30	1.4454	0.5022	88.3858	0.97676		0.97676		7.02	5.890
3500	163.85	1.9070	0.6278	88.7218	0.98048		0.98048		8.05	7.589
3000	163.30	2.4618	0.7533	89.1511	0.98522		0.98522		9.25	9.654
2750	162.74	3.0329	0.8789	89.5966	0.99015		0.99015		10.59	9.969
2500	162.32	3.4538	0.9542	89.9422	0.99397		0.99397		12.833	12.833
2000	162.04	3.7368	1.0044	90.1750	0.99654		0.99654		12.84	12.84
1750	161.77	4.0127	1.0396	90.4157	0.99920		0.99920		12.42	12.42
1500	161.70	4.0878	1.0421	90.4283	1.00000		1.00000		80.264	80.264
830	161.47	4.2181	1.0471	90.2736	1.00249	9.50885	1.01222	2.941		
820	161.22	4.5696	1.0496	90.3626	1.00524	6.85832	1.01662	2.916		
810	160.97	4.8252	1.0521	91.2157	1.00804	6.02365				
795	160.48	5.3273	1.0559	91.2140	1.01355	5.01302				
780	159.98	5.8325	1.0597	92.2154	1.01929	4.61412				
760	158.98	6.8438	1.0647	93.2217	1.02621	3.84555				
740	157.99	7.8531	1.0697	94.2280	1.03431	3.52828				
720	156.48	9.3807	1.0747	95.2486	1.04312	3.24392				
700	154.49	11.3912	1.0797	97.2601	1.05266	2.81173				
600	150.50	15.4485	1.0923	101.7958	1.06366	2.40729				
540	146.51	19.4937	1.1049	105.8534	1.07699	2.39858				
500	138.52	27.5983	1.1199	113.9210	1.10596	2.15810				
490	130.53	35.6949	1.1325	122.0100	1.14835	2.04764				
400	115.56	50.8846	1.1551	127.1741	1.21593	2.00528				
350	100.58	66.0795	1.1676	132.3545	1.28569	1.83523				
285	69.91	97.1773	1.1839	133.4360	2.02716	1.75912				
240	39.95	127.5772	1.1952	213.8246	2.36301	1.75912				
200	0.00	168.1053	1.2053	294.3436	2.81078	1.57192				

P_a

DATOS VAPORIZACION DIFERENCIAL (D.V.)

PESO-ACEITE RESIDUAL (gr)	TEMP. DE MEDIDA DE		GRAVEDAD API a Tm	GRAVEDAD API a 60°F.	GRAVEDAD ESPEC. a 60°F.	DENSIDAD (gr/cc) a 60°F.	FACTOR DE REDUC. DE VOL. DEL GAS VRF a TY
	GRAVEDAD API Tm (°F)	69					
65.3904							

PRESION (LFCM)	LIEGB (cc)	LFEGB (cc)	LECTURA DE GAS		PBAR (mm.Hg)	TEMPERATURA AMB (°F)
			INICIAL (cc)	FINAL (cc)		
5000	65.963					
4500	65.622					
4000	65.293					
3500	64.937					
3000	64.558					
2500	64.153					
2000	63.722					
1500	63.253					
1000	62.744					
850	62.328	62.210				
700	54.792	63.275	30	517	552.0	70
500	45.202	64.338	30	800	551.1	68
300	34.315	66.410	30	810	551.1	68
140	0.546	69.700	30	850	552.0	70
0	10.182	90.218	30	1250	551.1	68

TABLA IX
LIBERACION DIFERENCIAL A 205°F

POZO "AMAZONAS"

PRESION P (lpcm)	GOR * EN SOLUCION R _S (PCN/BB1)	FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO (B o)**	DENSIDAD DEL PETROLEO ρ _o (GR/cc)
5000		1.1673	
4500		1.1704	
4000		1.1735	
3500		1.1764	
3000		1.1799	
2500		1.1844	
2000		1.1901	
1500		1.1961	
1200		1.2007	
1000		1.2038	
860		1.2070	
PS 850	219	1.2080	0.7887
700	193	1.1930	0.7932
500	152	1.1780	0.8023
300	110	1.1493	0.8140
140	66	1.1042	0.8249
0	0	1.0597	0.8325

$$B_o \text{ a } 60^\circ\text{F} = 1.000$$

$$\text{GRAV } ^\circ\text{API del crudo residual} = 28.8^\circ$$

* Pies cúbicos de gas a 14.7 lpca y 60°F por barril de petróleo residual a 14.7 lpca y 60°F

** Volumen de petróleo a la presión y temperatura indicada por volumen de petróleo residual a 14.7 lpca y 60°F

(Tabla VII).

TABLA X
LIBERACION DIFERENCIAL A 205°F

POZO: AMAZONAS

PRESION (lpcm)	FACTOR DE DESVIA CION DEL GAS "Z"	FACTOR VOLUME TRICO DEL GAS (Bg)	GRAVEDAD (*) DEL GAS LIB. (Aire=1.000)
700	0.9540	0.0247	1.1164
500	0.9609	0.0351	1.1477
300	0.9727	0.0581	1.2819
140	0.9821	0.1194	1.4041
0	1.0000	-----	2.0020

VOLUMEN DEL GAS A LA PRESION Y TEMPERATURA INDICADA POR VOLUMEN FISCAL

*ANALISIS CROMATOGRAFICO.

PRUEBAS DE SEPARADOR A 75 LPCM

<u>GAS DEL TANQUE</u>	
PRESION (LPCM)	TEMPER. DE PRUEBA (oF)
75	100
TEMPERAT. AMBIENTE (oF)	LECTURA DE BOMBA INICIAL (cc)
64	86.21
	117.60

	PESO DEL ERLLENMEYER VACIO CON PETROLEO (gr)	API a 60oF.	LECTURA DE GAS DEL TANQUE INICIAL (cc)	FINAL (cc)	PBAR (mm.Hg)	LECTURA DE GAS DEL SEPARADOR INICIAL (cc)	FINAL (cc)
	97.3917	29.4	30.0	400	545.8	30	1030

TABLA XII

PRUEBAS DE SEPARADOR A 25 LPCM

<u>GAS DEL TANQUE</u>	
PRESION (LPCM)	TEMPER. DE PRUEBA (oF)
25	100
TEMPERAT. AMBIENTE (oF)	LECTURA DE BOMBA INICIAL (cc)
66	194.650
	213.076

	PESO DEL ERLLENMEYER VACIO CON PETROLEO (gr)	API a 60oF.	LECTURA DE GAS DEL TANQUE INICIAL (cc)	FINAL (cc)	PBAR (mm.Hg)	LECTURA DE GAS DEL SEPARADOR INICIAL (cc)	FINAL (cc)
	95.6016	29.0	30.0	810	551.0	30.0	125



PRUEBA DE SEPARADOR No 1
A O IPCM

100.0	TEMPERAT. PRUEBA (gr)	68.0	TEMPERAT. AMBIENTE (gr)	122.000	LECTURA DE BOMBA INICIAL (cc)	152.895	LECTURA DE BOMBA FINAL (cc)	95.5613	VACIO CON PETROLIO (gr)	120.9004	PESO DEL ERMENMEYER (gr)	28.8	API a 60°F	30.0	LECTURA DE GAS DEL TANQUE INICIAL (cc)	1242	LECTURA DE GAS DEL TANQUE FINAL (cc)	551.1	PBAR (mm.Hg)
-------	-----------------------	------	-------------------------	---------	-------------------------------	---------	-----------------------------	---------	-------------------------	----------	--------------------------	------	------------	------	--	------	--------------------------------------	-------	--------------

TABLA XIV

PRUEBA DE SEPARADOR No 2
A O IPCM

100.0	TEMPERAT. PRUEBA (gr)	67.0	TEMPERAT. AMBIENTE (gr)	153.100	LECTURA DE BOMBA INICIAL (cc)	172.632	LECTURA DE BOMBA FINAL (cc)	95.5921	VACIO CON PETROLIO (gr)	111.4827	PESO DEL ERMENMEYER (gr)	28.8	API a 60°F	30.0	LECTURA DE GAS DEL TANQUE INICIAL (cc)	1012	LECTURA DE GAS DEL TANQUE FINAL (cc)	551.1	PBAR (mm.Hg)
-------	-----------------------	------	-------------------------	---------	-------------------------------	---------	-----------------------------	---------	-------------------------	----------	--------------------------	------	------------	------	--	------	--------------------------------------	-------	--------------

TABLA XV

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA PRUEBA DEL SEPARADOR
A 75 lpcm

COMPONENTES	% MOLAR	G.P.M.
Dióxido de carbón	34.947	
Nitrógeno	3.271	
Metano	33.090	
Etano	8.681	
Propano	9.309	2.553
Iso Butano	1.252	0.409
Normal Butano	2.813	0.885
Iso Pentano	0.763	0.278
Normal Pentano	0.705	0.255
Hexanos	0.535	0.219
Heptanos (+)	4.635	2.134
Total	<u>100.000</u>	<u>6.733</u>
Valor calorífico Bruto (BTU/pcs de gas seco)		1193
Gravedad del gas (Aire = 1000)		1.277
Peso Molecular		36.976
Presión Seudocrítica (lpca)		781
Temperatura Seudocrítica (°R)		515

OBSERVACIONES

SH₂ NO

TABLA XVI
ANALISIS DE COMPOSICION
DE LA PRUEBA DEL SEPARADOR a 25 lpcm

POZO "AMAZONAS"

COMPONENTES	% MOLAR	G.P.M.
Dióxido de carbón	29.431	
Nitrógeno	2.760	
Metano	25.729	
Etano	9.072	
Propano	14.053	3.855
Iso Butano	2.415	0.788
Normal Butano	5.804	1.826
Iso Pentano	1.579	0.576
Normal Pentano	1.659	0.600
Hexanos	1.551	0.636
Heptanos (+)	5.947	2.738
Total	<u>100.000</u>	<u>11.018</u>
Valor calorífico bruto (BTU/pcs de gas seco)		1573
Gravedad del Gas (Aire = 1000)		1.428
Peso Molecular		41.352
Presión Seudoctítica (lpca)		743
Temperatura Seudocrítica (°R)		561

OBSERVACIONES

SH₂ NO

TABLA XVII

ANALISIS DE COMPOSICION DE LA PRUEBA DEL
SEPARADOR A 0 lpcm

POZO "AMAZONAS"

COMPONENTES	% MOLAR	G.P.M.
Dióxido de carbón	26.127	
Nitrógeno	6.342	
Metano	23.105	
Etano	8.015	
Propano	13.325	3.655
Iso Butano	2.602	0.849
Normal Butano	6.740	2.121
Iso Pentano	2.136	0.779
Normal Pentano	2.337	0.845
Hexanos	2.545	1.044
Heptanos (+)	6.726	3.097
Total	<u>100.000</u>	<u>12.389</u>
Valor calorífico bruto (BTU/pcs de gas seco)		1685
Gravedad del Gas (Aire = 1000)		1.486
Peso molecular		43.045
Presión Seudocrítica (lpca)		715
Temperatura Seudocrítica (°R)		567

OBSERVACIONES

SH₂ NO

TABLA XVIII

CONDICIONES DEL SEPARADOR		G O R*		FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO (Bo)F**	GRAVEDAD DEL PETROLEO °API a 60°F	GRAVEDAD DEL GAS (G.AIRE)=1.00) SEP. STOCK T.
PRESION (LPCM)	TEMPERATURA (°F)	DEL SEPA RADOR	TOTAL			
75	100	133.4	184.8	1.20000	29.4	1.277 1.750
25	100	186.0	209.0	1.20200	29.0	1.428 1.761
0	100	215.0	215.0	1.20664	28.8	1.486

* Relación del petróleo y gas en pies cúbicos de gas a 60°F y 14.7 LPCA por barril fiscal.

** Barriles de petróleo saturado a 850 LPCM y 205°F por barril fiscal.

TABLA XIX
VISCOSIMETRO DE BOLAS

POZO: AMAZONAS
 DIAMETRO DE LA BOLA: 0.248"
 DENSIDAD DE LA BOLA: 7.742 GR/cc
 TEMP. YACIMIENTO: 205 °F
 GRAV. API a 60°F : 28.8
 DENSIDAD PUNTO SAT, ρ_o SAT : 0.7887 GR/cc

PRESION (lpcm)	TIEMPO \ddagger 70° (SGDS)			PROM
	1	2	3	
5000	10.0	10.0	10.0	10.0
4500	9.6	9.5	9.6	9.6
4000	9.2	9.2	9.4	9.2
3500	8.9	8.8		8.9
3000	8.4	8.4	8.5	8.4
2500	8.1	8.1		8.1
2000	7.9	7.9		7.9
1500	7.5	7.7	7.6	7.6
1200	7.5	7.5		7.5
1000	7.4		7.5	7.4
850	7.1	7.2	7.1	7.1
700	7.5	7.6		7.6
500	8.5	8.4	8.4	8.4
300	9.0	9.4	9.2	9.2
140	10.0	10.0		10.0
0	12.9	13.1	13.2	13.2

CALCULO DE VISCOSIDAD

PRESSION (Lbs/in ²)	TIEMPO (Segs)	VM. RELATIVO (V/V _{25°C})	ρ_0 (G./CC)	$\frac{\Delta \rho}{(\rho_{H_2O} - \rho_0)}$	$\Delta \rho \times t$	VISCOSIDAD DEL PETROLIO (cps)	GRAVEDAD DEL GAS	TEMP. SEUDO C. (°K)	PRESTON SEUDO C. (L.U.C.)	VISCOSIDAD DEL GAS (G.P.S.)	RELACION VISCOSIDAD PETROLIO/GAS
5700	10.0	0.96634	0.8462	6.9238	69.2380	2.49					
4500	9.6	0.96897	0.8440	6.9280	66.5088	2.39					
4000	9.2	0.97150	0.8418	6.9302	63.7576	2.29					
3500	8.9	0.97389	0.8398	6.9322	61.6966	2.22					
3000	8.4	0.97676	0.8375	6.9345	58.2498	2.14					
2500	8.1	0.98048	0.8344	6.9376	56.1946	2.05					
2000	7.9	0.98522	0.8305	6.9415	54.8379	1.97					
1500	7.6	0.99015	0.7965	6.9455	52.7858	1.90					
1200	7.5	0.99396	0.7935	6.9485	52.1138	1.84					
1000	7.4	0.99654	0.7914	6.9506	51.4344	1.80					
850	7.1	1.00000	0.7987	6.9533	49.3684	1.78					
700	7.6		0.7932	6.9488	52.8109	1.90	1.1164	463.921	761.864	0.0129	147.2
500	8.4		0.8023	6.9397	58.2935	2.10	1.1477	480.727	783.783	0.0123	170.7
300	9.2		0.8140	6.9280	63.7376	2.29	1.2819	519.766	783.323	0.0115	199.1
140	10.0		0.8249	6.9171	69.1710	2.49	1.4041	565.370	774.343	0.0108	230.6
0	13.2		0.8325	6.9695	91.2654	3.28	1.486	567.000	715.000		



TAPIA XXI

POZO AMAZONAS

DATOS DE VISCOSIDAD A 205 °F

PRESION (Ipcin)	VISCOSIDAD DEL PETROLFO (cps)	VISCOSIDAD DEL GAS (cps)	RELACION VISCOSIDAD PETROLFO/GAS
5000	2.49		
4500	2.39		
4000	2.29		
3500	2.22		
3000	2.14		
2500	2.05		
2000	1.97		
1500	1.90		
1200	1.84		
1000	1.80		
PS 850	1.78		
700	1.90	0.0129	147
500	2.10	0.0123	171
300	2.29	0.0115	199
140	2.49	0.0108	231
0	3.28	-	-

TABLA XXII
RELACION PRESION-VOLUMEN A TEMPERATURA VARIABLE

PRESION (lpcm)	LECTOR BOMBA (cc)	TEMPERATURA (°F)
280		76
350	94.55	88
390	92.945	112
470	89.215	167
520	86.455	206
740	78.475	315

TABLA XXIII
RESULTADOS OBTENIDOS

FACTOR DE DESVIACION DEL GAS "Z" - LIBERACION DIFERENCIAL
a 205°F

PRESION (Lpca)	T_c (°R)	P_c (Lpc)	FACTOR DE DESVIACION DEL GAS "Z"
714.7	463.921	761.864	0.8920
514.7	480.727	783.783	0.9142
314.7	519.766	783.393	0.9322
154.7	565.370	774.343	0.9563
14.7	716.980	623.803	1.0000

TABLA XXIV
 RESULTADOS OBTENIDOS
 COMPRESIBILIDAD ISOTERMICA DEL PETROLEO SATURADO

PRESION (Ipsa)	COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO $CO(V/V/Ipc \times 10^{-6})$	GOR EN SOLUCION Rsb (PCN/BBL)
5014.7	4.1160	
4514.7	4.5719	
4014.7	5.1413	
3514.7	5.8727	
3014.7	6.8467	
2514.7	8.2080	
2014.7	10.2450	
1514.7	13.6270	
1214.7	16.9920	
1014.7	20.3420	
864.7	23.8700	
838.1	0.0006	219.00
714.7	0.0008	183.99
514.7	0.0012	128.49
314.7	0.0022	75.02
154.7	0.0046	34.51
14.7	0.0417	2.63

TABLA XXV
 RESULTADOS OBTENIDOS

FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO

PRESION (lpca)	Bo (BBL/BF)	GOR EN SOLUCION (R _{sb} PCN/BBL)
5014.7	1.1278	
4514.7	1.1282	
4014.7	1.1287	
3514.7	1.1294	
3014.7	1.1303	
2514.7	1.1316	
2014.7	1.1336	
1514.7	1.1368	
1214.7	1.1400	
1014.7	1.1432	
864.7	1.1466	
833.1	1.1473	219.0
714.7	1.1330	183.99
514.7	1.1104	128.49
314.7	1.0886	75.02
154.7	1.0721	34.51
14.7	1.0591	2.63

TABLA XXVI
RESULTADOS OBTENIDOS

PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Gravedad del gas, GAS G	=	1.486
Temp. pseudocrítica, Tc	=	566.3 °R
Presión pseudocrítica, Pc	=	714.8 lpc
Corr. Gases agrios, CWA	=	21.8 °R
Temp. pseudocrítica corr. Tc *	=	544.5 °R
Presión pseudocrítica corr, Pc *	=	687.2 lpc
Valor calorífico neto, NHV	=	1550 BTU/SCF
Valor calorífico bruto, GHVD	=	1685 BTU/SCF de gas seco
Valor calorífico bruto, GHVW	=	1656 BTU/SCF de gas húmedo
Calor específico a Pcte, CP	=	0.362 BTU/LBM x °F
Calor específico a Vcte, CV	=	0.315 BTU/LBM x °F
Razón de calores específicos, K	=	1.147

TABLA XXVII
 RESULTADOS OBTENIDOS

FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS (BG) - LIBERACION
 DIFERENCIAL a 205 °F

PRESION (Lpca)	T _C (°R)	P _C (Lpc)	T _{STD} (°F)	P _{STD} (Lpc)	T (°F)	B _g (FT ³ /SCF)
714.7	463.921	761.864	60	14.65	205	0.0234
514.7	480.727	783.783	60	14.65	205	0.0333
314.7	519.766	783.393	60	14.65	205	0.0555
154.7	565.370	774.343	60	14.65	205	0.1158
14.7	716.980	623.803	60	14.65	205	---



TABLA XXVIII
 RESULTADOS OBTENIDOS
 VISCOSIDAD DEL PETROLEO

PRESION (lpsa)	μ _o (cps)	GOR EN SOLUCION R _{sb} (PCN/BBL)
5014.7	2.4286	
4514.7	2.2069	
4014.7	2.0017	
3514.7	1.8143	
3014.7	1.6459	
2514.7	1.4974	
2014.7	1.3702	
1514.7	1.2661	
1214.7	1.2160	
1014.7	1.1885	
864.7	1.1714	
838.1	1.1688	219.00
714.7	1.2733	183.99
514.7	1.4962	128.49
314.7	1.8260	75.02
154.7	2.2245	34.51
14.7	2.7233	2.63

TABLA XXIX

RESULTADOS OBTENIDOS

VISCOSIDAD DEL GAS - LIBERACION DIFERENCIAL a 205°F

PRESION (lpsca)	T _C (°R)	P _C (lpsca)	GRAV.GAS	T _{YAC} (°F)	μg (cps)
714.7	463.921	761.864	1.116	205	0.0129
514.7	480.727	783.783	1.143	205	0.0123
314.7	519.766	783.393	1.282	205	0.0115
154.7	565.370	774.343	1.404	205	0.0108
14.7	716.980	623.803	2.002	205	

APENDICE E

FIGURAS

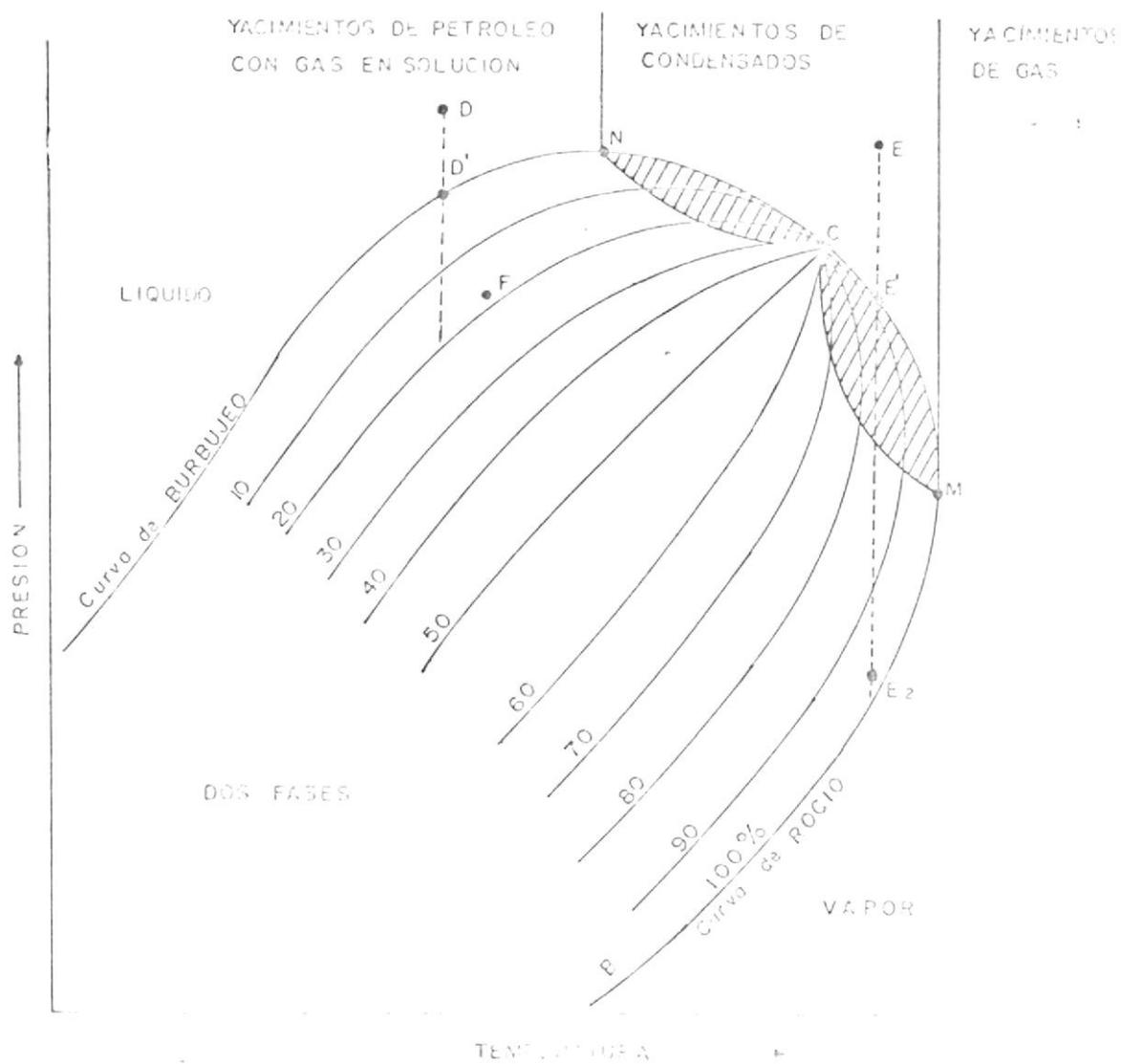


FIG. N° 2-1 DIAGRAMA PRESION - TEMPERATURA PARA UNA MEZCLA
 TIPOLOGICA DE H₂ CARBONIFEROS.

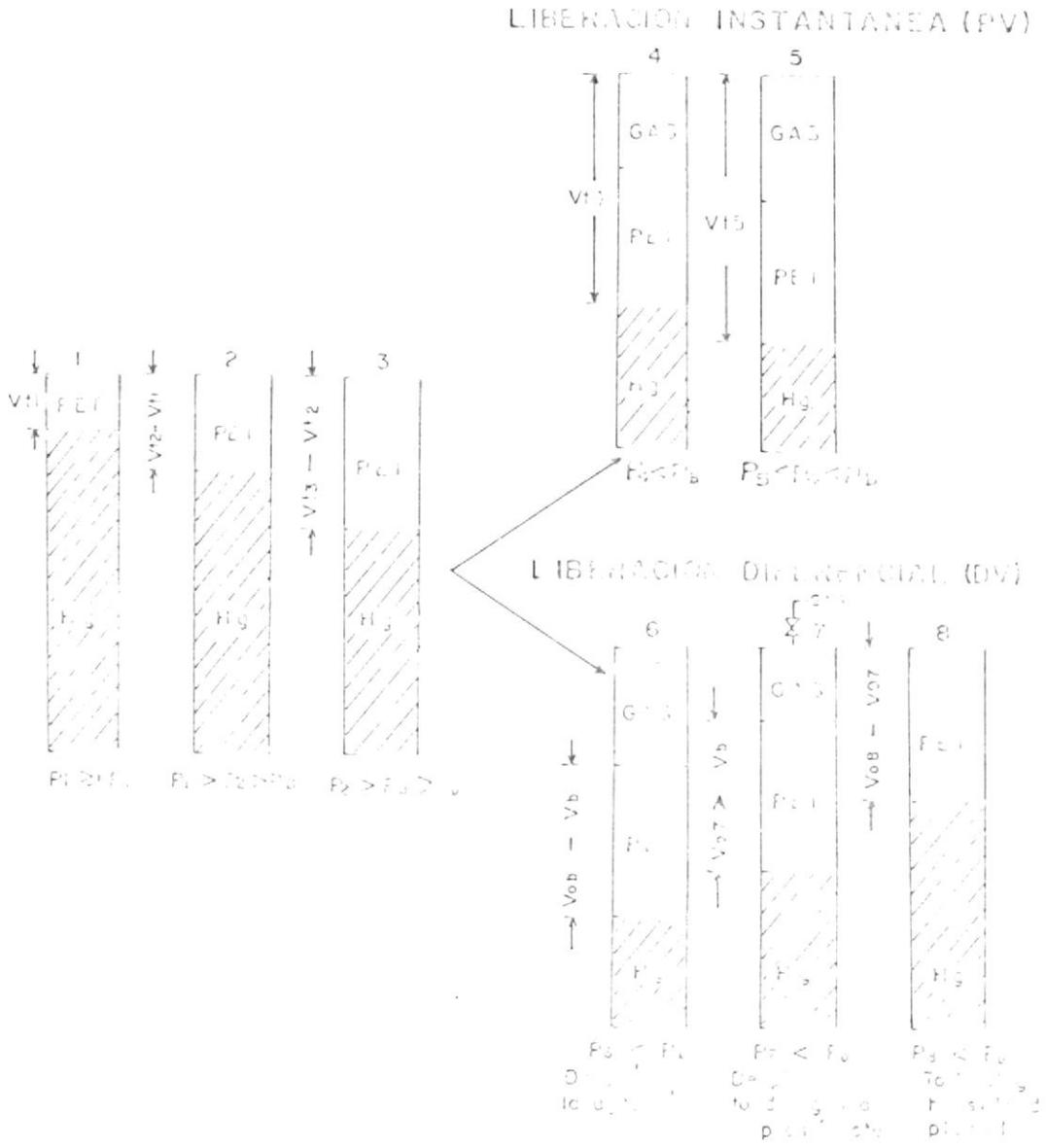


Fig. 12.2.3. X-ray photoelectron spectroscopy of a solid matrix.

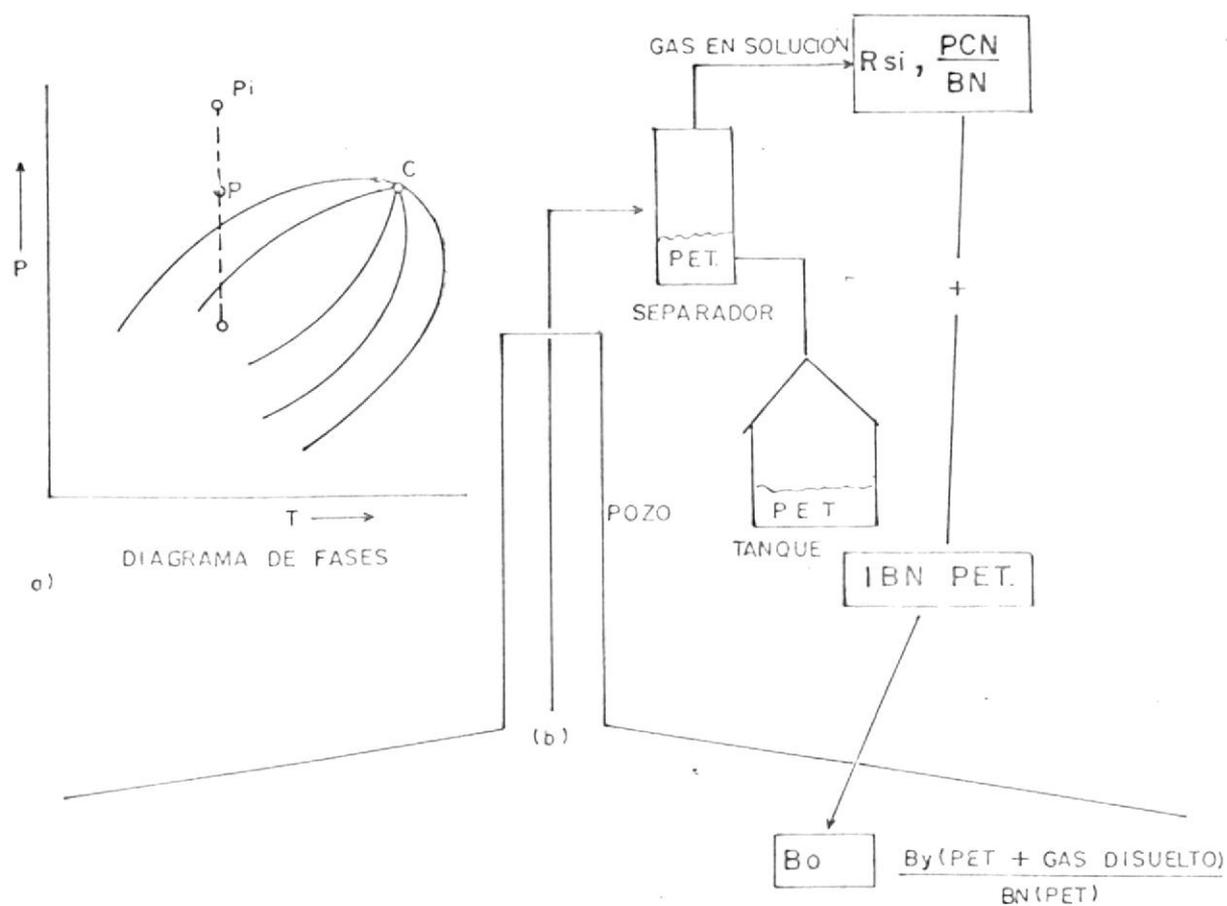


FIG. Nº 2-4 APLICACION DE LOS PARAMETROS PVT PARA CORRELACIONAR LOS VOLUMENES DE HIDROCARBUROS DE SUPERFICIE AL YACIMIENTO SITUADOS SOBRE EL PUNTO DE BURBUJEO.

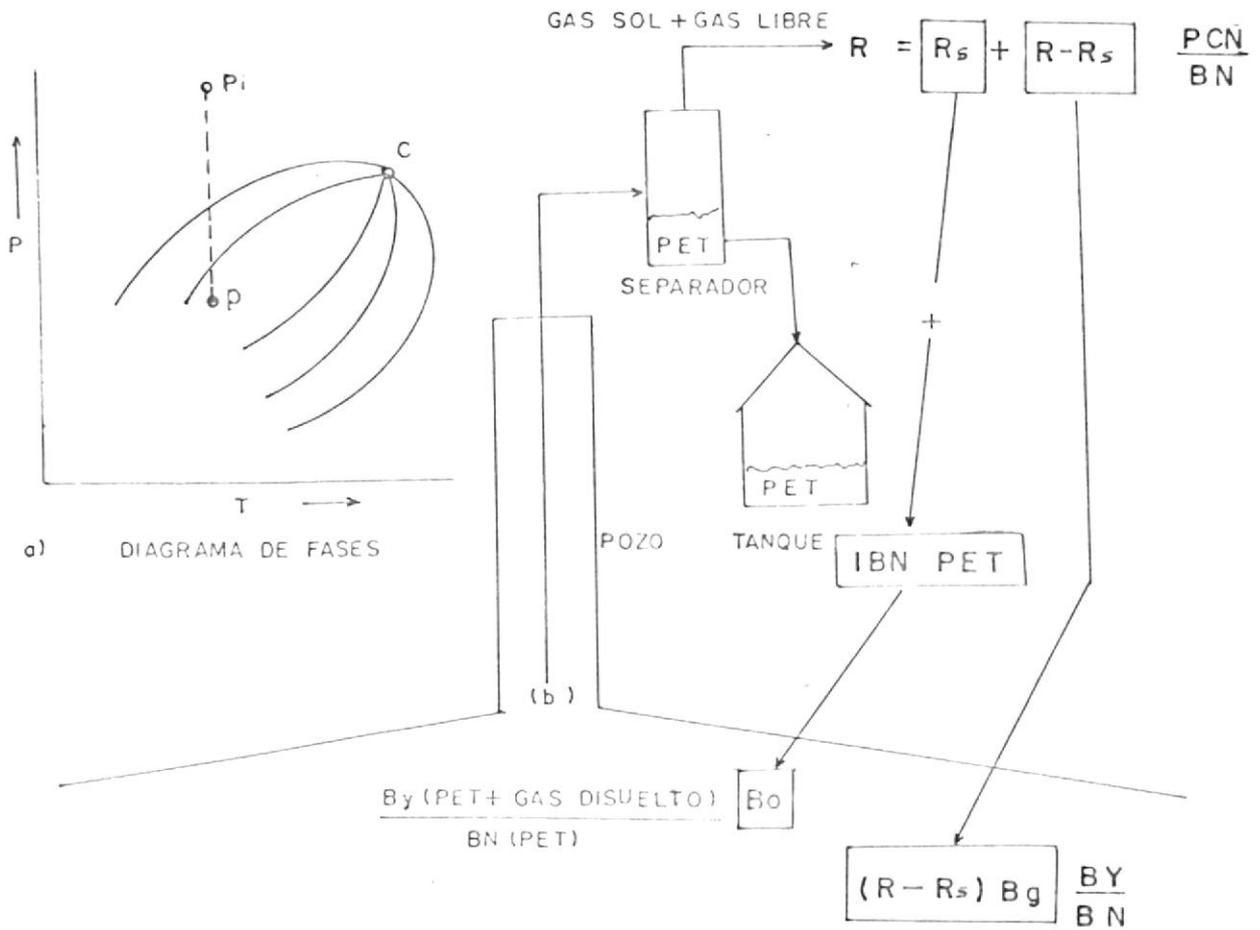


FIG. Nº 2-6 APLICACION DE LOS PARAMETROS PVT PARA CORRELACIONAR LOS VOLUMENES DE HIDROCARBUROS DE SUPERFICIE AL YACIMIENTO, BAJO EL PUNTO DE BURBUJEO.

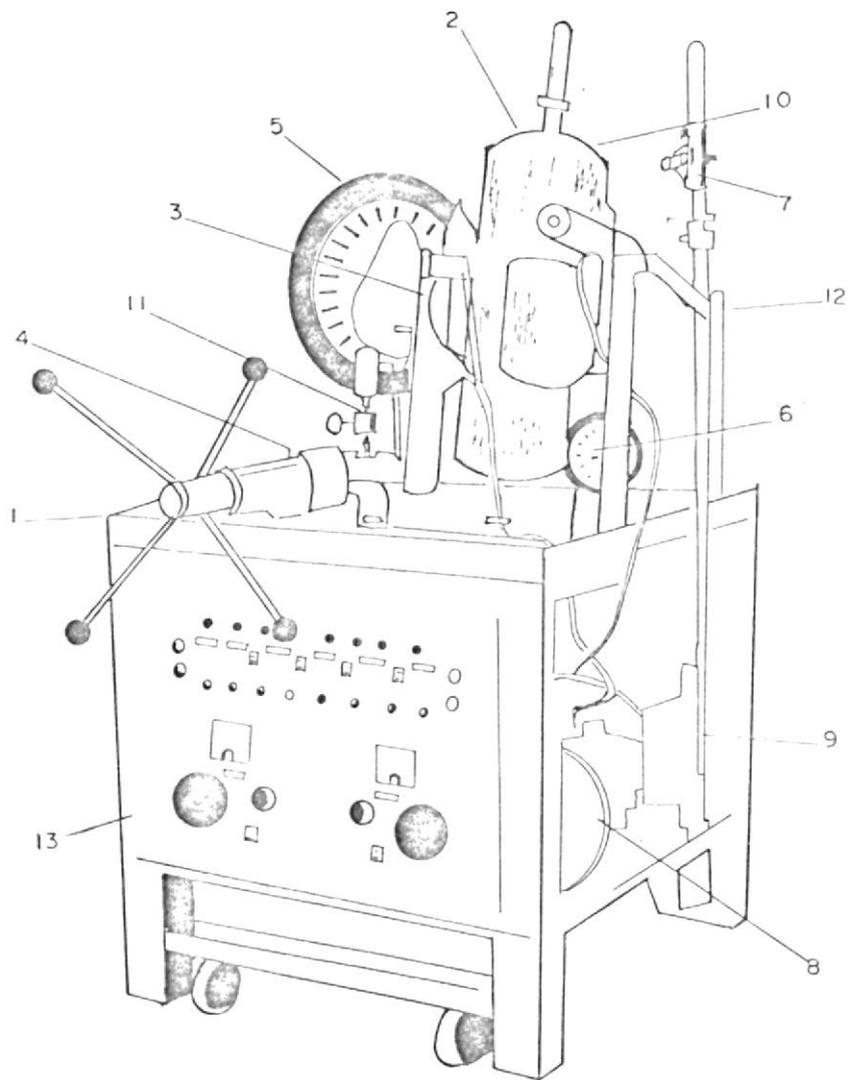


FIG. Nº 3-2 EQUIPO DE ANALISIS PVT

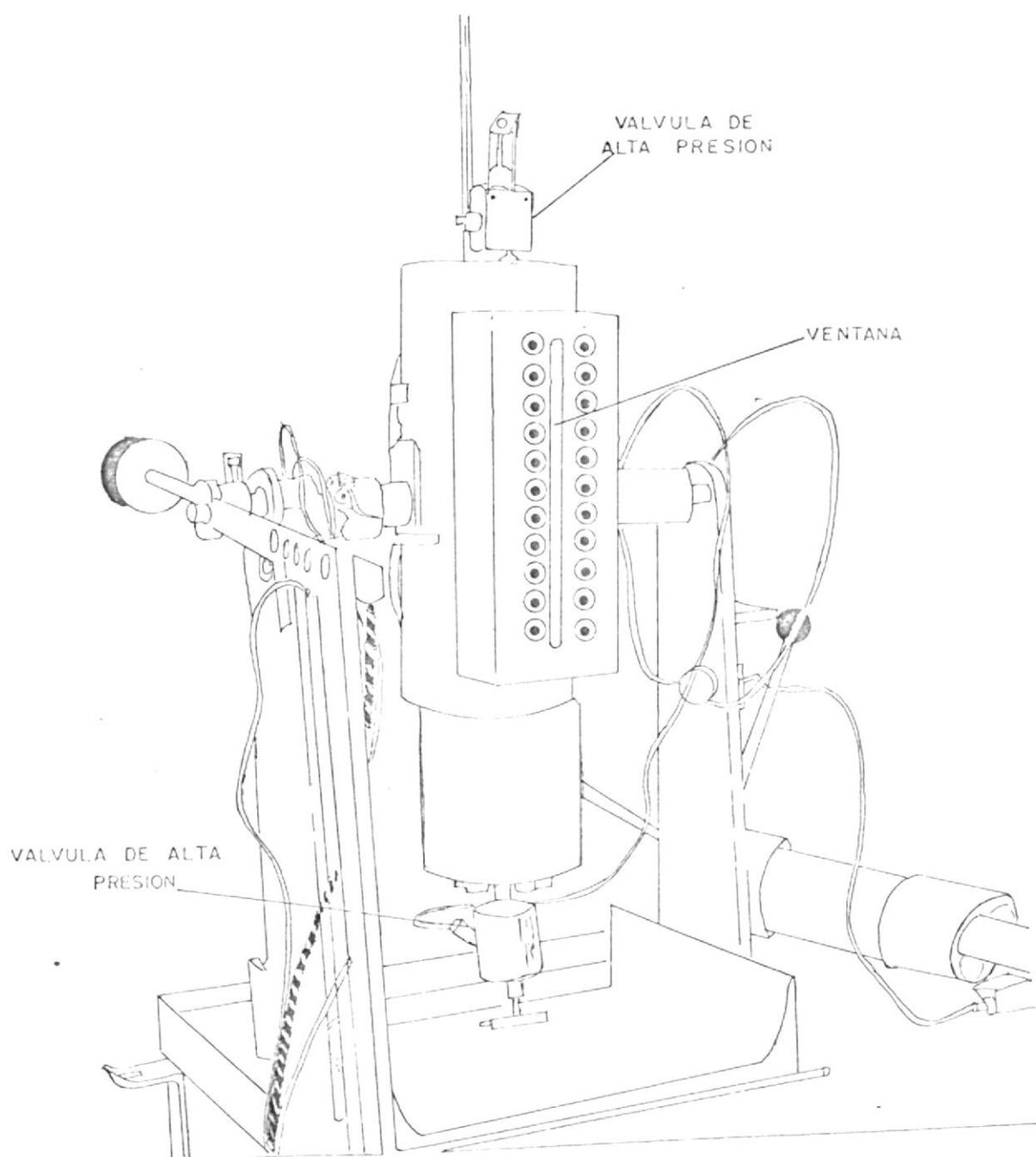


FIG. N° 3-3 CELDA DE EQUILIBRIO PVT

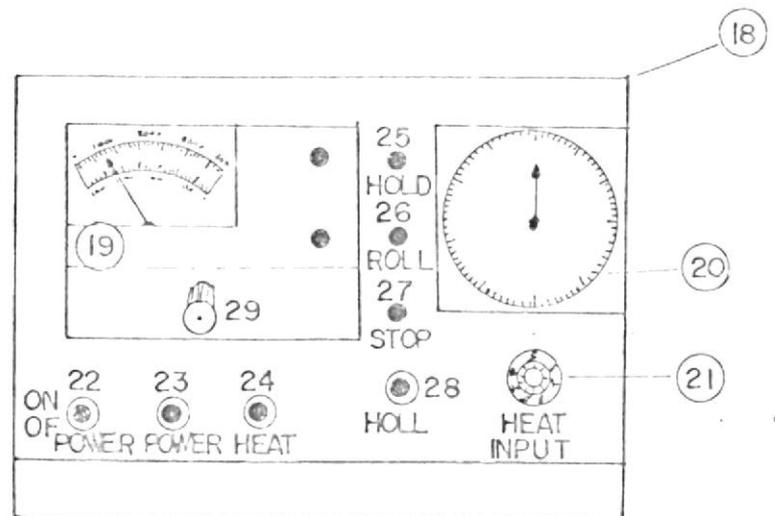
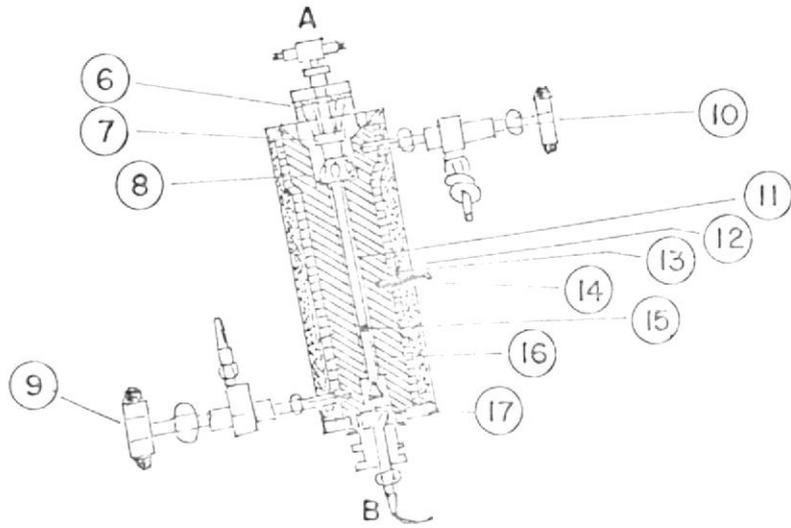
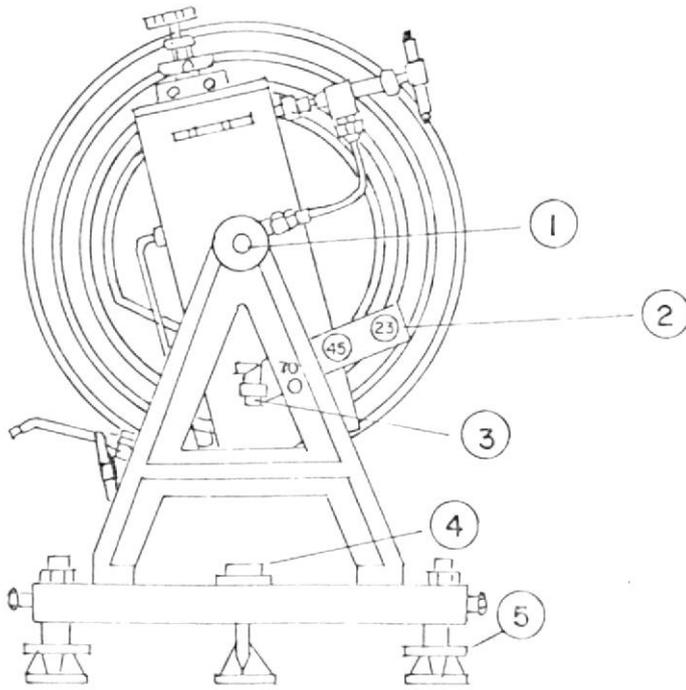
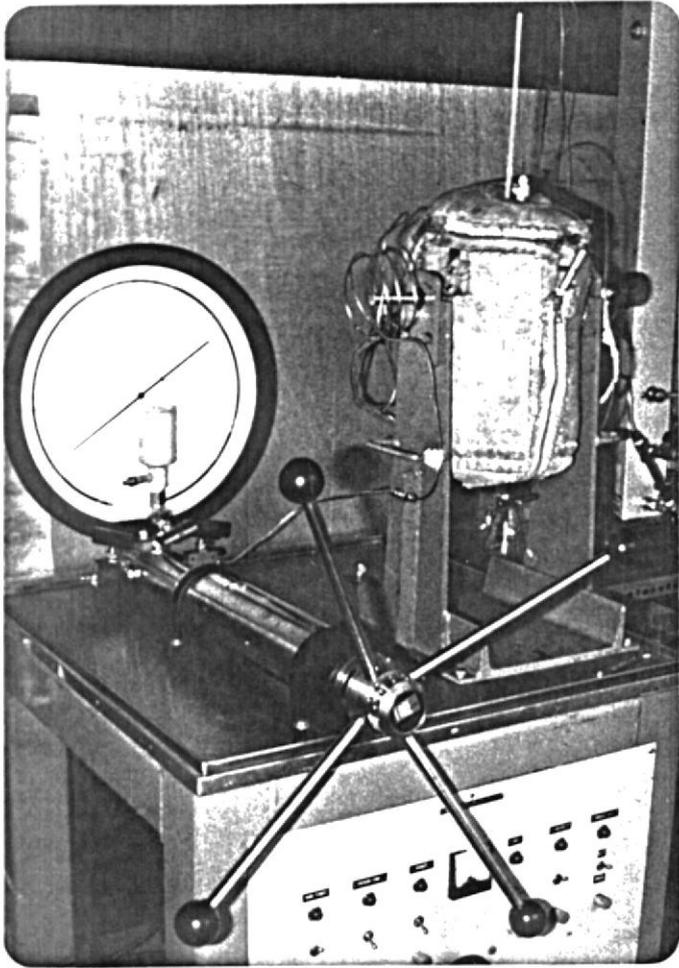
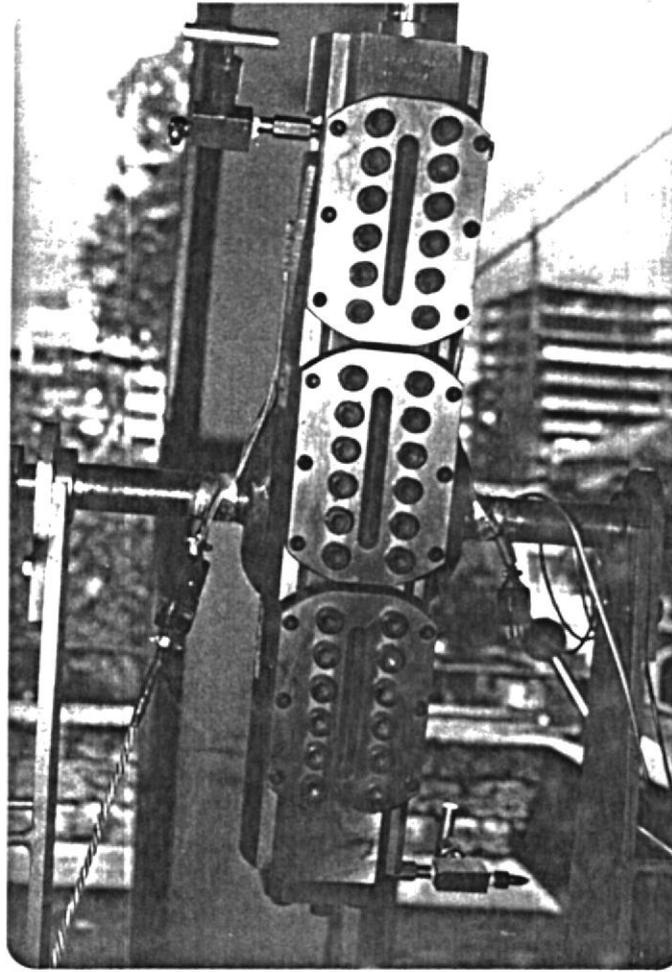


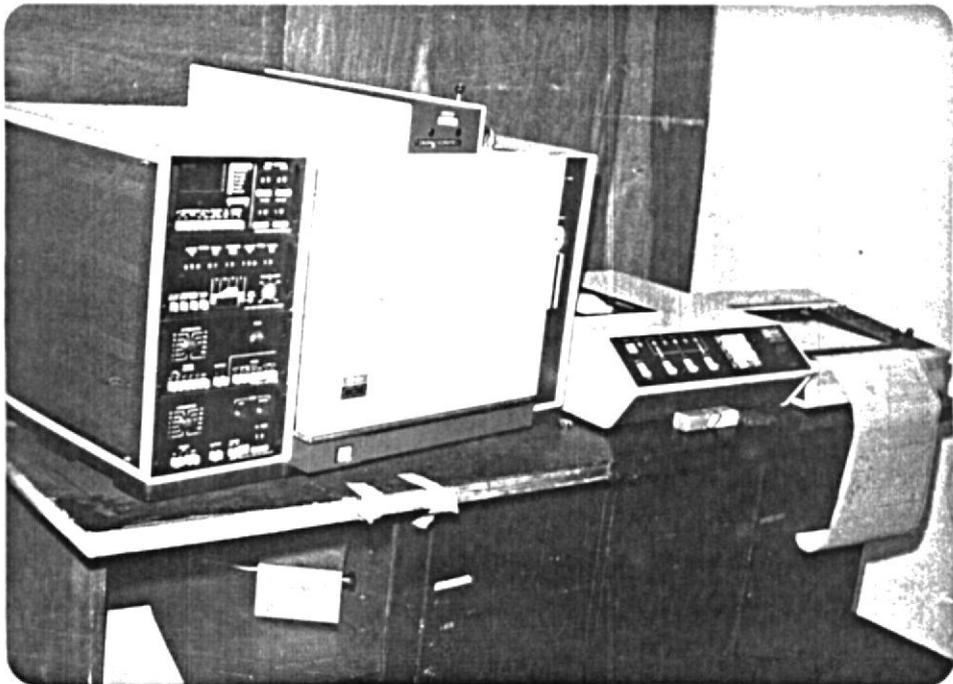
FIG. N° 3.5 VISCOSIMETRO DE ALTA PRESIÓN.



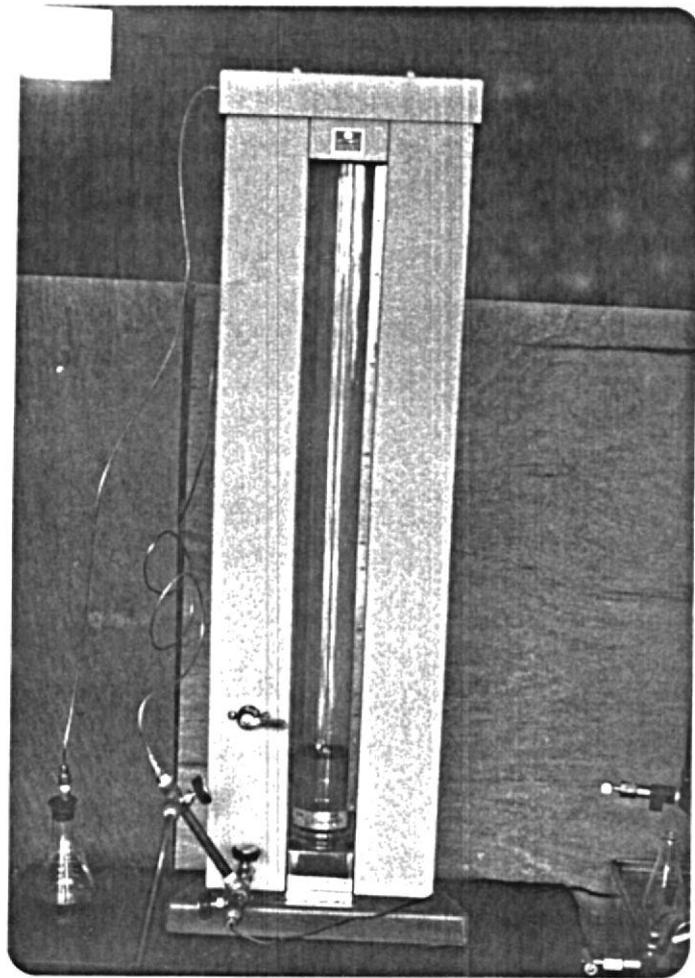
BOMBA VOLUMETRICA DE MERCURIO Y CELDA DE ANALISIS PVT (UNA VENTANA)



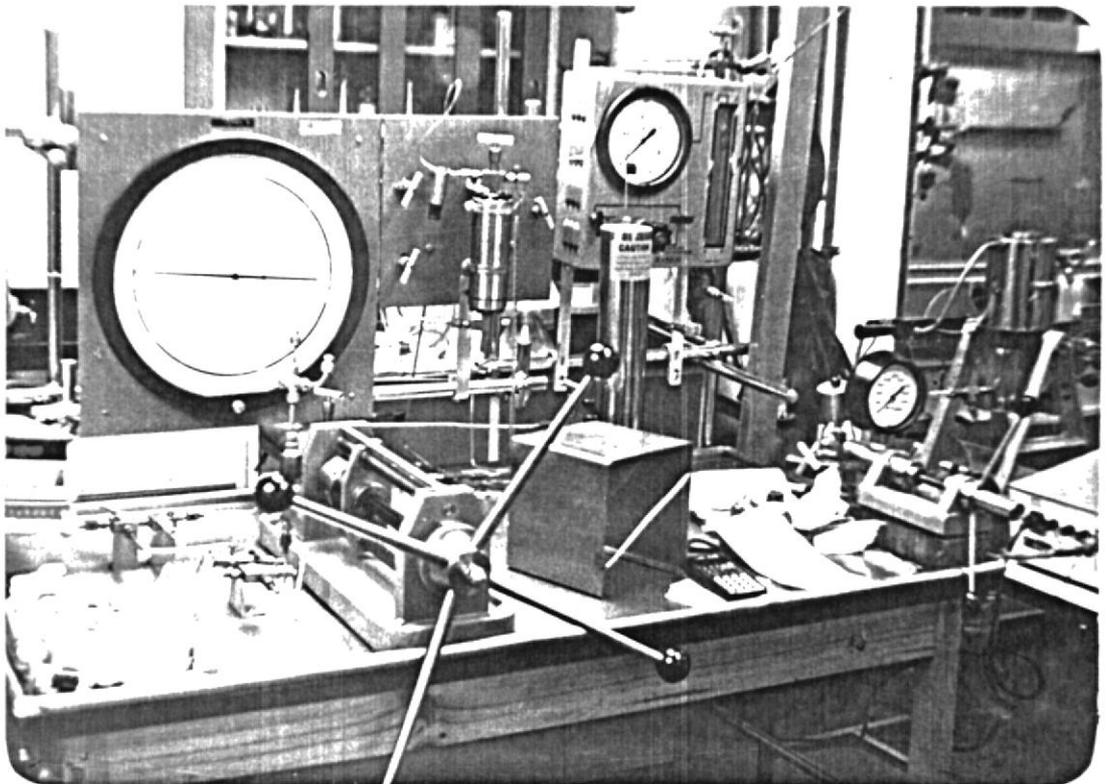
CELDA DE ANALISIS PVT (TRES VENTANAS)



CRROMATOGRAFO DE GASES

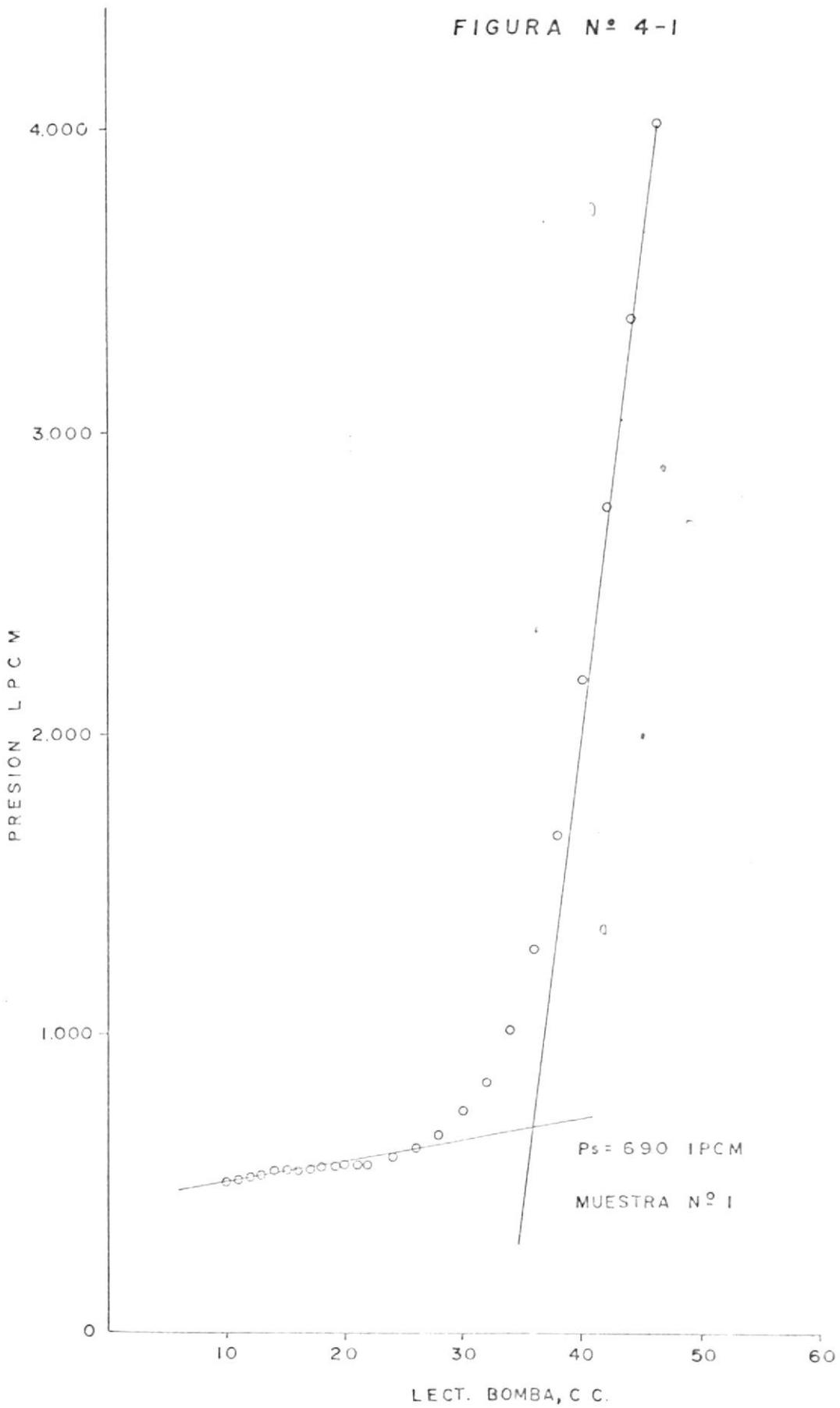


EL GASOMETRO



POMBA VOLUMETRICA DE MERCURIO, SEPARADOR Y VISCOSIMETRO DE ALTA PRESION (RUSKA)

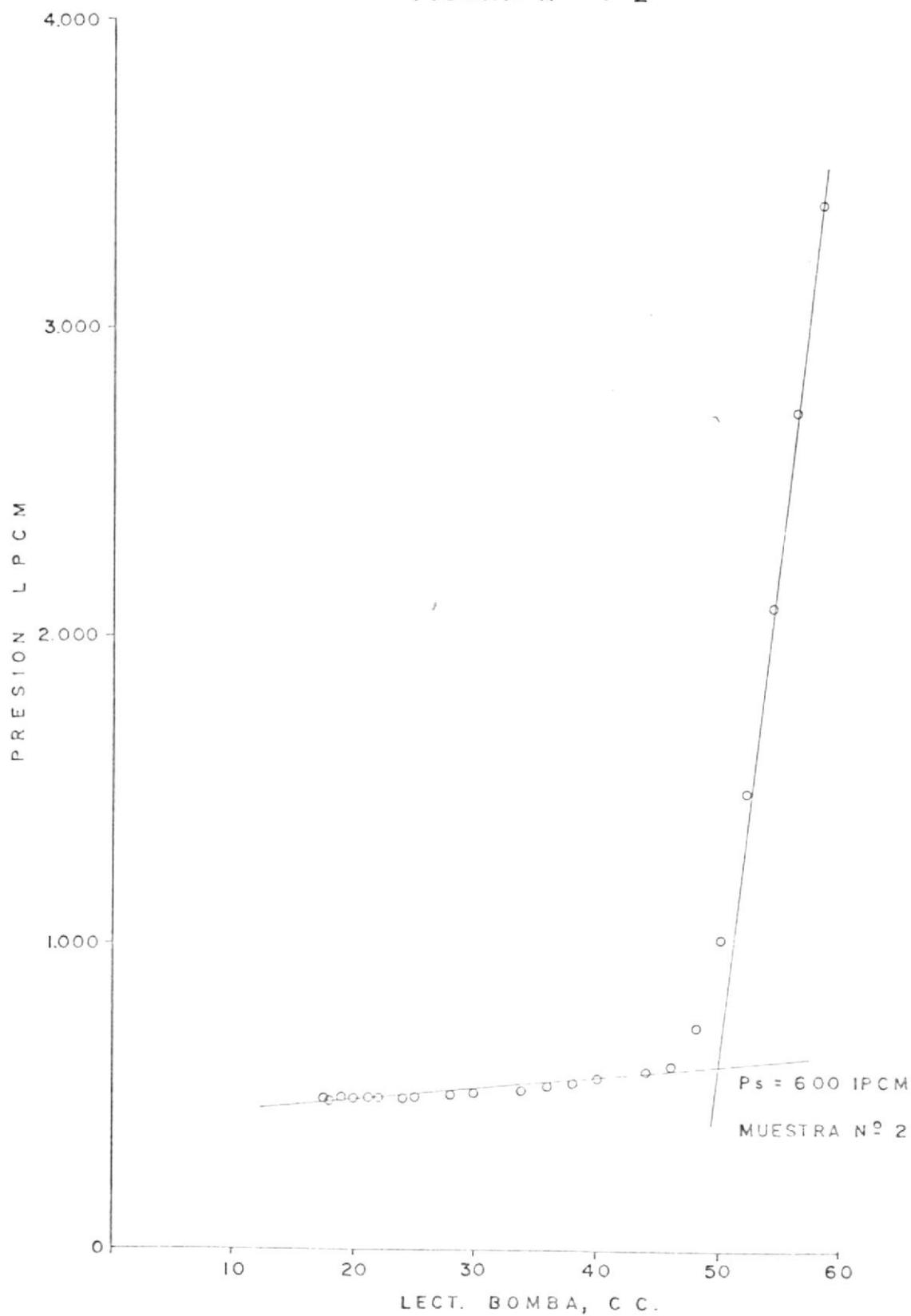
FIGURA N° 4-1



DETERMINACIONE DE CAMPO DE LA PRESION DE

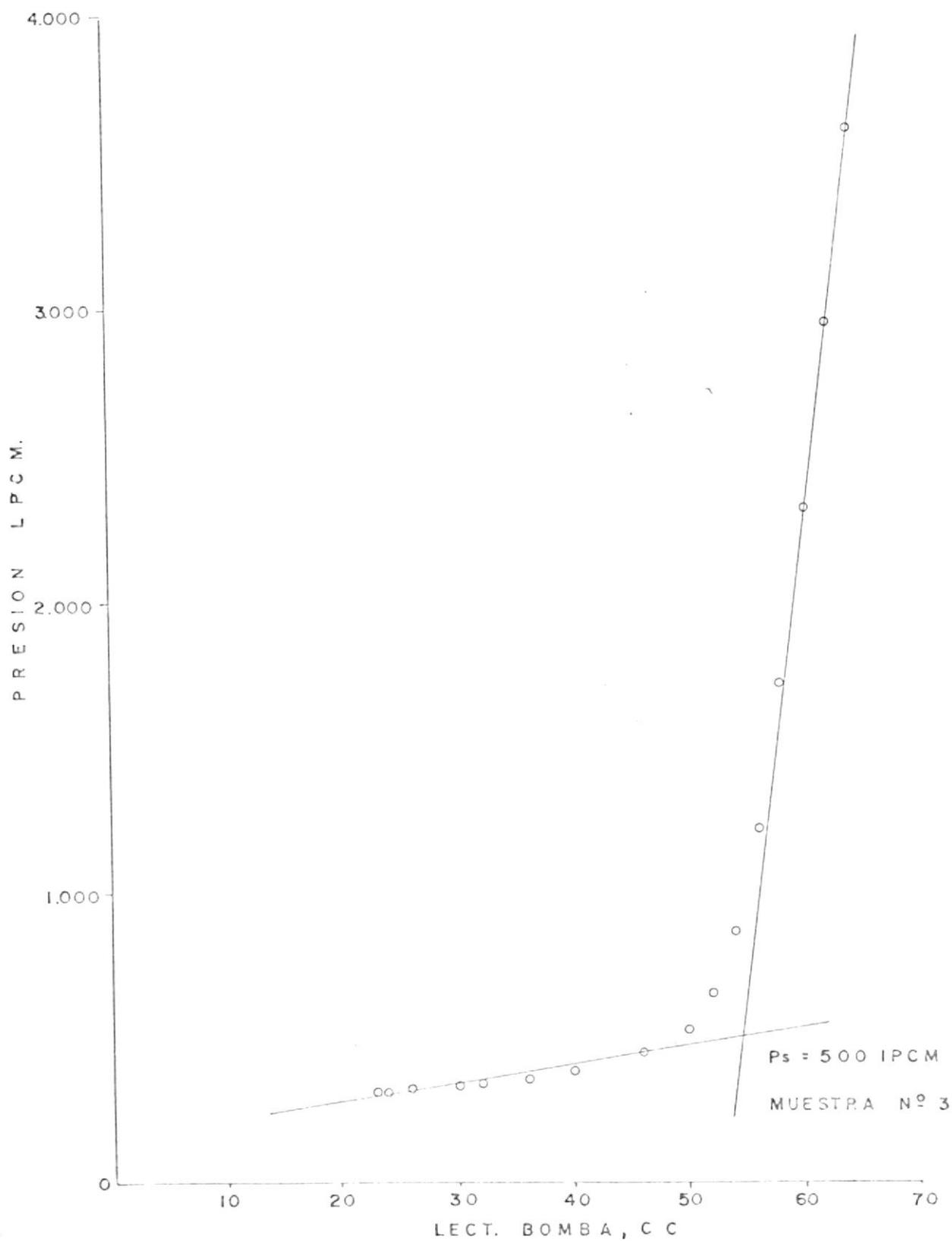
SATURACION

FIGURA N° 4-2



DETERMINACION DE CAMPO DE LA PRESION
DE SATURACION

FIGURA N° 4-3



DETERMINACION DE CAMPO DE LA PRESION DE
SATURACION

FIG. N° 4-4 DETERMINACION EN EL LABORATORIO
DE LA PRESION DE SATURACION

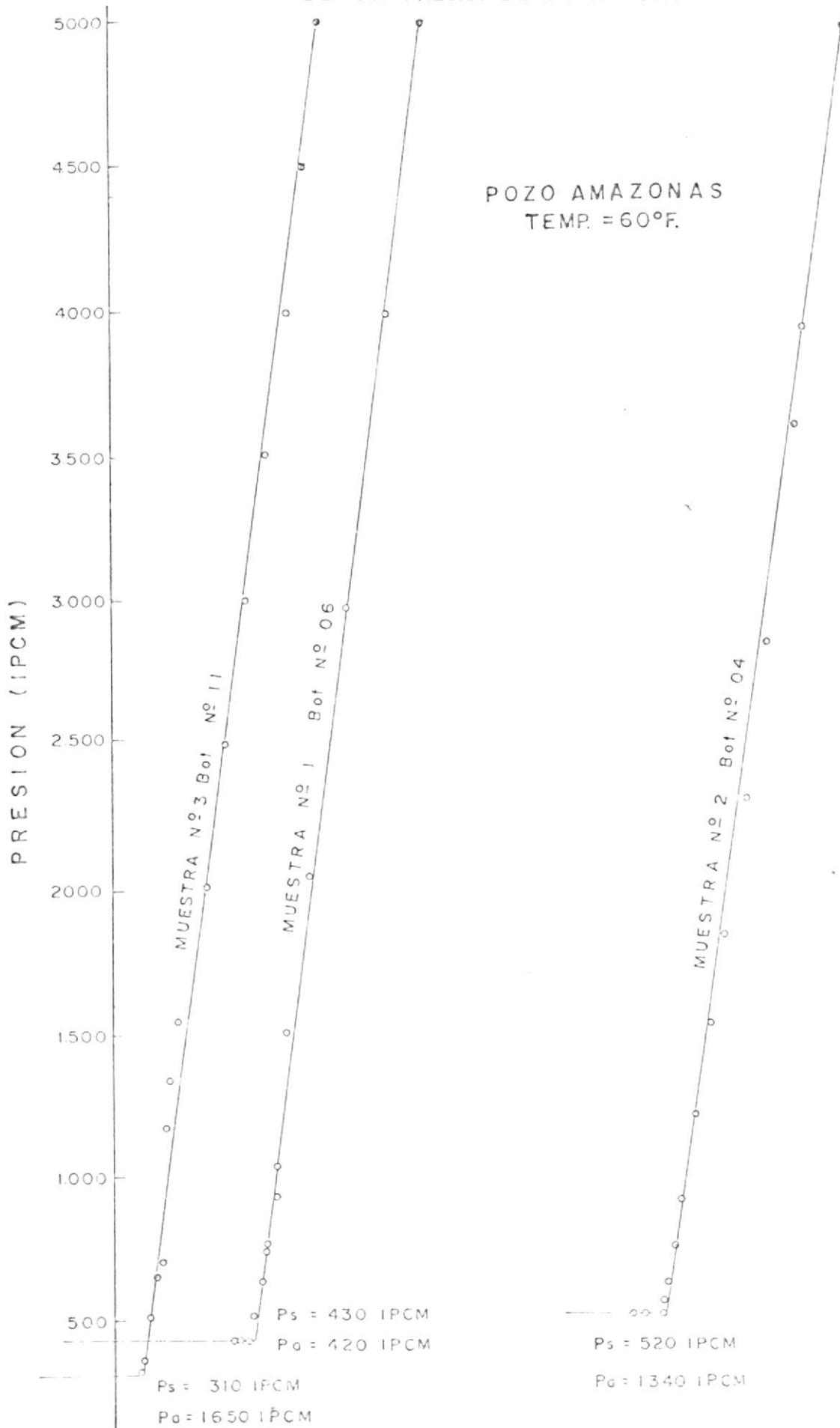


FIG. N° 4-5 DETERMINACION DE LA
PRESION DE SATURACION

POZO "AMAZONAS"
TEMP YAC = 205°F
BOTELLA N° 4

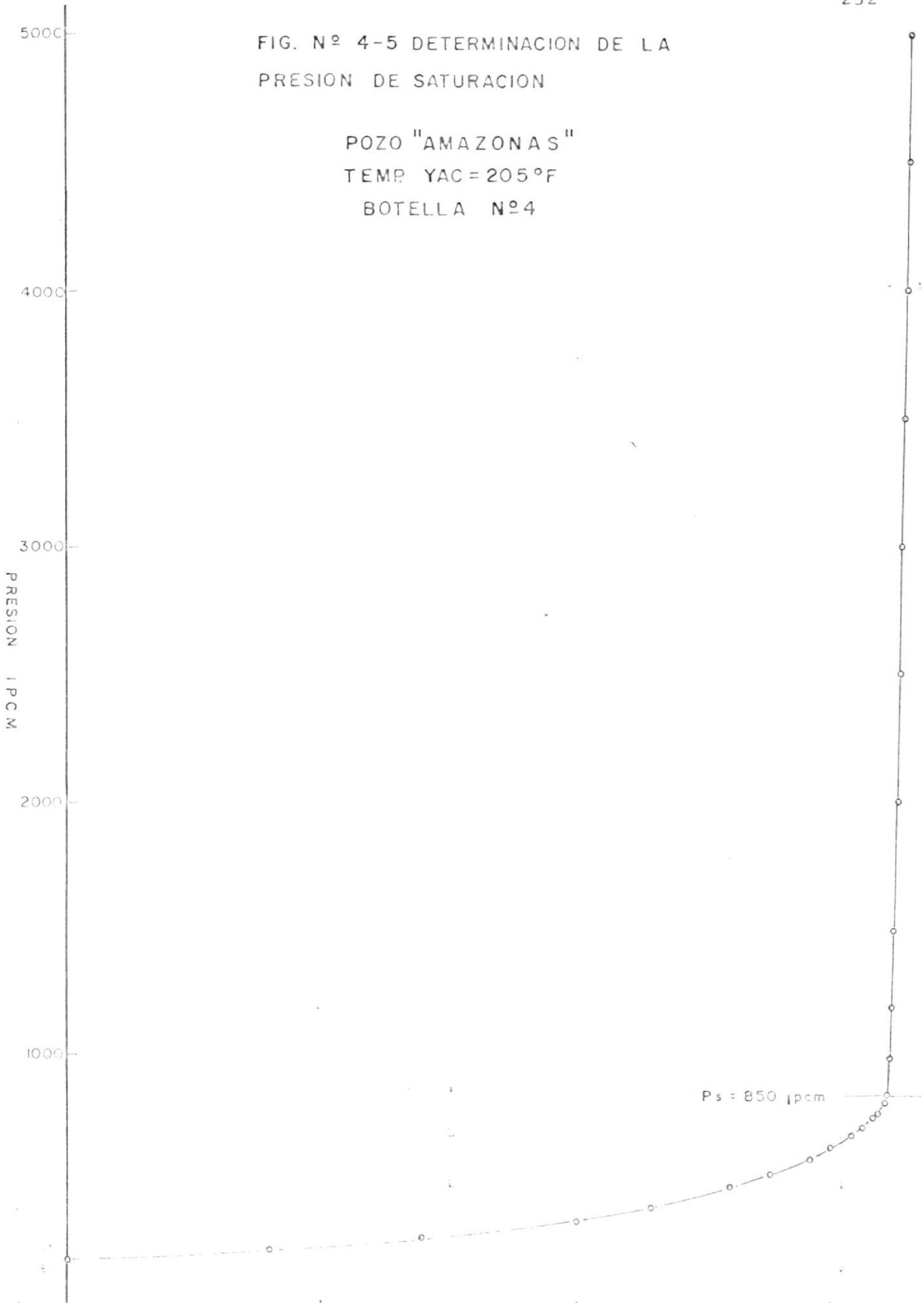


FIG. N° 4-6 RELACION DE PRESION Y VOLUMEN

a 205 °F

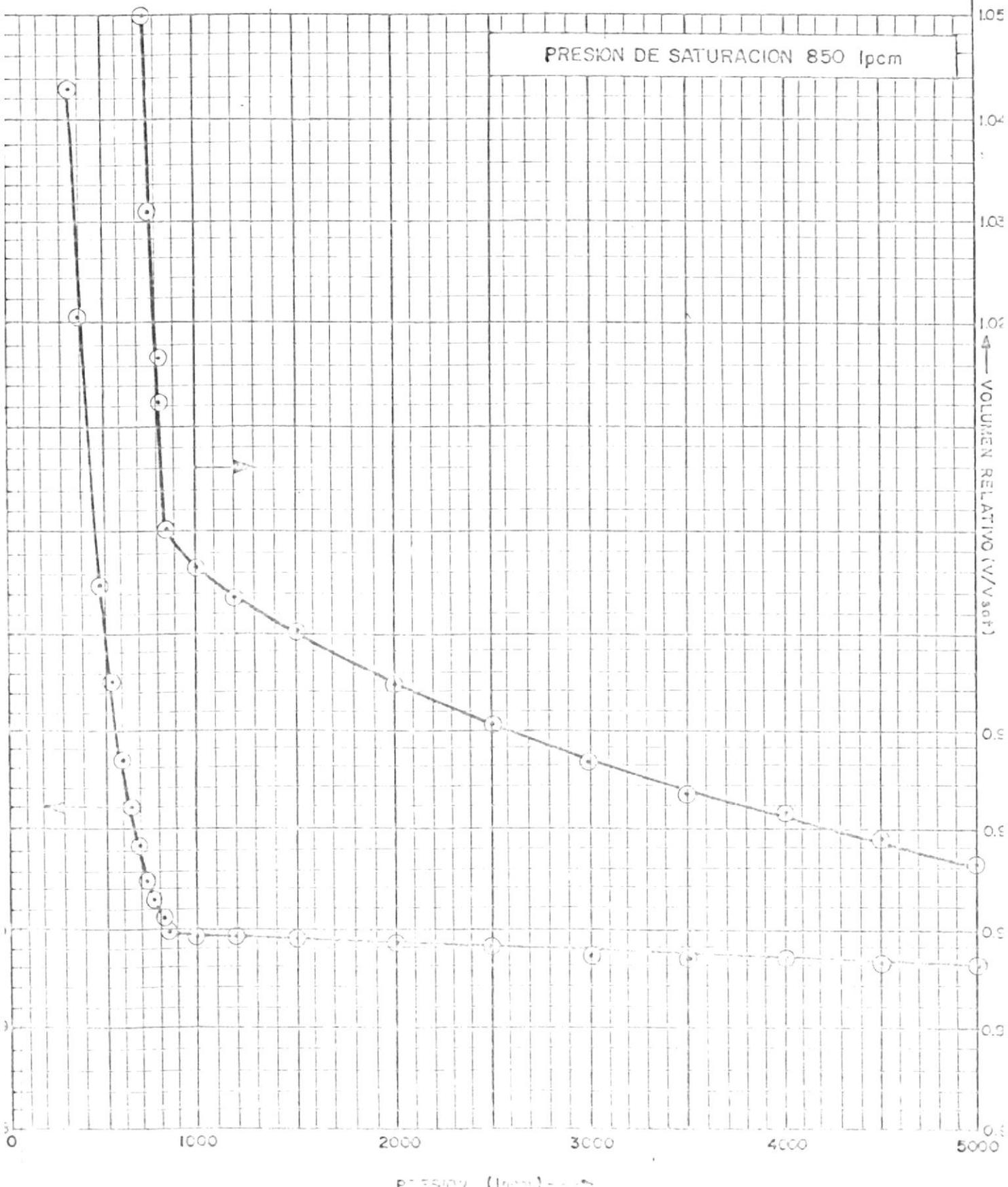
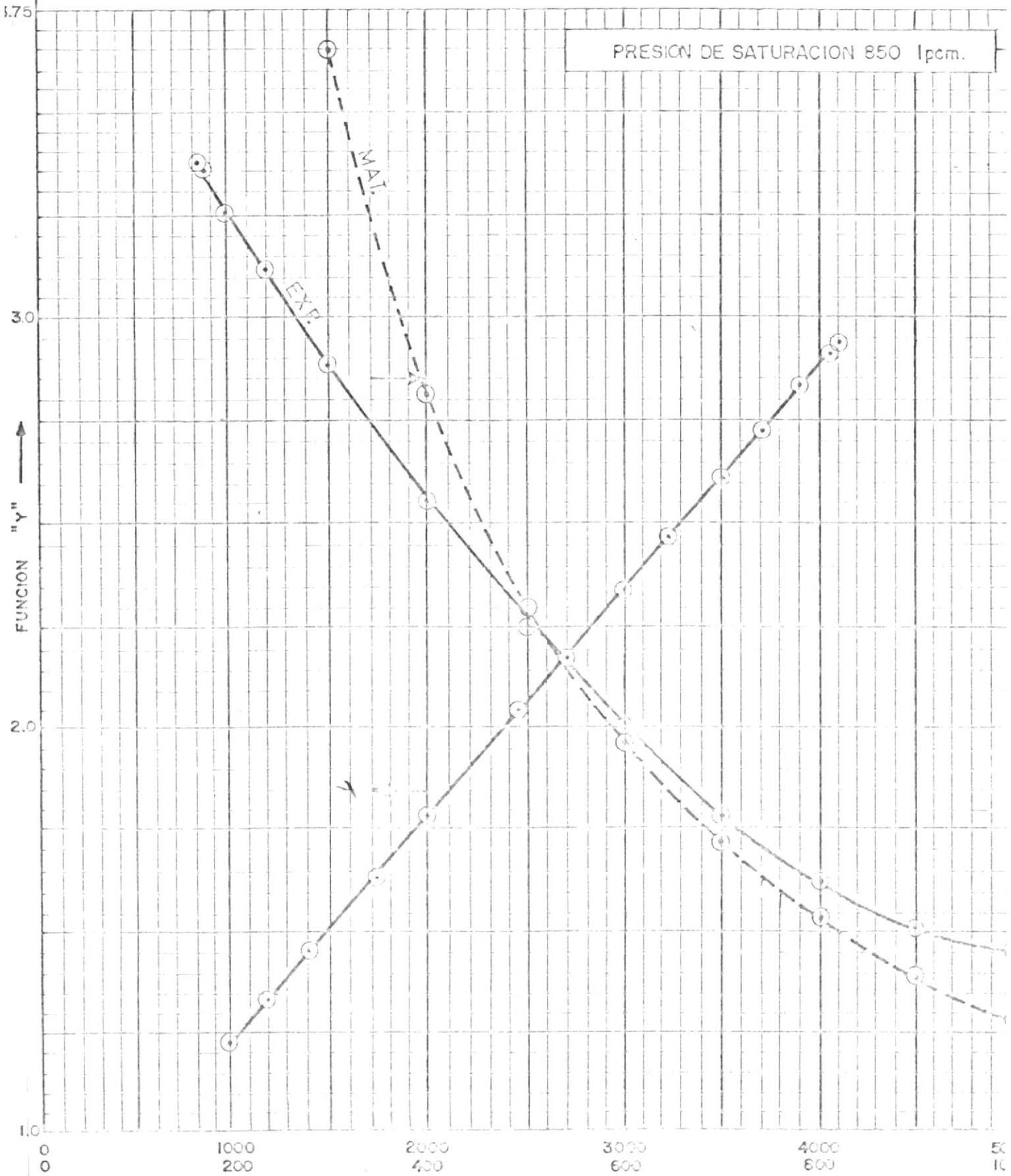


FIG. N° 4-7 RELACION DE PRESION Y VOLUMEN

a 205 °F



COMPANIA _____
POZO AMAZONAS

FIG. N° 4-8 LIBERACION DIFERENCIAL

a 205 °F

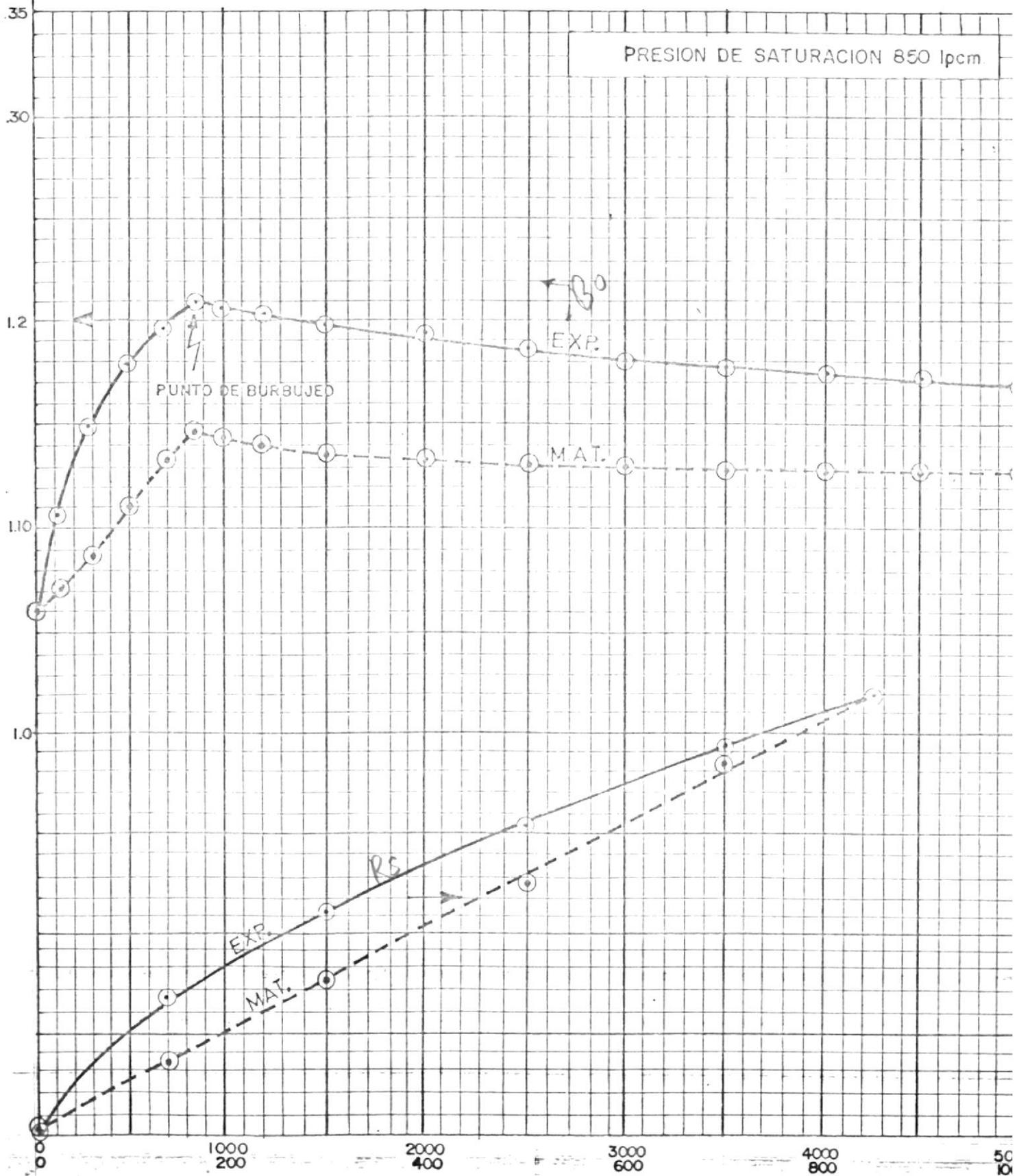


FIG. N° 4-9 LIBERACION DIFERENCIAL

a 205 °F

PRESION DE SATURACION 850 lpcm.

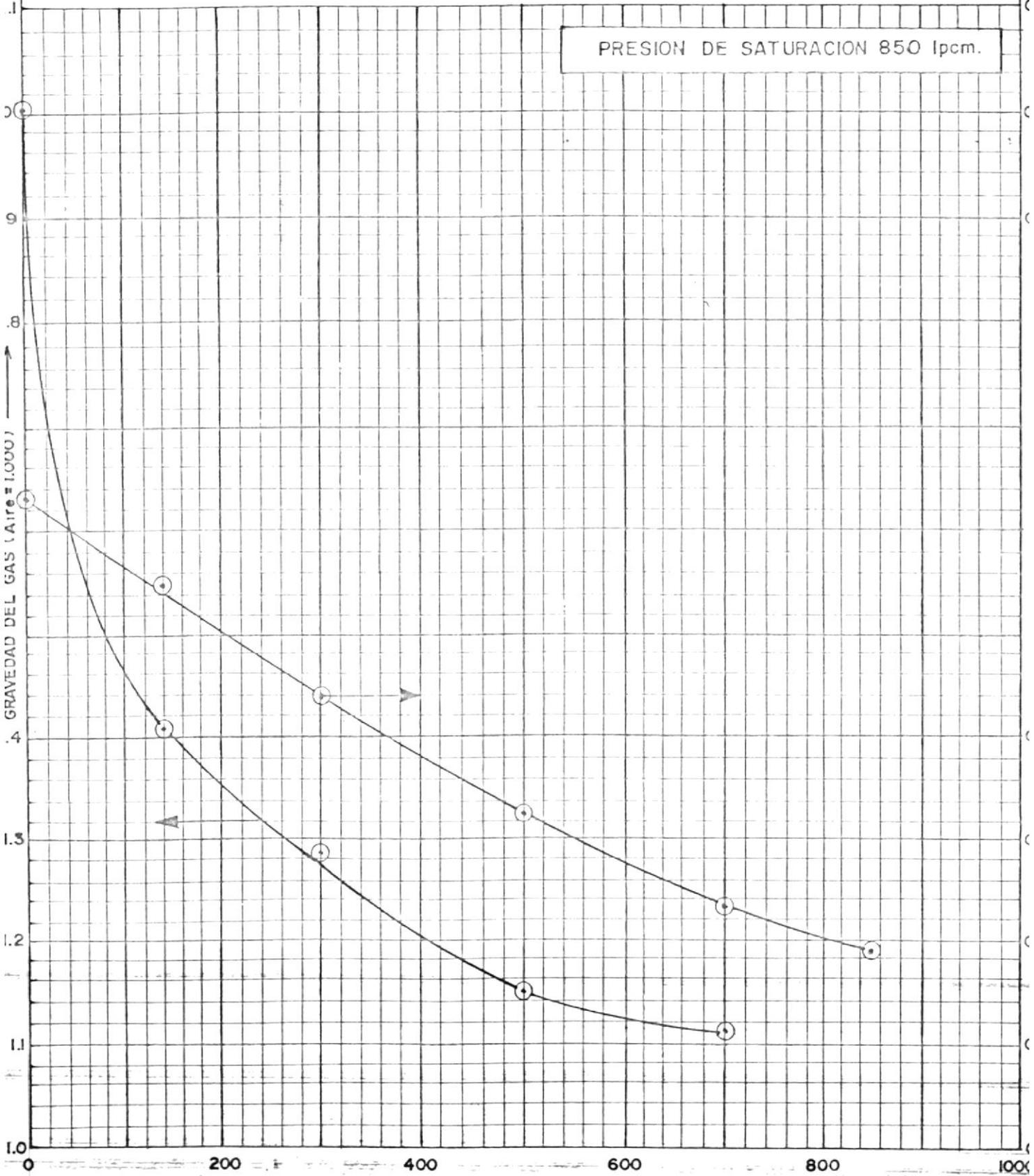
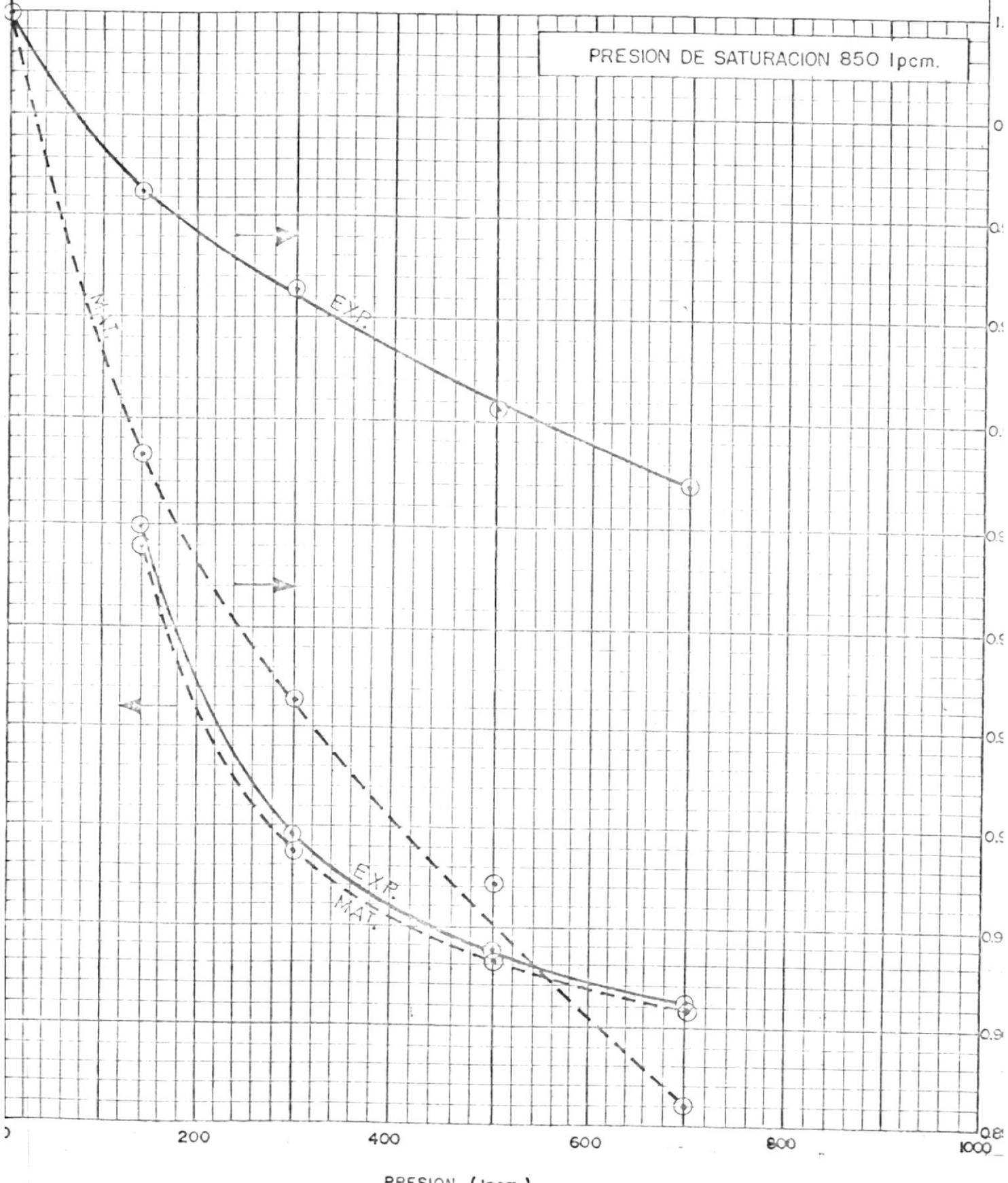


FIG. N° 4-10 LIBERACION DIFERENCIAL

a 205 °F

PRESION DE SATURACION 850 lpcm.



COMPAÑIA

POZO : AMAZONAS

FIG. N°4-II VISCOSIDAD DEL PETROLEO
a 205°F

PRESION DE SATURACION 850 IPCM

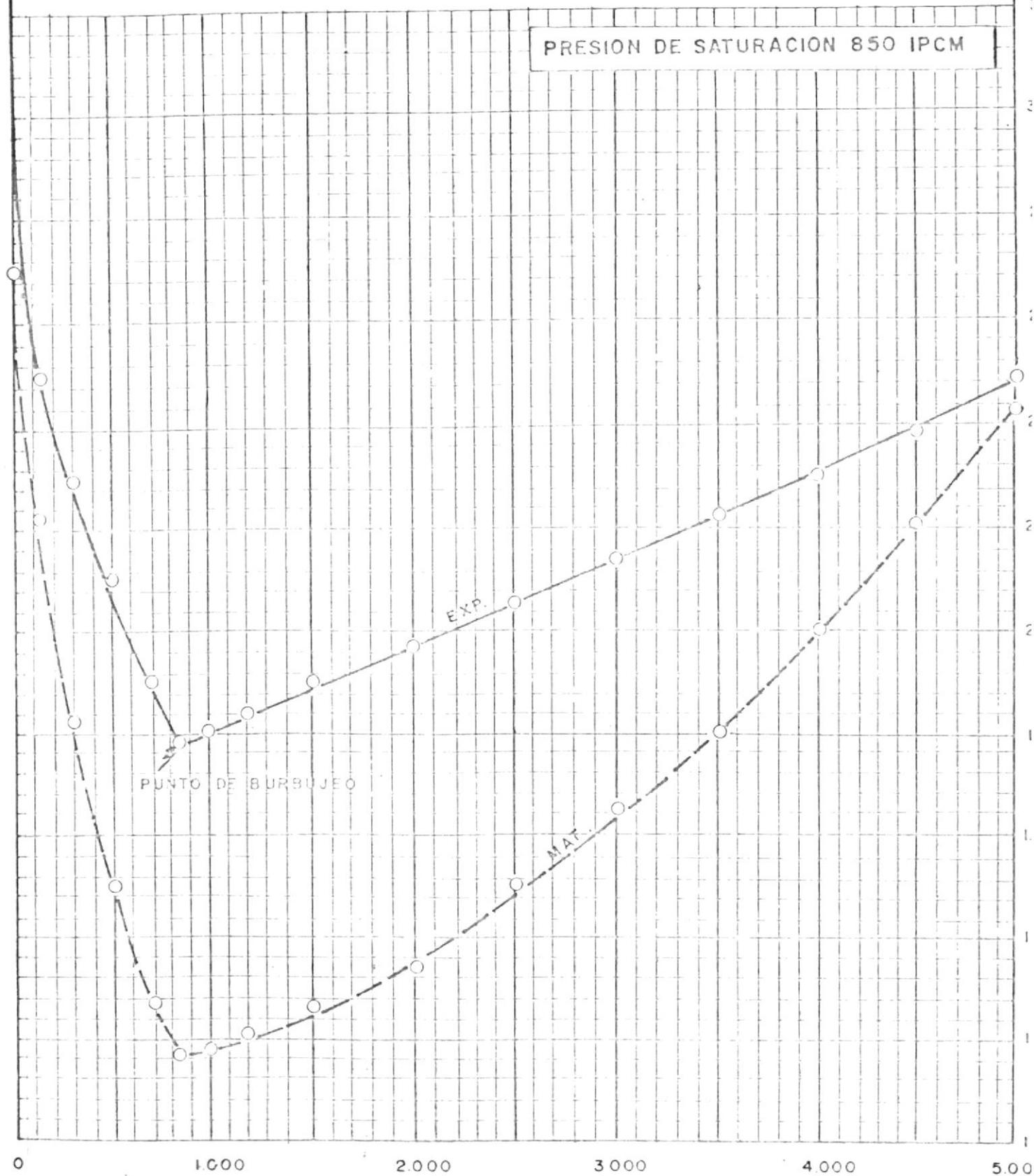
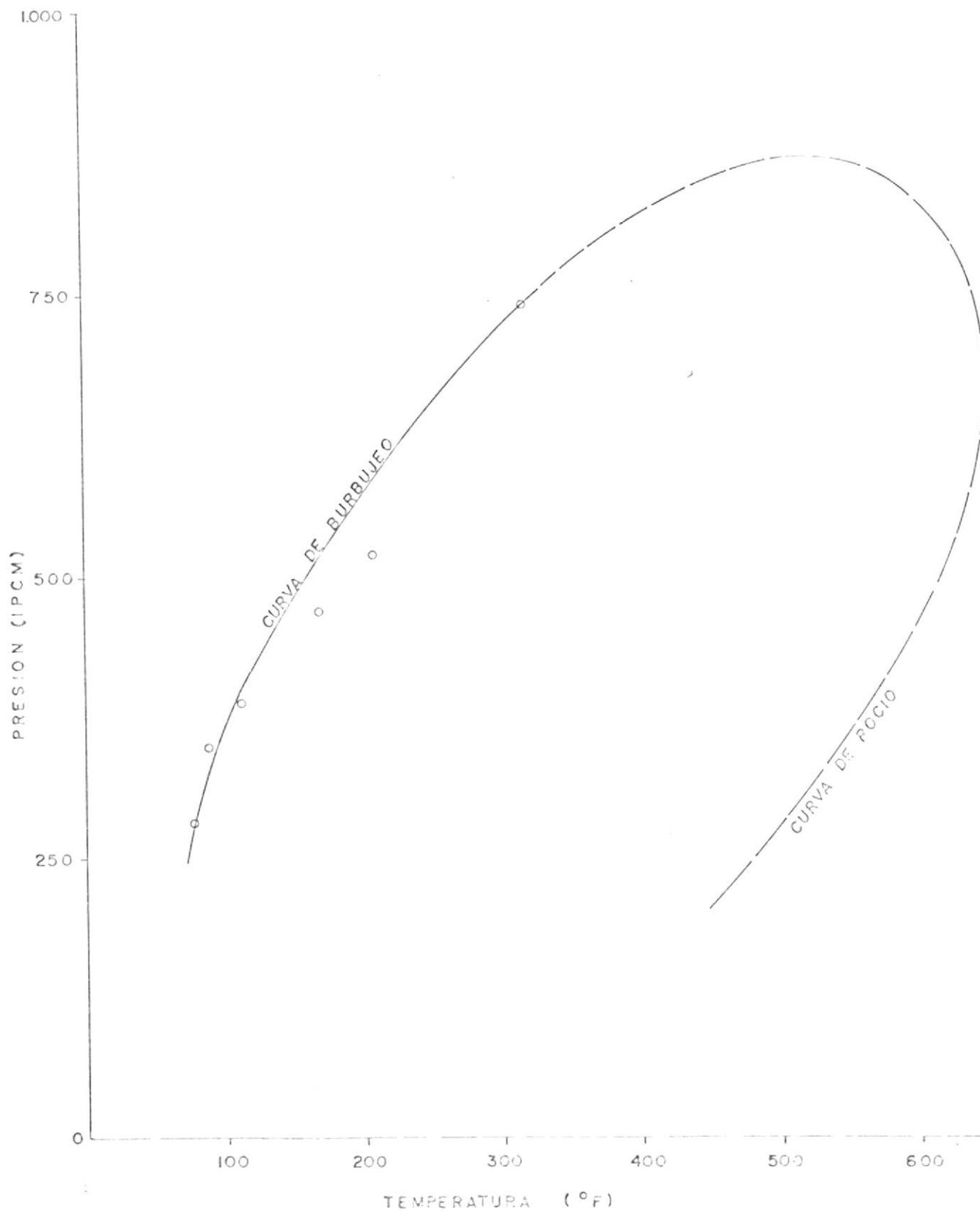


FIGURA N° 4-12



GRAFICA DE PRESION CON TEMPERATURA EN BASE A DATOS
DE LA EXPERIENCIA PV A TEMPERATURA VARIABLE

BIBLIOGRAFIA

1. W.P. KAY: "Density of hydrocarbon gases and vapors", Industrial and Engineering Chemistry, Vol. 28, 1936.
2. J. GOSLINE, C. DODSON: "Solubility relations and volumetric of three gravities of crudes and associated gases", California, USA, 1939.
3. M. STANDING: "A pressure volume-temperature correlations for mixtures of California oil and gases", California, USA, 1947.
4. G. REDLICH, J. KWONG: "The Thermodynamics of Solutions. An Equation of State, Fugacities of Gaseous Solutions", Chem. Review, Vol. 44, 1949.
5. M. BENEDICT, G.P. WEEB y L.C. RUBIN: "An empirical equation for thermodynamics properties of light hydrocarbons and their mixture", Journal of chemistry physics, N° 8, 1940; Chem. Eng. Progress N° 47, 1951.
6. Reinhold publishing: "Handbook of dangerous material", New York, USA, 1951.
7. C. DODSON: "Application of laboratory PVT data to reservoir engineering problems", California, USA, 1953.

8. F.D. Rossiny: "Selected values of physical and thermodynamic properties of hydrocarbons and related compounds". API research project 44, 1953.
9. H.J. RAMEY: "Rapid methods for estimating reservoir compressibility", Journal of petroleum technology, April, 1964.
10. J. PIRSON: "Ingeniería de yacimientos petrolíferos", Texas, USA, 1965.
11. A.L. LEE, M.H. GONZALEZ and P.E. FAKIN: "The Viscosity of Natural Gases", Journal of Petroleum Technology, August, 1966.
12. M.H. GONZALEZ and A.L. LEE: "Graphical Viscosity correlation for hydrocarbons", AIChE Journal, March, 1968.
13. AMYY, Bass and Whiting: "Petroleum reservoir engineering", Mc Graw Hill, 1968.
14. J. CAMPBELL: "Gas conditioning and processing", Oklahoma, USA, 1970.
15. F. WICHEPE and AZIZ: "Calculate Z'S for Sour Gases", Hydrocarbon processing, 1972.
16. R.F. PERRY and C.H. CHILTON: "Chemical Engineers' Hand-

- book", 1973.
17. W.D. Mc CAIN: "The properties of Petroleum Fluids", Petroleum Publishing Co. 1973.
 18. K.E. STAPLING: "Fluid thermodynamic properties for light Petroleum Systems", Houston, Texas, USA, 1973.
 19. P.M. DRANCHUK, R.A. PURVIS y D.B. ROBINSON: "Computer Calculations of natural gas compressibility factors using the standing and Katz correlation", Institute of Petroleum Technical Series, Nº IP 74-008, 1974.
 20. A. RODRIGUEZ: "Determinación de los factores de compresibilidad para gases naturales de Venezuela", 1974.
 21. H.D. BEGGS, J.R. ROBINSON: "Estimating the viscosity of crude oil Systems", JPTForum, Sep. 1975.
 22. R. VELASQUEZ, C. CORDOVA: "Correlaciones de propiedades PVT de los crudos del Lago de Maracaibo", Venezuela, 1975.
 23. A. VILLEGAS: "Aplicación de los computadores digitales al diseño de equipos de producción de petróleo", Caracas, Venezuela, 1976.
 24. D. PENG, D. ROBINSON: "A Rigorous Method for Predicting the Critical Properties of Multicomponent Systems Using

- an Equation of State", AICHE Journal, 1977.
25. M.P. STANDING: "Volumetric and phase behavior of oil - fields hydrocarbons systems", Dallas-Texas, USA, 1977.
 26. GPSA: "Engineering Data Book", Tulsa, USA, 1979.
 27. D. LOZADA: "Metodología y Análisis PVT en el Laboratorio", Los Teques, Venezuela, 1979.
 28. M. VASQUEZ and H.D. BEGGS: "Correlations for fluid Physical property predictions", Journal of Petroleum Technology, June 1980.
 29. J. NIETO: "Métodos numéricos en computadoras digitales", México, 1980.
 30. CORE LABORATORIES INC: "Equipment Information", Dallas, Texas, 1980.
 31. G. SOAVE: Chem. Eng. Sci, 1980.
 32. D.N. MEEHAN, J. RAMEY: "HP-41C Petroleum Fluids PAC", Oregon, USA, 1981.
 33. RUSKA: "General Catalog", Ruska Instrument Corporation, Houston, Texas, 1982.