

T
622.338
GVT

**Escuela Superior Politécnica
del Litoral**

**Análisis PVT sobre muestras de Aceite y
Gas en solución y el Procesamiento de
los datos por Computadora**

TESIS DE GRADO

Que para obtener el TITULO de

INGENIERO DE PETROLEOS



Presenta:

Walter Olmedo Gutiérrez Suárez

Guayaquil - Ecuador

JUNIO de 1974

"ANALISIS PVT SOBRE MUESTRAS DE ACEITE Y GAS EN
SOLUCION Y EL PROCESAMIENTO DE LOS DATOS
POR COMPUTADORA"

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA DE LA
ESPOL.

AUTOR:

WALTER O. GUTIERREZ S.

DIRECTOR DE TESIS:

ING. PABLO R. VERA

Declaro que: hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta Tesis de Grado son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

WALTER GUTIERREZ SUAREZ



BIBLIOTECA TICT
ESPOL

A mis queridos padres:

Sr. Lizardo Gutiérrez Saenz

Sra. Luz Suárez de Gutiérrez

Como un presente por sus sacrificios.

Fraternalmente a mis hermanos:

Rafael

Elvia

Galo

Rosario

Bélgica

Lucha

Carlos

Isidro



BIBLIOTECA DEL P. LITIGADOR
ESPOL.

A mis familiares y amigos

A la Escuela Superior Politécnica
del Litoral y en particular al -
cuerpo de profesores del Departa
mento de Ingeniería de Geología,
Minas y Petróleos.

BIBLIOTECA



**FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

A mis compañeros de generación



**BIBLIOTECA
ESPOL**

Al Ing. Pablo R. Vera por
su acertada dirección en
la culminación de esta Te
sis.

RECONOCIMIENTO

Deseo expresar mis sinceros agradecimientos al Ing. Celestino Pérez Rosales, Director del Departamento de Yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo, y a todos los profesionales de esta Institución que de una u otra forma ayudaron en los estudios y trabajos para esta Tesis.

De manera muy especial mi eterno reconocimiento para los Ings. Joaquín Teyssier, Jefe del Laboratorio de Termodinámica de Fluidos, Tiburcio Mendez López y Elías Chagoya por sus acertados consejos y sabias enseñanzas sobre Ingeniería de Yacimientos y prácticas de laboratorio.

ANALISIS P.V.T. SOBRE MUESTRAS DE ACEITE Y GAS EN SOLUCION
Y EL PROCESAMIENTO DE LOS DATOS POR COMPUTADORA.

C O N T E N I D O

	Pág.
RESUMEN	1
CAPITULO 1	
Introducción	
1.1. Generalidades	4
1.2. Clasificación de los Yacimientos	7
CAPITULO 2	
Muestreo	
2.1. Factores que influyen en la planificación del muestreo.	16
2.2. Métodos de muestreo.	18
2.3. Acondicionamiento de pozos fluyentes de aceite y gas en solución.	21
CAPITULO 3	
Calibración del equipo de análisis P.V.T.	
3.1. Descripción del equipo	24
3.2. Corrección del volumen de mercurio	28
3.3. Calibración de la bomba de desplazamiento de mercurio.	33
3.4. Calibración de la celda de análisis.	35



CAPITULO 4

Análisis P.V.T.

4.1.	Consideraciones generales	41
4.2.	Traspaso de la muestra a la celda de análisis	43
4.3.	Calentamiento de la muestra a temperatura de Yacimiento.	46
4.4.	Proceso flash.	47
4.5.	Proceso diferencial	51
4.6.	Completación del análisis y calculos inmediatos	59

CAPITULO 5

Procesamiento de datos

5.1.	Parámetros que se obtienen	64
5.2.	Ventajas del uso de la computadora en el procesamiento de los datos.	71
5.3.	Programa del procesamiento	73

CAPITULO 6

6.1.	Conclusiones	80
6.2.	Nomenclatura	82
6.3.	Bibliografía	89
6.4.	Apéndice 1. Tablas	
6.5.	Apéndice 2. Figuras	
6.6.	Apéndice 3. Gráficos de las curvas	



BIBLIOTECA VICT
ESPOL

RESUMEN

Para el manejo eficiente del mecanismo de producción de los yacimientos de hidrocarburos se requiere de datos exactos sobre las características del fluido del reservorio. Para esto es necesario obtener muestras representativas del fluido original del yacimiento, las cuales, posteriormente son transportadas al laboratorio, en donde se realizan los análisis.

El propósito de este trabajo, es el de exponer y analizar la mecánica que se sigue durante el análisis PVT de una muestra de aceite y gas en solución desde el muestreo hasta la obtención de los resultados mismos de la prueba.

En el Capítulo 5 se incorpora un programa de computadora para el procesamiento de los datos, se discute las ventajas de su uso.

El trabajo experimental de esta Tesis consistió en analizar una muestra de fondo, en una celda visual a la temperatura del yacimiento, 125°C. El calentamiento se llevó a cabo a una presión constante de 400 Kg/cm². Los datos correspondientes permitieron el cálculo de la expansión.

sión térmica del aceite saturado. Se hizo entonces una separación flash variando la presión de 420 kg/cm^2 a 300 kg/cm^2 y se obtuvo una presión de saturación de 368 kg/cm^2 .

La separación diferencial se la efectuó a siete diferentes valores de presión, correspondiendo el último a un valor cero. Durante cada separación, se tomó una pequeña muestra de gas para la determinación de su densidad relativa; esta determinación se hizo en forma gravimétrica.

Después de la última separación, se procedió a enfriar la celda hasta la temperatura ambiente, lo que permitió determinar la expansión térmica del aceite residual. A continuación se hizo la medición de la densidad del aceite residual, a temperatura ambiente.

Aunque hay considerable variación en el procedimiento analítico entre clase de equipos que componen un laboratorio, la mayor parte de las propiedades significativas de los fluidos de yacimiento son determinados básicamente en el laboratorio. Cabe anotar que para el trabajo experimental expuesto en esta Tesis se utilizó una celda con

ventana. El equipo y todos los experimentos fueron realizados en los laboratorios de Termodinámica de Fluidos del Instituto Mexicano del Petróleo de la ciudad de México.

Por otra parte, hay que indicar que a través de todo este estudio se empleó el sistema de unidades MKS, así mismo los valores de presión que intervienen en el experimento son manométricas.

BIBLIOTECA



**FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

CAPITULO 1

INTRODUCCION



BIBLIOTECA
ESPOL

1.1. GENERALIDADES

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

En vista de que el presente trabajo se dedica exclusivamente al análisis Presión-Volumen-Temperatura en muestra de aceite y gas en solución, toda apreciación y comentario estarán enfocados a las diversas facetas que comprenden dicho análisis.

Las presiones encontradas en los yacimientos de hidrocarburos, generalmente nos presentan al gas disuelto total o parcialmente en el aceite. La producción de hidrocarburos hace que la presión dentro del yacimiento disminuya, dando como resultado que a corto tiempo ocurra liberación del gas en solución.

Este proceso se presenta en mayor o menor grado durante la vida productiva del yacimiento, por lo que es necesario su estudio en el laboratorio.

Para cuantificar las propiedades de los fluidos, se hacen pruebas en el laboratorio sobre muestras representativas, las cuales pueden ser obtenidas con dispositivos especiales en el fondo de los pozos o bien por la recombinación de gas y aceite tomado de los separadores de campo.



BIBLIOTECA FICT

La importancia de las propiedades obtenidas a través de pruebas de laboratorio, ha motivado el diseño y construcción de aparatos, que durante los últimos tiempos gracias a las constantes innovaciones, ha permitido lograr mediciones mas exactas y operaciones mas simples.

La liberación del gas puede ser de dos tipos: separación o proceso diferencial y separación o proceso flash. La separación diferencial es aquella en la cual el gas liberado es extraído a medida que se desprende de la solución por lo que no puede lograrse el equilibrio de las fases. En la separación flash el gas liberado queda en

contacto con el aceite lográndose el equilibrio de las fases.

Las pruebas de separación diferencial se hacen en una celda de alta presión a la temperatura de yacimiento. Consisten en reducciones sucesivas de la presión, empezando desde la presión de saturación hasta la presión atmosférica, extrayendo el gas liberado al final de cada etapa.

Las pruebas de separación flash son de dos tipos:

- a.- Pruebas a la temperatura de yacimiento para determinar la relación Presión-Volumen; y
- b.- Pruebas para simular el mecanismo por el cual el gas se separa del aceite en los separadores de campo.

Aunque las pruebas (b) de separación flash, no están incluidas en el presente trabajo, es de señalar que el conocimiento de las condiciones de separación del aceite y del gas en el campo es de importancia para la industria petrolera ya que proporciona los elementos necesarios para diseñar adecuadamente las instalaciones superficiales, sistemas de compresión y de bombeo y las plantas de tratamiento de gas, así como el control apropiado del yacimiento.

1.1.1. REVISION DE LITERATURA

Sobre análisis Presión-Volumen-Temperatura se han escrito diversas obras, todas ellas basadas en el equipo disponible en aquellos momentos. El presente trabajo toma los datos de un equipo de análisis P.V.T. que utiliza como sistema de calentamiento una resistencia en forma de camisa que envuelve completamente a la celda, característica que hace que este equipo sea manuable y fácil de usar.

Luego de una extensa revisión de la literatura existente relacionada con el tema del presente trabajo, se concluye que básicamente la diferencia entre una u otra prueba, son las características del equipo empleado. Además que enfatizan en la importancia de las pruebas de laboratorio en la obtención de los datos que sirvan más tarde para el estudio del comportamiento de los yacimientos en general.

1.2. CLASIFICACION DE LOS YACIMIENTOS

1.2.1. CLASIFICACION GENERAL

Teniendo en cuenta la composición química de los

hidrocarburos, su presión y su temperatura, los yacimientos pertenecen en su estado original, a uno de los siguientes tipos:

- Yacimientos de aceite bajosaturados
- Yacimientos de aceite saturados
- Yacimientos de gas
- Yacimientos de gas y condensado

1.2.1.1. Yacimientos de aceite bajosaturados

En esta clase de yacimiento los hidrocarburos se encuentran en estado líquido. La presión de saturación del aceite, a la temperatura del yacimiento, es menor a la presión original del yacimiento.

1.2.1.2. Yacimientos de aceite saturados.

En los yacimientos de este tipo existe un casquete de gas. La presión de saturación, a la temperatura de Yacimiento, es igual a la presión original del yacimiento.

1.2.1.3. Yacimientos de gas.

En este tipo de yacimientos los hidrocarburos se

hallan en estado gaseoso a la temperatura del yacimiento. Así, generalmente al bajar la presión no se forma condensado, y en caso de que esto suceda, se deberá a la condensación retrógrada la cual se origina por la caída de presión durante el proceso de producción.

1.2.1.4. Yacimientos de gas y condensado.

En forma general, este tipo de yacimiento puede ser dividido en dos subtipos:

Primero: Aquellos yacimientos en donde la presión de rocío es menor que la presión del yacimiento, y por tanto los hidrocarburos se encuentran unicamente en fase gaseosa, a la presión y temperatura del yacimiento. Para este caso, condensado se forma en el yacimiento al disminuir la presión abajo de la presión de rocío.

Segundo: Yacimientos en donde la presión de rocío es mayor que la presión de yacimiento, de tal manera que, los hidrocarburos se encuentran en el yacimiento en dos fases a la presión y temperatura del mismo.

Debido a la acción combinada de la caída de presión y temperatura durante el proceso de producción, en ambos

subtipos de yacimientos antes descritos, se forma condensado en la superficie proveniente casi en su totalidad - de la condensación retrógrada.

1.2.2. Clasificación de acuerdo al diagrama de fases.

De acuerdo a las condiciones iniciales de presión y temperatura los yacimientos se clasifican en yacimientos de aceite, de condensado retrógrado y yacimientos de gas. Para este estudio se emplea el diagrama de fases, que no es sino un gráfico Presión -vs- Temperatura.

La Fig. # 1 del Apéndice 2, muestra el diagrama - de fases de un fluido en particular. El area encerrada por la curva del punto de burbujeo y del punto de rocío hacia el lado izquierdo inferior, es la región donde existen dos fases: líquida y gaseosa. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura. Inicialmente, toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, el mismo que depende de la composición de la mezcla.

Suponiendo un yacimiento localizado en el punto A,

es decir a 150°C y 370 Kg/cm^2 , éste será de una sola fase: gaseosa. Durante la producción, la presión se abatirá y la composición del fluido en el yacimiento no sufrirá ningún cambio. Lo anterior se cumple siempre y cuando la temperatura del yacimiento exceda al punto cricondentérmico, 125°C para el presente ejemplo. Sin embargo, en los separadores superficiales se obtiene líquido y gas, lo cual es debido a la declinación de la temperatura.

Es lógico que si el punto cricondentérmico de un fluido está por debajo, por ejemplo, de 25°C , solo existirá gas en la superficie a la temperatura ambiente, y la producción se denominará de gas seco.

Considérese ahora un yacimiento que contiene el mismo fluido pero a la temperatura 90°C y presión de 330 Kg/cm^2 , punto B. El fluido aquí también se encuentra en estado gaseoso. Durante el proceso de producción, la presión declina, manteniéndose constante la composición de los fluidos, como en el yacimiento A, hasta alcanzar la presión de rocío. A presiones menores que las de rocío, el gas se condensa dejando a la fase de gas con un contenido menor de licuables, por esta razón a este tipo de Ya

cimiento se le denomina yacimiento de punto de rocfo. Debido a que el líquido condensado se adhiere a las paredes de los poros de la roca, éste permanecerá inmóvil. Por consiguiente, el gas producido en la superficie tendrá un contenido de líquido menor, y consecuentemente aumentando la relación gas-aceite de los hidrocarburos producidos.

Este proceso, denominado condensación retrógrada, continúa hasta alcanzar un punto máximo de volumen líquido, que en el ejemplo es a 225 Kg/cm^2 , punto B_2 . Se emplea el término retrogrado porque generalmente durante una dilatación isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación. Bajo estas condiciones la composición del fluido producido cambia al igual que el de los fluidos aun no producidos, originando así un desplazamiento de la envolvente del diagrama de fase hacia la derecha, y aumentando la pérdida de líquido retrógrado en el yacimiento.

Supóngase que no existe un desplazamiento en el diagrama de fases, la vaporización tiene lugar desde el punto B_2 hasta el punto B_3 , en donde B_3 es la presión de a-

bandono, ver Fig. #1. Esta revaporización aumenta la recuperación de líquido notándose una disminución en la relación gas-aceite en la superficie. La pérdida neta de líquido retrógrado será mayor para el caso en que exista temperaturas menores en el yacimiento, mayores presiones de abandono o un cambio de la composición de los fluidos del yacimiento.

Si el yacimiento se localiza a 300 kg/cm^2 y 37.5°C , punto C, debido a que su temperatura es menor que la temperatura crítica, el yacimiento se encuentra en una sola fase, fase líquida. Este yacimiento tendrá una presión de saturación de 255 kg/cm^2 , punto C_1 , donde se formará la primera burbuja de gas, por esta razón a este tipo de yacimiento se denomina de punto de burbujeo. Por debajo del punto de burbujeo aparece una fase de gas libre. E-ventualmente, el gas libre comienza a fluir hacia el pozo, aumentando continuamente. Inversamente, el petróleo que fluye hacia el pozo lo hace cada vez en cantidad menor, y cuando el yacimiento se agota queda aún considerable cantidad de petróleo por recuperar. Otros nombres empleados para este tipo de yacimiento son: yacimiento de depleción, de gas disuelto, de empuje por gas en solución, de dilatación o expansión y de empuje por gas in-

terno.

En caso de que este tipo de yacimiento se encontrara en el punto D, 200 Kg/cm^2 y 75°C , ver Fig. # 1, en el yacimiento habrá dos fases: una zona de aceite y una zona de gas. Y debido a que las composiciones de estas zonas son diferentes, los diagramas de fases de cada una, serán también individuales. Las condiciones de la zona líquida o de aceite serán las del punto de burbujeo y se producirá como un yacimiento de punto de burbujeo, modificado por la presencia de la capa de gas. Las condiciones de la capa de gas serán las del punto de rocío y puede ser retrógrada o no retrógrada.

Resumiendo, inicialmente los hidrocarburos en el Yacimiento pueden estar en una sola fase (A, B, y C) o en dos fases (D), dependiendo de su temperatura y presión - con respecto a las envolventes del diagrama de fases.

En un yacimiento volumétrico (donde no existe intrusión de agua), los yacimientos en una sola fase se comportan como:

a.- Yacimientos bajosaturados (C), cuando su temperatura es menor que la temperatura crítica.

- b.- Yacimientos de gas (A), en los cuales la temperatura del yacimiento es mayor que el punto cricondentérmico.
- c.- Yacimientos de condensación retrógrada (B), en los cuales la temperatura se localiza entre el punto cricondentérmico y la temperatura crítica.

Cuando la temperatura y presión del yacimiento caen en la región de dos fases (D), existirá una zona de aceite con un casquete de gas; la zona de aceite producirá - como un yacimiento de gas disuelto, y el casquete como un yacimiento de gas (A) o como un yacimiento de condensación retrógrada (B).



BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

CAPITULO 2

MUESTREO

2.1. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PLANIFICACION DEL MUESTREO.

El objetivo del muestreo de fluidos del yacimiento es tomar una muestra que sea representativa del fluido presente en el yacimiento al momento del muestreo. Las operaciones de muestreo no cuidadosamente planeadas o empleando pozos incorrectamente acondicionados pueden producir muestras no representativas, las cuales exhibirían propiedades diferentes a las del fluido del yacimiento. El uso de datos obtenidos de tales muestras, por mas exacto que sea el método-análisis de laboratorio, deben evitarse, ya que su empleo resulta en un manejo erróneo del yacimiento. Una completa obtención de los datos durante el programa de muestreo, es también parte importante de la planificación de las pruebas. Los datos incompletos dificultan la labor del personal de laboratorio para realizar análisis exactos y significativos.

Cuando el propósito es obtener una muestra del fluido original del yacimiento es importante tomar muestras antes que la presión de formación haya caído por debajo

de la presión de saturación del fluido del yacimiento, debido a que el fluido que entra al pozo durante este período es probablemente el mas representativo del fluido original del yacimiento. Esto se debe a que significativos cambios en las propiedades del fluido del yacimiento pueden llevarse a cabo durante el proceso de producción luego de que la presión ha declinado por debajo de la presión de saturación. Si el muestreo de un yacimiento de aceite es diferido hasta que la presión haya caído sustancialmente por debajo de la presión de saturación del fluido original, es improbable que el fluido original del yacimiento pueda ser reproducido en el laboratorio.

u Cuando el yacimiento es relativamente pequeño, una muestra debidamente tomada de un pozo puede ser representativa del yacimiento entero. Si el reservorio es grande o complejo, el muestreo de varios pozos es requerido. Esto es debido a que significativas variaciones en la composición del fluido ocurren a menudo en yacimientos arealmente enormes o en yacimientos sujetos a recientes disturbios tectónicos. Con miras a verificar los datos obtenidos, posteriormente durante la vida del yacimiento, se tomarán muestras adicionales.

Otro factor a considerarse en la planificación del muestreo, es la condición del fluido del yacimiento en la cara de la arena. Para esto es necesario estudiar la historia de la relación gas-aceite, así como su relación con la rata de producción. Correlaciones de las propiedades del fluido de yacimiento son de gran utilidad para definir si el fluido producido es saturado o bajosaturado a la presión fluyente y temperatura de fondo de pozo. Si un yacimiento es clasificado bajosaturado, el muestreo es muy simplificado. Si un fluido es clasificado saturado, la labor de acondicionamiento del pozo será más complicada.

2.2. METODOS DE MUESTREO

Para escoger el método de muestreo se deben considerar los siguientes factores: el volumen de muestra requerido por el laboratorio, el tipo del fluido de yacimiento a ser muestreado, el grado de agotamiento del reservorio, la condición mecánica del pozo y el tipo de equipo de separación gas-aceite disponible.

Los métodos de muestreo son:

- a. Muestreo de fondo o de superficie

b. Muestreo superficial

c. Muestreo en líneas de flujo

Muestreo de fondo.- El muestreo de fondo consiste en un sobrio artefacto de muestreo, generalmente llamado "muestrero de fondo de pozo", que se lo baja en el pozo a una profundidad pre-seleccionada. Una muestra del fluido a aquella profundidad es atrapada en una sección del muestrero. El muestrero es traído a la superficie donde la muestra es traspasada a un recipiente apropiado (botellas portamuestras) para transportarlas al laboratorio.

Este método es a menudo usado cuando la presión de fondo de pozo fluyente es mas grande que la presión de saturación del aceite del yacimiento. Algunos tipos de muestrero de fondo funcionan pobremente con aceites altamente viscosos. El operador debe estudiar el funcionamiento de el muestrero y entonces decidir si es posible obtener una muestra representativa. Inconvenientes en su uso tales como fallas mecánicas, obstrucción durante la bajada en el pozo o un doblamiento o ruptura de una sección de la tubería de producción pueden impedir al muestrero alcanzar la profundidad deseada. Cuando se desea un volumen grande de muestra, la relativamente peque

ña muestra proveída por el muestreero requiere múltiple - repetición de la operación de muestreo.

Muestreo superficial.- Consiste en tomas de muestras de aceite y gas del separador mediante mediciones exactas de las ratas de flujo del aceite y gas del separador. El fluido del yacimiento es reconstruido en el laboratorio por recombinación de muestras de aceite y gas en la debida proporción. Mediante este método, grandes volúmenes de aceite y gas se obtienen fácilmente, es además el método más flexible y menos costoso. Este método es empleado para muestrear algunos yacimientos de aceite y gas disuelto y generalmente para muestrear yacimientos de gas y condensado.

Ya que las determinaciones de las ratas de aceite y gas deben ser cuidadosamente hechas, el acondicionamiento del pozo y la operación del separador deben ser realizadas por personas de bastante experiencia. Los errores en la medida de la relación gas-aceite pueden impedir al personal de laboratorio reconstruir el fluido del yacimiento.

Muestreo en líneas de flujo.- Este método de mues-

treo se usa exclusivamente en yacimientos de gas y condensado, donde los problemas inherentes al estudio de los flúidos del yacimiento son bastante complejos. La base de la complejidad radica en el cambio de composición de los flúidos producidos, causados por la condensación retrógrada de los componentes mas pesados a medida que la presión disminuye dentro del yacimiento.

2.3. ACONDICIONAMIENTO DE POZOS FLUYENTES DE ACEITES Y GAS EN SOLUCION

El acondicionamiento de un pozo en aceite y gas en solución al muestreo es necesario debido a cambios que usualmente ocurren en las propiedades del petróleo del yacimiento como resultado de la producción del pozo.

El pozo es acondicionado mediante la continua disminución de la rata de producción hasta que el aceite no representativo haya sido producido. Para lograr lo anterior, se reduce la rata de flujo en 30 a 50%, midiendo - periódicamente la relación gas-aceite hasta que llegue a estabilizarse. Este procedimiento de reducción de rata y medición de la relación gas-aceite es repetido hasta que haya una tendencia, a estabilizarse de la relación

gas-aceite.

La experiencia ha demostrado que reduciendo la rata de producción del aceite, la relación gas-aceite puede:

1. Permanecer constante;
2. Decrecer; o
3. Incrementar

En el primer caso cuando la relación gas-aceite permanece constante después de la primera reducción de la rata de producción, se concluye que hay un flujo de petróleo bajosaturado en la cara de la arena. Esto significa que la composición y estado de fase del petróleo del yacimiento no ha sido alterado a medida que se movió a través de la formación y dentro del pozo. En este caso, se considera que el pozo está estabilizado.

En el segundo caso cuando la relación gas-aceite decrece después de una reducción de flujo, se sospecha de la presencia de saturación de gas libre en la formación - alrededor del pozo. La saturación de gas puede resultar de la formación de una capa de gas dentro de la porción de aceite alrededor del pozo. Cuando se presenta este caso, el pozo es acondicionado por reducción de la rata de

producción por etapas. Cuando las reducciones de ratas adicionales no afectan la relación gas-aceite, se acepta que el aceite no representativo alrededor del pozo - ha sido producido reemplazado por aceite representativo. El tiempo de acondicionamiento es relativamente corto.

Para el tercer caso, cuando la relación gas-aceite se incrementa después de una reducción de rata de producción, se sospecha de la producción simultánea de gas, desde una zona fuerte de gas, y aceite, desde una zona fuerte de aceite. El incremento de la relación gas-aceite podría ser causado por el decrecimiento de un cono de aceite. El tiempo requerido para el acondicionamiento del pozo depende del tiempo necesario para el decrecimiento del cono de aceite, el cual debe ser reemplazado por aceite representativo.

Cuando se usa el método de muestreo de fondo, el pozo debidamente acondicionado, es cerrado a criterio del operador, quien fijará una rata "sangrante". Cuando se usa el método de muestreo superficial, la rata de flujo del pozo acondicionado puede ser incrementada, si se desea, a un nivel tal que los datos de prueba hayan demostrado que no se producirá un cambio significativo en la relación gas-aceite.

CAPITULO 3

CALIBRACION DEL EQUIPO

3.1. DESCRIPCION DEL EQUIPO

Para una mejor comprensión del equipo necesario para un análisis PVT, es conveniente dividir a este equipo en dos grupos:

- a) Equipo principal
- b) Equipo accesorio

Dentro del equipo principal se anota a: la celda de análisis, la bomba de desplazamiento de mercurio, el sistema de muestreo del gas, sistema eléctrico y celda de calentamiento.



BIBLIOTECA
ESPOL

El equipo accesorio incluye: termómetro, mercurio, foco de luz concentrada, espejo, vibrador, equipo de balanceo de la celda, líneas de acero, conectores de acero, botellas portamuestras, detector de mercurio, separador y pignómetro.

Celda de análisis.- La celda donde se efectúa el

estudio Presión-Volumen-Temperatura, consiste básicamente de un cilindro hueco de acero inoxidable, de aproximadamente unos 620 cc. de capacidad, provista de una ventana de vidrio para observar su interior. La celda está diseñada para soportar cambios fuertes de presión y temperatura y cuenta con una válvula en cada uno de sus extremos. La celda está montada en un soporte y equipada con un espejo, que permite tener una visión indirecta de la ventana. El control de temperatura se logra colocando la celda dentro de un baño de aire, o bien, forrándola con una camisa de calentamiento, esto último es más conveniente por las facilidades de trabajo que presenta. La celda permite además la adaptación de un equipo de balanceo eléctrico y un vibrador.



BIBLIOTECA NCI
ESP 11

Bomba de desplazamiento de mercurio.- Una bomba de desplazamiento de mercurio consiste básicamente de un cilindro hueco de acero inoxidable, dentro del cual se desliza un émbolo para desplazar mercurio; consta de un depósito para llenarla, de un manómetro y un vernier para tomar lecturas; tiene además dos o más válvulas, una de salida que se le llamará válvula de la bomba y una de entrada que se denominará válvula del depósito de mercurio.

Sistema de muestreo de gas.- Este sistema está conectado a la válvula superior de la celda y se compone de líneas de acero, cinco válvulas: cuatro simples y una de tres pasos, balones de vidrio para muestrear gas, manómetro de mercurio diferencial, separador y un gasómetro. Una idea más clara del equipo descrito puede observarse en la Figura # 7. Apéndice # 2.

Sistema eléctrico.- Está íntimamente ligado con el equipo de análisis, puesto que controla la energía eléctrica a los siguientes elementos: camisa de calentamiento, bomba eléctrica que proporciona el balanceo a la celda, y foco de luz concentrada. Todos los controles están ubicados en un panel frontal.

Camisa de calentamiento.- Es una resistencia acondicionada en forma de manto, capaz de alcanzar 100°C . La temperatura es controlada electrónicamente y seleccionada desde el panel frontal. La camisa de calentamiento es capaz de mantener la temperatura de la celda con una variación de $\pm 1^{\circ}\text{C}$. Es interesante anotar que esta forma de calentamiento es preferible a aquel que utiliza el baño de aceite o al baño de aire.

Termómetros.- Se sitúa uno en la celda y debe tener capacidad de medición de hasta 200°C. Un segundo termómetro se coloca en la bomba de mercurio.

Mercurio.- Es el líquido que se utiliza tanto en la bomba de desplazamiento como en la celda. Se lo prefiere ya que no se combina con la muestra de aceite, y el coeficiente de expansión térmica es constante a temperaturas elevadas.

Vibrador.- Además del mecanismo eléctrico de balanceo, se utiliza un vibrador, para que la muestra llegue a ser completamente homogénea, así como para llegar a un equilibrio de fases definido, producto de los decrementos de presión.

Líneas y Conectores de acero.- Sirven para unir la bomba de desplazamiento de mercurio con la celda de análisis o botellas portamuestras. Las hay de diferentes diámetros, siendo la más conveniente aquella de 3/16 pulgadas de diámetro exterior.

Botellas portamuestras.- Son recipientes de forma cilíndrica de acero inoxidable, huecos, capaces de sopor

tar grandes presiones, alrededor de 700 Kg/cm^2 y temperaturas mayores de 100°C . Una botella tiene dos válvulas en sus extremos. Hay de diversos tipos, de acuerdo a la presión que soportan. En la práctica es preferible el uso de botellas desarmables, ya que pueden ser lavadas perfectamente evitando que residuos queden dentro del recipiente. La observación anterior se debe a que cuando una muestra es mantenida por muchos meses dentro de una botella, la muestra puede estratificarse, o bien, pegarse a la pared interior de la botella.

Separador.- Este forma parte del sistema de muestreo de gas. Es un recipiente de cristal con fondo graduado para recolectar y medir el gas que pudiera condensarse debido al cambio de temperatura de la celda (temperatura de Yacimiento) a la temperatura ambiente.

Pignómetro.- Es un recipiente de vidrio de forma de pera, generalmente de 10 a 15 cm^3 de capacidad, que puede calibrarse con mercurio. Su utilidad radica en que con él puede determinarse la densidad de cualquier líquido gravimétricamente.

3.2. CORRECCION DEL VOLUMEN DE MERCURIO

Como todos los volúmenes son calculados en función de los volúmenes de mercurio medidos en la bomba, es necesario hacer una corrección de la masa de mercurio y así llevarla a las condiciones de presión y temperatura deseados.

Supóngase que la masa de mercurio dada, ocupa el volumen (V_1) medido en la bomba a la presión de calibración (P_c) y temperatura ambiente (T_a), y se desea conocer el volumen (V_2) que ocupa la misma masa de mercurio a las condiciones de presión (P) y temperatura (T) dentro de una celda de análisis P.V.T.

Las correcciones del volumen de mercurio se harán por pasos: primero se calculará el aumento de volumen que sufre el mercurio al pasar, de la presión de calibración (P_c) a la presión atmosférica (P_a), después se determinará el aumento de volumen al cambiar la temperatura de (t_a) a (T) y finalmente se cuantificará la disminución del volumen de mercurio al comprimirse de (P_a) a (P).

Esto se hace debido a que la compresibilidad del mercurio se conoce para cualquier temperatura dada, y que la

expansión térmica del mismo está perfectamente estudiada a la presión atmosférica.

En la figura N° 2, Apéndice 2, se muestran en forma esquemática los tres pasos que se siguen para la corrección del volumen de mercurio.

1. Calcular la expansión que sufre el mercurio en llevarlo de la presión de calibración (P_c), a la presión atmosférica (P_a), a la temperatura ambiente (T_a) constante. Punto A a Punto A'. Esto se logra con la expresión:

$$V'_1 = V_1 (1 + P_c C_{Hg} T_a) \quad (1)$$

2. Determinar la expansión del mercurio al ser llevado de la temperatura ambiente (T_a), a la temperatura de la celda (T), manteniendo la presión atmosférica (P_a) constante. Punto A' a Punto B'. Esto se logra por medio de la expresión:

$$V'_2 = V'_1 \frac{\epsilon_T}{\epsilon_{T_a}} \quad (2)$$

donde $\epsilon_T/\epsilon_{T_a}$ es el cociente de los volúmenes relati-

vos del mercurio a las temperaturas (T) y (Ta) respectivamente. Se define como volumen relativo al cociente del volumen que ocupa cierta masa de mercurio a presión atmosférica (Pa) y una temperatura (T) cualquiera, entre el volumen que ocupa la misma masa de mercurio a la presión atmosférica y temperatura base (Tb).

La relación se obtiene de la siguiente manera:

$$\epsilon = \frac{V_T}{V_{Tb}} = 1 + \beta \Delta T$$

Por lo que:

$$\epsilon_T = 1 + \beta (T - T_b)$$

$$\epsilon_{Ta} = 1 + \beta (T_a - T_b)$$

Luego, dividiendo miembro a miembro las expresiones anteriores:

$$\frac{\epsilon_T}{\epsilon_{Ta}} = \frac{1 + \beta (T - T_b)}{1 + \beta (T_a - T_b)}$$

De la expresión anterior vemos que si $T = T_a$, el mercurio =

rio se expande, y que, si $T < T_a$ el mercurio se comprime.

Sustituyendo la expresión (1) en la (2):

Obtenemos:

$$V'_2 = V_1 (1 + P_c C_{Hg} T_a) \frac{\epsilon_T}{\epsilon_{T_a}} \quad (3)$$

3. Calcular la disminución de volumen que sufre el mercurio, al pasar de la presión atmosférica (P_a) a la presión de la celda (P) a la temperatura de la celda (T) constante. Punto B' a Punto B. Para esto se usa la expresión:

$$V_2 = V'_2 (1 - P C_{Hg} T) \quad (4)$$

Sustituyendo (3) en (4):

Obtenemos:

$$V_2 = V_1 (1 + P_c C_{Hg} T_a) \frac{\epsilon_T}{\epsilon_{T_a}} (1 - P C_{Hg} T) \quad (5)$$

La expresión (5) nos indica la corrección a la que hay que someter el volumen de mercurio medido en la bomba, para conocer su nuevo volumen a las condiciones de la celda.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE **ESPOL.**
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Los valores de la compresibilidad del mercurio (C_{Hg}) - y de los volúmenes relativos (ϵ) se calculan con los subprogramas function CH (T) y function VRH (T) respectivamente, en base a las siguientes expresiones: ($T_{base} = 20^{\circ}C$):

$$C_{Hg} = 79.335 \times 10^{-10} \Delta T + 39.012 \times 10^{-7}$$

$$\epsilon_T = 1.8209 \times 10^{-4} \Delta T + 1$$

3.3. CALIBRACION DE LA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO

La bomba de desplazamiento de mercurio tiene dos funciones principales: medir los cambios de presión dentro de un depósito cerrado (una celda de análisis P.V.T.) por ejemplo), debido a la inyección o extracción de mercurio y la medición de los volúmenes inyectados o extraídos.

Todas las lecturas se efectúan a la presión de calibración (P_c), ya que de esta forma se eliminan los errores por la compresibilidad del mercurio, la expansión del cilindro de la bomba, la compresión de los empaques y la deformación del tubo de Bourdón del manómetro.

La calibración se realiza mediante los siguientes pasos:

1. Limpiar perfectamente el interior de la bomba
2. Hacer vacío en la bomba
3. Llenar la bomba con mercurio a su máxima capacidad
4. Tomar la temperatura del mercurio en la bomba
5. Cerrar la válvula de la bomba
6. Elevar la presión hasta la presión de calibración
7. Tomar lectura en la bomba
8. Bajar la presión a cero
9. Abrir ligeramente la válvula de la bomba
10. Desplazar el émbolo hacia adelante aproximadamente cinco divisiones, recogiendo el mercurio que sale de la bomba en un recipiente.
11. Cerrar la válvula de la bomba
12. Elevar la presión a la presión de calibración
13. Tomar lectura en la bomba
14. Pesar en una balanza analítica el mercurio extraído de la bomba.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL.

La diferencia de lecturas nos indicará el volumen de mercurio medido a la presión de calibración y temperatura ambiente.

En tablas conocidas se busca la densidad del mercurio a la temperatura ambiente. Luego, dividiendo el peso del

mercurio extraído de la bomba entre la densidad, obtenemos el volumen real de mercurio a presión atmosférica y temperatura ambiente.

El volumen determinado en la bomba se corrige por compresibilidad para llevarlo de la presión de calibración a la presión atmosférica manteniendo la temperatura ambiente constante, para obtener este volumen a las mismas condiciones que el volumen real.

El volumen real determinado a través de varias pruebas dividido para el volumen determinado en la bomba, nos resulta en los cc. que corresponden al tramo de la escala considerada. A partir de este punto, ya fin de cubrir toda la capacidad de la bomba, hay necesidad de repetir los pasos del 8 al 14.



BIBLIOTECA NAC.
ESPAÑA

Al promedio de los resultados obtenidos para cada tramo de la bomba se le denomina "Factor de Calibración de la Bomba", se representará por (FCB) y sus unidades son c.c./vuelta. Los resultados prácticos obtenidos de esta calibración, son presentados en la Tabla N° 1 del Apéndice N°1.

3.4. CALIBRACION DE LA CELDA DE ANALISIS P.V.T.

Los cambios de presión y temperatura que sufre la celda de análisis P.V.T., son los factores que permitirán la calibración de la celda. En otras palabras, se determinará la capacidad de la celda a la presión de calibración (P_c) y temperatura ambiente (T_a). Luego se determinarán los cambios de capacidad que experimenta la celda versus los cambios de presión y temperatura a que es sometida.

La calibración de la celda se efectúa como sigue:

A. Preparación del equipo

1. Limpiar el interior de la celda.
2. Conectar una bomba de desplazamiento de mercurio a la válvula inferior de la celda y una bomba de vacío a la válvula superior de la misma.
3. Con la válvula de la bomba cerrada, se procede a abrir las dos válvulas de la celda e inducir al vacío a la celda y a la línea que conecta con la bomba.
4. Cargar la bomba de mercurio a su máxima capacidad.
5. Cerrar las válvulas de la celda y desconectar la bomba de vacío.

B. Determinación de la Capacidad de la Celda a la presión de Calibración y Temperatura Ambiente.

1. Llenar con mercurio la línea entre la bomba y la celda a la presión de calibración.

2. Tomar lectura inicial en la bomba (L_i)
3. Abrir la válvula inferior de la celda y empezar a inyectar mercurio. Una vez que la bomba esté próxima a vaciarse se cierra la válvula de la bomba.
4. Tomar la lectura final (L_f) de la primera etapa.
5. Cargar nuevamente la bomba con mercurio.
6. Seguir inyectando mercurio a la celda hasta llenarla, observando los mismos pasos de la etapa anterior.
7. Cuando la celda está llena, elevar la presión a la presión de calibración.
8. Tomar la lectura final indicada en la bomba.

Conocido el significado de los símbolos a emplearse, la capacidad de la celda (P_c) y (T_a) puede ser representada - de la siguiente manera:

$$V_{CPa Ta} = FCB \sum V_{Hgi Pc Ta}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Los datos y resultado de esta calibración se los encuentra en la Tabla N° 2, Apéndice 1.

C.- Determinación de los cambios de Volumen de la Celda que corresponden a los diferentes cambios de Presión y Temperatura.

1. Llevar la celda a (P_c) manteniendo (T_a)

2. Tomar la lectura en la bomba.
3. Hacer el primer decremento de presión en la celda. (Generalmente los decrementos de presión se hacen de 50 en 50 Kg./cm²).
4. Tomar lectura en la bomba.
5. Continuar haciendo decrementos de presión, tomando lecturas en la bomba, hasta alcanzar la presión cero.
6. Elevar la presión a (Pc) y tomar lectura en la bomba. Esta debe coincidir con la obtenida anteriormente a la misma presión.
7. Bajar la presión a cero y tomar la lectura. Esta debe coincidir con la obtenida anteriormente a la misma presión.
8. Con la válvula de la bomba abierta, se procede a calentar la celda hasta una temperatura (T₁) dada; extrayendo mercurio de la celda a medida que se expande dentro de la celda por calentamiento.
9. Cuando se ha alcanzado el equilibrio térmico, se ajusta la celda a la presión cero y se toma la lectura en la bomba.
10. Se incrementa la presión en la celda, haciendo las mismas estaciones que cuando la temperatura correspondía a la temperatura ambiente, tomando lecturas en la bomba hasta alcanzar (Pc).

11. Se hacen decrementos de presión, tomando lecturas en la bomba en los mismos valores de presión anteriores; estas lecturas deben ser iguales a las tomadas en el paso anterior.
12. Finalmente se repiten en los pasos del 8 al 11 con otras dos temperaturas en la celda.

Con los datos obtenidos se calculan los factores de calibración de la celda por presión y por temperatura. El cálculo de los factores de la celda se muestran en las Tablas N° 3 y 4 del Apéndice 1, y están referidos a la capacidad de la celda a (P_c) y (T_a).

Una vez hecho ésto se obtienen los promedios de la - contracción de la celda para cada temperatura dada que se les llama factor de calibración por Presión, éstos se gra fican vs. la Temperatura, obteniéndose la gráfica del fac tor de calibración por presión de la celda (FCCP), figura N° 1, Apéndice 3; las unidades son c.c./Kg./cm².

El paso siguiente es la obtención del factor de cali- bración por temperatura de la celda (FCCT) el cual se cal cula como sigue:

Con los datos de la columna (8) de la Tabla N° 3, se calcula la expansión de la celda por grado de temperatura para cada presión constante dada, empleando la expresión:

$$\text{Expansión celda} = \frac{\left(\text{Cambio de volumen en la celda a } T \right) - \left(\text{Cambio de volumen en la celda a } T_a \right)}{T - T_a}$$

Todos estos valores de la expansión de la celda por grado de temperatura encontrados, se promedian, hallándose el factor de calibración por temperatura de la celda (FCCT); - sus unidades son: c.c./°C.



CAPITULO 4

ANALISIS P.V.T.

4.1. CONSIDERACIONES GENERALES

El objetivo del presente capítulo es detallar los diferentes pasos que se siguen en el análisis e indicar los datos que se toman en el transcurso del mismo.

La muestra ha sido tomada del pozo, por medio de un muestrero y luego traspasada a una botella portamuestra, la cual es remitida al laboratorio. Junto a la botella portamuestra deben reportarse ciertos datos esenciales, - tales como:

- Nombre del pozo
- Localización del pozo
- Fecha de muestreo
- Profundidad del muestreo
- Presión a la profundidad del muestreo
- Temperatura a la profundidad del muestreo
- Relación gas-aceite estabilizada en el separador de su superficie.
- Temperatura de traspaso a la botella portamuestra
- Presión de traspaso
- Presión de saturación a temperatura de traspaso



- Presión dejada en la botella
- Volumen de mercurio en la botella
- Identificación de la botella

El volumen de la celda de análisis es de alrededor de 620 cc., pero generalmente para el análisis solo se emplean entre 90 a 100 c.c. de muestra. Esto es debido a que durante los procesos flash y diferencial, si la muestra tiene un alto valor de Rs (gas en solución), el volumen de la celda resultaría muy pequeño conforme se reduce la presión de acuerdo al número de etapas programadas durante la prueba.

Normalmente se comprueba el estado de la muestra en la botella, determinando la presión de saturación a temperatura ambiente y comparándola con la reportada en la botella. Si la diferencia de temperaturas ambientes no es marcada, las presiones de saturación en ambos casos son parecidas. El procedimiento para determinar la presión de saturación es semejante al que se describe en el proceso flash, con la diferencia, que la bomba de mercurio en vez de estar conectada a la celda, estará conectada a la botella portamuestra.

4.2. TRASPASO DE LA MUESTRA A LA CELDA DE ANALISIS

Intervienen en el traspaso una bomba de desplazamiento de mercurio, la cual desplazará la muestra desde la botella portamuestra a la celda de análisis. Además, el sistema lo componen líneas de acero y un recipiente de vidrio. El circuito está descrito en la Figura N° 5, Apéndice 2. En la prueba realizada para ilustrar este trabajo, la presión de traspaso (PT) fué de 400 Kg/cm^2 .

4.2.1. Procedimiento

El mecanismo a ser seguido durante el traspaso es el siguiente:

1. Con las salidas de la bomba de mercurio cerradas (1) y (2), y las válvulas de la botella portamuestra también cerradas, se induce el vacío durante doce minutos manteniendo las válvulas de la celda de análisis y la válvula (A) abiertas.
2. Se procede a cerrar la válvula (A) y la válvula superior de la celda para luego desconectar la fuente de vacío.
3. Se abre la salida de la bomba (1) e inyecta mercurio a la celda hasta alcanzar en ella la presión de traspaso



(PT) programada.

4. Se cierra la válvula inferior de la celda y salida de la bomba (1) manteniendo (PT) constante.
5. Se desconecta la línea de válvula inferior de la celda y se procede a conectar el tramo para recoger el mercurio.
6. Manteniendo (PT) constante se abre salida (2) de la bomba, así mismo se purga la línea, ajusta la conexión y se abre la válvula inferior de la botella.
7. Manteniendo (PT) constante se abre lentamente la válvula superior de la botella, llenando con muestra la línea hasta la válvula superior de la botella.
8. Manteniendo (PT) constante, se cierra la válvula de la bomba (2). Luego se baja la presión a la presión atmosférica.
9. Se llena la bomba con mercurio a su máxima capacidad.
10. Se eleva la presión a la presión de calibración (P_c) y se toman las lecturas iniciales de traspaso. En el ejemplo tomado, estos valores son:

LIT: 0.289 c.c.

TITB: 23.4°C

TITC: 22.3°C

11. Llevar la presión a (PT) y mantenerla constante, abrir la salida de la bomba (2)
12. Manteniendo (PT) constante se abre la válvula superior de la celda.
13. Manteniendo (PT) constante se inicia el traspaso de la muestra a la celda, abriendo cuidadosamente la válvula inferior de la misma.
14. Luego que se ha traspasado la cantidad de muestra programada, a (PT) constante, se cierran las válvulas inferior y superior de la celda, así mismo la salida de la bomba (2).
15. Llevar la presión a (Pc) y se toman las lecturas finales de traspaso, en el ejemplo que ilustra este trabajo estos valores son:
LFT: 100.588 c.c...
TFTB: 23.9°C
TFTC: 23.8°C
16. Cerrar las válvulas superior e inferior de la botella
17. Desconectar la botella y líneas ocupadas durante el traspaso.
18. Desconectar la línea empleada para recoger mercurio
19. Lavar y secar las líneas usadas con disolvente y aire



a presión.

20. Conectar la línea que une la salida de la bomba (1) con la válvula inferior de la celda, estando seguro de que la línea ha sido purgada cuidadosamente.

4.3. CALENTAMIENTO DE LA MUESTRA A TEMPERATURA DE YACIMIENTO, (TY).

Para el calentamiento de la muestra, la bomba de mercurio solo está conectada a la celda, tal como se indica en el paso 20 del numeral anterior.

El procedimiento es el siguiente:

1. Con las válvulas de la bomba (1) y (2) y válvulas de la celda cerradas, se coloca la camisa de calentamiento a la celda.
2. Llevar la presión a (PT) y abrir salida de la bomba (1)
3. Manteniendo (PT) se abre la válvula inferior de la celda.
4. Manteniendo (PT) constante se cierra la salida de la bomba (1), para luego llevar la presión a (Pc) y tomar lecturas iniciales de calentamiento, en el ejemplo estos valores son:

LIC: 101.781 e.e.

TICB: 24.0°C

TICC: 23.6°C

5. Llevar la presión a (PT). Se abre la válvula de la bomba (1) y válvula inferior de salida.
6. Conectar la camisa de calentamiento y calentarla hasta que se obtenga la temperatura programada (temperatura de yacimiento), para lo cual se mantiene (PT) constante por extracción de mercurio utilizando la bomba.
7. Cuando el sistema se ha estabilizado a la temperatura deseada, y con (PT) constante, se cierra la salida de la bomba (1). Luego se lleva la presión a (Pc) y se toman las lecturas finales de calentamiento, valores que en el ejemplo son:

LFC: 83.671 c.c.

TFCB: 22.65°C

TFCC: 125°C



BIBLIOTECA TICT
ESPOL.

8. Llevar la bomba a (PT) y abrir salida (1)

4.4. PROCESO FLASH

4.4.1. Definición

Un proceso flash se define como aquel en el cual el volumen de gas y líquido varían, permaneciendo constantes tanto la masa como la composición del sistema. Varía, por supuesto, la presión. A este proceso se lo conoce también como una prueba presión-volumen.

Los diagramas que se ilustran en la figura N° 3, Apéndice 2, indican en forma idealizada un proceso de separación flash. En (a), la muestra se encuentra a la presión de Yacimiento (P_1 , en este caso, superior a la presión de saturación) ocupando un volumen (V_1). En (b), la presión se ha abatido hasta la presión de saturación ($P_2 = P_B$), en éste punto la primera burbuja de gas se desprende y el volumen de la muestra ha aumentado hasta (V_b). En (c) la muestra se encuentra a una presión menor que la presión de saturación (P_3), es decir existen dos fases: líquida y gaseosa en equilibrio, ($V_3 = V_{gas} + V_{liq.}$)

4.4.2..Procedimiento y lectura de datos

En el proceso flash la bomba de desplazamiento de mercurio está conectada a la celda. La celda se encuentra forrada con la camisa de calentamiento cuyo objetivo es mantener la temperatura a (T_y). Ver figura N° 6, Apéndice 2.

El procedimiento a seguirse durante la prueba es el siguiente:

1. Con las válvulas de la bomba (1) abierta y con la válvula inferior de la celda también abierta, se eleva la presión a (P_1), la cual es ligeramente mayor que la presión de traspaso (PT).

2. Agitar la muestra por balanceo y vibración, hasta que se estabilice la presión.
3. Manteniendo (P_1) constante se cierra la salida (1). Llevar la presión a (P_c) y tomar lecturas; los valores que corresponden al ejemplo tomado son los siguientes:

PF (1): 420 Kg/cm²

LF(1): 84.143 c.c.

TF(1): 22.8°C

4. Graficar LF (1) (Lectura de bomba en separación flash) -Vs- PF (1) (Presión en separación flash).
5. Llevar la presión a (P_1) y abrir la salida de la bomba (1).
6. Bajar la presión a (P_2). Luego agitar la muestra por balanceo y vibración, hasta que se estabilice la presión.
7. Manteniendo (P_2) constante cerrar salida (1). Finalmente se lleva la presión a (P_c) y se procede a tomar lecturas:

PF (2) : 400 Kg/cm²

LF (2) : 83.668 c.c.

TF (2) : 22.9°C

8. Se grafica LF (2) - Vs- PF (2)



BIBLIOTECA
ESPOL.

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

9. Llevar la presión a (P_2) y se abre la salida (1) de la - bomba.
10. Los pasos 6, 7, 8 y 9 se repiten hasta que obtengamos un número significativo de valores que permitan la graficación de lecturas de la bomba Vs. presión. El punto en el cual la recta cambie de pendiente, indicará la presión de saturación. Ver Figura N° 2, Apendice 3, en donde se aprecia que $P_B = 368 \text{ Kg/cm}^2$

En el experimento efectuado se obtuvieron los valores mostrados en el Cuadro N° 1.

PF(I) Kg/cm ²	LF(I) c.c.	TF(I) °C
420.	84.143	22.8
400.	83.668	22.9
380.	83.167	23.1
370.	82.924	24.8
368.	82.871	25.0
360.	82.364	25.1
340.	81.025	25.3
320.	79.500	25.5
300.	77.610	25.7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CUADRO N° 1

En el Cuadro N° 1 se pueden distinguir los siguientes valores:

$$\text{LFPB} = 82.871 \text{ c.c. a } \text{TAPB} = 25^{\circ}\text{C}$$

$$\text{LFPT} = 84.143 \text{ c.c. a } \text{TFPT} = 22.8^{\circ}\text{C}$$

4.5. PROCESO DIFERENCIAL

4.5.1. Definición

Un proceso de separación diferencial es aquel en el cual la composición y la masa del sistema cambian constantemente - debido a la extracción del gas liberado.

El proceso de separación diferencial consiste en hacer abatimientos de presión para formar una fase gaseosa, la cual se extrae a presión constante. La presión de saturación se la termina por etapas.

En la Figura N° 4, Apendice 2 se ilustra la primera etapa del proceso de la separación diferencial.

En (a), la muestra se encuentra arriba de la presión de saturación.

En (b), se ha llegado a la presión de saturación, después de una serie de abatimientos de presión en las que se registran presiones y lecturas de bomba, y a la cual aparece la primera burbuja de gas.

En (c), la muestra se encuentra abajo de su presión de saturación, con lo cual se ha formado un casquete de gas.

En (d), se efectúa la extracción del gas (a presión constante) por la válvula superior de la celda, midiéndose el volumen de gas en un gasómetro. Antes de medir el gas, se toma una muestra para determinar su densidad relativa y realizar un análisis cromatográfico.

En (e), la presión del nuevo sistema se ha incrementado por arriba de la presión de saturación para iniciar la siguiente etapa.

Con éste procedimiento se continúa hasta alcanzar la última etapa, la cual se la realiza a presión atmosférica.

El aceite residual en la celda se represiona para obtener su relación presión-volumen y por extrapolación obtener el volumen a presión atmosférica. Esta misma operación se repite a temperatura ambiente.

Por último el aceite residual se extrae de la celda para determinar su densidad por medio de un pignómetro.

4.5.2. Procedimiento y lectura de datos.

Para llevar a efecto el proceso de separación diferen-

cial, es necesario adaptar a la válvula superior de la celda el sistema de muestreo de gas (Figura N° 7, Apéndice 2)

El procedimiento a seguirse es el siguiente:

1. Con la válvula de salida (1) abierta al igual que la válvula inferior de la celda, se eleva la presión hasta la presión de saturación (PB). Se agita la muestra por balanceo y vibración.
2. Manteniendo (PB) constante, se cierra la salida (1). Luego se lleva la presión a (Pc) y se toman lecturas; en este trabajo se hallaron los siguientes valores:

PSD (1): 368. Kg/cm²

LIEGB (1): 82.871 c.c.

Tieb (1): -

LFEGB (1): 82.871 c.c.

Tfeb (1): -

3. Llevar la presión a (PB), se abre la salida (1) y se hace el abatimiento de presión hasta que ésta llegue a (P₂). Agitar la celda hasta que se establezca la presión.
4. Manteniendo (P₂) constante, se cierra la salida (1); llevar la presión a (Pc) y se toman lecturas; en el actual análisis fueron:



PSD (2): 340. Kg/cm²
LIEGB (2): 81.003 c.c.
Tieb (2): 23.0°C

5. Manteniendo (P_2) constante se abre salida de la bomba (1).
6. Con válvula superior de la celda cerrada, conectar la fuente de vacío en la válvula de tres pasos (A), abriendo ésta y las número (3), (5) y (6). La válvula (4) se mantiene cerrada. Inducir el vacío durante doce minutos.
7. Cerrar la válvula de tres pasos (A) y desconectar la fuente de vacío. Por efecto del vacío, el manómetro en "U" presenta, la rama adyacente al vacío, a un nivel superior que la rama en contacto con atmósfera.
8. Cerrar las válvulas (5) y (6) y desconectar los balones. Luego se efectúan las pesadas de los balones al vacío y con aire. (Ver 4.6.3.)
9. Conectar nuevamente los balones y abrir las válvulas (A) (5) y (6), para inducir el vacío durante doce minutos.
10. Cerrar válvula (A) y desconectar fuente de vacío.
11. Abrir lentamente la válvula superior de la celda admitiendo gas al sistema de muestreo.
12. Cuando se igualan las ramas en el manómetro en "U", se -



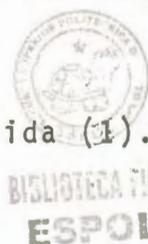
cierran las válvulas (3), (5) y (6), a la vez que se abre la válvula (4), pasando el gas al gasómetro para su medición. (Ver 4.6.3.)

13. Luego que el gas es medido en el gasómetro, pasa al quemador.
14. Al mismo tiempo que se abre la válvula superior de la celda, por medio de la bomba de mercurio se inyecta mercurio a la celda, con el fin de mantener (P_2) constante.
15. Observando por la ventana, y luego que todo el gas producido sale de la celda, se procede a cerrar la válvula superior de la celda. En otras palabras esto ocurrirá cuando la interfase gas-aceite llega a la parte superior de la ventana de la celda.
16. Manteniendo (P_2) constante, se cierra la salida (1). Llevar la presión a (P_c) y tomar lecturas:

LFEGB (2): 86.137

Tfeb (2): 23.2°C

17. Desconectar balones y pesarlos, (Ver 4.6.3.), Luego enviar los balones a la sección de cromatografía, para realizar el análisis correspondiente del gas muestreado.
18. Llevar la bomba a (P_2) y abrir salida (1). En este momento la presión de saturación de la muestra en la celda es



(P_2). Se comprueba subiendo la presión a (P). (P) > (P_2). Luego bajando lentamente la presión se observa por la ventana, que a la presión (P_2), aparece la primera burbuja de gas en la celda.

19. Hacer un nuevo abatimiento de presión a (P_3). Agitar la muestra por balanceo y vibración.
20. Realizar los pasos del 4 al 19.

En general se realizan abatimientos de presión de 20, 50, 80, 100 Kg/cm², según las condiciones que el caso requiera. - La última extracción de gas se efectúa a presión atmosférica.

En el cuadro N° 2 están las lecturas de las diferentes etapas, del análisis de la muestra descrito en este trabajo



PSD(J) Kg/cm ²	LIEGB(J) c.c.	Tieb(J) °C	LFEGB(J) c.c.	Tfeb(J) °C	TEGB(J) °C	PD(J) Kg/cm ²
368.	82.871	-	82.871	-	-	368.
340.	81.003	23.0	86.137	23.2	23.1	340.
300.	83.138	23.8	90.091	24.0	23.9	300.
250.	85.425	24.5	94.346	24.9	24.7	250.
200.	88.166	26.0	98.016	26.4	26.2	200.
	89.277	27.0				
150.	40.629	27.0	52.784	27.1	27.05	150.
80.	25.474	23.0	57.543	23.1	23.05	80.

CUADRO N° 2

La lectura de bomba (LEEB/J) para la última extracción de gas, se hace como a continuación se indica: durante la extracción a la presión atmosférica, la interfase gas-aceite no es clara debido a que se forma una especie de espuma dentro de la celda, lo cual dificulta la visión por la ventana. Cuando el gasómetro no registra lectura por el paso de gas, se considera que todo el gas liberado por abatimiento de la presión a presión atmosférica, ha salido de la celda. Entonces se desconecta el sistema de muestreo, se cierra la válvula superior de la celda y se realizan los pasos mas adelante escritos.

El procedimiento que se describe a continuación, se lo conoce también como compresibilidad del aceite residual a temperatura de yacimiento.

1. Elevar la presión en la celda a (P_1). Agitar la celda hasta que la presión se estabilice.
2. Cerrar la salida de la bomba (1). Llevar la presión a (P_c) y tomar lecturas:

Presión (P): 80 Kg/cm²

Lectura de bomba (Lb): 70.126 c.c.

Temperatura de bomba (Tb): 24.4°C

3. Llevar la bomba a (P_1) y abrir salida (1).
4. Hacer abatimientos de presión a (P_2) y agitar la muestra hasta que la presión se estabilice.
5. Realizar pasos 2, 3, 4.

Casi siempre se eleva la presión a 80 Kg/cm^2 y se hacen abatimientos de 20 en 20, hasta llegar a la presión de 20 Kg/cm^2 . La lectura a cero Kg/cm^2 se toma del grafico - P-Vs,- Lb que se hace a continuación de las lecturas. Ver Cuadro N° 3 y Figura N° 3, y Apéndice 3.

P	Lb	Tb
Kg/cm^2	c.c.	C
80.	70.126	24.4
60.	69.922	24.5
40.	69.685	24.6
20.	69.449	24.7
0.	69.215	24.7

CUADRO N° 3

Observando el Cuadro N° 2 se nota que en el abatimiento de presión de 200 a 150 Kg/cm^2 , luego de estabilizada la presión, se procedió a inyectar mercurio a la bomba a



BIBLIOTECA N.^o
ESPA.^o

través de la válvula (E). La diferencia de lecturas (LFEGB-LIEGB) a 150 Kg/cm^2 , será sumada a la última lectura de bomba antes de que ocurra la inyección de mercurio y así se obtiene LFEGB(J) a 150 Kg/cm^2 . Igual corrección se hace para las lecturas posteriores. Por consiguiente el Cuadro N° 2, en parte inferior quedaría así:

PSD(J) Kg/cm ²	LIEGB(J) c.c.	Tieb(J) C	LFEGB(J) c.c.	Tfeb(J) C	TEGB(J) C	PD(J) Kg/cm ²
150.	89.277	27.0	101.432	27.1	27.05	150.
80.	74.122	23.0	106.191	23.1	23.05	80.
0.	0.		117.867		24.7	0.

El valor LFEGB(J) de la última etapa corresponde también a LBPAC = 117.867 c.c. a TBPAC = 24.7°C



4.6. COMPLETACION DEL ANALISIS Y CALCULOS PRELIMINARES

4.6.1. Compresibilidad del aceite residual a temperatura ambiente.

Luego de realizada la prueba de compresibilidad del aceite residual a temperatura de yacimiento, se quita la camisa de calentamiento y se deja enfriar la celda. El enfriamiento generalmente se logra de un día para otro. Cuando

do la celda está a temperatura ambiente, con la válvula superior de la celda cerrada, se procede a incrementar la presión, a partir de este momento se repite el procedimiento seguido por la compresibilidad del aceite residual a temperatura de yacimiento. (Cuadro N° 4).

La lectura a presión atmosférica se toma del gráfico P-Vs.-Lb que se confecciona a continuación de la prueba. Esta lectura también debe ser corregida de la misma forma como se procedió en el numeral 4.5.1. Figura N° 4. Apendice 3.

P Kg/cm ²	Lb c.c.	Tb °C
80.	83.962	20.0
60.	83.835	20.05
40.	83.683	20.10
20.	83.525	20.2
0.	83.370	20.2
0.	132.018	20.2

CUADRO N° 4

El valor, LBPAF = 132.018, es conocido como lectura de la bomba de la compresibilidad del aceite residual a temperatura ambiente (TCPAF). TCPAF = 21.2°C y TBPAF = 20.2°C.



BIBLIOTECA UNP
ESPOL

4.6.2. Cálculo de la densidad del aceite residual (DAR)

A continuación de la prueba anterior se conecta una línea con la válvula superior de la celda. Luego, con la bomba de desplazamiento se inyecta mercurio a la celda, logrando que el aceite residual salga por la válvula superior y sea recogido en un recipiente.

Para el cálculo de la densidad del aceite residual se utiliza un pignómetro de capacidad conocida, y se realizan las siguientes indicaciones; al lado se anotan los resultados obtenidos:

1. Peso del pignómetro sin aceite	9.0229 gr.
2. Peso del pignómetro con aceite	18.2954 gr.
3. Peso del aceite	9.2725 gr.
4. Volumen del aceite (pignómetro)	10.1600 c.c.
5. Densidad = Peso/Volumen	
	= $9.2725/10.1600 = 0.9126$ gr/c.c.

6. Se mide la temperatura ambiente.

Por tanto DAR = 0.9126

4.6.3. Medición y determinación de la densidad relativa del gas extraído durante cada etapa del proceso diferencial.

Al realizarse el paso 12 del numeral 4.5.1, debe anotarse la lectura inicial del gasómetro antes del desplazamiento del gas. Para el efecto se utiliza un gasómetro de tipo húmedo el cual tiene la ventaja de facilitar la colocación de las manecillas en cero después de cada extracción.

La lectura final del gasómetro se toma cuando se observa que las manecillas del mismo no se mueven. En cada etapa de la separación diferencial se utilizan dos balones para muestrear el gas liberado. Como el volumen de los balones es relativamente grande, se lo agrega al volumen medido por el gasómetro. Los resultantes que se obtuvieron se indican en el Cuadro N° 5.



Etapa	LI EGG(J)	Tig(J)	Lfg(J)	Tfg(J)	Volumen balones	V. Total	TEGG
	Lig(J)	°C	c.c.	°C		LFE GG(J)	(J)
	c.c.	°C	c.c.	°C	c.c.	c.c.	°C
1	0.0	21.2	1155	21.25	470	1625	21.22
2	0.0	21.5	1635	21.26	470	2105	21.55
3	0.0	22.1	1900	22.2	470	2370	22.15
4	0.0	22.85	1674	22.95	470	2144	22.9
5	0.0	23.35	1555	23.35	470	2025	23.35
6	0.0	21.45	2243	21.5	470	2713	21.47
7	0.0	21.75	3463	21.95	470	3933	21.85

$$\text{TEGG (J)} = (\text{Tig} + \text{Tfg}) / 2$$

CUADRO N° 5



BIBLIOTECA FICT

La determinación de la densidad relativa del gas extraído durante cada etapa se hace gravimétricamente por diferencia de pesos. Los resultados se los observa en el Cuadro N° 6.

1	2	3	4	5	6	7	8
				3-2	4-2	6/5	
Balon	Wbv	Wba	Wbg	Wa	Wg	Densidad	Densidad Promedio
w1-1-1	65.0303	65.2179	65.1772	0.1876	0.1469	0.7830	0.7818
w1-1-2	54.7476	54.9418	54.8992	0.1942	0.1516	0.7806	
w1-2-1	63.0097	63.1981	63.1540	0.1884	0.1443	0.7659	0.7668
w1-2-2	71.8075	71.9943	71.9509	0.1868	0.1434	0.7677	
w1-3-1	63.7558	63.9443	63.8978	0.1885	0.1420	0.7533	0.7527
w1-3-2	62.1330	62.3223	62.2754	0.1895	0.1424	0.7522	
w1-4-1	65.0342	65.2214	65.1730	0.1872	0.1388	0.7415	0.7365
w1-4-2	54.7506	54.9422	54.8908	0.1916	0.1402	0.7317	
w1-5-1	63.0137	63.2003	63.1510	0.1866	0.1373	0.7358	0.7267
w1-5-2	71.8118	71.9960	71.9440	0.1842	0.1322	0.7177	
w1-6-1	74.7563	74.9457	74.8984	0.1892	0.1421	0.7503	0.7449
w1-6-2	62.1323	62.3227	62.2731	0.1904	0.1408	0.7395	
w1-7-1	65.0345	65.2226	65.1990	0.1881	0.1645	0.8745	0.8678
w1-7-2	54.7500	54.9431	54.9163	0.1931	0.1663	0.8612	

CUADRO N° 6

En el presente análisis el CRT resultó igual a cero

CAPITULO 5

PROCESAMIENTO DE DATOS



BIBLIOTECA UNP
ESPOL

5.1. PARAMETROS QUE SE OBTIENEN

Los parámetros se obtienen básicamente a partir de la información dada por los procesos flash y diferencial, los cuales están en función de la presión, con la única excepción de los coeficientes de expansión térmica.

5.1.1. Del proceso flash se obtienen los siguiente parámetros:

- a. Volumen relativo de la fase mixta. (Figura N° 5, Apéndice 3).
- b. Factor de volumen de la fase líquida. (Figura N° 6, Apéndice 3).
- c. Coeficiente de expansión térmica del aceite saturado, β_{ta} . (Tabla N° 5, Apéndice 1).
- d. Densidad del aceite saturado. (Figura N° 7, Apéndice 3).

Volumen relativo.- Se denomina volumen relativo a la relación de el volumen total de muestra (V_t) a una presión dada, con respecto al volumen a la presión de saturación (V_s) (Tabla N° 5, Apéndice 1).

Por lo tanto:

$$\text{Volumen relativo} = \frac{V_t}{V_s}$$



BIBLIOTECA TICT

ESPOL

Debe recordarse que a fin de obtener el factor de volumen de la fase mixta es necesario el uso de la relación anterior.

Factor de volumen de la fase líquida o factor de volumen del aceite saturado.- Se define como el cociente de el volumen de líquido medido a una presión dada para el volumen de líquido o aceite residual obtenido de una separación flash, medido a condiciones base o de referencia (20° C y una atmósfera de presión). (Tabla N° 5, Apéndice 1).

Coefficiente de expansión térmica del aceite saturado.- Se denomina coeficiente de expansión térmica a la variación del volumen debido al cambio de temperatura por unidad de volumen manteniendo la presión constante.

Con los volúmenes tomados a la temperatura ambiente (Ta) y temperatura de yacimiento (Ty), a la presión de yacimiento, se obtiene el coeficiente de expansión térmica del sistema para lo cual se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{BETA} = \left(\frac{V}{T} \right)_p \frac{1}{V}$$

Densidad del aceite saturado.- Es la variación de volumen y peso que sufre la muestra como consecuencia de la variación de presión.



La densidad del aceite saturado arriba de la presión de saturación variará, sin embargo, la masa total de hidrocarburos se mantiene constante. Para el cálculo de la densidad es necesario determinar el peso de la masa de hidrocarburos y el volumen correspondiente a las diferentes presiones mayores a la presión de saturación. (Tabla N° 5, Apéndice 1).

5.1.2. Del proceso diferencial se obtienen los siguientes parámetros:

- a. Coeficiente de expansión térmica del aceite residual. β_{tar} . (Tabla N° 6, Apéndice 1).
- b. Densidad del aceite a las diferentes etapas. (Figura N° 7, Apéndice 3).
- c. Densidad relativa del gas. (Figura N° 8, Apéndice 3)
- d. Relación gas disuelto-aceite. (Figura N° 9, Apéndice 3)
- e. Factor de volumen de la fase líquida. (Figura N° 6, Apéndice 3).
- f. Factor de volumen de la fase gaseosa. (Figura N° 10. Apéndice 3).
- g. Factor de volumen de la fase mixta. (Figura N° 11. Apéndice 3)

h. Factor de compresibilidad del gas. (Figura N° 12, Apéndice 3).

Coeficiente de expansión térmica del aceite residual.- El coeficiente de expansión térmica del aceite residual a presión atmosférica se obtiene de la relación presión-volumen, en la misma forma como se trabaja cuando se trata de aceite saturado.



BIBLIOTECA N°1
ESPOL

Densidad del aceite.- Para el cálculo de la densidad del aceite durante el proceso diferencial se consideran los diferentes pesos y volúmenes de aceite presentes en cada etapa. El procedimiento de cálculo es análogo al del proceso flash, a excepción del peso de la masa de hidrocarburos, que es variable. (Tabla N° 6, Apéndice 1).

Densidad relativa del gas.- Esta densidad se la obtiene gravimétricamente. (Ver numeral 4.6.3. Cuadro N° 6). En el proceso hay que pesar un balón de cristal lleno de gas a presión atmosférica, lo mismo se hace con el balón lleno de aire y luego con el balón vacío.

La densidad relativa del gas es numéricamente igual a la relación de su peso específico con respecto al del aire, es decir:

$$\gamma_g = \frac{p_g}{p_a} = \frac{w_g/V_g}{w_a/V_a}$$

Como el aire y el gas se pesan en el mismo recipiente y bajo condiciones de presión y temperatura iguales, sus volúmenes son idénticos por consiguiente, $V_g = V_a$ y la ecuación anterior se convierte en:

$$\gamma_g = \frac{w_g}{w_a}$$

Relación gas disuelto-aceite (R_s). - Es el cociente que resulta de dividir el volumen de gas disuelto a una presión dada y a la temperatura de yacimiento, medidos a las condiciones bases, para el volumen de aceite residual a las mismas condiciones.

$$R_s = \frac{m^3 \text{ (gas @ C.B.) disuelto @ C.Y.}}{m^3 \text{ (aceite) @ C.B.}}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En estas condiciones es $R_s \geq 0$. El gas liberado en cada etapa, se mide a temperatura y presión ambiente, por lo tanto, es necesario corregir el volumen, para llevarlo a las condiciones bases. En el ejemplo estas condiciones son: ($P = 1.033 \text{ Kg/cm}^2$; $T = 20^\circ\text{C}$). (Tabla N° 6, Apéndice 1).

La solubilidad del gas en aceite residual depende de la presión, temperatura y composición del gas y del aceite.

Para un mismo gas y aceite a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión; y a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta.

Factor de volumen de la fase líquida o factor volumétrico del aceite, (B_o).- Este factor puede definirse, como el volumen en metros cúbicos que un metro cúbico en condiciones bases, ocupa en la formación o yacimiento, es decir, a la temperatura de yacimiento y con el gas disuelto que pueda retener el petróleo a esa presión. Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del aceite, éste factor será siempre mayor que la unidad.

$$B_o = \frac{m^3 \text{ (aceite + gas disuelto) @ C. Y.}}{m^3 \text{ (aceite) @ C.B.}}$$



BIBLIOTECA ICT
ESPOL

Para el cálculo de B_o es necesario conocer el volumen del aceite saturado (a la presión de saturación de cada etapa) y el volumen del aceite residual a las condiciones bases. (Tabla N° 6, Apéndice 1).

Factor de Volumen de la fase gaseosa o factor volumétrico del gas, (B_g). Este factor relaciona el volumen del gas en el yacimiento con el volumen del mismo gas en la superficie, es decir, a condiciones bases de presión y temperatura. (Tabla N° 6, Apéndice 1).

$$B_g = \frac{m^3 \text{ (gas) @ C.Y.}}{m^3 \text{ (gas) @ C.B.}}$$

B_g , expresado en estas unidades es menor que uno.

Factor de volumen de la fase mixta o factor volumétrico de dos fases, o bifásico, (B_t).- Se define como el volumen en metros cúbicos que ocupa un metro cúbico de aceite residual incluyendo el volumen inicial de gas disuelto, a cualquier presión y temperatura. (Tabla N° 6, Apéndice 1). En otras palabras, incluye el volumen líquido, B_o , mas el volumen de la diferencia entre la razón gas-aceite (R_{si}) y la razón gas-aceite a la presión especificada (R_s). Si el factor volumétrico del gas es B_g , B_t es igual a:

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

Otra manera de expresarlo sería:

$$B_t = \frac{m^3 \text{ (aceite + gas disuelto + gas liberado de } P_b \text{ a } P) @ C.Y.}{m^3 \text{ (aceite) @ C.B.}}$$

Factor de compresibilidad del gas o factor de desviación del gas.- Se define como la razón del volumen realmente ocupado por un gas a determinada presión y temperatura para el volumen que ocuparía si fuese un gas perfecto. (Tabla N° 6, Apéndice 1). En otros términos:



BIBLIOTECA NAC.
ESPOL.



$$z = \frac{\text{Volumen real de } n \text{ moles de gas a } T \text{ y } P}{\text{Volumen ideal de } n \text{ moles a las mismas } T \text{ y } P}$$

5.2. VENTAJAS DEL USO DE LA COMPUTADORA EN EL PROCESAMIENTO DE LOS DATOS.

El uso de la computadora está basado en su habilidad de operar a gran velocidad, dar resultados exactos, guardar grandes cantidades de información y llevar a cabo secuencias de operaciones largas y complejas sin la intervención humana.

Para el presente trabajo, realizar el procesamiento de los datos en forma manual, requiere de unas diez a doce horas de cálculos continuados. La computadora requiere de pocos minutos para dar tabulados los parámetros.

Los cálculos manuales toman mucho tiempo debido a que los volúmenes de muestra medidos en la bomba de desplazamiento, en las diferentes etapas del análisis, son corregidas por diversas causas: variación del volumen de mercurio, variación del volumen de la celda, diversos factores de calibración, cambios de volúmenes de la muestra por temperaturas, etc.; y el procesamiento en sí de los datos, es un trabajo que debe realizarse para cada valor de presión de los procesos flash y diferencial.

En el desarrollo del programa, en Fortran IV, en la primera parte, donde se manda a leer la información producto del análisis, se indica el significado de cada abreviatura. Cada una de estas abreviaturas pueden muy bien ser identificadas en el Capítulo IV, en el momento en que son obtenidas. Los valores de los factores de calibración se los indica en las Tablas respectivas. La secuencia matemática del programa es fácilmente comprensible con un poco de voluntad.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL.

JOB

WOLGS

DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

M10 ACTUAL 8K CONFIG 8K

FOR
DCS(CARD, 1132 PRINTER)
TIME WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
LIST SOURCE PROGRAM



BIBLIOTECA EIC
ESPOL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

PROGRAMA PARA PROCESAR LOS DATOS OBTENIDOS DE UN ANALISIS PRESION--
VOLUMEN-TEMPERATURA SOBRE UNA MUESTRA DE ACEITE Y GAS EN SOLUCION

WALTER GUTIERREZ S. INGENIERIA DE PETROLEOS

EL SISTEMA DE UNIDADES USADO, TANTO EN LA OBTENSIÓN DE DATOS COMO EN
EL PROCESAMIENTO, ES EL MKS

Mediante el presente programa se obtienen los siguientes parámetros
 en función de la presión volumen relativo, factor de volumen del
 aceite, factor de volumen del gas extraído, factor de volumen de la
 fase mixta, relación gas disuelto-aceite, coeficiente de expansión
 térmica del aceite saturado, coeficiente de expansión térmica del
 aceite residual, densidad del aceite saturado y factor de compresibilidad
 del gas extraído

```
REAL LBPS(20),LF(20),LFEGB(20),LFEGG(20),LIEGB(20),LIEGG(
120),LITR,LFTR,LIC,LFC,LFPT,LFPR,LBPAC,LBPAF
DIMENSION BG(20),BGDRS(20),BO(20),BT(20),DELLF(20),DELPD(20),DELPF
1(20),DIFRS(20),ECPF(20),FHPF(20),EXPC(20),EXPH(20),GDPS(20),GE(20)
1,GP(20),GPA(20),GPI(20),GPPC(20),PD(20),PF(20),RS(20),TEGB(20),TEGG
3(20),TF(20),VHC(20),VHEPF(20),VHI(20),VHIA(20),VM(20),VMPF(20),VRE
4L(20),Z(20),BOF(20),NOM(40)
100 READ(2,100)NOM
NOM = IDENTIFICACION DE LA MUESTRA
100 FORMAT(40A2)
READ(2,101)NESF,NESD,IB,PY,TY,PCB,FCB,TAPB,DAR
NESF= NUMERO DE ETAPAS EN LA SEPARACION FLASH
```

NESD= NUMERO DE ETAPAS EN LA SEPARACION DIFERENCIAL
 IR = NUMERO DE LA ETAPA(I) DE SEPARACION FLASH A PB
 PY = PRESION DE YACIMIENTO
 TY = TEMPERATURA DE YACIMIENTO
 PCB = PRESION DE CALIBRACION DE LA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO
 FCB = FACTOR DE CALIBRACION DE LA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO
 TAPB= TEMPERATURA AMBIENTE A LA PRESION DE SATURACION
 DAR = DENSIDAD DEL ACEITE RESIDUAL

101 FORMAT(3F10.0)

IF(NESF)3001,3001,3002

3002 READ(2,102)PCC,TCC,CAPC,FCCP,FCCT,PBASE,TBASE,PATM

PCC = PRESION DE CALIBRACION DE LA CELDA
 TCC = TEMPERATURA DE CALIBRACION DE LA CELDA
 CAPC= CAPACIDAD DE LA CELDA A CONDICION DE CALIBRACION
 FCCP= FACTOR DE CALIBRACION DE LA CELDA POR PRESION
 FCCT= FACTOR DE CALIBRACION DE LA CELDA POR TEMPERATURA
 PBASE= PRESION BASE
 TBASF= TEMPERATURA BASE
 PATM= PRESION ATMOSFERICA

102 FORMAT(8F10.0)

READ(2,102)PT,LITB,LFTB,TITB,TFTB,TITC,TFTC,CRT

PT = PRESION DE TRASPASO
 LITB= LECTURA INICIAL DE BOMBA EN EL TRASPASO
 LFTB= LECTURA FINAL DE BOMBA EN EL TRASPASO
 TITB= TEMPERATURA INICIAL DE TRASPASO EN LA BOMBA
 TFTB= TEMPERATURA FINAL DE TRASPASO EN LA BOMBA
 TITC= TEMPERATURA INICIAL DE TRASPASO EN LA CELDA
 TFTC= TEMPERATURA FINAL DE TRASPASO EN LA CELDA
 CRT = CONDENSADO RESIDUAL EN LA TRAMPA

READ(2,102)LIC,LFC,TICB,TFCB,TICC,TFCC,PB,TCPAF

LIC = LECTURA INICIAL DE BOMBA AL CALENTAR
 LFC = LECTURA DE BOMBA AL FINAL DEL CALENTAMIENTO
 TICB= TEMPERATURA INICIAL DE CALENTAMIENTO EN LA BOMBA
 TFCB= TEMPERATURA EN LA BOMBA AL FINAL DEL CALENTAMIENTO
 TICC= TEMPERATURA INICIAL DE CALENTAMIENTO EN LA CELDA
 TFCC= TEMPERATURA EN LA CELDA AL FINAL DEL CALENTAMIENTO
 PB = PRESION DE SATURACION A TEMPERATURA DE YACIMIENTO
 TCPAF= TEMPERATURA DE CELDA A PRESION ATMOSFERICA

READ(2,102)LFPT,LFPB,TFPT,TFPB,LBPAC,LBPAF,TBPAC,TBPAF

LFPT= LECTURA DE BOMBA A LA PRESION MAXIMA DE SEPARACION FLASH
 LFPB= LECTURA DE BOMBA A LA PRESION DE SATURACION
 TFPT= TEMPERATURA EN LA BOMBA A LA PRESION MAXIMA DE SEPARACION FLASH
 TFPB= TEMPERATURA EN LA BOMBA A LA PRESION DE SATURACION
 LBPAC= LECTURA DE BOMBA A PRESION ATMOSFERICA A CELDA CALIENTE
 LBPAF= LECTURA DE BOMBA A PRESION ATMOSFERICA A CELDA FRIA
 TBPAC= TEMPERATURA DE BOMBA A PRESION ATMOSFERICA EN CELDA CALIENTE
 TBPAF= TEMPERATURA DE BOMBA A PRESION ATMOSFERICA EN CELDA FRIA

DO 1 I=1,NESF

1 READ(2,103)PF(I),LF(I),TF(I)

PF(I)= PRESION EN LA CELDA EN SEPARACION FLASH
 LF(I)= LECTURA EN LA BOMBA EN SEPARACION FLASH
 TF(I)= TEMPERATURA EN LA BOMBA EN SEPARACION FLASH

103 FORMAT(3F10.0)

DO 2 J=1,NESD

2 READ(2,150)PD(J),LIEGB(J),LFEGB(J),LRPS(J),TEGB(J),LIEGG(J),LFEGG(J),TEGG(J),PSD(J)

PD(J)= PRESION DE SATURACION DE LA MUESTRA EN LA SEPARACION DIFERENCIAL ETAPA(J)



BIBLIOTECA TICT
 ESPOL

LIEGB(J)= LECTURA INICIAL DE BOMBA A LA EXTRACCION DE GAS EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 LFEGB(J)= LECTURA FINAL DE BOMBA A LA EXTRACCION DE GAS EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 LBPS(J)= LECTURA DE BOMBA A LA PRESION DE SATURACION EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 TEGB(J)= TEMPERATURA EN LA BOMBA A LA EXTRACCION DE GAS EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 LIEGG(J)= LECTURA INICIAL DE GASOMETRO A LA EXTRACCION DE GAS EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 LFEGG(J)= LECTURA DE GASOMETRO AL FINAL DE LA EXTRACCION DE GAS EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 TFGG(J)= TEMPERATURA EN EL GASOMETRO A LA EXTRACCION DE GAS EN SEPARACION DIFERENCIAL, ETAPA(J)
 PSD(J)= PRESION EN LA SEPARACION DIFERENCIAL EN LA ETAPA (J)
 150 FORMAT(8F9.0,F8.0)
 RFAD(2,102)(SG(J),J=1,NESD)
 SG(J)= GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS EN LA ETAPA (J)
 CHTY=CH(TY)
 VRHTY=VRH(TY)

CALCULO DE VOLUMENES A LAS CONDICIONES DE TRASPASO

$TTR = (TITB + TFTR) / 2$
 $TTC = (TITC + TFTC) / 2$
 $VCCT = CAPC + (PT - PCC) * FCCP + (TTC - TCC) * FCCT$
 $VMCCT = (LFTB - LITB) * (1.0 + CH(TTB) * (PCB - PT)) * FCB$
 $VHCCT = VCCT - VMCCT$

CALCULO DE VOLUMENES A PRESION DE TRASPASO Y TEMP. DE YACIMIENTO

$VHFC = (LIC * (1.0 + PCB * CH(TICB)) - LFC * (1.0 + PCB * CH(TFCB))) * (VRHTY / VRH(TICC)) * (1.0 - PT * CHTY) * FCB$
 $FHC = VHCCT * ((1.0 + PT * CH(TICB)) * (VRHTY / VRH(TICB)) * (1.0 - PT * CHTY) - 1.0)$
 $ECC = (TY - TICC) * FCCT$
 $EMC = VHEC + ECC - FHC$
 $VMCCY = VMCCT + EMC$
 $VHCCY = VHCCT + FHC - VHEC$
 $VCCY = VMCCY + VHCCY$

CALCULO DEL COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA DE LA MUESTRA

$BETA = (1.0 / VMCCT) * (EMC / (TY - TICC))$

CALCULO DEL VOLUMEN DE MUESTRA A LA PRESION DE SATURACION

$VHEPR = (LFPT * (1.0 + PCB * CH(TFPT)) - LFPB * (1.0 + PCB * CH(TFPB))) * (VRHTY / VRH(TAPB)) * (1.0 - PR * CHTY) * FCB$
 $ECPB = (PT - PR) * FCCP$
 $EHPB = (PT - PR) * CHTY * VHCCY$
 $VMCPB = VMCCY + VHEPR + ECPB - EHPB$
 $VM(1) = VMCPB$

CALCULO DEL VOLUMEN RELATIVO DE LA MUESTRA EN LA SEPARACION FLASH

DO 3 I=1,NESF
 $DELPI(I) = PF(1) - PF(I)$
 $DELLI(I) = LF(1) - LF(I)$
 $VHEPI(I) = DELLI(I) * (1.0 + PCB * CH(TF(I))) * (VRHTY / VRH(TF(I))) * (1.0 - PF(I) * CHTY) * FCB$
 $ECP(I) = DELPI(I) * FCCP$
 $EHP(I) = DELPI(I) * CHTY * VHCCY$
 $VMPI(I) = VMCCY + VHEPI(I) + ECP(I) - EHP(I)$

3 VREL(I)=VMPF(I)/VMCPB

CALCULO DEL GAS PRODUCIDO EN LA SEPARACION DIFERENCIAL

GPT=0.

DO 4 J=1,NESD

GP(J)=(LFEGG(J)-LIEGG(J))*PATM*(TBASE+273.)/(PBASE*(TEGG(J)+273.))

GPT=GPT+GP(J)

GPA(J)=GPT

DELDP(J)=PD(1)-PSD(J)

GF(J)=(LFEGB(J)-LIEGB(J))*(1.0+PCB*CH(TEGB(J)))*(VRHTY/VRH(TEGB(J)))

1))*(1.0-CHTY*PD(J)*FCB)

GPI(J)=GP(J)*1.033*(TY+273.)/(293.*(PD(J)+0.792))

4 Z(J)=GE(J)/GPI(J)

DO 5 J=1,NESD

5 GPPC(J)=(GPA(J)/GPT)*100.

CALCULO DEL VOLUMEN DE MUESTRA EN CADA ETAPA DE SEP. DIFERENCIAL

VHIT=0.

DO 6 J=2,NESD

VHI(J)=(LBPS(J)-LBPS(J-1))*(1.0+PCB*CH(TEGB(J)))*(VRHTY/VRH(TEGB(J)))

1))*(1.0-PD(J)*CHTY)*FCB

VHIT=VHIT+VHI(J)

VHIA(J)=VHIT

EXPC(J)=DELPD(J)*FCCP

VHC(J)=VHCCY+VHIA(J)

EXPH(J)=VHC(J)*DELPD(J)*CHTY

6 VM(J)=VMCPB-VHIA(J)+EXPC(J)-EXPH(J)

CALCULO DEL ACEITE RESIDUAL Y COEFICIENTE DE EXPANSION TERMICA DEL ACEITE RESIDUAL (BETAR)

VHIF=(LBPAF*(1.0+PCB*CH(TBPAF))-LBPAC*(1.0+PCB*CH(TBPAC)))*(VRH(TCPAF)/VRH(TBPAF))*FCB

VCPAC=CAPC-PCC*FCCP+(TY-TCC)*FCCT

VHPAC=VCPAC-VM(NESD)

CHDT=VHPAC*(1.0-VRH(TCPAF)/VRHTY)

CCDT=(TY-TCPAF)*FCCT

CAR=VHIF-CHDT-CCDT

VARTA=VM(NESD)-CAR

BETAR=1.0/VM(NESD)*CAR/(TY-TCPAF)

VARCB=VARTA*(1.0-(TCPAF-20.)*BETAR)

VACBC=VARCB+CRT

CALCULO DE LOS FACTORES DE VOLUMENES

DO 7 J=1,NESD

GDIS(J)=GPT-GPA(J)

RS(J)=GDIS(J)/VACBC

DIFRS(J)=RS(1)-RS(J)

BG(J)=GE(J)/GP(J)

BGDRS(J)=BG(J)*DIFRS(J)

BO(J)=VM(J)/VACBC

7 BT(J)=BO(J)+BGDRS(J)

CALCULO DE LA DENSIDAD DEL ACEITE SATURADO

XMAR=DAR*VARTA

XMGT=0.

DO 15 J=1,NESD

XMGE(J)=SG(J)*DA(TEGG(J))*(LFEGG(J)-LIEGG(J))

XMGT=XMGT+XMGE(J)



BIBLIOTECA NCT
ESPOL.

```

XMGP(J)=XMGT
15 CONTINUE
NDA=IB+NESD-1
DO 19 L=1,NDA
IF(L-IB)16,16,18
16 DAS(L)=(XMAR+XMGT)/VMPF(L)
GO TO 19
18 JJ=L-IB+1
DAS(L)=(XMAR+(XMGT-XMGP(JJ)))/VM(JJ)
19 CONTINUE

```

CALCULO DE BO A PRESIONES MAYORES DE PB

```

DO 8 I=1,NESE
BOF(I)=VMPF(I)/VACBC
IF(IB-I)9,8,8
8 CONTINUE
9 WRITE(3,104)NOM
104 FORMAT(1H1,////,5X,40A2)
WRITE(3,1041)
1041 FORMAT(////,30X,'SEPARACION FLASH')
WRITE(3,105)
105 FORMAT(////,11X,'PRESION',8X,'VOL. RELATIVO',11X,'BO',11X,'DENSIDAD
1 AC. '//)
DO 12 I=1,NESE
IF(IB-I)11,10,10
10 WRITE(3,106)PF(I),VREL(I),BOF(I),DAS(I)
106 FORMAT(8X,F10.3,8X,F10.5,8X,F10.5,8X,F10.5)
GO TO 12
11 WRITE(3,107)PF(I),VREL(I)
107 FORMAT(8X,F10.3,8X,F10.5,11X,'-----',11X,'-----')
12 CONTINUE
WRITE(3,108)BETA
108 FORMAT(//,15X,'BETA=',F15.10)
WRITE(3,109)
109 FORMAT(1H1,////////,29X,'SEPARACION DIFERENCIAL')
WRITE(3,110)
110 FORMAT(////,4X,'PRESION',6X,'RS',9X,'BG',9X,'BO',9X,'BT',8X,'Z',7X,
1 'DENSIDAD AC.',/)
DO 13 J=1,NESD
KKL=J+IB-1
13 WRITE(3,111)PSD(J),RS(J),BG(J),BO(J),BT(J),Z(J),DAS(KKL)
111 FORMAT(1X,F10.3,1X,F10.5,1X,F10.7,1X,F10.6,1X,F10.6,1X,F10.7,1X,F1
10.5)
WRITE(3,118)BETAR
118 FORMAT(//,15X,'BETAR = ',F15.10)
GO TO 3000
3001 CALL EXIT
END

```

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
COCS

REQUIREMENTS FOR
COMMON 0 VARIABLES 2916 PROGRAM 1718

END OF COMPILATION

/ DUP

STORE WS UA PAPVT
PART ID 0003 DB ADDR 61E8 DB CNT 007F

/ FOR

LIST SOURCE PROGRAM
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION

CH(T) = COMPRESIBILIDAD DEL MERCURIO A TEMPERATURA T

FUNCTION CH(T)

$$CH=79.33E-10*(T-20.)+3.903E-06$$

RETURN
END

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION

REQUIREMENTS FOR CH
COMMON 0 VARIABLES 4 PROGRAM 28

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 000D (HEX)

END OF COMPILATION

/ DUP

STORE WS UA CH
PART ID 0003 DB ADDR 6267 DB CNT 0003

/ FOR

LIST SOURCE PROGRAM
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION

VRH(T) = VOLUMEN RELATIVO DEL MERCURIO A TEMPERATURA T

FUNCTION VRH(T)

$$VRH=1.0+1.8209E-04*(T-20.)$$

RETURN
END

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION

REQUIREMENTS FOR VRH
COMMON 0 VARIABLES 4 PROGRAM 28

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 000D (HEX)

END OF COMPILATION

/ DUP

STORE WS UA VRH



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PAGE 7 WOLGS

PART ID 0003 DB ADDR 626A DB CNT 0003

79

/ FOR
LIST SOURCE PROGRAM
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
DA(T) = DENSIDAD DEL AIRE A TEMPERATURA T
FUNCTION DA(T)
DA=0.27078/(273.0+T)
RETURN
END

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION

REQUIREMENTS FOR DA
COMMON 0 VARIABLES 4 PROGRAM 24

RELATIVE ENTRY POINT ADDRESS IS 000A (HEX)

END OF COMPILATION

/ DUP

STORE WS UA DA
PART ID 0003 DB ADDR 626D DB CNT 0003

/ XEQ PAPVT



BIBLIOTECA TIGI
ESPOL.

CAPITULO 6



BIBLIOTECA FICT
ESPOL.

6.1. CONCLUSIONES

1. Tiene vital importancia en Ingeniería de Yacimientos, la obtención en el laboratorio de las características de los fluidos de yacimiento, para ser empleados luego en el comportamiento del mismo.

2. Para llevar a cabo un buen análisis P.V.T., es necesario que la muestra llevada al laboratorio sea representativa del fluido de yacimiento.

3. La operación de muestreo debe ser realizada por personal experimentado, y a continuación debe constatarse la calidad de la muestra.

4. El transporte de las muestras desde el pozo al Laboratorio, debe realizárselo con sumo cuidado, pues las válvulas de las botellas portamuestras están sujetas a golpes, lo que puede hacer que éstas se habran y hayan fugas, dando como resultado que las muestras ya no sean representativas del fluido de yacimiento.

5. Es conveniente que la persona que realice el análisis P.V.T., esté presente en las operaciones de muestreo y transporte de las muestras.

6. Cuando se trata de yacimientos bajosaturados, el muestreo debe llevarse a efecto, preferentemente cuando la presión de fondo fluyente es mayor que la presión de saturación.

7. Para obtener resultados mas cercanos a la realidad, el Ingeniero debe poner especial cuidado en la elección del pozo a muestrear, el método de muestreo, y en el análisis, tanto en el manejo de aparatos como en la lectura de datos.

8. La calibración del equipo de análisis debe hacerse como primer paso antes de realizar cualquier trabajo.

9. Con el programa de cómputo se procesan los datos resultantes del análisis y se obtienen los siguiente parámetros: volumen relativo de la fase mixta, factor de volumen del aceite, coeficiente de expansión térmica del aceite saturado, densidad del aceite saturado, coeficiente de expansión térmica del aceite residual, relación gas disuelto-aceite, factor de volumen de la fase gaseosa, factor de volumen de la fase mixta y factor de compresibilidad del gas.

6.2. NOMENCLATURA

- β = Coeficiente de expansión térmica del mercurio.
- BETA = Coeficiente de expansión térmica del aceite saturado.
- BETAR = Coeficiente de expansión térmica del aceite residual.
- Bg = Factor de volumen de la fase gaseosa.
- Bo = Factor de volumen del aceite.
- Bt = Factor de volumen de la fase mixta.
- C = Centígrado. °C: grado centígrado.
- CAPC = Capacidad de la celda a condiciones de calibración.
- C.B. = Condiciones base (1.033 Kg/cm², 20°C)
- c.c. = Centímetros cúbicos
- C_{Hg} = Compresibilidad del mercurio.
- C_{Hg T} = Compresibilidad del mercurio a la temperatura (T).
- C_{Hg Ta} = Compresibilidad del mercurio a la temperatura ambiente.
- CH (T) = Compresibilidad del mercurio a temperatura (T).
- CRT = Condensado residual en la trampa.
- C.Y. = Condiciones de yacimiento.
- DAR = Densidad del aceite residual.
- DA(T) = Densidad del aire a temperatura (T).



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- ΔT = Incremento de temperatura.
- ΔV = Incremento de volumen con el cambio de temperatura.
- ϵ = Volumen relativo del mercurio.
- ϵ_T = Volumen relativo del mercurio a la temperatura (T)
- ϵ_{T_a} = Volumen relativo del mercurio a la temperatura ambiente (T_a).
- FCB = Factor de calibración de la bomba de desplazamiento de mercurio.
- FCCP = Factor de calibración de la celda por presión.
- FCCT = Factor de calibración de celda por temperatura.
- γ_g = Densidad relativa del gas.
- gr = Gramos
- IB = Numero de etapa (I) de separación flash a presión de saturación.
- LBPAC = Lectura de bomba a presión atmosférica en celda caliente (T_Y).
- LBPAF = Lectura de bomba a presión atmosférica en celda fría (T_a).
- LBPS(J) = Lectura de bomba a la presión de saturación de la etapa (J) en separación diferencial.
- Lf = Lectura final.
- LFBG = Lectura de bomba al final del calentamiento.
- LFEGB(J) = Lectura final de bomba a la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.



BIBLIOTECA FCT
ESPOL

- LFEGG(J) = Lectura de gasómetro al final de extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial, incluyendo volumen de los balones.
- Lfg = Lectura de gasómetro al final de la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial, excluyendo volumen de balones.
- LF (I) = Lectura de bomba en separación flash de la etapa (I)
- LFPB = Lectura de bomba a la presión de saturación.
- LFPT = Lectura de bomba a la presión máxima de separación flash.
- LFT = Lectura final de bomba en el traspaso.
- Li = Lectura inicial.
- LIC = Lectura inicial de bomba al calentar.
- LIEGB(J) = Lectura inicial de bomba a la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- LIEGG(J) = Lectura inicial de bomba a la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- LIT = Lectura inicial de bomba en el traspaso.
- NESD = Número de etapas en la separación diferencial.
- NESF = Número de etapas en la separación flash.
- NOM = Nombre de la muestra.
- P = Presión
- Pa = Presión atmosférica.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

- PATM = Presión atmosférica
- PB = Presión de saturación a temperatura de yacimiento.
- PBASE = Presión base
- Pc = Presión de calibración
- PCB = Presión de calibración de la bomba de mercurio.
- PCC = Presión de calibración de la celda.
- PD(J) = Presión de saturación de la muestra de la etapa (J) en separación diferencial.
- PF(I) = Presión en la celda en separación flash de la etapa (I).
- PSD(J) = Presión en la celda en separación diferencial de la etapa (J).
- PT = Presión de traspaso.
- PY = Presión de yacimiento
- ρ_a = Densidad del aire
- ρ_g = Densidad del gas
- Rs = Relación gas disuelto-aceite.
- Rs_i = Relación gas disuelto-aceite inicial.
- SG(J) = Densidad relativa del gas de la etapa (J)
- T = Temperatura.
- Ta = Temperatura ambiente.
- TAPB = Temperatura ambiente a la presión de saturación.
- TBASE = Temperatura base.
- TBPAC = Temperatura de bomba a (Pa) en celda a (TY).



BIBLIOTECA
ESTO

- TBPAF = Temperatura de bomba a (Pa) en celda a (Ta).
- TCC = Temperatura de calibración de la celda.
- TCPAF = Temperatura de celda a (Pa) al final del enfriamiento.
- TEGB(J) = Temperatura en la bomba a la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- TEGG(J) = Temperatura en el gasómetro a la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- TFCB = Temperatura en la bomba al final del calentamiento
- TFCC = Temperatura en la celda al final del calentamiento
- Tfeb(J) = Temperatura en la bomba al final de la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- Tfg(J) = Temperatura en el gasómetro al final de la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- TF(I) = Temperatura en la bomba en separación flash de la etapa (I)
- TFPB = Temperatura de bomba a la presión de saturación.
- TFPT = Temperatura en la bomba a la presión máxima de separación flash.
- TFTB = Temperatura final de traspaso en la bomba.
- TFTC = Temperatura final de traspaso en la celda.
- TICB = Temperatura inicial de calentamiento en la bomba.

- TICC = Temperatura inicial de calentamiento en la celda
- Tieb(J) = Temperatura en la bomba al inicio de la extracción de gas de la etapa (J) en separación diferencial.
- Tig(J) = Temperatura en el gasómetro al inicio de la extracción de la etapa (J) en separación diferencial.
- TITB = Temperatura inicial de traspaso en la bomba.
- TITC = Temperatura inicial de traspaso en la celda.
- V = Volumen
- V_1 = Volumen de mercurio medido en la bomba a (P_c) y (T_a).
- V_1' = Volumen de mercurio medido en la bomba a (P_a) y (T_a).
- V_2 = Volumen que ocupa el mercurio dentro de la celda a (P) y (T).
- V_2' = Volumen que ocupa el mercurio dentro de la celda a (P_a) y (T).
- V_a = Volumen de aire.
- V_b = Volumen a la presión de saturación.
- $V_{C P_c T_a}$ = Capacidad de la celda a la presión de calibración y temperatura ambiente.
- V_g = Volumen de gas.



BIBLIOTECA TICT
ESPOL.

- $V_{Hg_i P_c T_a}$ = Volumen de mercurio inyectado en cada etapa a la presión de calibración y temperatura ambiente.
- $VRH(T)$ = Volumen relativo del mercurio a la temperatura (T).
- V_s = Volumen de la muestra a la presión de saturación
- V_t = Volumen total de muestra (una o dos fases)
- V_T = Volumen de mercurio a cualquier temperatura.
- V_{Tb} = Volumen de mercurio a temperatura base.
- W_a = Peso del aire.
- W_{ba} = Peso del balón con aire
- W_{bg} = Peso del balón con gas.
- W_{bv} = Peso del balón vacío.
- W_g = Peso del gas.
- Z = Factor de compresibilidad del gas.



BIBLIOTECA
ESPOL



6.3. BIBLIOGRAFIA

1. STANDING M.B.; "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems". Reinhold Publishing Corporation.
2. CRAFT B.C., y HAWKINS M.F.; "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Editorial Tecnos S.A. O' Donnell 27, Madrid, España 1968.
3. AMIX J.W. BASS D.M. AND WHITING R.L., "Petroleum Reservoir Engineering", Mc Graw Hill Book Company, Inc. 1960.
4. CLARK N.J.; "Fundamental of Reservoir Fluids". Journal of Petroleum Technology; Jan. Feb., March. Apr., May, 1962.
5. A.S.T.M. - I.P.; "Petroleum Measurement Tables". American Society for testing and Materials. The Institute of Petroleum. 1965.
6. ZEMANSKY M.W.; "Heat and Thermodynamics". Mc Graw Hill Book Company, Inc. N.Y. 1957

7. TEYSSIER J., CHAGOYA E., MENDEZ T.; Comunicación Personal. Laboratorio de Termodinámica de Fluidos. Instituto Mexicano del Petróleo. Mexico. D.F. 1972.
8. SAGE B.H., AND LACEY W.N.; "Apparatus for study of Pressure Volume-Temperature Relation of Liquid and Gases". Trans. A.I.M.E. 1940 - 1941.
9. SAGE B.H. AND LACEY W.N.; "Apparatus for Determination of Volumetric Behavior of Fluids". Trans. A.I.M.E. 1948
10. DODSON C.R., GOODWILL D. AND MOYER E.H.; "Application of Laboratory P.V.T. Data to Reservoir Engineering Problems" Trans. A.I.M. E. 1953.
11. CARBALLEDA R. Y NORMANDIA T.; "Variación de la Presión de saturación con respecto a la temperatura". Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Distrito de Poza Rica, Petroleos Mexicanos. 1962.
12. OROZCO C. y PEREZ C.; "Muestreo de Fluidos en Yacimientos Petrolíferos". Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos. Distrito de Poza Rica, Petroleos Mexicanos 1960.



BIBLIOTECA
ESPOL

13. CONSULTING ENGINEERS. Exline Engineering Physical Properties. Mc Graw Hill Book Company. 1960.
14. ALLEN J.C.; "Factors Affecting the Clasification of Oil and Gas Wells". A.P.I. Drilling and Production - Practice. 1952.



BUREAU OF ECONOMIC GEOLOGY
ESPOI

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

6.4. APENDICE 1. T A B L A S



BIBLIOTECA TICI
ESPOL.

CALIBRACION DE LA BOMBA DE DESPLAZAMIENTO DE MERCURIO

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L_i	L_f	ΔL (2) - (1)	PESO TARA gr.	PESO TARA CON Hg gr.	PESO Hg gr. (5) - (4)	TEMP. Hg °C	$V_{Hg} = \frac{PESO}{P_{TEMP.}}$	$V_{Hg} = \Delta L \times A$	C.C./VUELTA (8)/(9)
0.865	6.174	5.309	34.6874	101.2817	66.5943	23.9	4.9202	5.3153	0.9256
6.174	11.489	5.315	34.6910	109.9308	75.2398	23.9	5.5589	5.3213	1.0446
11.489	16.742	5.253	34.6874	103.6722	68.9848	23.9	5.0968	5.2592	0.9691
16.742	23.005	6.263	34.6910	120.9813	86.2903	24.0	6.3754	6.2704	1.0167
23.005	28.250	5.245	34.6874	104.9889	70.3015	24.4	5.1941	5.2512	0.9891
28.250	33.398	5.148	34.6910	105.3007	70.6097	24.4	5.2169	5.1541	1.0121
33.398	38.639	5.241	34.6874	107.2756	72.5882	24.8	5.3630	5.2472	1.0220
38.639	43.890	5.251	34.6910	106.2576	71.5666	24.8	5.2875	5.2572	1.0057
43.890	49.140	5.250	34.6874	106.0491	71.3617	24.8	5.2724	5.2562	1.0030
49.140	53.448	4.308	34.6910	92.8503	58.1593	24.9	4.2970	4.3131	0.9962
53.448	58.642	5.194	34.6874	104.8430	70.1556	24.9	5.1833	5.2001	0.9967
58.642	63.869	5.227	34.6910	105.8620	71.1710	24.9	5.2583	5.2332	1.0047
63.869	69.069	5.200	34.6874	106.1296	71.4422	24.9	5.2784	5.2061	1.0138
69.069	74.288	5.219	34.6910	104.6793	69.9883	25.4	5.1709	5.2252	0.9896
74.288	79.528	5.240	34.6874	104.9037	70.2163	25.2	5.1878	5.2462	0.9888
79.528	85.733	6.205	34.6910	119.3380	84.6470	25.2	6.2540	6.2123	1.0067
85.733	90.948	5.215	34.6874	105.9934	71.3060	25.0	5.2683	5.2212	1.0090
90.948	96.176	5.228	34.6910	105.0445	70.3535	25.0	5.1979	5.2342	0.9930
$\Sigma(10) = 17.9864$									

$$A = (1 + P_c C_{Hg}) = (1 + 300 \times 3.939 \times 10^{-6})$$

$$f_{24^\circ C} = 13.5360 \text{ gr./c.c.}$$

$$f_{25^\circ C} = 13.5336 \text{ gr./c.c.}$$

$$f_{24.5^\circ C} = 13.5348 \text{ gr./c.c.}$$

$$FCB = \Sigma(10)/\eta = 0.9992 \text{ (C.C./VUELTA)}$$

$$PCB = 350 \text{ Kg./cm}^2$$

TABLA N° 1

CALIBRACION DE CELDA DE ANALISIS P.V.T.

1	2	3	4
ETAPA	Li	Lf	ΔL
1	7.512	95.765	88.253
2	0.837	95.484	94.647
3	0.711	95.510	94.799
4	0.802	95.448	94.646
5	0.854	95.472	94.618
6	0.783	95.700	94.917
7	0.761	57.252	56.491
$\Sigma \Delta L = 618.371$			

$$FCB = 0.9992 \text{ c.c./VUELTA}$$

$$PCG = 300 \text{ Kg/cm}^2$$

$$TCC = 23 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\begin{aligned}
 V_{\text{CELDA @ } 300 \text{ Kg/cm}^2 \text{ y } 23^\circ\text{C}} &= (\Sigma \Delta L) \times FCB (1 + P_c C_{HgT_a}) \frac{E_T}{E_m} (1 - P_c C_{HgT}) \\
 &= 618.371 \times 0.9992 (1 + 300 \times 3.943 \times 10^{-6}) \frac{1.000549}{1.000910} \\
 &\quad \times (1 - 300 \times 3.927 \times 10^{-6}) \\
 &= 617.654 \text{ c.c.} = CAPC
 \end{aligned}$$

TABLA N° 2

CALIBRACION DE LA CELDA POR PRESION

1 T CELDA	2 P CELDA	3 LECTURAS BOMBA	4 Vol. ACUM. DE Hg. EXTRAIDO			6 EXPANSION Hg.	7 CAMBIO Vol. CELDA	8 r LCP
			A - (3)	(4) * FCB	(5) * B			
°C	Kg./cm ²			@ P _c	COND. CELDA	C(B-1)	(6) - (7)	× 10 ⁻³
23	300	* 57.269	—	—	—	—	—	—
	250	57.079	0.190	0.1898	0.1898	0.1205	0.0693	1.387
	200	56.894	0.375	0.3747	0.3748	0.2419	0.1328	1.329
	150	56.700	0.569	0.5685	0.5688	0.3633	0.2054	1.370
	100	56.512	0.757	0.7563	0.7569	0.4847	0.2721	1.361
	50	56.320	0.949	0.9482	0.9491	0.6062	0.3429	1.372
	0	56.127	1.142	1.1410	1.1424	0.7276	0.4148	1.383
50	300	* 54.700	—	—	—	—	—	—
	250	54.507	0.193	0.1928	0.1928	0.1270	0.0657	1.316
	200	54.318	0.382	0.3816	0.3818	0.2551	0.1267	1.267
	150	54.127	0.573	0.5725	0.5728	0.3831	0.1897	1.265
	100	53.933	0.767	0.7663	0.7670	0.5112	0.2557	1.279
	50	53.745	0.955	0.9542	0.9552	0.6392	0.3159	1.264
	0	53.552	1.148	1.1470	1.1485	0.7673	0.3811	1.271
85	300	* 51.405	—	—	—	—	—	—
	250	51.207	0.198	0.1978	0.1978	0.1355	0.0633	1.247
	200	51.010	0.395	0.3946	0.3948	0.2721	0.1226	1.227
	150	50.812	0.592	0.5925	0.5929	0.4088	0.1840	1.227
	100	50.615	0.790	0.7893	0.7900	0.5454	0.2485	1.223
	50	50.418	0.987	0.9862	0.9872	0.6821	0.3051	1.221
	0	50.220	1.185	1.1840	1.1856	0.8187	0.3668	1.223
120	300	* 48.279	—	—	—	—	—	—
	250	48.073	0.206	0.2058	0.2058	0.1440	0.0618	1.237
	200	47.867	0.412	0.4116	0.4118	0.2892	0.1226	1.226
	150	47.662	0.617	0.6165	0.6169	0.4344	0.1824	1.216
	100	47.455	0.824	0.8233	0.8241	0.5797	0.2443	1.222
	50	47.247	1.032	1.0311	1.0323	0.7249	0.3074	1.230
	0	47.042	1.236	1.2360	1.2377	0.8702	0.3675	1.225

$$FCB = 0.9992 \text{ } ^{\circ}\text{C}/\text{VUELTA}$$

$$B = (1 + P_c C_{HgT_c}) \frac{E_T}{E_{T_a}} (1 - P C_{HgT})$$

$$P_c = 300 \text{ Kg./cm}^2$$

$$C = 617.654 \text{ c.c.}$$

$$D = C(B-1)$$

$$A = *$$

TABLA N° 3

CALIBRACION DE LA CELDA POR TEMPERATURA

1	2	3	4
P (kg./cm ²)	T (°C)	CAMBIO VOL. CELDA (c.c.)	FCCT
			x 10 ⁻⁴
300	23	—	
	50	—	
	85	—	
	120	—	
250	23	0.0693	—
	50	0.0657	1.34
	85	0.0623	1.13
	120	0.0618	0.774
200	23	0.1328	—
	50	0.1267	2.26
	85	0.1226	1.64
	120	0.1226	1.05
150	23	0.2054	—
	50	0.1897	5.80
	85	0.1840	3.45
	120	0.1824	2.37
100	23	0.2721	—
	50	0.2557	6.08
	85	0.2445	4.45
	120	0.2443	2.87
50	23	0.3429	—
	50	0.3159	10.0
	85	0.3051	6.1
	120	0.3074	3.66
0	23	0.4148	—
	50	0.3811	12.5
	85	0.3668	7.73
	120	0.3675	4.48

NOTA: LAS COLUMNAS (1), (2), (3) SON TOMADAS DE LAS COLUMNAS (2), (1), (B) RESPECTIVAMENTE DE LA TABLA N° 3.

$$FCCT = 4.31 \times 10^{-4} \text{ c.c./}^\circ\text{C}$$

TABLA N° 4



BIBLIOTECA FICT
ESPOL.

POZO MALU 1

ANALISIS P.V.T.

SEPARACION FLASH

PRESION	VOL. RELATIVO	BO	DENSIDAD AC.
420.000	0.98881	1.49892	0.71816
400.000	0.99291	1.50513	0.71520
380.000	0.99725	1.51170	0.71209
370.000	0.99934	1.51488	0.71060
368.000	0.99980	1.51558	0.71027
360.000	1.00431	-----	-----
340.000	1.01622	-----	-----
320.000	1.02982	-----	-----
300.000	1.04672	-----	-----

BETA= 0.0010819100



BIBLIOTECA NCT
ESPOL.

TABLA N° 5

SEPARACION DIFERENCIAL

REFRACION	RS	BG	BO	BT	Z	DENSIDAD AC.
168.000	173.57281	0.0000000	1.515875	1.515875	0.0000000	0.71027
140.000	156.85120	0.0042136	1.470650	1.541109	1.0233706	0.72124
100.000	135.21454	0.0044104	1.415784	1.584962	0.9454409	0.73508
150.000	110.90356	0.0050367	1.356604	1.672255	0.9002254	0.75088
100.000	88.96658	0.0061629	1.305429	1.826852	0.8818985	0.76529
150.000	68.27865	0.0080649	1.257714	2.106909	0.8666939	0.77974
100.000	40.38497	0.0157979	1.191128	3.295220	0.9096049	0.80215
0.000	0.00000	0.0401064	1.029213	7.990603	0.0226372	0.88698

BETAP = 0.0002704103



BIBLIOTECA POLI
ESPOL

T A B L A N° 6

6.5. APENDICE 2. F I G U R A S



BIBLIOTECA FICT
ESPOL.

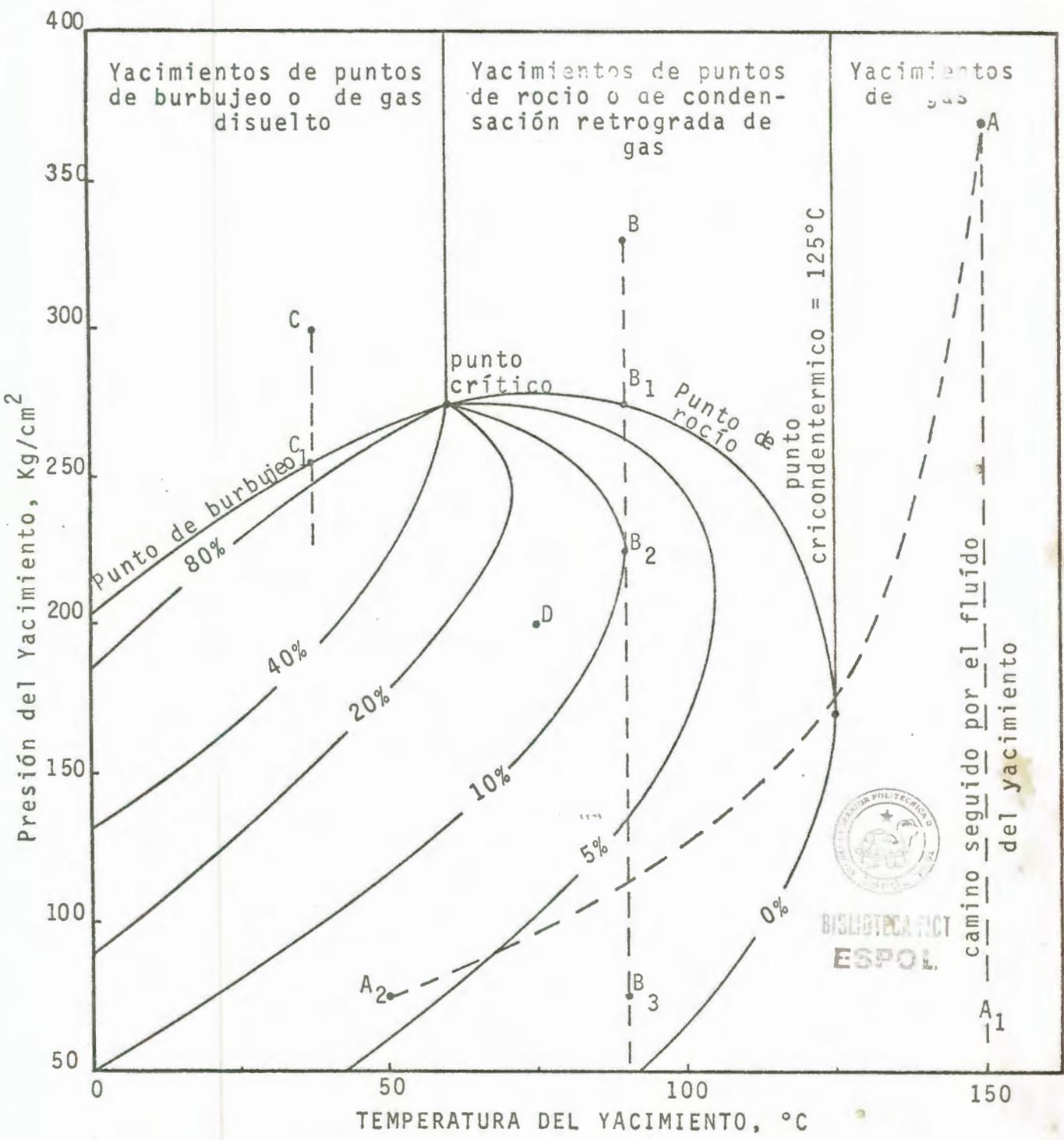


FIG. N° 1. Diagrama de fases (compisición) que relaciona la presión y temperatura para un fluido de yacimiento.

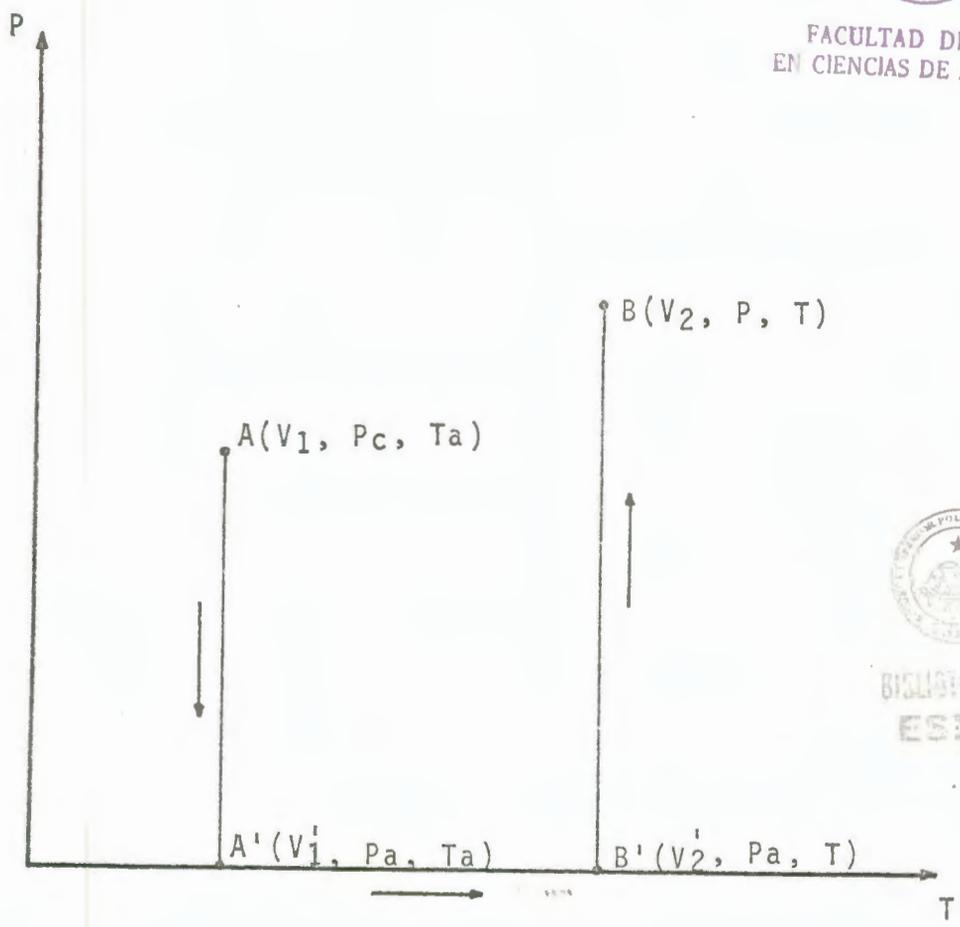


FIG. N° 2. Corrección del volumen de mercurio.

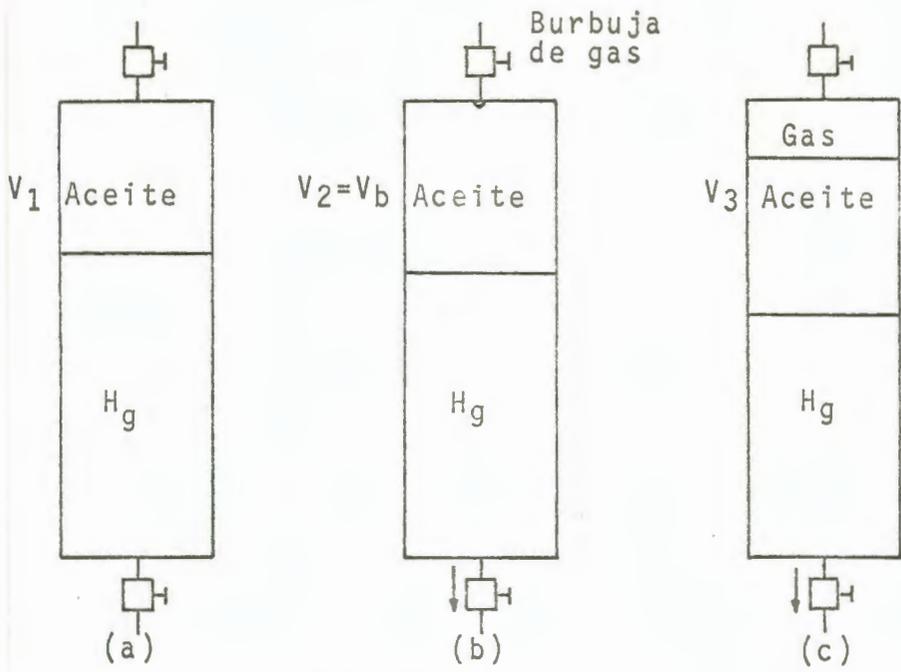


FIG. N° 3. Proceso de separación flash.

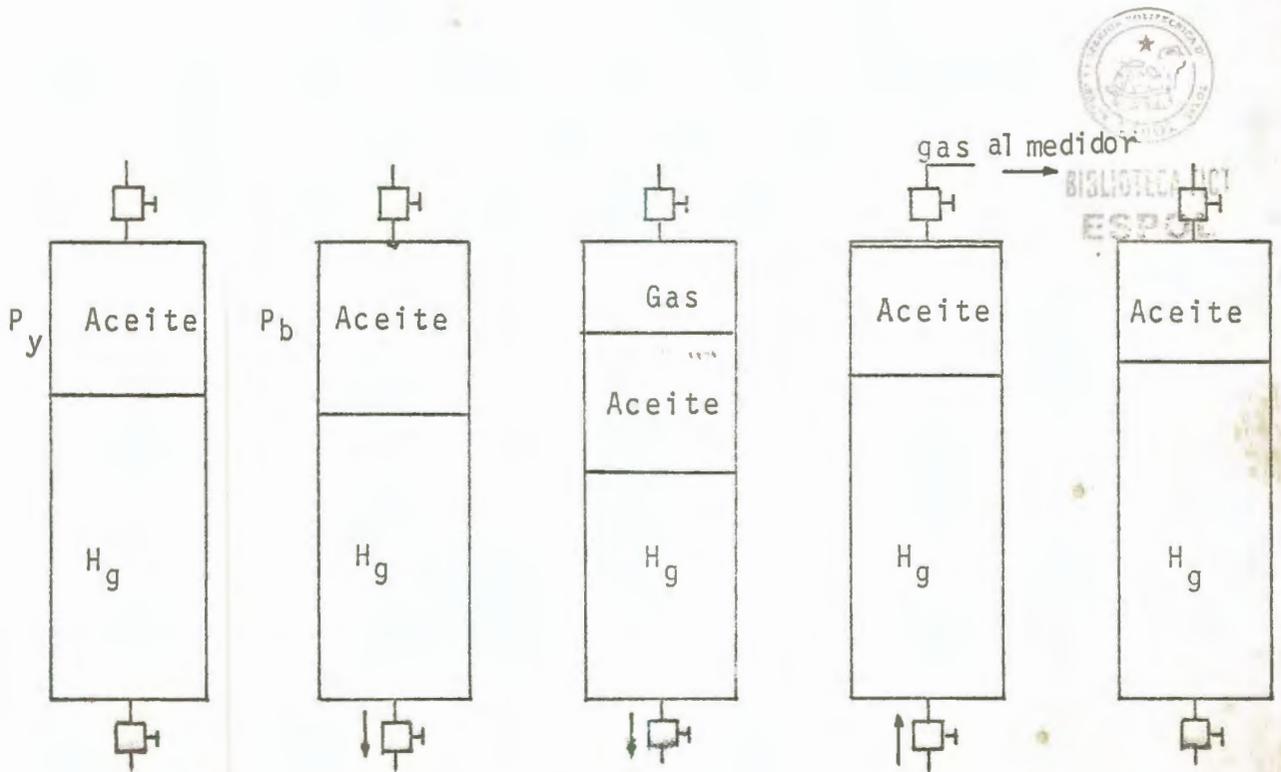


FIG. N° 4. Diagrama ilustrativo de la primera etapa de la separación diferencial.

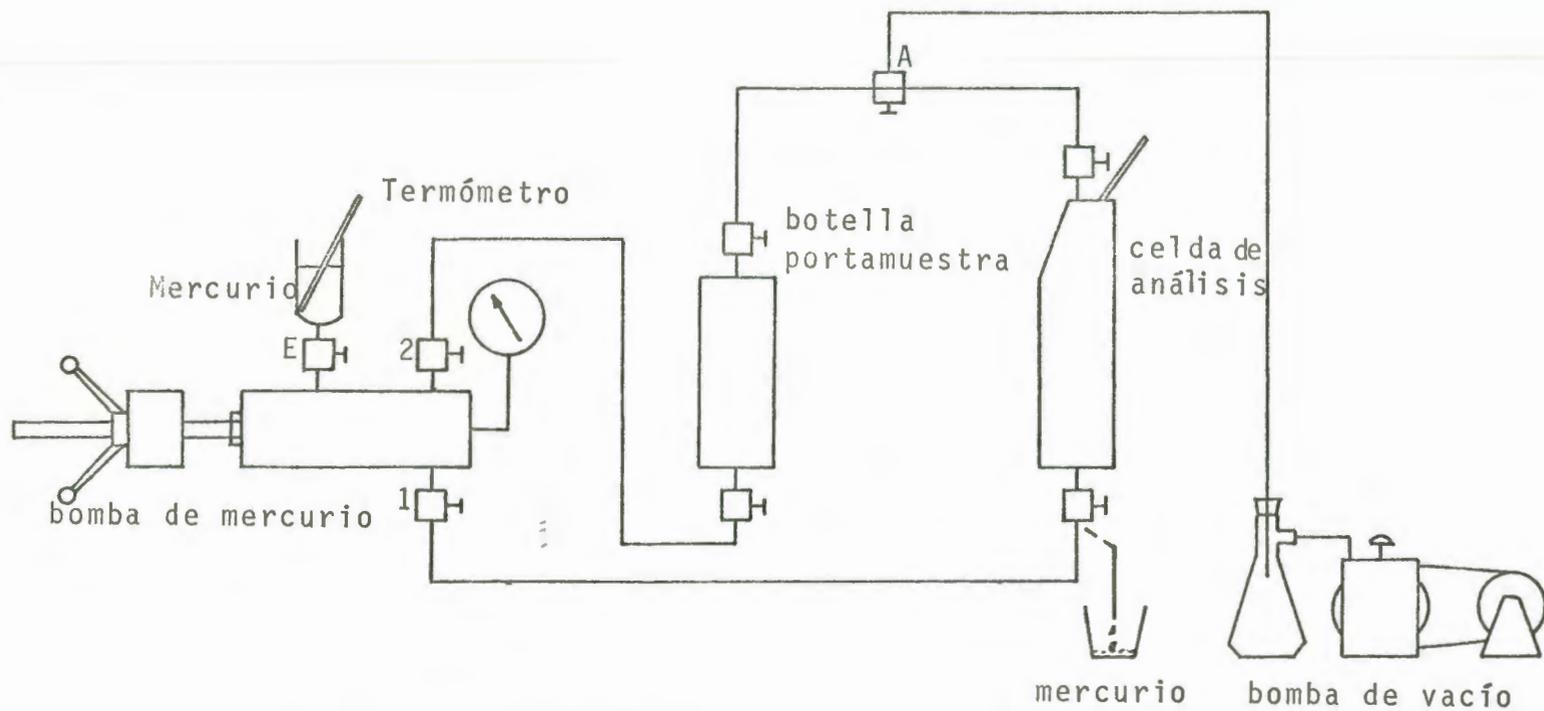


FIG. N° 5. Traspaso de la Muestra

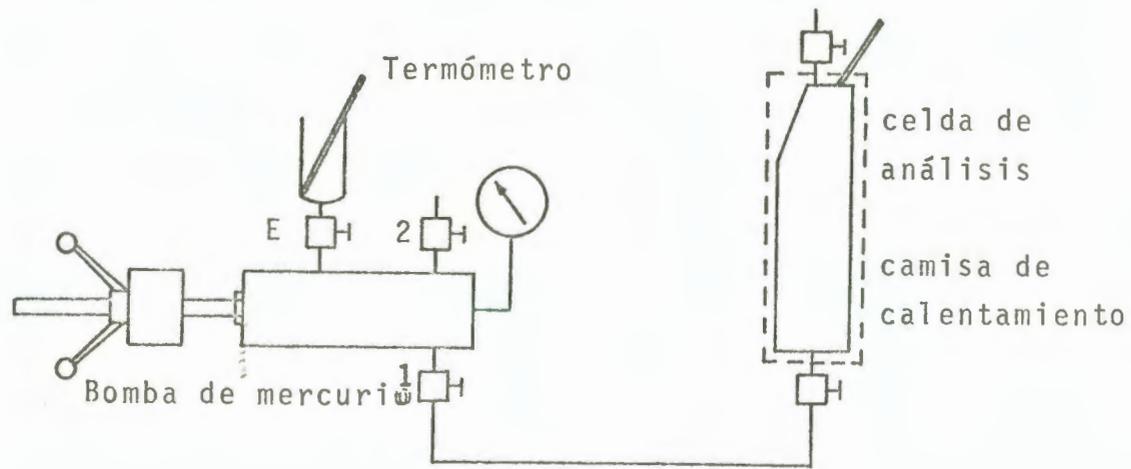


FIG.Nº 6. Equipo para realizar un proceso flash.

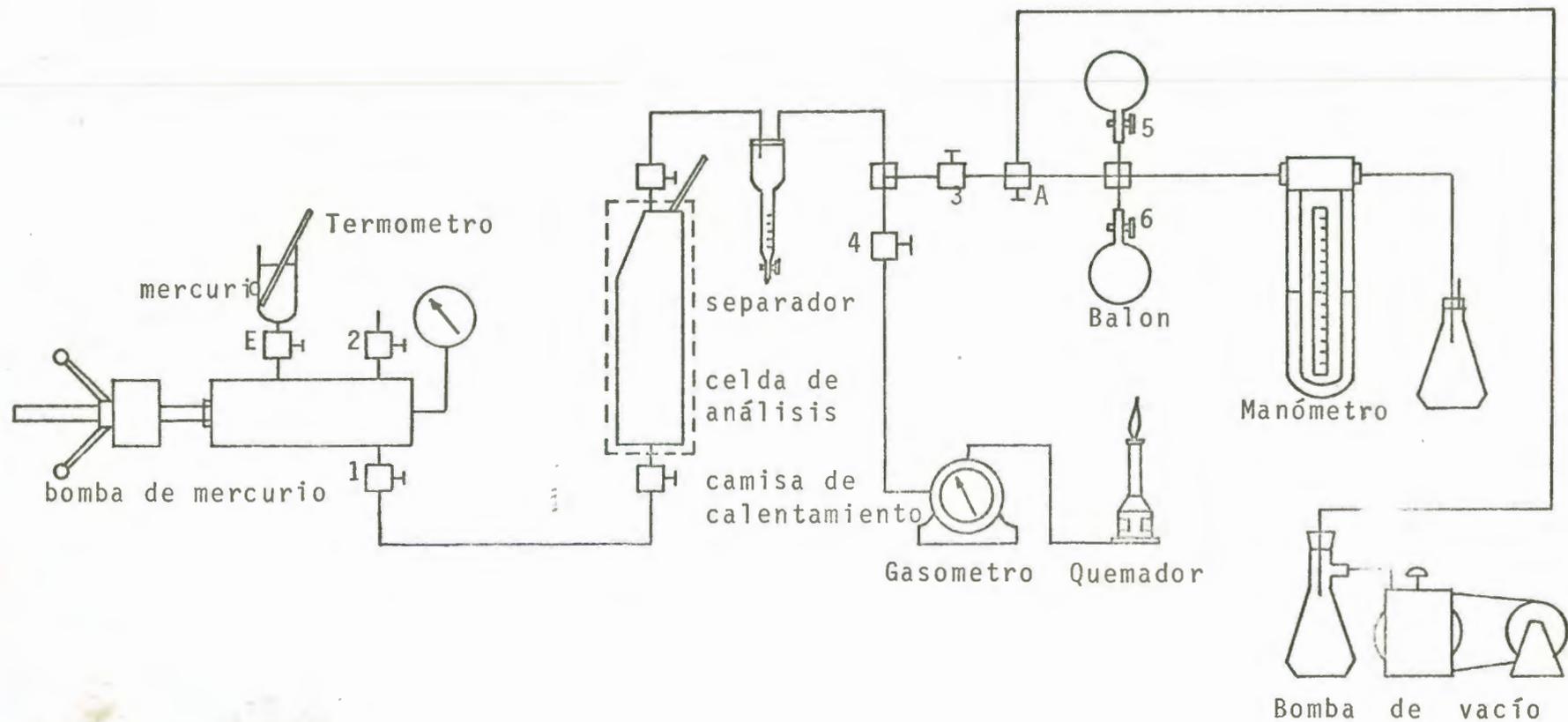


FIG. Nº 7. Equipo para realizar un proceso diferencial.

6.6. APENDICE 3. GRAFICOS DE LAS CURVAS

Factor de calibración de celda por presión ($\times 10^{-3}$)

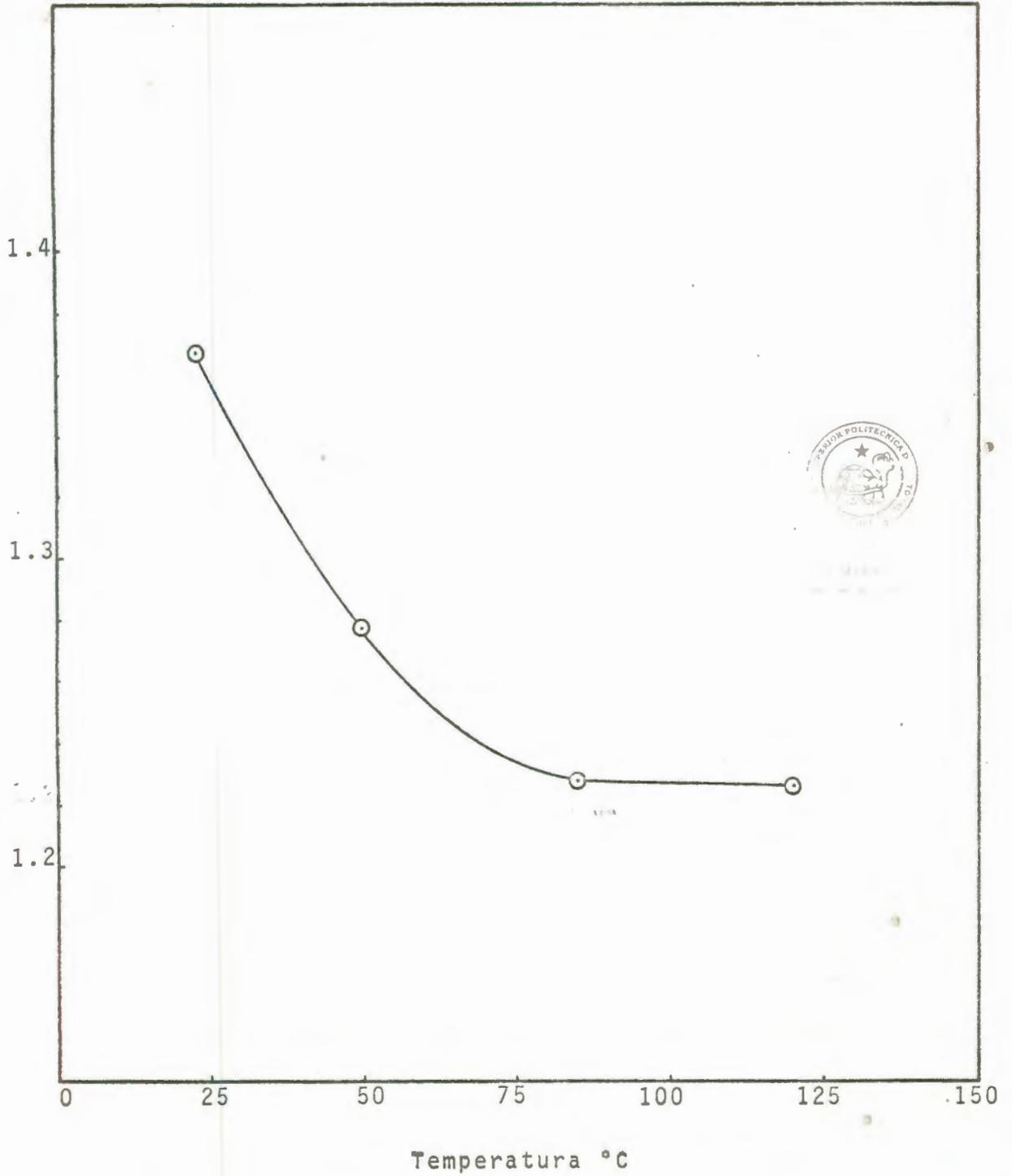


FIG. N° 1. Factor de calibración de celda por presión vs. temperatura.

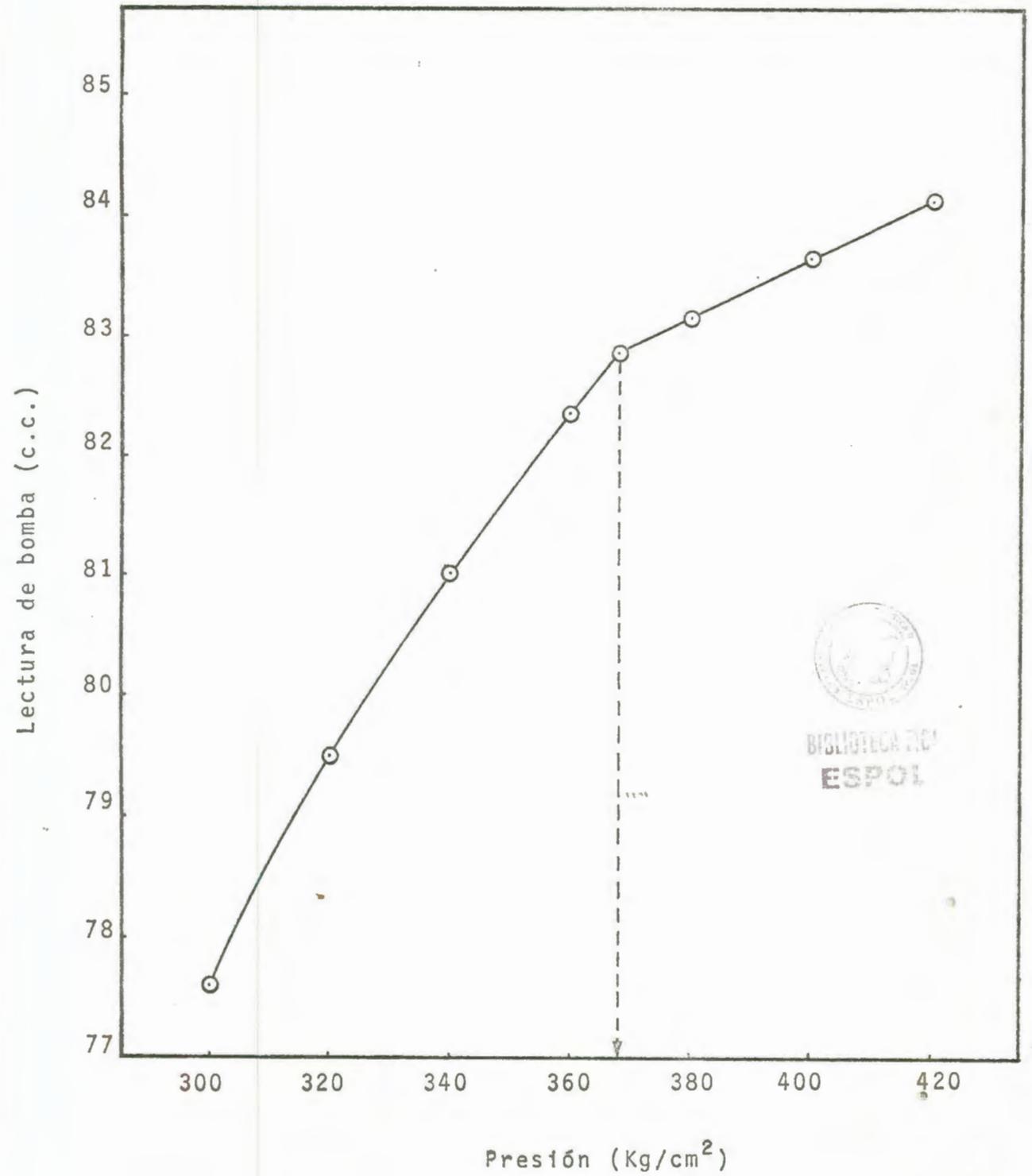
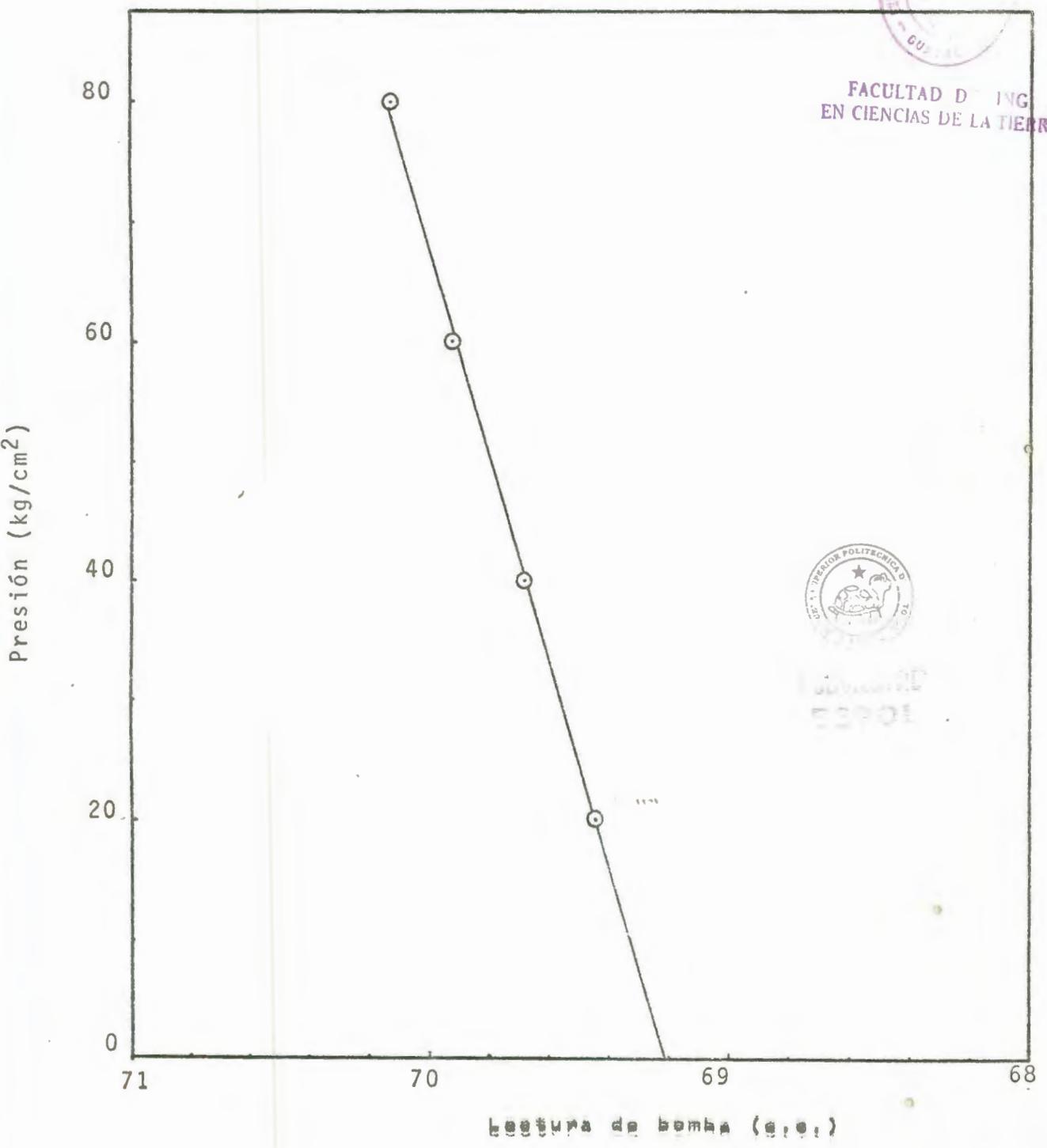


FIG. 2. Lectura de bomba vs. Presión



FACULTAD DE ING
EN CIENCIAS DE LA TIERRA



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE
INGENIERÍA

FIG. N° 3. Determinación de lectura de bomba a presión cero y temperatura de yacimiento.

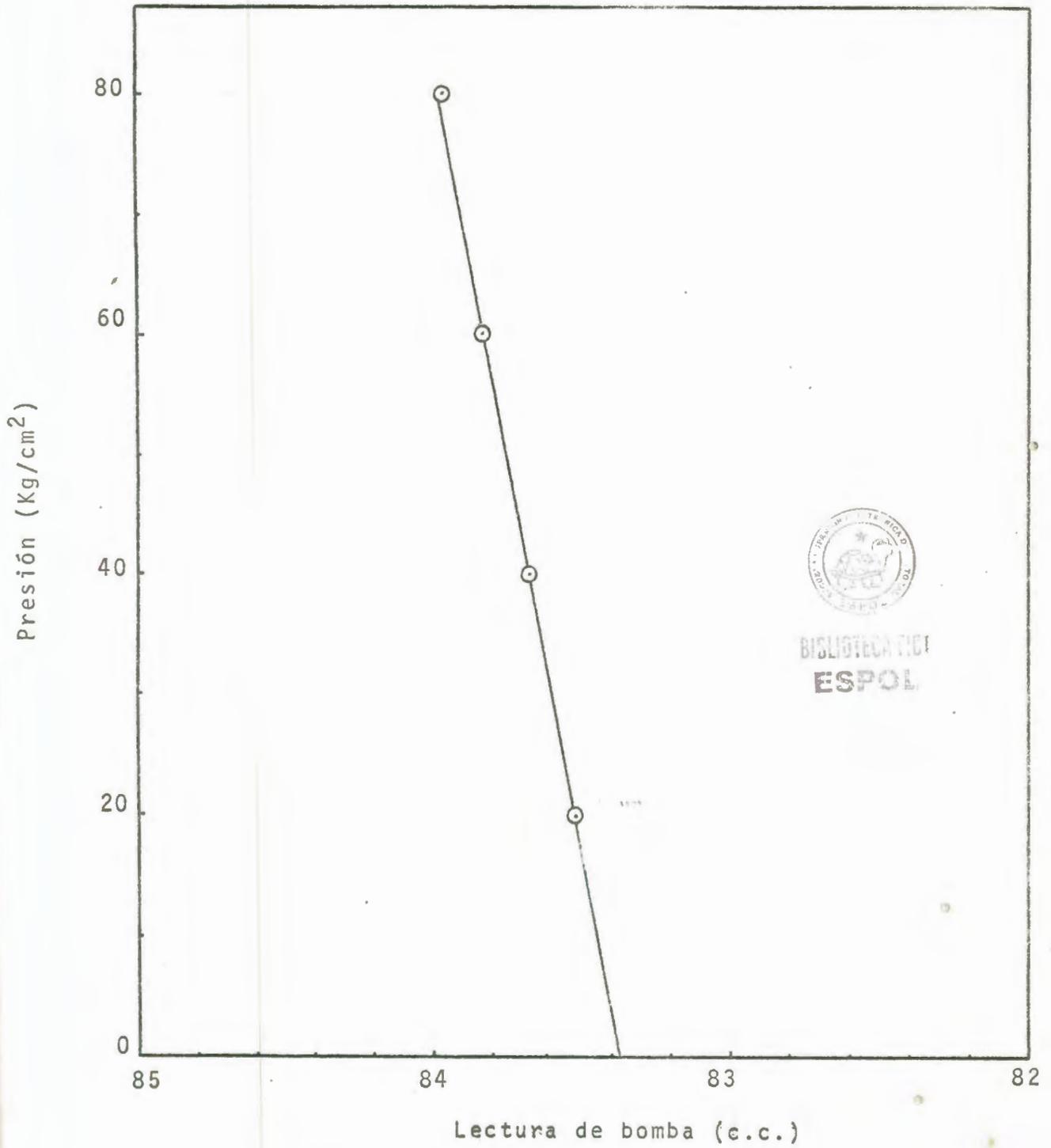


FIG. N° 4. Determinación de lectura de bomba a presión cero y temperatura ambiente.

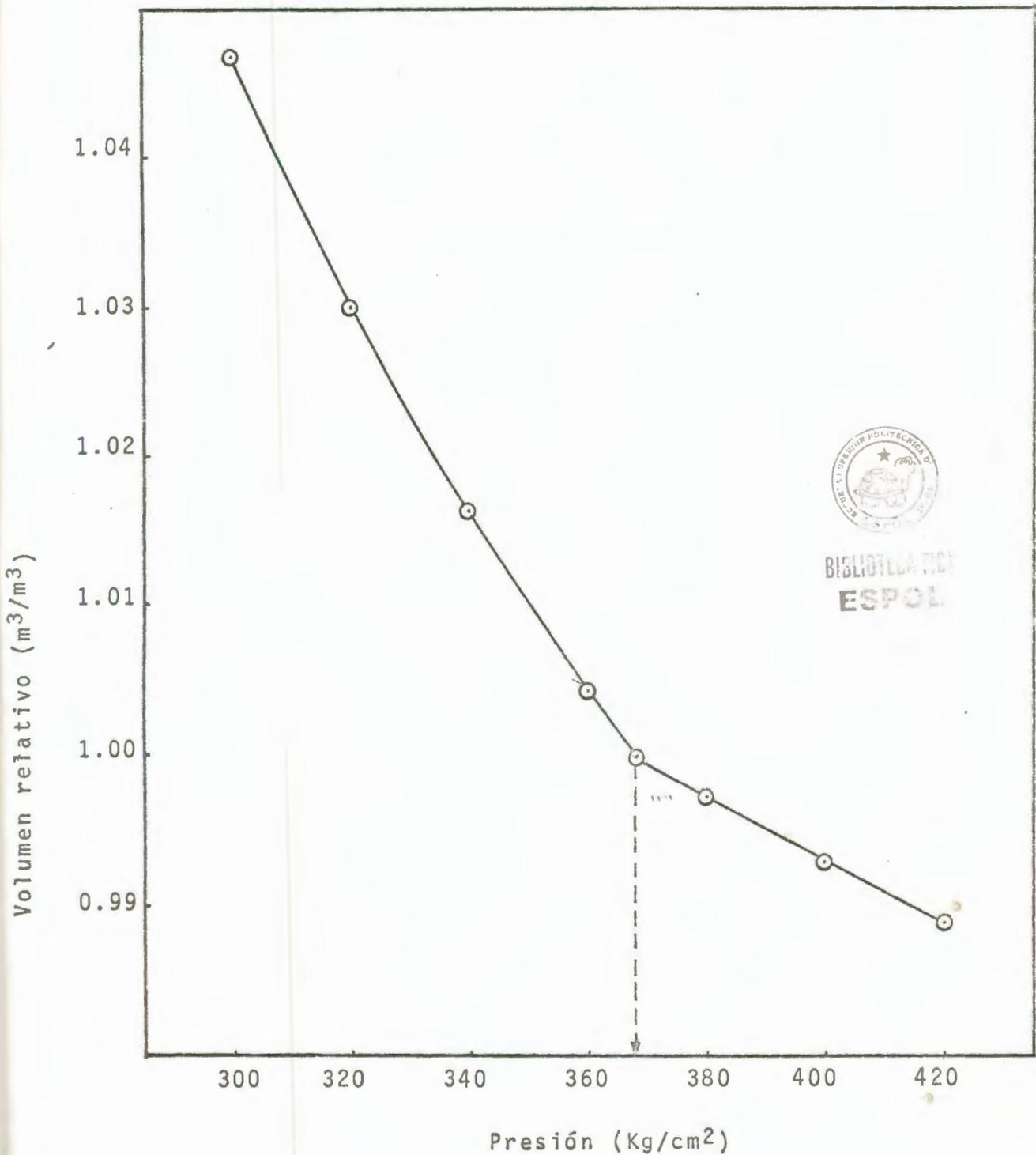


FIG. Nº 5. Volumen relativo Vs. Presión

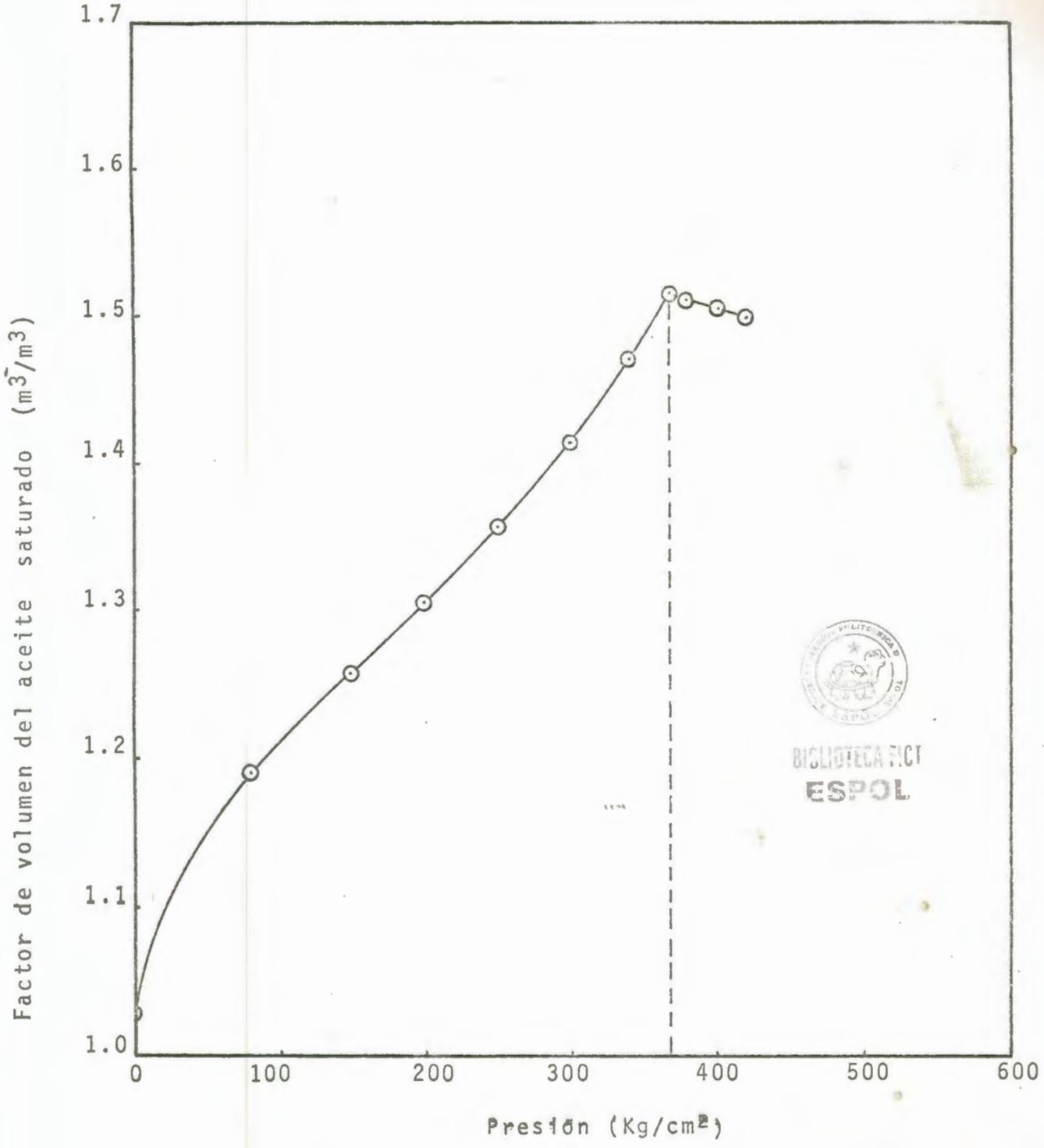


FIG. N° 6. Factor de volumen del aceite saturado -Vs- Presión

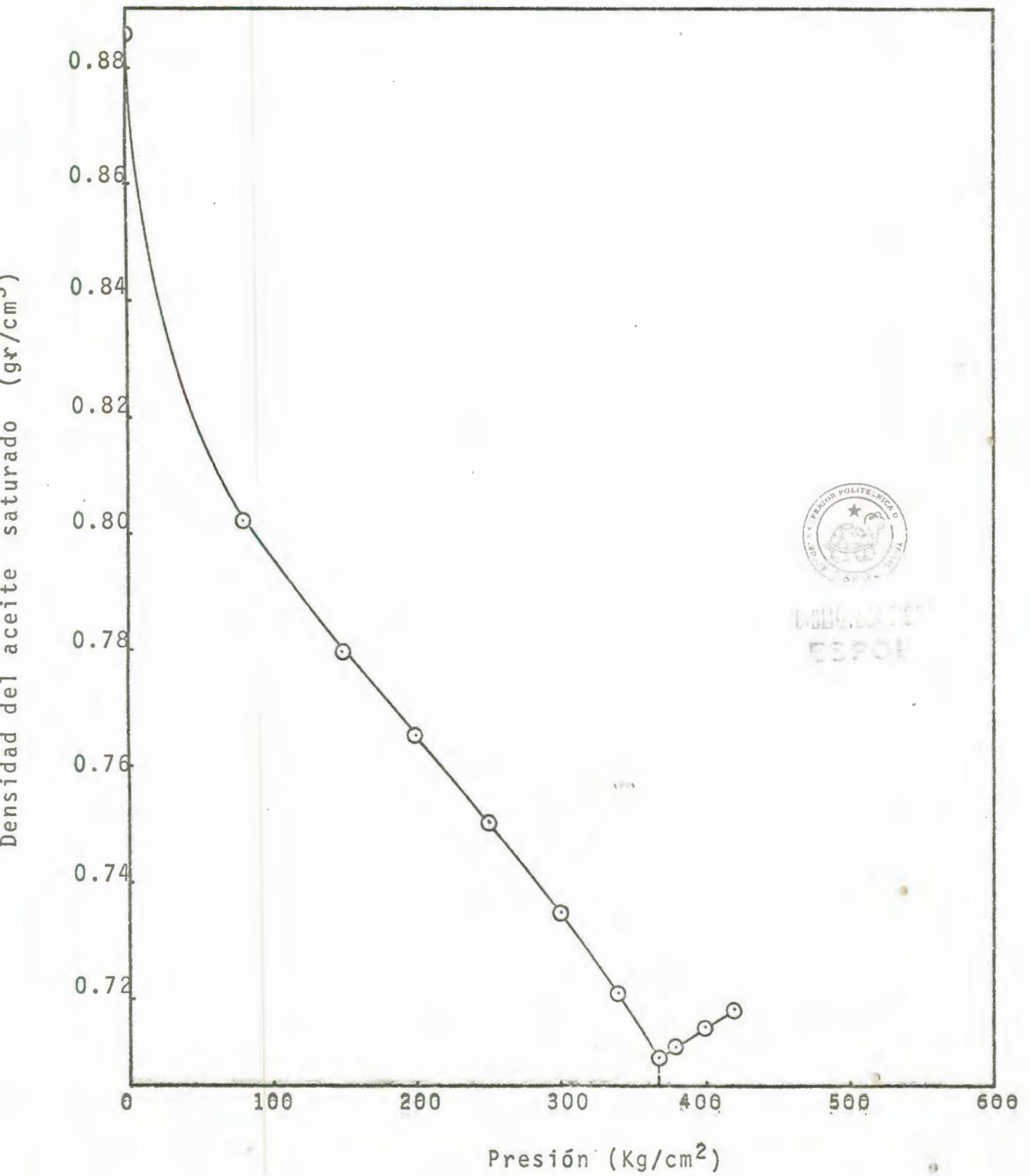


FIG. N° 7. Densidad del aceite saturado Vs. Presión

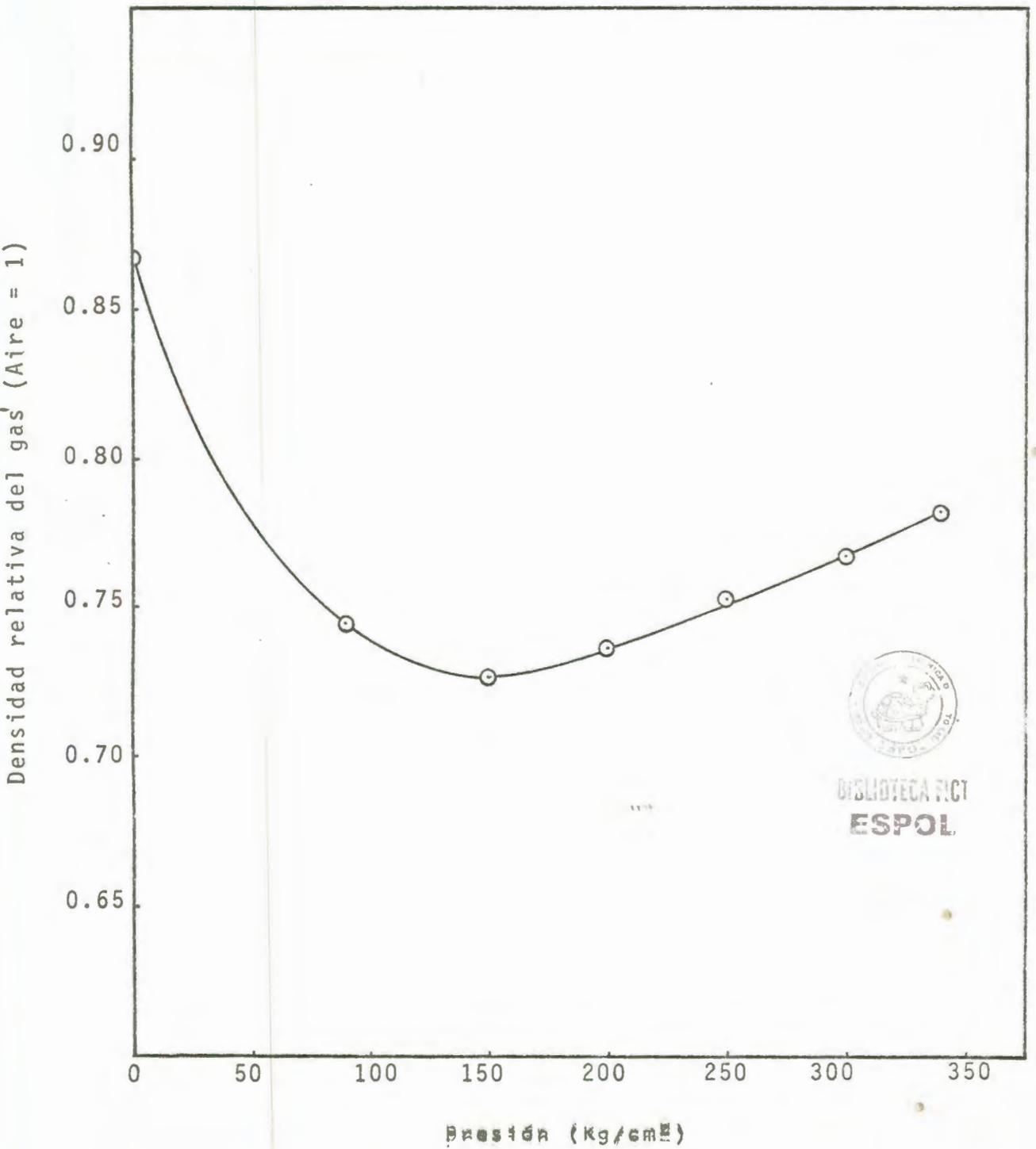


FIG. N^o 8. Densidad relativa del gas Vs. Presión.

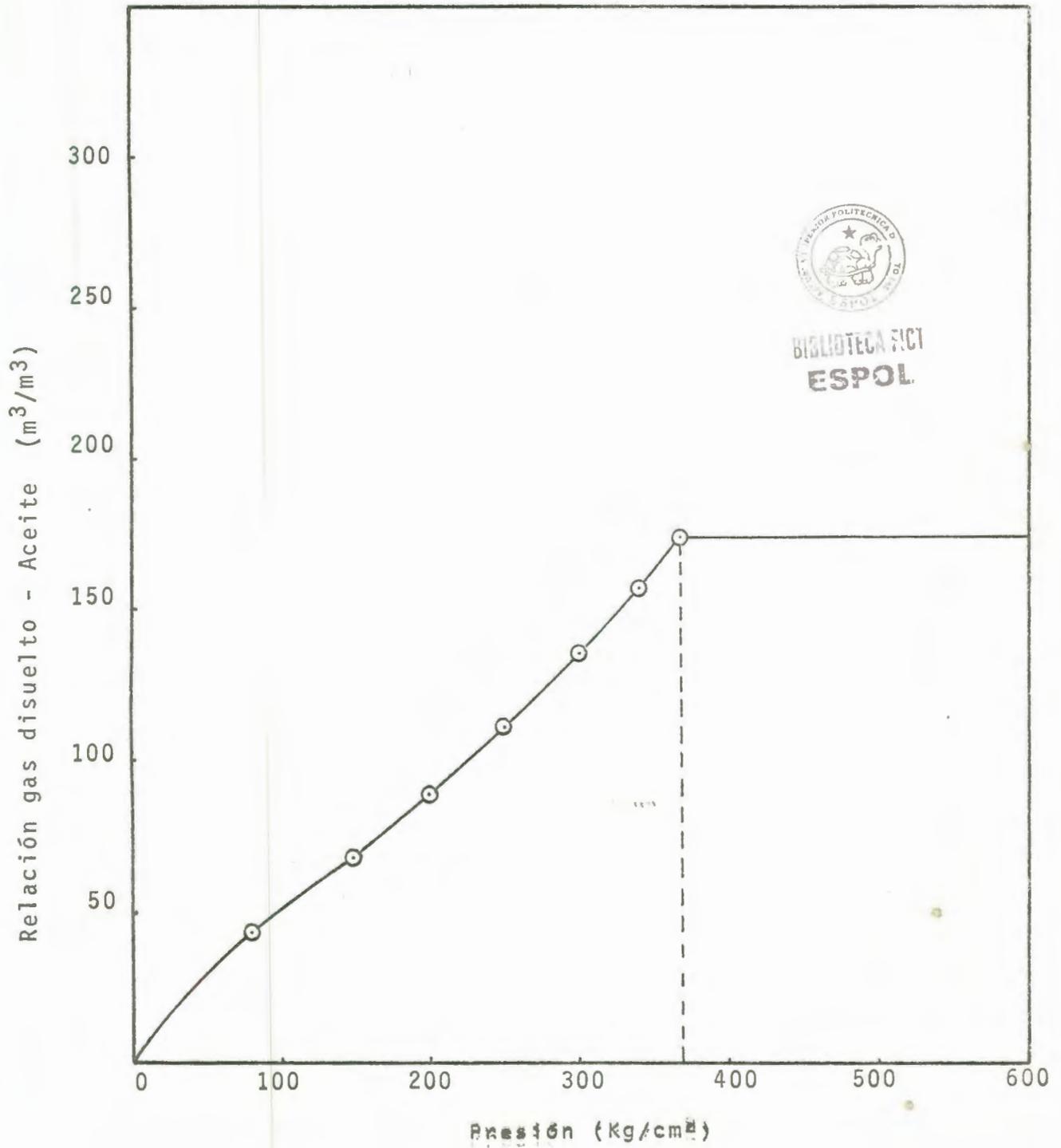


FIG. N° 9. Relación gas disuelto-aceite Vs. Presión

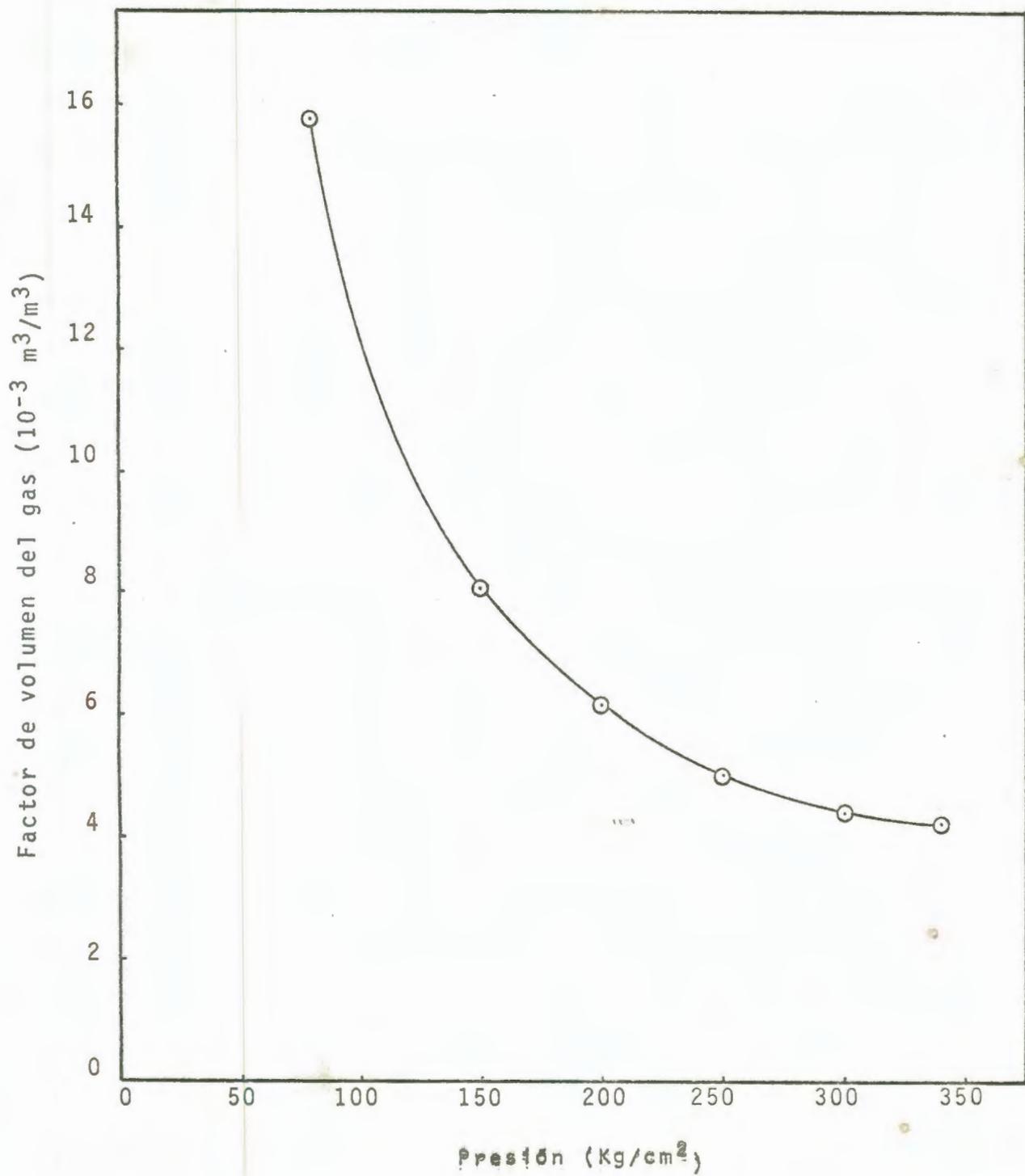


FIG. N° 10. Factor de volumen del gas Vs. Presión

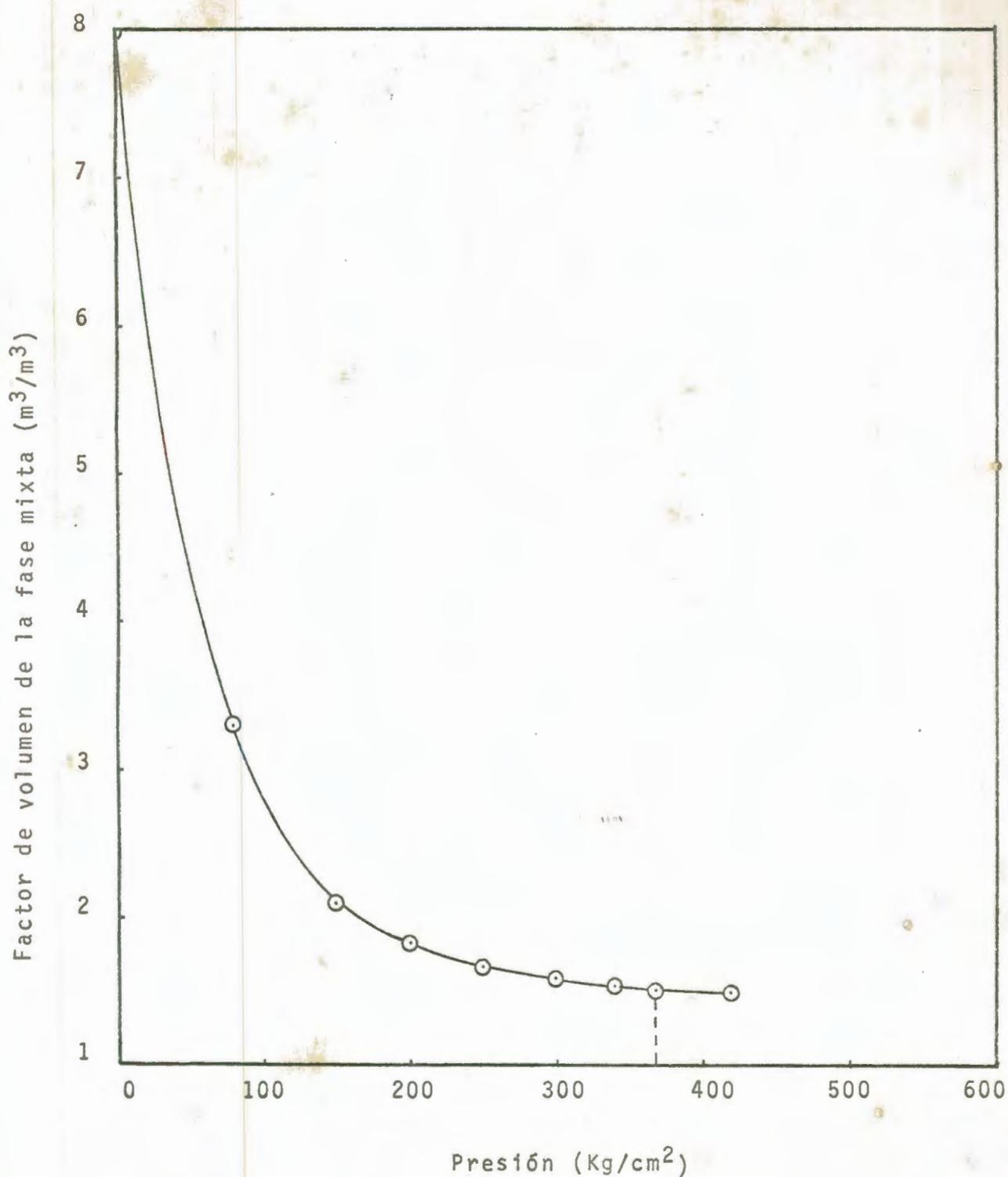


FIG. N° 11. Factor de volumen de la fase mixta Vs. Presión

Factor de compresibilidad "Z"

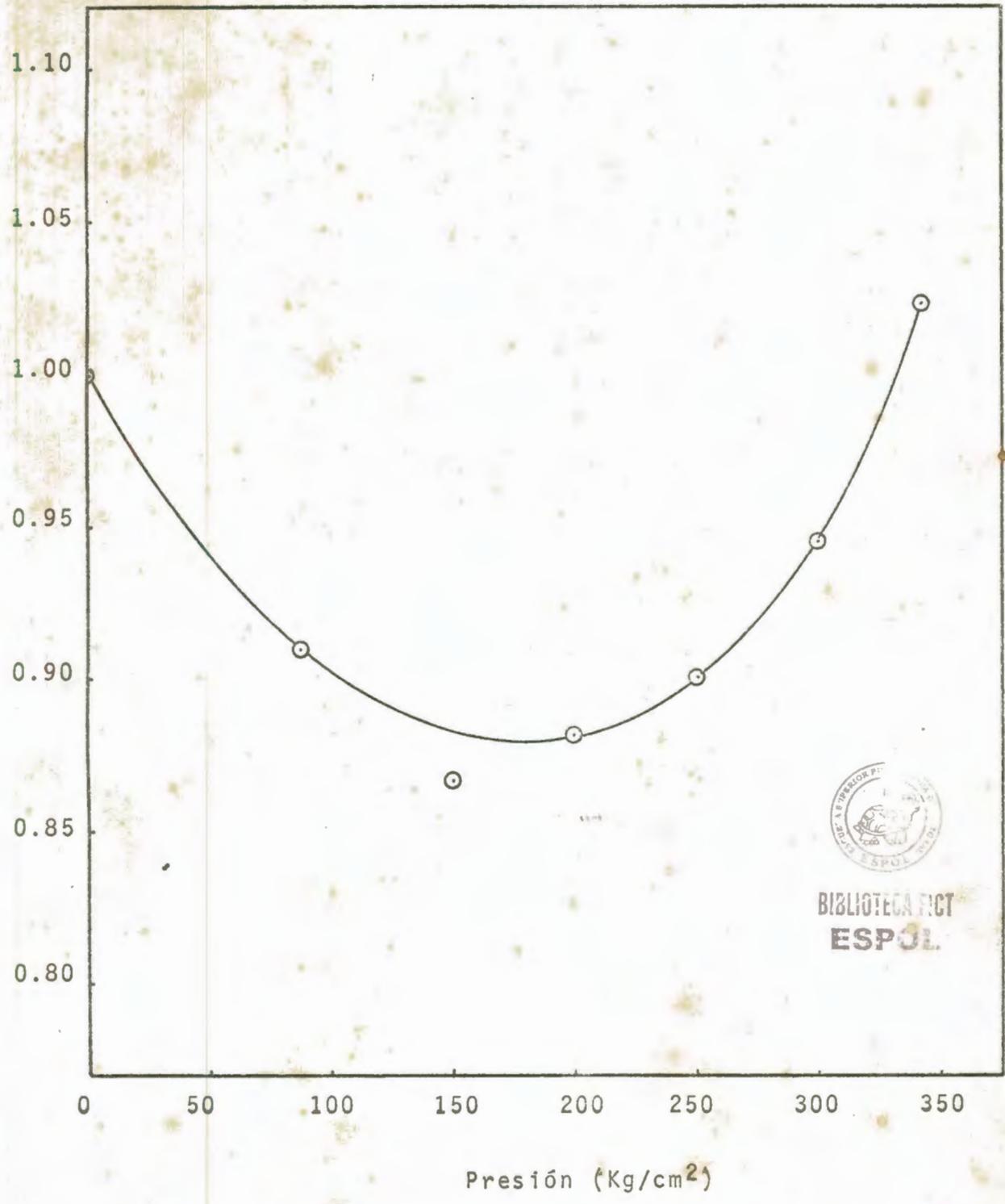


FIG. N° 12. Factor de compresibilidad "Z" Vs. Presión