

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



---

CALIBRACION Y CORRIDA DE PRUEBA DE UN  
EQUIPO DE ANALISIS PVT CONVENCIONAL

T E S I S  
Q U E P R E S E N T A :  
Jaime Barrera Sánchez  
P A R A O B T E N E R E L T I T U L O D E  
I N G E N I E R O P E T R O L E R O

MEXICO, D. F.

1983



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## C O N T E N I D O

INTRODUCCION	viii
Capítulo	página
I. CONCEPTOS GENERALES	1
Definición de conceptos termodinámicos	1
Comportamiento de fases	4
Sistemas monocomponentes	6
Sistemas binarios	9
Sistemas multicomponentes	17
Referencias	20
II. CLASIFICACION DE YACIMIENTOS	21
Parámetros de clasificación	22
Parámetros medidos en la superficie	23
Parámetros medidos en el laboratorio	24
Tipos de yacimientos	24
Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento	24
Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento	26
Yacimientos de gas y condensado	26
Yacimientos de gas húmedo	28
Yacimientos de gas seco	29
Referencias	31

III. METODOS DE LABORATORIO PARA LA DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS PVT DE UN FLUIDO	32
Métodos de laboratorio	33
Análisis PVT convencional	34
Análisis PVT a volumen constante	37
Métodos para determinar las condiciones de separación en la superficie	37
Separación convencional	39
Separación a baja temperatura	42
Comportamiento de gases y líquidos	43
Propiedades físicas de los gases	44
Propiedades de los gases ideales	44
Propiedades de los gases reales	47
Propiedades físicas del aceite	61
Referencias	71
IV. CALIBRACION DEL EQUIPO DE ANALISIS PVT	72
Descripción del equipo	72
Componentes mayores	74
Componentes menores	78
Descripción del equipo auxiliar	78
Calibración de la bomba de desplazamiento	80
Calibración de la celda de análisis PVT	83
Limpieza interior y preparación del equipo	83
Determinación del volumen interior a condi ciones de calibración	84
Calibración por presión y temperatura	86
Calibración del equipo auxiliar	89
Calibración de la bomba auxiliar	89
Calibración de balones de vidrio	90
Referencias	96

V. PRUEBA EXPERIMENTAL	97
Saturación de la muestra	97
Traspaso de la muestra a la celda de análisis	100
Preparación del equipo	100
Traspaso de la muestra	102
Calentamiento de la celda	102
Separación flash	103
Separación diferencial	104
Referencias	105
VI. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION EXPERIMENTAL	106
Cálculo del volumen de muestra a las condiciones de traspaso	107
Cálculo del volumen de muestra a las condiciones de calentamiento	109
Cálculo del coeficiente de expansión térmica de la muestra	111
Separación flash:	
Cálculo del volumen de muestra	112
Separación diferencial:	
Cálculo del factor de desviación del gas	115
Cálculo del volumen de muestra (tabla 10)	118
Cálculo del volumen relativo y densidad del aceite	121
Cálculo de las propiedades volumétricas	124
VII. ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	134
Análisis de resultados	135
Conclusiones	137
APENDICE A. Constantes y conversiones	138
APENDICE B. Algunas propiedades físicas del mercurio	139

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

La Ingeniería de Yacimientos es una de las pocas ciencias aplicadas que trata con un sistema que no puede en su totalidad ser visto, pesado, medido o probado. Incluso en campos donde cada pozo perforado, fué muestreado, menos de una millonésima parte de la roca del yacimiento fué muestreada y vista por el hombre. Las muestras de fluidos sobre las cuales se realizan mediciones detalladas de laboratorio, tienen limitaciones similares.

Sin embargo, pese a las limitaciones de las muestras de roca y fluidos del yacimiento, han sido desarrollados equipos especiales para su análisis y técnicas interpretativas para obtener mayor información acerca del yacimiento.

Para determinar las propiedades físicas de los hidrocarburos, la industria ha recurrido a diversos métodos, tanto analíticos como experimentales, dentro de este último destacan las pruebas denominadas "Análisis Presión - Volumen - Temperatura (PVT)", con las cuales se intenta caracterizar los fluidos de interés, siguiendo un procedimiento de laboratorio tal que simule el proceso de agotamiento de la presión del yacimiento en particular.

La precisión de los resultados depende de diversos factores, entre los más importantes resaltan: la representatividad de la muestra de los fluidos y la reproducción de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, el buen funcionamiento y la adecuada calibración del equipo de análisis, así como la limitada área de contacto para los fluidos que se logra con equipo de laboratorio comparada a la que presentan los medios porosos.

En este trabajo se presentan las principales actividades desarrolladas y los resultados obtenidos durante el montaje, calibración y prueba de un equipo de análisis PVT convencional, existente en el Laboratorio de Mecánica de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería, así como una revisión de los principales conceptos termodinámicos y técnicas experimentales seguidas en los diferentes procesos.

## CAPITULO I

### CONCEPTOS GENERALES

El conocimiento del comportamiento de fase de una mezcla de hidrocarburos, que se obtiene merced al análisis Presión - Volumen - Temperatura (PVT), reviste extraordinaria importancia en sus aplicaciones, ya que gracias a él, el ingeniero puede determinar, desde un punto de vista técnico, el tipo de fluidos que contiene un yacimiento y posteriormente predecir su comportamiento.

El comportamiento de un sistema de fluidos heterogéneo está influenciado por el número de componentes que contiene. Un sistema que consiste de una sustancia pura se comporta de manera distinta de uno formado por dos o más componentes cuando las condiciones de presión y temperatura son tales que las fases líquida y gaseosa están presentes. Por consiguiente, la discusión del comportamiento de fase se iniciará con la descripción de un sistema de un sólo componente, prosiguiendo con la del comportamiento de los sistemas binarios y multicomponentes. Para entrar en materia se repasarán algunos conceptos termodinámicos, examinándolos del modo en que -- posteriormente se emplearán en el desarrollo de este trabajo.

#### Definición de Conceptos Termodinámicos<sup>2</sup>

Sistema. Una porción de masa con dimensiones finitas que representa la materia bajo consideración. En un sistema homogéneo, las propiedades intensivas varían sólo de manera continua con res-



pecto a la extensión del sistema. Un sistema heterogéneo está formado de un número de partes homogéneas y en el cual, hay cambios bruscos en las propiedades intensivas en la superficie de contacto de las partes homogéneas del sistema.

Propiedades Intensivas. Aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada; por ejemplo: temperatura, presión, densidad, viscosidad, volumen específico, potencial químico y tensión superficial.

En el caso de un sistema homogéneo, una propiedad intensiva tiene igual valor en todo el sistema y en cualquier parte de éste.

Propiedades Extensivas. Aquellas que sí dependen de la cantidad de materia considerada; por ejemplo: volumen, peso, área, inercia. Es decir, el valor de una propiedad extensiva en todo el sistema es igual a la suma de los valores de las diferentes partes que lo constituyen.

Fase. Es una cantidad de materia homogénea en todas sus partes. Pero aunque es homogéneo, no necesariamente es continua. Cuando se presenta más de una fase, éstas están separadas por límites llamados interfases. Las fases de la materia son sólida, líquida y gaseosa.

Punto Crítico. Es el estado de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Presión Crítica y/o Temperatura Crítica. Es la presión y/o temperatura correspondiente al punto crítico.

Punto Triple. Es el estado o condición de presión y temperatura para el cual las fases sólida, líquida y gaseosa coexisten en equilibrio.

Presión de Vapor. Esta definida como la presión ejercida -- por un gas en equilibrio con su líquido sobre éste último. Esta presión aumenta a medida que aumenta la temperatura.

Punto de Burbujeo (Saturación). El estado de un sistema caracterizado por la coexistencia de una fase líquida con una cantidad infinitesimal de fase gaseosa en equilibrio.

Presión en el Punto de Burbujeo. Presión del fluido en un sistema en su punto de burbujeo.

Punto de Rocío. El estado de un sistema caracterizado por la coexistencia de una fase gaseosa con una cantidad infinitesimal de fase líquida en equilibrio.

Curva de Burbujeo (Ebullición). Es el lugar geométrico de los puntos presión - temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar la fase líquida a la región de dos fases (líquido - gas).

Curva de Rocío (Condensación). Es el lugar geométrico de los puntos presión - temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar la fase gaseosa a la región de dos fases.

Cricondenterma. La máxima temperatura a la cual las fases líquida y gaseosa pueden coexistir en equilibrio para una composición constante, en un sistema multicomponente.

Cricondembara. Es la máxima presión a la cual las fases líquida y gaseosa pueden coexistir en equilibrio para una composición constante, en un sistema multicomponente.

Región de Dos Fases. Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y de rocío. En esta región coexisten en equili-

brio las fases líquida y gaseosa.

Equilibrio Termodinámico. El equilibrio entre las fases de un sistema multicomponente a presión y temperatura constantes se consigue cuando la energía libre molar parcial de cada constituyente es igual en todas las fases. En otros términos, se dice que se ha alcanzado el equilibrio termodinámico, cuando la fugacidad de cada componente es la misma en todas las fases.

Fugacidad. La energía neta disponible bajo ciertas condiciones específicas, que resulta al decrecer el contenido de energía libre del sistema, cuando éste pasa de un estado inicial a otro final; es decir, la cantidad de energía que contiene una sustancia susceptible de convertirse en trabajo.

### Comportamiento de Fases <sup>(3-5)</sup>

Los fluidos encontrados en yacimientos petrolíferos, son esencialmente mezclas complejas de componentes hidrocarburos, generalmente, de la serie parafínica a presión y temperatura elevadas.

La composición química de los hidrocarburos gaseoso puede ser especificada fácilmente, considerando sus componentes más ligeros hasta el heptano. En cambio, la composición química de un aceite es más difícil de evaluar, debido a que una gran parte del aceite está compuesto de hidrocarburos más pesados que el heptano.

La Tabla 1 presenta la composición en por ciento molar de varios fluidos encontrados en yacimientos, junto con la densidad relativa del aceite, la relación gas - aceite de la mezcla del yacimiento y otras características de tales fluidos.

Cabe mencionar que las composiciones mostradas son típicas de

cada clase de yacimiento señalado, y que tanto la composición como el tipo de componente puede variar significativamente dentro de cada clase, haciendolos mezclas complejas con características únicas, que requieren un estudio termodinámico particular para conocer sus propiedades.

Tabla 1. Composición molar y otras propiedades de fluidos típicos monofásicos encontrados en yacimientos<sup>1</sup>.

Componente	Aceite	Aceite Volátil	Gas y Condensado	Gas seco
Metano C <sub>1</sub>	45.62	64.17	86.82	92.26
Etano C <sub>2</sub>	3.17	8.03	4.07	3.67
Propano C <sub>3</sub>	2.10	5.19	2.32	2.18
Butano C <sub>4</sub>	1.50	3.86	1.67	1.15
Pentano C <sub>5</sub>	1.08	2.35	0.81	0.39
Hexano C <sub>6</sub>	1.45	1.21	0.57	0.14
Heptano y más pesado (C <sub>7</sub> +) 45.08		15.19	3.74	0.21
Peso mol. de C <sub>7</sub> +	231	178	110	145
Densidad relativa	0.862	0.765	0.735	0.757
Relación gas-aceite (m <sup>3</sup> g / m <sup>3</sup> o)	110	408	3420	21700
Color del fluido	Negro Verduzco	Anaranjado Obscuro	Café Ligero	Acuoso

Para estudiar las propiedades físicas de los fluidos, es conveniente primero tener un conocimiento de los sistemas simples. - Un hidrocarburo de un solo componente puede ser obtenido solamente después de un proceso extensivo; ya que no se presenta en forma natural. Sin embargo, las propiedades físicas y su comportamiento, cuando está sujeto a cambios de presión y temperatura, son cualitativamente similares a los de los sistemas más complejos.

Las propiedades físicas de interés comúnmente se definen en términos de la presión y la temperatura a la que se encuentra un hidrocarburo. En general, los fluidos son clasificados como gases y líquidos. Un material puede existir como un gas, como un líquido, o como un sólido dependiendo de la presión y la temperatura a las que se encuentra sujeto dicho material.

Como en otros sistemas de fluidos, un sistema de hidrocarburos puede ser homogéneo o heterogéneo.

#### Sistemas Monocomponentes

Se tomará interés en el comportamiento de fase; es decir, las condiciones de presión y temperatura para las cuales pueden existir las diferentes fases. Así como el manejo de tres variables: - la presión, la temperatura y el volumen. Las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad.

Un diagrama de fase es una gráfica de presión contra temperatura, la cual muestra las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de una sustancia. Estos diagramas son denominados frecuentemente diagramas de presión - temperatura. La Figura 1.1, muestra un diagrama P - T para una sustancia pura.

La línea TC en la Fig. 1.1, es conocida como la línea presión de vapor. Esta línea divide a la región donde el componente (sustancia pura) es un líquido, de la región donde el componente es un gas. Los puntos de presión - temperatura que se encuentra arriba de la línea, indican las condiciones para las cuales el componente es un líquido. Similarmente, los puntos abajo de la línea presión de vapor representan condiciones en las que el componente es un gas. Los puntos de presión - temperatura que coinciden exactamente sobre la línea, indican las condiciones en que el gas y el líquido coexisten en equilibrio.

El punto C, donde la curva termina es el PUNTO CRITICO del --

sistema. Para un sistema de un solo componente, el punto crítico puede ser definido como el valor más alto de presión y temperatura en el cual dos fases pueden coexistir.

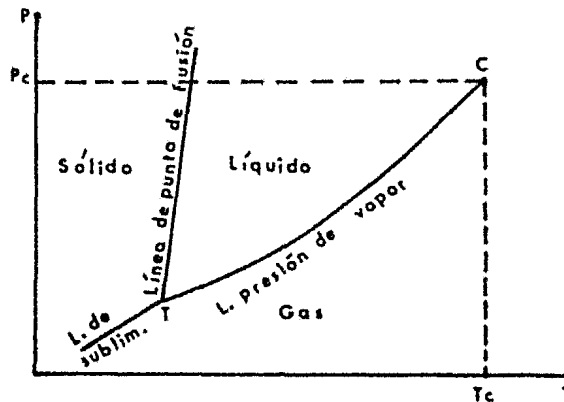


Fig. 1.1. Diagrama de fases para una sustancia pura.

La temperatura y la presión representadas por este punto C, son llamadas, TEMPERATURA CRITICA,  $T_c$  y PRESION CRITICA,  $P_c$ .

El punto T, sobre la línea presión de vapor es conocido como el PUNTO TRIPLE. Este punto representa la presión y la temperatura en el cual las fases sólida, líquida y gaseosa coexisten a las condiciones de equilibrio.

A temperaturas abajo de la temperatura del punto triple, la línea presión - vapor divide la región donde la sustancia es sólida, de la región donde la sustancia es gas. Esta línea es también llamada línea de sublimación. Teóricamente esta línea se extiende hasta una temperatura de cero absoluto.

La línea casi vertical por arriba del punto triple, separa la región sólida de la región líquida. Por otra parte, los puntos --

presión - temperatura, los cuales coinciden exactamente sobre esta línea indican un sistema de dos fases; en este caso, coexisten la sólida y líquida. El diagrama de fase para algunos componentes puros muestran que otras líneas dentro de la región sólida, - indican un cambio de fase de la sólida, ocasionado por un cambio en la estructura cristalina.

El límite superior de la línea del punto de fusión no ha sido obtenido experimentalmente.

La figura 1.2, muestra un diagrama típico de presión - volumen para una sustancia pura. El cual, es otra forma de describir el comportamiento de fases de un sistema.

Considerando un proceso que comienza en el punto A con una sustancia en la fase líquida. La temperatura se mantiene constante mientras se reduce la presión de  $P_A$  a  $P_V$  (presión de vapor). - Un cambio relativamente grande en la presión, resulta de un pequeño cambio en el volumen. Esto es debido a que los líquidos son - relativamente incomprensibles.

Cuando la presión es reducida a la presión de vapor  $P_V$ , comienza a formarse gas, continuando a presión constante hasta - que todo el líquido es vaporizado. El proceso se representa por una línea horizontal la cual indica que la presión permanece constante, en tanto que el líquido y el gas coexisten a temperatura - constante. Después que todo el líquido es vaporizado, el gas experimenta una expansión a una disminución en la presión, puesto - que el gas es altamente compresible, la pendiente de la línea de gas es menos pronunciada que la pendiente de la línea del líquido.

La línea C-D de la fig. 1.2, ilustra el mismo proceso a una temperatura mayor que la temperatura crítica de la sustancia. La línea muestra una expansión de la sustancia y no ocurre un cambio de fase.

La fig. 1.3, muestra varias isothermas en el diagrama presión - volumen. La línea interrumpida muestra la trayectoria de todos los puntos de burbujeo y los puntos de rocío. La línea interrumpida hacia la izquierda del punto crítico C, es la curva de burbujeo y hacia la derecha es la CURVA DE ROCIO. La región encerrada por estas curvas es la REGION DE DOS FASES, en la cual, el gas y el líquido coexisten en equilibrio. El punto crítico está localizado en el lugar en que se unen o coinciden los puntos de burbujeo y puntos de rocío. La isoterma correspondiente a la temperatura crítica muestra un punto de inflexión a medida que pasa a través de la presión crítica.

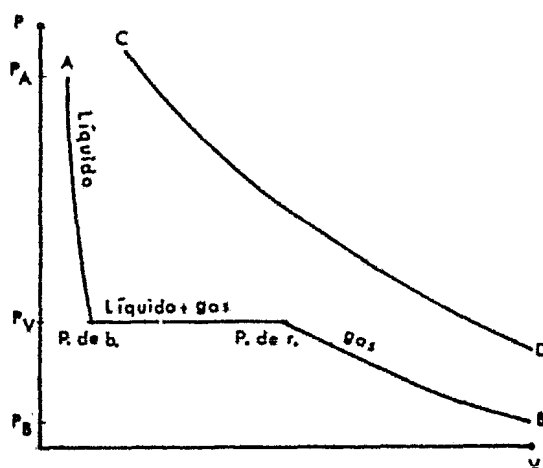


Fig. 1.2. Diagrama típico de presión - volumen para una sustancia pura, mostrando - sus isothermas.

### Sistemas Binarios

El comportamiento de fase de un sistema de dos componentes es ligeramente más complejo que el de un sistema monocomponente.

La fig. 1.4, muestra un diagrama típico presión - volumen pa-



ra un sistema binario. La isoterma de la fase gaseosa AB y la isoterma de la fase líquida CD son muy similares a aquellas obtenidas para un sistema monocomponente. Sin embargo, la isoterma a través de la región de dos fases es fundamentalmente diferente de la isoterma correspondiente para una sustancia pura en que la presión se incrementa a medida que el sistema pasa del punto de rocío al punto de burbujeo. Esto es debido a que la composición del líquido y el gas cambian continuamente a medida que el sistema pasa a través de la región de dos fases.

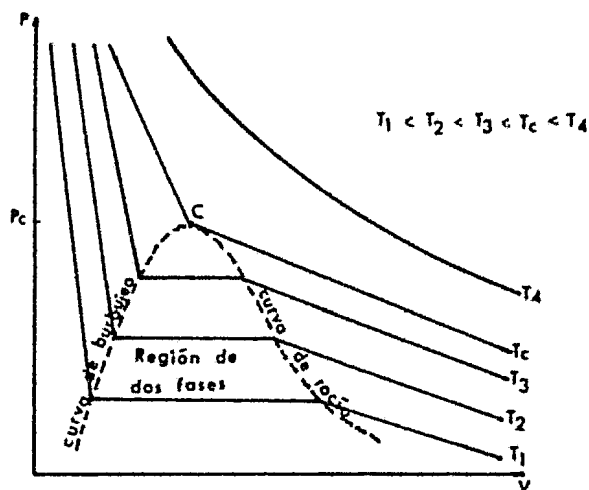


Fig. 1.3. Diagrama típico de presión - volumen para una sustancia pura.

En el punto de rocío la composición del gas es igual a la composición total del sistema, pero la cantidad infinitesimal de líquido que se condensa es más rico en componentes menos volátiles. Sin embargo, a medida que más y más líquido se condensa, su composición con respecto a los componentes más volátiles se incrementa constantemente (con un correspondiente incremento en la presión de vapor) hasta que la composición del líquido viene a ser igual a -- aquella del sistema en general en el punto de burbujeo. La cantidad infinitesimal de gas remanente en el punto de burbujeo es más

rico en componentes más volátiles que el sistema en general. Los componentes más o menos volátiles dependen de su presión de vapor relativa a una temperatura dada.

Si las presiones del punto de burbujeo y del punto de rocío - para varias isothermas en un diagrama P-V se grafican como una función de la temperatura, se obtiene un diagrama P-T similar al de la figura 1.5, para un sistema de dos componentes con una composición constante. La curva de puntos de burbujeo AC y la curva de puntos de rocío BC convergen en el punto crítico C. La presión y temperatura críticas están dadas por  $P_c$  y  $T_c$ , respectivamente. -- Los puntos dentro de la envolvente ACB representan sistemas consistentes de dos fases. Los puntos abajo de la curva de puntos de rocío representan gas y los puntos arriba de la curva de puntos de burbujeo representan líquido.

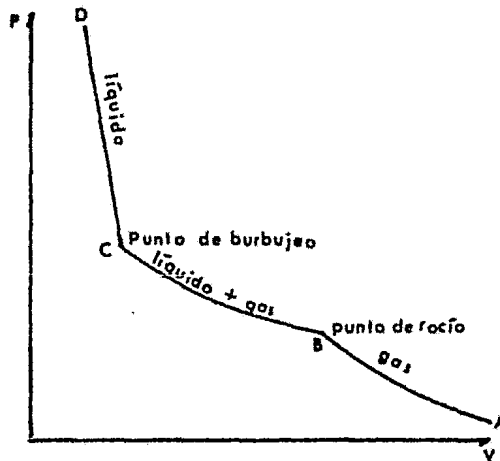


Fig. 1.4, Diagrama típico presión - volumen - para una mezcla de dos componentes.

El diagrama P-T indica el cambio de fase que ocurre cuando - varían la presión y temperatura de un sistema. Por ejemplo, si un

sistema originalmente en el punto I es comprimido isotérmicamente a una temperatura inferior a  $T_c$  a lo largo de la trayectoria IM, -ocurren los siguientes cambios de fase. El sistema está originalmente en estado gaseoso. En el punto de rocío J empieza a formarse líquido y a medida que se pasa de J a L se condensa más y más líquido. En el punto de burbujeo L, el sistema es esencialmente todo líquido y sólo permanece una cantidad infinitesimal de gas. En el punto M el sistema está en estado líquido.

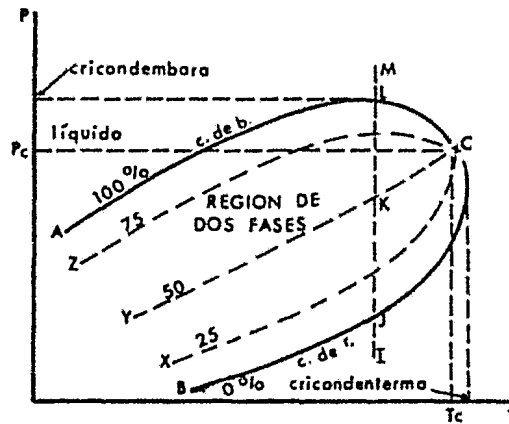


Fig. 1.5. Diagrama de fase típico para un sistema de dos componentes.

Por lo regular, la distribución de volumen líquido - gas en la región de dos fases es también indicada en diagramas P-T, mediante curvas conocidas como curvas de calidad o curvas de iso-volumen cada una de las cuales representa un cierto porcentaje de volumen de líquido. Así, las curvas XC, YC y EC representan 25%, 50% y 75% de volumen de líquido, respectivamente. En la compresión isotérmica descrita anteriormente, el punto K representaría 50% líquido y 50% gas en volumen. Obviamente, la curva de puntos de rocío y la curva de puntos de burbujeo representan 0% y 100% líquido, respectivamente.

El diagrama P-T muestra claramente que puede existir líquido arriba de la temperatura crítica. La temperatura más alta a la cual puede existir líquido es conocida como cricondenterma y está dada por la temperatura que es tangente a la curva de dos fases en N. Similarmente, el gas puede existir arriba de la presión crítica. La máxima presión a la cual el gas puede existir es conocida como la cricondenbara.

Para considerar el comportamiento de un sistema de dos componentes en la vecindad del punto crítico con más detalle, en la Fig. 1.6, se muestra que las curvas de los puntos de rocío y de burbujeo convergen en el punto crítico C. Considerando una compresión isotérmica a lo largo de la trayectoria AE, el punto A, el cual está arriba de la temperatura crítica, pero abajo de la cricondenterma, representa un sistema en fase gaseosa. En el punto de rocío B, el líquido empezará a condensarse, formándose cada vez más líquido como la presión se incrementa. Sin embargo, en el punto E la línea de puntos de rocío deberá ser cruzada otra vez. Esto significa que todo el líquido formado deberá ser vaporizado debido a que el sistema es esencialmente todo gas en el punto de rocío. Por consiguiente, en algunos puntos entre B y E, el punto D por ejemplo, la cantidad de líquido está en un máximo. Por lo tanto, yendo desde D a E el líquido se vaporiza cuando la presión se incrementa. Como esto es lo inverso del comportamiento a temperaturas menores que la crítica, este proceso está descrito como VAPORIZACION RETROGRADA ISOTERMICA. El proceso inverso, yendo de E a D es conocida como CONDENSACION RETROGRADA ISOTERMICA, ya que involucra la formación de líquido con una disminución isotérmica en presión.

Un fenómeno similar ocurre a presiones mayores que  $P_c$ , pero menores que la cricondenbar. Considerando un incremento isobárico de la temperatura a lo largo de la trayectoria JG, en el punto de burbujeo I, el líquido comienza a vaporizarse pero al volver a cruzar el punto de burbujeo en G el vapor formado deberá ser condensado. Si H representa el punto donde la cantidad de vapor es

un máximo, la trayectoria de H a G representa la condensación retrógrada isobárica, ya que, el vapor es condensado a medida que la temperatura se incrementa. El proceso inverso de G a H es conocido como vaporización retrógrada isobárica.

En otras palabras, la condensación retrógrada esta definida como la formación de líquido por una disminución isotérmica en presión o un incremento isobárico en la temperatura. Similarmente, la vaporización retrógrada es la formación de gas por una compresión isotérmica o una disminución isobárica en temperatura.

El fenómeno retrógrado puede ocurrir solamente en las áreas sombreadas de la fig. 1.6. Obviamente, ello ocurrirá a presiones entre  $P_c$  y la cricondenbara o a temperaturas entre  $T_c$  y la cricondenterma. Uno puede pensar que este fenómeno es anormal pero en realidad este comportamiento es característico de casi todos los sistemas compuestos de dos o más componentes. Sin embargo, este comportamiento no es necesariamente general ya que el fenómeno retrógrado no ocurrirá en un sistema cuyas  $T_c$  y  $P_c$  coincidan con la cricondenterma y cricondenbara, respectivamente.

Se describió previamente el comportamiento de fases de un sistema binario con una composición total fija. Por consiguiente, para un par de componentes dados, habrá un diagrama P-T para cada sustancia pura y también, un número infinito de diagramas P-T para dos componentes representando el número infinito de sistemas que pueden ser formados por la mezcla de los dos componentes en distintas relaciones (figura 1.7).

Se observa en la figura 1.7, que las curvas AB y CD representan la presión de vapor como una función de la temperatura del componente puro más volátil y el componente puro menos volátil, respectivamente. Las tres curvas mostradas en el diagrama, numeradas 1, 2, y 3, definen la región de dos fases para tres de un número infinito de mezclas que pueden ser formadas con dos componen

tes puros. La curva 1 representa la región de dos fases para un sistema el cual es relativamente rico en el componente más volátil. Análogamente, la curva 3 representa un sistema que es rico en el componente menos volátil. Finalmente, la curva 2 representa un sistema en el cual las concentraciones de los dos componentes son cercanamente iguales.

La línea puntuada a través de los puntos críticos B, E, F, G y D es conocida como envolvente crítica y representa la posición del punto crítico en función de la composición del sistema. Se observa claramente que la presión crítica para una mezcla puede ser mayor que la presión crítica de cada componente puro. Así mismo, la temperatura crítica caerá entre la temperatura crítica de cada componente, cargándose hacia uno u otro lado dependiendo de la relación de la mezcla.

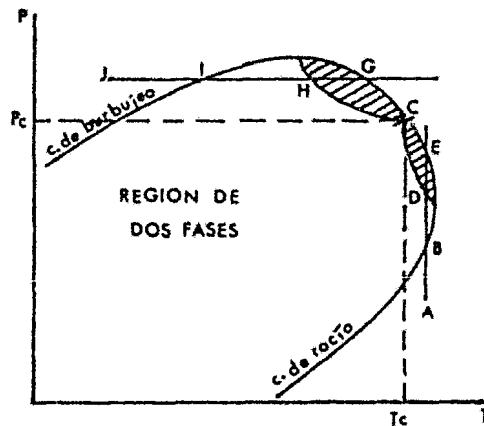


Fig. 1.6. Diagrama presión - temperatura en la vecindad del punto crítico de un sistema binario que exhibe fenómeno retrógrado.

Otra alternativa de representar el comportamiento de sistemas binarios es mediante diagramas presión-composición. Estos diagramas

mas describen el comportamiento de un sistema de dos componentes a una temperatura constante.

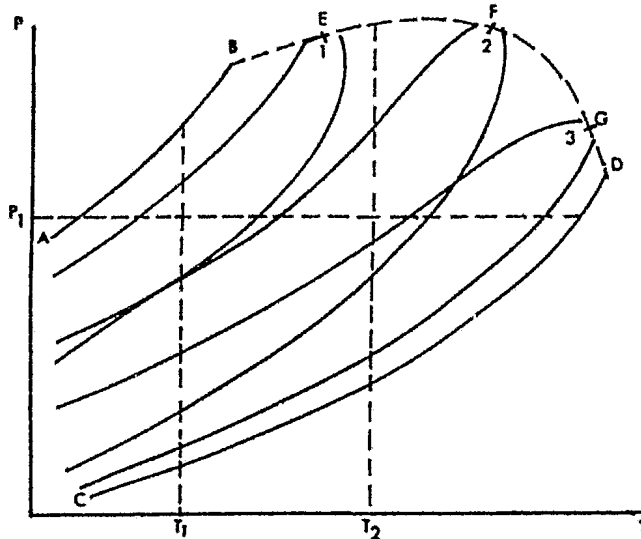


Fig. 1.7. Diagrama presión - temperatura - composición para un sistema típico de dos componentes.

La figura 1.8, representa un diagrama típico presión - composición para un sistema binario. Los puntos A y B representan las presiones de vapor, las presiones de rocío y las presiones de burbujeo para el componente puro más volátil y el componente puro menos volátil respectivamente. Análogamente, los puntos C y D representan las presiones en el punto de rocío y en el punto de burbujeo para una mezcla que contiene 25% en peso de componentes menos volátiles y 75% en peso de componentes más volátiles. La línea XY a través de la región de dos fases, representa líquido y vapor que existe a la misma temperatura ( $T = \text{cte.}$ ) y la misma presión (XY es horizontal). Por consiguiente, los puntos X y Y representan la composición de las fases líquida y gaseosa coexistentes. En otras palabras, a una temperatura constante, y a una presión representada por la línea horizontal XY, las composiciones -

del vapor y líquido que coexisten en la región de dos fases están dadas por  $W_v$  y  $W_l$ , respectivamente.  $W_v$  y  $W_l$  representan el porcentaje en peso de los componentes menos volátiles en el vapor y líquido respectivamente.

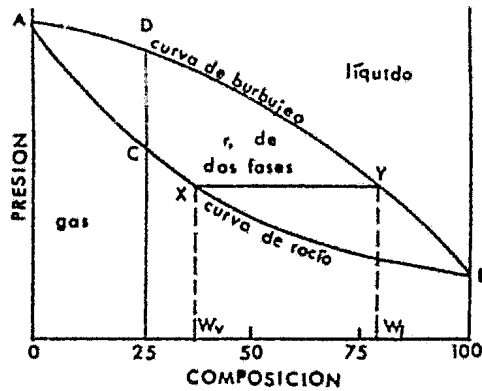


Fig. 1.8. Diagrama típico presión - composición para un sistema de dos componentes. La composición está expresada en términos de  $W\%$  de los componentes menos volátiles.

### Sistemas Multicomponentes

El comportamiento de fases de un sistema multicomponente de hidrocarburos en la región líquido - vapor, es muy similar a aquel de un sistema binario. Para un sistema multicomponente con una composición total dada, las características de los diagramas P-T y P-V son muy similares a aquellos de los sistemas binarios.

Una isoterma típica P-V para un aceite crudo se muestra en la fig. 1.9. El Punto A representa un sistema completamente líquido a una presión relativamente alta. Como la presión disminuye isotérmicamente el punto de burbujeo se alcanza en B. La presión en



el punto de burbujeo es designado comúnmente como presión de saturación ( $P_s$ ) para un sistema de aceite crudo. Esto es debido al hecho de que para un crudo es costumbre considerar la fase gaseosa que se forma en el punto de burbujeo, como gas que ha estado disuelto en la fase líquida. Esto es completamente justificable y la formación de gas en cualquier sistema puede ser considerado como gas que ha estado en solución.

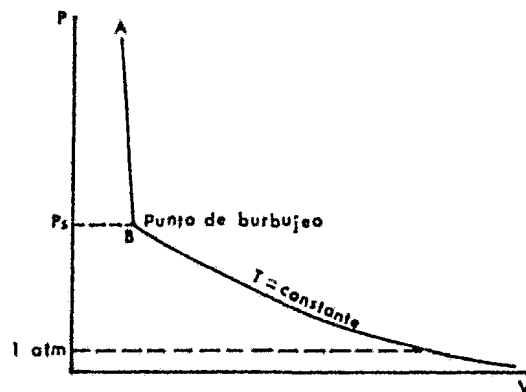


Fig. 1.9. Isoterma presión - volumen para un aceite.

Por consiguiente a la presión de saturación el líquido se considera que está siendo saturado con gas y cualquier disminución posterior en la presión da como resultado la liberación de gas en solución. Cuando la presión disminuye abajo de  $P_s$  se libera gas de la fase líquida hasta que las condiciones de equilibrio son alcanzadas entre las fases presentes.

Para un sistema de tres componentes, la representación termodinámica usando diagramas ternarios es muy útil; incluso resulta una herramienta de bastante valor para representar sistemas multicomponentes, cuando se puede considerar como formados por tres ---

pseudo-componentes. Para representar estos sistemas en un diagrama triangular se emplea un método aproximado que consiste en dividir a los componentes en tres grupos de acuerdo con su volatilidad.<sup>6</sup>

Estos grupos son:

- a) Metano y nitrógeno ( $C_1$  y  $N_2$ )
- b) Del etano al hexano ( $C_2 - C_6$ )
- c) Compuestos de mayor peso molecular que el hexano ( $C_7+$ )

El área del triángulo, figura 1.10, representa todas las combinaciones que pueden existir de los tres componentes; a cada vértice le corresponde el 100% de los componentes indicados. La concentración de cada uno de estos hidrocarburos disminuye en forma lineal a partir de los vértices, siendo de 0% en los lados opuestos respectivos.

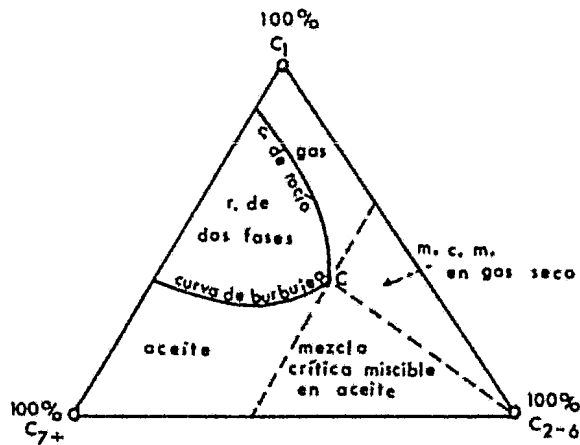


Fig. 1.10. Diagrama de fase en un sistema de tres componentes.

## REFERENCIAS

- 1.- Garaicochea, P. F.: "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, Abril, 1972.
- 2.- Standing, M. B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", Reinhold Publishing Co., New York, --- 1952.
- 3.- Amyx, J. W., Bass, D. M. Jr, and Whiting, R. L.: "Petroleum Reservoir Engineering", Mc Graw-Hill Book Company, New York, 1960.
- 4.- Mc Cain, Jr W. D.: "The Properties of Petroleum Fluids", The Petroleum Publishing Company, Tulsa, 1973.
- 5.- Burcik, E. J.: "Properties of Petroleum Reservoir Fluids", - International Human Resources Development Co., Boston, 1979.
- 6.- Maron, S. H., y Prutton, C. F.: "Fundamentos de Fisico-química", Edit. Límusa, México, 1974.

CAPITULO II  
CLASIFICACION DE YACIMIENTOS

Introducción

Las acumulaciones de gas y aceite ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas. Por lo regular, estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo estas principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas; con aberturas intergranulares o con espacios porosos debidos a diaclasas, - fracturas y efectos de disolución.

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene -- aceite, gas o ambos como un sólo sistema hidráulico conectado.<sup>1</sup> -- Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas saturadas con agua, denominadas acuíferos. También muchos yacimientos se hallan localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero común.

Bajo las condiciones iniciales del yacimiento, los hidrocarburos se pueden encontrar bien sea en estado monofásico o en dos fases. Con respecto al primer tipo, la fase puede ser líquida, - en este caso todo el gas presente está disuelto en el aceite y el yacimiento se dice que está bajosaturado. O bien, la fase puede estar en estado gaseoso, dependiendo de la composición de los fluidos y de las condiciones de presión y temperatura, el yacimiento - puede ser de gas seco, gas húmedo o de gas y condensado. Las acumulaciones de hidrocarburos que inicialmente se encuentran constituidas por una fase de gas y otra de aceite, en equilibrio termodi

(1) Referencias al final del capítulo.

námico, se denominan yacimientos saturados. Dependiendo básicamente de las composiciones de ambas fases en equilibrio, estos yacimientos cubren una gama amplia de características que van desde -- los aceites negros cuya composición es totalmente diferente al de la fase gaseosa asociada, hasta aquellos en los cuales las composiciones de ambas fases, líquida y gaseosa son similares, propias de los yacimientos conocidos como de aceite volátil.

### Parámetros de Clasificación

Anteriormente al descubrimiento de los yacimientos de gas y condensado, la clasificación de los yacimientos estuvo basada solamente en el color de los fluidos producidos y en la relación gas - aceite producida.<sup>2</sup> Sin embargo, se observó que era inapropiado clasificar los yacimientos de acuerdo a los parámetros anteriores, ya que una clasificación adecuada depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos y de la presión y temperatura del yacimiento.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, puede utilizarse para propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases. Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tendrá un diagrama de fase característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla; sufriendo modificaciones cuando debido a la extracción preferencial de fluidos o a la inyección de alguno o algunos de ellos, se altere la proporción de componentes en la mezcla.

Desde el punto de vista anterior, las diferentes acumulaciones de hidrocarburos pueden caracterizarse de acuerdo a la posición que toman sus fluidos en el diagrama de fases y a la línea -- que describe la evolución de los mismos, desde el yacimiento hasta la superficie durante la explotación.

Los parámetros de utilidad para clasificar los fluidos de un yacimiento petrolífero, pueden dividirse en dos grupos: aquellos que se miden en el campo, durante las pruebas de producción y aquellos que se obtienen en el laboratorio, simulando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, con decrementos de presión sobre muestras representativas de los fluidos a la temperatura del yacimiento.

### Parámetros Medidos en la Superficie(3)

Temperatura del Yacimiento. Depende de la profundidad y del gradiente geotérmico local, su medición se hace bajando en pozos seleccionados termómetros de máxima del rango adecuado o bien a partir de registros continuos que describan el perfil de temperatura; ambos debidamente calibrados. A menos que durante alguna etapa de la explotación, se inyecten fluidos que afecten la temperatura, ésta se considera constante durante la vida del yacimiento.

Presión del Yacimiento. Depende de la profundidad, el gradiente hidráulico y de la existencia o no de presiones anormales en la zona de ubicación del yacimiento; su variación es desde una presión inicial hasta una presión de abandono al final de la vida productiva del mismo. Su medición se logra bajando dentro de la tubería de producción un registrador de presión tipo Amerada, el cual proporciona una gráfica de la variación de la presión con la profundidad o una gráfica de presión contra tiempo, las que debidamente interpretadas, proporcionan valores representativos de la presión.

Volumen de Aceite Producido en un Período dado. Este es indicativo del potencial de un pozo y debe ser medido con equipo debidamente calibrado a condiciones estabilizadas de flujo, las que se logran después de una adecuada preparación del pozo.

Relación Gas - Aceite de Producción. Se define como la relación volumétrica del gas y aceite producidos en la unidad de tiempo, depende del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento.

Densidad. La densidad de los fluidos producidos depende fundamentalmente de su composición; ocasionalmente se mide la densidad del líquido producido directamente en el campo, utilizando densímetros o termodensímetros, generalmente se colectan muestras de líquido y gas producidos y se envían al laboratorio para medir esta propiedad.

Color. El color del líquido producido en el tanque, depende del tipo de fluidos de que se trate y generalmente es una apreciación visual la que los califica; generalmente son más oscuros a medida que aumenta su contenido de componentes pesados.

#### Parámetros Medidos en el Laboratorio

En el capítulo siguiente se describirá más ampliamente lo referente a aquellos parámetros que se determinan en el laboratorio.

### Típos de Yacimientos<sup>(3)</sup>

A continuación se hace una breve discusión de las consideraciones de clasificación para los yacimientos más frecuentemente encontrados.

#### Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento

La figura 2.1, muestra un diagrama de fases típico de un yacimiento de los conocidos, como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamados de aceite negro.

Sus líquidos son fluidos; cuyo contenido de componentes intermedios,  $C_3$  a  $C_6$ , es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados,  $C_7$ . La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondembra y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío. Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo o de saturación de sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, punto A, se dice que se trata de un yacimiento bajosaturado; si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo de sus fluidos, (A'), se dice que el yacimiento es, o está, saturado. En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases y dan lugar a relaciones gas - aceite bajas, generalmente menores de  $200 \text{ m}^3 \text{ g/m}^3$ , con aceites negros o verde negruzco de alta densidad, más de  $0.85 \text{ gr/cm}^3$ , siendo el gas generalmente pobre en licuables, menor de  $30 \text{ bl/10}^6 \text{ pie}^3$ .

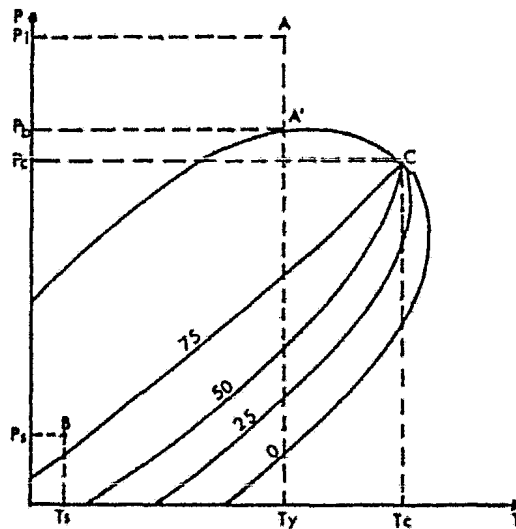


Fig. 2.1. Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento<sup>3</sup>.



### Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento

En la figura 2.2, se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como de aceite y gas disuelto de alto encogimiento o volátil. En él se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, que su punto crítico está cerca de la cricondembra y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios. La denominación de volátiles se deriva de la característica particular de que al ser la temperatura del yacimiento cercana a la crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes. Es obvio, que para este tipo de yacimientos la proporción de gases y líquidos en la producción se verá fuertemente influenciada por las condiciones de presión y temperatura de separación, así como por el número de etapas que se empleen, condiciones que se situarán siempre, en la región de dos fases del diagrama.

Este tipo de yacimientos producen generalmente un líquido café-oscuro, con una densidad de aceite entre 0.85 y 0.75 gr/cm<sup>3</sup>; relaciones gas - aceite instantánea entre 200 y 1000 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o; factor de volumen del aceite mayor que 2; el contenido de licuables en el gas es fuertemente dependiente de las condiciones y etapas de separación y puede ser tan alto como 70 bl/10<sup>6</sup>pie<sup>3</sup> ó más. Como en el tipo anterior, puede tratarse de yacimientos bajosaturados o saturados, dependiendo de si la presión en el yacimiento es mayor, igual o menor que la presión de burbujeo de sus fluidos.

### Yacimientos de Gas y Condensado

La figura 2.3, corresponde al diagrama de fases típico de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; caso que se pre

senta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico cae generalmente a la izquierda de la cricondenterma y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbujeo. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en su presión y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas - aceite que varían aproximadamente entre los 1000 y 10000  $\text{m}^3/\text{m}^3$ , variando el contenido de licuables en el gas según las condiciones y el número de etapas de separación, pero siendo, generalmente, entre 50 y 70  $\text{bl}/10^6 \text{pie}^3$ . El líquido recuperable es en general de coloración ligeramente café o pajiza, con densidades que varían entre 0.80 y 0.75  $\text{gr}/\text{cm}^3$  (mayores de 45 °API).

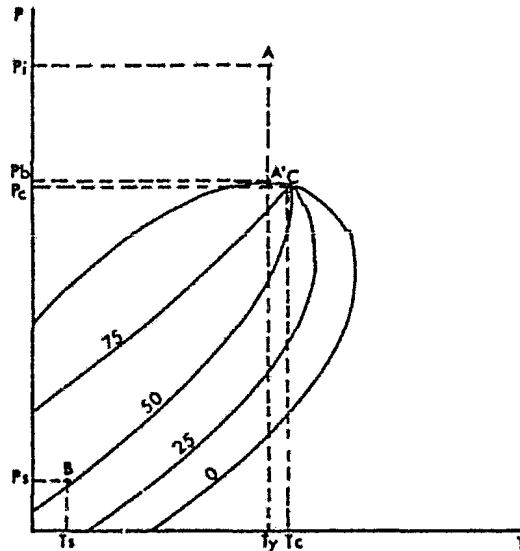


Fig. 2.2. Yacimiento de aceite y gas disuelto de alto encogimiento.

Al disminuir la presión en estos yacimientos, por debajo de la correspondiente presión de rocío, en el medio poroso se inicia la formación de una fase líquida por condensación del gas, como - lo muestra la trayectoria de depresionamiento a temperatura del - yacimiento; la condensación continúa creciendo hasta un máximo, - relacionado a un cierto valor de presión, este volumen de líquido máximo generalmente representa un porcentaje bajo del total de los fluidos, tal que no alcanza la saturación crítica del líquido. - Aunque es cierto que al continuar bajando la presión parte de este condensado retorna a su estado gaseoso; el volumen que permanece como líquido, por estar formado por los componentes de mayor - valor comercial de la mezcla, representa una parte valiosa del yacimiento que queda atrapada en el medio poroso, a menos que se implemente algún proceso de explotación para evitar la condensación retrógrada y/o evaporar el ya formado.

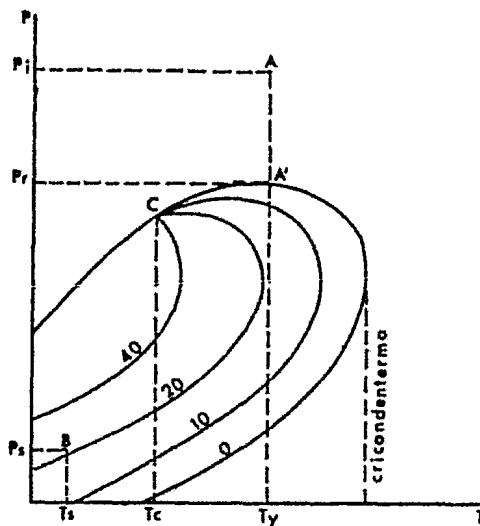


Fig. 2.3. Yacimiento de gas y condensado.<sup>3</sup>

### Yacimiento de Gas Húmedo

El diagrama de fase correspondiente a un yacimiento de gas -

húmedo, se presenta en la figura 2.4; en ella puede observarse -- que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla y por tal razón, nunca se tendrá dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas - aceite que varían entre 10 000 y 20 000  $\text{m}^3/\text{m}^3$ , el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores de  $0.75 \text{ gr/cm}^3$  (mayores de 60 °API) y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, menos de  $30 \text{ bl}/10^6 \text{ pie}^3$ .

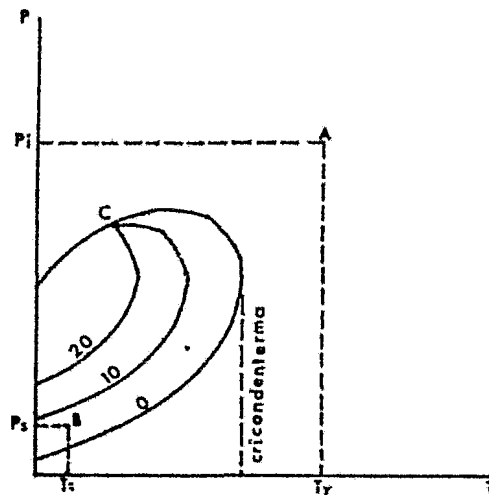


Fig. 2.4. Yacimiento de gas húmedo<sup>3</sup>.

#### Yacimientos de Gas Seco

Un último tipo de yacimientos, es el que se conoce como yacimiento de gas seco, cuyo diagrama de fase se presenta en la figura 2.5. Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso. Teórica--

mente los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas - aceite mayores de  $20\ 000\ \text{m}^3/\text{m}^3$ , (4) se considera gas seco.

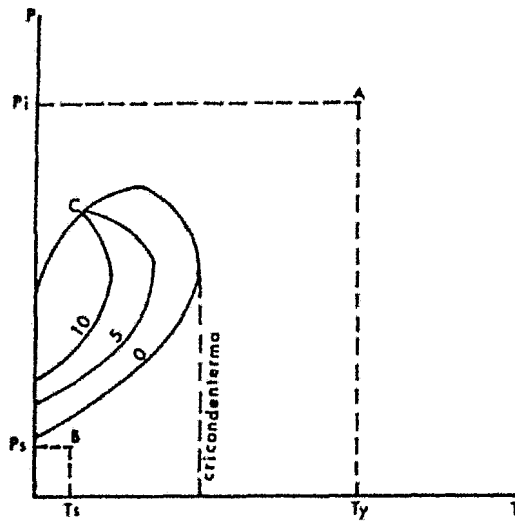


Fig. 2.5. Yacimiento de gas seco<sup>3</sup>.

## REFERENCIAS

- 1.- Craft, B. C., and Hawkins, M. F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice - Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., 1959, p. 20.
- 2.- Allen, J. C.: "Factors Affecting the Classification of Oil - and Gas Wells", API Drilling and Production Practice, 1952, pp. 118.
- 3.- Méndez, L. T., Teyssier, S. J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista IMP, vol. XI, No. 4, México, D. F. Octubre, 1979, pp. 21 - 33.
- 4.- Standing, M. B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", Reinhold Publishing Corporation, New - York, 1952, p. 27.

## CAPITULO III

### METODOS DE LABORATORIO PARA LA DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS PVT DE UN FLUIDO

#### Introducción

Para predecir el comportamiento que experimentan los fluidos que saturan el medio poroso, al variar la presión durante la explotación del yacimiento, es de uso común en la industria petrolera - hacerlo a través de estudios de laboratorio denominados análisis - Presión - Volumen - Temperatura (PVT), efectuados sobre muestras - de fluidos representativos del yacimiento en cuestión. Aunque dicho comportamiento también puede conocerse usando técnicas analíticas o por correlaciones, debido a que no se disponen de ecuaciones de estado confiables que puedan utilizarse sin restricciones, además de que dichas ecuaciones requieren como información de entrada la composición de la mezcla de hidrocarburos, que en general no se dispone, y que las correlaciones desarrolladas estén limitadas en su aplicación para ciertas condiciones de presión, temperatura y - composición; se ha encontrado en el procedimiento experimental el método apropiado para la obtención de dicha información.

La técnica seguida en el laboratorio durante el análisis PVT, dependerá básicamente del tipo de fluidos, de las condiciones de - presión y temperatura del yacimiento, así como de la etapa de agotamiento de presión que se desee simular. Para las condiciones -- del yacimiento en que la presión sea mayor o igual a la de burbuja o de rocío correspondiente, los fluidos estarán en una sola fase y es válido considerar que la composición de la mezcla de hidrocarburos que entran a los pozos productores es la misma que permanece -

en el medio poroso. Cuando la presión en el yacimiento alcanza -- las condiciones de saturación o de rocío se inicia la formación de una segunda fase, a expensas de la original, provocando cambios -- sustanciales en la composición de los fluidos que se producen.

En los yacimientos de aceite de bajo o alto encogimiento, se inicia la liberación de gas en forma de burbujas aisladas que permanecen en los poros de la roca, las cuales van incrementándose -- con posteriores decrementos de presión, llegando a constituir una segunda fase que se mueve simultáneamente con la fase líquida hasta los pozos productores, durante este período la proporción de -- componentes que constituyen la mezcla de hidrocarburos cambia continuamente, siendo más marcado para los de aceite volátil.

#### Métodos de Laboratorio

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, resulta necesario simular el comportamiento de los fluidos en el laboratorio mediante diferentes procedimientos, con tal de considerar las características más importantes de las diferentes etapas de agotamiento de presión que experimentan los fluidos. Así, para simular la etapa de agotamiento de presión hasta alcanzar la de burbuja o rocío, se emplea lo que se conoce como "Separación Flash", que se caracteriza por efectuarse manteniendo la composición del sistema constante. - Para aceites de bajo encogimiento, el análisis se continúa siguiendo el método denominado separación diferencial convencional, en el cual, en cada decremento de presión se extrae todo el gas liberado, simulando así la producción del gas libre y la variación composicional del aceite remanente en el yacimiento durante esta etapa.

En yacimientos de gas y condensado, una segunda fase se formará por la condensación de gas, constituyendo un líquido que en la mayoría de los casos permanecerá inmóvil al no alcanzar las condiciones de saturación crítica. Dicha condensación alcanza un valor



máximo a una presión determinada, a partir de la cual se empieza a revaporizar con posteriores decrementos de presión. De los casos reportados en la literatura, el máximo condensado, en porcentaje del volumen poroso de hidrocarburos, es del orden del 30%. Sin embargo, para algunos yacimientos del área de Huimanguillo, Tabasco, alcanza valores de 50%, para los cuales la consideración de que el condensado permanece inmóvil pudiera resultar alejada de la realidad. Para este tipo de yacimientos y en general, para yacimientos con fluidos con altas proporciones de hidrocarburos intermedios o licuables, un análisis PVT con agotamiento a volumen constante representa más fielmente la vida productiva de este tipo de yacimientos, en el que se determina con precisión el rango de presiones en que se presenta la condensación retrógrada y su magnitud, como porcentaje del volumen ocupado por los hidrocarburos a la presión de rocío. Tal análisis, sólo puede llevarse a cabo en celdas de análisis PVT especiales de sección transversal constante, con ventanas que permitan rastrear el comportamiento de fase de los fluidos y utilizar métodos precisos para realizar la medición indirecta de los volúmenes.

A continuación se describen los métodos de laboratorio mencionados anteriormente. Estos métodos difieren fundamentalmente en la forma de simular el agotamiento de la presión del yacimiento debido a la producción. En ambos se efectúa una separación flash o instantánea a composición y temperatura de yacimiento constante y una separación diferencial que simula el agotamiento gradual de la presión del yacimiento abajo de la Fb o Pr.

#### Análisis PVT Convencional

Separación Flash. La separación flash o instantánea, también llamada en equilibrio, consiste en efectuar el cambio de presión, mediante cambios en el volumen ocupado por la muestra; operación en la que se determina con precisión el punto de burbuja o el punto de rocío. La separación es la misma independientemente del ti-

po de análisis de laboratorio que se trate.

El análisis se inicia con una muestra de fluidos del yacimiento en una celda de alta presión a temperatura de yacimiento y a una presión excedida de la presión inicial de éste. El volumen interior de la celda bajo estas condiciones es conocido; la presión en la celda se reduce, incrementando el espacio disponible para los hidrocarburos mediante la extracción de mercurio de ella.

La figura 3.1, representa esquemáticamente una separación flash. Después de cada decremento de presión, se registran la nueva presión y los cambios de volumen, repitiéndose este procedimiento hasta que aparece la primera burbuja de gas, en el caso de la presión de burbujeo o la primera gota de líquido, en el caso de la presión de rocío.

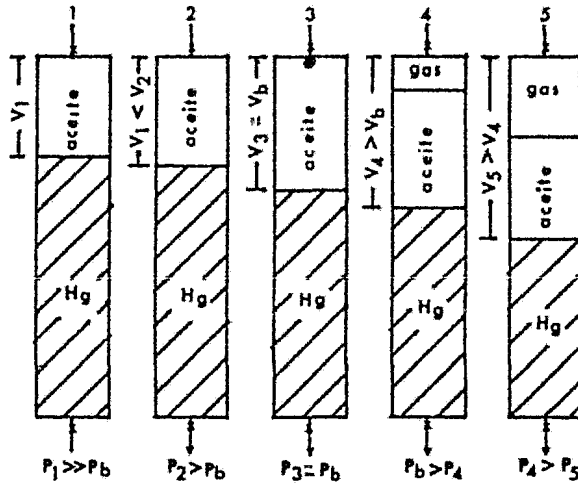


Fig. 3.1. Representación esquemática de una separación flash.

Después de la aparición de la segunda fase el procedimiento continúa, estableciéndose el equilibrio de la muestra después de cada cambio de volumen. Para obtener el equilibrio, la muestra --

se agita por medio de un balancín, hasta que no se registran cambios en la presión de la celda. El procedimiento termina cuando se alcanza la capacidad de la celda.

La separación flash se basa en la consideración de que la mezcla de hidrocarburos analizada no cambia su composición. Los hidrocarburos permanecen a lo largo de toda la prueba en el interior de la celda, la composición total de la mezcla será la misma que la composición original.

Separación Diferencial Convencional. La etapa de agotamiento de presión de un yacimiento abajo de la presión de burbuja a temperatura de yacimiento, se simula en el laboratorio mediante una secuencia de etapas de liberación instantánea, figura 3.2. En cada decremento de presión se lleva a cabo la extracción total del gas liberado, dejando únicamente dentro de la celda la fase líquida.

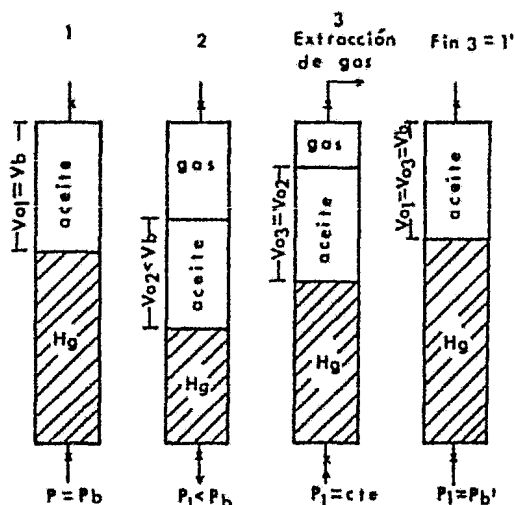


Fig. 3.2. Representación esquemática de una etapa de separación diferencial convencional.

El proceso se inicia teniendo la muestra en el interior de la celda a la presión de burbujeo y temperatura de yacimiento, la ---

cual se mantiene constante durante todo el proceso. Como se indica en la figura 3.2, el casquete de gas formado en cada etapa, se extrae de la celda a presión constante, lo que se logra inyectando mercurio simultáneamente a la celda. Al gas extraído se le mide su volumen y se atrapan muestras representativas para su análisis composicional y determinación de su densidad por el método gravimétrico.

El volumen de gas y aceite en equilibrio dentro de la celda se determina por balance de masa, utilizando para ello los volúmenes inyectados y extraídos de mercurio, además de los factores de calibración de los diferentes componentes del equipo. Debido a que en este proceso el gas liberado se extrae de la celda, como consecuencia la composición del material remanente cambiará progresivamente durante la prueba.

#### Análisis PVT a Volumen Constante

Separación Diferencial a Volumen Constante. Durante este proceso, figura 3.3, a medida que se agota la presión y a diferencia del método convencional en el que se extrae todo el gas liberado, se extrae sólo una parte del gas a presiones menores que la presión de burbujeo o de rocío, manteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de burbujeo o de rocío; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete de gas cada vez más grande.

#### Métodos para determinar las condiciones de separación en la superficie

Los fluidos que desde el fondo del pozo viajan hasta la super

ficie, experimentan una disminución continua de presión y temperatura que originan a su vez cambios en la composición. Sin embargo, por llegar a la superficie a condiciones de presión y temperatura mayores que la atmosférica, son fluidos no estabilizados, es decir, muchos componentes que se encuentran en la fase líquida --- tienden a vaporizarse, y viceversa, componentes que están formando la fase gaseosa, al cambiar las condiciones tenderán a condensarse. Por lo que para lograr la estabilización de los fluidos producidos en forma eficiente, se hacen pasar por dispositivos que trabajan a ciertas condiciones de presión y temperatura, conocidos comúnmente como baterías de separación. Los equipos convencionales de separación están diseñados para provocar caídas bruscas de presión, separándose de esta manera una fase líquida y una gaseosa, las cuales permanecen casi sin cambiar su temperatura de llegada.

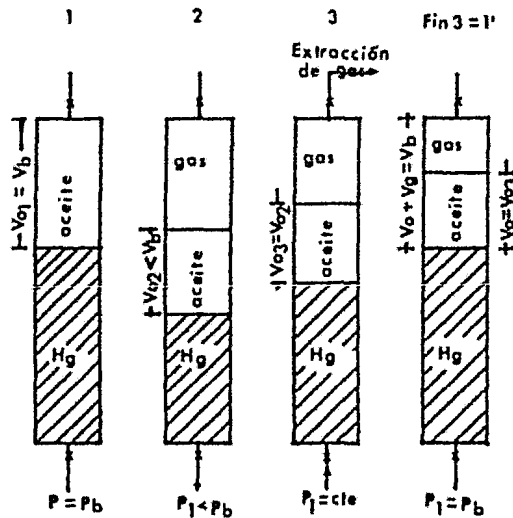


Fig. 3.3. Representación esquemática de una etapa de separación diferencial en el método a volumen constante.

El tipo anterior de separación ha sido utilizado en México para todos los tipos de fluidos producidos. Sin embargo, para fluidos de yacimientos de aceite volátil y de gas condensado, en los -

cuales las fases líquida y gaseosa son muy ricas en componentes intermedios ( $C_2 - C_5$ ), como los que se están explotando en el área de Huimanguillo, Tab., la separación en la superficie deberá hacerse en forma diferente a la convencional, debido a que como estos yacimientos tienen además asociada altas temperaturas; las fases líquida y gaseosa obtenidas de una separación convencional, por estar aún a temperaturas mayores que la atmosférica, contendrán cantidades significativas de componentes intermedios, los cuales pueden manejarse inapropiadamente o perderse, cuando se condensan en los gasoductos o vaporizan en los oleoductos o tanques de almacenamiento. Por tales razones, se cree conveniente que estos fluidos sean separados a través de sistemas que trabajen por enfriamiento.

Los métodos mencionados para simular condiciones de separación en el campo, permiten para una muestra dada, jugar con las condiciones de presión y temperatura para obtener las condiciones óptimas de operación, que serán las que proporcionen los mayores volúmenes de hidrocarburos en fase líquida.

#### Separación Convencional

Para reducir a una cantidad mínima la presencia de licuables en la fase gaseosa exige que el proceso se realice en etapas. La separación por etapas es un proceso en el cual la fase gaseosa es removida del líquido por una, dos, tres o más etapas de separación instantánea, llevadas a cabo a una presión menor que la anterior.

Para simular en el laboratorio las condiciones de separación, se utiliza un equipo constituido principalmente por una celda de acero inoxidable acoplado a una bomba de desplazamiento, un regulador de presión, el cual permite mantener los fluidos dentro de la celda a la presión de prueba y dispositivos de control y medición. El gas liberado dentro de la celda fluye fuera de ella siempre que la presión sea mayor que la de prueba fijada en el regulador de presión. La Figura 3.4 es un esquema de este equipo.

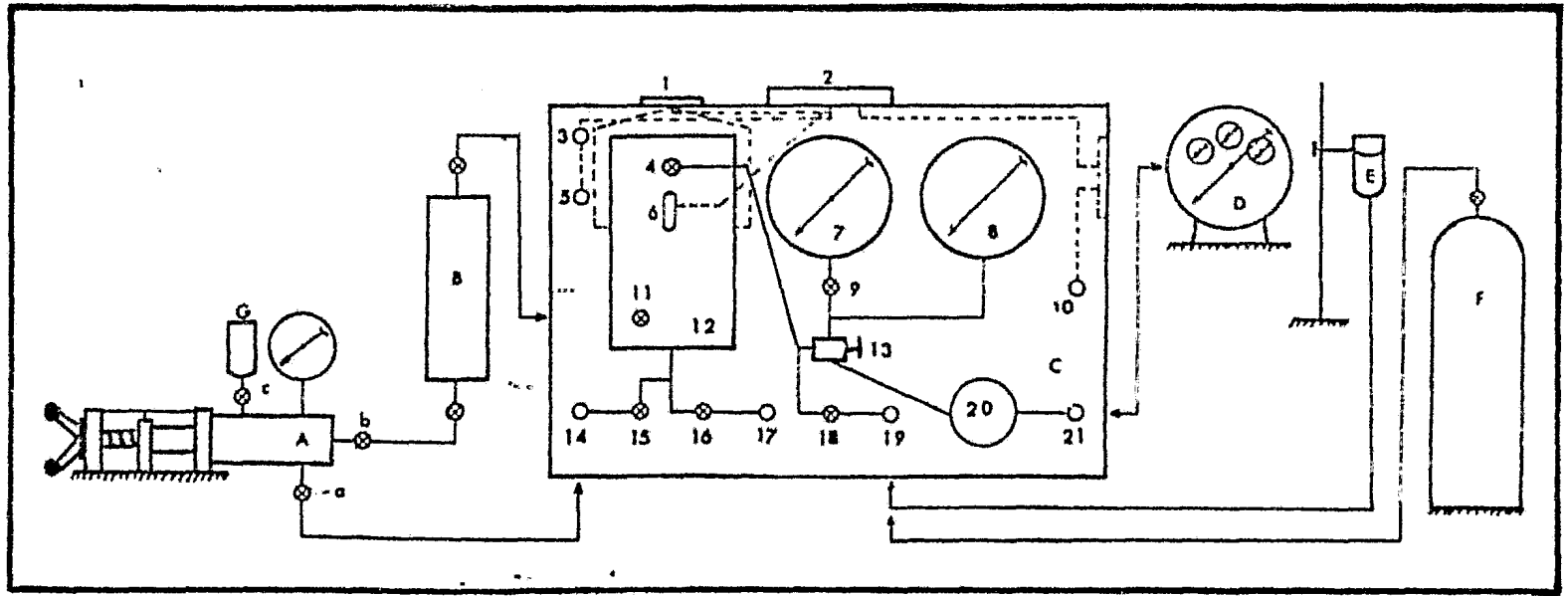


Fig. 3.4. Esquema del separador con el equipo auxiliar mostrando el sistema de flujo

Descripción del Separador Flash y Equipo Auxiliar

1. Contactos eléctricos para la camisa de calentamiento.
  2. Controlador de temperatura.
  3. Piloto indicador del nivel de mercurio.
  4. Válvula superior.
  5. Interruptor del nivel de mercurio y lámpara de la ventana.
  6. Ventana de la cámara.
  7. Manómetro de baja presión.
  8. Manómetro de alta presión.
  9. Válvula que aísla el manómetro de baja presión.
  10. Toma de corriente.
  11. Válvula que controla entrada de muestra al separador.
  12. Camisa de calentamiento.
  13. Válvula de tres pasos, aísla manómetros y salida de gas.
  14. Conexión a bomba de desplazamiento de mercurio.
  15. Válvula que controla la entrada de mercurio al separador.
  16. Válvula que controla la salida de muestra y solvente del separador.
  17. Tubo para salida de muestra y solvente.
  18. Válvula que controla la entrada de nitrógeno y solvente.
  19. Conexión para cilindro de nitrógeno o depósito de solvente.
  20. Regulador de contrapresión.
  21. Conexión a medidor de gas.
- 
- A. Bomba de desplazamiento de mercurio.
  - B. Botella Portamuestra.
  - C. Separador flash y tablero de control.
  - D. Medidor de gas.
  - E. Depósito de solvente.
  - F. Cilindro de nitrógeno.

Líneas llenas - Conexiones de acero inoxidable.

Líneas punteadas - Conexiones eléctricas.



En este proceso la temperatura de los fluidos no sufre cambios sustanciales al pasar de una etapa de separación a otra.

### Separación a Baja Temperatura

Por las características composicionales de los fluidos producidos de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado y de las altas temperaturas con que llegan a la superficie, las fases gaseosa y líquida obtenidas por separación convencional resultan muy inestables, aún a presiones atmosféricas, dando como resultado altas condensaciones de líquidos en el sistema de transporte de gas y evaporación de líquido en los tanques de almacenamiento, debido a que después de separadas las fases se mantienen aún a temperaturas relativamente altas.

El empleo de un sistema de separación a baja temperatura, además de proporcionar un mayor rendimiento en la recuperación de hidrocarburos líquidos, el gas separado presenta un menor contenido de hidrocarburos ligeros y vapor de agua, lo cual reduce notablemente la condensación de líquidos durante su transportación, disminuyendo los problemas de operación y mantenimiento del sistema de transporte, tales como: disminución de la capacidad de los gasoductos, formación de incrustaciones, corrosión de tuberías, presencia de líquidos en las plantas de tratamiento, etc.

Para bajar la temperatura a una corriente de fluidos existen dos formas: una consiste en inducir una caída de presión con lo que se tiene una expansión isoentálpica. Este proceso presenta el inconveniente de que el gas separado debe ser comprimido para su transportación. La otra forma más frecuentemente recomendada es disminuir la temperatura mediante el uso de un sistema de refrigeración mecánica, dicho sistema absorbe el calor de la corriente de gas usando un fluido de refrigeración. En este sistema las caídas de presión son mínimas, por lo que se reducen los requerimientos de potencia para su transporte.

Principios de la Separación a Baja Temperatura. Este proceso se basa en el efecto Joule-Thompson, que dice que: "al expandirse un gas real desde una determinada presión a otra inferior, el mismo experimenta una disminución en la temperatura". Se aprovecha la elevada presión disponible en la boca del pozo para provocar la expansión del gas separado primeramente, de manera que disminuya su temperatura hasta un valor inferior a la de la formación de hidratos, lográndose la formación controlada de los mismos, su separación y por lo tanto, el gas disminuirá su contenido de agua hasta valores deseados.

Un efecto secundario muy importante, es la condensación adicional de hidrocarburos líquidos por acción de la baja temperatura.

De esta forma, se obtiene un gas con un contenido de agua apto para su transporte en gasoductos y una separación de condensables mucho mayor que la que se obtendría por un método de separación convencional.

### Comportamiento de Gases y Líquidos

El conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos que existen en forma natural en los yacimientos, y de sus variaciones con cambios en presión y temperatura, son necesarios para poder evaluar a condiciones de superficie los volúmenes que se esperan producir de un volumen unitario del yacimiento. Por tal razón, en esta sección se presentarán las herramientas con que se dispone para determinar dichas propiedades así como algunas definiciones de los parámetros que pueden ser obtenidos a partir de la información generada de un análisis P.V.T. Se presentará primero lo relativo al comportamiento de los gases, y posteriormente para los líquidos.

### Propiedades Físicas de los Gases

Para el estudio del comportamiento PVT de los gases, se han desarrollado un gran número de ecuaciones de estado, aquí se presentan las que más frecuentemente se usan en la industria petrolera.

Los hidrocarburos gaseosos no cumplen en general, con el comportamiento PVT de los gases perfectos, sin embargo, las leyes de los gases pueden ser utilizados dentro de ciertos límites para predecir el comportamiento introduciendo un factor de corrección.

La ecuación básica resulta de combinar las leyes de Boyle-Charles para un gas ideal. Suponer un gas cuyo volumen es  $V_1$  a  $P_1$  y  $T_1$  y que sigue al siguiente proceso para alcanzar un volumen  $V_2$  a  $P_2$  y  $T_2$ .

$$\boxed{V_1, T_1, P_1} \quad \begin{array}{l} T_1 = \text{cte} \\ \text{1}^\circ \text{ paso} \end{array} \quad \boxed{V, P_2, T_1} \quad \begin{array}{l} P = \text{cte} \\ \text{2}^\circ \text{ paso} \end{array} \quad \boxed{V_2, P_2, T_2}$$

En el primer paso la temperatura se mantiene constante, como la masa de gas no varía en el proceso, podemos aplicar la ley de Boyle.

$$P_1 V_1 = V P_2 \quad \text{o} \quad V = \frac{P_1 V_1}{P_2} \quad V \text{ a } P_2 \text{ y } T_1 \quad (1)$$

En el segundo paso la presión se mantiene constante, y se cambia la temperatura a un valor de  $T_2$ , podemos entonces aplicar la ley de Charles.

$$\frac{V}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad \text{o} \quad V = \frac{V_2}{T_2} T_1 \quad V \text{ a } P_2 \text{ y } T_1 \quad (2)$$

Igualando las dos expresiones para el volumen V:

$$\frac{P_1 V_1}{P_2} = \frac{V_2}{T_2} T_1 \quad \text{o} \quad \frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{V_2 P_2}{T_2} = C \quad (3)$$

En general  $\frac{PV}{T} = C$

Significa que al multiplicar el volumen de una mole de cualquier gas por la misma presión P y dividiendo por la misma temperatura T, se obtiene:

$$\frac{PV}{T} = R \quad (4)$$

Donde R es la misma para todos los gases. Su valor depende únicamente de las unidades en que se expresen P, V, T y n.

Para n moles, la ecuación anterior queda:

$$PV = nRT \quad (5)$$

Esta expresión se conoce como la ecuación general de los gases ideales.

Donde P = presión, V = volumen, n = número de moles, R = constante de los gases y T = temperatura absoluta.

Si P se expresa en atm, V en litros, T en °K y las n moles en gr-mol. En este sistema Avogadro establece que 1 gr-mol. de cualquier gas ocupa 22.4 litros a 273.0 °K y 1 atm. El valor de R se obtiene sustituyendo estos valores en la siguiente expresión.

$$R = \frac{PV}{nT}, \quad \text{si } n = 1 \text{ gr-mol}, \quad R = \frac{1 \text{ atm} \times 22.4 \text{ litros}}{1 \text{ gr-mol} \times 273 \text{ °K}}$$

$$R = 0.0821 \quad \left[ \frac{\text{litros} \cdot \text{atm}}{^\circ\text{K} \cdot \text{gr-mol}} \right]$$

En la siguiente tabla se incluyen otros valores de R:

Tabla 2. Valores de la constante universal de los gases

P	V	T	n	R
atm	cc	$^\circ\text{K}$	gramo-mol	82.060
atm	pie <sup>3</sup>	$^\circ\text{K}$	lb-mol	1.314
atm	pie <sup>3</sup>	$^\circ\text{R}$	lb-mol	0.730
psia	pie <sup>3</sup>	$^\circ\text{R}$	lb-mol	10.732

Una aplicación inmediata de la expresión anterior, es el cálculo de la densidad y peso específico de los gases ideales.

Se define la densidad de una sustancia como su masa por unidad de volumen. Por consiguiente, de la ecuación de estado de un gas ideal:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{P M}{R T} \quad (6)$$

El peso específico  $\gamma$  se define como peso por unidad de volumen y puesto que depende de la aceleración de la gravedad local:

$$\gamma = \rho_g \quad (7)$$

La gravedad específica o densidad relativa (SG) de una sustancia gaseosa, se define como la razón de la densidad de dicho gas a determinada presión y temperatura a la densidad del aire a las mismas condiciones, generalmente 60  $^\circ\text{F}$  y presión atmosférica. Mientras que la densidad de los gases varía con la temperatura y la presión, la densidad relativa SG es independiente de estos factores, siempre y cuando el gas siga la ley de los gases ideales. A

partir de la ec. (6), la densidad del aire es:

$$\rho_{\text{aire}} = \frac{28.97 P}{R T}$$

por lo tanto, la densidad relativa de un gas ideal es:

$$SG = \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{P M/R T}{28.97 P/R T} = \frac{M}{28.97} \quad (8)$$

La expresión (8) indica que para calcular la SG de un gas basta dividir su peso molecular por el correspondiente del aire.

#### Propiedades de los Gases Reales

En realidad no existen gases perfectos; sin embargo, muchos gases cerca de la temperatura y presión atmosféricas se aproximan al comportamiento ideal. El gas perfecto o ideal puede definirse como el gas cuyo volumen se reduce a la mitad cuando la presión se dobla, y cuya presión se duplica, si manteniendo su volumen constante, la temperatura del sistema se incrementa en dos veces. Esto no es más que los enunciados específicos de las leyes de Boyle y Charles. En los gases naturales, se observa que si el volumen del gas se comprime a la mitad de su volumen original, la presión resultante será menor de dos veces la presión inicial; es decir, el gas natural es más compresible que el gas perfecto.

Factor de Desviación del Gas. Debido a que el volumen de un gas se reduce a menos de su mitad si se dobla la presión, se dice que el gas es supercompresible. El valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas, se denomina factor de supercompresibilidad o, más frecuentemente, factor de compresibilidad. También se le llama factor de desviación

del gas y su símbolo es  $z$ . Este factor adimensional varía por lo general entre 0.70 y 1.20; 1.00 representa el comportamiento ideal.

El factor de desviación del gas se define como la razón del volumen realmente ocupado por un gas a determinadas presión y temperatura al volumen que ocuparía si fuese ideal, es decir:

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

Sustituyendo esta ecuación en la ecuación de estado de los gases ideales, se obtiene la siguiente expresión para los gases reales.

$$P \left( \frac{V_r}{z} \right) = n R T \quad \text{o} \quad P V_r = z n R T$$

$$\frac{P_1 V_1}{z_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{z_2 T_2} \quad (9)$$

donde  $V_r$  es el volumen real del gas;  $z_1$ , es el factor de desviación del gas a  $P_1$  y  $T_1$ ; y  $z_2$ , es el factor de desviación del gas a  $P_2$  y  $T_2$ .

De la ecuación (9), una expresión para  $z$ , será:

$$z = \frac{P V_r}{n R T} \quad (10)$$

Si  $V$  es el volumen molar la ecuación será:

$$z = \frac{P V}{R T} \quad (11)$$

El factor de desviación del gas debe determinarse para cada gas a las condiciones de presión y temperatura dadas, ya que varía

para cada gas o mezcla de gases y para cada temperatura y presión.

El factor de desviación del gas libre o disuelto se mide generalmente en el laboratorio de muestras de gas obtenidas durante la separación diferencial.

El factor de desviación del gas se determina por lo general, midiendo el volumen de una muestra de gas a determinadas condiciones de presión y temperatura, y calculando el volumen de la misma cantidad de gas suponiendo un comportamiento ideal.

De la ecuación (9), donde el subíndice 1 representa las condiciones del yacimiento y el subíndice 2 las condiciones estándar. - Como  $z_2 = 1$  esta ecuación puede ser resuelta para  $z_1$  teniendo:

$$z_1 = \frac{P_1 V_1 T_2}{P_2 V_2 T_1} \quad (12)$$

La ecuación de estado para gases reales se aplica a continuación para calcular las siguientes propiedades de la fase gaseosa.

Densidad del Gas. De la ecuación (8), se deriva una expresión para calcular la densidad del gas, en la forma siguiente:

$$P V = z n R T$$

$$P V = z \frac{m}{M} R T \quad (13)$$

como  $\rho_g = \frac{W}{V}$

entonces  $\rho_g = \frac{P M_{gas}}{z R T} \quad (14)$

Una expresión en términos de la gravedad específica del gas,



para un sistema de unidades particular se deduce a continuación. -  
Escribiendo el número de moles del gas,  $n$ , como función de la gravedad específica del gas,  $SG$ , y el peso del gas,  $m$ . Recordando, -  
que el número de moles del gas es la masa del gas dividido por el peso molecular del mismo  $M$ , y que el peso molecular del gas puede establecerse como la gravedad especificada del gas multiplicada -- por el peso molecular del aire. Esto es:

$$n = \frac{m}{M} \quad \text{o} \quad n = \frac{m}{28.97 SG}$$

Substituyendo en la ecuación (13), al igual que el valor de - la constante universal de los gases para el sistema de unidades en cuestión, se obtiene:

a) La densidad del gas en lb/pie<sup>3</sup>

$$P V = z \left( \frac{m}{28.97 SG} \right) (10.73) T$$

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{28.97 SG P}{10.73 Z T}$$

$$\rho_g = \frac{2.69123 SG P}{Z T} \quad (15)$$

Donde:  $P$  en Psia y  $T$  en °R.

b) La densidad del gas en gr/cc.

$$P V = z \left( \frac{m}{28.97 SG} \right) (82.060) T$$

$$\rho_g = \frac{0.353034 SG P}{Z T} \quad (16)$$

Donde:  $P$  en atm y  $T$  en K.

Las ecuaciones (15) y (16), pueden ser utilizadas para calcular la densidad de cualquier gas a cualquier presión y temperatura, después de evaluar el factor de desviación del gas a las mismas -- condiciones.

Densidad Relativa. Como se dijo anteriormente, la densidad - relativa está definida como:

$$SG = \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{M}{28.97}$$

Para el caso de una mezcla de gases:

$$SG = \frac{M_a}{28.97}$$

Donde:  $M_a$  es el peso molecular medio o aparente de la mezcla.

De la ecuación (8), se observa que la densidad relativa de un gas es igual a la relación de la masa de un volumen dado de gas a la masa de un volumen igual de aire seco medido a la misma presión y temperatura. Este concepto es la base para la medición directa de la densidad relativa del gas en el laboratorio como se indica a continuación.

Los pesos de un bulbo o balón de vidrio vacío y lleno de aire a la presión atmosférica, se determina en una balanza analítica. - Posteriormente, el bulbo con vacío se utiliza para atrapar el gas de interés a presión atmosférica y se pesa. El peso del gas dividido por el peso del aire seco será igual a la densidad relativa, a condición de que el peso de los gases sea determinado a la misma presión y temperatura.

Compresibilidad del Gas. La compresibilidad del gas está definida como el cambio fraccional en el volumen por unidad de cambio de presión, mientras la temperatura se mantiene constante. --

Por definición:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (17)$$

De la ecuación de estado de los gases reales (9), diferenciando con respecto a la presión, manteniendo la temperatura constante, se obtiene:

$$\frac{dV}{dP} = \frac{nRT}{P} \frac{dz}{dP} - \frac{znRT}{P^2}$$

$$\frac{dV}{dP} = nRT \left( \frac{dz}{P dP} - \frac{z}{P^2} \right)$$

$$= \left( \frac{znRT}{P} \right) \frac{1}{z} \frac{dz}{dP} - \left( \frac{znRT}{P} \right) \frac{1}{P}$$

$$\frac{1}{V} \times \frac{dV}{dP} = \frac{1}{z} \frac{dz}{dP} - \frac{1}{P}$$

Substituyendo esta última expresión en la ecuación (17), se tiene el coeficiente de compresibilidad isotérmica de un gas real.

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left( \frac{dz}{dP} \right)_T \quad (18)$$

Para un gas perfecto o ideal,  $z = 1.00$  y  $dz/dP = 0$ , y la compresibilidad es simplemente el recíproco de la presión.

Expansión Térmica del Gas. La expansión térmica, es una indicación del cambio en volumen que sufre una sustancia, como consecuencia de un cambio de temperatura, mientras la presión se mantiene

ne constante. Por definición:

$$\beta = \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \quad (19)$$

donde  $\beta$  es el coeficiente medio de expansión térmica del gas.

Diferenciando la ecuación de los gases reales con respecto a la temperatura a presión constante.

$$\left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P = \frac{zR}{P} + T \left( \frac{dz}{dT} \right)_P \cdot \frac{R}{P}$$

$$\left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P = \frac{R}{P} \left( z + T \left( \frac{\partial z}{\partial T} \right)_P \right)$$

como

$$\beta = \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P \quad (19-A)$$

entonces el coeficiente de expansión térmica de un gas real será:

$$\beta = \frac{1}{T} + \frac{1}{z} \left( \frac{dz}{dT} \right)_P \quad (20)$$

Factor de Volumen del Gas. El factor de volumen del gas,  $B_g$ , se define como el volumen del gas a las condiciones del yacimiento dividido por el volumen de la misma masa de gas a las condiciones superficiales, es decir:

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas a presión y temperatura del yacimiento}}{\text{Volumen de gas a presión y temperatura estándar}}$$

Para obtener la expresión que proporcione los valores del  $B_g$

tor de volumen del gas en función de la presión y temperatura del yacimiento, para una mezcla dada, se aplica la ecuación de estado a la ley de los gases reales, para  $n$  moles a las condiciones del yacimiento y a las condiciones superficiales, como sigue:

$$V_{c.y.} = \left( \frac{Z_y n R T_y}{P_y} \right)$$

$$V_{c.s.} = \frac{Z_{c.s.} n R T_{cs}}{P_{cs}}$$

Así, por definición, el factor de volumen del gas es:

$$B_g = \frac{V_{c.y.}}{V_{c.s.}} = \left( \frac{\frac{Z_y n R T_y}{P_y}}{\frac{Z_{cs} n R T_{cs}}{P_{cs}}} \right)$$

$$B_g = \frac{Z_y T_y P_{cs}}{Z_{cs} T_{cs} P_y} \quad (21)$$

Como el factor de compresibilidad a las condiciones estándar es igual a 1.0, por lo tanto:

$$B_g = \frac{Z_y T_y P_{cs}}{T_{cs} P_y} \quad (22)$$

Considerando las condiciones estándar de  $P_{cs} = 1.033 \text{ Kg/cm}^2$  y  $T_{cs} = 15.6 \text{ }^\circ\text{C} = 288.6 \text{ }^\circ\text{K}$ , se obtiene la siguiente ecuación - para el factor de volumen del gas:

$$B_g = \frac{Z_y T_y (1.033)}{(288.6) P_y} = 0.00358 \left( \frac{Z_y T_y}{P_y} \right) \left( \frac{\text{m}^3 \text{ a cy}}{\text{m}^3 \text{ a cs}} \right)$$

(23)

Y cuando la  $P_{cs} = 14.7 \text{ lb/pul}^2 \text{ abs (Psia)}$  y  $T_{cs} = 520 \text{ }^\circ\text{R}$ , entonces:

$$B_g = \frac{Z_y T_y (14.7)}{(520) P_y} = 0.02827 \left( \frac{Z_y T_y}{P_y} \right)$$

$$B_g \left( \frac{\text{pies}^3 \text{ g a cy}}{\text{pies}^3 \text{ g a cs}} \right) \quad (24)$$

también:

$$B_g = (0.02827 \frac{Z_y T_y}{P_y} \frac{\text{pies}^3}{\text{pies}^3}) \left( \frac{1 \text{ bl}}{5.615 \text{ pie}^3} \right)$$

$$B_g = 0.00503 \left( \frac{Z_y T_y}{P_y} \right) \left( \frac{\text{bl g a cy}}{\text{pie}^3 \text{ g a cs}} \right) \quad (25)$$

Donde T en  $^\circ\text{R}$  y P en Psia.

En la figura 3.5, se muestra la variación típica del factor de volumen del gas,  $B_g$ , en función de la presión. Se observa que  $B_g$  tiene valores muy inferiores a la unidad, debido al gran efecto de la compresibilidad.

Otras propiedades de los gases y que generalmente se obtienen de pruebas experimentales, se definen a continuación.

Razón Gas Disuelto-Aceite. La razón de solubilidad del gas en el aceite,  $R_s$ , es una función de la presión y temperatura del yacimiento, así como de la composición de ambos. Para un aceite y un gas de composición conocidas, a una temperatura constante la cantidad de gas en solución aumenta al incrementarse la presión; a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta. Para determinados valores de presión y temperatura, la cantidad de gas en solución aumenta a me

dida que las composiciones del gas y del aceite se asemejan; es decir, es mayor la solubilidad en gases de alta y en aceites de baja densidad respectivamente.

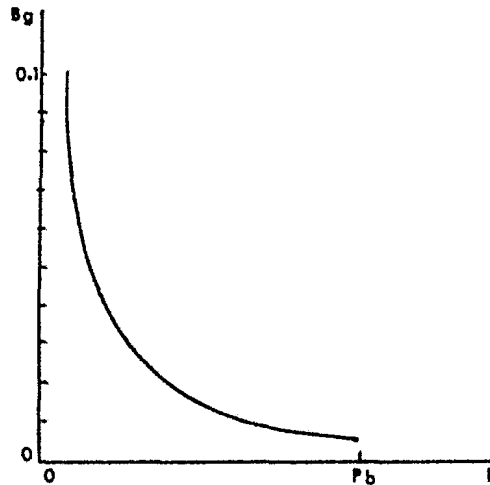


Fig. 3.5. Variación típica del factor de volumen del gas en función de la presión del yacimiento.

La relación gas disuelto - aceite,  $R_s$ , se define como la razón del volumen de gas disuelto a la presión y temperatura del yacimiento medido a las condiciones estándar, al volumen de aceite residual a las mismas condiciones estándar, es decir:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto a } P_y, T_y \text{ a c.s.}}{\text{Volumen de aceite a c.s.}}$$

La figura 3.6, muestra la forma típica de la razón gas disuelto - aceite en función de la presión del yacimiento. La curva A - corresponde a un aceite de bajo encogimiento, mientras que la curva B es típica de aceite volátil.

Como se pueda observar en la fig. 3.6, la diferencia entre -

la razón gas disuelto - aceite a la presión de burbujeo y a presiones menores que ésta, representa la cantidad de gas liberado en el yacimiento, debido a la declinación de la presión abajo de la presión de burbujeo.

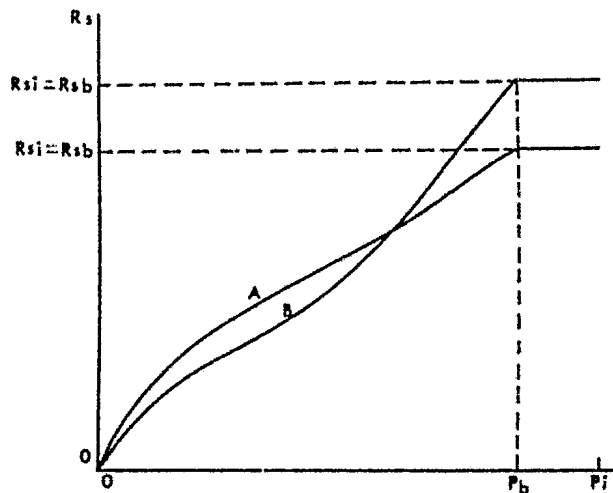


Fig. 3.6. Gráfica típica de la razón gas disuelto-aceite en función de la presión del yacimiento y a una temperatura de yacimiento constante.

A presiones mayores que la de saturación, la razón gas disuelto - aceite es constante, debido a que en estas condiciones todo el gas permanece disuelto en el aceite.

Cuando una muestra de aceite representativa del yacimiento es sometida a pruebas de liberación del gas con objeto de determinar sus propiedades físicas, la cantidad de gas liberado dependerá sobre todo del tipo de liberación que se utilice. En la figura 3.7, se observa que para un proceso de liberación flash se obtiene menor cantidad de gas liberado y mayor cantidad de aceite. Para una liberación diferencial, se tiene mayor cantidad de gas liberado y menor cantidad de aceite. Este comportamiento es propio de aceites de alto encogimiento, en los cuales el gas liberado contiene



altas concentraciones de componentes intermedios, los cuales tienen oportunidad de condensarse a presiones menores dentro de la fase líquida en equilibrio durante el proceso de separación flash, - lo que no sucede cuando se aplica el método de separación diferencial, en el cual se extrae todo el gas liberado. Un comportamiento inverso presentan los aceites de bajo encogimiento, es decir, - se obtiene mayor cantidad de líquido en una separación diferencial, al no permitir que la fase gaseosa, formada principalmente de componentes ligeros, evapore componentes de la fase líquida.

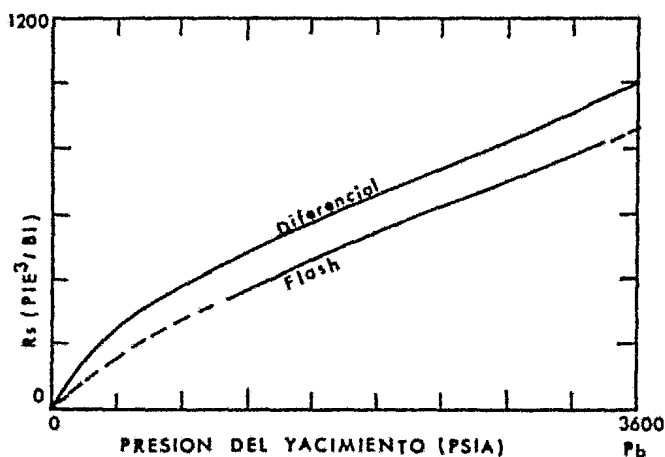


Fig. 3.7. Variación de la razón gas disuelto-aceite mediante los procesos de liberación del método convencional.

Viscosidad del Gas. La viscosidad se define comúnmente como la resistencia interna de un fluido a fluir. Sin embargo, una definición más rigurosa es la desarrollada matemáticamente. La ley de Newton de la viscosidad establece que para una rapidez de deformación angular ( $du/dy$ ) dada, el esfuerzo cortante ( $\tau$ ) es proporcional a la viscosidad ( $\mu$ ).

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} = \frac{F}{A}$$

$$\mu = \frac{F/A}{du/dy} \quad (27)$$

De la ec. (27), se desprende que las dimensiones de  $\mu$  son: --  $F L^{-2} T$ . Si la dimensión fuerza se expresa en términos de la masa, a través de la Segunda Ley de Newton,  $F = M L T^{-2}$ , las dimensiones de  $\mu$  resultan  $M L^{-1} T^{-1}$ .

La unidad Inglesa de viscosidad (que no recibe un nombre en especial) es 1 lb por seg/pie<sup>2</sup> ó 1 slug/pie por seg. La unidad en el sistema cgs, llamada poise (P), es igual a 1 dina por seg/cm<sup>2</sup>. El poise es una unidad muy grande para fluidos bajo condiciones de operación normal. Por lo que, las viscosidades se reportan comúnmente en centipoises (cP). Un poise es igual a 100 centipoises.

En el Sistema Internacional, la unidad de viscosidad en Kilogramos por metro-segundo o newtons-segundos por metro cuadrado no recibe un nombre en especial.

Frecuentemente se conoce a la viscosidad  $\mu$  bajo el nombre de viscosidad absoluta o viscosidad dinámica, con el fin de diferenciarla de la viscosidad cinemática  $\nu$ ; que es el cociente de la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido.

$$\nu = \mu/\rho$$

Las dimensiones de  $\nu$  son  $L^2 T^{-1}$ . En el Sistema Inglés, la unidad 1 pie<sup>2</sup>/seg no tiene nombre en particular, mientras que en el sistema cgs, la unidad 1 cm<sup>2</sup>/seg recibe el nombre de Stoke (St). En el Sistema Internacional, la unidad de viscosidad cinemática es igual a 1 m<sup>2</sup>/seg.

La viscosidad de los gases es, en general, considerablemente más baja que aquella de los líquidos. Para un gas perfecto, la viscosidad aumenta con la temperatura. Este efecto es completamente opuesto para los líquidos. Además, la viscosidad de un gas

perfecto es independiente de la presión. Sin embargo, para los gases reales, ambas condiciones de presión y temperatura deben ser consideradas; aunque ellas sirvan para una comprensión de las variaciones observadas a bajas presiones, cuando los gases reales se aproximan al comportamiento de los gases perfectos.

Los gases reales a altas presiones tienden a comportarse como líquidos. Se ha comprobado que la viscosidad es una función de la temperatura, presión y peso molecular de gas (densidad relativa). Cuando la temperatura se incrementa, la energía cinética de las moléculas se incrementa; ocurren más colisiones entre ellas, que provocan un aumento en la viscosidad. A temperatura constante, un incremento en la presión causa un incremento en la viscosidad; la distancia entre las moléculas disminuye, ocurriendo más colisiones al mismo nivel de energía cinética.

El comportamiento de la viscosidad de los gases se puede obtener en forma experimental, aunque es común el uso de correlaciones debido principalmente al bajo costo y rapidez, comparado al proceso de laboratorio.

Se han desarrollado varias correlaciones para el cálculo de la viscosidad de los gases. Lee y colaboradores del Institute of Gas Technology presentaron la siguiente expresión:

$$\mu \text{ (micropoise)} = \mu_0 \exp \left[ X(T) \rho^{Y(T)} \right]$$

la cual fue modificada a:

$$\mu = K \exp \left[ X \rho^Y \right]$$

donde:

$$K = \frac{(7.77 + 0.0063M) T^{1.5}}{122.4 + 12.9M + T}$$

$$X = 2.57 + \frac{1914.5}{T} + 0.0095M$$

$$Y = 1.11 + 0.04X$$

M = peso molecular; T en °R;  $\mu$  en micropoise;  $\rho$  en gr/cc y P en -- psia.

#### Propiedades Físicas del Aceite

Es difícil establecer una definición concisa de un líquido de manera que se distinga claramente de un gas. Generalmente hablando, los líquidos son fluidos homogéneos que tienen densidades mayores que los gases. Además, las moléculas están más cercanas unas a otras en un líquido que en un gas, tal que las fuerzas de atracción entre las moléculas de un líquido son apreciables.

Densidad Relativa del Aceite. La densidad relativa o gravedad específica del aceite,  $\gamma_o$ , está definida como la relación de la densidad del aceite a la densidad del agua, medidas ambas a la misma presión y temperatura.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (28)$$

La densidad relativa es un parámetro adimensional, ya que las unidades de la densidad del aceite son las mismas que las del agua; por ejemplo, en el Sistema Inglés resulta:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\text{lb}/\text{pie}^3_o}{\text{lb}/\text{pie}^3_w} \quad (29)$$

Algunas veces la densidad relativa está dada como  $\gamma_{60^\circ/60^\circ}$ , lo cual significa, que las densidades de ambos: aceite y agua, fueron medidos a  $60^\circ \text{ F}$  y presión atmosférica.

La industria petrolera utiliza un término de densidad llamado "densidad °API", y se define como:

$$^\circ\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (30)$$

donde  $\gamma_o$  es la densidad relativa del aceite a  $60^\circ/60^\circ$ .

Compresibilidad del Aceite. El coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite se define en forma similar al coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas.

$$c_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = -\frac{d \ln V}{dP} \quad (31)$$

Esta ecuación simplemente da el cambio fraccional en volumen de un aceite, cuando cambia la presión y la temperatura se mantiene constante. La ec. (31) en términos de volumen para una presión  $P$  se obtiene haciendo las siguientes consideraciones sobre la ----

ec. 31.

$$d (\text{Ln } V) = - c \, dP$$

$$\int_{V_i}^V d \text{Ln } V = - c \int_{P_i}^P dP \quad \text{integrando}$$

$$\text{Ln } \frac{V}{V_i} = - c (P - P_i), \quad V = V_i e^{-c (P - P_i)} \quad (31')$$

Considerando que los líquidos son poco compresibles,  $c$  es pequeña y que  $e^x = 1+x$ . La ecuación (31') puede escribirse en forma aproximada como:

$$V \approx V_i [ 1 - c (P - P_i) ] \quad (32)$$

donde  $V_i$  es el volumen inicial a  $P_i$  y  $c$  es el coeficiente medio de compresibilidad para un intervalo de presión de  $P_i$  a  $P$ .

La magnitud de la compresibilidad isotérmica disminuye al aumentar la presión, mientras que aumenta al aumentar la temperatura. Entonces, el efecto de la variación de presión es mayor a bajas -- presiones y altas temperaturas.

Para calcular el coeficiente de compresibilidad isotérmica -- del aceite en función de la densidad, se desarrolla la siguiente -- ecuación:

De la definición de compresibilidad

$$c_c = - \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

Por definición:

$$v = \frac{1}{\rho_0}$$

Derivando parcialmente esta ecuación con respecto a P resulta

$$\left(\frac{\partial v}{\partial P}\right)_T = - \frac{1}{\rho_0^2} \left(\frac{\partial \rho_0}{\partial P}\right)_T$$

Substituyendo esta última ecuación en la definición de compresibilidad queda

$$c_0 = - \left[\frac{1}{\rho_0}\right] \left[- \frac{1}{\rho_0^2} \left(\frac{d \rho_0}{d P}\right)_T\right]$$

Entonces

$$c_0 = \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial \rho_0}{\partial P}\right)_T \quad (33)$$

El coeficiente de compresibilidad tiene las dimensiones del -  
recíproco de la presión.

La compresibilidad media del aceite, mientras el yacimiento -  
produce arriba de la presión de saturación, puede referirse a la -  
presión media del yacimiento en esta etapa de explotación, la cual  
es:

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_b}{2}$$

La compresibilidad del aceite a estas condiciones se determi-  
na aplicando la siguiente ecuación en términos de sus propiedades  
volumétricas.

$$c_o = \frac{2 (Bo_b - Bo_i)}{(F_i - F_b) (Bo_b + Bo_i)}$$

La compresibilidad media del aceite, mientras el yacimiento produce abajo de la presión de saturación, tomando presiones medias del yacimiento y propiedades volumétricas medias, es:

$$c_o = \frac{(Bo_2 - Bo_1) - \bar{B}_g (Rso_2 - Rso_1)}{\bar{B}_o (P_2 - P_1)}$$

Expansión Térmica del Aceite. El coeficiente de expansión térmica isobárica se define en términos del cambio de volumen o del cambio de densidad.

$$\beta = \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial T} \right)_P = - \frac{1}{\rho_o} \left( \frac{\partial \rho_o}{\partial T} \right)_P$$

o bien:

$$V = V_o [ 1 + \beta (T - T_o) ] \quad (34)$$

Estas ecuaciones dan el cambio de volumen del aceite, cuando la temperatura varía y la presión se mantiene constante.

$V_o$  = volumen de referencia a presión  $P$  y temperatura  $T_o$ .

$V$  = volumen a presión  $P$  y temperatura  $T$ .

$\beta$  = coeficiente de expansión térmica isobárica.

La aplicación más frecuente de la expansión térmica del aceite, es en la corrección de volumen y la densidad del aceite del tanque de almacenamiento a condiciones estándar.

Viscosidad del Aceite. La viscosidad, como otras propiedades



físicas de los líquidos, es afectada por la presión, temperatura y composición. Generalizando: (1) la viscosidad disminuye cuando aumenta la temperatura; (2) la viscosidad aumenta cuando aumenta la presión, suponiendo que la presión únicamente comprime al líquido arriba de la presión de burbujeo; (3) la viscosidad disminuye cuando aumenta el gas en solución, y por supuesto, la cantidad de gas en solución está en función directa de la presión.

La viscosidad del aceite está directamente relacionada al tipo y cantidad de los componentes que lo forman. La variación de la viscosidad con la estructura molecular no es muy conocida, sin embargo, se sabe que la viscosidad de los líquidos constituidos de una serie homogénea de componentes, varían de manera regular como cualquier otra propiedad física.

La figura 3.8 muestra el efecto típico de la presión sobre la viscosidad del aceite a temperatura de yacimiento constante.

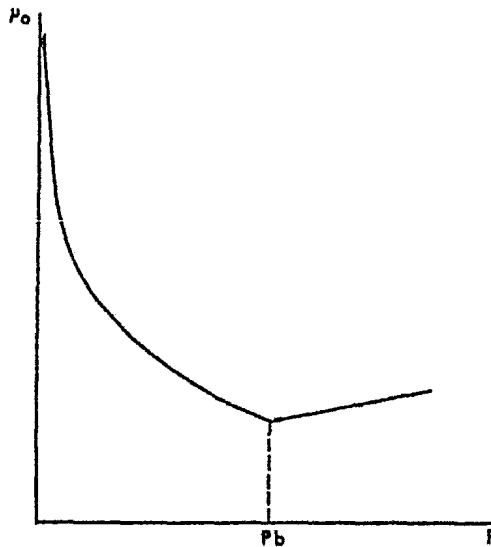


Fig. 3.8. Variación típica de la viscosidad con la presión.

Cuando la presión disminuye de la presión inicial hasta alcan

zar la presión de saturación, la viscosidad del aceite disminuye - debido a la expansión de éste. Cuando la presión del yacimiento - disminuye abajo de la presión de saturación del fluido, la viscosi- dad del aceite aumenta debido a la pérdida de parte del gas disuel- to inicialmente. El aumento en la viscosidad es debido al despren- dimiento del aceite de los componentes ligeros, los cuales tienen viscosidad más baja. Esto es, cuando se agota el yacimiento, no - sólo la producción disminuirá debido a la disminución en la pre- sión disponible para empujar el aceite al pozo, si no que también por el aumento en la viscosidad.

Aunque hay correlaciones disponibles que relacionan la visco- sidad del aceite del yacimiento con otras propiedades del mismo, - de más fácil medición, estas correlaciones son bastante inexactas debido a la complejidad de las mezclas de líquidos encontradas co- múnmente en los yacimientos. Por lo cual, es recomendable medir - la viscosidad en forma experimental para obtener datos más exactos.

Para obtener la viscosidad del aceite a presión y temperatura de yacimiento, se utiliza el viscosímetro de canica rodante de alta presión. Este viscosímetro consiste esencialmente, de un tubo cilíndrico el cual se inclina un ángulo definido. Este instrumen- to mide el tiempo requerido para que una bola de acero ruede una - distancia dada dentro del tubo cilíndrico lleno de aceite. El --- tiempo de viaje se convierte en viscosidad por medio de una curva de calibración del aparato. El espacio libre entre el tubo y la - bola puede variarse, cambiando aquella por otra de mayor o menor - diámetro; por ejemplo, para fluidos con viscosidades bajas (gases), el espacio será lo más reducido posible.

Factor de Volumen del Aceite, Bo. El volumen de aceite medi- do en la superficie es menor que el volumen de aceite que parte -- del yacimiento. Este cambio en volumen, acompañado del cambio de presión y temperatura en el yacimiento a las condiciones superfi--

ciales, es debido a tres factores; el factor más importante es la liberación de gas del aceite a medida que la presión declina de las condiciones de yacimiento a las de superficie. Esto causa una disminución relativamente grande en el volumen de aceite, cuando se tiene una cantidad significativa de gas disuelto. Otros factores son: la disminución en la presión, causando que el aceite remanente se expanda ligeramente; pero ésto es compensado por la contracción del aceite debido a la disminución en la temperatura.

El cambio en volumen del aceite debido a los tres factores anteriores, es normalmente expresado en términos del factor de volumen del aceite,  $B_o$ ; el cual es definido como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir  $1.0 \text{ m}^3$  de aceite medido en la superficie. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite (más gas disuelto) a c. y.}}{\text{Volumen de aceite a c. s.}}$$

La figura 3.9, muestra la variación del factor de volumen del aceite con la presión a la temperatura del yacimiento para un aceite típico.

Esta figura muestra la presión inicial del yacimiento por encima de la presión de saturación del aceite. A medida que la presión del yacimiento declina, de la presión inicial a la presión de saturación, el factor de volumen aumenta debido a la expansión del aceite.

La disminución de la presión del yacimiento abajo de la presión de saturación origina la formación de una capa de gas en el yacimiento. El aceite remanente se reduce en volumen y consecuentemente su factor de volumen.

El recíproco del factor volumétrico del aceite, se le denomina

factor de encogimiento, de contracción o de merma.

$$b_o = \frac{1}{E_o} \quad (36)$$

En la misma forma que el factor de volumen del aceite se multiplica por el volumen a condiciones normales para determinar el volumen a condiciones del yacimiento, el factor de encogimiento se multiplica por el volumen a condiciones del yacimiento para obtener el volumen a condiciones normales. De los dos términos, el factor volumétrico del aceite es el más empleado.

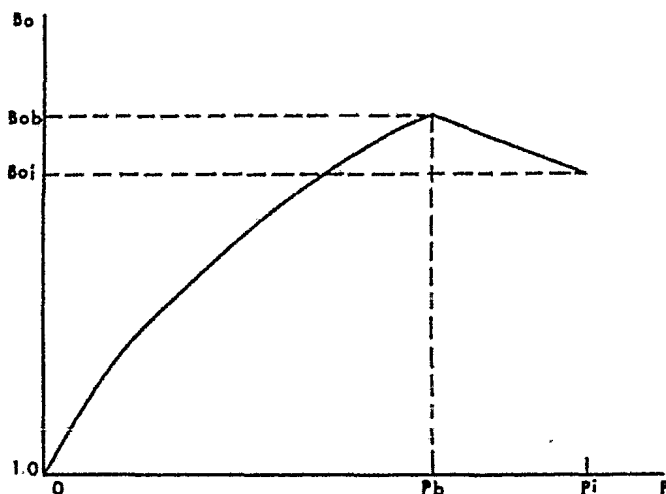


Fig. 3.9. Variación típica del factor de volumen del aceite con la presión.

Factor de Volumen de la Fase Mixta o Factor de Volumen Total.  
 Para presiones de yacimiento menores que la presión de saturación del aceite, estarán presentes una fase gaseosa y una líquida, para conocer el comportamiento volumétrico de las dos fases se usa un término llamado factor de volumen de la fase mixta o factor de volumen total,  $B_t$ , definido como el volumen de las dos fases a condi

ciones de yacimiento dividido por el volumen del aceite residual.  
Matemáticamente:

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \left[ \frac{V_{oi} (c_g + g_d + g_l) a_{cy}}{V_{oi} \text{ de aceite a } c_s} \right] \quad (37)$$

En la figura 3.10, se muestra la gráfica del factor de volumen total como una función de la presión. Por encima de la presión de saturación, donde  $R_s = R_{si}$ , el factor de volumen total es igual al factor de volumen del aceite. Por debajo de la presión de saturación, a medida que la presión disminuye, el factor de volumen total aumenta, debido a la liberación de gas en solución y a la continua expansión del gas liberado de la misma.

El factor de volumen total,  $B_t$ , puede ser estimado mediante los cálculos combinados de  $B_o$ ,  $B_g$ ,  $R_{si}$  y  $R_s$ . La precisión del cálculo de  $B_t$ , dependerá de la misma con que se calculen estas cantidades.

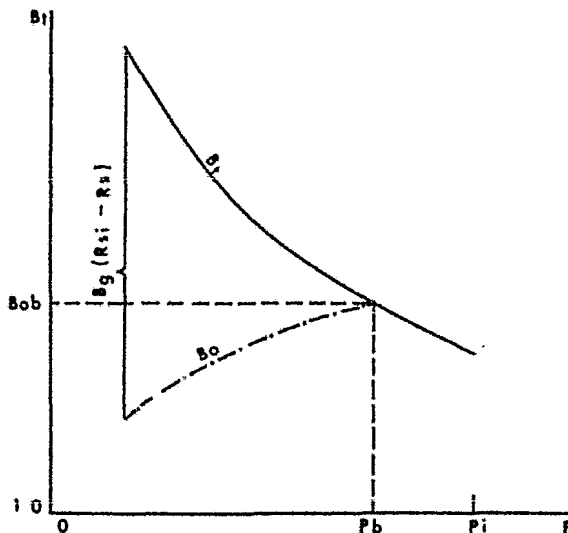


Fig. 3.10. Variación del factor de volumen total con la presión del yacimiento.

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

Standing, M. B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems", Reinhold Publishing Corporation, New York, 1952.

Amyx, J. W.; Bass, D. M. Jr. and Withing, R. L.: "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw - Hill Book Company, New York, 1960.

Garaicochea, P. F.: "Apuntes Comportamiento Primario de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1972.

Méndez, L. T., Teyssier, S. J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista IMP, vol. XI, No. 4, México, D. F., Octubre, 1979, pp. 21 - 33.

Fernández, S. J. C., Sívori, H. O.: "Explotación de Yacimientos de Condensado de Alta Presión en la Provincia de Salta", Trabajo Presentado a la XL Reunión a Nivel de Expertos de ARPEL, Neuquén, marzo, 1981.

Calhoun, J.: "Fundamentals of Reservoir Engineering", University of Oklahoma Press, Okl., 1953, p. 21. (Tomado a su vez de: Carpenter, Shroeder and Cook: "Magnolia Oil Field, Columbia County, Arkansas", R. I. 3720, U.S. Bureau of Mines (1943), pp. 46, 47, 82.

Bicher, L. B. and Katz, D. L.: "Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME, vol. 155. (1944).

Carr, N. L., Kobayashi, R. and Burrows, D. B.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases under Pressure", Trans. AIME (1954), 201, 270.

Lee A. L., Gonzalez M. H. and Enkin B. E.: "Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME, 1966, pp. 997 - 1000.

CAPITULO IV  
CALIBRACION DEL EQUIPO DE ANALISIS PVT

Introducción

En esta parte se presenta la descripción de las principales partes que componen el equipo denominado de análisis PVT, existente en el Laboratorio de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería. Así como el procedimiento y resultados de la calibración efectuada a los diferentes componentes del mismo.

Descripción del Equipo<sup>1</sup>

El equipo de análisis PVT, fig. 4.1, ayuda a determinar las propiedades físicas de los fluidos de yacimientos de aceite y gas disuelto, simulando el agotamiento de la presión a las condiciones de temperatura que prevalecen en el yacimiento.

El equipo de análisis PVT, es un conjunto de dispositivos montados sobre una mesa de acero. En la parte superior se encuentran los llamados componentes mayores: bomba de desplazamiento de mercurio, calda de alta presión de ventana corta y manómetro tipo Bourdon. En la parte inferior se encuentra el motor eléctrico usado para proporcionar movimiento de balanceo a la celda y una bomba de vacío.

La celda de análisis PVT está recubierta completamente con --

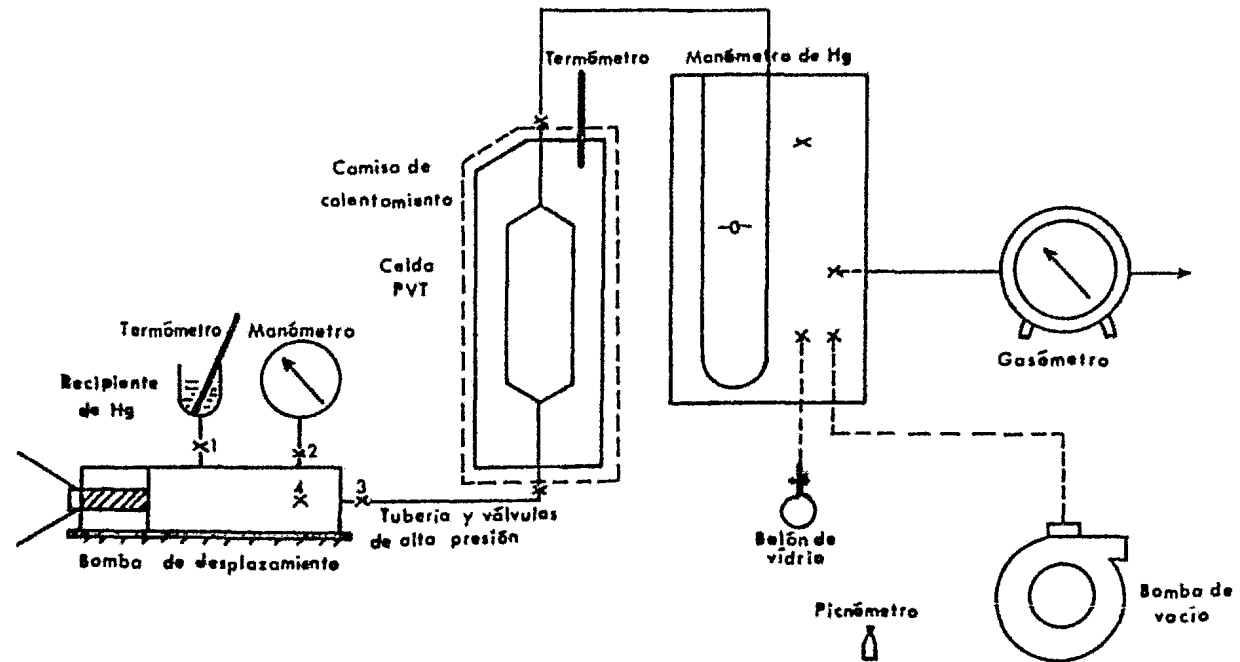


Fig. 4.1. Equipo de análisis PVT.



una camisa térmica de asbesto desmontable. Esta camisa posee en su parte interna dos conjuntos de resistencias que generan temperaturas superiores a la temperatura ambiente. El control de temperatura de cada resistencia se efectúa, por medio de un sistema electrónico automático o por regulación manual. El tablero de control está montado en la parte frontal de la mesa; contiene interruptores, un amperímetro, el control de calentamiento y los fusibles de seguridad correspondientes.

#### Descripción de los Componentes Mayores

Celda de Análisis PVT. La celda de análisis PVT, consiste básicamente de un cilindro hueco de acero inoxidable; de aproximadamente 500 cc de capacidad y 11 pulgadas de longitud. Está provista de una ventana de vidrio en la parte superior, para observar y determinar con precisión la presencia de dos fases. Las dimensiones de ésta son: 3 pulgadas de longitud por una pulgada de ancho y una pulgada de espesor.

La celda está diseñada para soportar presiones hasta 10 000 - psi y temperaturas hasta de 350 °F. En ambos extremos, la celda cuenta con una válvula de alta presión de acero inoxidable para controlar la entrada y salida de fluidos. La válvula inferior está conectada a la bomba de mercurio y al manómetro por medio de tubería de acero inoxidable de alta presión.

En la parte superior cuenta con un orificio para colocar un termómetro que permite leer la temperatura a la que se encuentran los fluidos en el interior. El control automático de la temperatura se efectúa mediante dos sensores o termistores adheridos con fibra de vidrio a la pared externa de la celda, los cuales indican al sistema de control la temperatura de la celda, con lo cual el -

control permite el paso de más o menos corriente a las resistencias de la celda, para alcanzar y luego mantener el valor deseado de temperatura.

La celda descansa sobre un soporte axial, conectado a un sistema de biela y manivela que le comunican un movimiento de balanceo, el cual se utiliza para agitar la muestra de fluidos con el fin de conseguir el equilibrio termodinámico en tiempos razonables.

La camisa de calentamiento que cubre la celda puede ser de asbesto o fibra de vidrio. Para el calentamiento, sus resistencias operan a 650 Watts y 150 Volts AC. Además, sirve como elemento aislante reduciendo las pérdidas de calor, lográndose con estas temperaturas que varían en  $\pm 1$  °F.

Bomba de Desplazamiento de Mercurio. La bomba es básicamente un cilindro de acero inoxidable, de diámetro interior uniforme, dentro del cual se desliza un émbolo acoplado mediante empaques. Tiene una capacidad de 105 cc y cuenta con una escala y un vernier mediante los cuales pueden leerse volúmenes desplazados en forma exacta hasta la segunda cifra decimal, pudiéndose aproximar la tercera cifra decimal.

La bomba tiene una presión de trabajo de 10 000 psi y se opera manualmente, ya sea inyectando o extrayendo mercurio (para transmitir presión) dependiendo de la dirección de rotación. Un giro de 360° equivale aproximadamente a 1 cc.

La bomba cuenta además con cuatro válvulas de alta presión, instaladas en un extremo y a los lados del cuerpo. Una de ellas la conecta a la celda de análisis, otra al manómetro y la tercera (parte superior del cilindro) para cargar la bomba con mercurio desde un depósito, quedando la cuarta libre para poder realizar cualquier operación que se requiera.

Manómetro. El manómetro o medidor de presión está conectado permanentemente a un extremo de la bomba. Es del tipo Bourdon y es sensible a presiones desde 0 hasta  $700 \text{ kg/cm}^2$  con  $\pm 0.05\%$  de error, está graduado en unidades de  $\text{kg/cm}^2$ .

Mecanismo de Agitación. Consta de un motor eléctrico, que transmite movimiento reducido (48:1) por una serie de engranes y cuya rotación es convertida a movimiento "lineal" por medio de una barra vertical y luego en movimiento pendular por una manivela fija a la celda.

Tablero de Control. Como se señaló anteriormente, el tablero de control está montado en la parte frontal de la mesa; sus dimensiones son: ancho 31", altura 22-5/8" y espesor del acero de 1/8".

Las partes que contiene son:

- 1.- Control de encendido y apagado del equipo, con su fusible correspondiente.
- 2.- Interruptor de bomba de vacío, conexión correspondiente y fusible protector.
- 3.- Control para agitación de la celda, conexión correspondiente y fusible.
- 4.- Indicador de intensidad de corriente (CA) en amperes, de 0 a 10A.
- 5.- Interruptor de una lámpara para iluminar el interior de la ventana de la celda, conexión correspondiente y fusible.
- 6.- Interruptor de calentamiento de la celda, conexión correspondiente y fusible.
- 7.- Interruptor del control AUTO/MAN, conexión correspondiente y fusible protector. Indica el modo de control del calentamiento: automático o manual.
- 8.- Control del transformador de voltaje variable. 0 - 140 V CA, 10 A, 50/60 Hz. Para el calentamiento manual de la celda o mediante selección previa, para el calentamiento controlado -

automáticamente.

- 9.- Potenciómetro seleccionador de temperatura. Es utilizado para seleccionar la temperatura de operación de la celda cuando opera el modo de control automático.
- 10.- Interruptor de alto/bajo rango (HI/LO). Selecciona la sensibilidad de temperatura del termistor durante el calentamiento de la celda controlado automáticamente.
- |            |      |   |        |
|------------|------|---|--------|
| Alto rango | 175° | a | 480 °F |
| Bajo rango | 20°  | a | 250 °F |

Controlador de Temperatura. Al utilizar el modo de control automático de calentamiento, éste estará regulado por un controlador de temperatura, el cual está montado a la parte posterior del tablero de control. Este dispositivo permite alcanzar una cierta temperatura y mantenerla constante durante todo el tiempo de la prueba.

El controlador de temperatura es un reductor de onda mediante una serie de resistencias internas. La unidad tiene una capacidad de control de  $\pm 0.05$  °C cuando las resistencias trabajan con una intensidad de corriente del rango de 1.0 Ampere a 15 A. El ajuste de control se logra mediante el ajuste de dos controles: un control burdo y otro fino.

El rango de control es de -70 °C a +325 °C (-90 °F a +617 °F) cuando opera con un voltaje de 115 V y una intensidad de corriente máxima de 15 A.

Para saber que intensidad de corriente (amperes) se proporcionará a la unidad para alcanzar la temperatura deseada, es necesario efectuar mediciones de estos parámetros a diferentes valores, para definir la posición del control del transformador de voltaje variable y se construye una curva de calibración que relaciona los amperes y las temperaturas de cada punto de medición.

### Descripción de Componentes Menores

Termómetro. Termómetro de cristal con bulbo de mercurio, utilizado comúnmente debido a las altas temperaturas con que se realizan los análisis. Se utiliza para conocer la temperatura en la celda, así como también para registrar la temperatura ambiente.

Luz Microscópica. Se utiliza para iluminar el interior de la celda, a través de la ventana.

Bomba de Vacío. Puede o no estar montada en el equipo, pero su uso es muy frecuente e importante durante la limpieza y llenado del sistema (bomba, líneas y celda).

Espejo. Existe la posibilidad de que la ventana se rompa y arroje fragmentos de vidrio y fluido caliente, debido a las altas temperaturas del mercurio y aceite con que se trabaja; por lo tanto, su uso es recomendable para observar indirectamente la ventana.

### Descripción del Equipo Auxiliar

Botella Portamuestras. Recipiente de acero de alta presión, utilizada para el transporte y almacenamiento de las muestras de fluidos recuperadas en el campo. En el mercado se encuentran de distintas capacidades. Cuenta en cada extremo con una válvula de alta presión.

Bomba Auxiliar de Desplazamiento de Mercurio. Durante la ope

ración de traspaso de la muestra, desde la botella a la celda de análisis PVT, fig. 5.3, es importante disponer de otra bomba. Debido a las altas presiones que se manejan, es recomendable que sea del tipo motorizada, la que se utilizó tiene esta característica.

Su capacidad es de aproximadamente 250 cc, con una presión máxima de trabajo de 10 000 psi.

Aparato Portamuestras. Conocido también como "caballito portamuestras", es utilizado durante la saturación y traspaso de la muestra. Está diseñado de tal forma que pueda balancearse para así agitar la botella, lograndose una rápida estabilización de la presión.

Balanza Analítica. Balanza marca SAUTER, cuya capacidad máxima de trabajo es de 200 gr con aproximaciones de 0.0001 gr.

Gasómetro. Se utiliza para medir volúmenes extraídos de gas durante la separación diferencial.

Mechero Bunsen. Es utilizado para quemar el gas descargado de la muestra durante la separación diferencial.

Balón de Vidrio. Sirve para atrapar gas durante la separación diferencial, al que posteriormente se le determinará su densidad relativa.

Picnómetro. Dispositivo para determinar la densidad del aceite residual.

## Calibración del Equipo

Calibración de la Bomba de Desplazamiento<sup>2-3</sup>

El cálculo cuantitativo de un análisis PVT está basado en un balance de masa, a través de la medición volumétrica de los fluidos que entran o salen de la celda a las diferentes condiciones de presión y temperatura. Por tal razón es necesario poder efectuar estas mediciones volumétricas con bastante exactitud. Lo anterior obliga a calibrar el equipo que se use para registrar dichos volúmenes y así tomar en cuenta las deformaciones con la presión de las diferentes partes que lo constituyen al calcular los volúmenes desplazados.

Es así, como la bomba de desplazamiento, que es el equipo usado para la medición de los volúmenes, viene a ser parte importante del equipo de análisis PVT y su calibración tiene por objeto cuantificar: (1) la expansión del cilindro, (2) compresibilidad de los empaques, (3) deformación del Bourdon del manómetro, así como (4) la compresibilidad del mercurio, usado como fluido desplazante, al pasar de las condiciones atmosféricas a otros niveles de presión. Dada la amplia gama de presiones que pueden manejarse en los análisis PVT, es conveniente seleccionar una presión y efectuar a ésta todas y cada una de las lecturas que se realicen sobre la escala de la bomba, de esta manera la calibración de la bomba solo será necesario realizarla una sola vez, al suponer que los cambios por compresibilidad y expansión de los diferentes elementos serán similares si se someten a la misma presión.

El valor numérico asignado a los parámetros anteriores, se conoce como Factor de Calibración de la Bomba, y se emplea como factor de corrección para todas las lecturas que se efectúen en ella.

Es importante recordar que todas las lecturas que se efectúen en la bomba, deberán hacerse a la presión de calibración (Pcb).

Procedimiento de calibración:

- 1.- Limpiar perfectamente el interior de la bomba con un solvente adecuado.
- 2.- Disponer de un volumen suficiente de mercurio limpio.
- 3.- Hacer vacío en el interior de la bomba por espacio de 30 --- min.
- 4.- Llenar la bomba con mercurio.
- 5.- Cerrar válvulas de la bomba.
- 6.- Elevar presión hasta la presión de calibración (Pcb).
- 7.- Tomar lectura inicial en la bomba, aproximando ésta con la - ayuda del vernier.
- 8.- Tomar la temperatura del mercurio en la bomba.
- 9.- Bajar la presión a un poco más de la presión atmosférica.
- 10.- Abrir ligeramente la válvula de descarga y desplazar el émbolo hacia adelante, aproximadamente diez divisiones de la escala. Recibir el mercurio desplazado en un recipiente (tarra).
- 11.- Cerrar la válvula de descarga.
- 12.- Elevar la presión a la de calibración y tomar lectura final (Lf) en la bomba.
- 13.- En una balanza analítica pesar el mercurio extraído de la -- bomba.

Repetir los pasos del 6 al 13 hasta cubrir toda la capacidad de la bomba, anotando en cada etapa las lecturas correspondientes en una tabla semejante a la tabla 3.

Descripción de la tabla 3.

columna 1.- Temperatura del mercurio en cada etapa.

columna 2 y 3.- Lecturas inicial y final en la bomba, respectiva-



- mente.
- columna 4.- Diferencia de lecturas: final (Lf) menos inicial -- (Li).
- columna 5.- Peso de la tara vacía antes de cada etapa.
- columna 6.- Peso de la tara con mercurio después de recorrer -- diez divisiones aproximadamente.
- columna 7.- Diferencia de pesos igual al peso del mercurio en -- gr.
- columna 8.- Densidad del mercurio a temperatura de éste en cada etapa, buscar en tablas.
- columna 9.- Volumen de mercurio medido a la presión atmosférica y temperatura ambiente. Resulta de dividir el peso del mercurio extraído de la bomba entre la densidad de éste.
- columna 10.- Compresibilidad del mercurio a temperatura de éste en cada etapa, buscar en tablas.
- columna 11.- Volumen de mercurio corregido por compresibilidad, para llevarlo de la presión atmosférica (Pa) a la -- presión de calibración (Pcb), manteniendo la temperatura ambiente. Es decir, a las condiciones rea-- les.

$$V_{\text{Hg a Pcb Tb}} = V_{\text{Hg a Pa Tb}} ( 1 - C_{\text{Hg a Tb}} \times Pcb ) \quad (38)$$

$$(11) = (9) [ 1 - (10) (Pcb) ]$$

En este caso  $Pcb = 250 \text{ kg/cm}^2$ .

- columna 12.- Cociente del volumen de mercurio corregido, determi-- nado por pesadas (cc), entre el volumen determinado en la bomba (div), para cada etapa considerada.

Al promedio de los resultados obtenidos en la columna (12), -- se le denomina "Factor de Calibración de la Bomba" (Fcb) y sus uni--

dades son (cc/div).

### Calibración de la Celda de Análisis PVT

Al cambiar las condiciones de presión y temperatura en la celda su volumen interno puede variar, por lo que es necesario conocer estos cambios para considerarlos al calcular los volúmenes de los fluidos presentes en las diferentes condiciones.

Una manera de determinar los cambios volumétricos de la celda, es determinar su volumen a ciertas condiciones de presión y temperatura, conocidas aquí como condiciones de calibración de la celda. Posteriormente, variar la presión a partir de la presión de calibración hasta cero manométrica para diferentes temperaturas, las cuales se mantienen constantes durante el agotamiento de presión. De esta manera se determina un factor por cambios de presión y otro por cambios de temperatura, que indicaran el cambio de volumen de la celda por cada  $\text{kg/cm}^2$  y por cada  $^{\circ}\text{C}$ , respectivamente, en que las condiciones de la celda cambien con respecto a las de calibración.

Procedimiento de calibración:

#### Limpieza Interior y Preparación del Equipo

- 1.- Desconectar la tubería de alta presión de la válvula inferior de la celda y conectar manguera a un recipiente con solvente.
- 2.- Conectar la bomba de vacío a la válvula superior de la celda. Hacer vacío durante 10 min.
- 3.- Cerrar válvula superior y abrir válvula inferior para introducir solvente.
- 4.- Agitar la celda un cierto tiempo y descargar el solvente a un

- recipiente.
- 5.- Repetir los pasos 3 y 4 cuantas veces sea necesario hasta que el solvente se recupere limpio, secar el interior de la celda con aire a presión.
  - 6.- Conectar la bomba de desplazamiento a la válvula inferior de la celda.
  - 7.- Con la válvula (3) de la bomba cerrada, abrir las válvulas superior e inferior de la celda y hacer vacío.
  - 8.- Llenar la bomba de mercurio por medio del recipiente.
  - 9.- Cerrar las válvulas de la celda y desconectar la bomba de vacío.

Determinación del Volumen Interior de la Celda a la Presión de Calibración (Pcc) y temperatura ambiente (Ta)

- 1.- Llenar con mercurio la línea entre la bomba y la celda a la presión de calibración (Pcc).
- 2.- Cerrar la válvula (3) de la bomba, manteniendo la presión de calibración (Pcc) en la línea.
- 3.- Tomar lectura inicial en la bomba (Li) a la presión de calibración de bomba (Pcb). Además, tomar lectura de temperaturas de la bomba y de la celda, (Tib) y (Tic) respectivamente.
- 4.- Bajar presión a casi cero. Abrir válvula inferior de la celda y desplazar mercurio a la celda. Cuando la bomba esté próxima a vaciarse, cerrar la válvula inferior de la celda.
- 5.- Tomar lectura final en la bomba (Lf) de la primera etapa y -- lectura final de temperaturas (Tfb) y (Tfc).
- 6.- Llenar nuevamente la bomba con mercurio a través del recipiente.
- 7.- Seguir inyectando mercurio a la celda hasta llenarla, siguiendo los mismos pasos de la etapa anterior.
- 8.- Cuando la celda se haya llenado, elevar la presión a la de calibración (Pcc).
- 9.- Tomar lectura final en la bomba.

El volumen interior de la celda a (Pcc) y (Ta) será:

$$V_{c \text{ a } P_{cc} \text{ Ta}} = V_1 (1 + C_{\text{Hg a } \bar{T}_b} \times P_{cb}) \frac{\epsilon_{\bar{T}_c}}{\epsilon_{\bar{T}_b}} (1 - C_{\text{Hg a } \bar{T}_c} \times P_{cc}) \quad (39)$$

Donde:

$V_{c \text{ a } P_{cc} \text{ Ta}}$  = Volumen interior de la celda a la presión de calibración (Pcc) y temperatura ambiente (Ta).

$V_1$  = Volumen de mercurio medido en la bomba a presión de calibración de bomba (Pcb) y temperatura de bomba (Tb).

$$V_1 = \Sigma \Delta L \times F_{cb}$$

$\Delta L$  = Número de divisiones (en la bomba) de mercurio inyectado a la celda a (Pcb) y (Tb) por etapa.

$F_{cb}$  = Factor de calibración de la bomba de mercurio.

$P_{cb}$  = Presión de calibración de la bomba.

$P_{cc}$  = Presión de calibración de la celda.

$\bar{T}_b$  = Temperatura media de la bomba ( $\Sigma T_b/n$ ).

$\bar{T}_c$  = Temperatura media de la celda ( $\Sigma T_c/n$ ).

$n$  = Número de etapas.

$C_{\text{Hg a } \bar{T}_b}$  = Compresibilidad del mercurio a temperatura media de bomba.

$C_{\text{Hg a } \bar{T}_c}$  = Compresibilidad del mercurio a temperatura media de celda.

$\epsilon_{\bar{T}_b}$  = Volumen relativo de mercurio a ( $\bar{T}_b$ ). Se define como volumen relativo, al cociente del volumen que ocupa cierta masa de mercurio a presión atmosférica y a una temperatura (T) cualquiera, entre el volumen que ocupa la misma masa de mercurio a la presión atmosférica y temperatura base (20° C). Si  $T \geq T_{cs}$ ,  $\epsilon \geq 1$  y si  $T < T_{cs}$ ,  $\epsilon \leq 1$ .

$\epsilon_{\bar{T}_c}$  = Volumen relativo del mercurio a ( $\bar{T}_c$ ).

Los valores de la compresibilidad del mercurio ( $C_{Hg}$ ) y de los volúmenes relativos ( $\epsilon$ ) se encuentran tabulados.

Los datos registrados durante la calibración del volumen de la celda a presión de calibración ( $P_{cc} = 300 \text{ kg/cm}^2$ ) y temperatura ambiente ( $T_a = 21.3 \text{ }^\circ\text{C}$ ), se muestran en la tabla 4.

#### Calibración de la Celda por Presión y Temperatura

El objetivo es evaluar los cambios de volumen que sufre la celda al variar las condiciones de presión y temperatura con respecto a las de calibración.

##### Procedimiento:

- 1.- Llevar el sistema a la presión de calibración de celda ( $P_{cc}$ ).
- 2.- Tomar lectura inicial de desplazamiento en la bomba a presión de calibración, así como las temperaturas en bomba y celda.
- 3.- Hacer un primer decremento de presión en la celda. Generalmente los decrementos son a intervalos de  $50 \text{ kg/cm}^2$ .
- 4.- Tomar lectura final de desplazamiento en la bomba, así como de temperaturas.
- 5.- Continuar haciendo decrementos de presión tomando las lecturas correspondientes en la bomba hasta llegar a la presión de  $50 \text{ kg/cm}^2$ . Estimar gráficamente la lectura de la bomba a presión cero.
- 6.- Con la válvula (3) de la bomba abierta, calentar la celda hasta una temperatura ( $T_1$ ) programada; extrayendo mercurio de la celda para mantener presión constante dentro de la celda.
- 7.- Cuando se ha alcanzado la temperatura ( $T_1$ ) deseada y estabilizado, incrementar la presión de la celda a la de calibración y tomar lectura en la bomba.

- 8.- Hacer los mismos decrementos de presión que cuando la temperatura era la ambiente, tomando lecturas en la bomba. Estimar gráficamente la lectura a presión cero.
- 9.- Repetir los pasos del 6 al 8 con otras temperaturas en la celda. La última temperatura no debe rebasar por ningún motivo la temperatura máxima de trabajo de la celda.

Los datos obtenidos se registran en tablas similares a las tablas 5 y 6. Con estos datos, se calculan los factores de calibración de la celda por presión y por temperatura, referidos al volumen interior de celda a condiciones de calibración ( $P_{cc}$  a  $T_a$ ).

Siguiendo el procedimiento delineado anteriormente se obtuvieron los siguientes resultados.

#### Cálculo del Factor de Calibración por Presión ( $F_{cp}$ )

Descripción de la tabla 5.

- Columna 1.- Temperaturas en la celda en ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- Columna 2.- Presiones en la celda en ( $\text{kg}/\text{cm}^2$ ).
- Columna 3.- Lecturas tomadas en la bomba en (divisiones).
- Columna 4.- Lectura de referencia a  $P_{cc}$  y  $T_{cc}$  menos lectura tomada a  $P$  y  $T_c$  de celda en (divisiones).
- Columna 5.- Producto de la diferencia de lecturas por el factor de calibración de la bomba en (cc).
- $$(5) = (4) \times (F_{cb})$$
- Columna 6.- Corrección del volumen de mercurio a las condiciones de celda en (cc).
- $$(6) = (5) \times (B)$$
- $B$  = Volumen acumulativo de mercurio extraído a condiciones de celda en (cc).

$$B = (1 + C_{\text{Hg}} \bar{T}_b \times F_{cb}) \frac{\epsilon \bar{T}_c}{\epsilon \bar{T}_b} (1 - C_{\text{Hg}} \bar{T}_c \times P_c) \quad (40)$$

$P_c$  = Presión cualquiera en la celda.

Columna 7.- Expansión del mercurio original en la celda, debido a los cambios de presión y temperatura.

$D$  = Expansión del mercurio en (cc).

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

$$C = V_c \frac{P_{cc} T_a}{P_c T_c}$$

$$E = \left(1 + C_{Hg} \frac{T_c}{T_c} \times \Delta P\right) \frac{L T_c}{E T_{cc}} \quad (41)$$

Donde:

$T_c$  = Temperatura cualquiera en la celda.

$T_{cc}$  =  $T_a$

$\Delta P$  =  $P_{cc} - P_c$

Columna 8.- Cambio de volumen de la celda referido al volumen base ( $V_c \frac{P_{cc} T_a}{P_c T_c}$ ) en (cc).

$$(8) = (7) - (6)$$

Columna 9.- Cambio del volumen de la celda, por presión ( $F_{cp}$ ) a una temperatura dada, en (cc/ kg/cm<sup>2</sup>).

$$(9) = F_{cp} = (8)/\Delta P$$

Se promedian los factores de calibración por presión correspondientes a cada temperatura, para obtener un factor de calibración por presión de la celda.

#### Cálculo del Factor de Calibración por Temperatura (Fct)

Descripción de la tabla 6:

- Columna 1.- Presiones en la celda en  $(\text{kg}/\text{cm}^2)$ .
- Columna 2.- Temperaturas en la celda en  $(^\circ\text{C})$ .
- Columna 3.- Cambio en el volumen de la celda. Datos tomados de la columna 8 de la tabla 5, para cada presión correspondiente, en  $(\text{cc})$ .
- Columna 4.- Expansión de la celda por grado de temperatura a presión constante. Esta expansión es el llamado factor de calibración por temperatura (Fct), sus unidades -- son:

$(\text{cc}/^\circ\text{C})$ . Se calcula mediante la expresión:

$$\text{Exp. Celda} = \frac{\text{Cambio vol. de celda a } T_c - \text{Cambio vol. de celda a } T_a}{T_c - T_a}$$

$$\text{Fct} = (4)/\Delta T$$

$$\text{Donde } \Delta T = T_c - T_a$$

Todos los valores de la expansión de la celda por grado de -- temperatura encontrados, se promedian, para determinar el factor -- de calibración por temperatura de la celda (Fct).

#### Calibración del Equipo Auxiliar

##### Calibración de la Bomba Auxiliar

El objetivo de la calibración y el procedimiento, son similares a los expuestos para la bomba de desplazamiento que forma par-



te del equipo de análisis FVT.

Los resultados están registrados en la tabla 7.

### Calibración de Balones de Vidrio

El gas que se libera del aceite durante la etapa de separación diferencial, al extraerlo, debe medirse su volumen y densidad. Para el primer parámetro se utiliza un gasómetro y para el último parámetro, se atrapan muestras pequeñas en balones de vidrio, a la temperatura ambiente y presión atmosférica.

Como el gas atrapado en los balones no pasa a medición, es necesario conocer el volumen interior de los balones para cuantificar y considerar estos volúmenes de gas.

Determinación del Volumen Interior. Usando una balanza analítica, pesar los balones vacíos y después llenos con agua destilada. La diferencia de pesos será la masa del agua y sabiendo que la densidad de ésta a temperatura ambiente es de aproximadamente 1.00 gr/cc, calcular el volumen del agua dividiendo la masa entre la densidad. En este caso, el volumen de agua será igual al volumen interior de los balones.

Así mismo, para determinar la densidad del aceite residual obtenido al finalizar la prueba, se utiliza generalmente un picnómetro de volumen interior conocido. En este caso, el volumen interior se determinará pesando en la balanza analítica, el picnómetro vacío y después lleno de mercurio. La diferencia de peso entre la densidad del mercurio a la temperatura ambiente será igual al volumen interior del picnómetro.

TABLA 3

## Calibración Bomba de Desplazamiento

$$P_{cb} = 250 \text{ kg/cm}^2$$

$$\bar{F}_{cb} = 1.000705 \text{ cc/div}$$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tb	Li	Lf	AL	Peso Tara vacía	Peso Tara con Hg	Peso del mercurio	$\rho_{Hg}$ a Tb	$V_{Hg}$ a $P_a$	$C_{Hg}$ a Tb	$V_{Hg}$ a $P_{cb}$	Fcb
°C	div.	div.	div.	gr	gr	gr	gr/cc	cc	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$	cc	cc/div.
21.5	0.6980	10.4550	9.7570	18.6429	151.0725	132.4296	13.5422	9.7791	$3.915 \times 10^{-6}$	9.7695	1.001281
21.9	10.4550	20.5040	10.0490	15.2064	151.5422	136.3358	13.5412	10.0682	3.918	10.0584	1.00093
22.0	20.5040	30.4080	9.9040	15.0682	149.4445	134.3763	13.5409	9.9237	3.919	9.9140	1.00101
"	30.4080	40.5130	10.1050	30.4795	167.5965	137.1170	"	10.1261	"	10.1162	1.00111
"	40.5130	50.5180	10.0050	18.6412	154.3410	135.6998	"	10.0215	"	10.0117	1.00067
"	50.5180	60.4290	9.9110	15.0732	149.5251	134.4519	"	9.9293	"	9.9196	1.00087
"	60.4290	70.4700	10.0410	15.2105	151.3990	136.1885	"	10.0576	"	10.0477	1.00067
"	70.4700	80.5240	10.0540	30.4860	166.6806	136.1946	"	10.0580	"	10.0482	0.99942
"	80.5240	90.3880	9.8640	18.6438	152.4164	133.7726	"	9.8792	"	9.8695	1.00056
22.0	90.3880	100.4790	10.0910	30.4888	167.3382	136.8494	"	10.1064	"	10.0965	1.00054

TABLA 4

## VOLUMEN INTERIOR DE CELDA A Pcc Y Tcc

$$P_{cb} = 250 \text{ kg/cm}^2$$

$$F_{cb} = 1.000 \text{ 705 cc/div}$$

$$P_{cc} = 300 \text{ kg/cm}^2$$

$$T_{cb} = 21.37 \text{ }^\circ\text{C}$$

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Li	Lf	$\Delta L$	T <sub>ib</sub>	T <sub>fb</sub>	$\bar{T}_b$	T <sub>ic</sub>	T <sub>fc</sub>	$\bar{T}_c$
div	div	div	°C	°C	°C	°C	°C	°C
8.870	95.214	86.344	20.90	21.0	20.95	20.0	20.0	20.0
2.251	92.475	90.224	21.3	21.3	21.3	20.0	20.0	20.0
3.830	93.844	90.014	21.3	21.3	21.3	20.0	20.0	20.0
3.283	94.288	91.005	21.3	21.5	21.4	20.0	20.0	20.0
3.480	92.632	89.152	21.5	21.6	21.55	20.0	20.0	20.0
3.438	93.599	90.161	21.6	21.6	21.6	20.0	20.0	20.0
3.347	75.988	72.641	21.6	21.4	21.5	20.0	20.0	20.0
$\Sigma -$	-	609.541	-	-	21.37	-	-	20.0

$$V_1 = 609.97073 \text{ (cc)}$$

$$C_{Hg} \text{ a } T_b = 3.914 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

$$\varepsilon T_c = 1.000 \text{ 002}$$

$$\varepsilon T_b = 1.000 \text{ 250}$$

$$C_{Hg} \text{ a } T_{cc} = 3.9031 \times 10^{-6} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$$

El volumen interior de celda a Pcc y Tcc es:

$$V_c = 609.70115 \text{ (cc)}$$

TABLA 5

Cálculo del Factor de Calibración por Presión, Fcp

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T	P	Lecturas Bomba	Vol. Acumulativo de Hg Extraído			Expansión Hg	Cambio Vcelda	Contrac. Celda	Fcp
			Lecturas	A PS	Cond. Celda				
			A - (3)	(4) x Fcb	(5) x B	D	(7) - (6)	(8) : ΔP	
20.05	300	75.862	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.1686x10 <sup>-3</sup>
	250	75.688	0.174	0.17412	0.1741	0.1190	-0.0551	1.102x10 <sup>-3</sup>	
	200	75.509	0.353	0.35325	0.3533	0.2380	-0.1153	1.153	
	150	75.329	0.533	0.53338	0.5335	0.3569	-0.1766	1.1773	
	100	75.146	0.716	0.71651	0.7169	0.4759	-0.2410	1.205	
	50	74.967	0.895	0.89563	0.8963	0.5949	-0.3014	1.2056	
	0	74.770	1.092	1.09277	1.0937	0.7139	-0.3798	1.266	
67.0	300	71.665	4.197	4.2000	4.2348	5.2178	0.9830	0.0000 <sup>-3</sup>	1.2123x10 <sup>-3</sup>
	250	71.482	4.380	4.3831	4.4203	5.3493	0.9290	1.8x10 <sup>-3</sup>	
	200	71.296	4.566	4.5692	4.6090	5.4808	0.8718	1.112	
	150	71.098	4.764	4.7674	4.8100	5.6123	0.8023	1.2047	
	100	70.900	4.962	4.9655	5.0109	5.7438	0.7329	1.2505	
	50	70.709	5.153	5.1566	5.2049	5.8753	0.6704	1.2504	
	0	70.520	5.342	5.3458	5.3970	6.0068	0.6098	1.244	
88.5	300	69.705	6.157	6.1613	6.2367	7.6048	1.3681	0.000	1.0706x10 <sup>-3</sup>
	250	69.518	6.344	6.3485	6.4277	7.7420	1.3143	1.076x10 <sup>-3</sup>	
	200	69.331	6.531	6.5356	6.6186	7.8793	1.2607	1.074	
	150	69.144	6.718	6.7227	6.8096	8.0165	1.2069	1.0746	
	100	68.954	6.908	6.9129	7.0038	8.1538	1.1500	1.0905	
	50	68.775	7.087	7.0920	7.1868	8.2910	1.1042	1.0556	
	0	68.590	7.272	7.2771	7.3761	8.4283	1.0522	1.0530	
116.0	300	67.287	8.575	8.5810	8.7281	10.6582	1.9301	0.000	1.0442x10 <sup>-3</sup>
	250	67.110	8.752	8.7582	8.9104	10.8029	1.8925	0.752x10 <sup>-3</sup>	
	200	66.910	8.932	8.9393	9.1161	10.9476	1.8315	0.986	
	150	66.721	9.141	9.1474	9.3107	11.0923	1.7816	0.990	
	100	66.515	9.347	9.3536	9.5228	11.2370	1.7142	1.0795	
	50	66.321	9.541	9.5477	9.7227	11.3817	1.6590	1.0844	
	0	66.129	9.733	9.7399	9.9207	11.5264	1.6057	1.0813	

TABLA 6

## FACTOR DE CALIBRACION POR TEMPERATURA

1	2	3	4	5
P	T	Cambio Vol. calda	Fct	$\bar{F}ct$
kg/cm <sup>2</sup>	°C	c.c.	cc/°C	cc/°C
300	20.05	0.000	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.9830	$20.9372 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.3681	17.9163	
	116.0	1.9301	20.4364	
250	20.05	-0.0551	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.9290	$20.9606 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.3143	17.9209	
	116.0	1.8925	21.0255	
200	20.05	-0.1153	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.8718	$21.0245 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.2607	18.0884	
	116.0	1.8315	20.7564	
150	20.05	-0.1766	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.8023	$20.8498 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.2069	18.8186	
	116.0	1.7816	20.8982	
100	20.05	-0.2410	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.7329	$20.7433 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.1500	19.40	
	116.0	1.7142	20.5164	
50	20.05	-0.3014	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.6704	$20.6986 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.1042	20.1767	
	116.0	1.6590	20.1745	
0	20.05	-0.3798	0.000	$20.8988 \times 10^{-3}$ 18.9854 20.5621
	67.0	0.6098	$21.0777 \times 10^{-3}$	
	88.5	1.0522	20.5767	
	116.0	1.6057	20.1273	

TABLA 7

## Calibración Bomba Auxiliar de Desplazamiento

$$P_{cb} = 3500 \text{ psi}, = 246.295 \text{ kg/cm}^2$$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tb	Li	Lf	ΔL	Peso Tara vacía	Peso Tara con Hg	Peso Hg	$V_{Hg}$ a Tb	$V_{Hg}$ a $P_a$	$C_{Hg}$ a Tb	$V_{Hg}$ a $P_{cb}$	Fcb
°C	div	div	div	gr	gr	gr	gr/cc	cc	$(\text{kg/cm}^2)^{-1}$	cc	cc/div
21.0	3.782	14.155	10.373	30.4897	171.0280	140.5473	13.5434	10.37755	$3.911 \times 10^{-6}$	10.36755	0.999475
21.0	14.155	26.452	12.297	18.6384	185.3795	166.7411	13.5434	12.31161	3.911	12.29975	1.000224
21.2	26.452	36.301	9.849	15.2060	148.7488	133.5428	13.5428	9.96080	3.912	9.85130	1.000233
21.2	36.301	46.861	10.560	15.0371	158.1484	143.0813	13.5428	10.56512	3.912	10.55494	0.999521
21.2	46.861	57.045	10.184	30.5069	168.4720	137.9651	13.5428	10.18734	3.912	10.17752	0.999364
21.5	57.045	66.947	9.902	18.6444	152.9540	134.3096	13.5422	9.91786	3.915	9.90830	1.000636
21.5	66.947	77.356	10.409	15.0689	156.2029	141.1340	13.5422	10.42179	3.915	10.41174	1.000263
21.5	77.356	91.329	13.973	15.2126	204.4571	189.2445	13.5422	13.97443	3.915	13.96096	0.999138
22.0	91.329	101.340	10.011	15.0748	150.7728	135.6980	13.5409	10.02134	3.919	10.01167	1.000067
22.0	101.340	111.460	10.120	15.2170	152.5084	137.2914	13.5409	10.13902	3.919	10.12923	1.000912
22.0	111.460	121.961	10.501	18.6504	160.9122	142.2618	13.5409	10.50608	3.919	10.49594	0.999518
22.0	121.961	131.615	9.654	30.5088	161.2403	138.7315	13.5409	9.65457	3.919	9.64525	0.999094
22.0	131.615	141.588	9.973	30.5170	165.6800	135.1630	13.5409	9.98183	3.919	9.97220	0.999919
22.0	141.588	151.928	10.340	18.6588	158.7486	140.0898	13.5409	10.34568	3.919	10.33570	0.999584
22.1	151.928	162.091	10.163	15.2242	152.7947	137.5705	13.5407	10.15978	3.920	10.14997	0.998718
22.1	162.091	171.820	9.729	15.0809	147.0241	131.9432	13.5407	9.74419	3.920	9.73478	1.000594
22.0	171.820	182.123	10.303	18.6654	171.9833	153.3179	13.5409	11.32258	3.919	11.31165	1.097899
22.0	182.123	193.009	10.886	15.0820	162.3676	147.2856	13.5409	10.87709	3.919	10.86659	0.998217
22.0	193.009	205.495	12.486	15.2292	170.8418	155.6126	13.5409	11.49204	3.919	11.48095	0.919506
22.0	205.495	217.907	12.365	30.5222	198.0555	167.5333	13.5409	12.37239	3.919	12.36045	0.999632
20.5	217.907	226.349	8.442	15.0782	129.0920	114.0138	13.5446	8.41766	3.907	8.40956	0.996157
20.5	226.349	237.000	10.651	18.6611	162.8689	144.2078	13.5446	10.64689	3.907	10.63665	0.998652
20.5	237.000	249.240	12.240	15.2220	180.9451	165.7231	13.5446	12.23536	3.907	12.22359	0.998659

$$\bar{F}_{cb} = 1.000 \ 260 \ 1$$

## REFERENCIAS

- 1.- Core Laboratories Inc.: "Equipment Catalog", Catálogo No. 400, Dallas, Texas.
- 2.- García Gómez, F. J.: "Apuntes de la materia Análisis PVT", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1981.
- 3.- Méndez López, T.: "Yacimiento de Gas y Condensado, Análisis - PVT", Tesis Profesional, IPN, 1967.

CAPITULO V  
PRUEBA EXPERIMENTAL

Con el propósito de probar el equipo de análisis PVT, ya calibrado, así como para definir el procedimiento experimental, se consideró conveniente efectuar el estudio PVT de una muestra de aceite, obtenida de un muestreo de fondo del pozo Akal 701, que se disponía.

La información reportada del muestreo es la siguiente:

Pozo:	Akal 701.
Tipo de Yacimiento:	De aceite y gas disuelto.
Fecha de muestreo:	21 - IV - 79
Tipo de muestreo:	De fondo.
Intervalo disparado:	2594 - 2610 m.b.m.r.
Profundidad de muestreo:	2550 m.b.m.r.
Presión a la prof. de muestreo:	285.95 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura a la prof. de muestreo:	101 °C.

Las etapas que generalmente comprenden el procedimiento experimental y que fueron cubiertas en el presente trabajo, se comentan a continuación.

Saturación de la Muestra

Las muestras de fluidos obtenidas del pozo, se transfieren en botellas o cilindros de acero de alta presión para su envío al laboratorio.



ratorio encargado de su estudio. Como medida de seguridad durante el transporte, después de traspazada la muestra en el portamuestras, se les disminuye la presión, por abajo de la de saturación para crear un casquete de gas. Por tal motivo, antes de transferir el volumen requerido a la celda PVT, debe represionarse la muestra de fluidos hasta que todo el gas se haya disuelto en el líquido. La saturación de la muestra se lleva a cabo conectando la celda portamuestras a la bomba de desplazamiento auxiliar, como se muestra en forma esquemática en la figura 5.1. Dispuesto el equipo de esa manera los pasos que se siguen son los siguientes:

- 1) Elevar la presión de la bomba hasta alcanzar el valor dejado en el portamuestras antes de su envío, abriendo previamente las válvulas 1 y 2.
- 2) Abrir la válvula No. 3 y observar si sufre algún cambio la presión que registra el manómetro. Si la presión se mantiene o presenta un cambio mínimo, la muestra de fluidos durante su transportación no sufrió cambios por fugas u otras fallas mecánicas y puede considerarse como buena. Por el contrario, si la presión encontrada es muy diferente a la reportada, lo cual se debe generalmente por fugas de la muestra, se desecha por considerarse que la composición ha sido alterada. Para el caso estudiado, el portamuestras se encontró con una presión de  $91.55 \text{ kg/cm}^2$ , muy similar a la esperada.
- 3) Saturar la muestra mediante la inyección de volúmenes de mercurio al portamuestras a través de la bomba de desplazamiento. El represionamiento se hace por pasos, registrándose en cada uno el volumen de mercurio inyectado y la presión alcanzada después de conseguida su estabilización. Los volúmenes de mercurio inyectados se grafican contra los valores de presión correspondiente, como lo muestra la figura 5.2. La gráfica obtenida muestra un comportamiento en el cual es fácil distinguir un punto de inflexión que indica el valor de la presión a partir del cual los fluidos se comportan ya como totalmente líquido. El valor máximo alcanzado durante la saturación de la

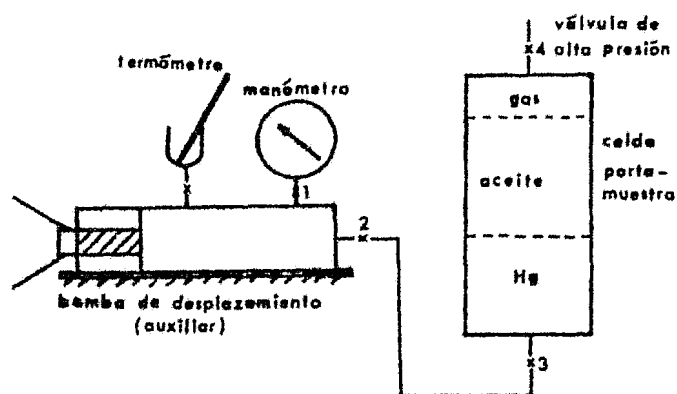


Fig. 5.1. Represionamiento de la muestra de fluidos.

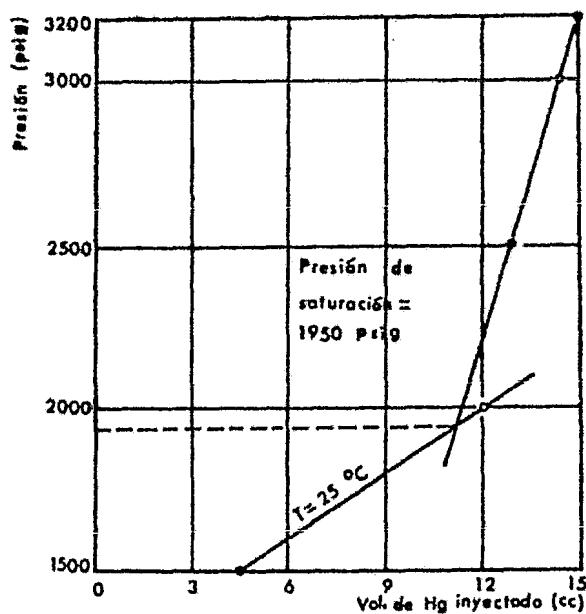


Fig. 5.2. Determinación de la presión de saturación a temperatura ambiente.

muestra, como se indica en la figura, fue de 3200 psi, presión que fue mantenida durante el traspaso de un volumen de muestra a la celda PVT y que en adelante se denominará presión de traspaso ( $P_T$ ).

### Traspaso de la Muestra de Fluidos a la Celda PVT

#### Preparación del Equipo

Para asegurar que la composición de la muestra no sufra alteraciones durante el traspaso de una porción de ella a la celda PVT, la operación debe efectuarse a presión constante, para lo cual es necesario disponer los diferentes dispositivos como se muestra en la figura 5.3. En este arreglo, la celda PVT se llena con mercurio hasta alcanzar la presión de traspaso (3200 psi) manteniendo la válvula 4 cerrada. Los ductos que unen las diferentes partes deben ser purgados en el momento de conectarse para eliminarles el aire y evitar así contaminar tanto el mercurio que se utiliza como interfase, como los hidrocarburos. La línea que une las dos celdas se purga antes de conectarse a la válvula 4, desplazando el aire al irse llenando con la muestra de hidrocarburos, que son empujados al operar la bomba auxiliar y abriendo simultáneamente la válvula 5. La preparación del equipo termina cuando las celdas, bombas de desplazamiento y ductos se encuentran a la misma presión de traspaso e incomunicados únicamente por la válvula 4, la cual debe estar cerrada.

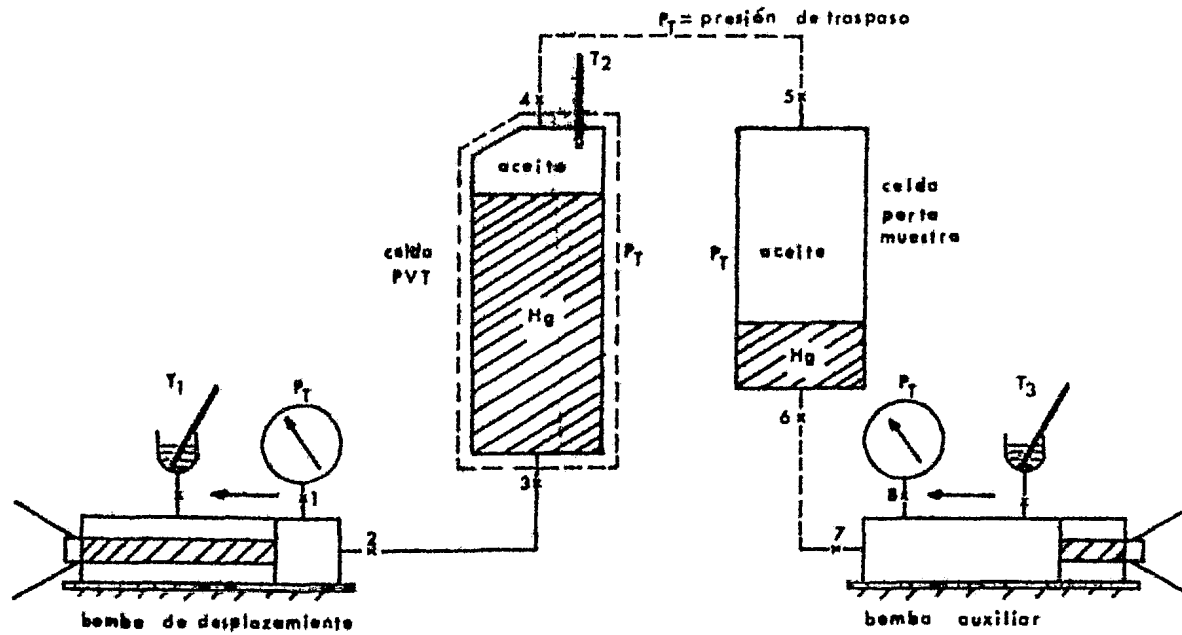


Fig. 5.3. Traspaso de la muestra a la celda de análisis PVT.

### Traspaso de la Muestra

La operación se inicia abriendo la válvula 4 para comunicar - ambas celdas, la presión registrada en ambos manómetros no debe -- variar. Se toman las lecturas de temperatura de la celda PVT y de las bombas de desplazamiento, así como la lectura inicial sobre la escala de la bomba correspondiente a la celda PVT. Hecho lo anterior, en forma simultánea se desplaza hacia adelante el émbolo de la bomba auxiliar y hacia atrás el de la bomba del equipo PVT, a - un ritmo tal que la presión se mantenga constante.

Cuando se ha traspazado el volumen de muestra deseado se cierra la válvula 4 y se ajusta la presión en la celda PVT antes de - tomar las lecturas finales de desplazamiento y de temperatura. -- Posteriormente se desconecta el tubo de la válvula 4 y se retira - el portamuestras y bomba auxiliar.

### Calentamiento de la Celda PVT a la Temperatura de Yacimiento

Teniendo ya la muestra de aceite dentro de la celda PVT, el - paso siguiente es calentar el sistema celda - fluidos hasta alcanzar la temperatura del yacimiento, la cual debe mantenerse constante durante el análisis PVT.

Antes de iniciar el calentamiento es conveniente posicionar - el émbolo de la bomba en la parte superior de la escala, con el -- fin de poderlo desplazar hacia atrás cuando sea necesario retirar mercurio de la celda PVT. Conseguido lo anterior, se registran -- las lecturas iniciales de temperatura y de desplazamiento. Usando la gráfica de calibración del equipo de calentamiento se fija la - posición de los elementos de control para alcanzar la temperatura deseada, hecho esto se inicia el calentamiento; durante el cual de be observarse continuamente la presión, retirando el mercurio nece sario de la celda para mantener la presión constante. Cuando la -

temperatura ha sido alcanzada, es necesario darle un tiempo de estabilización de cuando menos doce horas, al final del cual se toman las lecturas finales de temperaturas y extracción de mercurio.

Debido a fallas presentadas en los dispositivos de control de temperatura del equipo, la máxima temperatura controlada que se alcanzó fue de 79 °C y no 101 °C que es la temperatura reportada del yacimiento. Por lo que los resultados obtenidos no pueden considerarse representativos del comportamiento real de los fluidos.

#### Separación Flash

La separación flash se inició a partir de la presión de traspaso de 225 kg/cm<sup>2</sup>, con decrementos de aproximadamente 15 kg/cm<sup>2</sup>, en cada uno de los cuales se alcanzó el equilibrio termodinámico del sistema, para lo cual se agitó la celda hasta que dos lecturas consecutivas de la presión coincidían. Junto con la presión se registraron las lecturas de desplazamiento del émbolo y temperatura de la bomba.

Tomando como guía el valor de presión de saturación determinado durante la etapa de represionamiento de la muestra a temperatura ambiente, los decrementos de presión se hicieron cada vez más pequeños a medida que se aproximaba al valor de presión de burbuja esperado. De esta manera se observó a través de la ventana de la celda, la liberación de las primeras burbujas de gas, cuando la presión disminuyó al valor de 134 kg/cm<sup>2</sup>.

## Separación Diferencial

Alcanzada la presión de burbujeo, se continuó el agotamiento de la presión, extrayendo el gas liberado en cada decremento de -- presión constante, hasta alcanzar la atmosférica. El volumen del gas extraído se midió usando un gasómetro y con un dispositivo --- construido en el laboratorio, se tomaron muestras en balones de vi drio previamente evacuados y pesados, que se utilizan para obtener la densidad relativa del gas y su análisis composicional por roma tografía de gases.

En cada decremento de presión se tomaron las lecturas iniciales de temperatura y de desplazamiento de la bomba, así como del - gasómetro. Abriendo lentamente la válvula superior de la celda y simultáneamente inyectando mercurio, para mantener la presión cons tante, se extrajo el gas liberado, cerrando la válvula cuando el - nivel del líquido alcanzó la parte superior de la celda, procedien do después a registrar las lecturas finales correspondientes de la etapa.

Cuando en la celda se alcanzó la presión atmosférica y todo - el gas liberado se había desplazado al gasómetro, se dejó enfriar la celda hasta la temperatura ambiente y se midió el volumen del - aceite residual, resultando ser igual a  $73 \text{ cm}^3$ .

Con esto se dió por teminado el análisis y se procedió a ex-- traer todo el mercurio de la celda y a la limpieza de la misma, -- así como de los tubos y recipientes usados.

## REFERENCIAS

- 1.- Pozo Akal 701: "Análisis PVT y Separación en Tres Etapas", Laboratorio de Yacimientos, Instituto Mexicano del Petróleo, Diciembre, 1979.
- 2.- Akal 701 Well: "Reservoir Fluid Study", Core Laboratories, -- Inc., July, 1979.
- 3.- Méndez López, T. y León García, A.: "Variación de las Propiedades Físicas de los Fluidos con la Profundidad. Sonda de Campeche", Ingeniería Petrolera, Julio, 1980.
- 4.- García Gómez, F. J.: "Apuntes de Análisis PVT", (en prepara--ción) Facultad de Ingeniería, UNAM, 1983.



## CAPITULO VI

### Procesamiento de la Información Experimental

La información obtenida en las diferentes etapas de la prueba experimental, fué agrupada de acuerdo a su tipo de la manera siguiente:

- a) Información de campo.
- b) Información de saturación y traspaso de la muestra.
- c) Información de la separación flash.
- d) Información de la separación diferencial.

Cabe hacer notar, como se mencionó anteriormente, que la información obtenida durante la prueba experimental y los cálculos que de ésta se desprenden, se basan en un balance de masa a través de la medición de los volúmenes de fluidos que entran o salen de la calda.

De hecho, la información sólo son lecturas realizadas en la escala de la bomba, pero que basados en lo anterior y debidamente interpretadas y corregidas a las diferentes condiciones de presión y temperatura, se obtienen los volúmenes requeridos para evaluar el comportamiento de los fluidos en cada etapa del análisis.

Así que contando con la información debidamente ordenada, se pueden llevar a cabo los cálculos que se mencionan a lo largo de este capítulo, los cuales han sido simplificados evitándose la repetición de procedimientos. Además, éstos se presentan en forma tabular y gráfica para una mejor comprensión.

### Cálculo del Volumen de Muestra a las Condiciones de Traspaso

El volumen de muestra traspasado a la celda, es igual al volumen de mercurio extraído de ella. Basados en este principio, el volumen de muestra traspasado a una presión de traspaso ( $P_T$ ) se calcula en función de las lecturas en la bomba del mercurio extraído, a la presión de calibración ( $P_{cb}$ ).

El volumen de mercurio debe corregirse por la compresibilidad sufrida al pasar de una presión ( $P_T$ ) a una presión ( $P_{cb}$ ).

Asimismo, debe determinarse el nuevo volumen interno de la celda al ser sometida a nuevas condiciones de presión y temperatura.

1.- Temperatura de traspaso media de la celda ( $\bar{T}_{Tc}$ ).

$$\bar{T}_{Tc} = (T_{Tic} + T_{Tfc}) / 2 \quad (42)$$

$$\bar{T}_{Tc} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}$$

2.- Temperatura de traspaso media de bomba ( $\bar{T}_{Tb}$ ).

$$\bar{T}_{Tb} = (T_{Tib} + T_{Tfb}) / 2 \quad (43)$$

$$\bar{T}_{Tb} = 26 \text{ } ^\circ\text{C}$$

3.- Volumen de celda a condiciones de traspaso ( $V_c$  a  $P_T$  y  $T_T$ ).

$$V_c \text{ a } P_T \text{ } T_T = V_c \text{ a } P_{cc} \text{ } T_a + (P_T - P_{cc}) F_{cp} + (T_T - T_{cc}) F_{cT}$$

(44)

$$V_c \text{ a } P_T \text{ } T_T = 609.76754 \text{ cc}$$

4.- Volumen de muestra en la celda a  $(P_T)$  y  $(T_T)$ .

$$V_{M \text{ a } P_T \text{ T}_T} = \Delta L \times F_{cb} (1 + C_{Hg \text{ a } \bar{T}_b} \times P_{cb}) \frac{\epsilon \bar{T}_c}{\epsilon \bar{T}_b} (1 - C_{Hg \text{ a } \bar{T}_c} \times P_t) \quad (45)$$

$$V_{M \text{ a } P_T \text{ T}_T} = 85.389149 \text{ cc}$$

5.- Volumen de mercurio en la celda a  $(P_T)$  y  $(T_T)$ .

$$V_{Hg \text{ C a } P_T \bar{T}_T} = V_{C \text{ a } P_T \bar{T}_T} - V_{M \text{ a } P_T \bar{T}_T} \quad (46)$$

$$V_{Hg \text{ C a } P_T \bar{T}_T} = 524.37839 \text{ cc}$$

La figura 6.1 representa esquemáticamente los volúmenes de muestra y mercurio en la celda, a condiciones de traspaso  $(P_T)$ ,  $(T_T)$ .

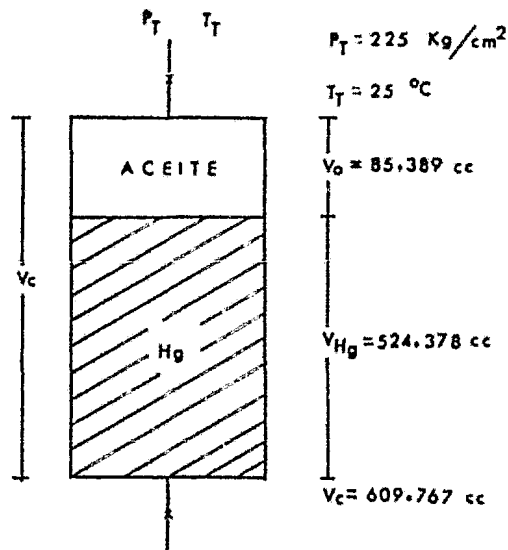


Fig. 6.1. Representación esquemática de la celda a las condiciones de traspaso.

## Cálculo del Volumen de Muestra a las Condiciones de Calentamiento

El calentamiento de la celda con muestra se realiza a presión de traspaso constante. Para mantener ésta hay que extraer mercurio de la celda; debido a que los fluidos contenidos en ella, así como ésta misma, tienden a aumentar su volumen debido a la expansión sufrida por temperatura, la que a su vez propicia un aumento en la presión.

La expansión de los fluidos es absorbida en parte por el aumento de volumen de la celda y el resto de mercurio se extrae para mantener la presión constante. El balance de masa se realiza en la forma siguiente:

$$V_{\text{Hg Ext}} \text{ a Pt Ty} = \text{Exp Hg} \text{ a Pt Ty} + \text{Exp M} \text{ a Pt Ty} - \text{Exp C} \text{ a Pt Ty}$$

- 1.- Volumen de mercurio extraído de la celda al pasar de (Tt) a (Ty).

$$V_{\text{Hg Ext}} \text{ a Pt Ty} = \Delta L \times \text{Fcb} (1 + C_{\text{Hg a Tb}} \times \text{Pcb}) \frac{\epsilon \bar{T}_Y}{\epsilon \bar{T}_b} \\ (1 - C_{\text{Hg a Ty}} \times \text{Pt}) \quad (47)$$

$$V_{\text{Hg Ext}} \text{ a Pt Ty} = 8.3172474 \text{ cc}$$

- 2.- Expansión del mercurio en la celda debido al cambio de temperatura.

$$\text{Exp Hg} \text{ Pt Ty} = V_{\text{Hg C}} \text{ a Pt Ty} \left[ \frac{\epsilon \bar{T}_Y}{\epsilon \bar{T}_b} - 1 \right] \quad (48)$$

$$\text{Exp Hg} \text{ Pt Ty} = 5.1515248 \text{ cc}$$

3.- Expansión de la celda debido al cambio de temperatura.

$$\text{Exp } C_{Pt \ Ty} = (Ty - Tt) Fct \quad (49)$$

$$\text{Exp } C_{Pt \ Ty} = 1.0252116 \text{ cc}$$

4.- Expansión de la muestra debido al cambio de temperatura.

$$\text{Exp } M_{Pt \ Ty} = V_{Hg \ Ext} \text{ }_{Pt \ Ty} + \text{Exp } C_{Pt \ Ty} - \text{Exp } Hg_{Pt \ Ty} \quad (50)$$

$$\text{Exp } M_{Pt \ Ty} = 4.1909342 \text{ cc}$$

5.- Volumen de muestra en la celda a (Pt) y (Ty).

$$V_{M \ Pt \ Ty} = V_{M \ a \ Pt \ Tt} + \text{Exp } M_{Pt \ Ty} \quad (51)$$

$$V_{M \ Pt \ Ty} = 89.580083 \text{ cc}$$

6.- Volumen de mercurio en la celda a (Pt) y (Ty).

$$V_{Hg \ C} \text{ }_{Pt \ Ty} = V_{C \ a \ Pt \ Tt} + \text{Exp } C_{Pt \ Ty} - V_{M \ Pt \ Ty} \quad (52)$$

$$V_{Hg \ C} \text{ }_{Pt \ Ty} = 521.20973 \text{ cc}$$

Los volúmenes de muestra y mercurio en la celda a las condiciones de Pt y Ty, se representan en la figura 6.2.

## Cálculo del Coeficiente de Expansión Térmica de la Muestra

Conocidos los volúmenes que ocupa la muestra a las condiciones de traspaso ( $P_t$ ) y ( $T_t$ ) y de yacimiento ( $P_y$ ) y ( $T_y$ ), se calcula el coeficiente de expansión térmica ( $\beta$ ) aplicando la ecuación - (34).

$$\beta = \frac{(V_{M P_t T_y}) - (V_{M P_t T_t})}{(V_{M P_t T_t}) (T_y - T_{icc})}$$

$$\beta = \frac{1}{V_{M P_t T_t}} \left( \frac{\text{Exp } M P_t T_y}{(T_y - T_{icc})} \right) \quad (53)$$

$$\beta = 908.89639 \times 10^{-6}$$

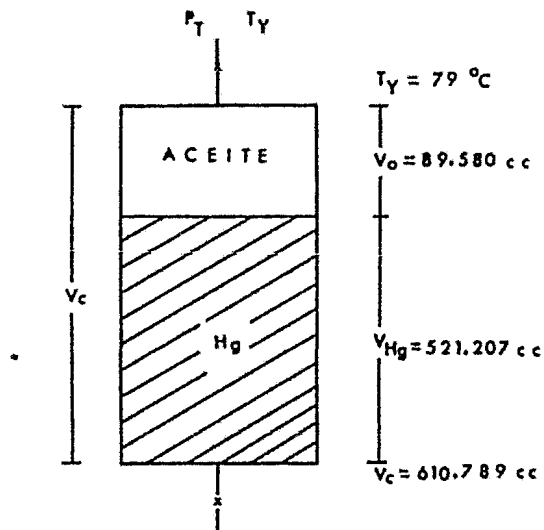


Fig. 6.2. Representación esquemática de la celda a las condiciones iniciales de prueba.

SEPARACION FLASH

## Cálculo del Volumen de Muestra en Cada Etapa de la Separación Flash

El cálculo del volumen de muestra en cada etapa de la separación flash, se realiza tomando como base el volumen de muestra a la presión de traspaso y temperatura de yacimiento ( $V_M$  a  $P_T$  y  $T_y$ ); sumándole las correcciones por compresión y expansión por decremento de presión del mercurio extraído y restandole los cambios de volumen de celda debido a los cambios de presión, manteniendo la temperatura constante.

El cálculo de la variación del volumen de muestra con los cambios de presión, se muestra en la tabla 8.

Descripción de la tabla 8.

- Columna 1: Presiones a las que se tomaron lecturas en la bomba.  
 Columna 2: Decremento de presión:  $P_T - (1)$ .  
 Columna 3: Lecturas tomadas en la bomba a la presión de calibración.  
 Columna 4: Volumen de mercurio extraído de la celda a condiciones de bomba:  $L_{PT} - (3)$ .  
 Columna 5: Volumen de mercurio extraído de la celda a condiciones de celda:  $A \times (4)$ .  
 La corrección a los volúmenes medidos en la celda se obtienen con la expresión:

$$A = (1 + C_{Hg \text{ a } T_b} \times P_{cb}) \frac{E \cdot T_y}{E \cdot T_b} (1 - C_{Hg \text{ a } T_y} \times P_f) F_{cb}$$

donde:

Pf = Presión en cada etapa de la separación flash o instantánea.

Columna 6: Encogimiento de la celda debido al cambio de presión. Se obtiene multiplicando el incremento de presión por el factor de calibración por presión de la celda a la temperatura de yacimiento:  $F_{cp} \times (2)$ .

Columna 7: Expansión del mercurio dentro de la celda:  $B \times (2)$ .  
B está dada por la expresión:

$$B = V_{Hg} C_{Pt Ty} \times C_{Hg a Ty}$$

donde:

$V_{Hg} C_{Pt Ty}$  = Volumen de mercurio en la celda a condiciones iniciales de prueba.

$C_{Hg a Ty}$  = Compresibilidad del mercurio a temperatura de yacimiento.

Columna 8: Variación del volumen de muestra. Se obtiene por medio de la suma algebraica del volumen de muestra a la presión de traspaso (Pt) y temperatura de yacimiento (Ty), ( $V_M Pt Ty$ ) mas el volumen extraído de la celda menos las expansiones de la celda y del mercurio.

$$V_{M Pf Ty} = C + (5) - (6) - (7) \quad (54)$$

$$C = V_M Pt Ty$$

Al término de esta etapa, se determinó la presión de satura--



TABLA 8

## Cálculo del Volumen de Muestra a Presión Flash

$$A = (1 + Pcb \times C_{Hg} \text{ a } Tb) \frac{\epsilon \cdot Ty}{\epsilon \cdot Tb} (1 - Pf \times C_{Hg} \text{ a } Ty) Fcb$$

$$C = V_M \text{ a } Pt \cdot Ty$$

$$B = (V_{Hg} \text{ a } Pt \cdot Ty) (C_{Hg} \text{ a } Ty)$$

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
P	AP	Lectura Bomba	V <sub>Hg</sub> Ext. Cond. Bomba	V <sub>Hg</sub> Ext. Cond. Celda	Encoqim. Celda	Expansión Hg	Volumen Muestra
	Pt - (1)		1.Pt - (3)	(4) x A	(2) x Fcp	(2) x B	C + 5 - 6 - 7
225	0	82.928	0.000	0.000	0.00	0.00	89.580083
210	15	82.739	0.189	0.10109	0.0171218	0.0341731	89.719878
195	30	82.492	0.436	0.4408503	0.0342435	0.0683462	89.918344
180	45	82.290	0.638	0.6451978	0.0513653	0.1025193	90.071396
165	60	82.021	0.907	0.9170453	0.068487	0.1366925	90.291349
150	75	81.811	1.117	1.1294452	0.0856088	0.1708656	90.453054
135	90	81.629	1.299	1.3139137	0.1027305	0.2050387	90.586228
134	91	81.596	1.332	1.346935	0.103872	0.2073169	90.615829

ción en  $134 \text{ kg/cm}^2$  a la temperatura de  $79 \text{ }^\circ\text{C}$ . El volumen de fluidos en la celda a estas condiciones, se representa esquemáticamente en la figura 6.3.

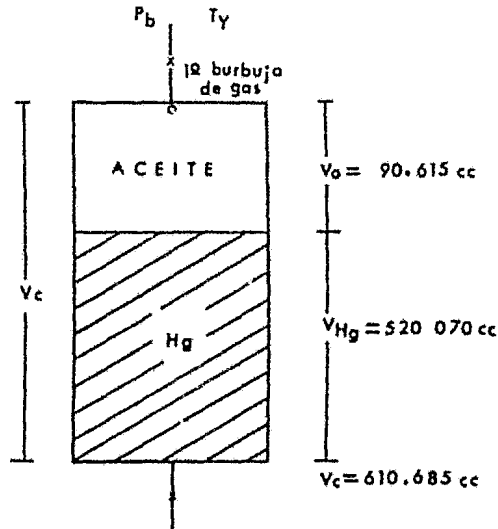


Fig. 6.3. Representación esquemática de la celda a las condiciones de saturación de la muestra.

### SEPARACION DIFERENCIAL

#### Cálculo del Factor de Desviación del Gas ( $z$ )

Una vez alcanzada la presión de saturación, se inicia la formación de un casquete de gas en la celda con el gas liberado en ca

TABLA 9

## Cálculo del Gas Producido en la Separación Diferencial

## Cálculo del Factor de Compresibilidad z

$$A = (1 + P_{cb} \times C_{Hg} \text{ a } \bar{T}_b) \frac{E \cdot T_y}{E \cdot \bar{T}_b} (1 - P_d C_{Hg} \text{ a } T_y) F_{cb}$$

$$k = \frac{(T_y + 273) \times 1.0}{293 (P_{dif} + 0.763)}$$

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
$\bar{T}_b$	P	Lecturas Bomba		$\Delta L$	Vol. Real	Vol. Gas Extraído	Vol. Ideal	z*
		Li	Lf					
				(4) - (3)	(5) x A	a 1 atm y 20 °C	k x (7)	
22.15	100.0	72.868	83.749	10.881	11.009415	901.73845	11.106389	0.8500
22.10	70.0	70.930	85.855	14.925	15.102983	854.1898	14.979402	0.8750
22.90	40.0	59.375	88.156	28.781	29.124111	835.39678	25.424751	0.9100
22.00	00.0		96.680			2358.169	3713.0041	1.0000

\* Valores calculados a partir de correlaciones (Standing, Katz.: "Density of Natural Gases", Trans. AIME (1942), 146), utilizando SG medida, experimentalmente, a presión atmosférica y temperatura ambiente; debido a fallas en el gasómetro durante la medición del gas extraído.

da etapa de agotamiento de presión posterior; asegurándose al final de cada una alcanzar las condiciones de equilibrio entre las fases.

La extracción del gas liberado se realiza a presión constante, hasta dejar solo una burbuja de gas, inyectando simultáneamente un volumen determinado de mercurio a la celda. Este volumen de mercurio equivaldrá al volumen ocupado por el gas en la celda a las condiciones de presión y temperatura prevaleciente, a condición de corregirlo por compresión y expansión térmica.

Utilizando el gasómetro, se determina la cantidad de gas extraído a condición atmosférica. A este volumen habrá que sumarle el volumen de gas muestreado en los balones de vidrio. Hecho lo anterior, se corrige el volumen total de gas extraído a condiciones base de 1 atmósfera y 20 °C.

Posteriormente, suponiendo un comportamiento ideal del gas y aplicando la ecuación (12), deducida anteriormente se calcula el volumen del gas a las nuevas condiciones ( $T_y$ ) y ( $P_d$ ).

Por definición el factor de desviación del gas es la relación entre el volumen real ocupado por un gas a determinadas condiciones de presión y temperatura, al volumen que ocuparía la misma masa de gas a las mismas condiciones suponiendo un comportamiento ideal.

La secuencia del cálculo de este parámetro se ilustra en la tabla 9. Asimismo, la tabla 10 ejemplifica el procedimiento de cálculo del volumen de muestra en cada etapa de la separación diferencial.

Descripción de la tabla 9.

Columna 1: Temperatura media de bomba a la que se extrajo gas de

la celda.

- Columna 2: Presiones a las cuales se extrajo gas de la celda.  
 Columna 3: Lectura inicial de extracción de gas en la bomba.  
 Columna 4: Lectura final de extracción de gas en la bomba (nueva presión de saturación).  
 Columna 5: Diferencia de lecturas de desplazamiento: (4) - (3).  
 Columna 6: Volumen real del gas a condiciones de celda. Se obtiene corrigiendo por presión y temperatura el volumen de mercurio extraído de la celda: (5) x A.

$$A = (1 + C_{Hg} \frac{P_b}{T_b} \times P_{cb}) \frac{\epsilon \frac{T_y}{T_b}}{\epsilon \frac{T_b}{T_b}} (1 - C_{Hg} \frac{P_d}{T_y} \times P_d) P_{cb}$$

donde:

$P_d$  = Presión en cada etapa de separación diferencial.

- Columna 7: Volumen de gas extraído de la celda medido a condiciones base:  $T_b = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $P_b = 1 \text{ atm}$ .  
 Columna 8: Volumen que ocuparía el gas a condiciones de celda si se comportara como un gas ideal.

$$\frac{P_b V_{ext}}{T_b} = \frac{P_d V_{ideal}}{T_y}$$

$$V_{ideal} = \frac{T_y P_b}{T_b P_d} V_{ext}$$

$$V_{ideal} = k \quad (7)$$

- Columna 9: Factor de desviación del gas (z): (6) : (8).

Descripción de la tabla 10.

- Columna 1: Presiones a las que se tomaron lecturas en la bomba.

- Columna 2: Decremento de presión:  $P_s - (1)$ .
- Columna 3: Lecturas tomadas en la bomba a la presión de calibración.
- Columna 4: Volumen de mercurio inyectado en la celda a condiciones de bomba:  $(3) - L_{Ps}$
- Columna 5: Volumen de mercurio inyectado en la celda a condiciones de celda:  $A \times (4)$ .

$$A = (1 + C_{Hg \text{ a } T_b} \times P_{cb}) \frac{\epsilon T_y}{\epsilon T_b} (1 - C_{Hg \text{ a } T_y} \times P_d) F_{cb}$$

- Columna 6: Volumen de mercurio inyectado acumulado en la celda:  $(5) \times B$

$$B = \text{Volumen de mercurio en la celda a presión de saturación y temperatura de yacimiento: } V_{Hg} C_{Ps T_y}$$

- Columna 7: Encogimiento de la celda debido al cambio de presión. Se obtiene multiplicando el decremento de presión por el factor de calibración por presión de la celda a la temperatura de yacimiento:  $F_{cp} \times (2)$ .
- Columna 8: Expansión del mercurio dentro de la celda:  $C \times (2) \times (8)$ .

$$C = \text{Compresibilidad del mercurio a temperatura de yacimiento: } C_{Hg \text{ a } T_y}$$

- Columna 9: Variación del volumen de muestra. Se obtiene mediante la suma algebraica del volumen de muestra (D) a la presión de saturación ( $P_s$ ) y temperatura de yacimiento ( $T_y$ ) mas el encogimiento de la celda (9) menos el volumen de mercurio acumulado (7) menos la expansión de este último (10).

$$V_{M \text{ Pd } T_y} = D + (9) - (7) - (10)$$

TABLA 10

Cálculo del Volumen de Muestra en Cada Etapa de la  
Separación Diferencial

$$A = (1 + C_{Hg} \text{ a } \bar{T}_b \times P_{cb}) \frac{\epsilon \text{ Ty}}{\epsilon \bar{T}_b} (1 - C_{Hg} \text{ a } T_y \times P_d) F_{cb}$$

$$C = C_{Hg} \text{ a } T_y$$

$$B = V_{Hg} \text{ a } P_s, T_y$$

$$D = V_M \text{ a } P_s, T_y$$

1	2	3	4	5	6	7	8	9
P	$\Delta P$	Lect. Bomba	Vol. Hg Cond. Bomba	V. Hg Iny. Cond. Celda	Vol. Hg Acum. Celda	Encogim. Celda	Expansión Hg	Volumen Muestra
	$P_s - (1)$		(3) - $L P_s$	(4) x A	(5) + B	(2) x $F_{cp}$	$C \times (2) \times (6)$	$D + (9) - (7) - (10)$
134	0	81.596	0.0	0.0	520.070109	0.0	0.0	90.615829
100	34	83.749	2.153	2.1784091	522.24852	0.0388093	0.0776134	88.398616
70	64	85.855	4.259	4.3095236	524.37963	0.0730528	0.01466921	86.232666
40	94	88.156	6.560	6.6379547	526.70806	0.1072963	0.2164106	83.86876
0	134	96.680	15.084	15.264909	535.33502	0.1529543	0.3135532	75.190321

### Cálculo del Volumen Relativo y Densidad del Aceite

La relación de volúmenes ocupados por la fase líquida a una presión dada, (V) y a la presión del punto de burbujeo y temperatura de yacimiento, (Vb), se denomina volumen relativo. Matemáticamente:

$$\frac{V}{V_b} = \text{volumen relativo}$$

Los resultados obtenidos del cálculo del volumen relativo se muestran en la tabla 11, columna (6). La figura 6.4 muestra en forma gráfica el comportamiento de este parámetro.

De igual manera, en la tabla 11 se ilustra el cálculo de la densidad del aceite y su variación con la presión se muestra en la figura 6.5.

La densidad relativa (aire = 1) del gas se determinó experimentalmente a partir del gas muestreado en cada etapa de extracción.

La densidad del aceite bajosaturado (P < P<sub>b</sub>) se calculó mediante la expresión:

$$\rho_o = \frac{(\text{masa del aceite residual} + \text{masa total del gas extraído})}{\text{volumen de muestra en cada etapa de la separación flash.}}$$

Asimismo, la densidad del aceite saturado (P > P<sub>b</sub>) se calculó utilizando la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{[\text{masa del aceite residual} + (\text{masa total del gas extraído} - \text{masa del gas producido en cada etapa de la separación diferencial})]}{\text{volumen de muestra en cada etapa de la}}$$



separación diferencial.

Descripción de la tabla 11.

Columna 1: Presiones a las que se hicieron mediciones en el laboratorio.

Columna 2: Volumen de muestra, tomado de las tablas (8) y (10), - columnas (8) y (9), respectivamente.

Columna 3: Volumen de gas extraído, medido a presión atmosférica (0.763 Atm) y temperatura de laboratorio.

Columna 4: Masa de gas extraído: (3) x C.  
C está dado por la expresión:

$$C = \rho_{\text{aire}} \bar{T}_G (j) \times SG (j)$$

donde:

$\bar{T}_G (j)$  = Temperatura media del gasómetro en cada etapa de extracción.

SG (j) = Densidad relativa del gas (aire = 1) en cada etapa de extracción.

Columna 5: Masa total del gas extraído: de (4).

Columna 6: Volumen relativo de la fase líquida: (2) + A.

A = Volumen de muestra a presión de saturación y temperatura de yacimiento.

Columna 7: Densidad del aceite bajosaturado: B + (5) + (2).

B = Masa del aceite residual

B =  $V_o \text{ a } P_{atm} T_{amb} \times \rho_{or}$

Columna 8: Densidad del aceite saturado: B + (5) + (2).

## Cálculo del Volumen Relativo y Densidad del Aceite

$$A = V_o \text{ a } P_s, T_y$$

$$C = \rho_{\text{aire}} \text{ a } \bar{T}_t (3) \times SS (4)$$

$$B = M_{or} = V_o \text{ a } P_{atm}, T_{amb} \times \rho_{or}$$

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
P	Volumen Muestra	V. Gas Extraído	Masa Gas Extraído	Masa Total Gas Ext.	Volumen Relativo	$\rho_o$ a P · Pb	$\rho_o$ a P · Pb
			(3) x C	de (4)	(2) : A	[B + (5)] : (2)	[ B + (5) ] : 2
225	89.580083				0.9885699	0.8389509	
210	89.719878				0.9901126	0.8376437	
195	89.918344				0.9923028	0.8357948	
180	90.071396				0.9939919	0.8343746	
165	90.291949				0.9964258	0.8323365	
150	90.453054				0.9982037	0.8308541	
135	90.586228				0.9996733	0.8296326	
134	90.615829				1.000	0.8293616	
100	88.398616	1386.013	1.2078860	1.2078860	0.9755317		0.8364995
70	86.232666	1297.1022	1.1583523	2.3662383	0.9516292		0.8440775
40	83.86876	1389.9934	1.2989560	3.6651943	0.925542		0.8523805
0	75.190321	3106.4764	3.8681931	7.5333874	0.8297703		0.8993165

### Cálculo de las Propiedades Volumétricas

Una vez que se ha procesado la información obtenida del análisis PVT, ya se pueden calcular los diferentes parámetros que nos indican el comportamiento volumétrico de la mezcla de hidrocarburos. En la tabla 12 se presenta el cálculo de ellos, utilizando las ecuaciones deducidas en el capítulo III.

En las tablas 13 y 14 se presentan en forma separada los mismos resultados, de acuerdo al tipo de separación.

Cabe recordar que el análisis de la muestra se realizó a la temperatura de 79 °C, determinándose la presión de saturación en 134 kg/cm<sup>2</sup>. A esta presión el valor de algunas propiedades es el siguiente:

$$B_{ob} = 1.2413127 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$B_{tb} = B_{ob}$$

$$R_{sb} = 74.598371 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$\rho_{ob} = 0.8293616 \text{ gr/cm}^3$$

Las gráficas correspondientes en función de la presión del yacimiento, se muestran en las figuras 6.6 a 6.9.

TABLA 12

## Cálculo de las Propiedades Físicas

Pozo Akal - 701

Pb = 134 kg/cm<sup>2</sup> a Ty = 79 °C

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
P	Vo a c. y.	Vo Residual	V. Gas Libre a c. y.	V. Gas Libre a c. s.	V. Gas Disuelto a Py, Ty a CS	Bo	Bg	Rs	Bt
kg/cm <sup>2</sup>	cc	cc	cc	cc	cc	(2) : (3)	(4) : (5)	(6) : (3)	(7)+(8)x[(9)-(9)]
225	89.580083				5445.6811	1.2271244		74.598371	1.2271244
210	89.719878				5445.6811	1.2290394		74.598371	1.2290394
195	89.918344				5445.6811	1.2317581		74.598371	1.2317581
180	90.071396				5445.6811	1.2338547		74.598371	1.2338547
165	90.291949				5445.6811	1.236876		74.598371	1.236876
150	90.453054				5445.6811	1.2390829		74.598371	1.2390829
135	90.586228				5445.6811	1.2409072		74.598371	1.2409072
134	90.615829				5445.6811	1.2413127		74.598371	1.2413127
100	88.398616		11.009415	1051.6059	4394.0752	1.2109399	0.0104691	60.192811	1.3617531
70	86.232666		15.102983	984.31387	3409.7613	1.1812694	0.0153437	46.709059	1.6091946
40	83.86876		29.124111	1051.5923	2358.169	1.1488871	0.0276952	32.303685	2.3202469
0	75.190321			2358.169*	0.0	1.030044		0.0	
(T=20°C)		73.0							

\*Volumen aproximado.

TABLA 13

## Propiedades Físicas: Separación Flash

Pozo Akal - 701

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
P	Bo	Rs	Bt	$\rho_o$	Volumen Relativo
(kg/cm <sup>2</sup> )	cc/cc	cc/cc	cc/cc	gr/cc	
225	1.2271244	74.598371	1.2271244	0.8389509	0.9885699
210	1.2290394	74.598371	1.2290394	0.8376437	0.9901126
195	1.2317581	74.598371	1.2317581	0.8357948	0.9923028
180	1.2338547	74.598371	1.2338547	0.8343746	0.9939919
165	1.236876	74.598371	1.236876	0.8323365	0.9964258
150	1.2390829	74.598371	1.2390829	0.8308541	0.9982037
135	1.2409072	74.598371	1.2409072	0.8296326	0.9996733
134	1.2413127	74.598371	1.2413127	0.8293616	1.000

TABLA 14

## Propiedades Físicas: Separación Diferencial

Pozo Akal - 701

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
P	Z	B <sub>g</sub>	B <sub>o</sub>	R <sub>s</sub>	B <sub>t</sub>	ρ <sub>o</sub>	Volumen Relativo
(kg/cm <sup>2</sup> )		m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	gr/cc	
100	0.8500	0.0104691	1.2109399	60.192811	1.3617531	0.8364995	0.9755317
70	0.8750	0.0153437	1.1812694	46.709059	1.6091946	0.8440775	0.9516292
40	0.9100	0.0276952	1.1488871	32.303685	2.3202469	0.8523805	0.925542
0	1.0000		1.030044	0.0		0.8993165	0.8297703

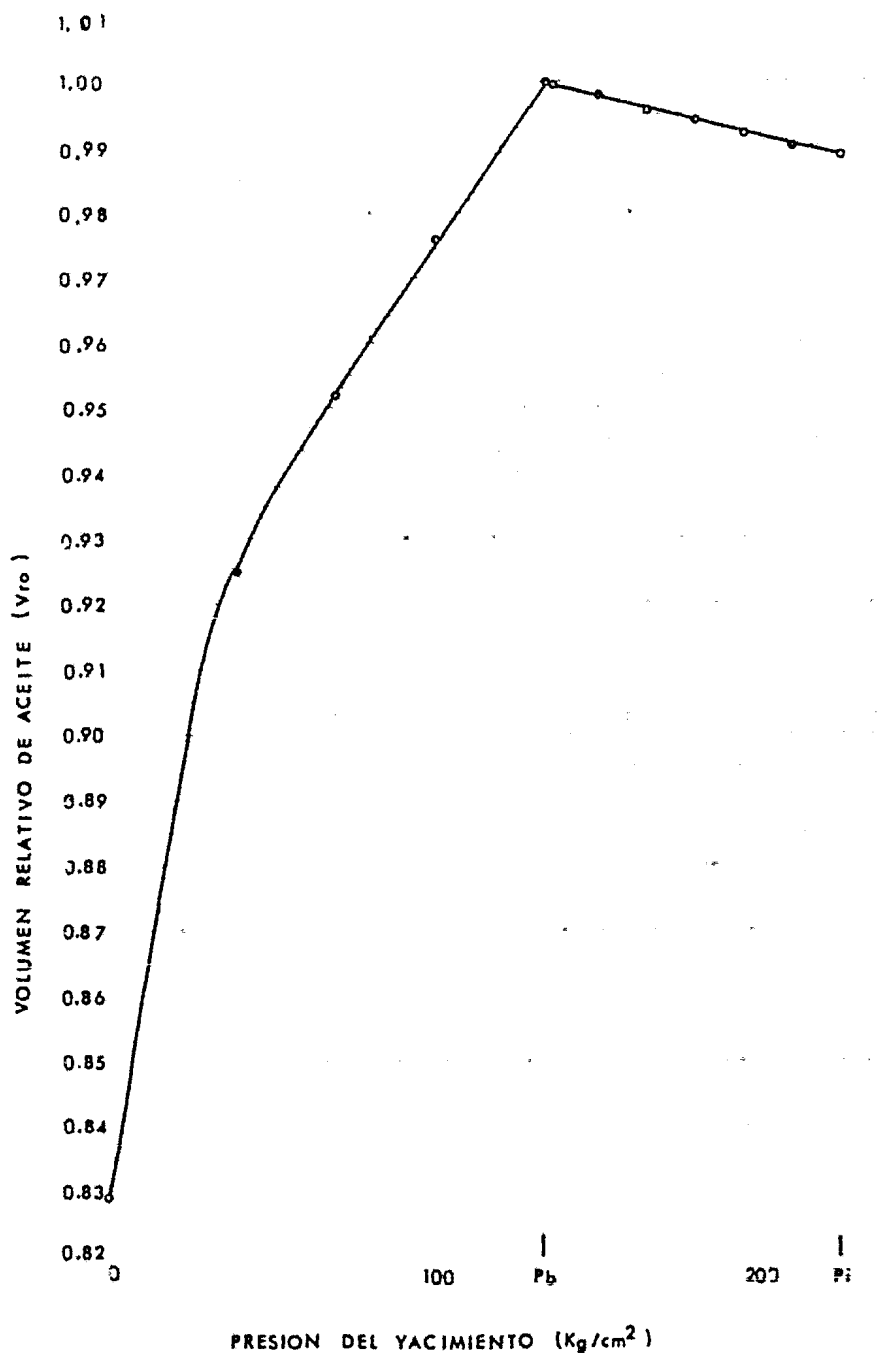


Fig. 6.4. Volumen relativo del aceite como función de la presión, del pozo Akal 701, simulado con el método de liberación convencional a  $T_y = 79$  °C.

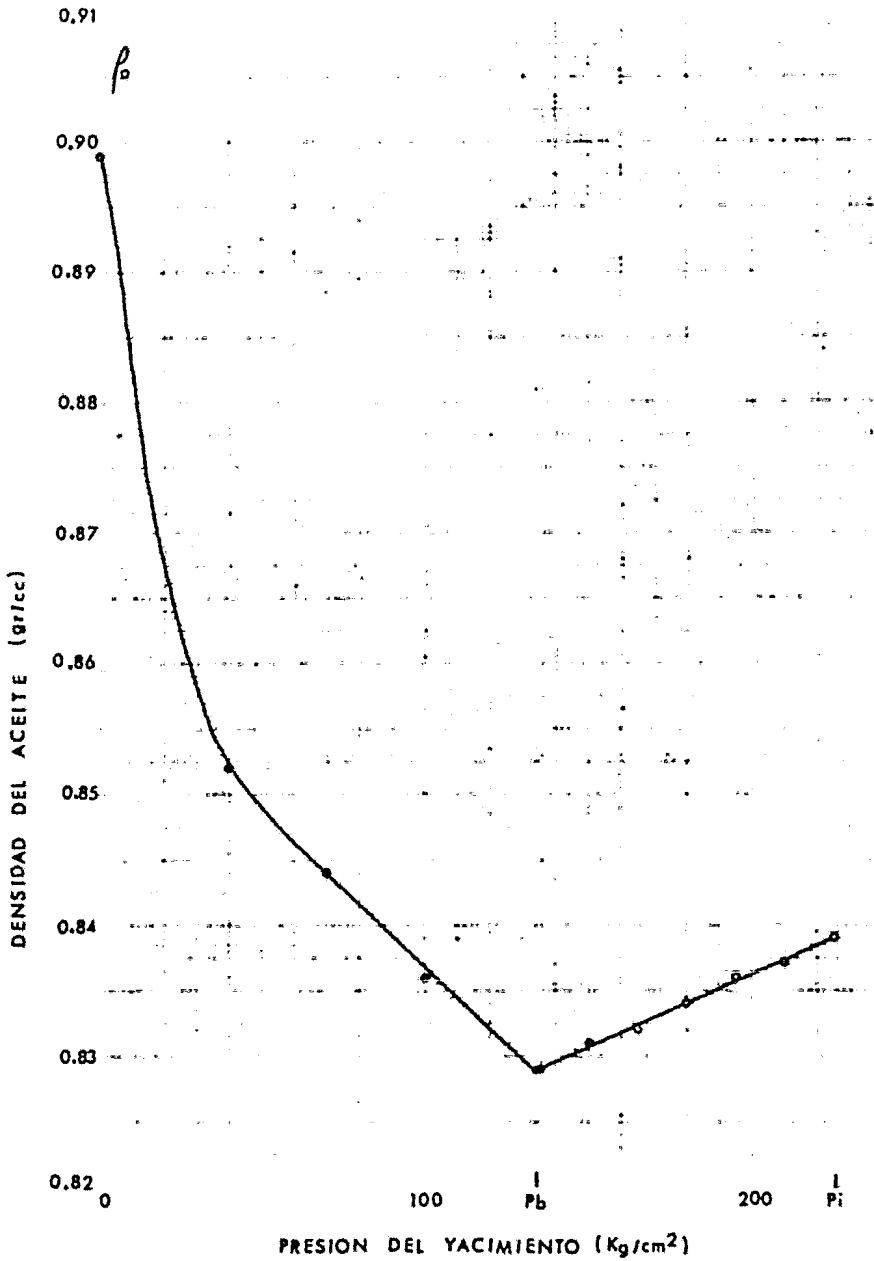


Fig. 6.5. Densidad del aceite como función de la presión, del pozo Akal 701, simulado con el método de liberación convencional a  $T_y = 79$  °C.



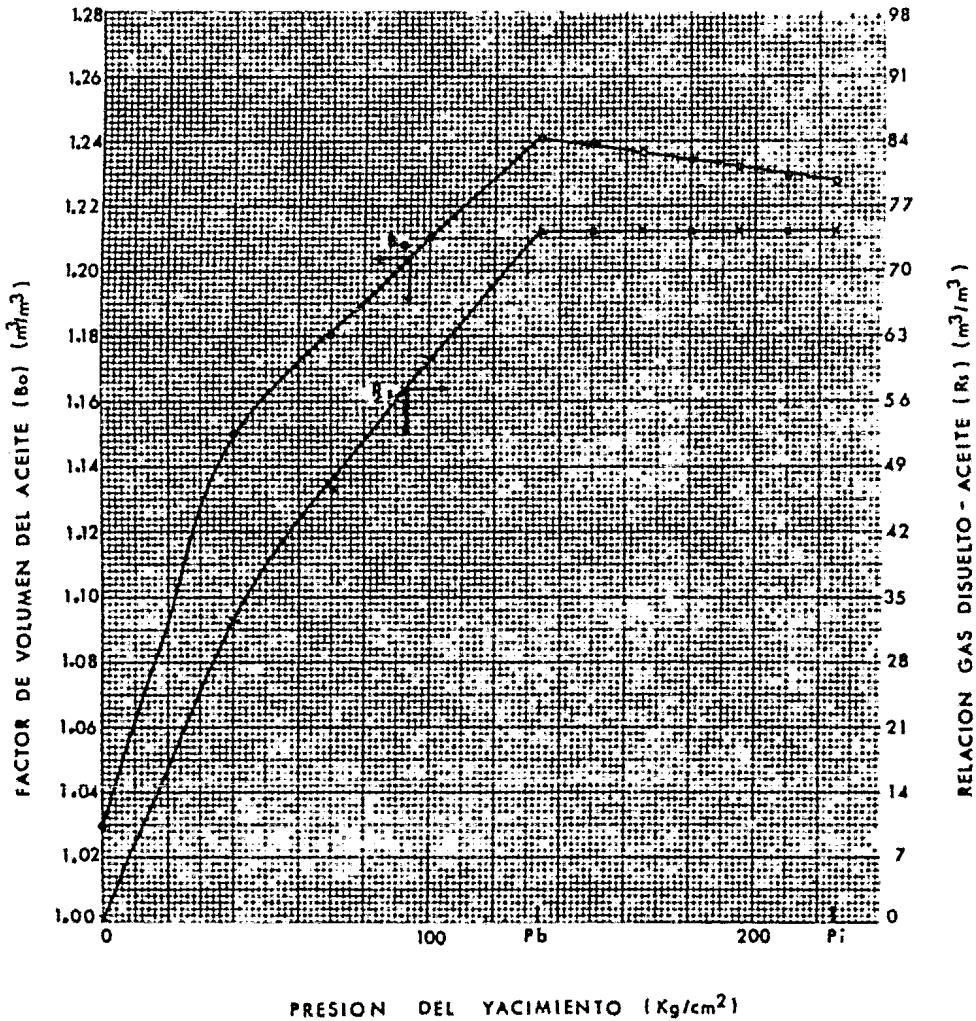


Fig. 6.6. Factor de volumen del aceite y Relación gas disuelto-aceite como función de la presión, del pozo Akal 701, simulado - con el método de liberación convencional a  $T_y = 79$  °C.

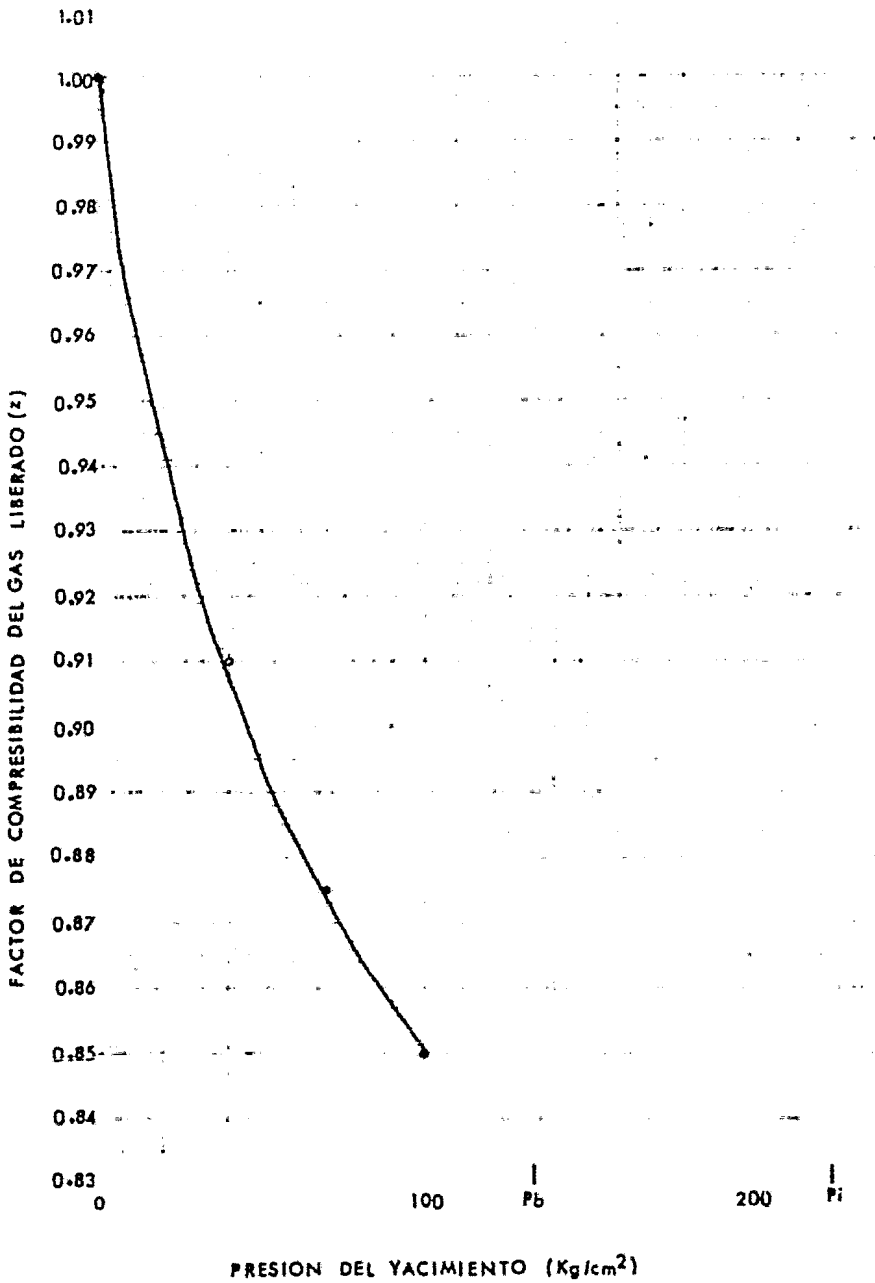


Fig. 6.7. Factor de compresibilidad del gas liberado como función de la presión, del pozo Akal 701, simulado con el método de liberación convencional a  $T_y = 79$  °C.

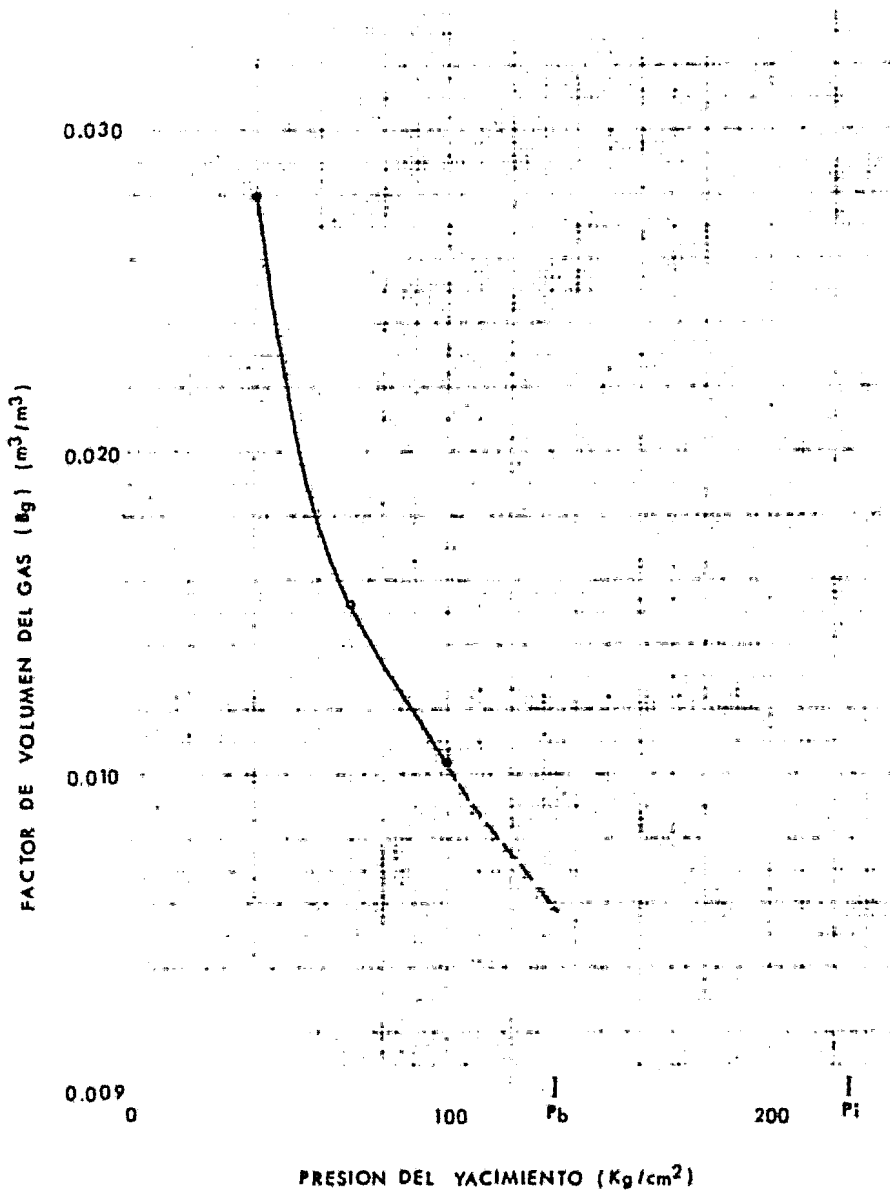


Fig. 6.8. Factor de Volumen del gas liberado como función de la - presión, del pozo Akal 701, simulado con el método de liberación - convencional a  $T_y = 79$  °C.

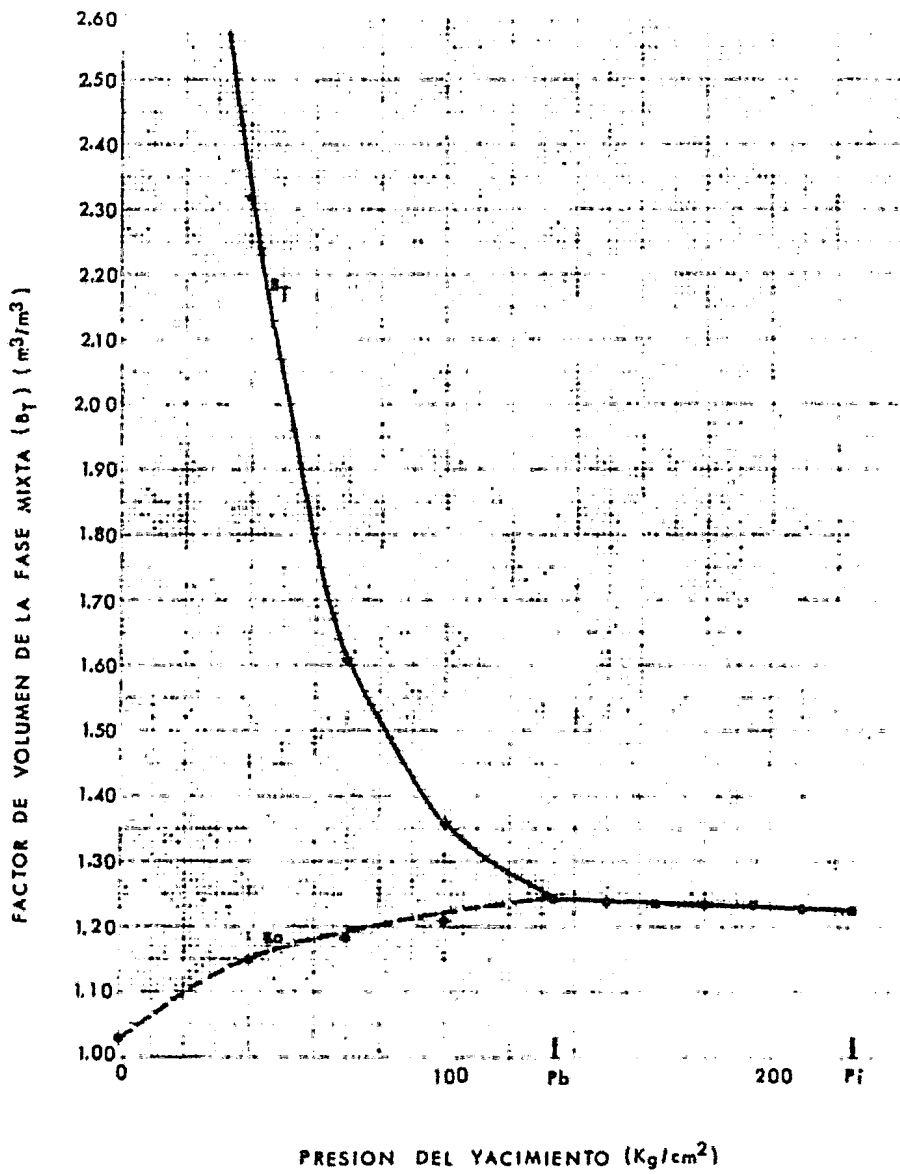


Fig. 6.9. Factor de volumen de la fase mixta como función de la presión, del pozo Akal 701, simulado con el método de liberación convencional a  $T_y = 79$  °C.

## CAPITULO VII.

### Análisis de Resultados y Conclusiones

Las pruebas PVT de laboratorio con fluido de una muestra de fondo, son en sí un estudio de balance volumétrico que trata de simular - el comportamiento del proceso de agotamiento del yacimiento de donde se obtuvo la muestra. La precisión de los resultados depende, entre otras cosas, de lo representativas que sean las muestras del fluido usado en el análisis y de la exactitud de las mediciones -- efectuadas con el equipo utilizado.

Tratándose de yacimientos de aceite de bajo encogimiento, la variación de las propiedades de los fluidos areal y verticalmente es mínima, salvo en los casos de yacimientos de gran espesor y alto relieve estructural, donde los gradientes de presión, temperatura y efectos gravitacionales pueden ocasionar cambios considerables en la composición de la mezcla de hidrocarburos<sup>1-3</sup>. Para este tipo de yacimientos es necesario el análisis de muestras obtenidas a diferentes profundidades, mientras que para el caso de las formaciones delgadas, los resultados obtenidos de un análisis de una muestra representativa, serán suficientes para estudiar el comportamiento del yacimiento.

1. Espach, R. H. and Fry J.: "Variable Characteristics of -- the Oil in the Tensleep Sandstone Reservoir", Trans. AIME (1951).
2. Garaicochea P. F. y Acuña R. A.: "Espaciamiento Optimo de Pozos en Yacimientos con Segregación de Gas Liberado", Revista del IMP, Vol. X, No. 2, Abril 1978.
3. Méndez L. T. y León G. A.: "Variación de las Propiedades Físicas de los Fluidos con la Profundidad. Sonda de Campeche", Ingeniería Petrolera, Julio 1980.

Se calibraron las diferentes partes de medición del equipo de análisis PVT, con lo cual se tomaron en cuenta los cambios volumétricos de la celda al variar las condiciones de presión y temperatura, asimismo se determinó un factor de calibración de la bomba de desplazamiento, que considera las modificaciones del cilindro y la compresibilidad del mercurio; de igual manera fue necesario conocer el comportamiento del sistema de control de temperatura. De tal manera, que la precisión de las mediciones efectuadas en el equipo resultaron dentro del rango de aproximación de los instrumentos. Las lecturas de presión en el manómetro, con escala dividida en kilogramos, debieron aproximarse hasta décimas, las lecturas volumétricas resultaron exactas hasta la segunda cifra decimal y el control de temperatura proporcionó variaciones de  $\pm 1$  °F.

#### Análisis de Resultados

Los resultados obtenidos de  $V_{ro}$ ,  $P_o$ ,  $B_o$ ,  $R_s$ ,  $z$ ,  $B_g$  y  $B_T$  que se presentan en forma gráfica en las figuras de la 6.4 a la 6.9, con respecto a la presión, presentan en general el comportamiento esperado para el tipo de aceite analizado; mostrando tendencias bien definidas y consistentes. Lo anterior demuestra que tanto la calibración del equipo como el procedimiento seguido en el análisis experimental fue el adecuado.

Del análisis de los resultados, se observa la conveniencia de efectuar los decrementos de presión, de tal forma que los volúmenes de gas liberado en cada etapa sean similares, para cuantificar adecuadamente los volúmenes extraídos de gas e inyectados de mercurio a la celda.

En el último decremento de presión efectuado durante la prueba, no se registró la lectura inicial en la bomba de desplazamiento, lo que imposibilitó el cálculo del volumen de gas liberado a -

las condiciones de celda en esta etapa, la causa primordial se debió a la necesidad de extraer volúmenes parciales del gas antes de alcanzar la presión atmosférica.

Debido a algunas fallas en el control de temperatura del baño térmico, fue imposible controlar la temperatura de yacimiento (101 °C), razón por la cual el análisis se efectuó a 79 °C.

## CONCLUSIONES

- 1) Se instaló un equipo de análisis PVT, se llevó a cabo la calibración de sus diferentes componentes y se realizó una corrida de prueba del mismo.
- 2) El procedimiento de calibración de los componentes del equipo de análisis PVT: bomba de desplazamiento y celda de análisis, se considera el adecuado. La consideración de los factores de calibración obtenidos en el procesamiento de la información -- del análisis efectuado, proporcionó resultados consistentes.
- 3) El funcionamiento del equipo de análisis PVT, salvo pequeñas fallas mecánicas en el controlador de temperatura, se considera satisfactorio para la obtención de resultados del comportamiento PVT de aceites de bajo encogimiento.
- 4) La temperatura máxima alcanzada en la celda, mediante el control automático, fue de 79 °C. Por consiguiente, los resultados obtenidos en la prueba experimental realizada a esta temperatura no son representativos del comportamiento real de los fluidos del yacimiento. La presión de burbuja determinada fue de 134 kg/cm<sup>2</sup>, 23 kg/cm<sup>2</sup> menor que la correspondiente a la temperatura del yacimiento de 101 °C.
- 5) Considerando lo expuesto en el punto anterior, resulta obvio mencionar la importancia de medir con exactitud la temperatura del yacimiento, dada su influencia en la determinación de los parámetros PVT.
- 6) Los resultados obtenidos del análisis efectuado, muestran un comportamiento definido y dentro del rango de valores esperado. Por lo que se considera adecuado el procedimiento experimental seguido durante la prueba.

México, D. F., Noviembre de 1983.



APENDICE A

T A B L A A.1

Constantes y Conversiones

Multiply	By	and Obtain
Barrels	5.6146	Cu ft
Barrels	9,702.03	Cu in.
Barrels	42.0	Gal. (US)
Cu Ft	1,728	Cu in.
Cu Ft	.037037	Cu yard
Cu Ft	7.48055	Gal
Cu Ft	.1781	Bbl (42 gal)
Cu ft/min	.1781	Bbl/min
Cu ft/min	10.686	Bbl/hr
Cu ft water	62.422	Pounds
Cu in.	.0005787	Cu ft
Cu in.	.004329	Gal
Cu in.	.0001031	Bbl
Cu yard	27.0	Cu ft
Cu yard	201.974	Gal
Gal water	8.33	Pounds
Gal	.13368	Cu ft
Specific gravity	62.4	Lb/cu ft
Specific gravity	8.33	Lb/gal
Feet	.30481	Meters
Feet	3.0481	Decimeters
Feet	30.481	Centimeters
Inch	2.54	Centimeters
Inch	25.4	Millimeters
Miles	5,280	Feet
Miles/hr	1.4666	Feet/sec.
Sq in.	.006944	Sq ft
Sq ft	144	Sq in
Pounds water	.11984	Gal. water
Pounds water	.01602	Cu ft water
Horsepower	33,000	Ft lb/min
Horsepower	550	Ft lb/sec

1 Atmosphere = 14.7 psi  
 °Farenheit = (1.8)°Centigrade + 32)  
 °Centigrade = 5/9(°Farenheit - 32)  
 1 acre foot = 7,758 bbl = 43,560 cu ft

APENDICE B

ALGUNAS PROPIEDADES FISICAS DEL MERCURIO

T A B L A B.1

Variación de la Densidad del Mercurio con la Temperatura

Temp. °C.	Mass. g. cc.	Volume of l. g. cc.	Temp. °C.	Mass. g. cc.	Volume of l. g. cc.	Temp. °C.	Mass. g. cc.	Volume of l. g. cc.
-10	13 6195	0 6751225	20	13 5454	0 6712131	140	13 2363	0 6754154
-9	6173	4328	21	5434	6767	150	2126	5768
-8	6148	4472	22	5409	6821	160	2098	7064
-7	6124	4626	23	5385	6875	170	1853	8422
-6	6099	4779	24	5360	6928	180	1617	9794
-5	13 6074	0750813	25	13 5335	0727822	190	13 1381	0761149
-4	6050	5028	26	5311	9076	200	1145	2516
-3	6025	5180	27	5287	9128	210	0918	3486
-2	6000	5329	28	5262	9184	220	6677	5265
-1	5976	5477	29	5238	9237	230	6440	6437
0	13 5951	0735810	30	13 5213	0719772	240	13 6276	0748617
1	5926	5624	31	5189	9273	250	12 9572	9402
2	5901	5776	32	5164	9319	260	9713	7090
3	5877	5927	33	5140	9373	270	9464	2162
4	5852	6079	34	5116	9427	280	9273	3577
5	13 5827	0730213	35	13 5091	0702241	290	12 9076	0724979
6	5803	6222	36	5066	9474	300	8003	6345
7	5778	6375	37	5042	9528	310	8369	7795
8	5754	6527	38	5018	9582	320	8536	9210
9	5729	6679	39	4994	9636	330	8162	8030
10	13 5704	0725613	40	13 4969	0700016	340	12 7869	0748054
11	5679	7030	50	4725	2749	350	7655	3485
12	5655	7184	60	4482	3392	360	7402	4921
13	5630	7338	70	4240	4036			
14	5606	7491	80	3998	4682			
15	13 5581	0721415	90	13 3753	0707611			
16	5557	7645	100	3510	5321			
17	5532	7799	110	3268	6069			
18	5507	7952	120	3026	6817			
19	5483	8106	130	2784	7565			

T A B L A B.2

Variación de la Compresibilidad del Mercurio con  
la Temperatura

$$C_{\text{Hg}} = 79.335 \times 10^{-10} (T - 20 \text{ }^{\circ}\text{C}) + 3.903 \times 10^{-6} \text{ [ 1 / kg/cm}^2 \text{ ]}$$

°C	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	$3.823 \times 10^{-6}$	$3.831 \times 10^{-6}$	$3.839 \times 10^{-6}$	$3.847 \times 10^{-6}$	$3.855 \times 10^{-6}$	$3.863 \times 10^{-6}$	$3.871 \times 10^{-6}$	$3.879 \times 10^{-6}$	$3.886 \times 10^{-6}$	$3.895 \times 10^{-6}$
20	3.903	3.911	3.919	3.927	3.935	3.943	3.951	3.959	3.967	3.975
30	3.982	3.990	3.998	4.006	4.014	4.022	4.030	4.038	4.046	4.054
40	4.062	4.070	4.078	4.086	4.093	4.101	4.109	4.117	4.125	4.133
50	4.141	4.149	4.157	4.165	4.173	4.181	4.189	4.197	4.205	4.213
60	4.220	4.228	4.236	4.244	4.253	4.261	4.269	4.277	4.285	4.292
70	4.300	4.308	4.316	4.324	4.331	4.339	4.347	4.355	4.363	4.371
80	4.380	4.388	4.396	4.404	4.411	4.419	4.427	4.435	4.443	4.450
90	4.458	4.466	4.474	4.482	4.490	4.498	4.506	4.514	4.522	4.529
100	4.537	4.545	4.553	4.561	4.568	4.577	4.585	4.593	4.601	4.609
110	4.617	4.625	4.633	4.641	4.650	4.657	4.665	4.673	4.681	4.688
120	4.696	4.704	4.712	4.720	4.728	4.736	4.744	4.752	4.760	4.768
130	4.776	4.784	4.792	4.800	4.808	4.815	4.823	4.831	4.839	4.842
140	4.855	4.863	4.870	4.878	4.886	4.894	4.902	4.910	4.917	4.925
150	4.933	4.941	4.949	4.957	4.965	4.972	4.980	4.988	4.996	5.004

T A B L A B.3

Volumen Relativo del Mercurio a la Presión Atmosférica

$$= \frac{\text{Vol a una temperatura dada}}{\text{Volumen a } 20^{\circ}\text{C}} = 1 + 1.8209 \times 10^{-4} (T - 20^{\circ}\text{C}) [^{\circ}\text{C}]^{-1}$$

°C	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	0.998180	0.998370	0.998543	0.998725	0.998908	0.999090	0.999272	0.999454	0.999636	0.999818
20	1.000000	1.000182	1.000364	1.000546	1.000728	1.000910	1.001092	1.001275	1.001457	1.001630
30	1.001820	2003	2185	2367	2549	2731	2913	3096	3278	3460
40	3642	3824	4006	4188	4370	4552	4734	4916	5099	5281
50	5463	5645	5827	6009	6191	6373	6555	6737	6919	7102
60	7284	7466	7648	7830	8012	8194	8376	8558	8740	8922
70	9105	9287	9468	9651	9833	1.010014	1.010197	1.010379	1.010561	1.010743
80	1.010925	1.011107	1.011290	1.001472	1.011654	11836	12018	12200	1.012382	12564
90	12746	12928	13110	13293	13475	13657	13839	14021	14203	14385
100	14567	14749	14931	15113	15296	15478	15660	15842	16024	16206
110	1.016388	16570	16752	16934	17116	17299	17481	17663	17845	18057
120	18209	18391	18573	18755	18937	19119	19302	19483	19666	19848
130	20030	20212	20394	20576	20758	20940	21122	21305	21487	21669
140	21851	22033	22215	22397	22579	22761	22943	23125	23308	23490
150	23672	23854	24036	24218	24400	24582	24764	24946	25128	25314