



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE LOS
YACIMIENTOS, TECNICAS DE MUESTREO Y
ANALISIS PVT**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
S. EDUARDO ARZOLA MORALES
MARIO ALBERTO VENEGAS LOPEZ



CD. UNIVERSITARIA.

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pag.
RESUMEN	i
1.. INTRODUCCION	1
2. GENERALIDADES	2
2.1. Clasificación de los fluidos de los yacimientos	5
2.1.1. Yacimientos de gas seco	6
2.1.2. Yacimientos de gas húmedo	6
2.1.3. Yacimientos de gas y condensado	6
2.1.4. Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento	6
2.1.5. Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento.....	7
2.2. Yacimientos de aceite volátil.....	9
2.2.1. Diagrama de fase	12
2.3. Yacimientos de gas y condensado	13
2.3.1. Diagrama de fase	14
2.4. Diferencia entre un aceite volátil y un aceite lige- ro	18
2.5. Diferencia entre un aceite volátil y un gas y conden- sado	20
2.6. Condiciones de separación	21
3. MUESTREO DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	24
3.1. Objetivo del muestreo de fluidos	24
3.2. Planeación del muestreo	24
3.3. Selección de la profundidad de muestreo	25
3.4. Métodos de muestreo de fluidos	26
3.4.1. Muestreo subsuperficial	26
3.4.2. Muestreo superficial	30

3.5.	Acondicionamiento del pozo para recolectar muestras de fondo	31
3.6.	Acondicionamiento del pozo para recolectar muestras en la superficie	34
3.7.	Observación directa del contenido líquido de la primera muestra	34
3.8.	Determinación de la presión de burbujeo a la temperatura ambiente en muestras de fondo	35
4.	COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS CON EL AGOTAMIENTO	37
4.1.	Tipos de separación en el laboratorio	37
4.2.	Caracterización para yacimientos de gas y condensado	42
4.3.	Caracterización para yacimientos de aceite volátil.	42
5.	PRINCIPIOS DE CROMATOGRAFIA	48
5.1.	Definición de cromatografía	49
5.2.	Clasificación de la cromatografía	49
5.3.	Equipo usado en el análisis	51
5.4.	Reactivos para cromatografía de gases	53
5.5.	Presentación de datos	53
5.6.	Ejemplo de campo	55
6.	ESTUDIOS PVT ESPECIALES	59
6.1.	Recombinación de fluidos del separador	60
6.1.1.	Cálculo de la relación gas-líquido	64
6.1.2.	Traspaso del gas y líquido a la celda de re-combinado	67
6.1.3.	Traspaso del recombinao a la celda visual.	67
6.2.	Relaciones presión-volumen a temperatura del yacimiento	69
6.2.1.	Coeficiente de expansión térmica	69
6.2.2.	Volumen relativo	70
6.2.3.	Factor de desviación del gas a la presión - de saturación	70

6.2.4. Factor de desviación de las dos fases	71
6.3. Estudio de agotamiento	72
7. ANALISIS PVT COMPOSICIONALES	
7.1. Determinación de la constante de equilibrio	74
7.2. Ejemplo ilustrativo de un análisis PVT composicional para un yacimiento de gas y condensado	81
7.3. Aplicación de los datos del fluido del yacimiento <u>re</u> portados en el estudio	101
7.3.1. Cálculo del efluente del pozo	101
7.3.2. Cálculo de los productos licuables del gas..	104
7.3.3. Cálculo de las reservas recuperables de gas y condensado	107
APENDICE	110
I. Programa para calcular la composición del efluente del pozo	110
II. Programa para calcular las composiciones del gas y lí- quido del efluente del pozo, volumen de gas que se <u>pro</u> duce en el separador y productos licuables obtenidos - de este gas	114
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	ii
BIBLIOGRAFIA	

*

*

R E S U M E N

El presente trabajo incluye una descripción de las características de -- los fluidos de los yacimientos, que se toman en cuenta para su clasificación, detallando el estudio para los fluidos con alto contenido de componentes ligeros, así como las bases para poder diferenciarlos y las condiciones más -- adecuadas de separación superficial.

Se presenta la descripción detallada de los tipos de muestreo de fluidos de un yacimiento, el procedimiento empleado y la preparación adecuada del pozo antes de tomar una muestra.

De igual manera, se ilustra la técnica de operación para efectuar el análisis PVT en muestras de aceite volátil y de gas y condensado, presentándose además los principios generales del análisis cromatográfico.

Por último, se presentan los fundamentos básicos del análisis PVT composicional, el procedimiento para la obtención de las constantes de equilibrio y los resultados en forma tabulada y gráfica tal y como se reportan actualmente en el laboratorio.

CAPITULO I

INTRODUCCION

En los últimos años se han descubierto en México importantes yacimientos a profundidades tales que presentan temperaturas superiores a 100 °C. Estas acumulaciones por su profundidad, temperatura y especialmente por las composiciones de las mezclas de hidrocarburos que contienen, se comportan en forma muy diferente a la de los yacimientos que tradicionalmente se habían explotado en el País.

Al aumentar la profundidad de las acumulaciones de petróleo, éste se encuentra a condiciones altas de presión y temperatura, influyendo en la relación de componentes ligeros y pesados. El contenido de los componentes ligeros en un aceite se incrementa con el aumento en la temperatura y ésta, a su vez, con la profundidad, dando como resultado que los hidrocarburos líquidos encontrados a mayor profundidad sean fluidos con grandes volúmenes de gas en solución y que al llevarse a la superficie sufren fuertes encogimientos.

Los fluidos provenientes de un yacimiento petrolífero en tales condiciones, son el resultado de una serie de cambios termodinámicos que ha sufrido la mezcla original de hidrocarburos debido a las variaciones en la presión y temperatura durante su explotación. Esto da como resultado que los fluidos en la superficie guarden poca o ninguna semejanza con los fluidos existentes en el yacimiento.

La explotación racional de estos yacimientos requiere, entre otras cosas, de un entendimiento claro del comportamiento de sus fluidos, tanto en el yacimiento como en las instalaciones superficiales de separación, almacenamiento y transporte.

Esto conduce a situaciones en las que los conceptos y procedimientos de análisis PVT convencionales dejan de ser aplicables, requiriéndose de técnicas modificadas para la obtención de parámetros y condiciones termodinámicas básicas, que fundamenten su interpretación práctica.

CAPITULO II

GENERALIDADES

A fin de comprender mejor las características de los fluidos producidos de un yacimiento con alto contenido de componentes ligeros, y sus diferencias con los de un fluido de componentes pesados, es conveniente revizar algunos conceptos sobre las propiedades de los hidrocarburos, que son ampliamente usados en la Ingeniería Petrolera. A continuación se presentan las definiciones de algunos términos que se emplearán posteriormente.

Aceite residual.- Es el líquido que permanece en la celda PVT (presión-volumen-temperatura) al terminar un proceso de separación en el laboratorio. Generalmente el aceite residual se determina a 20 °C y 1.0 atmósfera, a lo que denominaremos "condiciones estándar".

Aceite en el tanque de almacenamiento.- Es el líquido que resulta de la producción de los hidrocarburos de un yacimiento, a través del equipo superficial empleado para separar los componentes gaseosos. Las propiedades y la composición del aceite dependen de las condiciones de separación empleadas. El aceite en el tanque se acostumbra reportarlo a condiciones estándar.

Compresibilidad.- Es el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión, esto es:

$$C = - \frac{1}{v} \frac{dv}{dp} \quad (2.1)$$

dv/dp tiene pendiente negativa por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad en un valor positivo.

Condensado.- Es el líquido compuesto primordialmente por productos de baja presión de vapor, obtenido a través del equipo de separación usado en el campo.

Constante de equilibrio (K).- Se define como la razón de la fracción mol

de un componente de hidrocarburo en la fase gaseosa (Y) a la fracción mol del mismo componente en la fase líquida (X), es decir,

$$K = Y/X \quad (2.2)$$

Densidad relativa de un gas.- Es el cociente de la densidad de un gas entre la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura - por lo que equivale a dividir el peso molecular del gas entre el peso molecular del aire. Por ejemplo, el metano (con un peso molecular de 16.04) tiene una densidad relativa de $16.04/28.97 = 0.55$

Factor de desviación del gas.- Cantidad adimensional, para corregir el comportamiento ideal de los gases (para el cual el factor es la unidad) a su comportamiento real. Se denomina por la letra Z.

Factor de volumen del aceite (Bo).- Es la relación del volumen que ocupa en el yacimiento el aceite con su gas disuelto al volumen que ocupa el aceite en la superficie, esto es:

$$Bo = \frac{\text{Volumen de aceite (con su gas disuelto) a c.y.}}{\text{Volumen de aceite a c.s.}} \quad (2.3)$$

Encogimiento.- Es la disminución de volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación del gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o de formación, $1/Bo$.

Factor de volumen del gas (Bg).- Es el volumen que ocupa en el yacimiento una masa de gas, que en condiciones superficiales ocupa un volumen igual a la unidad,

$$Bg = \frac{\text{Volumen de gas a c.y.}}{\text{Volumen de gas a c.s.}} \quad (2.4)$$

Relación gas-aceite (RGA).- Es el volumen de gas que acompaña al aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación: presión, temperatura y etapas afectan el valor de la RGA.

Relación de solubilidad (Rs).- Es el volumen de gas medido a condiciones superficiales, disuelto a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad

de volumen de aceite, medido a condiciones superficiales:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto a } P_y, T_y \text{ a c.s.}}{\text{Volumen de aceite a c.s.}} \quad (2.5)$$

Factor de volumen de la fase mixta (Bt).- Es la relación existente entre el volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto y liberado al volumen de aceite medido en la superficie:

$$B_t = \frac{\text{Volumen (aceite + gas disuelto + gas liberado) a c.y.}}{\text{Volumen de aceite a c.s.}} \quad (2.6)$$

$$\text{ó } B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \quad (2.7)$$

Mole.- Es el peso molecular de cualquier substancia tomado en unidades - de masa. Por ejemplo, 16.04 lb de metano es una mole-lb. De la misma forma, una mole-gr de metano son 16.04 gr del mismo gas.

Saturación crítica de gas (Sgc).- Saturación de gas máxima alcanzada en el yacimiento, al disminuir la presión por debajo del punto de burbujeo antes de que el gas liberado comience a fluir a través de los espacios porosos.

2.1. Clasificación de los fluidos de los yacimientos

Se indicarán, aunque en forma muy somera, algunas condiciones de los diferentes tipos de yacimientos petrolíferos.

La mayoría de los yacimientos descubiertos en nuestro País no presenta problemas con la clasificación de los fluidos que contienen.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, puede utilizarse para propósitos de clasificación, tomando como base un diagrama de comportamiento de fase, el cual es una gráfica de presión contra temperatura, como se muestra en la figura 2.1.

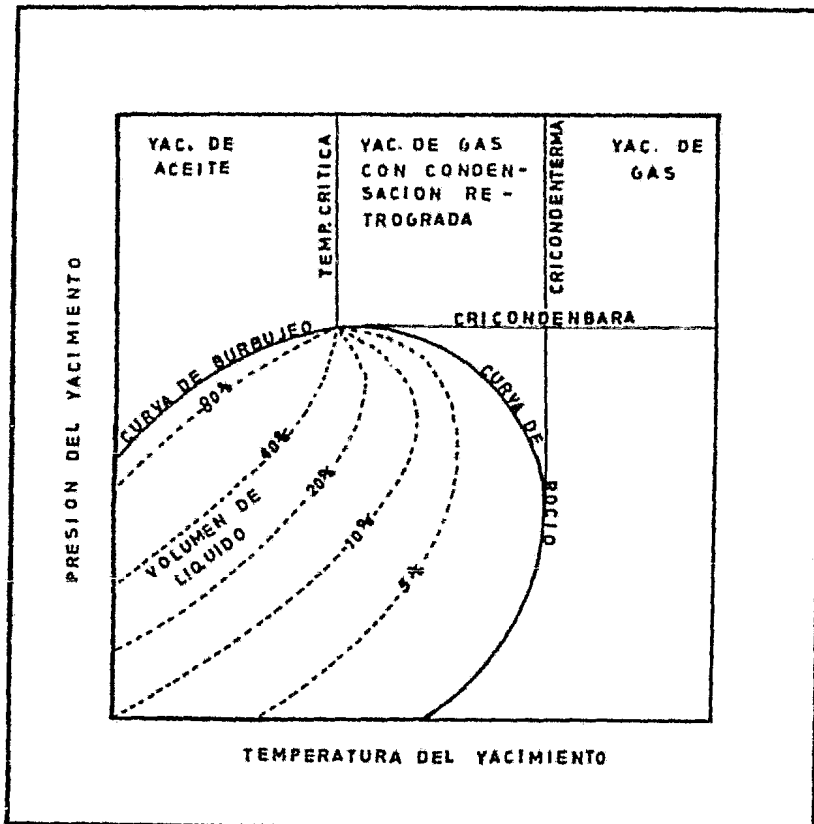


Fig. 2.1.- DIAGRAMA DE FASES QUE RELACIONA LA PRESION Y TEMPERATURA PARA UN FLUIDO DEL YACIMIENTO.

En base a los fluidos que se encuentran dentro de los yacimientos se les ha clasificado como:

- + Yacimientos de gas
- + Yacimientos de aceite

Los primeros se pueden subdividir en:

2.1.1. Yacimientos de gas seco.- Producen esencialmente metano, aunque algunos pueden producir cantidades pequeñas de gasolina natural o condensado. En general los valores de relaciones gas-aceite son mayores que 20,000 m³/m³.

2.1.2. Yacimientos de gas húmedo.- Este tipo de yacimientos pueden producir junto con el gas cantidades apreciables de condensado. El líquido se condensa en la tubería de producción y en la superficie como un resultado de la disminución en la temperatura, pero en el yacimiento el fluido se mantiene siempre en fase gaseosa debido a que la temperatura del yacimiento, es mayor que la cricondenterma (máxima temperatura a la que pueden coexistir dos fases) de la mezcla. Los valores de la relación gas-aceite se encuentran generalmente en el rango de 10,000 a 20,000 m³/m³.

2.1.3. Yacimientos de gas y condensado.- Estos tipos de yacimientos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones iniciales. Sin embargo, al reducirse la presión ocurre una "condensación retrógrada" de líquido dentro del yacimiento. Este fenómeno se presenta debido a que la temperatura de estas acumulaciones es mayor a la temperatura crítica de la mezcla pero menor a la cricondenterma.

Los yacimientos de aceite se subdividen en:

2.1.4. Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento (aceite negro).- Es el tipo de yacimientos que se encuentra con mayor frecuencia. Se les denomina como aceite negro o de bajo encogimiento porque la reducción en volumen del aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque (y perder una cantidad apreciable del gas originalmente disuelto), es

relativamente pequeña. Normalmente la reducción es menor al 30 por ciento.

Si la presión en el yacimiento es mayor que la presión de burbujeo de -- sus fluidos, a la temperatura del yacimiento, se dice que se trata de un acei te bajosaturado (el aceite es capaz de disolver más gas en solución, a las condiciones de presión y temperatura en que se encuentra). Por otra parte si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo de - sus fluidos, se dice que el aceite está saturado (no admite más gas en solu- ción, a la presión y temperatura en que se encuentra), permaneciendo en este caso, el aceite en equilibrio con la fase gaseosa de la mezcla.

Para propósitos de su estudio los cálculos tradicionales de balance de - materia permiten estimaciones razonables del comportamiento de este tipo de yacimientos considerándose constantes las composiciones del gas y del aceite durante el período de explotación del yacimiento.

Las relaciones gas-aceite para estos yacimientos son menores que 200 m^3/m^3 .

Dependiendo de la viscosidad y de la densidad del líquido en el tanque, se usan los calificativos "pesado o ligero". El encogimiento de un aceite li gero es mayor que el presentado por un aceite pesado. La figura 2.2 muestra el factor de volumen (B_0) para un aceite ligero.

2.1.5. Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento o de aceite volátil.- Estos tipos de yacimientos contienen fluidos que como su nom bre lo indica tienden a volatilizarse o evaporarse significativamente con re ducciones en la presión una vez alcanzado el punto de burbujeo.

Como en el tipo anterior puede tratarse de yacimientos bajosaturados o saturados, dependiendo de si la presión es mayor o menor que la presión de burbuja de sus fluidos.

A continuación se ampliará con más detalle las características correspon- dientes a los yacimientos de aceite volátil y los de gas y condensado.

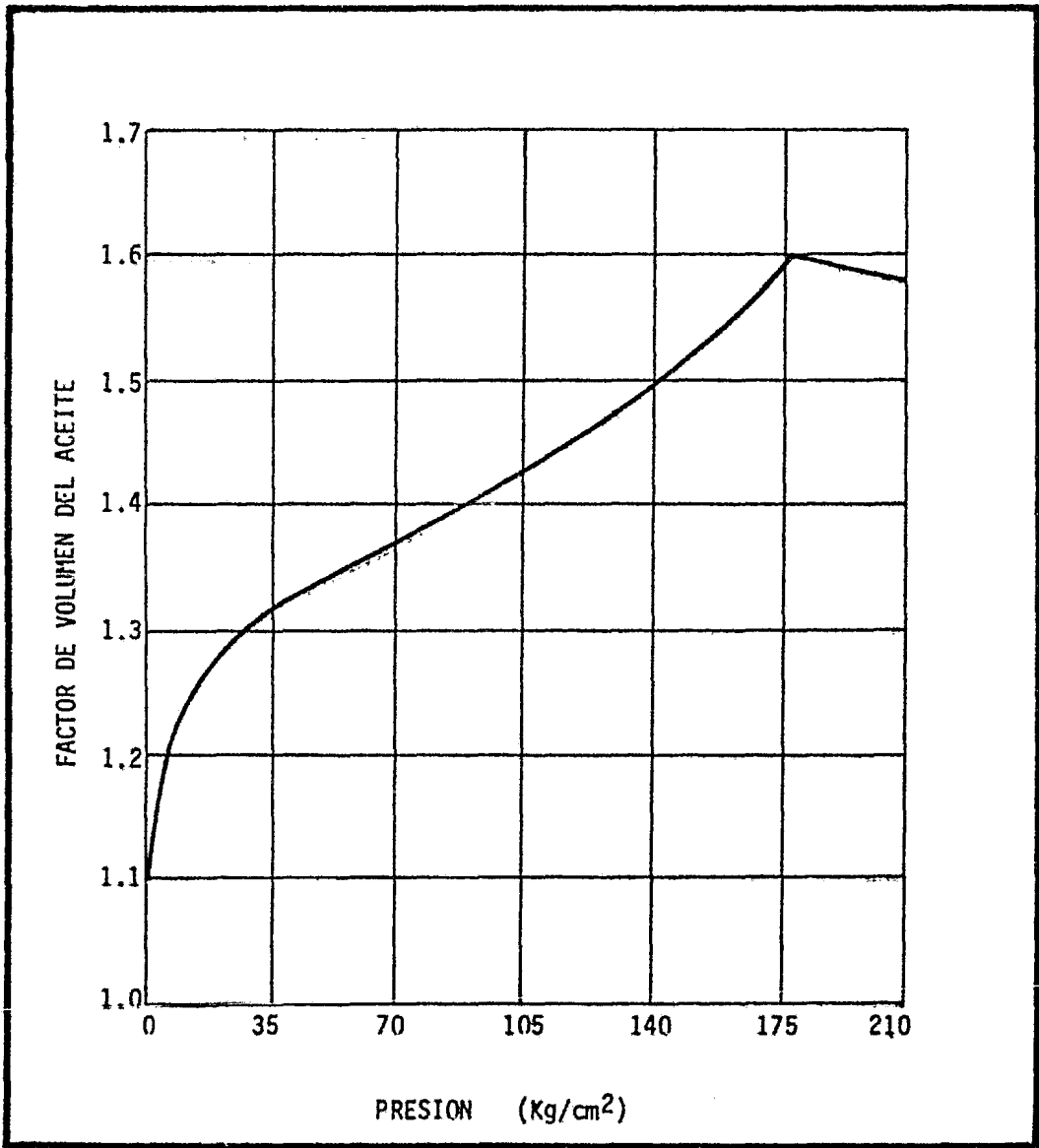


Fig. 2.2.- CURVA TIPICA DEL FACTOR DE VOLUMEN DE UN ACEITE LIGERO.

2.2. Yacimientos de aceite volátil

Su característica particular es que la temperatura del yacimiento es menor pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea poco estable y que ocurran cambios importantes en volúmenes de líquido y gas.

Las composiciones del gas y del líquido varían mucho a través de la vida productiva del yacimiento, por lo que para poder hacer una predicción confiable, es muy importante tomar en cuenta la transferencia de masa entre las fases. Por esta razón, los métodos tradicionales de balance de materia son inadecuados para predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos. Se ha reportado que para este tipo de fluidos, la cantidad de líquido recuperable de la corriente gaseosa es equivalente a los líquidos recuperados en el tanque. La tabla II.1 muestra la composición consolidada de varios yacimientos de aceite volátil de la Zona Sureste junto con la de otros yacimientos reportados en la literatura.

Los yacimientos de aceite volátil presentan generalmente las siguientes características:

- + Relaciones gas-aceite iniciales en el rango de 200 a 1000 m³/m³.
- + Factores de volumen en forma de S, esto es, con dos inflexiones, una - cerca del punto de burbujeo y la otra a bajas presiones.
- + Temperatura del yacimiento mayor a 100 °C.
- + Contenido de componentes pesados (C₇₊) en el fluido original en el rango de 11 a 30 por ciento.
- + Viscosidad del aceite a condiciones iniciales de yacimiento menor a - 0.4 cp.

La figura 2.3 ejemplifica el comportamiento de varios fluidos clasificados como aceite volátil. En el eje horizontal se tiene la presión en Kg/cm², mientras que en el eje vertical se grafica el volumen de líquido referido al volumen ocupado a la presión de burbujeo (P_b), o sea, se podría considerar - como un factor de volumen adimensional. En esta gráfica están incluidos todos los fluidos de los yacimientos de aceite volátil, para los cuales se tiene un análisis composicional.

TABLA II.1

Composición consolidada de fluidos caracterizados

como aceites volátiles

No.	$C_1 - N_2$	$C_2 - C_6$ $CO_2 - H_2S$	C_7^+	Temp. (°F)
(1) South Louisiana	65.01	22.98	12.01	241
(2) Volátil Oil No. 8	50.43	35.37	14.20	276
(3) Paredón No. 11	62.13	23.38	14.49	279
(4) Agave No. 1-B	59.81	23.72	16.47	270
(5) Comoapa No. 1-A	56.38	23.58	20.04	266
(6) Cárdenas No. 101	49.58	29.43	20.99	318
(7) Cacho López No. 2	51.79	26.25	21.96	275
(8) Sitio Grande No. 83	48.76	25.80	25.44	261
(9) SE EUA Jurásico	30.90	39.80	29.30	286

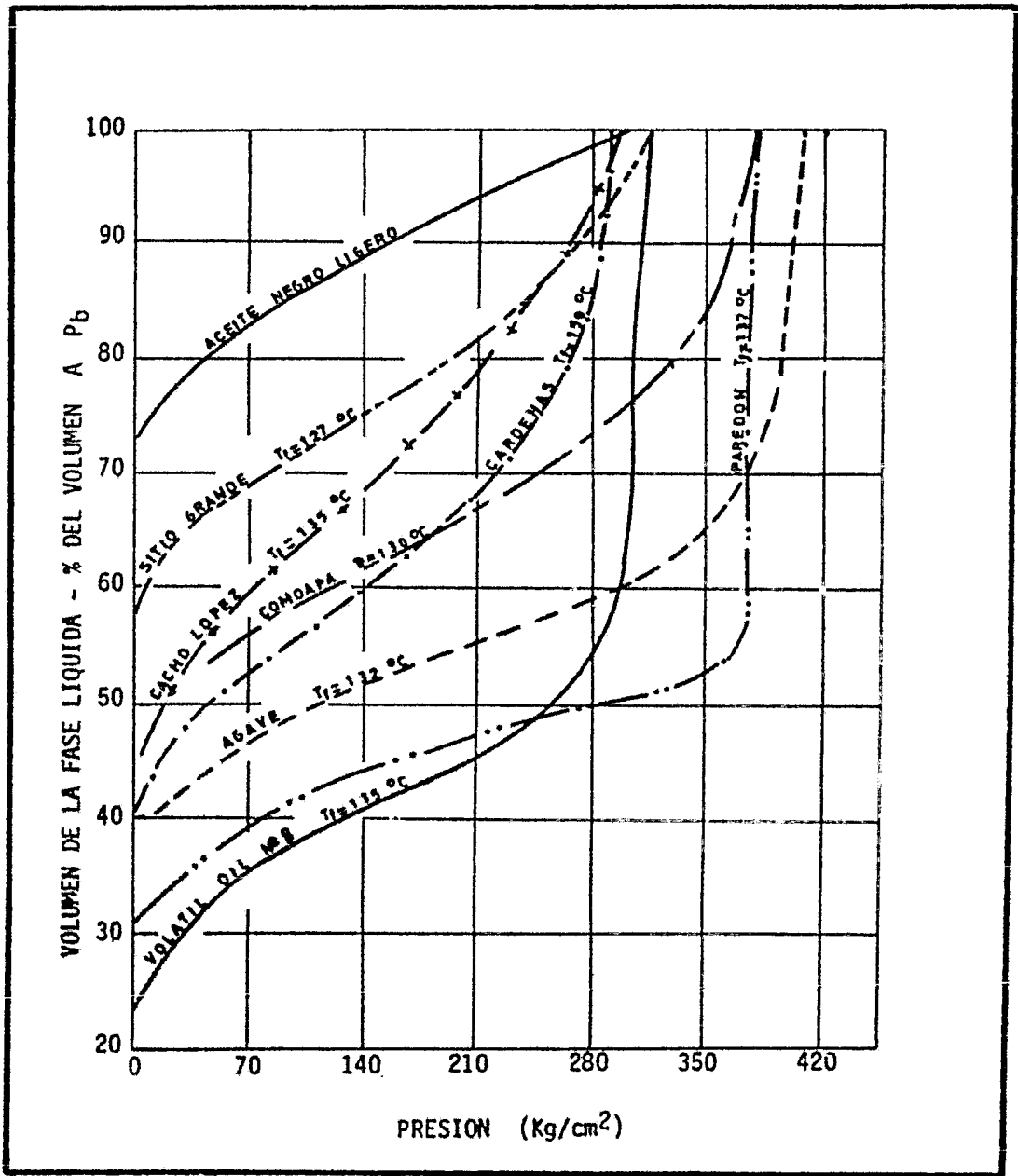


FIG. 2.3.- CAMPOS DE ACEITE VOLATIL
 VOLUMEN DE LA FASE LIQUIDA A Ty

2.2.1. Diagrama de fase

En la figura 2.4 se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos de aceite volátil. En él se observa que la temperatura del yacimiento (T_y) es menor pero cercana a la temperatura crítica (T_c) de la mezcla de hidrocarburos que contiene; su punto crítico (P_c) está cerca a la cricondenbara (P_z) y las curvas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, indicando un alto contenido de componentes intermedios y que cambios de pequeña magnitud en la presión o en la temperatura producen modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas existentes. 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.

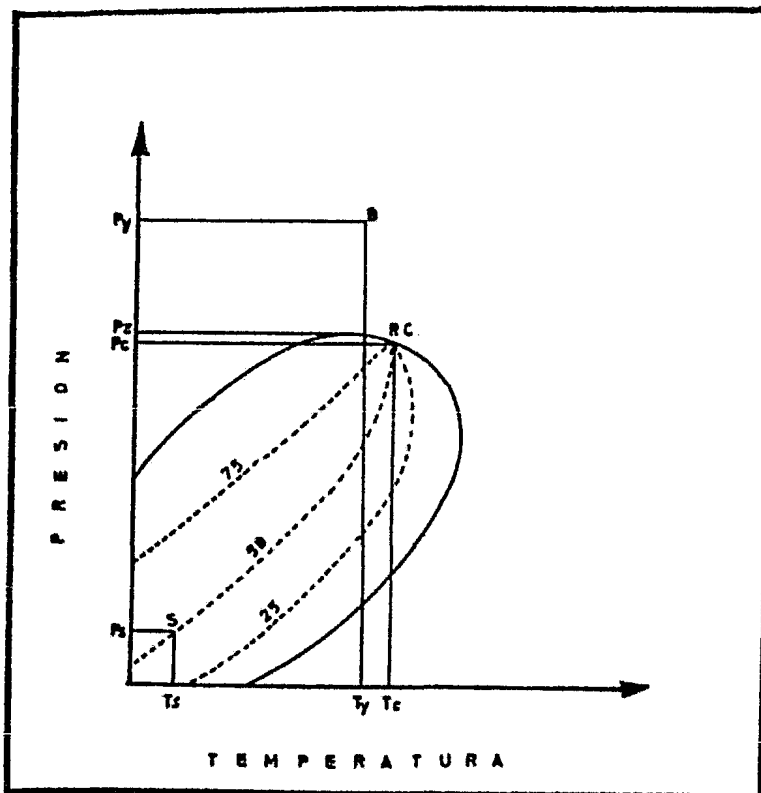


Fig. 2.4.- YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL.

2.3. Yacimientos de gas y condensado

La característica principal de estos yacimientos es que la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla. Los fluidos se encuentran en estado gaseoso en el yacimiento.

En la superficie sufre una fuerte reducción tanto en temperatura como en presión y el fluido pasa a formar dos fases.

Cuando en el yacimiento se produce una reducción isotérmica (a temperatura constante) de la presión y se cruza la presión de rocío, el fluido se transforma en dos fases, ocurriendo la condensación retrógrada en las fracciones pesadas e intermedia, que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido.

El efecto dañino de permitir condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla.

Una vez que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) baja a un valor menor al de la presión de rocío, la productividad del pozo disminuye notablemente.

Los yacimientos de gas con condensación retrógrada presentan generalmente las siguientes características:

- + Relaciones gas-aceite en el rango de 1000 a 10,000 m^3/m^3 .
- + Densidades del líquido producido menores a 0.83 gr/cm^3 .
- + Contenido de componentes pesados (C_7+) en el fluido original menor al 11 por ciento.
- + Temperatura del yacimiento desde 65 °C.

Desde hace tiempo se tenían en México algunos yacimientos de gas y condensado tales como Colomo y Chilapilla. En estos yacimientos, las máximas condensaciones retrógradas son menores al uno por ciento y por lo tanto para casos prácticos se pueden considerar como yacimientos de gas húmedo.

Muchos de los nuevos yacimientos encontrados en el Area de Huimanguillo son de condensación retrógrada. Estos yacimientos presentan condensaciones - muchísimo mayores por encontrarse a temperaturas muy elevadas (cercanas al - punto crítico). La tabla II.2 presenta las composiciones consolidadas para - los cuales se cuenta con un análisis PVT composicional.

La figura 2.5 muestra curvas de condensación retrógrada obtenidas en el laboratorio para varios yacimientos en el Area de Huimanguillo.

La condensación retrógrada dentro del yacimiento es mayor que la indicada en los análisis y hace que se queden atrapadas cantidades considerables - de hidrocarburos pesados. Esto queda indicado por el hecho de que abajo de - la presión de rocío el condensado por unidad de fluido producido disminuye - considerablemente, indicado por el aumento de la relación gas-aceite.

Aún cuando se observe en las pruebas de laboratorio que a presiones meno res a las que se registra la máxima condensación, ésta disminuye. No es indi c cativo que los hidrocarburos pesados sean los que se volatilicen. En forma - muy general la volatilización es casi imputable a los tres primeros componen t es de la serie de hidrocarburos (C_1 , C_2 y C_3).

La única forma de evitar la pérdida de los líquidos es mediante la inyec ci ón de un fluido que mantenga la presión y/o revaporice los líquidos que se hayan condensado.

2.3.1. Diagrama de fase

El diagrama de fase correspondiente a un yacimiento de gas y condensado se presenta en la figura 2.6. En ésta se puede observar la envolvente de fa - ses de los fluidos cuando la temperatura del yacimiento cae entre la tempera t ura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crí t ico generalmente cae a la izquierda de la cricondenterma y las líneas de ca l idad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión en el yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los

TABLA II.2

Composición consolidada de fluidos que muestran
condensación retrógrada a la temperatura del yacimiento

No.	C ₁ - N ₂	C ₂ - C ₆ CO ₂ -H ₂ S	C ₇ ⁺	Temp. (°F)
(1) Trilobite No. 1	69.93	24.05	6.02	160
(2) JLB	70.60	22.80	6.60	271
(3) Juspf No. 1	77.22	15.71	7.07	314
(4) Agave No. 41	74.96	17.87	7.17	266
(5) Copanó No. 1	71.68	20.77	7.55	266
(6) Iris No. 1	74.51	17.83	7.66	273
(7) Chiapas No. 1-A	69.79	22.14	8.07	264
(8) Mundo Nuevo 2-A	67.55	23.59	8.86	237
(9) Giraldas No. 32	71.02	19.23	9.75	277
(10) Giraldas No. 2	70.20	19.74	10.06	274

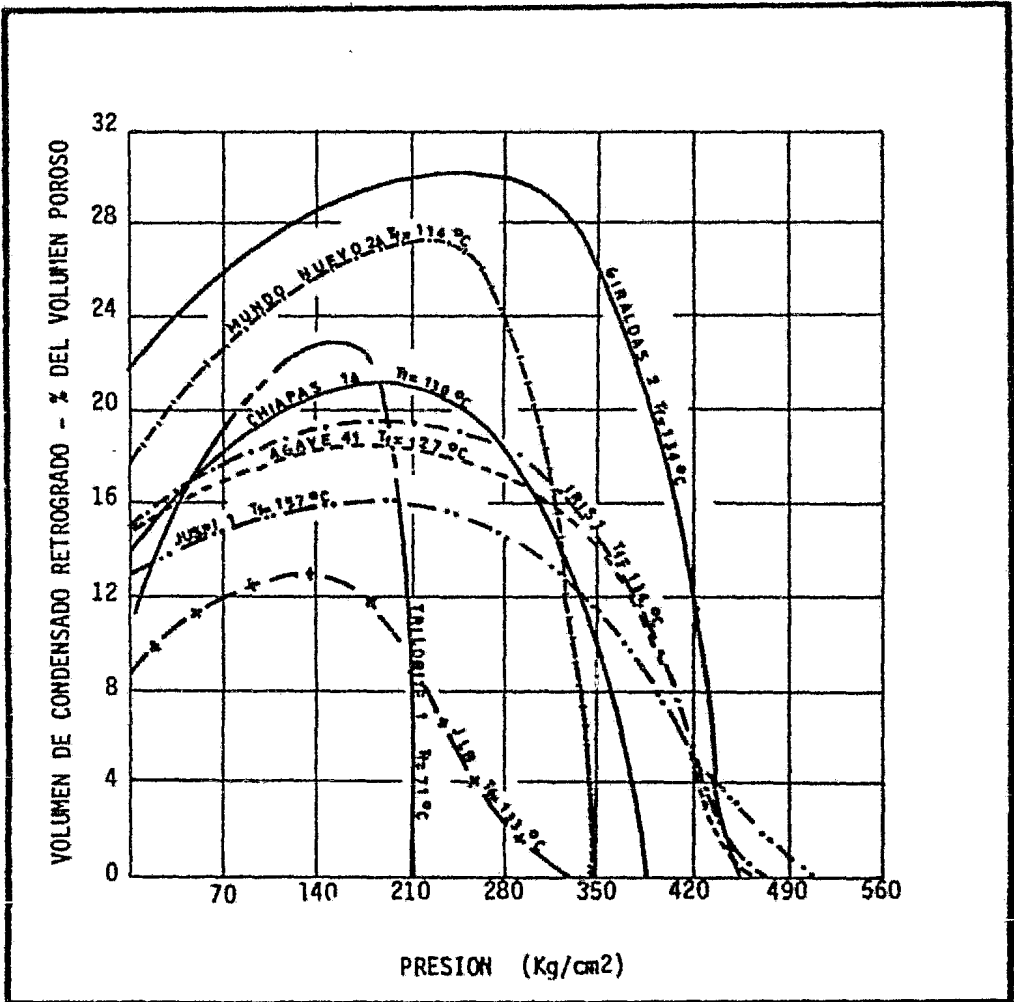


FIG. 2.5.- YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO
CURVAS DE CONDENSACION RETROGRADA

2.4. Diferencia entre un aceite volátil y un aceite ligero

No hay manera precisa de definir un aceite ligero de un aceite volátil, ya que debido a la naturaleza de las características de los yacimientos, hay una transición gradual entre uno y otro. Sin embargo, se pueden considerar los siguientes límites:

- + Si el factor de volumen del aceite es mayor a $1.75 \text{ m}^3/\text{m}^3$, éste se considera como volátil.
- + Relaciones gas-aceite mayores a $165 \text{ m}^3/\text{m}^3$ normalmente definen a un aceite volátil.
- + Otra manera de hacer la distinción, es graficando la curva de encogimiento en forma adimensional, figura 2.7. En el eje horizontal se grafica la presión adimensional P/P_b . En el eje vertical invertido, se grafica el factor de encogimiento adimensional representado por el cociente $(B_{ob} - B_o)/(B_{ob} - B_{oabandono})$

Los aceites negros normalmente muestran un encogimiento proporcional a la caída de presión. Los aceites volátiles muestran una concavidad hacia -- arriba. Entre más volátil sea el fluido, mayor será la concavidad.

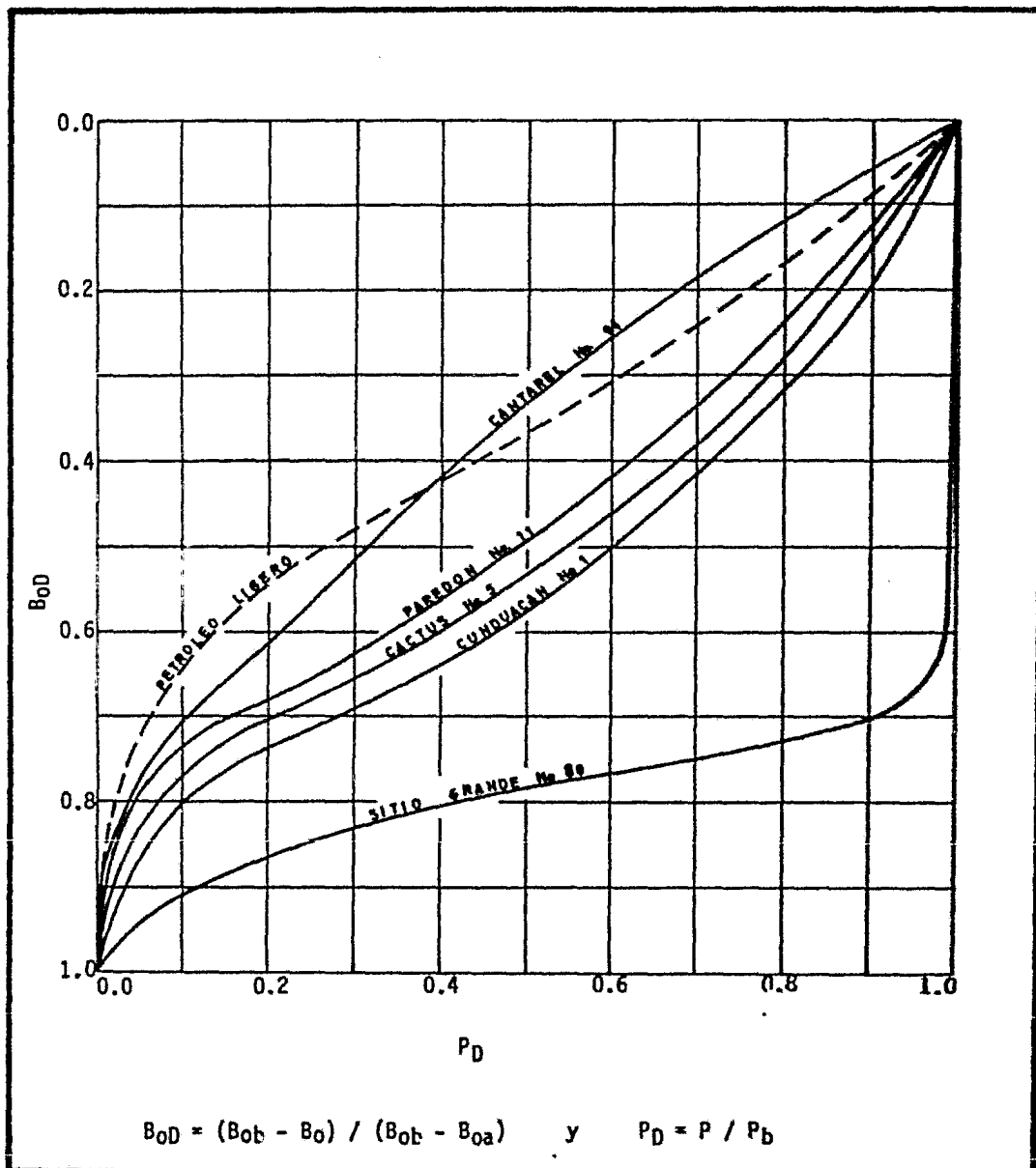


Fig. 2.7.- FACTOR DE ENCOGIMIENTO ADIMENSIONAL PARA DIVERSOS ACEITES

2.5. Diferencia entre un aceite volátil y un gas y condensado

Tradicionalmente, la distinción entre los yacimientos de aceite volátil y los de gas y condensado no había presentado problemas ya que las características de producción de ambos tipos de yacimientos eran muy diferentes.

A temperaturas inferiores a 35 °C, los yacimientos de gas y condensado producen generalmente a altas relaciones gas-aceite, y los condensados son de baja densidad con coloraciones ligeras o aún incoloros. De ahí el nombre de gasolina natural con el que se denomina estos líquidos. En condiciones similares, los yacimientos de aceite producen al inicio generalmente con relaciones gas-aceite inferiores a 130 m³/m³. Además, aún cuando los líquidos de tanque sean ligeros muestran una coloración negra y son opacos.

Con el descubrimiento de yacimientos a mayores profundidades, y consecuentemente a mayores temperaturas, las observaciones superficiales ya no son confiables para determinar el tipo de acumulación, ya que la temperatura del yacimiento puede estar arriba o abajo de la temperatura crítica de la mezcla. Además para estos fluidos las variaciones en las condiciones de separación pueden cambiar considerablemente los valores de la relación gas-aceite y/o densidad del líquido en el tanque.

En el rango de valores de relación gas-aceite entre 225 y 625 m³/m³ es muy difícil determinar con las premisas anteriores el tipo de acumulación ya que dependiendo de la composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, éste puede ser un aceite o un gas. El color de los líquidos del tanque también deja de ser un indicador confiable. Es común encontrar líquidos oscuros y opacos más ligeros que líquidos translúcidos, y condensados más oscuros o más densos que aceites.

Se han reportado en la literatura aceites volátiles con densidades hasta 0.720 gr/cm³ (65 °API) y condensados ligeros con densidades tan altas como 0.882 gr/cm³ (25 °API).

La única forma precisa de saber si un yacimiento que produce en el rango

mencionado de relaciones gas-aceite, contiene gas o aceite es mediante un -- análisis PVT. Si el fluido presenta punto de burbujeo es un aceite volátil, por el contrario, si muestra punto de rocío es un gas y condensado.

Por otro lado, si no se ha hecho esta determinación pero se conoce la -- composición original del fluido, se tiene un gas y condensado si el contenido en moles de la fracción C₇₊ es menor al 11 por ciento. Obviamente un aceite volátil tendrá un contenido de C₇₊ mayor al 11 por ciento.

En la figura 2.8 se grafican en un diagrama triangular las composiciones consolidadas de los fluidos presentados en las tablas II.1 y II.2. La línea punteada corresponde al valor de 11% de C₇₊, límite entre los aceites volátiles (círculos vacíos) y los de gas con condensación retrógrada (círculos rellenos).

2.6. Condiciones de separación

Las condiciones de separación superficial para yacimientos que producen fluidos de composición variable son extremadamente importantes, ya que un diseño adecuado de presiones de separación y/o estabilización conjuntado al -- enfriamiento de las corrientes de fluidos, puede incrementar la recuperación de líquidos de 5 a 20 por ciento.

Como resultado del alto contenido de compuestos intermedios en este tipo de fluidos, la fase gaseosa de los separadores posee cantidades considerables de condensado. Este condensado de no recuperarse eficientemente en la baterría, podría incrementar innecesariamente la capacidad de diseño de una planta de recuperación de líquidos y si no la hay implicaría problemas de condensación en gasoducto o peor aún, la quema del mismo.

Los líquidos recuperados en el separador de alta presión son muy volátiles. En lugar de procesarlos a través de etapas sucesivas de separación, se puede obtener una operación más eficiente utilizando un estabilizador. Este arreglo resulta en rendimientos equivalentes a un tren de cuatro a seis separadores con el consecuente incremento en la recuperación de un 10 a 15 por -

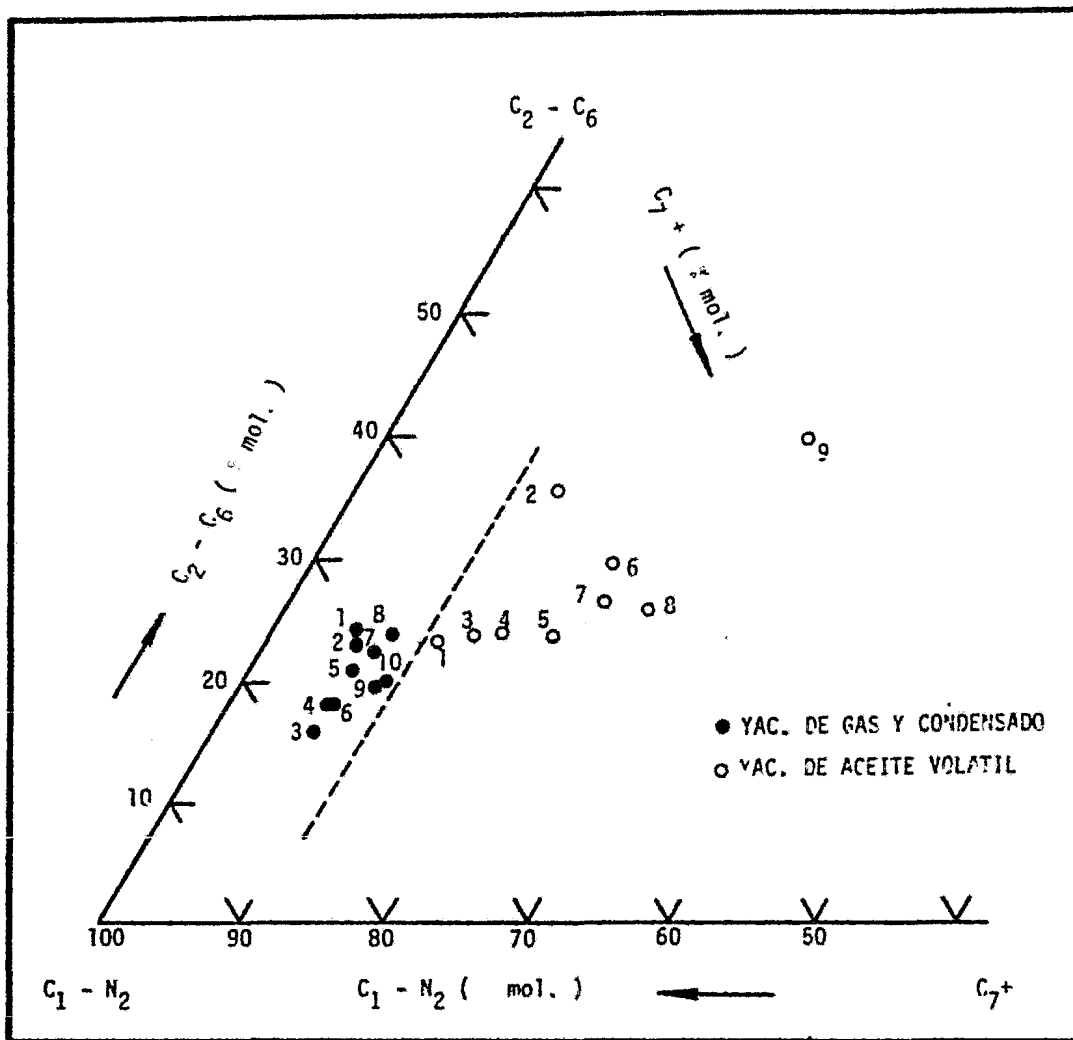


FIG. 2.8.- COMPOSICION DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL Y DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

ciento sobre la obtenida en una etapa convencional de separación.

Por lo anterior, es importante tomar con reserva los valores de relación gas-aceite, densidad de líquido y factores de volumen basados en mediciones de campo, ya que estos valores pueden variar considerablemente dependiendo de las condiciones de separación.

CAPITULO III

MUESTREO DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO

3.1. Objetivo del muestreo de fluidos

El objetivo de muestrear un fluido de un yacimiento, es recoger una muestra que sea representativa del fluido presente en el yacimiento en ese momento. Los fluidos en los yacimientos de gas y aceite encontrados en en País - varían enormemente en su composición. En algunos campos los fluidos se encuentran en estado líquido, en otros en el gaseoso y en muchos casos coexisten las dos fases.

Existen dos métodos para el muestreo de fluidos del yacimiento, estos son: "Muestreo subsuperficial" y "Muestreo superficial". La selección de alguno de los métodos dependerá del tipo de fluido del yacimiento, de las características de producción, de la condición mecánica del pozo, y del diseño y condición mecánica del equipo para producción.

3.2. Planeación del muestreo

Como el objetivo es obtener una muestra del fluido original del yacimiento, es importante muestrear antes de que la presión de la formación haya declinado abajo de la presión de saturación del fluido del yacimiento, por esta razón siempre se programa el muestreo al terminar el pozo descubridor.

En campos desarrollados el muestreo debe ser cuidadosamente estudiado, generalmente se analizan las relaciones gas-aceite, peso específico del aceite, presión y temperatura de fondo, que indicarán las variaciones existentes en las propiedades de los fluidos del yacimiento, y si todavía es oportuno - el muestreo.

El estado del fluido del yacimiento en la vecindad del pozo debe ser - considerada, ésto puede hacerse mediante estudios de los parámetros implicados en sus historias de producción.

3.3. Selección de la profundidad de muestreo

Como regla general las muestras subsuperficiales, llamadas muestras de fondo, deben tomarse en el punto medio del intervalo abierto a la producción, después de que el pozo se ha limpiado de los residuos de los fluidos que se utilizaron en la perforación y terminación del pozo y que quedaron atrapados en la formación en la vecindad del agujero.

Para lograr la limpieza del pozo, debe ponerse a producción, de tal manera que la velocidad de flujo sea capaz de arrastrar los sedimentos y agua -- existentes en el fondo y dentro de la formación. Se hace necesario tomar, - periódicamente, muestras de los fluidos producidos para determinar por medio de centrifugación la presencia de impurezas; esta operación debe realizarse hasta que se obtengan muestras con un mínimo porcentaje de impurezas.

Cuando se ha logrado una producción con la mínima cantidad de sedimentos, se cierra el pozo. Esto debe hacerse gradualmente, para que la presión en - el fondo aumente manteniendo el flujo del yacimiento al pozo, para asegurarse de tener dentro del agujero fluidos representativos del yacimiento, aún - cuando inicialmente la presión de fondo fluyendo haya sido menor que la presión de burbujeo de la mezcla de hidrocarburos.

Ya cerrado el pozo se toma un registro de presiones por estaciones, desde la superficie hasta el punto medio del intervalo disparado, haciendo que las estaciones anteriores a dicho punto queden separadas convenientemente para que se defina, con la precisión adecuada, la profundidad del nivel agua-aceite dentro del pozo, si es que existe.

No debe intentarse tomar muestras antes de tener la interpretación del - registro de presiones, puesto que del análisis de los gradientes de presión

registrados se puede definir qué tipo de fluidos contiene el yacimiento.

Junto con el registro de presiones se realizará el de temperaturas, que debe hacerse con mucho cuidado dejando que establezca no sólo la temperatura frente a la formación, sino que el aparato dé la respuesta correcta, pues la reacción de un registrador de temperatura no es tan rápida como el de las presiones. También debe tomarse en cuenta que los fluidos calientes que salen del yacimiento aumentan la temperatura de los puntos arriba del intervalo en producción dando lugar a que el registro de gradientes no sea representativo.

Es por tanto muy conveniente que la temperatura del pozo se registre en el punto medio del intervalo productor y que se deje el aparato registrador el tiempo suficiente para que tome la temperatura del medio que lo rodea; en caso de que exista algún impedimento mecánico para llegar a esa profundidad, se deberán registrar varios puntos a distancias lo más cercanas posibles al objetivo (50, 100 y 150 m), a fin de lograr una extrapolación segura. Esta operación debe realizarse todas las veces que se baje al fondo del pozo, para obtener valores de verificación.

3.4. Métodos de muestreo de fluidos

La selección del método de muestreo puede estar influenciado por un número importante de consideraciones entre las que se encuentran:

- a) Volumen de muestra requerida por el laboratorio
- b) Tipo de fluido del yacimiento al ser muestreado
- c) Grado de depresionamiento del yacimiento
- d) Condición mecánica del pozo
- e) Tipo de equipo de separación gas-aceite disponible

3.4.1. Muestreo subsuperficial

La finalidad del muestreo subsuperficial es obtener muestras del fluido en condiciones originales, es decir, antes de que el yacimiento sea explota-

do. Por esta razón, normalmente las muestras de fondo se obtienen en el pozo descubridor del yacimiento.

En yacimientos de aceite que ya han sido puestos a producción, puede resultar apropiado tomar muestras de fondo siempre y cuando la presión del yacimiento no haya caído abajo de la presión de saturación; en ese evento deben existir bases de que el fluido a muestrear es idéntico al fluido original.

El número de muestras a tomar en un yacimiento está influenciado por su espesor y tamaño para poder determinar la variación de la composición y características de los fluidos contenidos con relación a la profundidad y a la superficie.

El muestreo de fondo es una operación realmente importante y delicada, - debido a que los datos que se obtienen del análisis PVT de las muestras de fondo se utilizan para realizar cálculos de mucha trascendencia, tanto técnica como económica, para el manejo eficiente de la producción del yacimiento, como son los siguientes:

- + Reservas de aceite y gas
- + Programas de desarrollo del yacimiento
- + Predicciones del comportamiento del yacimiento
- + Vida fluyente de los pozos
- + Condiciones óptimas de separación
- + Diseño de baterías de separación y recolección
- + Proyectos de plantas de tratamiento, proceso y refinación
- + Estudio de métodos de recuperación secundaria

Si en los cálculos relativos a estos aspectos, se utilizan datos de una muestra de fondo que no sea representativa de los fluidos del yacimiento, se pueden cometer errores sumamente costosos. Por esta razón, la limpieza del pozo, el acondicionamiento del mismo, la toma de las muestras y su traspaso a las botellas para enviarse al laboratorio, deben llevarse a cabo con el mayor cuidado, utilizando el tiempo que sea necesario para cada uno de estos - pasos.

En ocasiones la prisa excesiva por poner el pozo a producción en condiciones normales, puede llevar a acortar los tiempos de limpieza y acondicionamiento del pozo, haciendo que las muestras de fondo no sean suficientemente representativas de los fluidos del yacimiento.

En los yacimientos de gas y condensado el muestreo de fondo se considera inapropiado, debido a lo siguiente:

- 1.- Cuando está fluyendo un pozo de un yacimiento de gas y condensado, una parte del líquido que se condensa dentro del pozo, se queda adherido a las paredes del tubo, así que si la muestra de fondo se toma con el pozo fluyendo, la cantidad de líquido que se recogerá en el muestrero será diferente de la contenida en el yacimiento.
- 2.- Al cerrar el pozo, gran parte del condensado que existe en la parte superior de la tubería de producción cae al fondo del pozo, lo que origina que el fluido del fondo contenga una cantidad mayor de hidrocarburos pesados que los que contiene el fluido del yacimiento.
- 3.- Aún cuando pudiera lograrse que la composición del fluido en el fondo del pozo fuera igual a la del yacimiento, la cantidad de condensado que puede recogerse con un muestrero de fondo es muy pequeña.
- 4.- El volumen de muestra necesario en el laboratorio para análisis PVT y para el estudio del condensado, es mucho mayor que el que puede obtenerse con un muestrero de fondo.

Debido a estas razones, en los yacimientos de gas y condensado se recomienda obtener muestras del separador para recombinarlas.

En los yacimientos de aceite volátil, el comportamiento es muy parecido al de yacimientos de gas y condensado, ya que con los datos de pruebas de flujo es muy difícil saber si se trata de aceite volátil o de gas y condensado. Para este caso se recomienda también que se tomen muestras del separador y se recombinen, y mediante el análisis PVT se determinará si se trata de un

aceite volátil o de gas y condensado.

En caso de que el análisis PVT señale que se trata de aceite volátil, entonces pueden obtenerse también muestras de fondo, mediante un acondicionamiento apropiado del pozo.

En resumen, el muestreo de fondo se considera conveniente en;

- + Yacimientos de aceite bajo saturado
- + Yacimientos de aceite saturado
- + Yacimientos de aceite volátil (siempre y cuando previamente, mediante un análisis PVT de muestras superficiales recombinadas se haya determinado que realmente se trata de aceite volátil).

Técnica de muestreo de fondo

Para tomar una muestra de fondo ya sea en condiciones estáticas o a pozo fluyente, se procede a bajar por medio de una línea de acero, un barril muestreador generalmente llamado "Muestrero de fondo".

El mecanismo que cierra las válvulas del muestrero puede ser de dos tipos: el tipo Humble que mantiene las válvulas cerradas mientras se corre el muestrero hasta el punto elegido a muestrear. Al barril se le hace previamente el vacío. Para accionar las válvulas se utiliza una membrana de termo-presión debidamente calibrada; ésta se rompe a la presión y temperatura del punto de muestreo. Una variante en el sistema consiste en que el disco se rompa por la acción de un "diablo".

La falla más común de este sistema, es que debido a la difícil calibración de la membrana termo-presión, ésta se rompe prematuramente, atrapando fluidos no representativos o bien, no llega a romperse en toda la operación.

El otro tipo, es del tipo Wofford. Durante su introducción al pozo las válvulas permanecen abiertas de tal manera que los fluidos circulen en su interior. Al llegar a la zona de muestreo las válvulas se cierran por sacudi-

miento de la línea desde la superficie, provocando la ruptura del perno el cual evita que accione el mecanismo de cierre. Si se desea, se le puede -- adaptar un sistema de relojería para operar el cierre de los pernos.

Cuando el muestrero es accionado por sacudimiento desde la superficie, puede suceder que en los fluidos de alta viscosidad se dificulte romper el perno. Por otra parte, como al bajar el instrumento está sujeto a golpes en las paredes de la tubería de producción es frecuente que las válvulas accionen antes de lo debido. En el muestreo de fondo se pretende atrapar fluidos que se alojan frente al intervalo abierto a producción.

Al bajar el muestrero, deben evitarse los cambios bruscos de velocidad y deberá tenerse cuidado de llegar al nivel gas-aceite dentro de la tubería de producción, con una velocidad baja, con objeto de evitar que se cierren las válvulas del muestrero accidentalmente y se tome la muestra a esa profundidad.

3.4.2. Muestreo superficial

El muestreo superficial se utiliza en yacimientos de gas seco, de gas y condensado y de aceite (cuando por condiciones mecánicas del pozo no se puede llegar al punto de muestreo o el volumen de muestra requerido sea muy -- grande) para realizar el análisis PVT. El éxito de una buena muestra superficial depende de que se cuente con datos precisos de RGA, ya que éstos son la base para recombinar, en la proporción debida, el aceite y el gas obtenidos en la superficie y reconstruir una muestra con las mismas característi-- cas de los fluidos del yacimiento.

Técnica de muestreo superficial

Consiste en tomar muestras de aceite y gas del separador primario. Como el recombinado de estos fluidos se hace de acuerdo con la RGA obtenida de la medición del gas a la salida del separador y del aceite en el tanque de medi-- ción, se requiere corregir la RGA de acuerdo con el encogimiento que sufre -- el aceite al pasar del separador al tanque.

La técnica que se sigue para coleccionar gas es:

- a) Hacer vacio a la botella de muestreo.
- b) Conectar la botella a la línea de salida del domo del separador antes del orificio de medición.

En la colección de muestras de gas y de aceite se debe asegurar que no exista aire en la botella de muestreo, lo cual se logra haciendo vacio previamente o bien haciendo purgas sucesivas. Este último procedimiento, cuando se sigue para muestrear gas, tiene el inconveniente de formar condensado debido a que al abatirse repentinamente la presión, al llenar por primera vez la botella dicho condensado es difícil de eliminar por purga. Cualquier cantidad de condensado altera la composición original del gas.

Un método eficiente para obtener muestras de líquido del separador, es mediante el desplazamiento de agua contenida en la botella de muestreo manteniéndose de esta forma represionada la muestra para evitar la formación de una fase gaseosa dentro del recipiente.

Las figuras 3.1 y 3.2, muestran en forma esquemática el arreglo que se sigue para recolectar muestras superficiales de gas y de líquido, respectivamente.

3.5. Acondicionamiento del pozo para recolectar muestras de fondo.

Antes de tomar las muestras de fondo es necesario acondicionar el pozo para lograr que el fluido del fondo del pozo tenga la misma composición del fluido original.

Limpieza del pozo

El primer paso para acondicionar el pozo es cerciorarse de que el fluido producido no contiene residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, la terminación y, en su caso, de la estimulación.

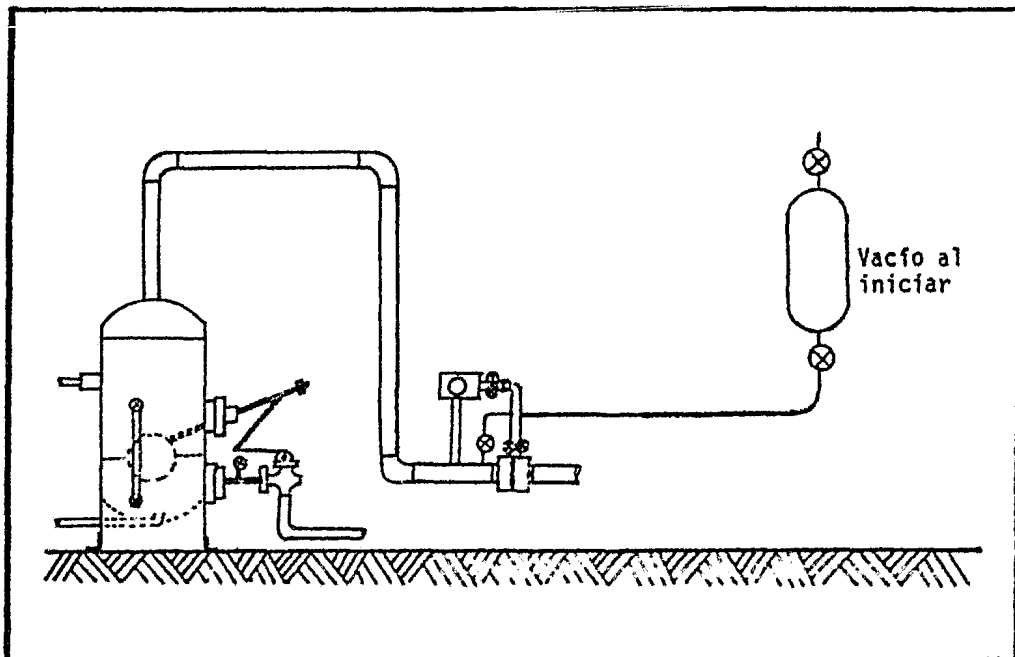


Fig. 3.1.- METODO PARA LA OBTENCION DE MUESTRAS DE GAS.

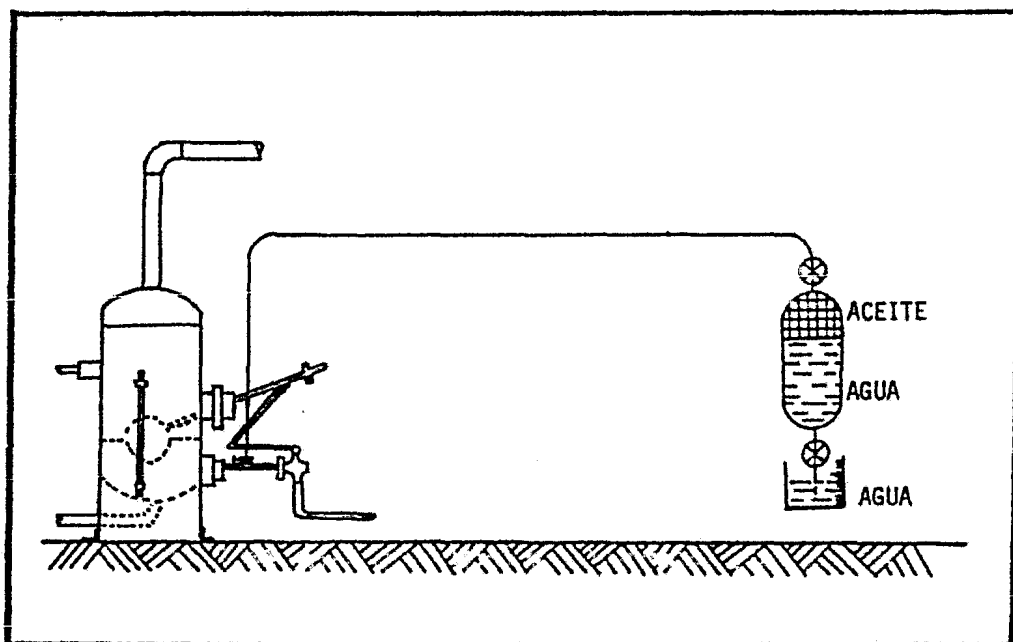


Fig. 3.2.- METODO PARA LA OBTENCION DE MUESTRAS DE LIQUIDO.

Para determinar si el pozo está limpio, el tiempo de limpieza debe ser más largo que los que se acostumbran ordinariamente. El criterio que se sigue para determinar si el pozo está limpio es:

- El contenido de agua debe ser menor de 1%.
- El contenido de lodo o sedimentos, menos del 0.5%.
- La salinidad del agua producida debe ser igual a la salinidad del agua de la formación.
- Si el pozo se acidificó, el PH debe ser igual a 7.
- El volumen de líquido producido debe ser de 5 a 10 veces el volumen del pozo.
- Para el término de la limpieza del pozo, éste debe fluir por lo menos 12 horas. Si el pozo no se ha limpiado, se recomienda dejarlo fluir otro 50% del tiempo en que se consideró que estaba limpio.

Producción normal.

Una vez que se tiene la certeza de que el pozo está limpio, se hace fluir a un separador a través de un estrangulador cercano al que se utilizará en su producción normal.

En caso de que la producción normal del pozo impida que baje el registrador de presiones, el estrangulador deberá cambiarse por uno de menor diámetro hasta que la producción permita que se pueda tomar un registro de presión de fondo fluyendo, y el pozo deberá fluir a través de ese estrangulador hasta que se estabilice.

Una vez que el pozo esté estabilizado, se medirá cuidadosamente su producción y se tomará un registro de presión de fondo fluyendo. La medida de producción debe ser muy precisa, por lo cual, el pozo se hará fluir a un separador cercano a la boca del pozo, con objeto de evitar los errores introducidos por condiciones de la línea de recolección.

Después del paso anterior, es necesario que el pozo fluya sucesivamente a través de varios estranguladores de diámetro cada vez más reducido, midiendo su producción y registrando su presión y temperatura de fondo, y que la RGA prácticamente no cambie, lográndose cuando el pozo se estabiliza.

Por último, el pozo deberá cerrarse, registrando curva de incremento hasta que la presión se estabilice, con lo cual se logrará tener en el fondo del pozo un fluido de igual composición al original, y estando cerrado el pozo se obtendrán las muestras de fondo.

Los yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento, como ya se mencionó, se pueden confundir con yacimientos de gas y condensado, por este motivo, el procedimiento más seguro es el de obtener muestras superficiales y recombinarlas. El análisis determinará si es de aceite volátil o de gas y condensado, y en el caso de que se trate de aceite volátil, el acondicionamiento del pozo seguirá los pasos mencionados en párrafos anteriores.

3.6. Acondicionamiento del pozo para recolectar muestras en la superficie.

Para yacimientos de gas y condensado, el procedimiento del acondicionamiento del pozo está basado en la interpretación de los cambios en la relación gas-aceite, que resultan de la reducción en la producción de una serie de etapas de cambios de estrangulador, donde el gasto se reduce hasta que la relación gas-aceite se establezca en los diferentes gastos de producción; en ese momento se tomarán los registros de presión necesarios y se procederá a muestrear en el separador tanto el aceite como el gas.

3.7. Observación directa del contenido líquido de la primera muestra.

Como ya se dijo anteriormente, el nivel agua-aceite en el interior del pozo, debe determinarse mediante el registro de presiones de fondo que se toma inmediatamente antes de la operación de muestreo, y en caso de que el registro indique la existencia de un nivel agua-aceite, la profundidad de muestreo deberá ser menor.

A pesar de ello, siempre existe la posibilidad de que se haya tomado una muestra de agua o de lodo y la mejor manera de comprobarlo, es vaciar el contenido líquido de la primera muestra en un recipiente y observarlo directamente.

Si el muestrero contiene agua o lodo, el punto de muestreo deberá subirse y repetirse la operación hasta encontrar una profundidad inmediatamente superior al nivel agua-aceite, en la cual el contenido líquido del muestrero sea solamente aceite.

Si el muestrero contiene solamente gas, o gas y una pequeña cantidad de líquido significa lo siguiente:

- a) Que si el muestreo se realizó en un pozo de aceite, la muestra se tomó en la zona ocupada por el gas por lo que debe repetirse la operación. El contenido líquido de esta segunda muestra también deberá observarse.
- b) Puede tratarse de una muestra tomada en el fondo de un pozo de gas, -- lo que podrá saberse, revisando de nuevo el registro de presiones de fondo, a fin de determinar si el gradiente indica la presencia de aceite o de gas.

Si el gradiente del fondo del pozo indica que se trata de un pozo de gas, entonces el muestreo de fondo no es conveniente, y el muestreo deberá hacerse en la superficie.

Una vez que se tiene la certeza de que a cierta profundidad pueden obtenerse muestras de aceite, se recomienda que se tomen a esa profundidad de -- tres a cuatro muestras, con objeto de que se seleccionen las tres que sean -- más parecidas en su punto de burbujeo a la temperatura ambiente.

3.8. Determinación de la presión de burbujeo a la temperatura ambiente en muestras de fondo

Cuando se toma una muestra de fondo en un pozo de aceite, dicha muestra -- se encuentra en estado líquido a la presión y temperatura del punto de muestreo, pero al sacar el muestrero del pozo, la temperatura de la muestra va -- disminuyendo y por lo tanto también la presión disminuye; cuando el muestrero se encuentra fuera del pozo una parte de la muestra se transforma en gas.

Una vez que se ha determinado la presión de apertura del muestrero, el vo

lumen en el interior de éste permanece constante ya que el resorte que se encuentra en el interior de la cabeza de traspaso, se encargará de mantener la válvula abierta.

En estas condiciones, si se inyecta mercurio dentro del muestrero, el volumen de la muestra se irá reduciendo, incrementándose su presión, con lo cual aumenta la capacidad del líquido para absorber gas, de manera que llegará un momento en que todo el gas libre haya sido disuelto en el aceite y sólo exista fase líquida.

La presión mínima a la cual solamente existe la fase líquida, será la presión de burbujeo o de saturación de la muestra a la temperatura ambiente, que es a la que se realiza la prueba.

Para determinar la presión de saturación, se aprovecha la diferencia de la compresibilidad del gas y del aceite, ya que cuando hay gas libre dentro del muestrero, el incremento de presión originado por cada unidad de volumen de mercurio inyectado, es mucho menor que cuando solo hay líquido. De manera que si se traza una gráfica del volumen de mercurio inyectado contra la presión en el muestrero, se obtendrán dos curvas (casi rectas), cuya intersección dará el valor de la presión de saturación,

COMPORTAMIENTO DE LOS FLUIDOS CON EL AGOTAMIENTO

La determinación de las características de los fluidos en el yacimiento, se obtienen en el laboratorio a partir del análisis PVT, efectuado en muestras representativas de los fluidos que contiene el yacimiento. Dichos análisis tratan de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, tanto a las condiciones del yacimiento, como a las de superficie.

4.1. Tipos de separación en el laboratorio

Fundamentalmente existen tres procedimientos de laboratorio para análisis PVT:

A) Separación instantánea (flash).-

El proceso de liberación instantánea simula las condiciones de vaporización que existen en los yacimientos o en los sistemas de producción, donde el gas liberado permanece en contacto con su líquido asociado original.

Un proceso "flash" se define como aquél en el cual el volumen de gas y del líquido varían, permaneciendo constantes tanto la composición como la masa del sistema.

Los diagramas que se ilustran en la figura 4.1, indican en forma idealizada un proceso de separación "flash". En (a), la muestra se encuentra a la presión del yacimiento (P_1 , en este caso, superior a la de saturación) ocupando un volumen V_1 . En (b), la presión se ha abatido hasta la presión de saturación ($P_2 = P_s$), a la cual aparece la primera burbuja de gas y el volumen de la muestra ha aumentado hasta V_s . En (c), la muestra se encuentra a una presión menor que la de saturación (P_3) y existen las fases líquida y gaseosa en equilibrio ($V_3 = V_t = V_{gas} + V_{líquido}$).

De la separación instantánea a temperatura del yacimiento, se obtienen:

- 1.- El volumen relativo de la fase mixta ($V_R = V_t / V_s$).
- 2.- El coeficiente de la expansión térmica del aceite saturado, (variación del volumen con el cambio en la temperatura por unidad de volumen, midiéndose los volúmenes a la misma presión).
- 3.- La compresibilidad isotérmica del aceite saturado, (cambio de presión por unidad de volumen).

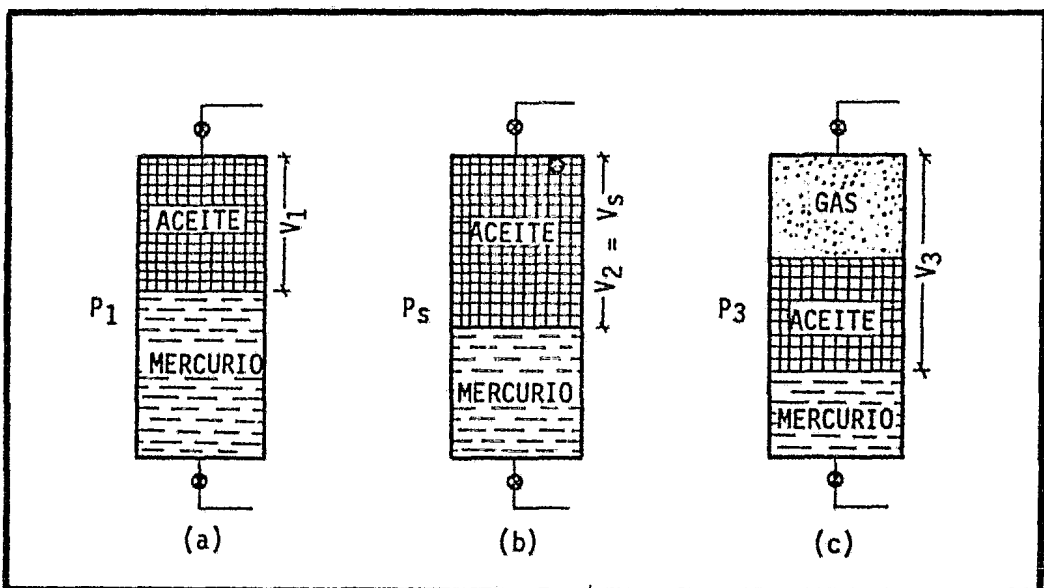


Fig. 4.1.- PROCESO DE UNA SEPARACION "FLASH".

B) Separación diferencial.-

El proceso de liberación diferencial simulado, describe el comportamiento de los fluidos acumulados en yacimientos donde la mayor parte del gas li-

berado se separa de su fase líquida asociada, cambiando constantemente la -- composición y la masa del sistema. La separación del gas dentro del yacimiento puede efectuarse en diversas formas.

En algunos yacimientos, la segregación gravitacional del líquido y el - gas causa que la liberación se asemeje al comportamiento diferencial. En -- otros yacimientos, como los que producen por el mecanismo de empuje por gas disuelto liberado, una considerable cantidad de gas se produce de la zona de aceite, dada su mayor movilidad. En los yacimientos en que predomina la liberación diferencial en la mayor parte de su vida productiva, generalmente - se considera que el comportamiento diferencial es aplicable. El error involucrado es despreciable en la mayoría de estos casos, aunque puede haber un período (antes de que se alcance la saturación de gas crítica) durante el -- cual la liberación instantánea sería más aplicable.

Existen dos métodos de separación diferencial que difieren fundamental-- mente en la forma de simular el agotamiento de la presión del yacimiento debido a la producción:

B.1) Separación diferencial a volumen variable, método convencional:

Consiste en hacer abatimientos de presión para formar una fase gaseosa, la cual se extrae a presión constante, dejando únicamente como muestra residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto.

En la figura 4.2, se ilustra la primera etapa del proceso de la separa-- ción diferencial. En (a), la muestra se encuentra arriba de la presión de - saturación. En (b), se ha llegado a la presión de saturación después de una serie de abatimientos de presión, en las que se registran presión y volumen de la muestra. En (c), la muestra se encuentra abajo de su presión de saturación, con lo cual se ha formado un casquete de gas. En (d), se efectúa la extracción de todo el gas libre (a presión constante) por la válvula supe--- rior de la celda; la diferencia de volúmenes al iniciar y terminar la extracción determina el volumen de gas extraído medido a la presión de extracción y temperatura del yacimiento. En (e), la presión del nuevo sistema se ha in

crementando arriba de la presión de saturación para iniciar la siguiente etapa.

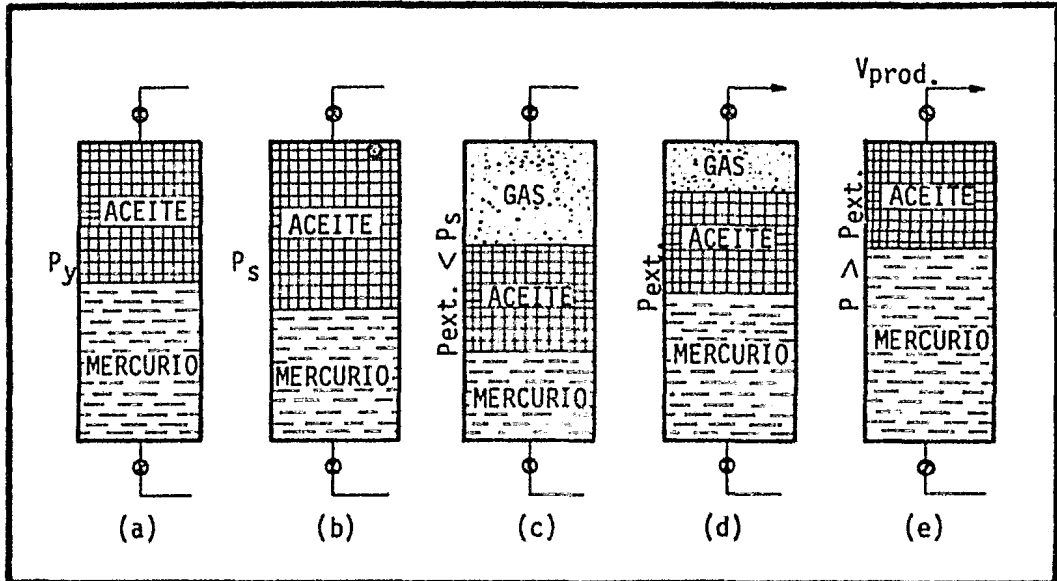


Fig. 4.2.- DIAGRAMA ILUSTRATIVO DE LA PRIMERA ETAPA DE LA SEPARACION DIFERENCIAL EN EL METODO CONVENCIONAL.

B.2) Separación diferencial a volumen constante :

Durante el agotamiento se extrae sólo una parte del gas liberado a presiones menores que la presión de saturación, manteniendo al final de cada etapa de agotamiento un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete de gas cada vez más grande, figura 4.3.

Del proceso diferencial se obtienen los siguientes parámetros:

- 1.- Coeficiente de expansión térmica del aceite residual.
- 2.- Compresibilidad del aceite residual.
- 3.- Densidad relativa del gas.
- 4.- Factor de volumen de la fase líquida.

- 5.- Relación gas disuelto-aceite.
- 6.- Densidad del aceite saturado.
- 7.- Viscosidad del aceite saturado.
- 8.- Factor de volumen de la fase gaseosa.

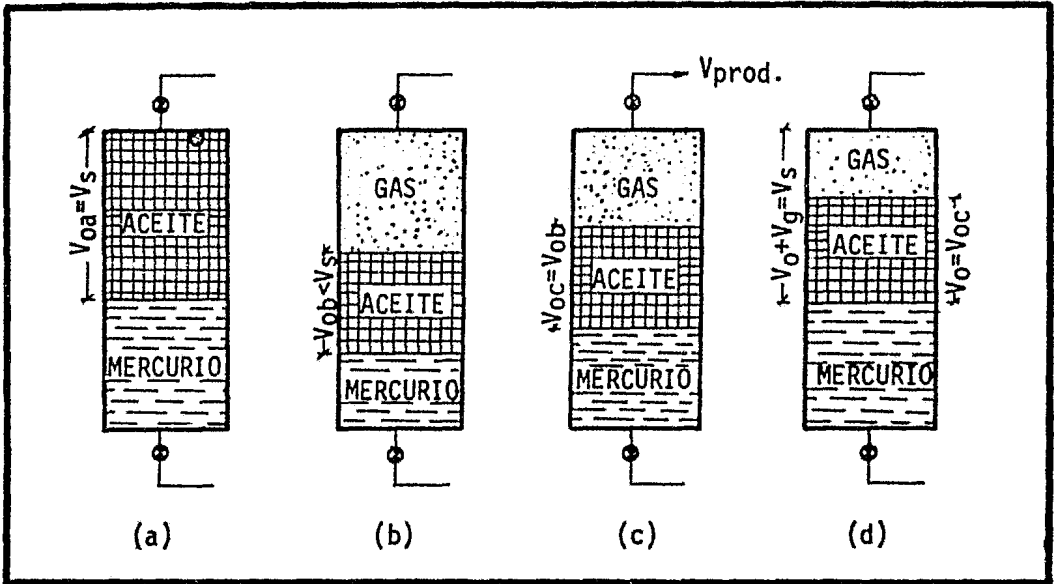


Fig. 4.3.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA ETAPA DE SEPARACION DIFERENCIAL EN EL METODO A VOLUMEN CONSTANTE.

C) Separación para simular condiciones en la superficie.-

Una de las operaciones de campo a las que se somete el efluente de hidrocarburos de los pozos petroleros es la separación de las fases gaseosa y líquida que lo componen. La eficiencia con que se efectúa tal separación está ligada tanto a la composición del fluido que entra a los dispositivos de separación como a las condiciones de presión y temperatura a las que éstos operan. Dado que los productos de mayor valor comercial son los líquidos, la eficiencia del proceso de separación puede visualizarse a través de la cantidad de hidrocarburos licuables que contiene la fase gaseosa que abandona los separadores. El reducir al mínimo la cantidad de líquidos presentes en la -

fase gaseosa exige frecuentemente que el proceso de separación se realice en varias etapas, es decir, que el líquido que abandona el primer separador se pase por otro separador cuyas condiciones de operación están en algún punto intermedio de las del primer separador y el tanque de almacenamiento, donde en forma natural se realiza una tercera y última etapa de separación, a la temperatura y presión ambiente.

Así pues, el método para simular las condiciones de separación en el campo, permite para una muestra dada, determinar la presión óptima en los separadores reproduciendo las condiciones de presión y temperatura a las que operan. La mencionada presión óptima de separación es aquella que proporciona un volumen de aceite residual mayor. A este punto de máxima recuperación de aceite, corresponde la mínima relación gas-aceite y el mínimo encogimiento.

4.2. Caracterización para yacimientos de gas y condensado

Como ya se mencionó, para realizar la caracterización de un fluido del yacimiento se toman como base los parámetros: densidad, relación gas-aceite, temperatura del yacimiento, etc.

Los fluidos contenidos en un yacimiento de gas y condensado presentan dificultades en su caracterización, debido a que con la disminución de presión ocasionada por la producción, se entran a la región de dos fases, alcanzándose el punto de rocío y presentándose la condensación retrógrada.

La caracterización de este tipo de yacimientos se logra mediante un análisis PVT con agotamiento a volumen constante, en el que se determina con precisión el punto de rocío, figura 4.4; además, se determina el cambio de composición de la fase gaseosa producida, figura 4.5.

4.3. Caracterización para yacimientos de aceite volátil

Los yacimientos de aceite volátil presentan grandes dificultades para su caracterización, debido a que la cantidad de gas liberado del aceite y el consecuente encogimiento de la fase líquida, son fuertemente dependientes -

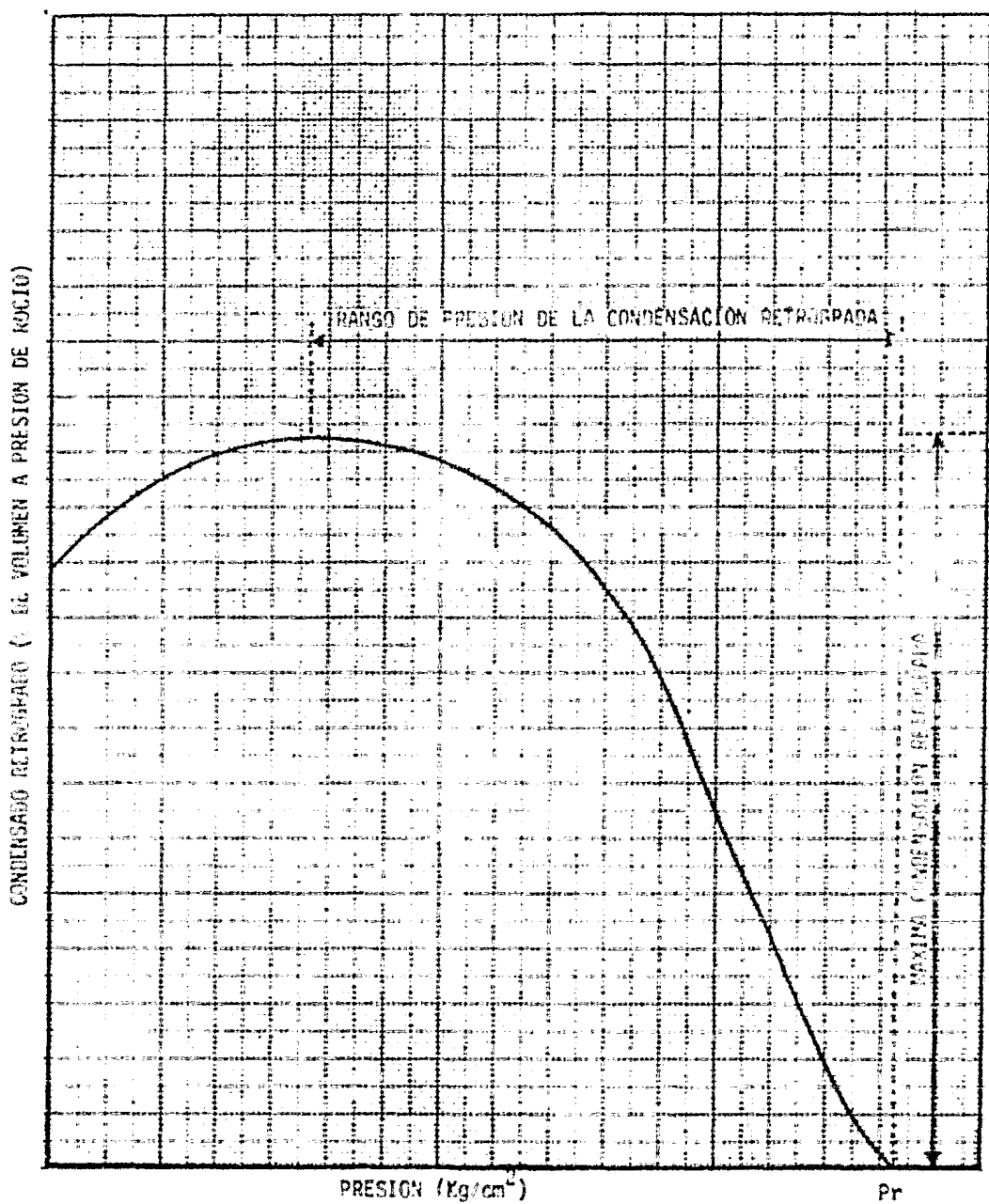


Fig. 4.4.- CURVA DE CONDENSACION RETROGRADA

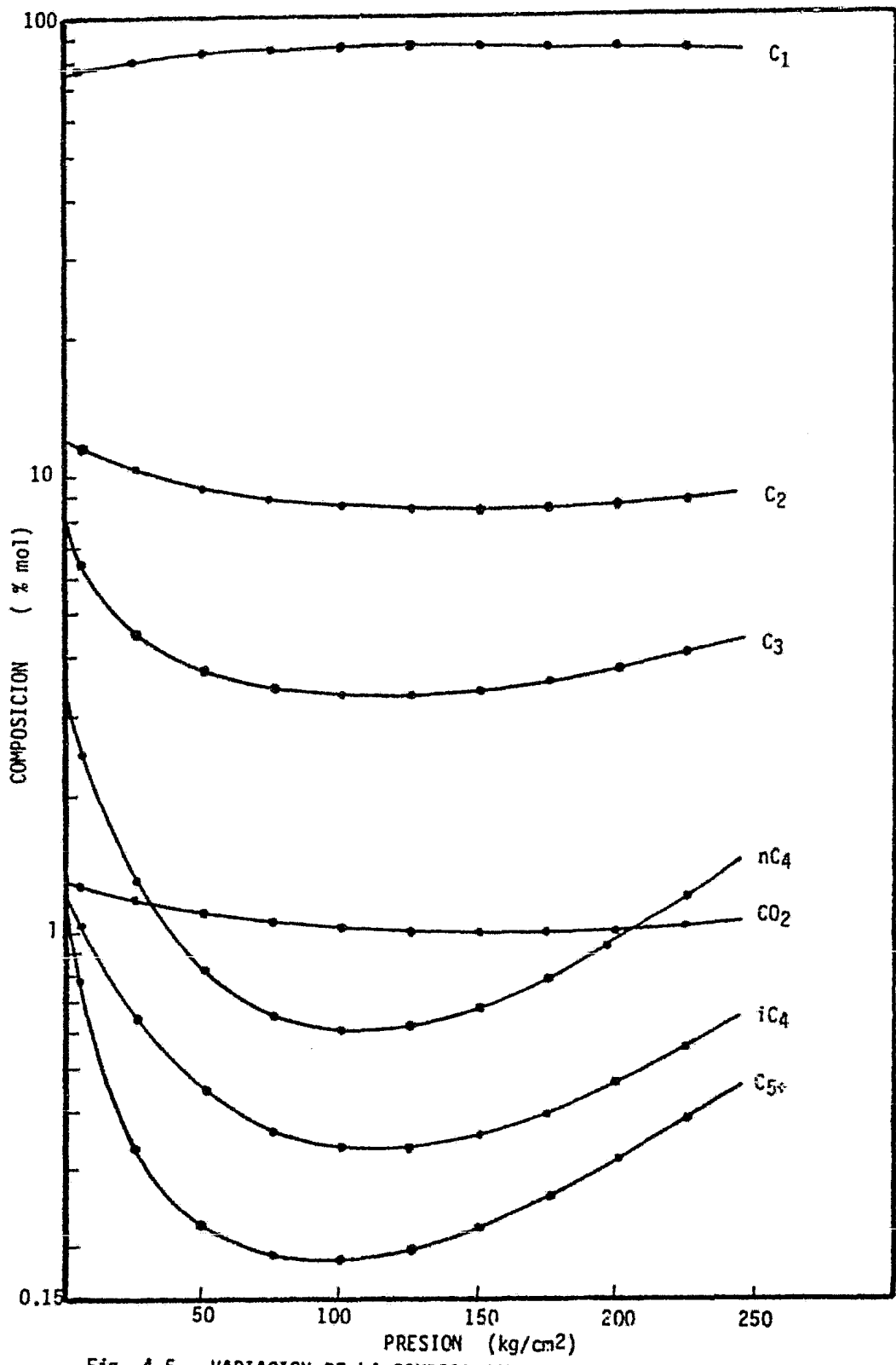


Fig. 4.5.- VARIACION DE LA COMPOSICION DEL GAS CON EL AGOTAMIENTO

del procedimiento seguido para simular el agotamiento del yacimiento, figura 4.6.

Cuando el yacimiento alcanza la presión de burbujeo, pequeños cambios en la presión pueden originar cambios drásticos en las saturaciones de las fases líquida y gaseosa, dando como resultado que la relación gas-aceite medida en el campo, se eleve abruptamente.

Como se observa en la figura 4.7, los valores de los principales parámetros de los fluidos, muestran grandes diferencias, según el método de laboratorio empleado.

El líquido residual al final de un análisis es mayor cuando se utiliza el método de agotamiento a volumen constante, que cuando se usa el método convencional. Esta diferencia en volúmenes líquidos se debe a la gran concentración de componentes intermedios que existen en los yacimientos de alto encogimiento.

El mayor encogimiento del líquido en el método convencional se debe a la extracción total del gas a medida que se libera, cosa que no sucede en el método a volumen constante, donde sólo se extrae una parte; el gas que no se extrae de la celda a medida que se libera, se comporta como un gas y condensado retrógrado y parte se condensa en líquido a medida que disminuye la presión, dando como resultado final un menor encogimiento del líquido.

El comportamiento del yacimiento se apega más al último caso, por lo tanto, se recomienda aplicar el método de análisis PVT con agotamiento a volumen constante, para determinar los volúmenes ocupados por los fluidos en el yacimiento.

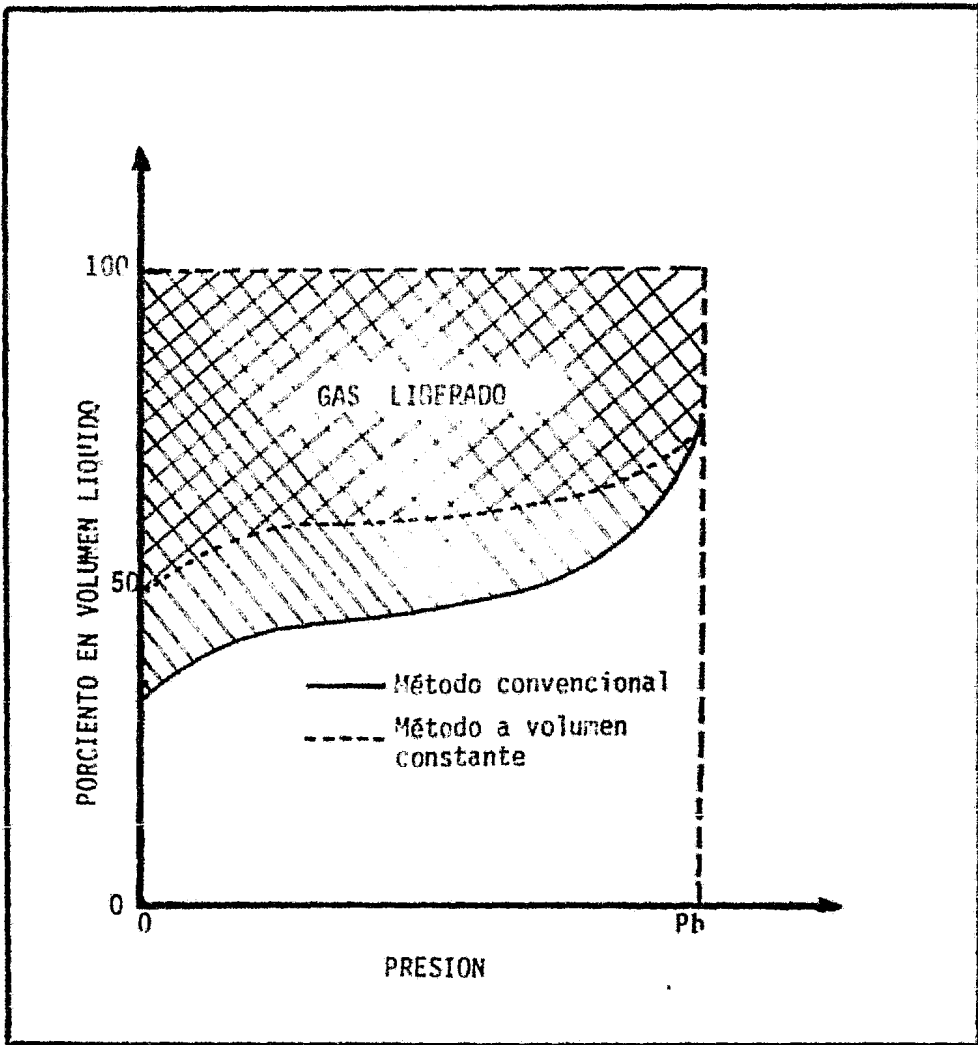


Fig. 4.6.- CANTIDAD DE GAS LIBERADO Y ENCOGIMIENTO DE LA FASE LIQUIDA.

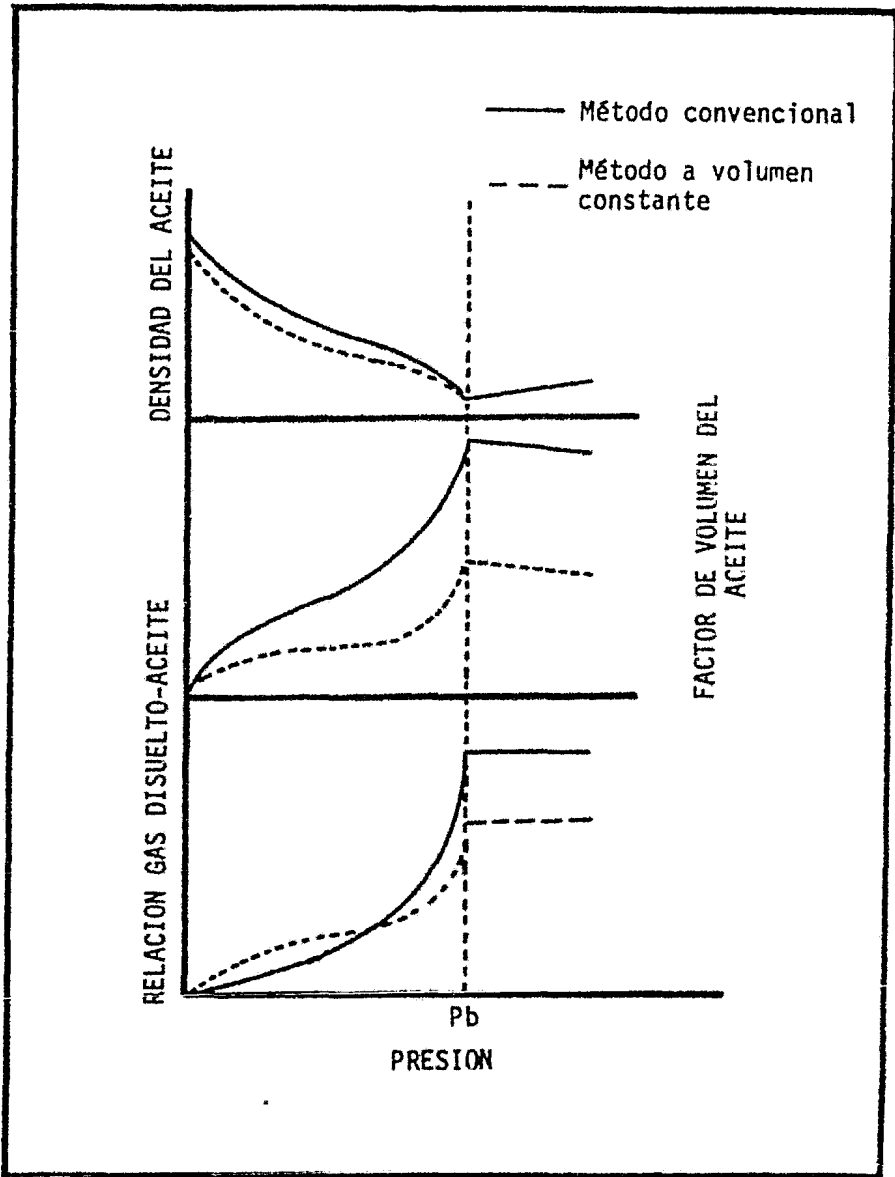


Fig. 4.7.- YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE ALTO ENCOGIMIENTO. PARAMETROS DE CLASIFICACION

CAPITULO V

PRINCIPIOS DE CROMATOGRAFIA

Para la medición confiable del equilibrio vapor-líquido en sistemas complejos, es necesario contar con un procedimiento formal para analizar los gases y líquidos. Frecuentemente se usan cuatro técnicas para analizar gases naturales y mezclas de hidrocarburos volátiles. Estas son:

- 1.- Destilación a baja temperatura.
- 2.- Espectrometría analítica de masa.
- 3.- Espectrometría de absorción de rayos infrarrojos.
- 4.- Cromatografía.

Generalmente los métodos de análisis del gas por absorción de un compuesto en una solución, son descritos en manuales y textos de Físicoquímica. La densidad del gas puede ser obtenida pesando un volumen conocido en un picnómetro. La medición de la densidad del gas es un método satisfactorio cuando se analizan mezclas binarias, pero no debe descuidarse su desviación con los gases ideales.

5.1. Definición de cromatografía

Su nombre viene del cambio en color que exhiben diferentes sustancias - cuando retienen ciertos compuestos. El análisis consiste en la separación - de algunos o de todos los componentes de una mezcla a través de una columna que tiene una sustancia (fase estacionaria), que consiste de un sólido absorbente o un líquido particionante soportado por un sólido. El transporte de los componentes de la mezcla, se efectúa por un líquido o un gas (fase - móvil). Los componentes de la muestra se mueven a través de la columna a diferentes velocidades, debido a la retardación selectiva de la fase estacionaria.

ria, lo cual hace que los componentes se separen dirigiéndose hacia un detector para su identificación, midiendo la concentración relativa de cada componente.

Los factores que varían en cromatografía son:

- + Empacamiento de la columna.
- + Tipo y gasto del fluido transportador.
- + Temperatura.
- + Tamaño de la muestra.

5.2. Clasificación de la cromatografía

I.- De acuerdo a las fases estacionaria y móvil se clasifican en:

<u>FASE MOVIL</u>	<u>FASE ESTACIONARIA</u>	
GAS	SOLIDO	Cromatografía de adsorción de gas (cromatografía gas-sólido).
GAS	LIQUIDO	Cromatografía de partición gas-líquido (cromatografía gas-líquido).
LIQUIDO	SOLIDO	Cromatografía de adsorción de líquido (cromatografía de adsorción).
LIQUIDO	LIQUIDO	Cromatografía de partición líquido-líquido (cromatografía de partición).

Clasificación de la cromatografía (continuación):

<u>FASE MOVIL</u>	<u>FASE ESTACIONARIA</u>	
SOLIDO DISUELTO	SOLIDO	Cromatografía de cambio de iones (electrocromatografía*).
SOLIDO DISUELTO	LIQUIDO	Electrocromatografía*.
SOLUCIONES COLOIDALES	SOLIDO	Electrocromatografía*.
SOLUCIONES COLOIDALES	LIQUIDO	Cromatografía de partición (electrocromatografía*).

* La electrocromatografía consiste en aplicar una caída de voltaje a través de la columna. Si los componentes de la muestra - son partículas cargadas, migrarán con velocidad y duración que dependen de la masa y carga de los componentes individuales.

II.- De acuerdo a los métodos de extracción de la muestra de la columna se clasifican en:

- a) Método de desplazamiento.
- b) Método de análisis frontal.
- c) Método de elusión.

Por ser el más simple y ampliamente usado, sólo se describirá el método de elusión.

En el análisis de elusión la muestra se introduce en un flujo continuo de gas de arrastre (Nitrógeno, Argón, Bióxido de Carbono, Aire, Hidrógeno, Helio), mismo que mueve los componentes a través de la columna a diferentes velocidades; cada componente se mueve a un ritmo tal que depende de su coeficiente de partición K, el cual está dado por:

$$K = \frac{\text{Peso del soluto (muestra) por cm}^3 \text{ de fase líquida}}{\text{Peso del soluto por cm}^3 \text{ de gas de arrastre}}$$

Las ventajas de este método son las siguientes:

- a) La columna se regenera continuamente por el gas de arrastre. Tan pronto como sale de ella el último componente de una mezcla, se puede introducir otra al sistema.
- b) Los componentes individuales de una muestra se separan perfectamente uno de otro.
- c) El tiempo de análisis se reduce en forma considerable.

En este método, el volumen de retención de un componente (volumen de gas de arrastre que pasa desde el inicio de un análisis hasta que el componente sale de la columna) puede usarse para identificar al componente.

5.3. Equipo usado en el análisis

El equipo empleado para el análisis cromatográfico de muestras de hidrocarburos está formado por las siguientes partes:

a) Control de flujo del gas de arrastre.-

El ritmo de flujo del gas de arrastre afecta el tiempo de retención de los componentes de la muestra en la columna y la magnitud de la señal obtenida, por esta razón, el ritmo de flujo debe mantenerse constante durante la corrida.

b) Sistema de inyección de la muestra.-

El análisis cromatográfico requiere volúmenes de muestra relativamente pequeños. Para introducir líquidos estables (volúmenes de 0.005 a 0.05 cm³) emplea una jeringa micrométrica, con la que se inyecta el líquido a través -

de un tapón de hule auto-sellante que se localiza cerca de la entrada de la columna. El gas se introduce con válvulas de muestreo, las que permiten introducir volúmenes fijos de muestra.

c) Columna.-

Parte del equipo que lleva a cabo la separación de los componentes de la muestra.

La eficiencia de la columna aumenta al disminuir el tamaño de la muestra, ya que se reduce el tiempo de vaporización.

Los tipos de columnas utilizados en cromatografía de gases son: adsorción y partición. La diferencia entre ambas es el tipo de empaque, ya que mientras en las de adsorción es un sólido poroso activado, en las de partición - está impregnado con un líquido orgánico de alto punto de ebullición.

En las columnas de adsorción, los componentes de una muestra se separan por la diferente adsorción del soporte sobre cada uno de ellos. Como soportes más comunes en este tipo de columnas están: alúmina, sílica gel, carbón, mallas moleculares y varias zeolitas orgánicas. En las columnas de partición, los componentes de una muestra se separan por diferencia de volatilidad en la fase líquida y la energía para moverlos de esta solución es mucho mayor en comparación con la energía de adsorción.

d) Detector.-

Parte del equipo que mide el cambio en la composición del efluente, es decir, mide la cantidad de componente de la muestra en el gas de arrastre a medida que éste sale de la columna y entra al detector.

e) Compartimiento térmico.-

Compartimiento aislado que cubre el detector y la columna, manteniéndolos a la temperatura de operación seleccionada.

f) La determinación del contenido de CO₂ y H₂S en muestras gaseosas, se lleva a cabo mediante los aparatos Orsat y Tutwiler, respectivamente. En este último, la determinación se efectúa con una solución estándar de Iodo.

5.4. Reactivos para cromatografía de gases

a) Gas de arrastre: También llamada fase móvil que identifica el gas usado para mover la muestra a través de la columna. Aún cuando es posible utilizar como gas de arrastre el nitrógeno, argón, bióxido de carbono, aire y más frecuentemente hidrógeno, la práctica generalizada es la de usar el helio con el propósito de mover los componentes a través de la columna ya que proporciona mayores ventajas en cuanto a la detección de los componentes.

b) Fase líquida: Líquido no volátil a la temperatura de operación de la columna, disperso en un soporte sólido que constituye el empacamiento de una columna cromatográfica. Los componentes de la muestra se disuelven en este líquido a medida que se mueve a través de la columna; la separación de los componentes dependen de sus diferencias en volatilidad de la solución.

c) Soporte sólido: Sólido inerte, cuyo diámetro de partículas y área superficial del mismo, afectan la eficiencia de la columna.

d) Sólido activo: Sólido capaz de separar los componentes de la muestra sin un líquido disperso.

5.5. Presentación de datos

a) Cromatograma: Gráfica de respuesta del detector contra tiempo o volumen de gas de arrastre. Un cromatograma típico (Fig. 5.1), comprende desde el momento en que se inyecta la muestra hasta la salida del último componente.

b) Resolución: Factor de separación entre picos.

c) Pico: Respuesta registrada de un detector diferencial debido a un componente de la mezcla.

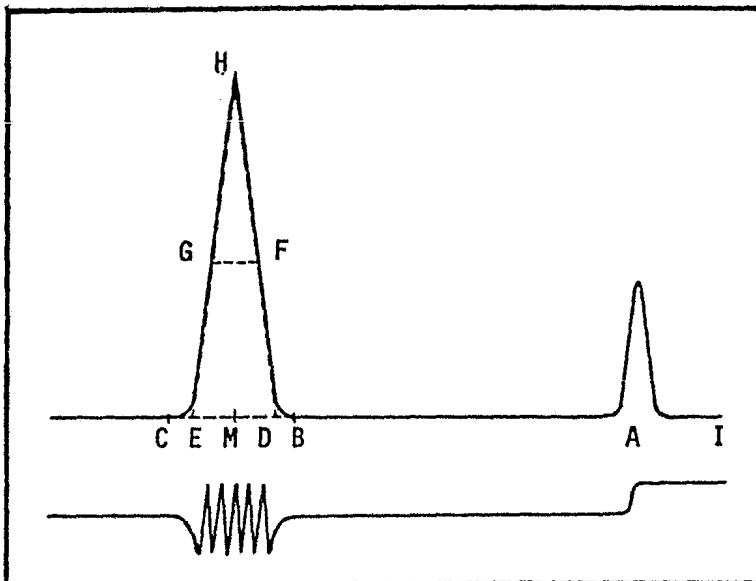


Fig. 5.1.- CROMATOGRAMA DE DOS COMPONENTES

d) Línea base: Parte del cromatograma entre picos cuando no hay elusión de componentes. La línea base debe coincidir con la respuesta cero del detector.

e) Area integrada: Area bajo un pico obtenido con un integrador.

De la figura 5.1:

- I = Tiempo de inyección de la muestra o tiempo cero.
- IA = Tiempo de elusión de un componente no adsorbido.
- IB = Tiempo inicial de retención del segundo componente.
- IC = Tiempo final de retención.
- IM = Tiempo de retención (t_R) correspondiente a la altura máxima del pico del segundo componente (dato usado para el cálculo de volúmenes de retención)
- AM = Tiempo aparente de retención.
- FG = Ancho de la altura media del pico.
- FG x IM = Area de un pico cromatográfico, calculado.

5.6. Ejemplo de campo

El cálculo del % mol de los componentes de una mezcla de hidrocarburos y otras propiedades que se obtienen a partir de un cromatograma es sumamente sencillo.

En la figura 5.2 se puede observar el cromatograma obtenido para una muestra de gas.

En la tabla V.1 se presenta los cálculos correspondientes para la obtención del % mol y el peso molecular para la muestra de gas analizada.

Para obtener el poder calorífico total y neto de una mezcla gaseosa, se procede como se indica en la tabla de cálculo V.2; el procedimiento es sumamente sencillo y no necesita explicación detallada.

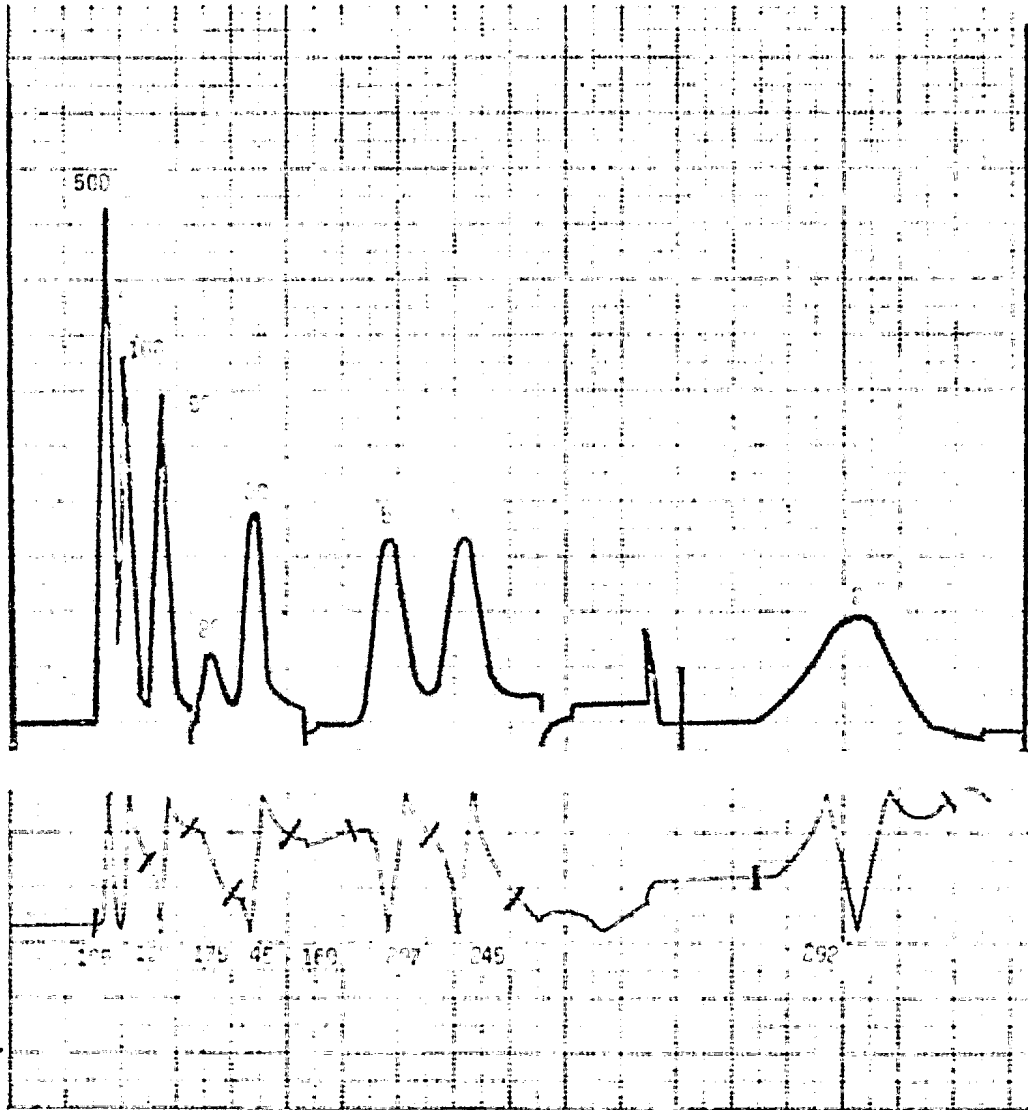


Fig. 5.2.- CROMATOGRAMA DE UNA MUESTRA DE GAS.

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

SECCION LABORATORIO

ANALISIS CROMATOGRAFICO DEL GAS OBTENIDO

Muestra _____

(1) Componente	(2) A r e a	(3) Atenuación	(4) Factor de Respuesta	(5) (2)x(3)x(4) A r e a Corregida	(6) 5/± (5) % Mol.	(7) Peso Molecular	(8) (6)/100x(7) Peso (gr)
CO ₂					1.32 *	44.010	0.5809
H ₂ S						34.076	
C ₁	195	500	0.0278	2710.5	83.29	16.042	13.3614
C ₂	150	100	0.0200	300.0	9.22	30.068	2.7723
C ₃	175	50	0.0143	125.1	3.84	44.094	1.6932
iC ₄	45	20	0.0122	11.0	0.34	58.120	0.1976
nC ₄	160	20	0.0118	37.8	1.16	58.120	0.6742
iC ₅	207	5	0.0101	10.5	0.32	72.146	0.2309
nC ₅	245	5	0.0095	11.6	0.36	72.146	0.2597
C ₆ ⁺	292	2	0.0081	4.7	0.15	100.000	0.1500
Total				3211.2	100.00		19.920

(*) -- Lectura Orsat = 1.4 a 24°C

Factor o = 0.943

$$1.4 \times 0.943 = 1.32$$

$$\text{Densidad Relativa (Aire = 1)} = \frac{\text{P.M. muestra}}{\text{P.M. aire}} = \frac{19.920}{28.966} = 0.6877$$

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

SECCION LABORATORIO

CALCULO DEL PODER CALORIFICO

Muestra _____

(1)	(2)	(3)	(4) (2) x (3)	(5)	(6) (2) x (5)
Componente	Fracción Mol	Kcal/m ³	Poder Calorifico Total	Kcal/m ³	Poder Calorifico Neto
H ₂ S		6051		5526	
C ₁	0.8329	8987	7485.27	8089	6737.33
C ₂	0.0922	15741	1451.32	14397	1327.40
C ₃	0.0384	22406	860.39	20608	791.35
iC ₄	0.0034	28973	98.51	26730	90.88
nC ₄	0.0116	29044	336.91	26802	310.90
iC ₅	0.0032	35602	113.93	32906	105.30
nC ₅	0:0036	35673	128.42	32986	118.75
C ₆ ⁺	0.0015	42320	63.48	39179	58.77
Total			10538.23		9540.68

CAPITULO VI

ESTUDIOS PVT ESPECIALES

Debido a que el objetivo de este trabajo es el proporcionar ayuda en la interpretación de los informes de los análisis PVT que se realicen en los -- fluidos de los yacimientos, se presenta en forma muy somera la descripción - de los equipos y técnicas de operación de los mismos, pero detalladamente el procedimiento de cálculo de los parámetros resultantes que aparecen en los - informes de los análisis.

El equipo utilizado en las pruebas PVT en sistemas de gas y condensado y de aceite volátil, difiere fundamentalmente del empleado en los análisis de aceites negros. Esto se debe a que el punto de saturación (cuando se forma la primera gota de líquido o la primera burbuja en el seno del líquido) no - se puede determinar por el procedimiento del punto de intersección de las -- rectas que definen el comportamiento presión-volumen tanto arriba como abajo de la presión de saturación.. Para estos sistemas de hidrocarburos, es necesario una celda que permita observar y cuantificar los cambios de fases en - el interior de la misma, para tal efecto se utilizan celdas visuales con ven tanas de cristal y catetómetros para hacer la medición de la fase líquida -- que resulta del depresionamiento.

Como ya se mencionó, las pruebas principales que forman un estudio PVT son: Una separación "flash", proceso en el que la composición y la masa del fluido del yacimiento permanecen constantes, en esta prueba se determinan la presión y el volumen en el punto de saturación y el comportamiento presión--volumen, en los sistemas de gas y condensado la presión de saturación se denomina presión de rocío, y se determina por observación de una neblina; cual quier posterior caída de presión provoca una rápida precipitación de líquidos que velozmente se van acumulando en el fondo de la celda.

La segunda prueba es una separación diferencial en la que la composición y la masa del fluido del yacimiento es variable por extracción de una porción de la fase gaseosa, en cada etapa del depresionamiento de la celda abajo del punto de saturación. Estas pruebas son efectuadas a la temperatura del yacimiento.

Una tercera prueba es la separación de los fluidos del yacimiento al simular las condiciones de operación de los separadores de campo, para determinar las presiones y temperaturas de trabajo de éstos en las que se obtenga la mejor recuperación de líquidos en el tanque de almacenamiento.

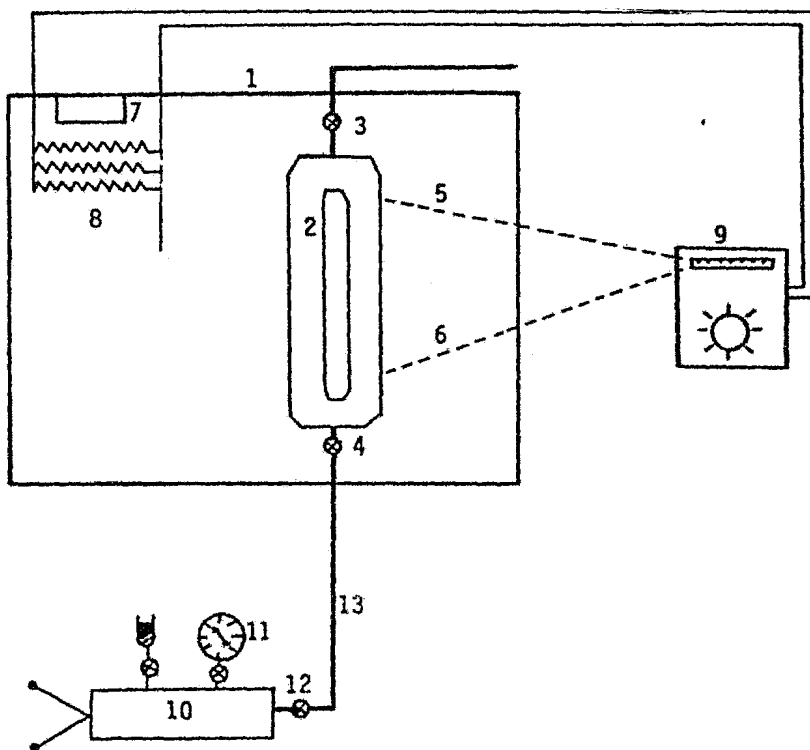
Para realizar los estudios PVT es necesario tener muestras representativas de fluidos del yacimiento, ya sea atrapada en el fondo del pozo o lograda por la recombinación del gas y líquido obtenidos en el separador de medición.

El equipo empleado en los estudios PVT está formado por varios elementos, que son operados en forma conjunta o por separado, y que esquemáticamente se muestran en las figuras 6.1, 6.2 y 6.3 y se enlistan a continuación:

- + Celda visual de alta presión.
- + Baño o camisa de temperatura controlada.
- + Catetómetro.
- + Sistemas de presión y volumen.
- + Equipo de recombinación de fluidos.
- + Destiladores fraccionales de alta y baja temperatura.
- + Cromatógrafo de gases.

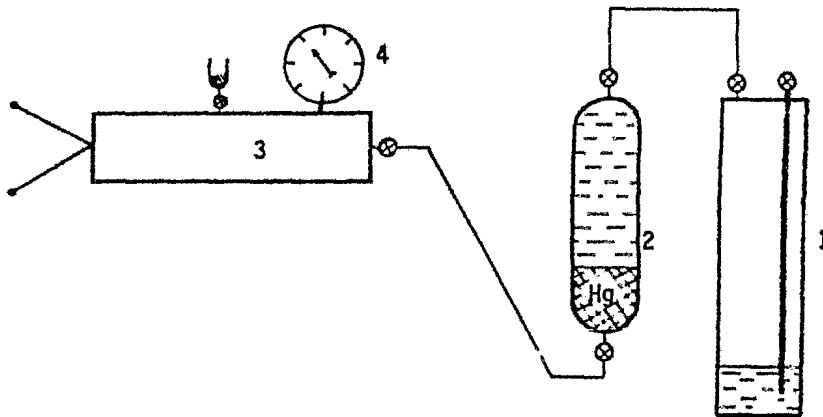
6.1. Recombinación de fluidos del separador

En la mayoría de los casos, las condiciones y puntos de medición y de obtención de las muestras de aceite y gas para realizar el recombinado, no coinciden, por lo tanto es imperativo realizar las correcciones necesarias para que el fluido recombinado sea representativo de los fluidos del yacimiento.



- 1.- Baño de aire de temperatura controlada
- 2.- Celda visual
- 3.- Válvula de extracción del gas
- 4.- Válvula de control de presión
- 5 y 6.- Termocoples
- 7.- Ventilador
- 8.- Resistencias de calentamiento
- 9.- Control de temperatura
- 10.- Bomba de mercurio
- 11.- Manómetro Bourdón
- 12.- Válvula de control
- 13.- Tubo de acero

Fig. 6.1.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL EQUIPO PARA ANALISIS DE MUESTRAS DE GAS Y CONDENSADO Y DE ACEITE VOLATIL



- 1.- Celda de recombinedo
- 2.- Botella con líquido
- 3.- Bomba de mercurio
- 4.- Manómetro Bourdón

Fig. 6.2.- TRASPASO DEL LIQUIDO A LA CELDA DE RECOMBINADO

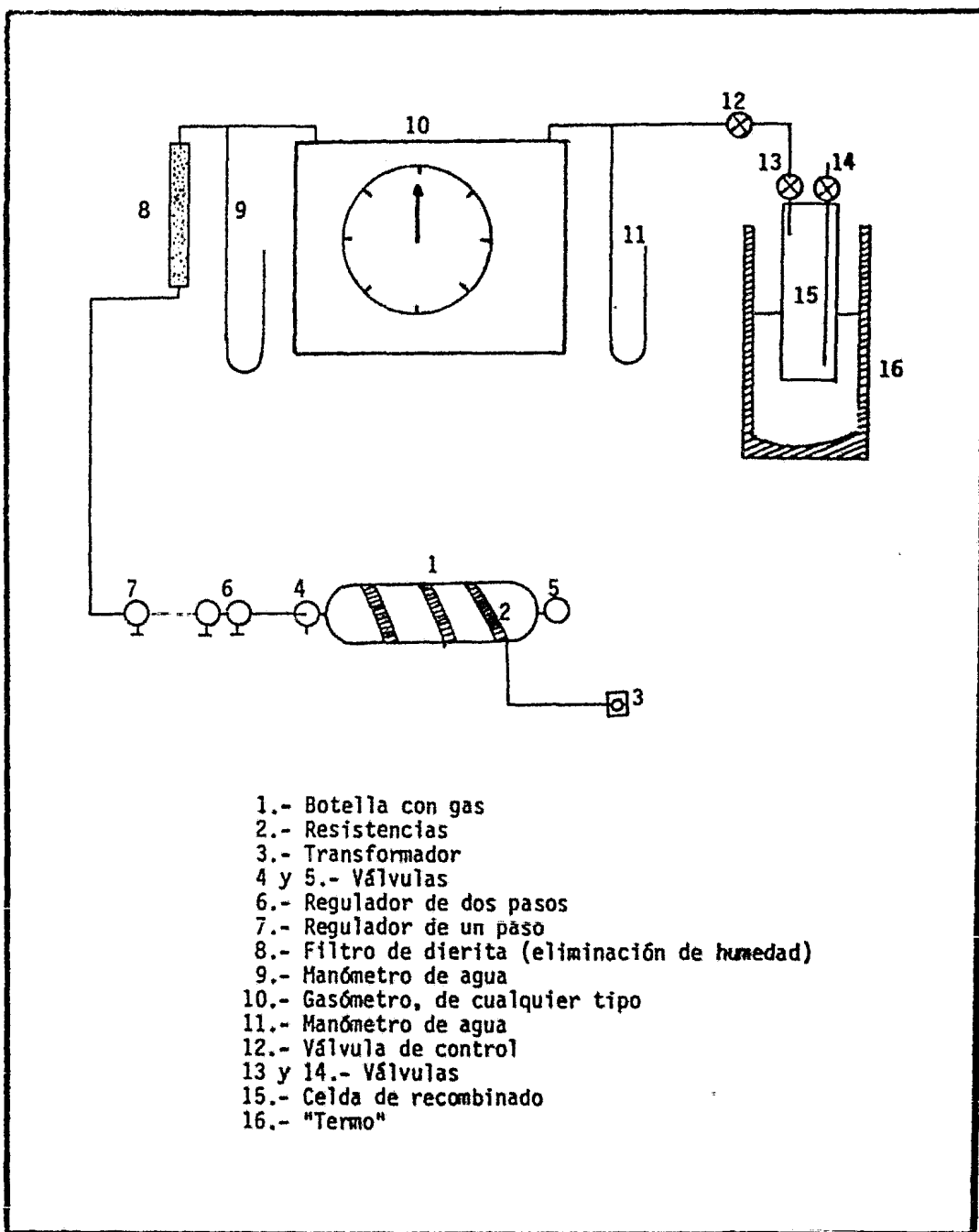


FIG. 6.3.- DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL EQUIPO PARA RECOMBINACION DEL GAS

6.1.1. Cálculo de la relación gas-líquido

Ya que la proporción en que el líquido y gas del separador son combinados, está dado por la relación en que éstos fueron producidos del pozo, se corrigen a las condiciones a las que se realiza el recombinado.

Es común dar la relación gas-líquido producidos, como el cociente del gas del separador medido a las condiciones estándar entre el líquido obtenido en el tanque, este último es llevado a las condiciones del separador por medio del factor de encogimiento (Sh). Si este factor no es determinado en el campo, se hace en el laboratorio por medio de una separación "flash" de la presión y temperatura del separador de medición a las condiciones de tanque.

La producción de gas normalmente es determinada a través de medidores de orificio, donde la densidad relativa al gas tiene intervención. Esta propiedad presenta ciertas dificultades para su obtención durante el desarrollo de las pruebas de producción, por lo que es práctica normal suponerle un valor, con el cual se realizan los cálculos del gasto de gas; la expresión utilizada para estas determinaciones es:

$$Q_g = 24 F_b F_r Y F_{pb} F_{tb} F_{tf} F_g F_{pv} F_m \sqrt{h P'} \quad (6.1)$$

donde:

Q_g = Gasto de gas a temperatura base (T_b) y presión base (P_b), en $m^3/día$.

F_b = Factor básico del orificio, proporcionado por tablas en función del diámetro del tubo, tipo de orificio y medidor.

F_r = Factor del número de Reynolds.

Y = Factor de expansión.

F_{pb} = " " presión base = $1.033/P_b$; P_b en Kg/cm^2 .

F_{tb} = " " temperatura base = $T_b/293$; T_b en $°K$.

F_{tf} = " " temperatura de flujo = $\sqrt{293/T_f}$; T_f en $°K$.

F_g = " " densidad relativa = $\sqrt{1/\rho_r \text{ gas}}$.

F_{pv} = " " supercompresibilidad = $\sqrt{1/Z}$.

$$F_m = \text{Factor de manómetro} = \sqrt{(\rho_r \text{ Hg} - \rho_r f) / \rho_r \text{ Hg}}$$

h = Presión diferencial a través del orificio, en milímetros de agua a 20 °C.

P = Presión estática absoluta en el gas, en Kg/cm².

La relación gas-líquido corregida por la densidad relativa al gas y el en cogimiento del líquido es:

$$\frac{G}{L}(\text{a c. sep.}) = \frac{G}{L}(\text{de campo}) \times \frac{F_g(\text{real})}{F_g(\text{sup.})} \times \frac{F_{pv}(\text{real})}{F_{pv}(\text{sup.})} \times S_h \quad (6.2)$$

Puesto que el traspaso del líquido del recipiente donde está almacenado a la celda de recombinado se realiza a una presión y temperatura diferente a las del separador de medición, la relación gas-líquido se corrige nuevamente:

$$\text{Líquido a c. de traspaso} = \text{Líquido a c. sep.} \times \text{Fact. de corr. por presión} \times \text{Fact. de corr. por temperatura} \quad (6.3)$$

donde:

F_{cp} = Factor de corrección por presión

$$F_{cp} = \frac{\rho_o \text{ a c.s.} + \text{corrección por } P \text{ de sep.}^*}{\rho_o \text{ a c.s.} + \text{corrección por } P \text{ de traspaso}^*} \quad (6.4)$$

* Se obtiene de la figura 6.4.

F_{ct} = Factor de corrección por temperatura

$$F_{ct} = \frac{\text{Reducción del volumen por temperatura de separación}^{**}}{\text{Reducción del volumen por temperatura de traspaso}^{**}} \quad (6.5)$$

** De la tabla No. 6 ASTM - IP. ("Petroleum Measurement Tables" 1952)

La relación gas-líquido a condiciones de traspaso será:

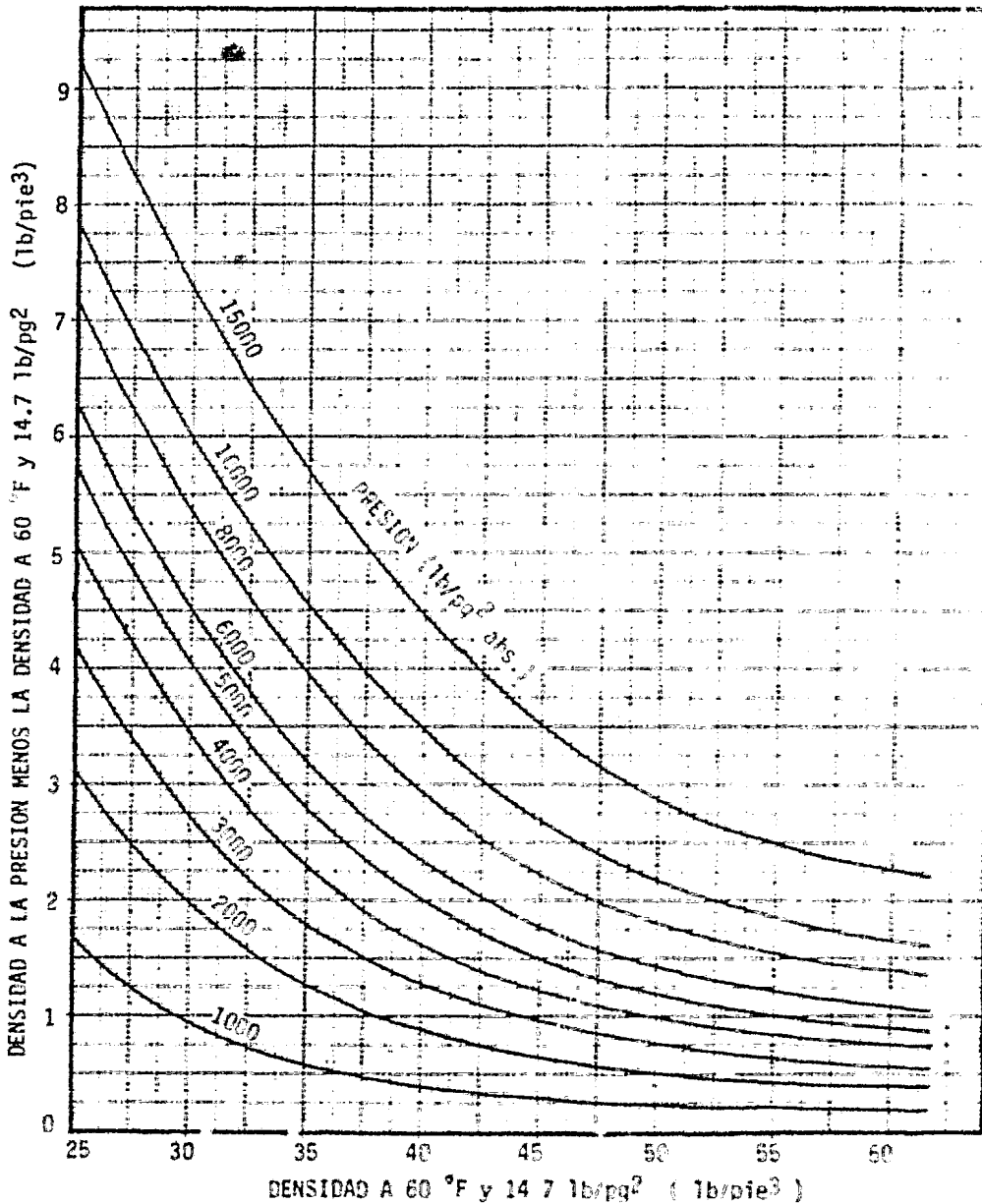


FIG. 6.4.- CORRECCION DE LA DENSIDAD POR COMPRESIBILIDAD DE LIQUIDOS

$$\frac{G}{L}(\text{a c. trasp.}) = \frac{G}{L}(\text{a c. sep.}) \times \frac{1}{F_{cp} \times F_{ct}} \quad (6.6)$$

6.1.2. Traspaso del gas y líquido a la celda de recombinado

La cantidad de gas y líquido a traspasar a la celda de recombinado dependerá de la cantidad total de muestra necesaria, de la relación gas-líquido (G/L) y de la capacidad de la celda de recombinado.

El líquido que se traspasa queda expresado en función de las lecturas de volumen y presiones obtenidas en la bomba de mercurio:

$$VL (\text{a c. trasp.}) = (L_{fb} - L_{lb}) (1 + C_{Hg} (P_{calib.} - P_{trasp.})) \quad (6.7)$$

$$V_{gas}(\text{a c.s.}) = VL (\text{a c. trasp.}) \times \frac{G}{L}(\text{a c. trasp.}) \quad (6.8)$$

Con la ecuación de los gases se obtiene el volumen de gas necesario para el recombinado, a las condiciones de presión y temperatura ambiente, en el momento de realizar el traspaso:

$$V_{gas}(\text{a c. trasp.}) = \frac{V_{gas}(\text{a c.s.}) \times P(\text{estándar}) \times T(\text{ambiente})}{P(\text{atmosférica}) \times T(\text{estándar})} \quad (6.9)$$

En las figuras 6.2 y 6.3 se indican los arreglos de los elementos que intervienen en el traspaso del líquido y del gas.

6.1.3. Traspaso del recombinado a la celda visual

La muestra recombinada para su manejo en el laboratorio, se traspasa a un recipiente metálico de alta presión de acuerdo a lo ilustrado en forma esquemática, en la figura 6.5. A partir de este punto a la muestra recombinada se le da el mismo manejo que a una muestra de fondo.

La figura 6.6 presenta cómo se hace el traspaso de una porción de muestra de fluido del yacimiento a la celda visual de análisis PVT. Esta opera--

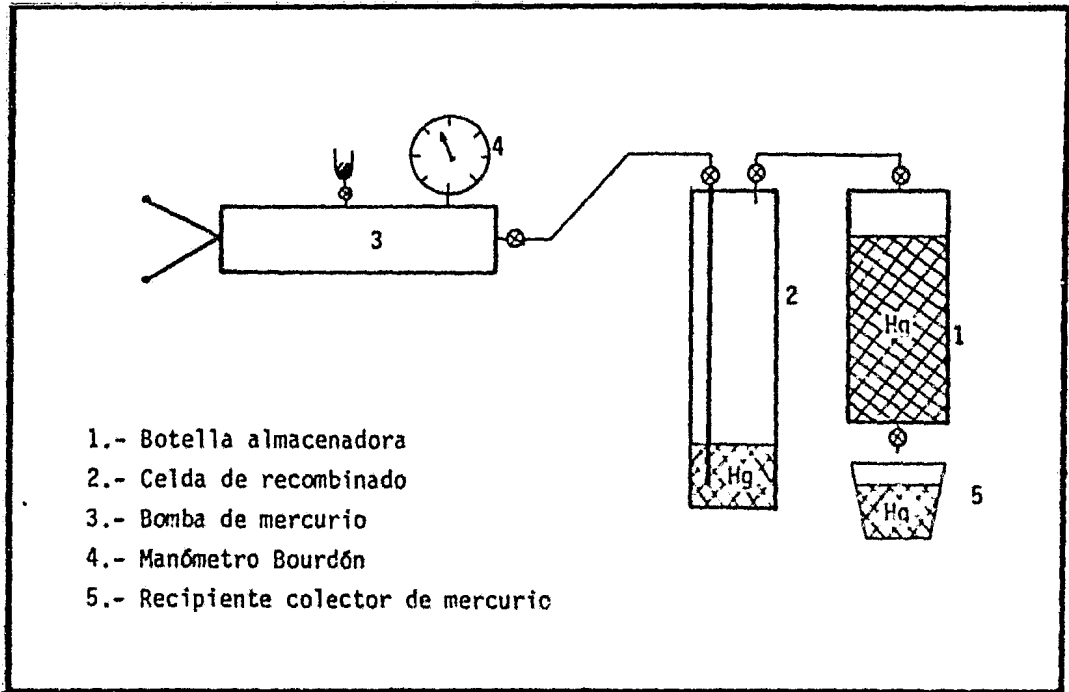


FIG. 6.5.- TRASPASO DEL RECOMBINADO A LA BOTELLA ALMACENADORA

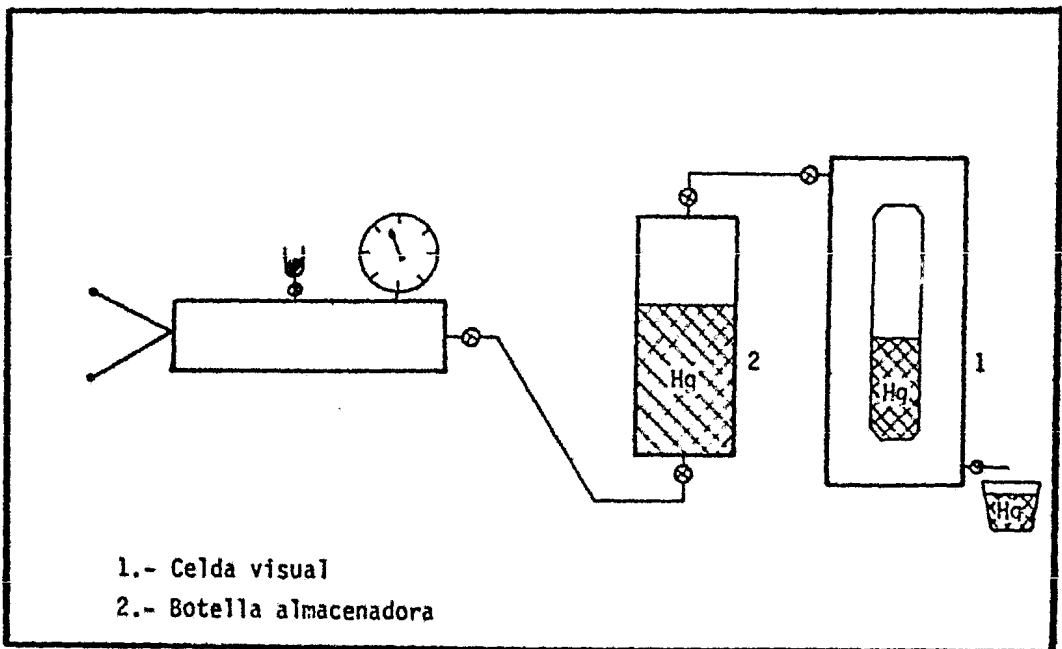


FIG. 6.6.- TRASPASO DEL RECOMBINADO A LA CELDA VISUAL

ción se hace con el equipo a la temperatura ambiente de laboratorio haciendo la medición de la muestra introducida por medio de la bomba de mercurio.

6.2. Relaciones presión-volumen a temperatura del yacimiento

Antes de llevar la celda de la temperatura ambiente a la temperatura del yacimiento, es conveniente determinar la presión de saturación, la cual se obtiene por medio de depresionamientos sucesivos, hasta lograr la formación de la primera burbuja, en el caso de aceite volátil, o la primera gota, si se --trata de gas y condensado.

6.2.1. Coeficiente de expansión térmica

El coeficiente de expansión térmica de la muestra, se obtiene de los valores de volumen registrados a las temperaturas ambiente y de yacimiento. La -presión de la celda se mantiene constante durante el período requerido para -el cambio de temperatura.

El coeficiente de expansión térmica (ϵ) se determina por medio de la siguiente expresión:

$$\epsilon = \frac{\Delta V}{\Delta T} \frac{1}{V} \quad (6.10)$$

donde:

ΔV = Cambio de volumen de la muestra al pasar de una presión y temperatura de yacimiento a una presión de yacimiento y temperatura ambiente.

ΔT = Diferencia entre la temperatura de yacimiento y la temperatura ambiente.

V = Volumen de la muestra a la presión de yacimiento y temperatura ambiente.

La determinación de la presión de saturación a la temperatura del yaci---miento se lleva a cabo de la misma manera como se realizó a la temperatura --ambiente.

El comportamiento del volumen de los fluidos del yacimiento con la variación de la presión se logra llevando el sistema muestra-celda desde la presión del yacimiento hasta su presión de abandono (o la mínima que pueda ser obtenida en la celda). El volumen de la muestra debe registrarse cuando se haya logrado la estabilización total de la presión (con esto se logra el proceso de separación "flash" a masa y composición constantes).

6.2.2. Volumen relativo (V_R)

El volumen relativo en el proceso "flash" se obtiene dividiendo el volumen registrado a cualquier presión entre el volumen determinado a la presión de saturación:

$$V_R = \frac{V \text{ a } P}{V \text{ a } P_s} \quad (6.11)$$

6.2.3. Factor de desviación del gas (Z) a la presión de saturación

Por definición Z , es el cociente del volumen de un gas real entre el volumen correspondiente si se tratara de un gas ideal:

$$Z = \frac{\text{Volumen real}}{\text{Volumen ideal}} \quad (6.12)$$

El volumen ideal es el que ocuparía la muestra a las condiciones de presión de saturación y de temperatura de yacimiento y se obtiene de la manera siguiente:

$$V_{\text{ideal a } P_s \text{ y } T_y} = \frac{P \times V \times T_y}{T \times P_s(\text{abs})} \quad (6.13)$$

donde:

P = Presión estándar a la que se mide el gas liberado en el agotamiento, en unidades absolutas.

T = Temperatura estándar a la que se mide el gas liberado.

T_y = Temperatura del yacimiento.

V = Volumen total del gas liberado en el agotamiento.

El volumen real (medido), es el correspondiente a la presión de saturación; por lo tanto:

$$Z_{a P_s} = \frac{V_{a P_s} \text{ (medido)}}{V_{\text{ideal}} \text{ (calculado)}} \quad (6.14)$$

Para unas condiciones de presión P , se tiene:

$$\frac{P \times V}{T \times Z} = \frac{P_s \times V_{a P_s}}{T \times Z_{a P_s}} \quad (6.15)$$

de donde:

$$Z = \frac{P \times V \times Z_{a P_s} \times T}{P_s \times V_{a P_s} \times T} \quad (6.16)$$

$$Z = \frac{P}{P_s} \times V_R \times Z_{a P_s} \quad (6.17)$$

6.2.4. Factor de desviación de las dos fases

Para determinar este factor se procede de la siguiente manera:

1.- Calcular el número total de moles en el sistema:

$$N_t = \frac{P_s}{Z_{a P_s} \times \bar{R} \times T_y} \quad (6.18)$$

donde:

P_s = Presión de saturación (unidades absolutas).

$Z_{a P_s}$ = Factor de desviación del gas a P_s .

\bar{R} = Constante universal de los gases.

T_y = Temperatura del yacimiento.

2.- Obtener las moles remanentes en la etapa de agotamiento:

$$N_{rem} = N_t \left(1 - \frac{V_{prod}}{100} \right) \quad (6.19)$$

donde: V_{prod} = Volumen de gas producido en la etapa de agotamiento en (%) del volumen inicial.

3.- Calcular el factor de desviación de las dos fases:

$$Z_{2 \text{ fases}} = \frac{P}{N_{rem} \times \bar{R} \times T_y} \quad (6.20)$$

6.3. Estudio de agotamiento

El estudio de agotamiento consiste en una separación diferencial a volumen constante que se realiza desde la presión de saturación hasta la presión de abandono. Es conveniente que los depresionamientos cercanos a la presión de saturación no sean de gran magnitud y así definir adecuadamente los cambios de fase.

El volumen de referencia que se mantiene constante durante todo el proceso de agotamiento, es el que se registra a la presión de saturación.

Al gas extraído en cada etapa de la separación diferencial, se le cuantifica su volumen a las condiciones estándar y, además, se le determina su composición en fracción mol, obteniendo el peso molecular y la densidad de la fracción de los más pesados, que por regla general está formada por los heptanos y más pesados.

El líquido dentro de la celda en cada etapa de agotamiento, ya sea el condensado retrógrado o el líquido remanente, es cuantificado con la ayuda de un dispositivo especial previamente calibrado (catetómetro). Generalmente este volumen líquido se maneja como un porcentaje del volumen a la presión de saturación.

CAPITULO VII

ANALISIS PVT COMPOSICIONALES

En los estudios de yacimientos de aceite de bajo encogimiento las variaciones en las propiedades termodinámicas de los fluidos se toman en cuenta mediante relaciones tales como factores de volumen, relación de solubilidad, densidades, etc., todas ellas en función de la presión. Esto supone que el gas y el aceite producidos al descubrir el campo tienen la misma composición que al abandonarlo. Esta suposición genera errores relativamente pequeños.

Para fluidos de composición variable como en las mezclas de hidrocarburos con presión de saturación cercana al punto crítico, aceite volátil y gas con condensación retrógrada, el caso es diferente. Las relaciones termodinámicas del intercambio de masa constituyen un efecto dominante en la predicción del comportamiento.

La composición de esos fluidos y la temperatura del yacimiento son las razones por las que se obtienen grandes condensaciones retrógradas de los gases y altos encogimientos en volúmenes de aceite.

Un análisis PVT composicional es aquél que simula el comportamiento del fluido en el yacimiento, considerando la transferencia de masa en las diferentes etapas de producción.

En yacimientos de aceite volátil la cantidad de líquido que se obtiene de la fase gaseosa es del mismo orden al volumen de aceite producido.

En los yacimientos de gas y condensado gran parte de los hidrocarburos intermedios y pesados pueden pasar, dentro del yacimiento, de la fase gaseosa a la fase líquida al reducir la presión.

Los estudios PVT composicionales son indispensables para la evaluación - del comportamiento de los yacimientos con fluidos de composición variable, - ya que permiten obtener un conjunto de constantes de equilibrio (K), que sir- van de base para los cálculos de transferencia de masa. En la predicción - del comportamiento de estos yacimientos, no es recomendable utilizar el méto- do de balance de materia, sino el de transferencia de masa basado en un aná- lisis PVT composicional.

7.1. Determinación de la constante de equilibrio (K)

La distribución de un componente en un sistema de gas-líquido es expresa- da por un factor inadecuadamente denominado "constante de equilibrio (K)", - la cual se define como la razón de la fracción mol del componente de la fase gaseosa (y), a la fracción mol del componente a la fase líquida (x):

$$K = y / x \quad (7.1)$$

Las constantes de equilibrio pueden ser evaluadas por tres métodos: a - partir de las leyes de Raoult y Dalton; de datos de fugacidades de compues- tos puros en el gas y líquido; y por análisis directo del gas y líquido en - equilibrio a cualquier presión y temperatura; una variante interesante, que permite reducir la cantidad de información para determinar las K's de un sis- tema al variar la presión, ha sido desarrollada recientemente por el Dr. J.L. Bashbush.

Para soluciones ideales en equilibrio, la ley de Raoult y la ley de Dal- ton pueden ser combinadas para calcular la concentración de cada componente en las fases líquida y gaseosa. La ley de Raoult establece que la presión - parcial de un componente en la fase gaseosa es igual al producto de la frac- ción mol de ese componente en la fase líquida multiplicada por la presión de vapor del componente puro. Es decir,

$$P_i = x_i P_{vi} \quad (7.2)$$

donde:

P_i = Presión parcial del componente i en la fase gaseosa.

x_i = Fracción mol del componente i en la fase líquida.
 P_{vi} = Presión de vapor del componente i a la temperatura del sistema.

La ley de Dalton establece que la presión parcial de un componente en la fase gaseosa es igual al producto de la fracción mol de ese componente en la fase gaseosa multiplicada por la presión total ejercida por el gas. Es decir,

$$P_i = y_i P_t \quad (7.3)$$

donde:

P_i = Presión parcial de un componente en la fase gaseosa.
 y_i = Fracción mol del componente i en la fase gaseosa.
 P_t = Presión total del sistema.

Combinando las dos últimas ecuaciones, se tiene:

$$x_i P_{vi} = y_i P_t \quad (7.4)$$

$$\frac{P_{vi}}{P_t} = \frac{y_i}{x_i} = K \quad (7.5)$$

Las constantes de equilibrio calculadas de la ecuación 7.5, forman en la mayor parte de su trayectoria una línea recta, con pendiente unitaria en una gráfica de $\log K$ contra $\log P$, y tiene valores de la unidad a presiones correspondientes a la presión de vapor del componente a la temperatura considerada.

El segundo método para el cálculo de las constantes de equilibrio es por medio de la definición de las constantes en términos de las fugacidades de los componentes. La fugacidad es considerada como una presión de vapor modificada, que representa la tendencia de escape de las moléculas de una fase al interior de la otra.

En una mezcla ideal, la fugacidad (f) de cualquier componente en una fa-

se de la mezcla es igual a la fugacidad de ese componente en la misma fase - en el sistema puro y a las mismas condiciones de presión y temperatura multiplicada por la fracción mol del componente en la mezcla. Es decir:

$$(f_{gi})_{mezcla} = y_i (f_{gi})_{puro} \quad (7.6)$$

y

$$(f_{li})_{mezcla} = x_i (f_{li})_{puro} \quad (7.7)$$

A las condiciones de equilibrio, la fugacidad de un componente en la fase gaseosa es igual a la fugacidad de ese componente en la fase líquida, es decir:

$$y_i (f_{gi})_{puro} = x_i (f_{li})_{puro} \quad (7.8)$$

o

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{f_{li}}{f_{gi}} = K_i \quad (7.9)$$

La fugacidad del gas o del líquido puede ser obtenida por extrapolación de la relación fugacidad-presión.

El tercer método de evaluación de las constantes de equilibrio es a partir de las composiciones en equilibrio de las fases gaseosa y líquida determinadas experimentalmente a varias presiones y temperaturas. Las constantes de equilibrio de cada componente puede ser evaluada, calculando la relación de las fracciones molares en las fases del gas y del líquido.

A medida que la presión aumenta, todas las constantes de equilibrio disminuyen y, con excepción del metano, todas pasan a través de un valor mínimo. Las constantes tienden a converger a la unidad a una misma presión alta, cuyo valor es conocido como "presión de convergencia".

Aunque la presión de convergencia no es igual a la presión crítica de la mezcla, en cierto grado caracteriza las propiedades de la mezcla. Para procesos de gas natural, la presión de convergencia puede ser usada como el parámetro que represente la composición de la fase gaseosa y líquida en equilibrio.

El procedimiento para el cálculo de la presión de convergencia es el siguiente:

- 1.- Obtener la composición de la fase líquida o hacer una aproximación.
- 2.- Identificar el componente más ligero, el cual representa por lo menos el 0.1% mol en la fase líquida.
- 3.- Calcular el peso promedio de todos los componentes, exceptuando el más ligero, a una temperatura y presión críticas, para formar una mezcla pseudo-binaria, consistente del componente ligero y del promedio de los componentes pesados.
- 4.- Trazar la localización crítica de la mezcla binaria. Cuando el promedio del componente pseudo-pesado está entre dos hidrocarburos reales, puede hacerse una interpolación de las dos localizaciones críticas.
- 5.- Leer la presión de convergencia (en la ordenada) a la temperatura correspondiente (abscisa), a las condiciones deseadas (de la separación flash).
- 6.- Con la presión de convergencia determinada, junto con la presión y temperatura de la mezcla, obtener los valores de las constantes de equilibrio para los componentes de la convergencia apropiada, de las gráficas de presión contra constantes de equilibrio.
- 7.- Hacer un cálculo flash con la composición y los valores K, determinados anteriormente.
- 8.- Repetir los pasos del 2 al 7 hasta que la presión de convergencia determinada y la calculada concuerden en una tolerancia aceptable, o hasta que los dos cálculos sucesivos den los mismos componentes ligero y pseudo-pesado con una tolerancia aceptable.

Las ecuaciones que son usadas para calcular las fracciones de gas y líquido se obtienen a partir de un balance de materia de la mezcla:

$$N = L + V \quad (7.10)$$

donde:

N = Número total de moles en la mezcla.

V = Número total de moles de gas en equilibrio.

L = Número total de moles de líquido en equilibrio.

Haciendo el balance de materia de cualquier fracción mol para un componente "i", se tiene:

$$Z_i N = x_i L + y_i V \quad (7.11)$$

donde:

Z_i = Fracción mol de cualquier componente en la mezcla.

x_i = Fracción mol de cualquier componente en líquido.

y_i = Fracción mol de cualquier componente en gas.

De la ecuación 7.1, para un componente "i" se tiene:

$$K_i = y_i / x_i \quad (7.12)$$

de donde:

$$y_i = x_i K_i \quad (7.13)$$

Sustituyendo la ecuación 7.13 en 7.11, y despejando x_i , da por resultado la fracción mol del componente en la fase líquida:

$$x_i = \frac{N Z_i}{L + V K_i} \quad (7.14)$$

A las condiciones de equilibrio, las fracciones mol de los componentes en las dos fases debe sumar la unidad, esto es:

$$\sum x_i = 1 \quad (7.15)$$

$$\sum y_i = 1 \quad (7.16)$$

El método para calcular las fracciones de gas y líquido en equilibrio es por medio de ensayo y error hasta que se obtenga la unidad en la suma de las fracciones mol de cada fase.

En la tabla VII.1 se presenta un ejemplo de aplicación en el cual las -- constantes de equilibrio fueron obtenidas de gráficas⁽⁶⁾ a una presión de con

vergencia de 1500 lb/pg² abs. (determinada de la gráfica en el punto máximo de la curva entre el componente más ligero, metano, y el componente representativo del resto de los componentes de la mezcla, propano, tomando para esto las fracciones mol), para una presión de 500 lb/pg² abs. y una temperatura de 40 °F.

Con el programa de cálculo "SEPARA" para computador de bolsillo, HP - 41C, se puede realizar este cálculo ahorrando tiempo y ganando seguridad en los resultados. En el apéndice se presenta el detalle de dicho programa y su forma de uso.

T A B L A VII.1

CALCULO DE LAS CANTIDADES DE EQUILIBRIO DE GAS Y LIQUIDO

Presión = 500 lb/pg² abs.

Temperatura = 40 °F

Componente	Fracción Mol Zi	Constantes de equilibrio Ki	Primera suposición L = 0.75 V = 0.25			y _i = K _i x _i
			V K _i	L + V K _i	x _i = $\frac{Z_i}{L + V K_i}$	
C ₁	0.3243	4.000	1.000	1.750	0.1853	
C ₂	0.2412	0.820	0.205	0.955	0.2516	
C ₃	0.1759	0.280	0.070	0.820	0.2145	
C ₄	0.2586	0.092	0.023	0.773	0.3345	
					0.9869	
			Segunda suposición L = 0.70 V = 0.30			
C ₁			1.200	0.820	0.395	
C ₂			0.246	0.946	0.255	
C ₃			0.084	0.784	0.224	
C ₄			0.0028	0.782	0.355	
					1.229	
			Tercera suposición L = 0.713 V = 0.287			
C ₁			1.1480	1.8610	0.1743	0.6972
C ₂			0.2353	0.9483	0.2543	0.2085
C ₃			0.0804	0.7934	0.2217	0.0621
C ₄			0.0264	0.7394	0.3494	0.0322
					1.0000	1.0000

7.2.- Ejemplo ilustrativo de un análisis PVT composicional para un yacimiento de gas y condensado.

El siguiente estudio presenta el análisis composicional efectuado a muestras recombinadas de gas y líquido, colectadas del separador de medición del pozo Juspí No. 1 del Area de Huimanguillo. Dicho análisis fue realizado por un laboratorio del extranjero.

A continuación se presenta un resumen del estudio realizado al fluido del yacimiento.

La producción de gas y líquido presentó una relación de 6707 pies cúbicos de gas del separador a 14.7 lb/pg²(abs.) y 60 °F, por barril de líquido, a las mismas condiciones de presión y temperatura. En el laboratorio, esta relación se corrigió a 5792 pies cúbicos de gas del separador a las condiciones estándar por barril de líquido del separador a 572 lb/pg² (man.) y 86 °F. La relación fue corregida con los factores mostrados en la tabla B. Los fluidos del separador fueron recombinados de acuerdo a esta relación gas-líquido, y la mezcla resultante fue usada para el estudio PVT.

El gas del separador fue analizado hasta eicosanos y más pesados (C₂₀+) por cromatografía rutinaria y temperatura programada. La composición del líquido del separador se determinó hasta hexanos, con la fracción de heptanos y más pesados, por medio de una destilación a baja temperatura y cromatografía. La fracción de heptanos y más pesados del líquido del separador se analizaron hasta eicosanos y más pesados por una destilación a alta temperatura. La densidad y el peso molecular se determinaron para los heptanos y más pesados. La composición del efluente del pozo fue calculada usando las composiciones de los productos del separador y de la relación gas-líquido.

Durante la expansión a composición constante el fluido mostró una presión de rocío de 7253 lb/pg² (man.). Las relaciones presión-volumen se muestran en la tabla C.

Se realizaron pruebas de agotamiento a volumen constante, al fluido del

yacimiento, a una temperatura de 314 °F. Dicho agotamiento consistió de una serie de expansiones y desplazamientos a presión constante. El volumen producido, el factor de desviación y la composición de la fase gaseosa fueron determinados en cada una de las etapas de agotamiento. Estas composiciones fueron determinadas hasta dodecanos y más pesados. Los resultados son presentados en la tabla D.

Las muestras de gas y líquido en equilibrio a 3100 lb/pg² (man.) y 700 lb/pg² (man.) fueron analizadas hasta eicosanos y más pesados por cromatografía a temperatura programada. Estas composiciones son presentadas en la tabla E.

Las constantes de equilibrio publicadas fueron usadas junto con las composiciones del efluente del pozo para calcular el volumen recuperado de gas y líquido para las condiciones de separación especificadas. Las constantes de equilibrio que fueron usadas en los cálculos, son mostradas en la tabla H. El total de los productos licuables en el efluente del pozo también fueron calculados. Estas recuperaciones están basadas al 100 % de eficiencia de la planta.

Las composiciones y factores de desviación medidos fueron usados para calcular las viscosidades del gas a 314 °F. Estos datos son presentados en la tabla I.

El volumen de líquido retrógrado, condensado durante el agotamiento, fue medido a las diferentes etapas. Los datos son mostrados en la tabla J.

TABLA A.- HOJA DE DATOS DE MUESTREG

POZO: JUSPI No. 1

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION

Nombre de la formación:	Cretácico Inferior.
Presión inicial del yacimiento:	7884 lb/pg ² a 16945 pies.
Relación inicial gas-aceite:	6707 pies ³ /bl. ó 149 -- bls/10 ⁶ pies ³ .
Temperatura del yacimiento:	314 °F.
Gasto de aceite:	1859 bls/día.
Densidad del aceite:	6.866 lb/gal.

CARACTERISTICAS DEL POZO

Fecha de terminación:	19-Octubre-1979.
Elevación de la mesa rotaria:	115.81 pies sNM.
Profundidad total:	18523 pies bMR.
Intervalo productor:	16831-17060 pies bMR.
Nivel medio del intervalo productor:	16945.5 pies.
Ultima presión estática a 13176 pies:	7792 lb/pg ² .
Fecha de medición de la presión:	23-Octubre-1979
Temperatura a 13176 pies:	313 °F.
Estado del pozo:	En producción.

CONDICIONES DE MUESTREO

Fecha de muestreo:	26-Febrero-1980
Tipo de muestreo:	Superficial.
Presión de fondo:	-----
Presión del separador:	562 lb/pg ² .
Temperatura del separador:	86 °F.
Temperatura base:	60 °F.
Presión base:	14.65 lb/pg ² abs.
Factor de corrección por compresibilidad (Fpv):	1.044
Peso específico del gas (laboratorio):	0.670
Factor de corrección por densidad (Fg):	1.2217
Relación gas del <u>1er</u> sep.-liq. en el tanque:	6707 pies ³ /bl

T A B L A B
 ANALISIS DE HIDROCARBUROS DE LOS PRODUCTOS DEL SEPARADOR Y CALCULO DEL EFLUENTE DEL POZO

Componentes	Líquido del Separador			Gas del Separador		Efluente del Pozo	
	% Mol.	Densidad 60°F gm/cc	Peso Molecular	% Mol.	GPM	% Mol.	GPM
Acido Sulfhídrico	0.34			0.55		0.52	
Bióxido de Carbono	0.93			2.56		2.36	
Nitrógeno	0.06			0.83		0.73	
Metano	13.39			85.45		76.49	
Etano	5.10			6.45	1.715	6.28	1.670
Propano	5.63			2.45	0.670	2.85	0.780
Iso-Butano	1.62			0.35	0.114	0.51	0.166
N-Butano	4.43			0.72	0.226	1.18	0.370
Iso-Pentano	2.41			0.18	0.066	0.46	0.167
N-Pentano	3.40			0.20	0.072	0.60	0.216
Hexanos	6.60			0.15	0.061	0.95	0.385
Heptanos	6.00	0.7130	97	0.07	0.050*	0.81	4.795*
Octanos	7.60	0.7398	105	0.03		0.97	
Nonanos	7.33	0.7681	116	0.01		0.92	
Decanos	6.20	0.7778	128			0.77	
Undecanos	4.17	0.7843	144			0.52	
Dodecanos	3.44	0.7918	157			0.43	
Tridecanos	3.12	0.8038	170			0.39	
Tetradecanos	2.92	0.8274	183			0.36	
Pentadecanos	1.90	0.8299	199			0.24	
Hexadecanos	2.10	0.8340	212			0.26	
Heptadecanos	1.35	0.8372	229			0.17	
Octadecanos	1.14	0.8434	241			0.14	
Nonadecanos	1.04	0.8546	250			0.13	
Eicocanos más pesados	7.78	0.8879	404			0.96	
	100.00			100.00	2.974	100.00	8.549

Propiedades de los Heptanos más pesados

Gravedad API 60° F: 42.1
 Gravedad Específica 60/60° F: 0.8145
 Peso Molecular: 177 103 (Supuesta) 0.813 175

Gravedad del gas en el separador (Aire=1.000) = 0.670

Poder calorífico total del gas del separador por pie cúbico -
 de gas seco 14.65 lg/pg2. abs. y 60°F = 1102 BTU

Continuación Tabla B

Gas colectado del separador primario 562 lb/pg² man y 86° F.
Líquido colectado del separador primario 562 lb/pg² man y 86° F.
Relación gas-líquido en el separador primario: 5792 pies³/bl 86°F.
Relación del líquido del separador primario --- Líquido en el tanque de almacenamiento:
1.158 bls. 86°F/bl 60°F
Relación gas del separador primario --- Efluente del pozo: 875.60 (10³ pies³/10⁶ pies³)
Relación líquido en el tanque de almacenamiento --- Efluente del pozo: 130.6 bls/10⁶ pies³.

(*) -- Heptanos y más pesados.

T A B L A C

RELACIONES PRESION-VOLUMEN DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO A Ty
(Expansión a composición constante)

Presión lb/pg ² man	Volumen Relativo	Factor de Desviación (Z.)
8000	0.9622	1.356
7884 Presión del yacimiento	0.9674	1.344 *
7400	0.9908	1.292
7253 Presión de rocío	1.0000	1.278 **
7175	1.0053	
7050	1.0128	
6800	1.0296	
6500	1.0508	
6100	1.0844	
5700	1.1242	
5200	1.1850	
4700	1.2643	
4200	1.3700	
3700	1.5109	
3200	1.7060	
2700	1.9780	
2200	2.3826	
1700	3.0589	
1400	3.7180	
1275	4.0937	

* Factor de expansión del gas = 1.514 M pies³/ bl.

** Factor de expansión del gas = 1.465 M pies³/ bl.

TABLA D.- ESTUDIO DE AGOTAMIENTO A T_y

Análisis de hidrocarburos del efluente del pozo -- % Mol.

Componente	Presión del Yacimiento (lb/pg ²) man								
	7253	6100	5100	4100	3100	2100	1300	700	700*
Acido Sulfhídrico	0.52	0.50	0.49	0.50	0.52	0.54	0.56	0.58	0.27
Bióxido de Carbono	2.36	2.38	2.40	2.43	2.46	2.48	2.50	2.51	0.57
Nitrógeno	0.73	0.76	0.73	0.80	0.78	0.77	0.76	0.75	0.06
Metano	76.49	77.87	79.08	80.10	80.77	81.17	80.96	80.05	12.36
Etano	6.28	6.29	6.33	6.35	6.39	6.45	6.59	6.81	2.47
Propano	2.85	2.83	2.80	2.78	2.82	2.86	2.92	3.10	2.03
Iso-Butano	0.51	0.50	0.49	0.48	0.49	0.50	0.52	0.55	0.52
N-Butano	1.18	1.15	1.12	1.10	1.10	1.13	1.19	1.28	1.45
Iso-Pentano	0.46	0.44	0.43	0.42	0.41	0.42	0.45	0.49	0.84
N-Pentano	0.60	0.58	0.55	0.54	0.53	0.54	0.57	0.62	1.21
Hexanos	0.95	0.88	0.83	0.79	0.78	0.78	0.84	0.92	2.96
Heptanos	0.81	0.79	0.76	0.68	0.61	0.56	0.55	0.65	3.70
Octanos	0.97	0.95	0.91	0.80	0.71	0.63	0.59	0.66	5.35
Nonanos	0.92	0.83	0.77	0.66	0.54	0.44	0.42	0.47	7.25
Decanos	0.77	0.68	0.59	0.47	0.36	0.29	0.26	0.28	7.41
Undecanos	0.52	0.48	0.41	0.30	0.22	0.15	0.13	0.14	5.60
Dodecanos y más pesados	3.08	2.09	1.29	0.80	0.51	0.29	0.19	0.14	45.95
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Peso molecular de los heptanos y más pesados:	175	163	153	143	136	130	127	126	200
Gravedad específica de los heptanos y más pesados:	0.813	0.802	0.794	0.785	0.779	0.773	0.770	0.769	0.829
<u>Factor de Desviación (Z)</u>									
Gas en equilibrio	1.278	1.150	1.054	0.993	0.952	0.946	0.959	0.975	
Dos fases	1.278	1.166	1.084	1.017	0.963	0.918	0.863	0.778	
Efluente producido en por ciento acumulativo del original:	0.000	7.802	17.054	28.852	43.157	59.477	73.209	83.850	

(*) -.- Equilibrio de la fase líquida.

T A B L A E

ANÁLISIS DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS DURANTE EL AGOTAMIENTO A Ty

Componente	3100 PSIG Fase Gaseosa	3100 PSIG Fase Líquida	700 PSIG Fase Gaseosa	700 PSIG Fase Líquida
Acido Sulfhídrico	0.52	0.60	0.58	0.27
Bióxido de Carbono	2.46	1.59	2.51	0.57
Nitrógeno	0.78	0.20	0.75	0.06
Metano	80.77	36.91	80.65	12.36
Etano	6.39	5.54	6.81	2.47
Propano	2.82	3.20	3.10	2.03
Iso-Butano	0.49	0.70	0.55	0.52
N-Butano	1.10	1.98	1.28	1.45
Iso-Pentano	0.41	0.90	0.49	0.74
N-Pentano	0.53	1.35	0.67	1.21
Hexanos	0.78	2.43	0.82	2.66
Heptanos	0.61	3.86	0.65	3.70
Octanos	0.71	4.09	0.69	5.35
Nonanos	0.54	5.07	0.47	7.25
Decanos	0.36	4.22	0.28	7.41
Undecanos	0.22	3.25	0.14	5.60
Dodecanos	0.18	2.55	0.07	6.33
Tridecanos	0.11	2.76	0.03	5.42
Tetradecanos	0.07	1.96	0.01	5.44
Pentadecanos	0.05	2.04	0.01	3.75
Hexadecanos	0.03	1.91	0.01	3.12
Heptadecanos	0.02	1.31	0.01	3.12
Octadecanos	0.02	1.14		2.40
Nonadecanos	0.01	1.19		2.13
Eicosanos y más pesados	0.02	8.23		14.24
	100.00	100.00	100.00	100.00

Propiedades de los Heptanos y más pesados:

Peso Molecular	136	201	126	200
Gravedad específica 60°/60°F.	0.779	0.831	0.769	0.829

T A B L A F
RECUPERACION ACUMULATIVA CALCULADA DURANTE EL AGOTAMIENTO

Recuperación acumulativa por millón de pies ³ estándar de fluido original.	Volumen original de gas	Presión del Yacimiento (lb/pg ² man)							
		7500	8100	5100	4100	3100	2100	1300	700
Efluente del pozo (10 ³ pies ³)	1000	0	78.02	170.54	289.52	431.57	594.77	732.09	838.50
<u>Separación a temperatura - normal*</u>									
Líquido en el tanque (Barriles)	120.99	0	7.33	14.01	20.28	26.03	31.03	34.81	
Gas del separador primario -- (10 ³ pies ³)	870.26	0	69.71	154.27	264.33	399.80	556.11	688.07	
Gas en el segundo separador - (10 ³ pies ³)	40.05	0	2.57	5.04	7.50	9.87	12.04	13.76	
Gas en el tanque (10 ³ pies ³)	7.59	0	0.49	0.97	1.44	1.91	2.35	2.71	
<u>Productos licuables del gas - en el separador primario (Galones)</u>									
Etano	1486	0	119	263	451	683	953	1185	
Propano	617	0	50	111	190	291	409	512	
Butanos (total)	356	0	29	65	112	173	246	312	
Pentanos y más pesados	469	0	38	87	152	235	335	426	
<u>Productos licuables del gas en el segundo separador (Galones)</u>									
Etano	131	0	8	16	24	32	39	45	
Propano	78	0	5	10	15	20	24	28	
Butanos (total)	51	0	3	7	10	13	16	19	
pentanos y más pesados	56	0	4	7	11	15	19	22	
<u>Productos licuables del efluente - del pozo (Galones)</u>									
Etano	1670	0	130	285	485	728	1008	1248	1441
Propano	789	0	69	131	221	331	459	569	659
Butanos (Total)	526	0	41	89	147	219	304	378	440
Pentanos y más pesados	5564	0	347	694	1007	1333	1645	1896	2107

* Condiciones de separación:

Separador primario a 1140 lb/pg² man y 160°F, segunda etapa a 115 lb/pg² man y 150°F, tanque de almacenamiento a 0 lb/pg² man y 105°F.

T A B L A G

RECUPERACION INSTANTANEA CALCULADA DURANTE EL AGOTAMIENTO

	Presión del Yacimiento (lb/pg ² man)							
	<u>7253</u>	<u>6100</u>	<u>5100</u>	<u>4100</u>	<u>3100</u>	<u>2100</u>	<u>1300</u>	<u>700</u>
<u>Temperatura Normal de Separación*</u>								
Gravedad del líquido en el tanque, (°API a 60°F)	46.9	49.6	51.6	54.0	55.8	57.6	58.8	
Relación gas del separador-efluente del pozo, (10 ³ pies ³ /10 ⁶ pies ³ .)								
Gas del separador primario	870.26	893.49	913.91	932.92	946.99	957.79	960.84	
Gas de los separadores primario y secundario	910.31	926.43	940.58	953.78	963.58	971.11	973.39	
Relación gas del separador-líquido en el tanque, (pies ³ /bl)								
Gas del separador primario	7193	9509	12663	17540	23570	31258	34923	
Gas de los separadores primario y secundario	7524	9860	13033	17932	23983	31692	35376	
<u>GPM a partir de la composición del efluente.</u>								
Etano y más pesados	8.549	7.423	6.515	5.747	5.254	4.929	4.915	5.222
Propano y más pesados	6.879	5.750	4.839	4.059	3.555	3.213	3.163	3.411
Butanos y más pesados	6.099	4.976	4.073	3.298	2.783	2.431	2.364	2.563
Pentanos y más pesados	5.563	4.453	3.563	2.797	2.279	1.914	1.822	1.983

* Condiciones de separación:

Separador Primario a 1140 lb/pg² man y 160°F., segunda etapa a 115 lb/pg² man y 150°F., tanque de almacenamiento a -
0 lb/pg² man y 105°F.

T A B L A H
CONSTANTES DE EQUILIBRIO

Presión (lb/pg ²)	1140	115	0
Temperatura (°F)	160	150	105

Componente

Acido Sulfhídrico	0.96000	4.80000	31.00000
Bióxido de Carbono	2.10932	11.70537	76.57749
Nitrógeno	7.50000	71.00000	615.00000
Metano	3.67320	24.24162	179.67809
Etano	1.21127	5.65208	32.63677
Propano	0.56700	2.08711	10.15903
Iso-Butano	0.33852	1.06061	4.59675
N-Butano	0.27865	0.82152	3.40791
Iso-Pentano	0.16637	0.41747	1.54201
N-Pentano	0.14100	0.33599	1.19569
Hexano	0.07788	0.15416	0.47999
Heptanos y más pesados	0.00701	0.00925	0.01440

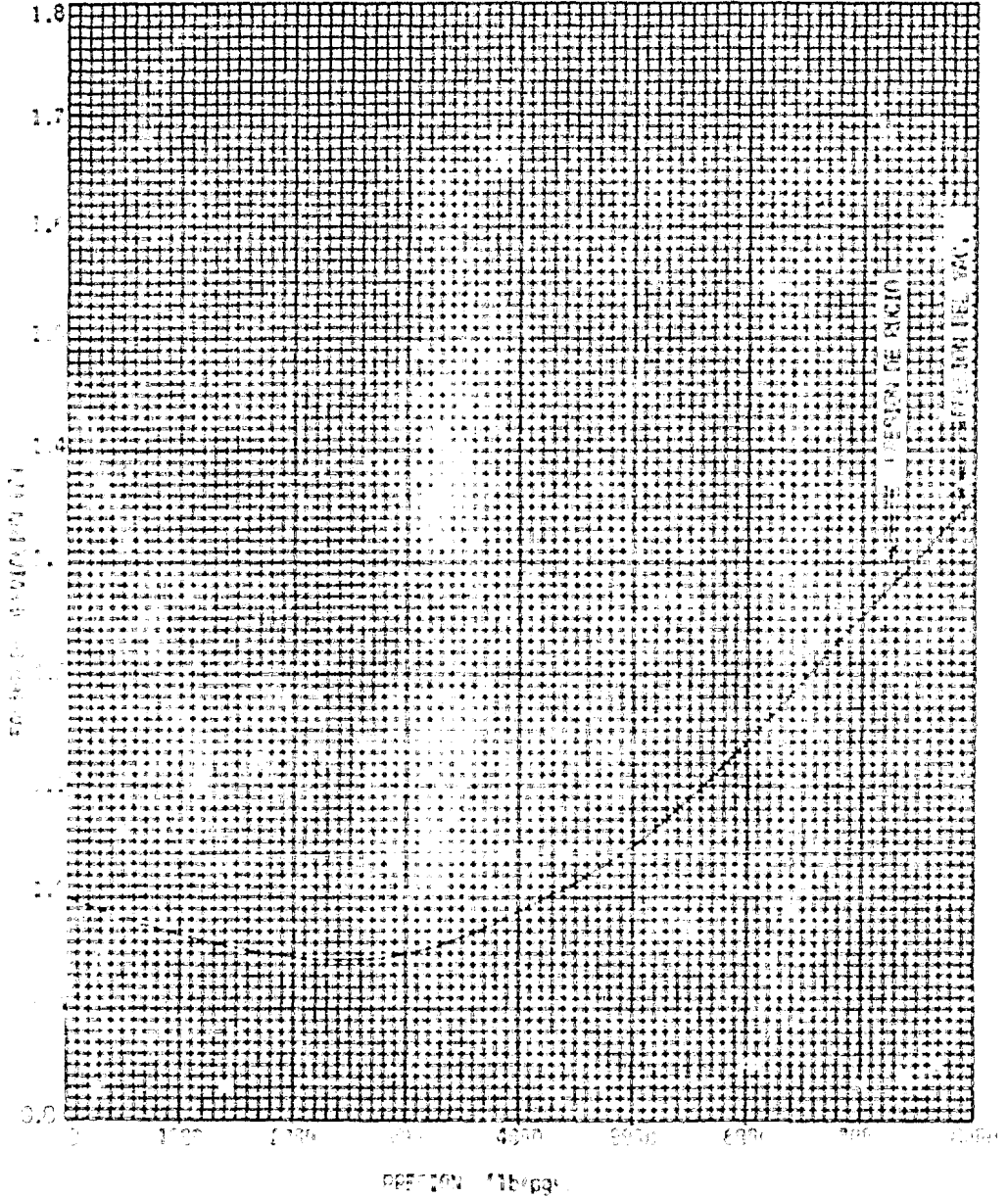
T A B L A I
 VISCOSIDAD DEL GAS CALCULADA A Ty

Presión (lb/pg ² man) PSIG		VISCOSIDAD DEL GAS (CEINTIPOSE)
8000		0.0496
7884		0.0492
7400		0.0472
<u>7253</u>	Presión de Rocío	0.0465
6100		0.0373
5100		0.0310
4100		0.0256
3100		0.0215
2100		.0.0184
1300		0.0165
700		0.0154

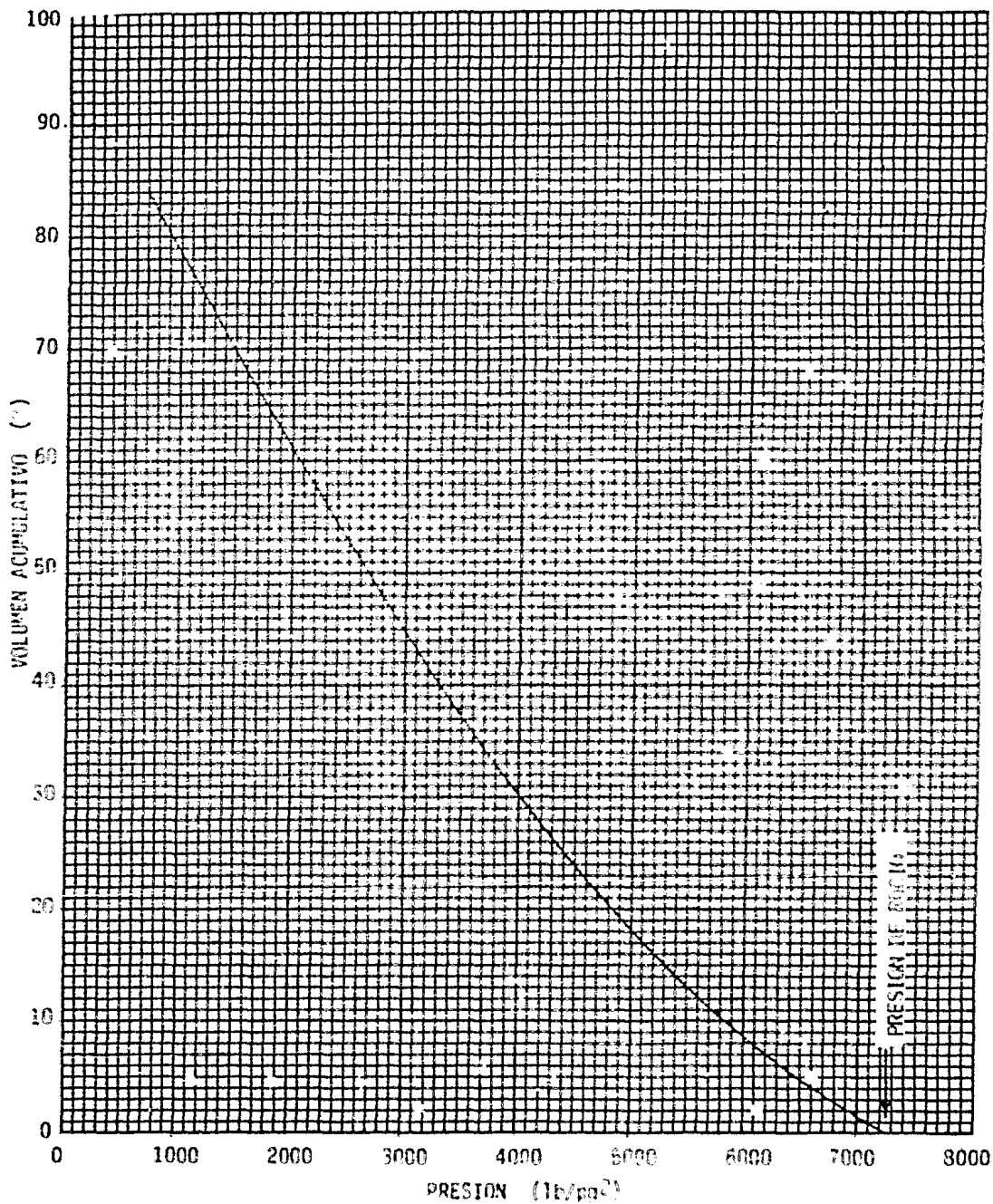
T A B L A J

CONDENSACION RETROGRADA DURANTE LA ETAPA DE AGOTAMIENTO A Ty

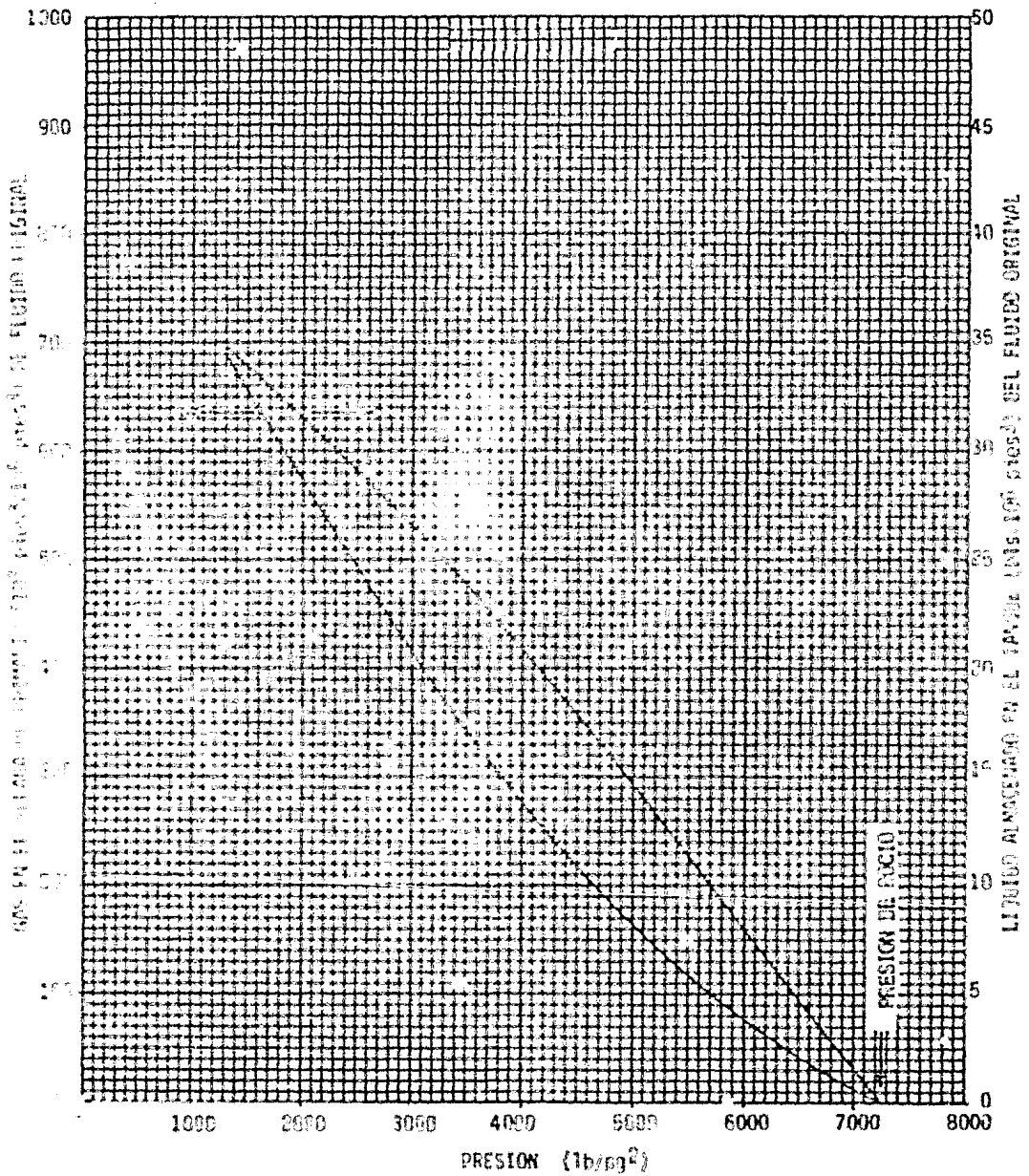
Presión (lb/pg ² man) PSIG	Volúmen de líquido retrógrado % del volumen de poros
7253 Presión de Rocío	0.0
7175	0.2
7050	0.6
6800	1.5
6500	3.1
6100 1 ^{er} nivel de agotamiento	5.6
5100	11.2
4100	14.2
3100	15.6
2100	15.8
1300	15.4
700	14.5
0	13.0



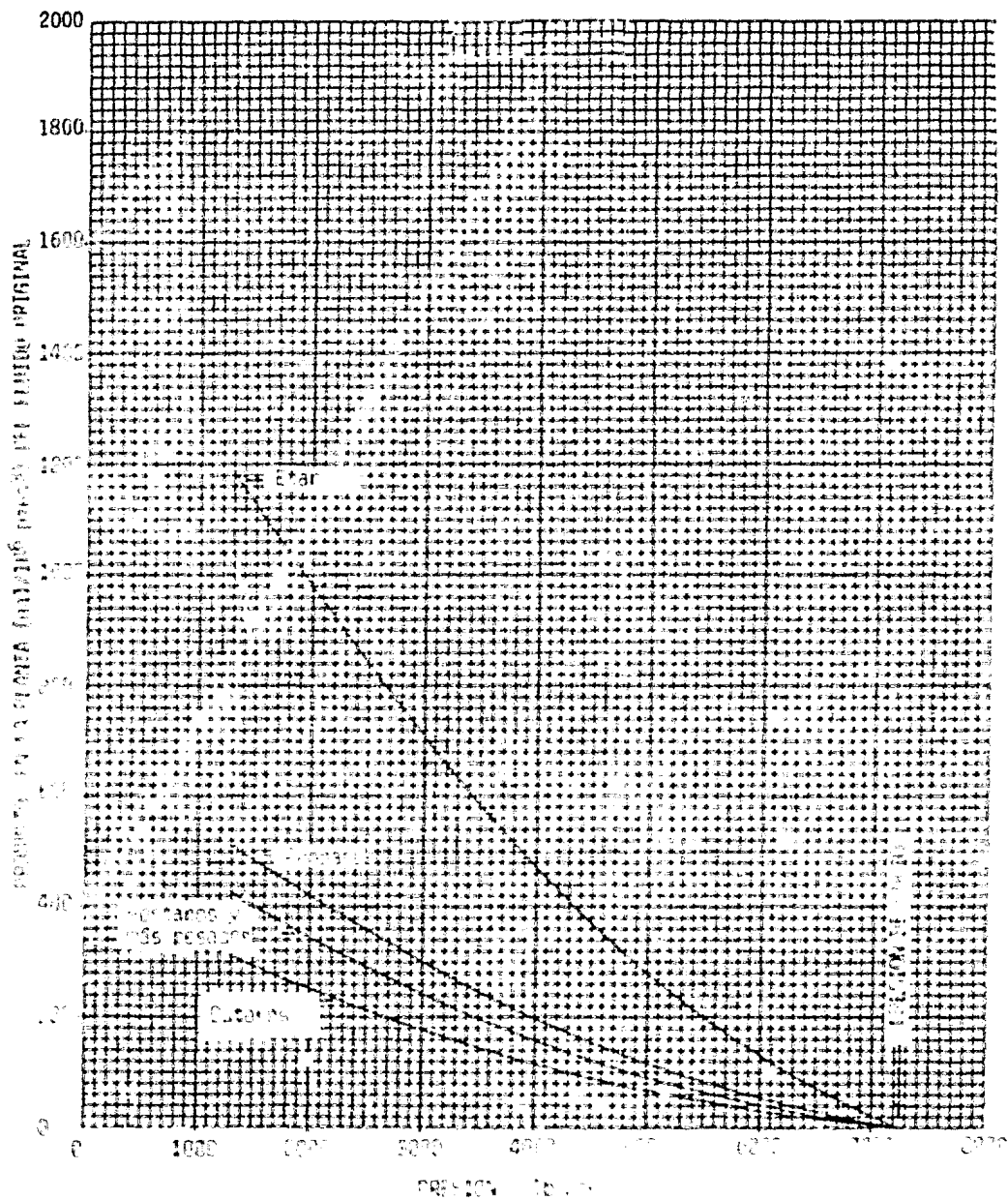
FACTOR DE DESVIACION DEL EFLENTE DURANTE EL AGOTAMIENTO A 310 CF



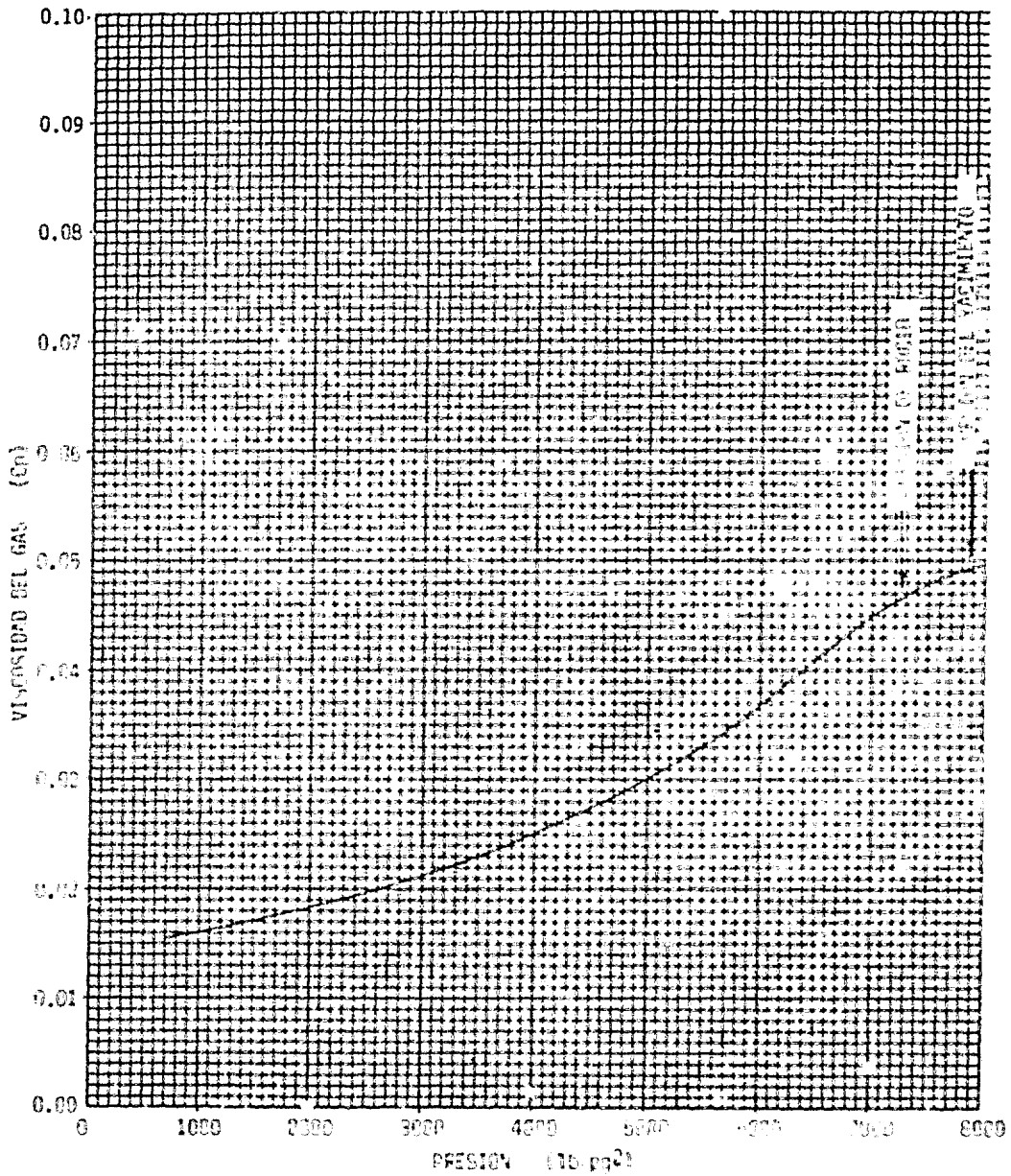
VOLUMEN DEL EFLUENTE PRODUCIDO DURANTE EL AGOTAMIENTO



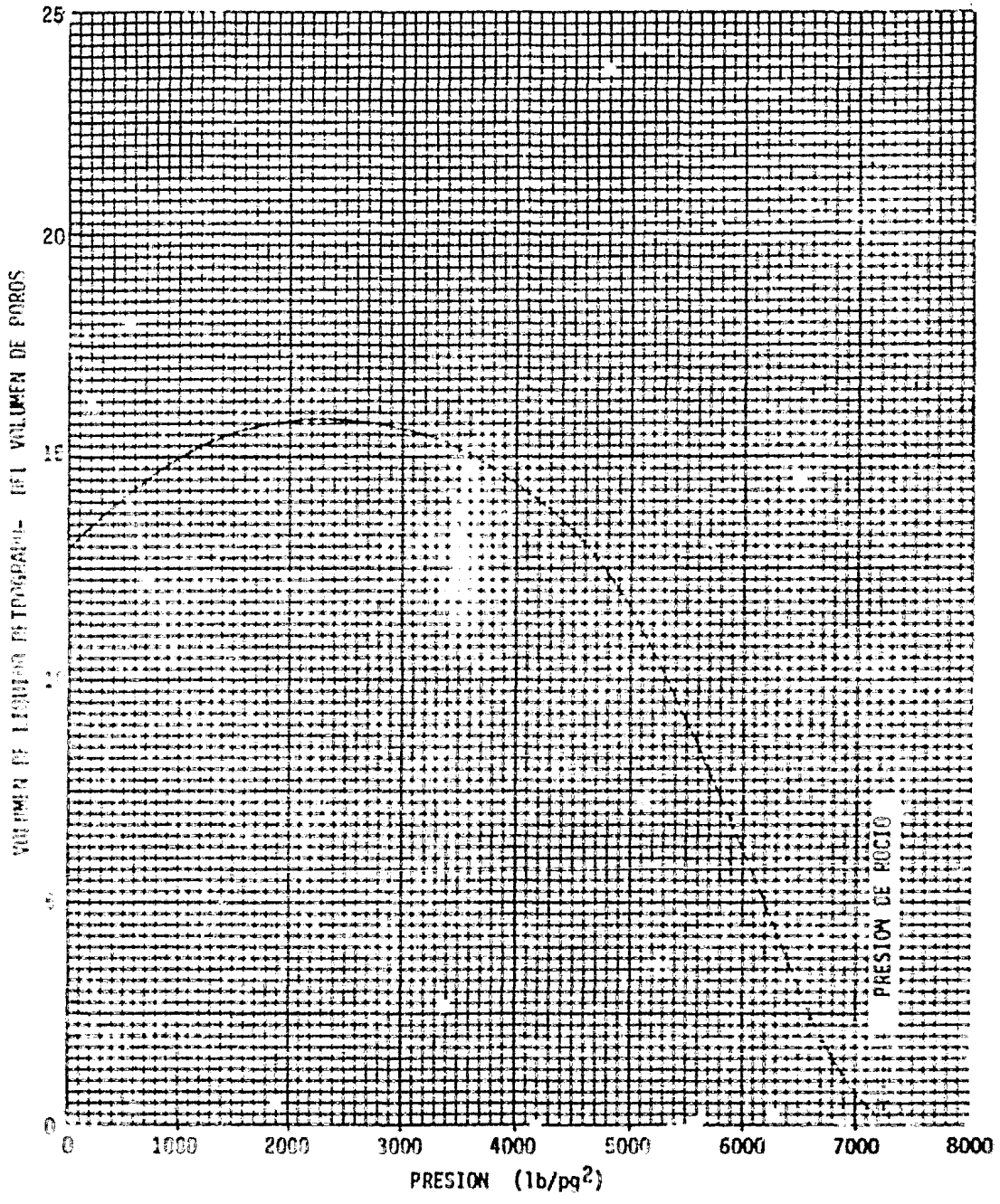
RECUPERACION ACUMULATIVA DURANTE EL AGOTAMIENTO



RECUPERACION ACUMULATIVA DE LOS PRODUCTOS DEL GAS



VISCOSIDAD DEL GAS CALCULADA A 314 OF



CONDENSACION RETROGRADA DURANTE EL AGOTAMIENTO

7.3. Aplicación de los datos del fluido del yacimiento reportados en el estudio.

7.3.1. Cálculo del efluente del pozo.-

En la tabla B del reporte, se presentan los resultados de la composición del efluente del pozo. Para poder obtener dichos resultados, calculados a -- partir de las composiciones del gas y del líquido del separador, se hace refe-- rencia a la tabla VII.2 y se procede como sigue:

- 1.- Se calculan las cantidades de moles en que deben recombinarse el gas y el líquido del separador. Para ésto, se multiplican la fracción -- mol de los componentes del líquido, col.(3), por sus pesos molecula-- res, col.(4). Sumando los productos parciales, col.(3) x col.(4), se obtiene el peso molecular del líquido del separador, col.(5). Con la densidad relativa del líquido del separador a las condiciones de sepa-- ración, los moles por barril para el líquido se obtendrán multiplican-- do esa densidad por el valor de la densidad del agua en lb/bl (350 lb/bl) y dividiendo entre la suma total de la col.(5). Con la rela-- ción gas-aceite del separador entre el volumen de 1 lb-mol de gas a -- las condiciones base de presión y temperatura, da como resultado el - número de moles en el volumen producido de gas del separador por ba-- rril de aceite. Esto determina la proporción en moles de gas y líqui-- do del separador en que deben recombinarse.
- 2.- Se multiplica la fracción mol de los componentes del gas, col.(2), -- por el número total de moles de gas del separador, lo que representa-- rá el número de moles de cada componente en el volumen de gas, col.(6). Multiplicando la fracción mol de los componentes del líquido, col.(3), por el número de moles del líquido del separador, se obtienen los mo-- les de cada componente en el volumen de líquido, col.(7). La suma de moles de los componentes de gas y líquido, col.(6)+col.(7), se colo-- can en la columna (8) se dividen entre su suma total y los cocientes dan como respuesta la composición del efluente del pozo, col.(9), que es lo que se desea conocer.

A continuación se ilustra un ejemplo de aplicación basado en los datos - que se muestran en el reporte (tabla B), y en el apéndice se proporciona el - programa de cómputo " CEFLUE " aplicable para resolver en menor tiempo posible el procedimiento descrito anteriormente.

TABLA VII.2.- CALCULO DEL EFLUENTE DEL POZO.

(1) Componente	(2) Fracción mol		(3) Líqu. Sep.	(4) * Peso Molecular	(5) (3) x (4) (lb/mol)	(6) (2)x15.2618	(7) (3)x2.2674	(8) (6) + (7)	(9) (8)/Σ(8)
	Gas Sep.	Líqu. Sep.							
H ₂ S	0.0055	0.0034				0.0839	0.0077	0.0916	0.0052
CO ₂	0.0256	0.0093				0.3907	0.0211	0.4118	0.0236
N ₂	0.0083	0.0006				0.1267	0.0014	0.1281	0.0073
C ₁	0.8545	0.1339		16.04	2.1478	13.0412	0.3039	0.1334	0.7613
C ₂	0.0645	0.0510		30.07	1.5336	0.9844	0.1156	1.1000	0.0628
C ₃	0.0245	0.0563		44.09	2.4823	0.3739	0.1277	0.5016	0.0286
iC ₄	0.0035	0.0162		58.12	0.9415	0.0534	0.0367	0.0901	0.0051
nC ₄	0.0072	0.0443		58.12	2.5747	0.1099	0.1004	0.2103	0.0120
iC ₅	0.0018	0.0241		72.15	1.7388	0.0275	0.0546	0.0821	0.0047
nC ₅	0.0020	0.0340		72.15	2.4531	0.0305	0.0771	0.1076	0.0061
C ₆	0.0015	0.0660		86.17	0.5687	0.0229	0.1496	0.1725	0.0098
C ₇₊	0.0011	0.5610		177.00	99.0000	0.0168	1.2720	1.2888	0.0735
Total					118.8560	15.2618	2.2674	17.5392	1.0000

- 103 -

$$RGA = \frac{5792 \text{ pies}^3 \text{ de gas a } 14.696 \text{ (lb/pg}^2\text{) y } 60 \text{ (}^\circ\text{F)}}{\text{bl. de lfq. del sep. a } 562 \text{ (lb/pg}^2\text{) y } 86 \text{ (}^\circ\text{F)}}$$

$$M.G. = \text{No. de moles en } 5792 \text{ pies}^3 \text{ de gas del separador} = \frac{5792 \text{ (pies}^3\text{)}}{379.51 \text{ (pies}^3\text{/mol)}} = 15.2618 \text{ moles.}$$

$$M.L. = \text{Moles de 1 bl. de lfq. del separador} = \frac{0.77 \times 350 \text{ (lb/bl)}}{118.856 \text{ (lb/mol)}} = 2.2674 \text{ mole/bl.}$$

** 0.77 = Densidad relativa al líquido del tanque corregido a 562 (lb/pg²) y 82 (°F)

* De la referencia No. 6

7.3.2. Cálculo de los productos licuables del gas

Para poder calcular la cantidad de líquidos obtenidos del gas que pasa a través del equipo de separación superficial, se toma como base la tabla VII.3 y se procede de la siguiente manera:

A) DATOS

- 1.- Composición del líquido del separador, col.(2).
- 2.- Composición del gas del separador, col.(3).
- 3.- Número total de moles de gas y líquido en equilibrio (NV y NL).
- 4.- Volumen del efluente que alimenta al separador.
- 5.- Densidad y peso molecular de las fracciones de heptanos y más pesados (C7+), contenidas en el gas.
- 6.- Galones por mol y peso molecular de cada componente. (Valores tomados de la referencia No.6), col.(4) y col.(6), respectivamente.

B) PROCEDIMIENTO

- 1.- Calcular los moles de fluido que entran al separador, dividiendo el volumen del efluente de alimentación entre el volumen que ocupa 1 mol a las condiciones base de presión y temperatura.
- 2.- Los galones por mol para los heptanos y más pesados se obtienen dividiendo su peso molecular entre su densidad en libras por galón.
- 3.- Obtenga los moles de líquido que salen del separador multiplicando - las moles de entrada al separador por el número total de moles de líquido en equilibrio. Restando el valor resultante al número total - de moles que alimenta al separador, da por resultado el número de moles de gas que se obtienen de la separación, (MG).
- 4.- Los líquidos que pueden obtenerse del gas, col.(5), resultan de la - multiplicación de la fracción mol del gas del separador por los galones por mol de cada componente y por MG.

Nota: El cálculo de los productos licuables del gas se considera a partir del etano, ya que el volumen de estos productos es muy pequeño para el metano y los componentes no hidrocarburos.

En forma adicional, se calculan el peso molecular y la densidad del líquido que se obtiene del separador. El peso molecular se determina mediante la suma total de los productos col.(2) x col.(6). La densidad del líquido se calcula dividiendo su masa, Σ col.(8) entre su volumen, Σ [col.(2) x col.(4)].

Con el programa "SEPARA", mostrado en el apéndice, se puede resolver fácilmente este proceso a un tiempo muy reducido, obteniéndose resultados satisfactorios.

TABLA VII.3.- CALCULO DE LOS PRODUCTOS LICUABLES DEL GAS.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Componente	Fracción mol		Gal/mol *	Lfq. rec. del gas (Gal) (3)x(4)xMG	Peso Molecular *	Vol. Mezcla de lfq. (Gal) (2)x(4)	Masa de la mezcla lfq. (lb) (2)x(6)
	lfq. del sep.	Gas del sep.					
C2	0.0529	0.0641	10.12	119.1560	30.075	0.5353	1.5910
C3	0.0462	0.0262	10.42	50.1472	44.097	0.4814	2.0373
C4	0.0122	0.0041	12.38	9.3236	58.124	0.1510	0.7091
nC4	0.0324	0.0090	11.93	19.7224	58.124	0.3865	1.8832
C5	0.0172	0.0029	13.85	7.3778	72.151	0.2382	1.2410
nC5	0.0249	0.0035	13.71	8.8142	72.151	0.3414	1.7966
C6	0.0500	0.0039	15.57	11.1540	86.178	0.7785	4.3089
C7+	0.5161	0.0036	16.36 ⁺	10.8184	105.000	8.4434	54.1905
Total						11.3557	67.7576

* De la referencia No. 6

$$\text{Moles de entrada al separador} = \frac{78020 \text{ pies}^3}{379.51 \text{ pie}^3/\text{mol}} = 205.58088 \text{ moles de efluente.}$$

$$(*) \frac{\text{Gal } C7+}{\text{mol}} = \frac{\text{Peso molecular } C7+ \text{ (lb/mol)}}{\text{Dens. } C7+ \text{ (gr/cm}^3)} \times \frac{1 \text{ gr/cm}^3}{8.345 \text{ lb/gal}} = 0.12 \times \frac{\text{P.M. } C7+}{\text{Dens. } C7+} = 0.12 \times \frac{105}{0.77} = 16.36$$

ML = Moles de líquido que salen del separador = (Moles de entrada al sep.) x (NL)

$$\text{ML} = 205.58088 \times 0.1065 = 21.894364 \text{ moles.}$$

MG = Moles de gas que salen del separador = 205.58088 - 21.894364 = 183.68652 moles

Gas del separador = 183.68652 x 0.37951 = 69.71087 pies³ a c.s.

Peso molecular del líquido del separador = 67.7576

$$\text{Dens. Lfquido} = \frac{\text{Masa de lfq. (lb)}}{\text{Vol. de lfq. (Gal)}} \times \frac{454 \text{ gr}}{1 \text{ lb}} \times \frac{1 \text{ Gal.}}{3785 \text{ cm}^3} = 0.12 \times \frac{67.7576}{11.3557} = 0.7160 \text{ gr/cm}^3.$$

7.3.3.- Cálculo de las reservas recuperables de gas y condensado

I) VOLUMEN DE POROS OCUPADOS POR HIDROCARBUROS

Dado:

3576.6593 Acre-pie (de datos geológicos)	3576.6593 Acre-pie
Porosidad = 3% (del análisis de nucleos)	x 7758 bl/Acre-pie
Sat. de agua congénita = 18% (de análisis de nucleos)	x 0.03 x (1-0.18)
	<hr/>
	= 682,594 bls. poros.

II) RECUPERACION ACUMULATIVA DE Py A Pr (CONSIDERAR 2 ETAPAS DE SEPARACION: a 1154.7 (1b/pg² abs), 160 (°F) y 129.7 (1b/pg²abs), 150 (°F).

A.- RESERVAS A Py = 7884 (1b/pg²)

++ Efluente del pozo (dato obtenido de la tabla C del reporte)	682,594 bls. poros x 1.514 M ³ pies ³ /bl.poros <hr/>
	= 1'033,447 M pies ³ a c.s.
++ Líquido en el tanque de almacenamiento (factor obtenido de la tabla F)	1'033,447 M pies ³ a c.s. x 120.99 bls./MM ³ pies ³ efl. <hr/>
	= 125,036.75 barriles
++ Gas del primer separador (factor obtenido de la tabla F del reporte)	1'033,447 Mpies ³ efluente. x 870.26 $\frac{\text{M pies}^3 \text{ de gas}}{\text{MM pies}^3 \text{ efluente}}$ <hr/>
	= 899,367 M pies ³
++ Gas del segundo separador	1'033,447 Mpies ³ efluente. x 40.05 $\frac{\text{M pies}^3 \text{ de gas}}{\text{MM pies}^3 \text{ efluente}}$ <hr/>
	= 413.89 M pies ³

(*) M = Millares
(**) MM = Millones

B.- RESERVAS A LA PRESION DE ROCIO (Pr).

++ Efluente del pozo (factor obtenido de la tabla F)	$ \begin{array}{r} 682,594 \text{ bls. de poros} \\ \times 40.05 \quad \frac{\text{M pies}^3 \text{ efluente}}{\text{bl. de poros}} \\ \hline = 1'000,000 \text{ M pies}^3. \end{array} $
--	--

++ Líquido en el tanque de almacenamiento (fact. obt. de la tabla F)	$ \begin{array}{r} 1'000,000 \text{ M pies}^3 \text{ efluente} \\ \times 120.990 \quad \frac{\text{Barriles}}{\text{MM pies}^3 \text{ efluente}} \\ \hline = 120,990 \text{ Barriles.} \end{array} $
--	---

++ Gas del primer separador (factor obtenido de la tabla F)	$ \begin{array}{r} 1'000,000 \text{ M pies}^3 \text{ efluente} \\ \times 870.26 \quad \frac{\text{M pies}^3 \text{ gas}}{\text{MM pies}^3 \text{ efl.}} \\ \hline = 870,260 \text{ M pies}^3. \end{array} $
---	--

++ Gas del segundo separador (factor obtenido de la tabla F)	$ \begin{array}{r} 1'000,000 \text{ M pies}^3 \text{ efluente} \\ \times 40.05 \quad \frac{\text{M pies}^3 \text{ gas}}{\text{MM pies}^3 \text{ efl.}} \\ \hline = 40,050 \text{ M pies}^3. \end{array} $
--	--

C.- RECUPERACIONES ACUMULATIVAS A Pr.

++ Efluente del pozo	$ \begin{array}{r} 1'033,447 \text{ M pies}^3 \text{ a } 7884 \text{ lb/pg}^2 \\ - 1'000,000 \text{ M pies}^3 \text{ a } 7253 \text{ lb/pg}^2 \\ \hline = 33,447 \text{ M pies}^3 \text{ producidos.} \end{array} $
----------------------	--

++ Líquido en el tanque de almacenamiento,	$ \begin{array}{r} 125,036 \text{ bls. a } 7884 \text{ lb/pg}^2 \\ - 120,990 \text{ bls. a } 7253 \text{ lb/pg}^2 \\ \hline = 4,046 \text{ bls. producidos.} \end{array} $
--	---

++ Gas del primer separador	$ \begin{array}{r} 899,367 \text{ M pies}^3 \text{ a } 7884 \text{ lb/pg}^2 \\ - 870,260 \text{ M pies}^3 \text{ a } 7253 \text{ lb/pg}^2 \\ \hline = 29,107 \text{ M pies}^3 \text{ producidos.} \end{array} $
-----------------------------	--

++ Gas del segundo separador	$ \begin{array}{r} 41,389 \text{ M pies}^3 \text{ a } 7884 \text{ lb/pg}^2 \\ - 40,050 \text{ M pies}^3 \text{ a } 7253 \text{ lb/pg}^2 \\ \hline = 1,339 \text{ M pies}^3 \text{ producidos.} \end{array} $
------------------------------	---

III) RECUPERACIONES ACUMULATIVAS.- PRODUCCION ABAJO DEL PUNTO DE ROCIO

Presión de abandono supuesta = 1300 lb/pg².

A.- VOLUMEN DEL EFLUENTE A Pr (7253 lb/pg²) = 1'000,000 M pies³.

B.- RECUPERACIONES ACUMULATIVAS A 1300 lb/pg².

(factores de recuperación obtenidos de la tabla F)

++ Líquido en el tanque de almacenamiento	1'000,000 M pies ³ efluente
	x 34.81 $\frac{\text{Barriles}}{\text{MM pies}^3 \text{ efluente}}$
	= 34,810 Barriles.

++ Gas del primer separador	1'000,000 M pies ³ efluente
	x 688.07 $\frac{\text{M pies}^3 \text{ gas}}{\text{MM pies}^3 \text{ efl.}}$
	= 688,070 M pies ³ .

++ Gas del segundo separador	1'000,000 M pies ³ efluente
	x 13.76 $\frac{\text{M pies}^3 \text{ gas}}{\text{MM pies}^3 \text{ efl.}}$
	= 13,760 M pies ³ .

IV) VOLUMEN TOTAL DE RESERVAS RECUPERABLES

A.- LIQUIDO EN EL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

++ Producción a Pr	+ 4,046 Barriles
++ Producción abajo de Pr	+ <u>34,810 Barriles</u>
	= 38,856 Barriles.

B.- GAS DEL PRIMER SEPARADOR

++ Producción a Pr	+ 29,107 M pies ³
++ Producción abajo de Pr	+ <u>688,070 M pies³</u>
	= 717,177 M pies ³ .

C.- GAS DEL SEGUNDO SEPARADOR

++ Producción a Pr	+ 1,339 M pies ³
++ Producción abajo de Pr	+ <u>13,760 M pies³</u>
	= 15,099 M pies ³ .

A P E N D I C E

(PROGRAMAS DE COMPUTO)

I.- CALCULO DE LA COMPOSICION DEL EFLUENTE DEL POZO

PROGRAMA " C E F L U E "

El conocimiento de la composición del efluente del pozo es una parte muy importante para la predicción eficiente del comportamiento de un yacimiento, por tanto, este programa es de gran utilidad para este fin.

A) DATOS:

- 1.- Número de componentes, (NUM COMP).
- 2.- Composiciones del gas y líquido del separador en fracción mol, (y_j , x_j).
- 3.- Peso molecular de cada componente en la fase líquida, (P.M.C.).
- 4.- Relación gas-aceite del separador en pies^3 por barril, (RGA SEP.).
- 5.- Densidad relativa del líquido del separador, (DEN. LIQ. SEP.).

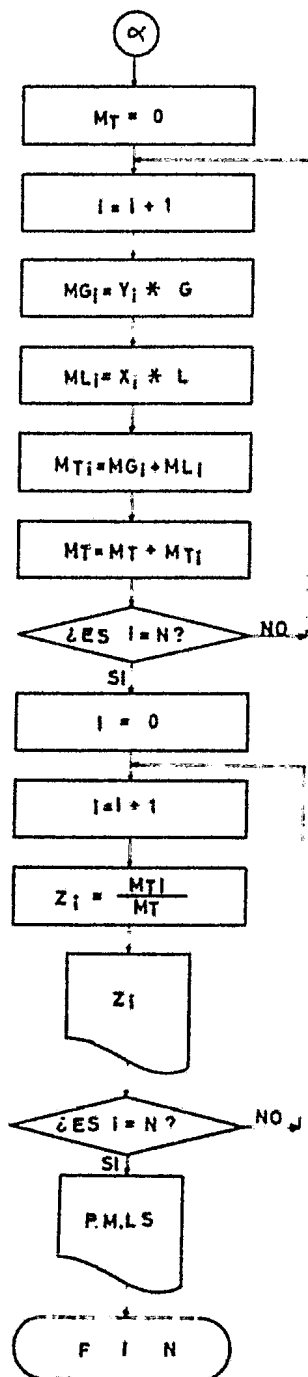
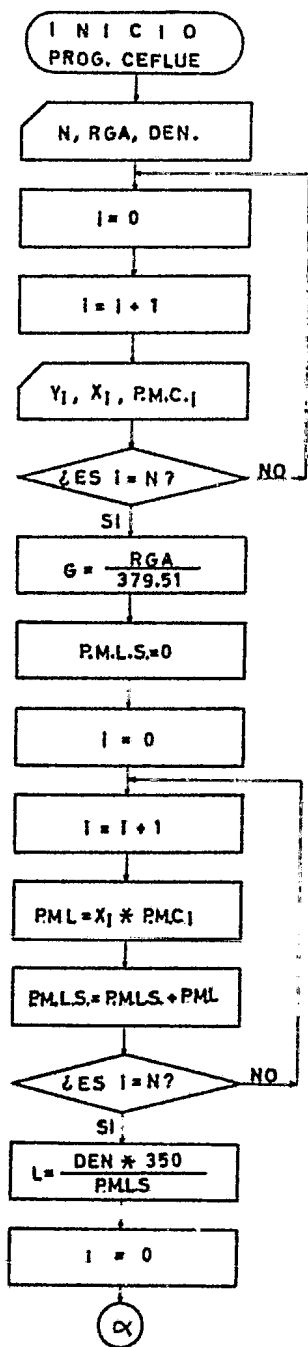
B) RESULTADOS:

- 1.- Composición del efluente del pozo en fracción mol, (Z_j).
- 2.- Peso molecular del líquido del separador, (P.M.L.S.).

A continuación se proporciona el diagrama de flujo, listado del programa y la distribución de los registros para un número de 12 componentes: H_2S , CO_2 , N_2 , C_1 , C_2 , C_3 , $i\text{C}_4$, $n\text{C}_4$, $i\text{C}_5$, $n\text{C}_5$, C_6 , C_7+ .

NOTA: Los componentes H_2S , CO_2 y N_2 deben ocupar los tres primeros lugares. En caso de que alguno de los componentes anteriores no existan, introducir cero.

DIAGRAMA DE FLUJO PROGRAMA " CEFLUE "



NOMENCLATURA

- N=Número de componentes "NUM COMP"
- RGA=Relación gas-aceite en el separador, "RGA SEP"
- DEN=Densidad relativa al líquido del separador, "DEN.LIQ.SEP."
- G=Moles de gas del separador.
- MG_i=Moles de cada componente en la fase gaseosa.
- ML_i=Moles de cada componente en la fase líquida.
- MT=Total de moles en la mezcla.
- L=Moles por barril de líquido del separador.

PROGRAMA PARA CALCULAR LA COMPOSICION DEL EFLUENTE DEL POZO

001	LBL CEFLUE	050	RCL IND 07	099	XEQ 06
002	0	051	*	100	BEEP
003	STO 03	052	ST + 03	101	TFIN DE PROG.
004	TNUM COMP?	053	XEQ 03	102	AVIEW
005	PROMPT	054	ISG 04	103	STOP
006	STO 05	055	GTO 01	104	LBL 03
007	XEQ 05	056	LBL A	105	1
008	TY H2S = ?	057	TRGA SEP P3/BL	106	ST + 06
009	PROMPT	058	PROMPT	107	ST + 07
010	STO IND 06	059	379.51	108	ST + 08
011	TX H2S = ?	060	/	109	RTN
012	PROMPT	061	STO 00	110	LBL 04
013	STO IND 07	062	TDEN LIQ SEP	111	RCL IND 06
014	XEQ 03	063	PROMPT	112	RCL 00
015	TY CO2 = ?	064	350	113	*
016	PROMPT	065	*	114	RCL IND 07
017	STO IND 06	066	RCL 03	115	RCL 01
018	TX CO2 = ?	067	/	116	*
019	PROMPT	068	STO 01	117	+
020	STO IND 07	069	RCL 00	118	RCL 02
021	XEQ 03	070	+	119	/
022	TY N2 = ?	071	STO 02	120	RTN
023	PROMPT	072	XEQ 05	121	LBL 05
024	STO IND 06	073	XEQ 04	122	9
025	TX N2 = ?	074	FIX 4	123	STO 06
026	PROMPT	075	TZH2S =	124	RCL 05
027	STO IND 07	076	XEQ 06	125	+
028	XEQ 03	077	XEQ 04	126	STO 07
029	1	078	TZCO2 =	127	STO 04
030	STO 08	079	XEQ 06	128	RCL 05
031	FIX 0	080	XEQ 04	129	+
032	LBL 01	081	TZN2 =	130	4
033	RCL 08	082	XEQ 06	131	-
034	TYC	083	1	132	1000
035	ARCL X	084	STO 08	133	/
036	T = ?	085	LBL 02	134	ST + 04
037	PROMPT	086	XEQ 04	135	1
038	STO IND 06	087	RCL 08	136	STO 08
039	RCL 08	088	FIX 0	137	RTN
040	TXC	089	TZC	138	LBL 06
041	ARCL X	090	ARCL X	139	TONE 9
042	T = ?	091	T = ?	140	ARCL X
043	PROMPT	092	FIX 05	141	T
044	STO IND 07	093	RCL Y	142	AVIEW
045	RCL 08	094	XEQ 06	143	STOP
046	TPM C	095	ISG 04	144	XEQ 03
047	ARCL X	096	GTO 02	145	RTN
048	T = ?	097	RCL 03	146	END
049	PROMPT	098	TPM L S*		

DISTRIBUCION DE LOS REGISTROS (para 12 componentes)

Dimensión de la memoria: SIZE 033

Los registros utilizados para cada uno de los elementos que intervienen en el desarrollo del programa, se muestran a continuación:

R00 .- Número de moles de la fase gaseosa de la separación.

R01 .- Número de moles de líquido del separador.

R02 .- Número total de moles del separador.

R03 .- Sumatoria de $y_i \times P.M.C_i$

R04 .- Número de control de la función ISG .

R05 .- Número de componentes.

R06 .- Número que controla la dirección de " y_i ".

R07 .- Número que controla la dirección de " x_i ".

R08 .- Subíndice "i" de "y" y "x".

R09 a R32 .- Almacenamiento de " y_i " y " x_i ".

Comp. \ i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
y	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
x	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32

II.- CALCULO DE LAS COMPOSICIONES DEL GAS Y LIQUIDO DEL EFLUENTE DEL POZO, VOLUMEN DE GAS QUE SE PRODUCE EN EL SEPARADOR Y PRODUCTOS LICUABLES OBTENIDOS DE ESTE GAS.

PROGRAMA " S E P A R A "

El programa "SEPARA" resuelve la ecuación:

$$\sum x_j = 1 \quad \text{o de otra forma:}$$

$$\sum \frac{Z_i}{L + VK_i} = 1 \quad \text{donde} \quad V = 1 - L$$

La solución se realiza por el método de ensaye y error, para diferentes valores de "L", hasta encontrar el valor que hace cumplir que la sumatoria sea igual a la unidad.

A) DATOS:

- 1.- Número de componentes, (NUM COMP).
- 2.- Composición del efluente que alimenta al separador, Z_i , en % mol.
- 3.- Constantes de equilibrio, K_j , correspondientes a la presión y temperatura consideradas.
- 4.- Densidad y peso molecular de las fracciones más pesadas en el gas del separador, (DENS C+; P.M.C+).
- 5.- Volumen del efluente del pozo en millares de pies cúbicos (M pies³) a las condiciones estándar, (G. EFL.)
- 6.- Densidad y peso molecular de las fracciones más pesadas en el líquido cuando el cálculo se considera para el tanque de almacenamiento.

B) RESULTADOS:

- 1.- Composiciones del gas y líquido del separador, " y_i " y " x_i ", en % mol.
- 2.- Número de moles de líquido y volumen de gas en millares de pies cúbicos, obtenidos en cada etapa de separación.
- 3.- Volumen de licuables obtenidos del gas del separador, en galones.
- 4.- Densidad y peso molecular del líquido en el tanque de almacenamiento, (DEN.LQ. y P.M.LQ.).

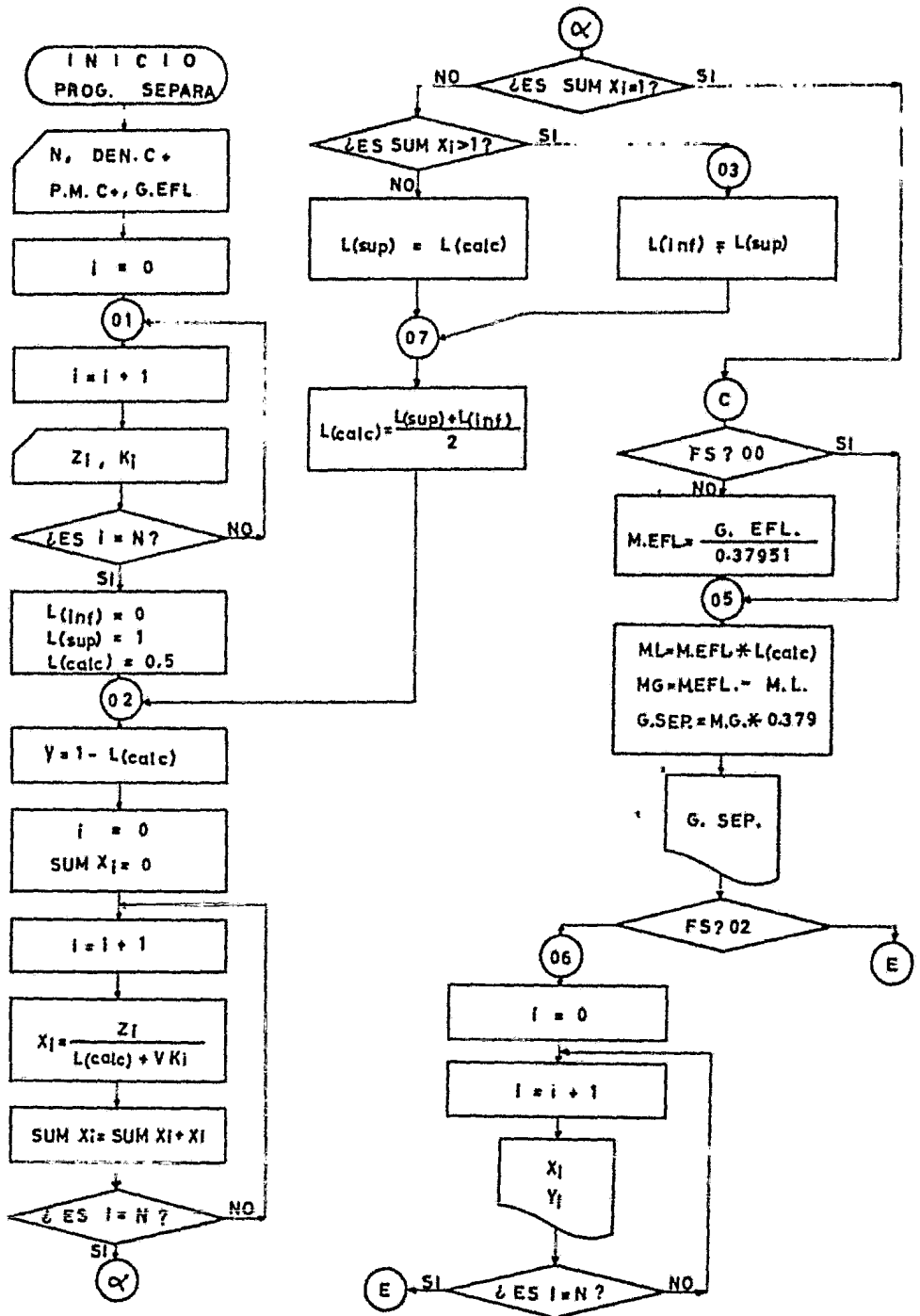
El programa "SEPARA" trabaja usando las "banderas" 00 y 02 .

- 1.-Con la "bandera 00 apagada" se alimenta al primer separador, esto es, cuando se tiene el efluente del pozo al primer separador.
- 2.-Con la "bandera 00 encendida" se alimentan las siguientes etapas, es decir, cuando pasa el líquido del primer separador al segundo; del segundo al tercero, etc., (dato en moles).
- 3.-Con la "bandera 02 apagada" se pueden conocer los valores de " y_i " y " x_i ".

Al accionar la tecla "A", se puede repetir todo el cálculo, cuando se ha realizado alguna modificación en los valores de "Z" y/o "K". Esto se puede hacer para un componente en especial de acuerdo con el esquema de "distribución de registros".

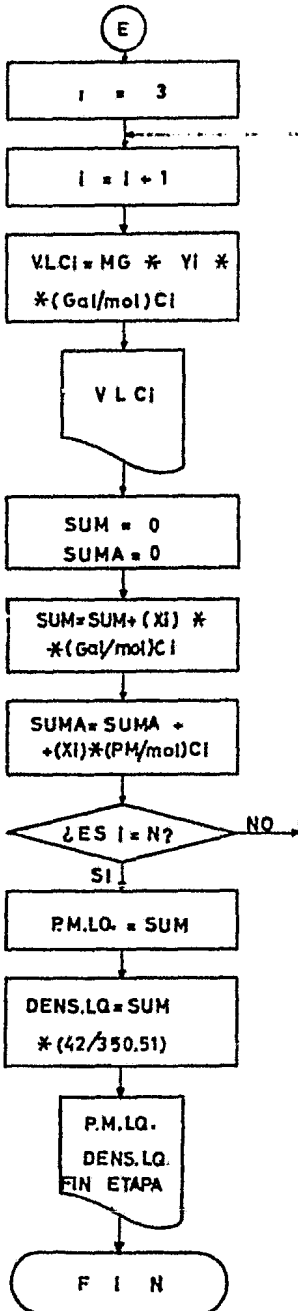
Al accionar la tecla "C", se obtiene la repetición de los resultados con el fin de hacer una verificación de los mismos.

Al accionar la tecla "E", se obtiene la repetición del contenido de licuables en el gas. Si se desea conocer el GPM del gas del separador, introducir como dato el número de moles que hay en un millar de pies cúbicos de gas a las condiciones estándar, ($1000/379.51 = 2.634$), en el registro 02 y -- accionar la tecla "E".



NOMENCLATURA

- N = Número de componentes "NUM COMP".
- L(inf) = Valor inferior de la fracción líquida en las iteraciones.
- L(sup) = Valor superior de la fracción líquida en las iteraciones.
- L(cal)c = Valor calculado de la fracción líquida en las iteraciones.
- V = Valor de la cantidad de vapor en equilibrio.
- M.EFL. = Moles de efluente.
- M.L. = Moles de líquido en el efluente.
- M.G. = Moles de gas en el efluente.
- G = Volumen de gas producido en el separador, "G. SEP".
- V.L.Ci = Volumen líquido de cada componente obtenido del gas.
- P.M.L. = Peso molecular del líquido "P.M.LQ."
- DEN = Densidad relativa al líquido, "DENS.LQ."



PROGRAMA PARA CALCULAR LAS COMPOSICIONES DEL GAS Y LIQUIDO;
 VOLUMEN DE GAS PRODUCIDO Y PRODUCTOS LICUABLES

001	LBL SEPARA	046	*	091	FIX 1
002	CF 00	047	RCL 00	092	FS ? 00
003	TNUM COMP?	048	+	093	GTO 05
004	PROMPT	049	RCL IND 04	094	TG EFL-MPC=?
005	STO 10	050	X < > Y	095	PROMPT
006	XEQ 09	051	/	096	0.37951
007	FIX 0	052	STO IND 06	097	/
008	LBL 01	053	ST + 01	098	STO 03
009	RCL 08	054	RCL IND 05	099	LBL 05
010	TZ	055	*	100	RCL 03
011	ARCL X	056	STO IND 07	101	RCL 00
012	T T= ?	057	XEQ 10	102	*
013	PROMPT	058	ISG 09	103	STO 14
014	100	059	GTO 02	104	TML =
015	/	060	RCL 01	105	XEQ 11
016	STO IND 04	061	1 E5	106	CHS
017	RCL 08	062	*	107	RCL 03
018	T K	063	INT	108	+
019	ARCL X	064	1 E5	109	STO 02
020	T T= ?	065	/	110	0.37951
021	PROMPT	066	1	111	*
022	STO IND 05	067	X < > Y	112	TG SEP=
023	XEQ 10	068	X = Y?	113	XEQ 11
024	ISG 09	069	GTO C	114	XEQ 09
025	GTO 01	070	X > Y?	115	FS ? 02
026	T DENS C+=?	071	GTO 03	116	GTO E
027	PROMPT	072	RCL 00	117	LBL 06
028	STO 11	073	STO 13	118	FIX 0
029	T PM C+=?	074	RCL 02	119	RCL 08
030	PROMPT	075	GTO 04	120	T X
031	STO 12	076	LBL 03	121	ARCL X
032	LBL A	077	RCL 00	122	T T=
033	XEQ 09	078	STO 02	123	FIX 4
034	1	079	RCL 13	124	RCL IND 06
035	STO 13	080	LBL 04	125	100
036	0	081	+	126	*
037	STO 01	082	2	127	XEQ 11
038	STO 02	083	/	128	FIX 0
039	0.5	084	STO 00	129	RCL 08
040	STO 00	085	0	130	T Y
041	LBL 02	086	STO 01	131	ARCL X
042	1	087	XEQ 09	132	T T=
043	RCL 00	088	GTO 02	133	FIX 4
044	-	089	LBL C	134	RCL IND 07
045	RCL IND 05	090	BEEP	135	100

136	*	188	TVL-C6=	240	T ← = ?
137	XEQ 11	189	XEQ 13	241	PROMPT
138	XEQ 10	190	86.178	242	STO IND 05
139	ISG 09	191	XEQ 08	243	RCL IND 06
140	GTO 06	192	RCL 12	244	STO IND 04
141	LBL E	193	RCL 11	245	XEQ 10
142	FIX 0	194	/	246	ISG 09
143	XEQ 09	195	0.12	247	GTO 07
144	4	196	*	248	GTO A
145	ST + 06	197	XEQ 12	249	LBL 08
146	ST + 07	198	TVL-C+=	250	*
147	0	199	XEQ 11	251	ST + 15
148	STO 13	200	RCL 01	252	1
149	STO 15	201	RCL IND 06	253	ST + 06
150	10.12	202	*	254	ST + 07
151	XEQ 12	203	ST + 13	255	RTN
152	TVL-C2=	204	RCL 12	256	LBL 09
153	XEQ 13	205	RCL IND 06	257	RCL 10
154	30.075	206	*	258	16
155	XEQ 08	207	ST + 15	259	STO 04
156	10.42	208	RCL 15	260	+
157	XEQ 12	209	TPM LQ=	261	STO 05
158	TVL-C3=	210	XEQ 11	262	RCL 10
159	XEQ 13	211	RCL 15	263	+
160	44.097	212	RCL 13	264	STO 06
161	XEQ 08	213	/	265	RCL 10
162	12.38	214	0.12	266	+
163	XEQ 12	215	FIX 4	267	STO 07
164	TVL-IC4=	216	TDEN LQ=	268	STO 09
165	XEQ 13	217	XEQ 11	269	RCL 10
166	58.124	218	TFIN ETAPA	270	+
167	XEQ 08	219	AVIEW	271	1
168	11.93	220	BEEP	272	STO 08
169	XEQ 12	221	STOP	273	-
170	TVL-NC4=	222	TNUEVA ETAPA	274	1 E3
171	XEQ 13	223	AVIEW	275	/
172	58.124	224	STOP	276	ST + 09
173	XEQ 08	225	RCL 14	277	RTN
174	13.85	226	STO 03	278	LBL 10
175	XEQ 12	227	SF 00	279	1
176	TVL-IC5=	228	XEQ 09	280	ST + 04
177	XEQ 13	229	FIX 0	281	ST + 05
178	72.151	230	TDEN C+ = ?	282	ST + 06
179	XEQ 08	231	PROMPT	283	ST + 07
180	13.71	232	STO 11	284	ST + 08
181	XEQ 12	233	TPM C+ = ?	285	RTN
182	TVL-NC5=	234	PROMPT	286	LBL 11
183	XEQ 13	235	STO 12	287	ARCL X
184	72.151	236	LBL 07	288	T ←
185	XEQ 08	237	RCL 08	289	AVIEW
186	15.57	238	T K	290	TONE 5
187	XEQ 12	239	ARCL X	291	STOP

292 RTN
293 LBL 12
294 STG 01
295 RCL IND 07
296 RCL 02
297 *
298 *
299 RTN
300 LBL 13
301 ARCL X
302 * ←
303 AVIEW
304 TONE 0
305 STOP
306 RCL IND 06
307 RCL 01
↓
309 ST + 13
310 RCL IND 06
311 RTN
312 END

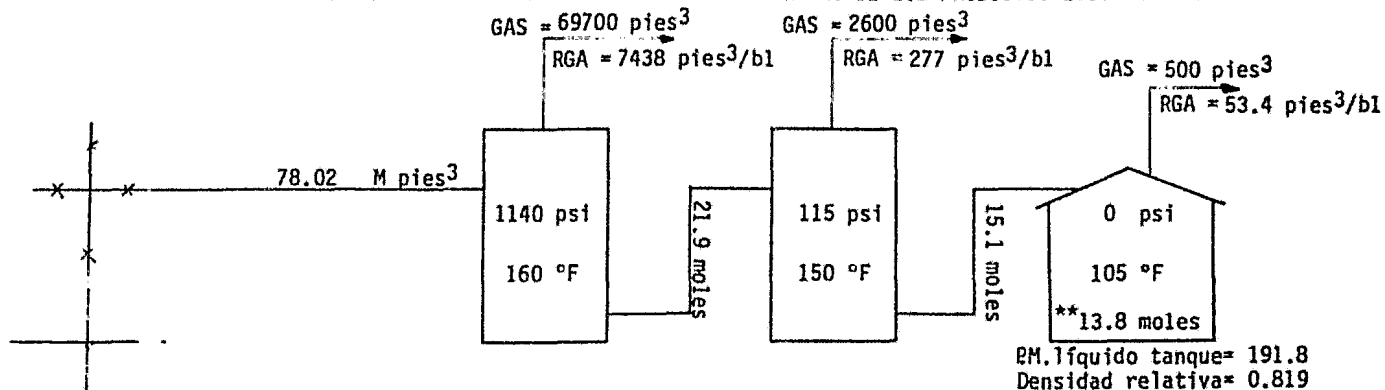
DISTRIBUCION DE LOS REGISTROS (para 12 componentes)

Dimensión de la memoria: SIZE 064

- R00.- Valor calculado de las moles de líquido en equilibrio "L".
- R01.- $\sum x_i$ o galones por mol de cada componente.
- R02.- Valor inferior de "L" en las iteraciones o número total de moles de gas a la salida del separador.
- R03.- Número total de moles de la corriente de alimentación al separador.
En el caso de la entrada al primer separador con CF 00 (bandera apagada) se da el volumen gaseoso de entrada (efluente). Para el caso de los siguientes pasos se da el número de moles de líquido - de los pasos anteriores, SF 00 (bandera 00 encendida).
- R04.- Número que controla la dirección de "Z_i".
- R05.- Número que controla la dirección de "K_i".
- R06.- Número que controla la dirección de "x_i".
- R07.- Número que controla la dirección de "y_i".
- R08.- Subíndice "i" de: "Z", "K", "x" y "y".
- R09.- Número de control de la función ISG.
- R10.- Número de componentes en la mezcla de hidrocarburos.
- R11.- Densidad relativa de los C+.
- R12.- Peso molecular de los C+.
- R13.- Valor superior de "L" en las iteraciones y $\sum gal/mol$.
- R14.- Número de moles de líquido a la salida del separador.
- R15.- $\sum P.M./mol$.
- R16 a R63.- Almacenamiento de "Z_i", "K_i", "x_i" y "y_i".

Comp. i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Z	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
K	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
x	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
y	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63

- RESULTADOS DEL USO DEL PROGRAMA "SEPARA" PARA EL CALCULO DE LOS PRODUCTOS LICUABLES DEL GAS -



- 122 -

$P_y = 6100 \text{ psi}$

Componente	Líquidos obtenidos del gas (Galones)			
	1er. Separador	2do. Separador	Tanque	Total
C ₂	119.1	8.4	2.5	130.0
C ₃	50.1	5.2	2.0	57.3
iC ₄	9.4	1.1	0.7	34.8
nC ₄	19.8	2.3	1.5	
iC ₅	7.3	0.8	0.6	44.0
nC ₅	8.9	1.0	0.6	
C ₆	11.1	1.1	0.7	
C ₇₊	10.9 *	0.8	0.2	

(*) GAS

P.M. C₇₊ = 105
 $P_{rel} \text{ C}_{7+} = 0.77$

(**) LIQUIDO

P.M. C₇₊ = 220
 $P_{rel} \text{ C}_{7+} = 0.84$

Vol. líq. en el tanque = $0.0029 \times (191.8/0.819) \times 13.8 = 9.37$ barriles

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- En los últimos años ha cobrado gran importancia dentro de la Ingeniería de Yacimientos, el análisis presión-volumen temperatura de muestras representativas de los yacimientos petrolíferos. Esta importancia se debe a que la exploración se dedica a la búsqueda de yacimientos a mayores profundidades, nunca antes alcanzadas, por lo que las presiones y temperaturas a que están sujetos los yacimientos son muy altas en comparación a la de los yacimientos usuales de aceite negro, por lo que no se pueden estudiar con relaciones meramente volumétricas. El análisis de laboratorio proporciona datos básicos de las propiedades de los fluidos a que se someten estos yacimientos.

Es pues importante, realizar el análisis PVT con las mejores técnicas, ya que de la calidad de los datos que éste proporcione dependerá en gran parte la confiabilidad de los resultados que se obtengan de cualquier estudio de Ingeniería a que se somete un yacimiento en particular.

- 2.- Es indispensable conocer el comportamiento volumétrico y de fase de los fluidos almacenados para realizar con la mayor exactitud posible la predicción del comportamiento de los yacimientos y para seleccionar las técnicas adecuadas de explotación de los mismos.
- 3.- Los métodos tradicionales de Balance de Materia son inadecuados para predecir el comportamiento de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado.
- 4.- Las condiciones de separación para los fluidos de composición variable son extremadamente importantes. Un diseño adecuado de presio-

nes de separación y/o estabilización conjuntado a la variación de temperatura mediante el enfriamiento de las corrientes de fluidos, puede incrementar la recuperación de líquidos.

- 5.- El enfriamiento de la corriente gaseosa permite recuperar cantidades importantes de líquidos que de otra manera se quemarían o podrían causar problemas de condensación en gasoductos.
- 6.- Los análisis PVT composicionales son indispensables para obtener los valores K particulares de los componentes de cada fluido y así poder predecir el comportamiento del yacimiento.

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

- 1.- AMIX, Bass and Whitting: "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw - Hill Book Co., (1960).
- 2.- BASHBUSH, Bausa J.L. y RIVAS, Gómez S.: "Clasificación, Diferenciación y Condiciones de Separación para Fluidos de Yacimientos de Petróleo Volátil y Yacimientos de Gas que muestran Condensación retrógrada", Gerencia de Explotación de Yacimientos, PEMEX, (Mayo de 1981).
- 3.- CARBALLEDA, Torres R. y GALLARDO, Meléndez A.: "Análisis de Muestras de Gas y Condensado", Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Poza Rica, Ver., PEMEX, Vol.I (1968) y Vol.II (1969).
- 4.- CRAFT, B.C. and HAWKINS, M.F.: "Applied Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Co., (1958).
- 5.- CRONQUIST Chapman, "Fluid Characteristics Reservoir Behavior, an Production Facilities", Gulf Universities Research Consortium, Houston, Texas, (1978).
- 6.- Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, (1972).
- 7.- HOFFMANN, A.E.; CRUMP J.S. and HOCOTT C.R., "Equilibrium Constants - for a Gas-Condensate System", Trans. AIME, V.198, p. 1-10,(1958).
- 8.- KATS, Donald L., "Handbook of Natural Gas Engineering", McGraw-Hill Book Co., New York, (1959).

- 9.- KENNETH, C.: "Phase Relations of Gas-Condensate Fluids", Monograph 10, Vol. I, (1957), Bureau of Mines, Pub., American Gas Association.
- 10.- MENDEZ, L.T. y TEYSSIER, S.J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", Revista del IMP, (Octubre de 1978), p. 21-33.
- 11.- ORGANICK, E.I. and GOLDING, B.H., "Prediction of Saturation Pressures for Condensate-Gas and Volatile-Oil Mixtures", Trans. AIME, V.195 (1952), p. 135-147.
- 12.- ORTIZ, Ordoñez O.: "Muestreo de Fondo", Gerencia de Explotación de Yacimientos, PEMEX, (Febrero de 1981), p. 9-24.
- 13.- PIRSON, Silvain J.: "Oil Reservoir Engineering", McGraw-Hill Book Co. New York, (1958).
- 14.- "Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir", American Petroleum Institute, (1966).
- 15.- STANDING, M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbons Systems", Reinhold Publishing Corporation, (1961).
- 16.- "Well Testing", Book 4 of the Vocational Training Series Division of Production, API, (1976).
- 17.- BASHBUSH, J.L., "A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications", SPE 10127, (1981).
- 18.- "Application of Reservoir Fluid Data", Good Oil Company, Condensate No. 7 Well, Productive Field, Samson County, Texas, Core Laboratories, Inc.