

38
209

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingenieria



CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS
YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL Y GAS
Y CONDENSADO, ALTERNATIVAS PARA
SIMULAR SU COMPORTAMIENTO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
ARTURO LOPEZ ROSAS



Cd. Universitaria

1986



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 está 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-73

Señor LOPEZ ROSAS ARTURO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. Ing. - Francisco J. García Gómez, para que lo desarrolle como tesis - - para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL Y GAS Y CONDENSADO. ALTERNATIVAS PARA SIMULAR SU COMPORTAMIENTO"

- INTRODUCCION.
- I CARACTERISTICA TERMODINAMICA DE LOS FLUIDOS.
- II COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS DURANTE EL AGOTAMIENTO DE LA PRESION.
- III ALTERNATIVAS PARA SIMULAR EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL Y GAS Y CONDENSADO.
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como - - requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así - como de la disposición de la Coordinación de la Administración - Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Abril 19 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N D I C E

PAGINA

INTRODUCCION

I.	CARACTERISTICAS TERMODINAMICAS DE LOS FLUIDOS.	1
	Diagramas de Fases PVT.	1
	- Comportamiento de Fases de Yacimientos de Gas y Condensado.	2
	- Comportamiento de Fases de Yacimientos de Aceite Volátil.	5
	- Definición de los Términos Utilizados en los Diagramas de Fases PVT.	8
	Características Composicionales de los Fluidos.	9
	Equipos y Técnicas de Laboratorio que se Utilizan para el Análisis de los Fluidos.	15
	- Análisis Presión-Volumen-Temperatura de las Muestras de Fluidos Obtenidos del Yacimiento.	15
	- Métodos de Laboratorio.	18
	- Métodos de Separación Flash.	18
	- Método de Separación Diferencial a Volumen Constante.	21
	- Análisis Composicional de los Fluidos.	24
	- Equipo de Destilación Fraccional a Baja Temperatura.	25
	- Descripción del Proceso de Análisis Composicional por Cromatografía de Gases.	28

	PAGINA
II. COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS DURANTE EL AGOTAMIENTO DE LA PRESION.	31
Características Fundamentales del Comportamiento del Sistema Roca-Fluidos.	31
Efecto de la Variación Composicional de los Fluidos en las Recuperaciones de Hidrocarburos.	35
III. ALTERNATIVAS PARA LA SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL Y DE GAS Y CONDENSADO.	44
Ecuación de Balance de Materia Composicional.	46
Simulación Numérica Composicional.	54
- Derivación de la Ecuación de Continuidad.	58
Planteamiento del Esquema Semi-Implicito.	63
- Modelo Matemático.	63
- Método de Solución.	65
- Cálculo Flash.	68
- Cálculo de la Densidad de las Fases en Equilibrio.	76
- Cálculo de las Viscosidades.	88
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	94
NOMENCLATURA.	98
BIBLIOGRAFIA.	102

INTRODUCCION

El número cada vez más creciente de yacimientos descubiertos por Petróleos Mexicanos del tipo de aceite volátil y de gas y condensado, hace necesario conocer, para su mejor explotación, tanto las características generales del comportamiento de fases y composicionales de este tipo de fluidos, como de las técnicas de laboratorio y de cálculo para su caracterización y evaluación de su comportamiento; ya que los métodos convencionales aplicables a yacimientos de aceite de bajo encogimiento, conducen a errores de gran magnitud cuando se usan para evaluar yacimientos como los mencionados anteriormente.

El planteamiento previo sirvió de base para el desarrollo de este trabajo, el cual tiene la intención de presentar con algún detalle, los conceptos fundamentales involucrados en el estudio del comportamiento y predicción de yacimientos en los que el intercambio composicional entre los fluidos, resulta ser un mecanismo relevante de recuperación. Así también intenta mostrar en forma evidente la necesidad de plantear tanto la explotación por agotamiento natural, como la aplicación de métodos de inyección de fluidos al yacimiento para mejorar la recuperación de hidrocarburos en condiciones óptimas, ya que por agotamiento natural únicamente, en general, se obtienen bajas recuperaciones.

C A P I T U L O I

CARACTERISTICAS TERMODINAMICAS DE LOS FLUIDOS

Diagramas de Fases P V T.

Durante mucho tiempo fue uso común clasificar los hidrocarburos producidos de acuerdo a su color, densidad y relación gas-aceite, lo cual en la mayoría de las veces resultaba suficiente para distinguir una mezcla de hidrocarburos de otra. Sin embargo, a medida que las condiciones de presión y temperatura vienen siendo más altas con la profundidad, estos parámetros de clasificación resultan con poco significado para que a través de su conocimiento se pueda inferir el tipo de yacimiento a que pertenecen los hidrocarburos producidos en la superficie, así por ejemplo, observando el valor de la densidad de la fase líquida producida, se han encontrado valores similares para el aceite recuperado de un yacimiento clasificado como de aceite volátil o de alto encogimiento y del obtenido de yacimientos de gas y condensado. Debido a estas dificultades, para un conocimiento más preciso de las características físicas de los fluidos a condiciones de yacimiento que ayuden a un mejor manejo de los mismos, es recomendable estudiar su comportamiento P V T.

Con este objetivo, se presentan a continuación los conceptos fundamentales que están relacionados con los diagramas de fases P V T para su interpretación y uso en la explotación de yacimientos, principalmente de gas y condensado y de aceite volátil.

Comportamiento de Fases de Yacimientos de Gas y Condensado.

La Fig. 1, representa el comportamiento de fases típico de los fluidos conocidos como de gas y condensado. Debido a que en la composición total de estos hidrocarburos están presentes en mayor proporción los componentes ligeros e intermedios ($C_1, C_2 - C_6$), el punto crítico del sistema se encuentra desplazado hacia la izquierda, aproximándose al valor del punto crítico de los componentes que en mayor proporción están presentes en la mezcla. Lo anotado anteriormente conjugado con el hecho de que la mayoría de los yacimientos que contienen este tipo de fluidos se localizan a grandes profundidades donde las temperaturas y presiones son altas, dan como resultado que la temperatura del yacimiento se localice entre la crítica y la cricondenterma y que la presión del mismo sea mayor que la presión de rocío del sistema, por lo que inicialmente los fluidos en el medio poroso se encuentran en fase gaseosa, punto "A" de la Fig. 1. (1,2).

Otra característica que puede observarse de la Fig. 1, es el comportamiento de las curvas de calidad o de isovolumen, que en este tipo de fluidos se presentan menos espaciadas a medida que se acercan a la curva de puntos de burbuja o saturación.

Considerando las condiciones iniciales del yacimiento, como las del punto "A", el diagrama de fases indica que hasta

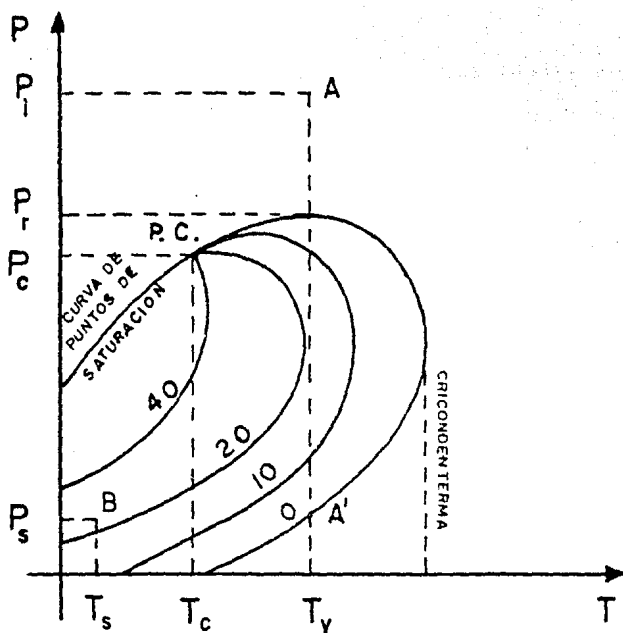


FIG. 1. DIAGRAMA DE FASES P-T TÍPICO DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.⁽¹⁾

que la presión del yacimiento no alcance la presión de rocío, la mezcla de hidrocarburos permanecerá en fase gaseosa y prácticamente con la misma composición que la inicial, salvo en las vecindades de los pozos productores, donde por las caídas de presión mayores, se encuentran ya depresionadas por debajo de la presión de rocío, caso en el cual alguna porción del fluido se habrá condensado formando una fase líquida inmóvil en la mayoría de los casos. (1)

Si se continúa con la extracción de fluidos, la presión del yacimiento empezará a tomar valores por debajo de la de rocío y como lo indica el diagrama P-T, la mezcla inicialmente en fase gaseosa empezará a condensarse en forma de gotas aisladas; a disminuciones mayores de la presión, el volumen de condensado se incrementa hasta llegar a constituir un cierto porcentaje del volumen poroso, que en la mayoría de los casos reportados en la literatura no alcanza el 30%. (2,3) Si la presión del yacimiento continúa bajando, siguiendo la trayectoria A-A', se observa que a partir de cierta presión, correspondiente a la de máxima condensación, el condensado formado empezará a experimentar una revaporización, la cual puede ser total a alguna presión mínima, (A'). En las condiciones reales de explotación resulta impráctico alcanzar esta presión de máxima evaporación, por lo que, si no se toman medidas alternas de explotación, buena parte del condensado formado permanecerá en el medio poroso. (3)

Comportamiento de Fases de Yacimientos de Aceite Volátil.

La representación del comportamiento de fases típico de los fluidos clasificados como de aceite volátil, es como la que se muestra en la Fig. 2. Como se puede apreciar en esta figura, el punto crítico del sistema se localiza movido hacia la derecha, debido a que en la composición de este tipo de fluidos están presentes en mayor proporción componentes intermedios y pesados, comparado con el contenido de estos componentes en los fluidos de yacimiento de gas y condensado. ^(1,2) Lo expuesto anteriormente, combinado con el hecho de que la mayoría de estos yacimientos se encuentran almacenados a grandes profundidades, donde la temperatura y las presiones son altas, dan como resultado que la temperatura del yacimiento sea muy cercana a la temperatura crítica del sistema, lo que resulta en un equilibrio termodinámico muy precario, originando a su vez que cambios pequeños de presión y/o temperatura, los fluidos experimenten variaciones muy bruscas de su estado de fases, evaporándose altos porcentajes de la fase líquida o viceversa; las fases en equilibrio que resultan son de composiciones muy similares, debido principalmente por las condiciones de temperatura imperantes. ^(3,4)

Si la presión inicial del yacimiento es mayor que la presión de saturación de los fluidos, se dice que el yacimiento está bajosaturado, caso en el cual los fluidos se encontrarán inicialmente en fase líquida, punto "A" de la Fig. 2. Si la --

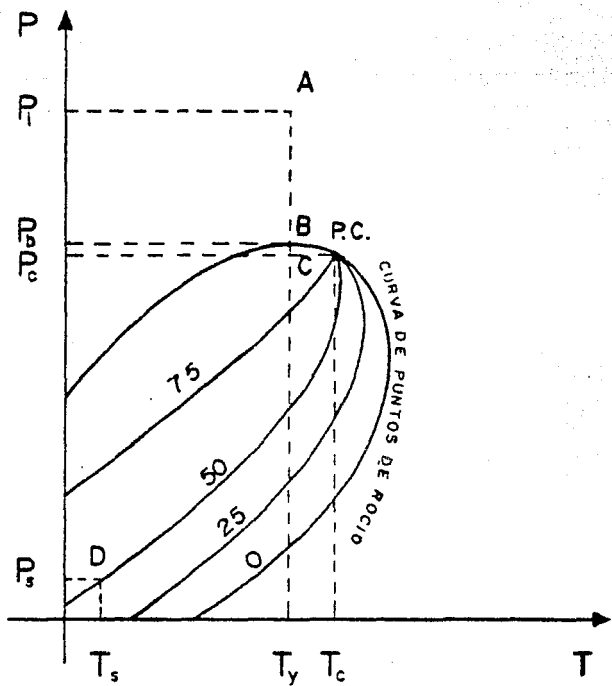


FIG. 2. DIAGRAMA DE FASES P-T TIPICO DE YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL.⁽¹⁾

presión inicial del yacimiento es menor que la presión de saturación de los fluidos, entonces se tratará de un yacimiento de aceite saturado en el que la fase líquida se encuentra en equilibrio con una fase gaseosa, punto "C" de la Fig. 2.

Otra característica importante que se puede notar en la Fig. 2, es que las curvas de calidad o de isovolumen, se encuentran menos espaciadas a medida que se acercan a la curva de puntos de rocío de los fluidos.

En yacimientos de aceite muy volátiles solamente una parte pequeña del aceite recuperado es producido por el mecanismo de empuje por gas en solución, debiéndose esto, a que los aceites altamente volátiles se expanden a ritmos menores que los experimentados por aceites menos volátiles. Así, ante un decremento pequeño de presión, abajo de la presión de saturación, hay poca expansión del sistema que empuje aceite hacia los pozos productores, mientras que la saturación de gas crece rápidamente debido al alto encogimiento del aceite, la que con posteriores decrementos de presión aumenta más originando decrementos drásticos en la permeabilidad relativa al líquido. (4)

Aunque evidente, es importante hacer notar que el diagrama de fases P-T para un sistema permanecerá estático mientras la composición de los fluidos no cambie, o bien, que dichos cambios sean pequeños, como los que suceden en sistemas

de fluidos de muy bajo encogimiento. Pero para fluidos como los descritos anteriormente, en los que los fenómenos más importantes que suceden son debidos a la variación composicional, los diagramas de fases se desplazarán continuamente para cada nueva presión de equilibrio. Por lo que, abajo de la presión de saturación existirá en el yacimiento una composición de fluido diferente con su propio comportamiento P-T, de aquí que el análisis presentado en base a un diagrama de fases sea solo cualitativo.

Definición de los términos utilizados en los Diagramas de Fases PVT.

Con el uso de los diagramas de fases PVT para analizar el comportamiento de fases de los fluidos que contienen los yacimientos, ha surgido la necesidad de utilizar algunos términos que definen los cambios que experimentan los fluidos -- dentro de los yacimientos al variar las condiciones de presión y/o temperatura a las cuales están sujetos.

Los términos utilizados en los diagramas de fases de los fluidos que en este trabajo se analizan son los siguientes:

- a).- Punto Crítico.- Es el estado de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa de una mezcla son iguales.
- b).- Cricodenterma.- Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir dos fases, líquida y gaseosa, en equilibrio

- c).- Presión y Temperatura Crítica.- Son las condiciones de presión y temperatura a las cuales se presenta el punto crítico de una mezcla.
- d).- Punto de Burbujeo.- Son las condiciones de presión y temperatura a las cuales una fase líquida se encuentra en equilibrio con una burbuja de gas.
- e).- Punto de Rocío.- Son las condiciones de presión y temperatura a las cuales una mezcla de fluidos en estado gaseoso se encuentra en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.
- f).- Condensación Retrógrada.- Así se denomina al fenómeno que se presenta en los yacimientos que contienen los fluidos conocidos como gas y condensado; consiste en la formación de una fase líquida a partir de una fase gaseosa al declinar la presión del yacimiento a niveles por debajo de la presión de rocío de los fluidos.
- g).- Curvas de Calidad o de Isovolumen.- Son las curvas que indican el porcentaje del volumen total de hidrocarburos que se encuentra en fase líquida, a las condiciones de presión y temperatura correspondientes. (1,2)

Características Composicionales de los Fluidos.

La principal característica de los fluidos que contienen los yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil, es su alto intercambio másico que se da entre las fases, ocasiona

nado por algún cambio en la presión y/o la temperatura, lo --
cual es el resultado de su alto contenido de componentes in--
termedios y las altas temperaturas a las que se encuentran --
confinados.

En las tablas 1 y 2 se presentan las composiciones de -
algunos yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil,
del área Mesozoica Chiapas-Tabasco. Puede observarse en estas
tablas, que los componentes intermedios ($C_2 - C_5$), constitu--
yen un alto porcentaje de la composición total de la mezcla,
siendo un poco mayor esta fracción en los yacimientos de acei--
te volátil.

En el caso de los yacimientos de gas y condensado, un -
decremento pequeño de la presión por debajo de la de rocío, -
ocasionará que un alto porcentaje de la fase inicialmente ga--
seosa se convierta en líquido condensado, el cual es consti--
tuido principalmente de componentes intermedios y pesados. Un
ejemplo de este fenómeno es el del yacimiento Copanó, curva C
de la figura 3, la cual indica que una reducción de la presión
del 30% de la de rocío, la fase gaseosa se reduce hasta un --
26% de su volumen original al condensarse, provocando de esta
forma un empobrecimiento de componentes intermedios de los --
fluidos que se producen en la superficie.

Como se puede observar, la tendencia de una mayor forma--
ción de condensado retrógrado, parece depender del contenido

TABLA I.- COMPOSICION ORIGINAL DE LOS FLUIDOS DE ALGUNOS YACIMIENTOS
 DE GAS Y CONDENSADO DEL AREA MESOZOICA CHIAPAS-TABASCO. ⁽⁵⁾

CAMPO	COPANO	CHIAPAS	FENIX	IRIS	JUSPI	GIRALDAS
Temperatura de Yacimiento	130 °C	128.9 °C	156.1 °C	133.9 °C	156.7 °C	136.1 °C
Presión de Rocío	361.5 Kg/cm ²	391 Kg/cm ²	423 Kg/cm ²	473 Kg/cm ²	510 Kg/cm ²	465 Kg/cm ²
Componente	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol	% mol
H ₂ S	1.81	1.78	0.00	0.11	0.52	0.14
C O ₂	3.34	3.91	2.31	2.60	2.36	2.74
N ₂	2.32	2.29	1.37	1.59	0.73	1.64
C ₁	65.95	67.50	65.83	72.92	76.49	69.38
C ₂	7.33	7.62	8.03	7.30	6.28	7.52
C ₃	3.75	3.52	4.17	3.36	2.85	3.74
iC ₄	0.88	0.81	0.78	0.83	0.51	0.86
nC ₄	1.65	1.67	1.84	1.41	1.18	1.65
iC ₅	0.89	0.93	0.75	0.70	0.46	0.75
nC ₅	0.98	0.79	1.08	0.73	0.60	0.83
C ₆	1.28	1.11	1.16	0.79	0.95	1.00
C ₇ ⁺	9.91	8.07	12.68	7.66	7.07	9.75

TABLA 2.- COMPOSICION ORIGINAL DE LOS FLUIDOS DE ALGUNOS YACIMIENTOS
 DE ACEITE VOLATIL DEL AREA MESOZOICA CHIAPAS-TABASCO. ⁽⁵⁾

CAMPO	ARROLLO ZANAPA	CARDENAS	COMOAPA	PAREDON
Temperatura de Yacimiento	137.78 °C	158.33 °C	130 °C	137.22 °C
Presión de Saturación	394 Kg/cm ²	299 Kg/cm ²	377 Kg/cm ²	378 Kg/cm ²
Componente	% mol	% mol	% mol	% mol
H ₂ S	0.49	0.52	0.43	0.03
C O ₂	2.16	1.05	1.98	2.16
N ₂	0.62	0.32	1.83	0.43
C ₁	61.58	49.25	54.55	61.70
C ₂	8.95	10.63	9.11	9.95
C ₃	4.56	6.26	4.89	4.96
iC ₄	0.77	1.18	0.99	1.07
nC ₄	2.07	2.70	2.26	2.04
iC ₅	0.81	1.32	1.02	1.06
nC ₅	1.20	1.63	1.28	1.02
C ₆	1.65	2.20	1.62	1.09
C ₇ ⁺	15.14	22.94	20.94	14.49

1.- CANTARELL
 2.- ARTESA
 3.- A. J. BERMUDEZ
 4.- COMOAPA
 5.- CARDENAS
 6.- ARROLLO ZANAPA
 7.- PAREDON

A.- FENIX
 B.- GIRALDAS
 C.- COPANO
 D.- CHIAPAS
 E.- IRIS
 F.- JUSPI

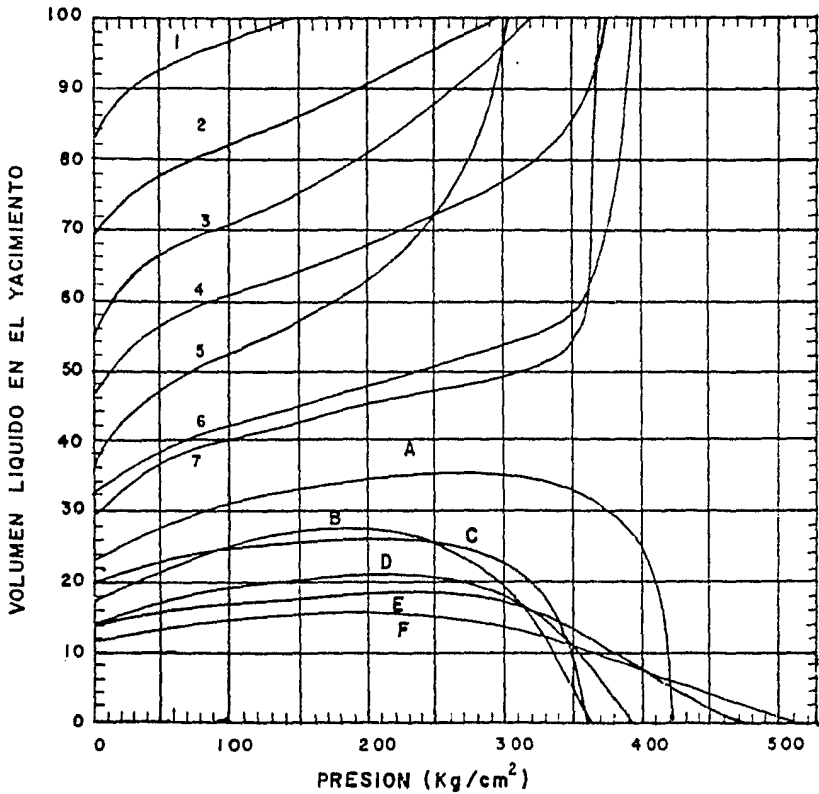


FIG. 3 ; VARIACION DEL VOLUMEN DE LIQUIDO EN EL YACIMIENTO (% del ocupado por hcs. a P_b ó P_r)
 (6)

CON LA PRESION.

de componentes intermedios a pesados en la composición de los fluidos, así como de la temperatura del yacimiento.

En base a resultados obtenidos de pruebas de laboratorio y de experiencias de campo reportadas en la literatura, - en general se considera que la saturación que alcanza el líquido condensado en el yacimiento, no rebasa el valor de la saturación crítica, por lo que permanece inmóvil en el medio poroso. Por esta razón, sólo parte de la fase líquida se logra recuperar por medio de la revaporización, que ocurre cuando la presión en el yacimiento disminuye por abajo de la presión de máxima condensación. (6,7) Como puede observarse en la figura 3, aún a presiones bajas, permanece un alto porcentaje en fase líquida.

En los yacimientos de aceite volátil, las reducciones de presión abajo de la de saturación, provocan fuertes encogimientos de la fase inicialmente líquida, al evaporarse altos porcentajes de los componentes ligeros e intermedios de la mezcla, dando origen a la formación de una fase gaseosa, la cual en su mayor parte permanecerá en equilibrio con el aceite. Las curvas de la 1 a la 7 de la figura 3 muestran este tipo de comportamiento, siendo más marcado cuando más ligero es el aceite original. Así por ejemplo la curva 5, nos indica que una reducción de la presión del 20%, abajo de la de saturación, el volumen líquido sufre un encogimiento del 30%. En contraste la curva 1 de la figura 3, muestra que una reducción de la presión del 50% abajo de la de saturación, ocasiona que la fase líquida inicial se reduzca solo en un 6%.

En base a lo comentado anteriormente se puede decir que los sistemas de hidrocarburos de bajo encogimiento, se expanden en mayor grado que los sistemas de aceite volátil a presiones menores que la de saturación. Siendo esta la razón por la que se obtienen bajas recuperaciones por el mecanismo de gas en solución, de este último tipo de aceites. (4,8)

Equipos y Técnicas de Laboratorio que se Utilizan para el Análisis de los Fluidos.

Con el paso del tiempo, el estudio del comportamiento de los yacimientos petrolíferos se ha convertido en una labor cada vez más compleja debido a que muchos de los yacimientos -- que están siendo descubiertos actualmente, requieren, para su completa caracterización, del análisis composicional de sus fluidos y la aplicación de técnicas de laboratorio más rigurosas.

En esta parte se describen algunos de los procedimientos de laboratorio y equipos para el análisis de los fluidos de yacimientos.

Análisis Presión-Volumen-Temperatura de las Muestras de Fluidos Obtenidas del Yacimiento.

Para efectuar el análisis PVT de los fluidos representativos de yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil, se requiere de un equipo en el cual se puede simular el agota

miento de presión que experimenten los fluidos que saturan - el medio poroso cuando son extraídos del yacimiento, y poder observar directamente el comportamiento de las fases y cuantificar de manera directa los cambios volumétricos que experimentan al variar las condiciones de presión y/o temperatura. (9)

El equipo de análisis PVT de alta presión y alta temperatura comunmente usado consta de las siguientes partes principales: (9)

-Una celda PVT de ventana larga para alta presión.- Esta celda es un recipiente cilíndrico de acero inoxidable de gran espesor provisto de una ventana de cristal acoplada longitudinalmente a lo largo del cuerpo de la celda. Esta ventana nos permite observar y medir el comportamiento volumétrico de las fases en equilibrio, en el interior de la celda.

La introducción y extracción de los fluidos se logra a través de válvulas colocadas en los extremos de la celda. Una bomba de desplazamiento se conecta a la celda a través de la válvula inferior, por medio de esta bomba se puede proporcionar mayor o menor presión, mediante la inyección o extracción de mercurio de la celda. La válvula superior de la celda se usa para introducir los fluidos para su análisis y para la extracción de los mismos cuando se requiera.

A la celda se le proporciona calor por medio de una cami-

sa de calentamiento, provista en su interior de resistencias eléctricas, a las cuales se les alimenta corriente eléctrica, a través de un sistema de control de temperatura, con el cual es posible alcanzar la temperatura deseada y mantenerla constante en $\pm 1.0^{\circ}\text{F}$.

- Bomba de desplazamiento.- Su función es aumentar o disminuir el volumen disponible para los hidrocarburos en el interior de la celda, por medio de la inyección o extracción de mercurio, material que se usa generalmente como interfase.

-Manómetro para alta presión.- Es de tipo Burdon y de precisión, con subdivisiones de 1 kg/cm^2 , de esta manera las presiones a las que se efectúa el análisis se registran con aproximación en la primera cifra decimal.

- Sistema de agitación.- Lo constituye un motor acoplado a la celda a través de un sistema de biela y manivela, el cual proporciona un movimiento de balanceo con el fin de alcanzar las condiciones de equilibrio termodinámico en tiempos razonables.

- Sistema de análisis composicional de los fluidos.- La válvula superior de la celda está acoplada a un equipo de cromatografía de gases, el cual se usa para analizar la composición de la fase gaseosa que es extraída de la celda en cada etapa de la separación diferencial.

Métodos de Laboratorio.

- a) Separación Flash o Separación a Composición Constante.
- b) Separación Diferencial a Volumen Constante.

Para simular el comportamiento volumétrico de los fluidos a la temperatura de yacimiento al disminuir la presión, se siguen las técnicas mencionadas anteriormente. La primera se aplica para simular la etapa de agotamiento del yacimiento, durante la cual la composición de los fluidos remanentes permanece constante. El método de separación diferencial se usa para simular la etapa posterior de agotamiento del yacimiento, a presiones menores que la de saturación de los fluidos, caracterizada por un cambio continuo en la composición de las fases en equilibrio. (1)

Método de separación Flash.

Este método consiste en efectuar reducciones de la presión interna de la celda, mediante incrementos en el volumen ocupado por la muestra de hidrocarburos, manteniendo constante la composición total de los fluidos y la temperatura del yacimiento. El método se realiza partiendo de una presión mayor a la de saturación de los fluidos y generalmente concluye una vez que se ha alcanzado la presión de burbuja o rocfo de los fluidos que se analizan. En cada decremento de presión se agita la celda hasta que el equilibrio termodinámico es conseguido.

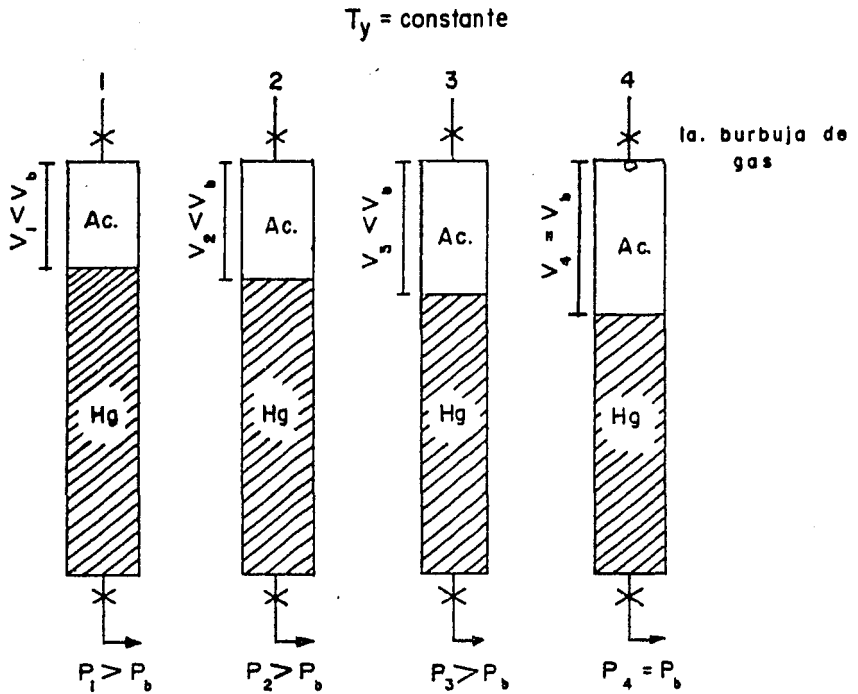


FIG. 4.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA SEPARACION FLASH A COMPOSICION CONSTANTE DE UN ACEITE.

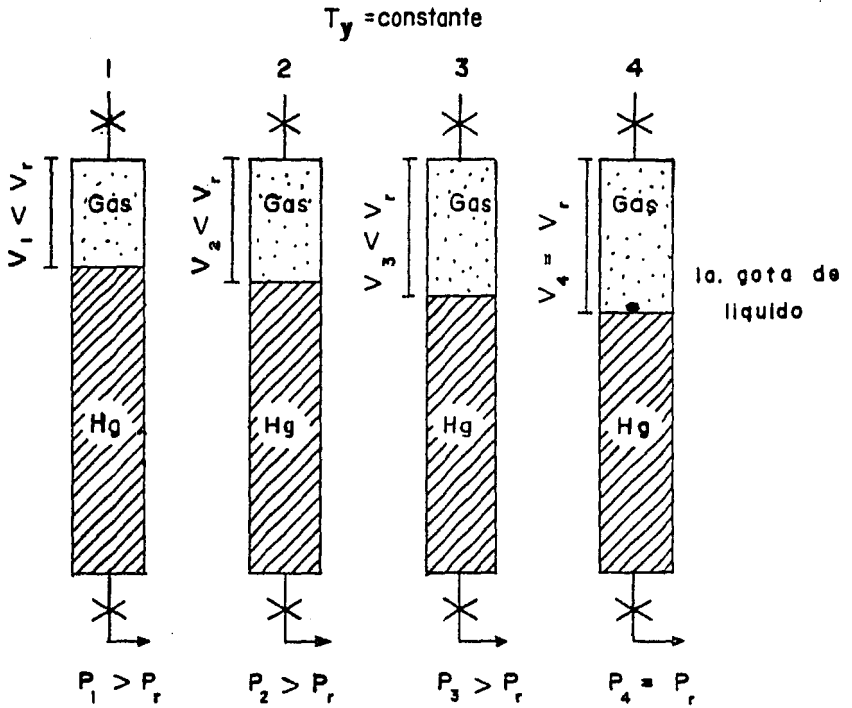


FIG. 5: REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA SEPARACION FLASH A COMPOSICION CONSTANTE DE UN GAS CONDENSADO.

Con este procedimiento se logra determinar con precisión la presión de burbuja o la presión de rocío y el comportamiento volumétrico de las fases en equilibrio. En las figuras 4 y 5 se muestra en forma esquemática el proceso de la separación flash.

Método de separación diferencial a Volumen Constante.

Este método se realiza a continuación de la separación -- flash, reduciendo la presión interna de la celda por etapas. Una vez que se ha alcanzado el equilibrio termodinámico de -- los fluidos, en cada etapa se extrae parte de la fase gaseosa manteniendo constante la presión de la celda mediante la inyección simultánea de mercurio, con la bomba de desplazamiento, hasta que el volumen de hidrocarburos en el interior de -- la celda se iguala al volumen que estos ocupaban a la presión de saturación.

En cada etapa de separación se registra el volumen de la fase líquida en la celda, los volúmenes de fluidos tanto introducidos como extraídos de la celda, la presión del sistema, el volumen, la temperatura y la composición del gas extraído. El procedimiento se repite para otros decrementos de presión hasta que se alcanza una presión cercana a la atmosférica.

En las figuras 6 y 7 se presenta en forma esquemática una etapa del proceso de separación diferencial a volumen constante.

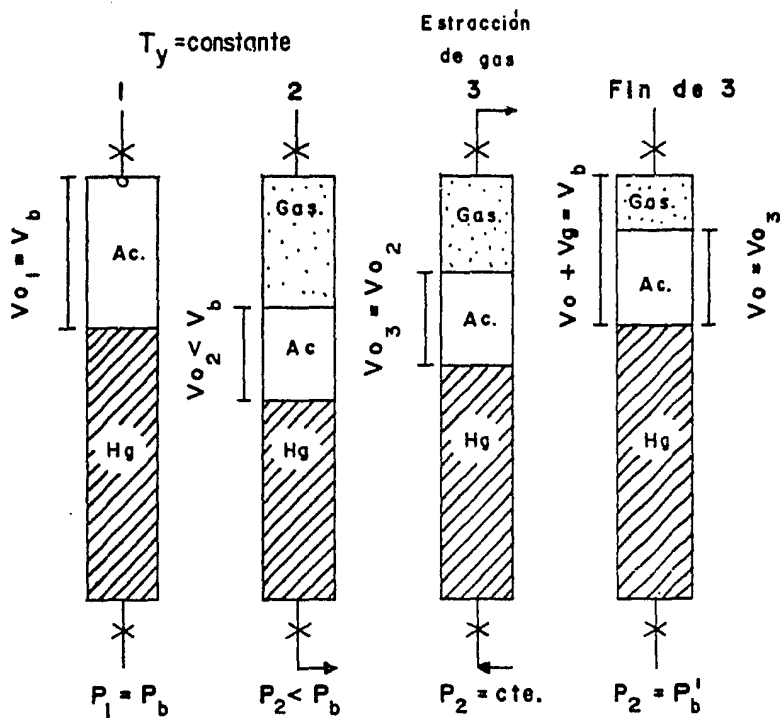


FIG. 6.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA ETAPA DE SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE DE UN ACEITE.

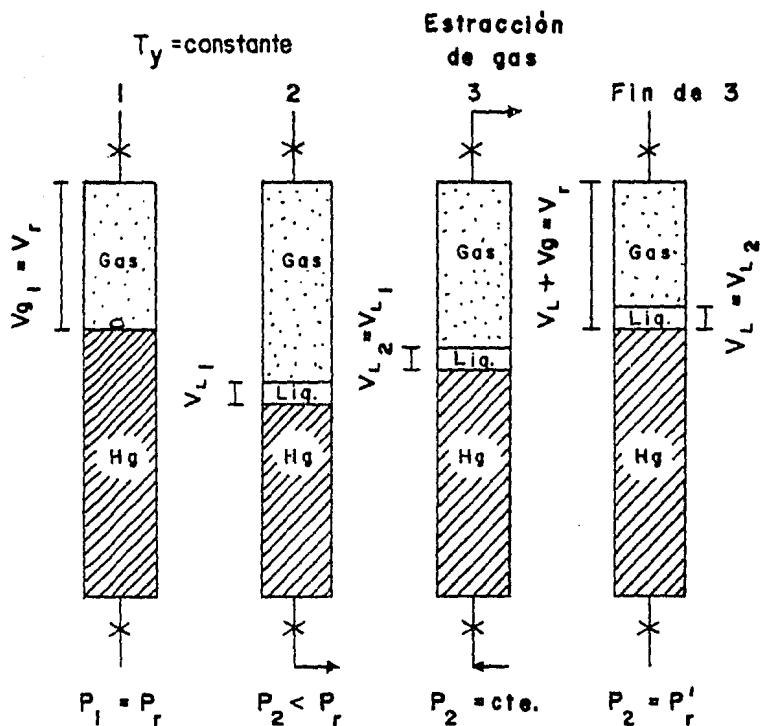


FIG. 7.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UNA ETAPA DE SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE DE UN GAS Y CONDENSADO.

Análisis Composicional de los fluidos.

La técnica de análisis composicional de fluidos a presiones y temperaturas altas, como las encontradas en yacimientos petroleros, se ha venido desarrollando desde principios de siglo y mejorado grandemente por Walter Podbielniak en 1930. (10) El principio básico consiste en disminuir la presión de la muestra del fluido problema a valores atmosféricos o menores, por medio de la disminución de la temperatura a niveles de la ebullición del componente más ligero de la muestra, con el fin de efectuar posteriormente una destilación fraccional de los componentes de la mezcla de fluidos, hasta dejar un residuo libre de los componentes ligeros.

El residuo dejado en la destilación fraccional a baja temperatura, se analiza a su vez mediante una destilación a alta temperatura, separándose en fracciones a diferentes rangos de temperatura de ebullición, hasta dejar un residuo final, al cual se le mide su densidad y peso molecular. Otra alternativa de análisis del residuo obtenido de la destilación a baja temperatura, es usar técnicas cromatográficas gas-líquido en columnas capilares. Las ventajas principales del análisis cromatográfico son: una mayor exactitud en la identificación y cuantificación de los componentes y fracciones, así como un menor tiempo requerido comparado con el que requiere la destilación a alta temperatura.

La alta precisión necesaria para el control de las condiciones de presión y temperatura, así como para la cuantificación de los componentes que constituyen la mezcla, ha obligado al desarrollo de equipos con tecnología muy avanzada que para su manejo requiere de personal especializado.

El diagrama de un equipo de destilación a baja temperatura se muestra en la figura 8, y la representación del proceso de análisis composicional por cromatografía de gases se muestra en la figura 9. Una breve descripción de las partes del equipo y del proceso mencionados, se hace a continuación.

Equipo de destilación fraccional a baja temperatura.

El equipo que se utiliza para efectuar este tipo de análisis se compone de las siguientes partes principales: ⁽¹⁰⁾ El equipo consta de cuatro columnas de destilación, indicadas con las letras A, B, C y D en la figura 8. Dos de estas columnas se utilizan indistintamente para la destilación de líquidos o gases y de las otras dos columnas restantes, una se utiliza para la destilación de gases y la otra para iniciar la destilación de líquidos.

Para efectuar la destilación de hidrocarburos líquidos, estos se colocan inicialmente en un calentador, elemento E de la figura 8, de donde pasan a la columna A e inmediatamente pasan por un tubo de absorción y posteriormente siguen el pro

- A, B, C y D COLUMNAS DE DESTILACION
 IA, IB, IC, IE, IG, IH, IM, IP, IS LLAVES DE PASO
 E CALENTADOR
 5A y 5B TUBOS DE ABSORCION
 9A y 9B MANOMETROS DE EXTREMO
 ABIERTO
 11A ORIFICIO MEDIDOR DE FLUJO
 12 TUBO CONDENSADOR
 13 MANOMETRO DE EXTREMO CERRADO
 14 RECIBIDOR DE GAS

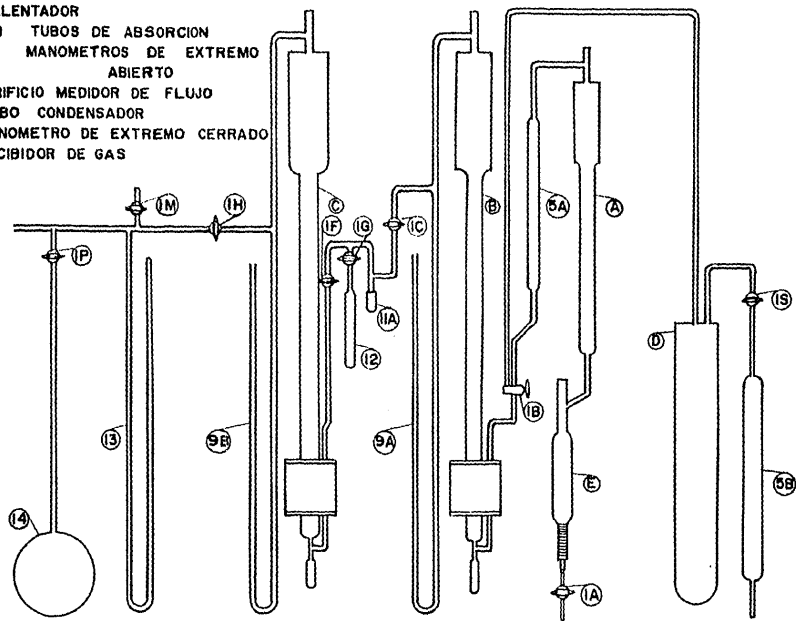


FIG. 8.: EQUIPO DE CRISTAL POLBIELNIAK PARA ANALISIS DE DESTILACION A BAJA
 TEMPERATURA DE MEZCLAS NATURALES DE HIDROCARBUROS.⁽¹⁰⁾

ceso general de destilación tanto para líquidos como para gases. (10)

El procedimiento continúa pasando los componentes obtenidos de la primera destilación a través de la segunda columna (B), la cual tiene la función de preparar las fracciones que después pasarán a una última destilación, la cual se efectúa en la columna C, donde finalmente son obtenidos cada uno de los componentes destilados.

Para lograr una separación más precisa de cada uno de los componentes en la última columna de destilación, es necesario que el equipo disponga de algunos elementos, los cuales están colocados entre las dos últimas columnas de destilación, B y C, estos elementos son: Un orificio medidor de flujo a la salida de la columna B, indicando como 11A, y un tubo condensador colocado después del orificio, elemento 12 en la figura. Estos dos elementos tienen la función de mantener cada componente separado que pasa a la columna C, lo más puro posible, evitando que se mezcle con los demás, por medio del control de la presión y la temperatura.

Para efectuar la destilación de hidrocarburos en fase gaseosa se sigue el mismo procedimiento descrito anteriormente, pasando inicialmente la mezcla de gas a través de un tubo de absorción, donde se retienen los componentes contaminantes, -- (H_2S , CO_2 , N_2 , etc.), de donde pasan a la primera columna de --

destilación del proceso, componentes 5B y D de la figura 8, -
respectivamente.

Descripción del proceso de análisis composicional por cromato-
grafía de gases.

De acuerdo al diagrama esquemático mostrado en la figura -
9, el procedimiento de análisis consiste básicamente en inyec-
tar un volumen de los fluidos a analizar en el puerto de in--
yección, el cual es arrastrado a través de la columna de sepa-
ración por el flujo continuo de un gas inerte, previamente es-
tablecido. La columna de separación consiste de un tubo de diá-
metro reducido relleno de un material sólido, denominado fase
estacionaria, el cual tiene la propiedad de adsorber en dife-
rente grado los componentes que constituyen el fluido por ana-
lizar. De acuerdo a lo anterior, la separación de los componen-
tes se realiza debido al retraso que sufren los componentes --
que son mayormente adsorbidos por la fase estacionaria, de tal
manera que gradualmente los componentes más volátiles se ade-
lantan separándose unos de otros conforme fluyen a través de -
la columna. (11)

Las condiciones de operación del equipo y las caracterfsti-
cas de la columna deberán ser tales que, en el extremo de sali-
da de la misma, arribe a diferente tiempo cada componente pre-
viamente separado. El flujo continuo del gas de arrastre que -
sale de la columna pasa a través de un sistema de detección, -

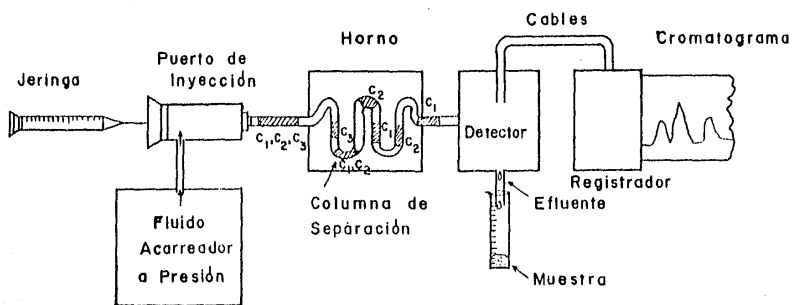


FIG. 9.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL PROCESO DE ANALISIS
 COMPOSICIONAL POR CROMATOGRAFIA DE GAS. (11)

provocando cambios en la resistencia eléctrica de los filamentos detectores, los cuales son registrados y posteriormente -- graficados en forma de picos, constituyendo lo que se conoce -- como Cromatograma. (11)

Cada pico del cromatograma representa un componente y el -- por ciento mol de cada uno de ellos en la mezcla original se ob -- tiene de multiplicar el área bajo cada pico por el factor de -- calibración caracterfstico de cada componente.

CAPITULO II

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ROCA- FLUIDOS DURANTE EL
AGOTAMIENTO DE LA PRESIONCaracterísticas Fundamentales del Comportamiento
del sistema roca-fluidos.

Durante el agotamiento de la presión en los yacimientos - que almacenan fluidos ligeros ocurren cambios importantes en - las propiedades de los fluidos, los cuales junto con los cambios en las propiedades del medio poroso que los contiene, -- obligan a efectuar un análisis para conocer el efecto conjunto que se obtiene de dichos cambios.

Con este fin se ha llegado a determinar que existen dos zonas claramente definidas en los yacimientos, en los cuales se nota que el agotamiento de presión actúa en forma diferente. Las zonas mencionadas son: (a) Las regiones del yacimiento -- que se encuentran alejadas de los puntos de extracción; y (b) Las zonas vecinas a los pozos productores.

En el caso de los yacimientos de aceite volátil, cuando - estos son explotados, en la vecindad de los pozos productores ocurren cambios significativos en la saturación de las fases, cuyo resultado se manifiesta en fuertes variaciones en las permeabilidades efectivas a dichas fases, por lo que comunmente en esta zona se alcanza una saturación crítica de gas temprana durante la vida productiva del yacimiento, originando como consecuencia el flujo de una fase libre de gas hacia los po--

zos, aún cuando en el resto del yacimiento los fluidos permanecen en una sola fase. Lo anterior depende principalmente - del grado de volatilidad del aceite y del decremento de presión en la vecindad del pozo. (3)

En las zonas alejadas de los pozos productores la saturación de aceite permanecerá constante y por tanto con su misma permeabilidad efectiva, hasta el momento en que la disminución de la presión en el yacimiento alcanza la presión de saturación del aceite, pero una vez que se rebasa esta presión, la fase gaseosa que se libera tiende a incrementarse rápidamente alcanzándose su saturación crítica, cuyo efecto se refleja en una disminución en la movilidad del líquido, estableciéndose flujo de gas libre hacia los pozos productores y/o la formación de un casquete de gas secundario.

Lo anterior ocasiona un incremento rápido en la relación gas-aceite de producción, a tal grado que los pozos productores inicialmente de aceite, se convierten en productores solo de gas, lo que dá como resultado que los factores de recuperación sean muy bajos por el mecanismo de expansión.

En el caso de los yacimientos de gas y condensado, los -- fluidos que saturan la zona vecina de los pozos productores, alcanzan primero la presión de rocío, formándose así una fase líquida, antes que en el resto del yacimiento. Esto ocasiona una reducción en el contenido de componentes intermedios del

fluido producido. La saturación de líquido en la zona cercana a los pozos productores se incrementa continuamente con el paso de fluido procedente del interior del yacimiento, el cual deja un volumen de condensado retrógrado al sufrir un decremento en su presión menor que la de rocío. Por lo que en esta zona la saturación de líquido puede alcanzar valores tales -- que permitan el flujo del mismo, pudiendo reducir significativamente la permeabilidad efectiva al gas.

En las zonas alejadas a los pozos productores, la formación de líquido se inicia hasta que la presión del yacimiento alcanza la de rocío, incrementándose el volumen de líquido, -- como la presión continúe disminuyendo, hasta alcanzar un valor máximo, el cual en la mayoría de los casos, no rebaza la saturación crítica al líquido, es decir, la permeabilidad -- efectiva a esta fase se mantiene alrededor de cero, por lo que el flujo de gas no sufre restricciones significativas en esta zona.

No obstante a que el volumen de líquido condensado generalmente no es suficiente para fluir, su volumen en los poros resulta una cantidad considerable y por estar constituido principalmente de los componentes intermedios, constituye la fracción de mayor valor económico. De aquí que evitar su formación o procurar su recuperación, deben ser el objetivo en la explotación de este tipo de yacimientos.

Considerando que los efectos que sufre el sistema roca - fluidos de los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado ante el agotamiento de presión son similares, a través de análisis de laboratorio se han hecho comparaciones de los efectos sobre las permeabilidades efectivas a condiciones de saturación al gas y al líquido semejantes, mediante pruebas de desplazamiento. De lo anterior se ha establecido que para cada par de valores de saturación de gas y líquido dados, la relación de permeabilidad efectivas (K_g/K_o), para un gas y condensado son menores que las relaciones correspondientes para los sistemas de aceite volátil, de esto se establece que la saturación de líquido en un gas y condensado, para que ocurra flujo, es menor, comparada con la saturación de aceite, para el mismo valor de K_g/K_o , en un yacimiento de aceite volátil.⁽³⁾

También ha sido estudiado con experimentos de laboratorio, los efectos de la presencia de una saturación de agua congénita sobre las permeabilidades efectivas. De los resultados se establece que la presencia de una saturación de agua congénita no tiene un efecto significativo en el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado.⁽³⁾ En cambio la presencia de una saturación de agua tiene un efecto bastante considerable en el comportamiento de los yacimientos de aceite volátil, ya que dicho efecto se refleja directamente sobre la relación de permeabilidades (K_g/K_o), cuyos valores se ven reducidos cuando son medidos en presencia de agua congénita.⁽⁴⁾

La reducción en los valores del término K_g/K_o , para los yacimientos de aceite volátil, son resultado del incremento en la permeabilidad efectiva al líquido, como consecuencia del incremento en la saturación de la fase líquida ($S_o + S_{wi}$), - Figura 10. (3) Además del incremento en la permeabilidad efectiva al líquido, se observan reducciones en la saturación de aceite residual, en comparación a las observadas en los casos de ausencia o baja saturación de agua congénita.

Cabe señalar que en los yacimientos de aceite volátil con presencia de una saturación de agua congénita alta, es deseable que la roca almacenadora sea mojada preferentemente por el agua y no por el aceite ya que con esto se facilita el desplazamiento del aceite hacia los pozos productores.

Efecto de la variación composicional de los fluidos en las recuperaciones de hidrocarburos.

Como se ha establecido anteriormente, el factor más importante que se debe tomar en cuenta en la evaluación de los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, es el cambio composicional que sufren los fluidos al variar sus condiciones de presión y temperatura, desde las del yacimiento hasta las de la superficie al ser producidos. No considerarlo ocasiona que se obtengan estimaciones de las recuperaciones de hidrocarburos poco confiables, al utilizar métodos convencionales de cálculo; ya que tales métodos consideran a la mezcla de hidro-

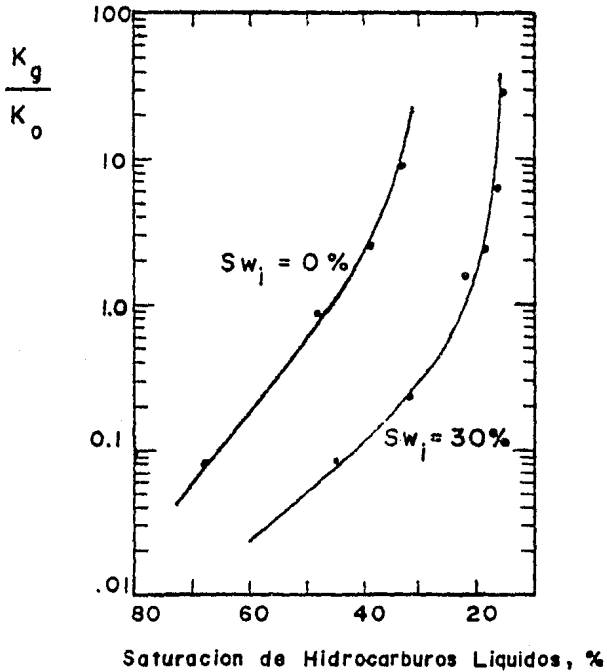


FIG. 10.- RELACION DE PERMEABILIDADES GAS-ACEITE
 VS. SATURACION DE ACEITE, CON Y SIN SAT.
 DE AGUA IRREDUCTIBLE.⁽³⁾

carburos compuesta de dos componentes, aceite y gas de composición constante, es decir, el gas disuelto en el aceite y el gas libre son de la misma composición y el grado de solución solo depende del nivel de presión. En el caso de los yacimientos antes mencionados, la segunda fase que se forma está constituida por cantidades considerables de componentes intermedios que al producirse pasan a formar un alto porcentaje de la fase líquida.

Para el caso de los yacimientos de gas y condensado, la planeación de su explotación requiere un amplio conocimiento del comportamiento composicional de los fluidos y de métodos de cálculo que tomen en cuenta dicho intercambio composicional. Es decir, el cálculo debe basarse en balances composicionales, en vez de balances volumétricos y de esta manera poder estar en posibilidades de conocer la composición de los fluidos producidos y de los remanentes en el yacimiento en cualquier tiempo.

Para tener una idea más clara del comportamiento composicional de los fluidos, la Figura 11 nos muestra la variación de la relación gas-líquido producida en función del tiempo, en donde la curva "A" representa esta variación para un agotamiento natural de presión, y la curva "B" representa la misma variación pero considerando un proceso de mantenimiento de presión. Como se puede observar, la relación gas-líquido producida en la superficie en un reflejo de la variación composi

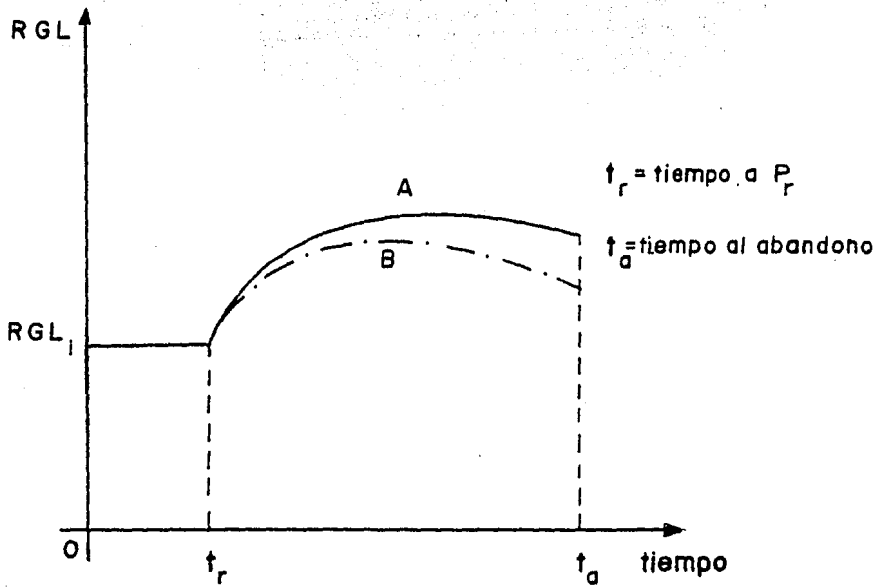


FIG. 11.-VARIACION DE LA RELACION GAS-LIQUIDO

(1)
PRODUCIDO CON EL TIEMPO.

cional que experimenten los fluidos en el yacimiento, ya que como lo muestran las dos curvas, la relación se mantiene - - constante hasta llegar al tiempo t_r en que son alcanzadas las condiciones de rocfo de los fluidos en el yacimiento, a par--tir de ese momento el valor de la relación empieza a incrementarse hasta alcanzar un valor máximo, lo cual indica que com--ponentes licuables se están quedando en el medio poroso, pro--duciéndose en consecuencia un gas con menor contenido de in--termedios.

Estos efectos son consecuencia de la condensación retró--grada de dichos componentes que alcanza su valor máximo cuan--do la relación gas-líquido producida en la superficie alcanza también su máximo valor. A partir de este momento, el valor - de la relación se reduce lentamente como resultado de la vaporización del condensado.

Consideraciones similares a las mencionadas anteriormente, deben ser tomadas en cuenta para el análisis del comportamiento de yacimientos de aceite volátil, los cuales experimentan - cambios bruscos en su composición abajo de la presión de saturación.

En base a experimentos de laboratorio y con métodos de cálculo apropiados, se ha llegado a establecer que el comporta--miento típico de la relación gas-aceite de producción, RGA, de los yacimientos de aceite volátil es como el que se muestra -

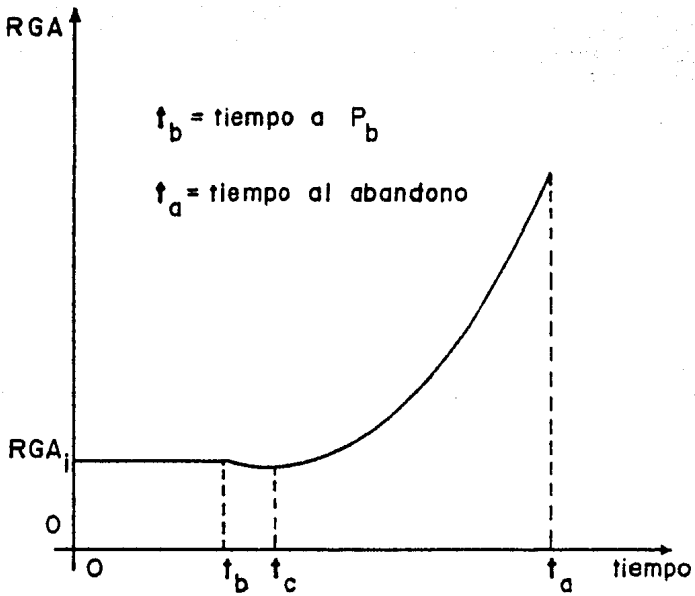
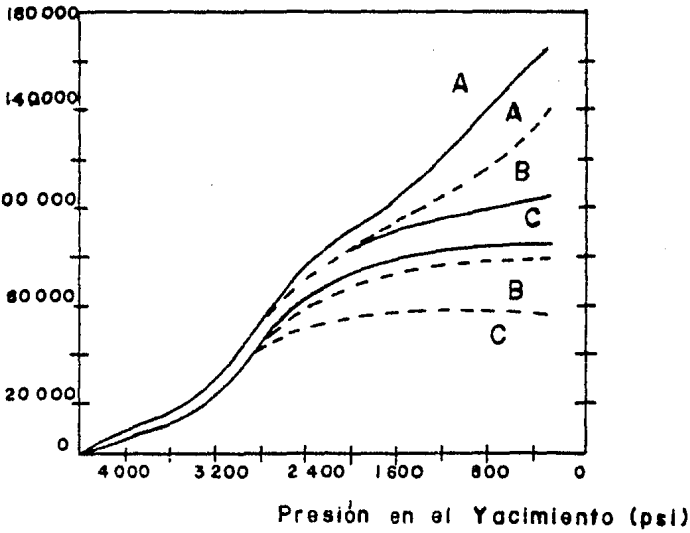


FIG. 12.- VARIACION DE LA RELACION GAS-ACEITE
PRODUCIDA CON EL TIEMPO.⁽¹⁾

Hidrocarburos Líquidos Acumulativos Prod. BBL.
por millón de BBL. de Aceite Inicial.



— 30 % de Saturación de Agua
- - - 16 % " " "

A Aceite en Tanque más Liq. de Planta de Gasolina
B Aceite en Tanque más Condensado
C Solamente Aceite en Tanque

FIG. 13.- VARIACION EN LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS
LIQUIDOS USANDO TRES DIFERENTES METODOS DE
CALCULO, INCLUYENDO EL EFECTO DE LA SATURACION
DE AGUA CONGENITA.⁽⁸⁾

en la Figura 12, donde la variación de esta relación es muy fuerte después de alcanzar la presión de saturación en el medio poroso, como resultado de la vaporización de sus componentes ligeros que pasan a formar una fase gaseosa cada vez más rica en componentes intermedios.

Conforme a lo expuesto anteriormente, se puede decir que la RGA de producción en la superficie se mantiene constante -- desde el inicio de la explotación de los yacimientos hasta que se alcanza la presión de saturación en el medio poroso, a partir de ese momento la RGA presenta fuertes variaciones en su comportamiento al empezar a actuar la vaporización del aceite. Por lo tanto, el primer efecto es que la relación disminuya ligeramente durante un periodo de tiempo corto de t_b a t_c , durante el cual la saturación de gas se incrementa desde cero hasta un valor crítico necesario para que ocurra el flujo y a partir de ese momento la relación aumenta bruscamente y en forma continua, debido al alto grado de volatilización de estos fluidos, por lo que la relación alcanza valores tan altos que llega un momento en que solamente se produce gas enriquecido, del cual se pueden obtener gran cantidad de licuables que aumentan la recuperación acumulativa de aceite producido.

Finalmente, de acuerdo con los métodos de cálculo que se utilicen para realizar la predicción del comportamiento de este tipo de yacimientos, se obtendrán diferentes resultados en la estimación de los volúmenes producidos, dependiendo de que

los métodos consideren o no la variación composicional que ex
perimenten los fluidos, por lo tanto se obtendrán resultados
como los que se muestran en la Figura 13, donde además se con
sidera el efecto del agua congénita mencionado anterior- - --
mente. (4,8)

CAPITULO III

ALTERNATIVAS PARA LA SIMULACION DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL Y DE GAS Y CONDENSADO.

Como resultado de que la búsqueda de hidrocarburos se lleva a cabo cada vez a mayores profundidades, se ha incrementado el descubrimiento de yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil. Lo cual ha hecho necesario el desarrollo de nuevos métodos para su evaluación. Estos métodos, con el avance de técnicas computacionales, han sido mejorados de tal manera que actualmente se pueden modelar los fenómenos composicionales en forma totalmente rigurosa.

Inicialmente se aplicaron métodos convencionales, como la Ecuación de Balance de Materia, que considera a las fases de hidrocarburos unicamente dependientes de las condiciones de presión en el yacimiento; por esta razón tales métodos no tienen aplicación práctica en los sistemas de aceite volátil y de gas y condensado, debido a que fueron desarrollados bajo el supuesto de que los yacimientos de aceite negro son una solución de dos componentes: líquido y gas; la composición de los cuales no cambia al variar las condiciones de presión y temperatura, es decir, el gas disuelto en el aceite depende unicamente de la presión, manteniendose su composición igual a la que tiene a las condiciones atmosféricas.

La hipótesis sobre la cual se basan los métodos convencionales, es válida para yacimientos que contienen aceite de den

sidad media a pesada, lo cual no se cumple para el caso de -- los de aceite volátil y de gas y condensado, debido a que estos métodos no consideran el intercambio composicional que -- afecta drásticamente el comportamiento de fases que ocurre en este tipo de yacimientos.

Para el estudio del comportamiento de yacimientos donde -- los fenómenos derivados del intercambio composicional de los fluidos representa el principal mecanismo de desplazamiento, han sido utilizados diferentes métodos de cálculo que van desde la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia Composicional, hasta los simuladores numéricos rigurosamente composicionales, pasando por el uso de los modelos de aceite negro modificados y/o simuladores pseudo-composicionales. Cada una de estas alternativas de cálculo tratan los efectos composicionales y las características de flujo de fluidos en el medio poroso en diferente grado de exactitud.

La selección del procedimiento de cálculo ha de ser usado en un estudio particular, depende de los siguientes aspectos principales:

- a) Tipo de respuesta que se desea obtener.
- b) Confiabilidad y cantidad de la información disponible.
- c) Características del yacimiento.
- d) Características del proceso de explotación.
- e) Costo y tiempo del estudio.

Con el propósito de establecer las bases que ayuden a la selección apropiada, en este capítulo se hace un breve análisis de las principales características de cada uno de los métodos mencionados anteriormente.

Ecuación de Balance de Materia Composicional.

Los primeros métodos que se desarrollaron con el fin de predecir el comportamiento de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado están basados en el uso de una ecuación de balance de materia composicional, la cual ya considera, aunque no estrictamente, los efectos composicionales que experimentan los fluidos durante su explotación. (4,12,13,14)

La ecuación de balance de materia composicional es un método volumétrico que considera al yacimiento de propiedades -- homogéneas, es decir, sin gradientes de saturación ni variaciones de porosidad o permeabilidad; además no considera gradientes composicionales, aunque si variaciones composicionales con respecto a la presión, para lo cual supone un equilibrio termodinámico instantáneo entre las fases. El método de cálculo se basa en análisis de laboratorio PVT composicional que se obtienen de los procesos de separación flash y diferencial a volumen constante con muestras representativas de fluidos cuyo comportamiento se desea conocer.

El procedimiento general que se sigue en la predicción del

comportamiento de estos yacimientos aplicando la ecuación de balance de materia composicional, es el siguiente: (13,14,15)

Para la aplicación de este procedimiento, es necesario conocer la composición inicial de los fluidos, así como los resultados de las separaciones flash y diferencial a volumen -- constante composicional, efectuados en una muestra original de los fluidos. De dichas separaciones se obtiene el volumen de la mezcla de hidrocarburos a la presión de burbujeo o de rocío; y en cada etapa de separación diferencial, el volumen de gas extraído, la composición y densidad del mismo y los volúmenes remanentes de líquido y gas en la celda.

Con la composición inicial y el volumen de la mezcla a la presión de saturación, se calcula la masa inicial de los fluidos; en cada etapa de la separación diferencial, se calcula la masa de gas extraído. Partiendo de esta información, el procedimiento es como sigue:

A.- Cálculo de la composición de la fase líquida remanente.

Efectuando un balance de materia a los fluidos remanentes en la celda para cada etapa de separación diferencial y considerando que la composición del gas extraído es igual a la del gas remanente, se establecen las siguientes expresiones: (15)

$$n_{tk} = n_{Lk} + n_{vk} \quad \quad (3.1)$$

$$n_{tk} \cdot z_{ik} = n_{Lk} \cdot x_{ik} + n_{vk} \cdot y_{ik}, \dots \dots \dots (3.2)$$

donde " n_L " representa las moles de líquido con composición -- " x_{ik} "; " n_v " representa las moles de vapor con composición -- " y_{ik} " y " n_t " representa el total de moles en el sistema con composición " z_{ik} ". Donde " k " indica la etapa de separación diferencial e $i=1, \dots, N$, los componentes de la mezcla.

En las ecuaciones 3.1 y 3.2, el único dato que se mide directamente en el laboratorio, es la composición del gas extraído en cada etapa de separación, " y_{ik} ".

Si se efectúa el mismo balance de materia pero considerando como base una mole inicial de fluidos, $n_t = 1$, se obtiene:

$$n_{tk} = 1 - \sum_{j=2}^k \Delta n_{pj}, \dots \dots \dots (3.3)$$

donde n_{tk} representa el total de moles remanentes en la celda en cada etapa de agotamiento " k ", Δn_{pj} es el incremento de moles de vapor extraído de la celda durante la etapa " j ". Si se aplica este mismo balance a cada componente " i ", resulta:

$$n_{tk} \cdot z_{ik} = z_{iL} - \sum_{j=2}^k \Delta n_{pj} \cdot y_{ij}, \dots \dots \dots (3.4)$$

donde " z_{iL} " es la composición inicial del fluido.

Las moles de vapor remanentes en la celda se calculan con un balance volumétrico y la ley de los gases reales - - - - -

$$(P V = z n R T).$$

El volumen ocupado por un gas y condensado en una celda - PVT a la presión de rocío, (V_r), se determina con la siguiente expresión:

$$V_r = z_r R T / P_r, \dots \dots \dots (3.5)$$

Para $n = n_t = 1.0$; donde "R" es la constante universal de los gases; "T" es la temperatura; y z_r y P_r , son el factor de compresibilidad y la presión al punto de rocío, respectivamente.

El cálculo del volumen ocupado por el aceite en una celda PVT a la presión de saturación (V_b), se efectúa con:

$$V_b = M_b / \rho_b, \dots \dots \dots (3.6)$$

donde M_b y ρ_b , son la masa molecular y la densidad del aceite a la presión de saturación, respectivamente.

El volumen ocupado por el líquido en la celda en cada etapa de presión, se mide en forma visual y se reporta como fracción de volumen de los fluidos a la presión de saturación o --rocío, " S_{celk} ". Por lo tanto el volumen de líquido en cada etapa se determina como:

$$V_{Lk} = S_{celk} V_r, \dots \dots \dots (3.7),$$

para gas y condensado

$$V_{Lk} = S_{celk} \cdot V_b, \dots \dots \dots (3.8),$$

para aceite volátil

y el volumen de vapor en la celda, en equilibrio con la fase líquida se calcula como:

$$V_{vk} = (1 - S_{celk}) \cdot V_r, \dots \dots \dots (3.9)$$

$$V_{vk} = (1 - S_{celk}) \cdot V_b, \dots \dots \dots (3.10)$$

Las moles de vapor correspondientes a cada etapa de separación, se calculan con la ley de los gases reales empleando la siguiente expresión:

$$n_{vk} = \frac{P_k \cdot V_{vk}}{z_k \cdot R \cdot T}, \dots \dots \dots (3.11)$$

donde " z_k " representa el factor de compresibilidad del gas medida a la presión " P_k ".

Con las expresiones anteriores, quedan definidos los parámetros que intervienen en la expresión. 3.2, quedando únicamente como incógnita " x_{ik} ", que corresponde a la composición del líquido remanente en cada etapa de presión. Despejando n_{Lk} de la expresión 3.1 y sustituyendo en 3.2, se puede obtener la siguiente expresión:

$$x_{ik} = \frac{n_{tk} \cdot z_{ik} - n_{vk} \cdot y_{ik}}{n_{tk} - n_{vk}}, \dots \dots \dots (3.12)$$

con la cual calculamos la composición de la fase líquida remanente en cada etapa de agotamiento.

B.- Cálculo de las relaciones de equilibrio gas-líquido.

Conociendo las composiciones de las fases en equilibrio en cada etapa de agotamiento de presión, se pueden calcular las relaciones de equilibrio gas-líquido mediante la siguiente expresión:

$$K_{ik} = y_{ik} / x_{ik}, \dots \dots \dots (3.13)$$

Se recomienda graficar los valores de las constantes "K" calculadas contra la presión y siguiendo un procedimiento de ajuste de curvas, suavizar su comportamiento si es necesario. (16)

C.- Cálculo de la saturación de fluidos en cada etapa de agotamiento de presión.

De acuerdo al principio de la ecuación de balance de materia, que considera a la porosidad homogénea y constante en todo el yacimiento y tomando como base una unidad de volumen de espacios porosos, ocupado por una mole inicial de hidrocarburos y aplicando los resultados del balance de materia composicional, se puede calcular la saturación de las fases en equilibrio en cada etapa de agotamiento de presión, obteniendo las siguientes expresiones:

$$S_{ihcs} = 1 - S_{wc} \quad (3.14)$$

$$W_{ihcs} = V_{RU} \cdot \emptyset (1 - S_{wc}), \quad (3.15)$$

Siendo " S_{ihcs} ", la saturación inicial de hidrocarburos; " V_{ihcs} ", representa el volumen inicial de hidrocarburos en el que ocupan V_{RU} y " S_{wc} " es la saturación de agua congénita del yacimiento.

Substituyendo la ecuación 3.14 en la ecuación 3.15 y conociendo los volúmenes remanentes en cada etapa de agotamiento, se calcula finalmente la saturación de las fases, con las expresiones siguientes:

$$S_{Lk} = \frac{V_{Lk}}{V_{RU} \cdot \emptyset}, \quad (3.16)$$

$$S_{vk} = \frac{V_{vk}}{V_{RU} \cdot \emptyset}, \quad (3.17)$$

donde " V_{RU} " es el volumen de roca unitario y " \emptyset " la porosidad.

D.- Determinación de propiedades adicionales.

Uno de los principales parámetros que se emplean en el cálculo de los factores de compresibilidad, es la densidad que se determina a partir del volumen de las fases y del balance de masa en cada una de las etapas de separación. Por lo tanto las densidades de las fases en equilibrio se calculan con las siguientes expresiones en forma directa:

$$\rho_{Lk} = m_{Lk} / V_{Lk'} \dots \dots \dots (3.18)$$

$$\rho_{vk} = m_{vk} / V_{vk'} \dots \dots \dots (3.19)$$

donde "m_{LK} y m_{vk}" representan la masa del líquido y de vapor remanentes, respectivamente, en cada etapa de agotamiento de presión. Los valores del factor de compresibilidad de los gases se determina a partir de la ley de los gases reales, con la siguiente expresión:

$$B_{vk} = \frac{M_{vk} \cdot P_k}{\rho_{vk} \cdot R \cdot T} , \dots \dots \dots (3.20)$$

donde M_{vk} es la masa molecular del vapor a la etapa "k".

Otra propiedad importante que se requiere conocer es la viscosidad, la cual se puede obtener en función de la composición usando alguna correlación desarrollada para este fin, como se mencionará posteriormente.

Finalmente, con datos apropiados de las relaciones de permeabilidad K_g/K_o contra la saturación de fluidos y con las relaciones de viscosidad promedio en cada etapa de presión - - - (μ_o/μ_g), se calcula la relación de movilidades ^(14,15)

$$\frac{\lambda_g}{\lambda_o} = \frac{\bar{\mu}_o}{\bar{\mu}_g} \cdot \frac{K_g}{K_o} = \frac{K_g / \bar{\mu}_g}{K_o / \bar{\mu}_o} , \dots \dots \dots (3.21)$$

y aplicando los resultados de balance de materia, se calculan

los volúmenes de líquido y gas que finalmente serán recuperados en la superficie, y finalmente el factor de recuperación.

No obstante, la ecuación de balance de materia composicional, debido a sus limitaciones, es útil para el cálculo del comportamiento de yacimientos por agotamiento natural, pero sin considerar las heterogeneidades del medio poroso.

Simulación Numérica Composicional.

El gran avance logrado en la electrónica y el mejor conocimiento de los mecanismos que ocurren en el medio poroso del yacimiento durante el movimiento de los fluidos hacia los pozos productores, ha permitido desarrollar mejores herramientas de cálculo, entre las que destaca la simulación numérica. (17,18) Mediante este procedimiento se logra la representación del yacimiento por un conjunto de bloques contiguos, relacionados con algún sistema coordinado y con la posibilidad de flujo a través de las caras comunes entre bloques. En cada uno de estos bloques se considera una distribución homogénea de las propiedades de la roca y de los fluidos, al menos durante un intervalo dado, permitiéndose, así mismo, que esas propiedades puedan variar de un bloque a otro. Estas características permiten representar la heterogeneidad y anisotropía de un yacimiento, así como la ubicación de los pozos productores e inyectores, lo cual proporciona un mayor detalle del comportamiento del yacimiento modelado. En la Figura 14, se muestra la

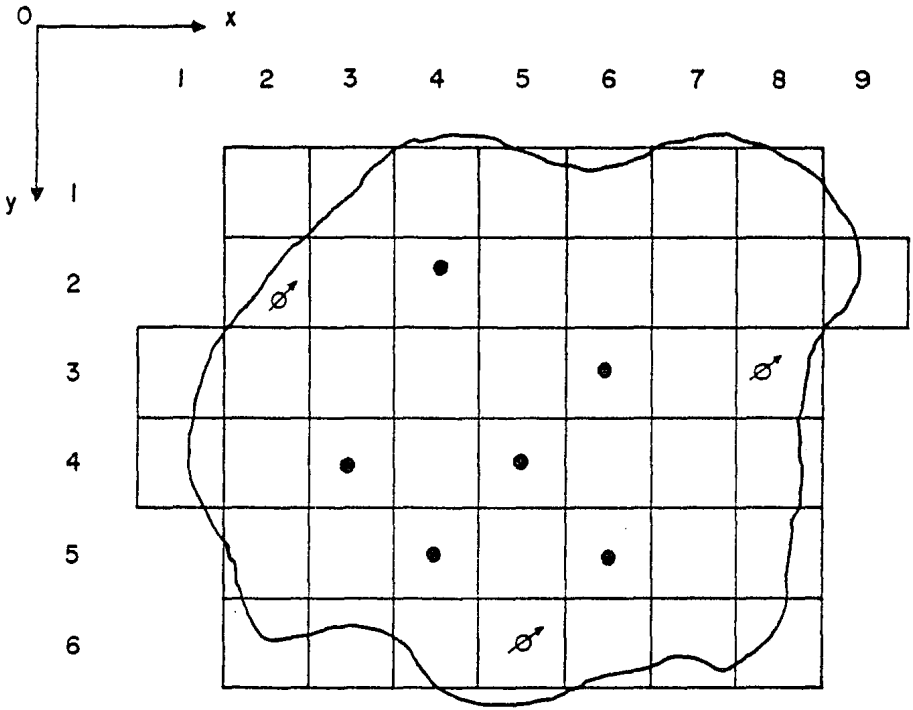


FIG. 14.- DISCRETIZACION DE UN YACIMIENTO EN
CELDAS O BLOQUES.

forma esquemática de la discretización de un yacimiento en $n \times m$ bloques o celdas.

Los simuladores numéricos son desarrollados para satisfacer determinadas características y con la capacidad suficiente para modelar alguno o algunos de los fenómenos de flujo de fluidos que rigen el desplazamiento de los mismos en un sistema poroso. Por consiguiente, para seleccionar adecuadamente un simulador numérico se requieren definir las siguientes características:

- Número de dimensiones que se desea manejar y el sistema coordinado al cual estará referido el modelo.
- Tipo de malla que se va a utilizar.
- Número de fases y componentes.
- Tratamiento de la composición de fases.
- Mecanismos de desplazamiento considerados.
- Esquema de solución de las ecuaciones de flujo.
- Alternativa de solución numérica.

La precisión de los resultados que se obtengan al efectuar la simulación de un yacimiento empleando un simulador numérico, dependerá de la cantidad y la confiabilidad de la información proporcionada al simulador; así como de las características de dicho simulador. Esto último se refiere a que el simulador puede manejar uno o más tipos de sistemas coorde-

nados, cierto número de fases y "N" número de componentes. Debido a la complejidad de estos simuladores, los resultados de una simulación están afectados por los siguientes errores:

- El error en la confiabilidad de la información disponible para describir el yacimiento.
- El error involucrado en las ecuaciones que se utilizan para modelar el fenómeno, surgido principalmente de las modificaciones supuestas en su deducción.
- El error de truncamiento al resolver las ecuaciones por métodos numérico en vez de analíticos.
- Error de redondeo debido al sistema de cómputo.

La simulación composicional de yacimientos es una faceta relativamente nueva de la simulación numérica. Su desarrollo ha surgido de la necesidad de estudiar el comportamiento de yacimientos del tipo de gas y condensado y acente volátil, en los cuales los fenómenos de transferencia de componentes entre las fases es uno de los mecanismos más relevantes que ocurren durante la extracción de dichos fluidos a la superficie.⁽¹⁸⁾ Así también por la necesidad de simular procesos de explotación por desplazamientos tipo miscibles, los cuales se están desarrollando y aplicando actualmente, como métodos de recuperación mejorada, estos procesos además requieren que los cálculos de equilibrio flash y propiedades de convergencia puedan efectuarse en el punto crítico.

Un simulador composicional representa a las fases de hidrocarburos como mezclas de "N" componentes y calcula los cambios composicionales de las fases líquido y gas usando el principio de conservación de masa por componente, ya que cada componente o especie química varía en concentración en cada fase y cada fase fluye a diferente ritmo.

Se considera que los hidrocarburos alcanzan equilibrio en cualquier punto del yacimiento a cualquier tiempo y este equilibrio determina las correspondientes saturaciones de aceite y gas. El equilibrio entre las fases se efectúa por cálculos flash, los cuales dependen de la presión, temperatura y composición de las fases presentes.

Derivación de la Ecuación de Continuidad.

Si consideramos un elemento del yacimiento como el que se muestra en la Figura 15, a través del cual fluyen "N" especies químicas en tres fases móviles en las direcciones x, y, z, el flujo de las fases y el de sus componentes en el medio poroso deben satisfacer la ecuación de continuidad. (17,18,19) Esta ecuación se obtiene de combinar los siguientes tres principios:

- 1.- Conservación de masa
- 2.- Ecuación de movimiento (Ley de Darcy)
- 3.- Equilibrio composicional entre fases.

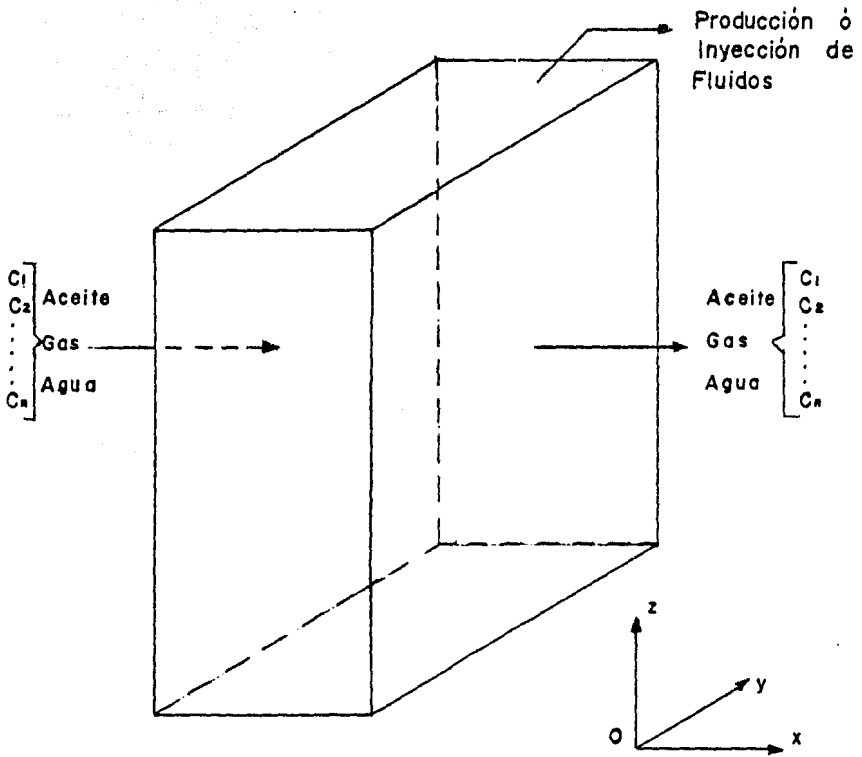


FIG. 15.-BALANCE COMPOSICIONAL DE MASA EN UN ELEMENTO DEL YACIMIENTO. (19)

Una vez aplicada la ecuación de Darcy, la ecuación de continuidad para la masa total de las tres fases, es la siguiente:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[\left(\frac{\rho}{\mu} \right)_g \nabla \Phi_g + \left(\frac{\rho}{\mu} \right)_o \nabla \Phi_o + \left(\frac{\rho}{\mu} \right)_w \nabla \Phi_w \right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi (y_i \cdot \rho_g \cdot S_g + x_i \cdot \rho_o \cdot S_o + \rho_w \cdot S_w) \right] \end{aligned} \quad (3.22)$$

donde $\nabla = \left(\frac{\partial}{\partial x} i + \frac{\partial}{\partial y} j + \frac{\partial}{\partial z} k \right)$

$$\Phi_f = P_f + \rho_f \cdot g \cdot h, \text{ (potencial de flujo)}$$

$f = o, g, w$; $i = 1, \dots, N$ componentes.

Considerando a la fase agua como un fluido incompresible que no tiene hidrocarburos en solución, la ecuación de continuidad para el agua y para cada uno de los componentes hidrocarburos "i", está dada por las siguientes expresiones:

$$\nabla \cdot \left[\left(\frac{\rho}{\mu} \right)_w \nabla \Phi_w \right] - q_w = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \cdot \rho_w \cdot S_w), \dots \quad (3.23)$$

$$\nabla \cdot \left[y_i \left(\frac{\rho}{\mu} \right)_g \nabla \Phi_g + x_i \left(\frac{\rho}{\mu} \right)_o \nabla \Phi_o \right] - q_i = \frac{\partial}{\partial t}$$

$$(y_i \cdot \rho_g \cdot S_g + x_i \cdot \rho_o \cdot S_o), \dots \quad (3.24)$$

x_i = fracción de masa del componente "i" en el aceite

y_i = fracción de masa del componente "i" en el gas.

El desarrollo de las expresiones anteriores establece un sistema de ecuaciones en el cual, dependiendo del tipo de esquema que se plantee, se tendrán diferentes números de variables independientes. En el caso del modelo propuesto por Kazemi, ⁽¹⁸⁾ que plantea un esquema semi-implícito (Implícito para la presión, P_o , y explícito para la composición total de la mezcla y la saturación de las fases, z_i , S_w , S_o y S_g), se establecen $M(3N + 7)$ variables independientes, siendo estas x_i , t_i , z_i ; $i=1, \dots, N$, L , P_f y S_f , donde $f = w, o, g$; por lo que para solucionar el sistema se deben plantear $M(3N + 7)$ relaciones independientes, donde "M" representa el número de bloques en que se divide el yacimiento para su estudio.

Para un esquema totalmente implícito, como el propuesto por Keith y Coats, ⁽²⁰⁾ el número de variables independientes es de $M(2N + 4)$, las cuales son x_i , y_i , P y S_f . Como se observa, el número de relaciones independientes necesarias para solucionar el sistema de ecuaciones resultante, es de $M(2N + 4)$, que es menor que el número de variables y relaciones independientes que se tienen en el modelo de Kazemi. Además el modelo de Keith y Coats converge mejor y es más estable que los modelos con esquemas semi-implícitos. Sin embargo, el número de operaciones aritméticas que tiene que efectuar un esquema implícito es mucho mayor comparado con el esquema semi-implícito,

requiriendo por lo tanto un tiempo de cómputo más grande, tal que a veces resulta prohibitivo su uso.

Otro modelo es el propuesto por Nghiem, Fong y Aziz, ⁽²¹⁾ el cual es una modificación del modelo propuesto por Kazemi, y también plantea un esquema semi-implícito (Implícito en presión, P , y explícito en saturación y composición, S_f , x_i , Y_i y z_i), en el cual se establecen $M(3N + 6)$ variables independientes, siendo estas x_i , Y_i , z_i , P_o , S_f , L y V . Por lo que se requiere un número igual de relaciones independientes para solucionar el sistema de ecuaciones que resulta.

Un ejemplo más es el modelo presentado por Young y Stephenson, que establecen un esquema totalmente explícito donde se plantean $M(3N + 4)$ variables independientes, siendo estas x_i , Y_i , z_i , F , W , V y P , donde $F = \rho_o \cdot S_o + \rho_g \cdot S_g$, y $W = \rho_w \cdot S_w$, en $M(3N + 4)$ relaciones independientes.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la mayoría de los modelos reportados en la literatura emplean esquemas de solución semi-implícitos para resolver los sistemas de ecuaciones, ya que este tipo de esquemas de solución convergen rápidamente y resulta estable para intervalos de tiempo " Δt " - relativamente mayores a los que permite un esquema totalmente implícito. Por esta razón, son los que presentan mayor uso - - práctico en la simulación de yacimientos, por lo que de aquí en adelante se analizará con mayor detalle las características

y procedimientos de solución de los modelos que emplean esquemas semi-implícitos.

Planteamiento del Esquema Semi-implícito

Modelo Matemático.

Los modelos de Kazemi⁽¹⁸⁾ y Aziz,⁽²¹⁾ plantean $M(3N + 7)$ y $M(3N + 6)$ incógnitas, respectivamente, por lo cual se requiere de un número igual de ecuaciones independientes, con el fin de determinar una solución única de dichas incógnitas. Las relaciones independientes se obtienen de las siguientes fuentes:

1.- Ecuaciones Diferenciales: De acuerdo al principio de conservación de masa, se establece una ecuación diferencial para cada componente o especie química del sistema, lo que proporciona N relaciones del tipo de la ecuación 3.24, que expresado en diferencias finitas resulta la expresión siguiente:

$$\Delta \left[T_g^n y_i^n \Delta \Phi_g^{n+1} + T_o^n x_i^n \Delta \Phi_o^{n+1} \right] - q_i^n = \frac{V_R}{\Delta t} \left\{ \left[\Phi^{n+1} \right. \right. \\ \left. \left. (\rho_o s_o + \rho_g s_g)^{n+1} z_i^{n+1} \right] - \left[\Phi^n (\rho_o s_o + \rho_g s_g)^n z_i^n \right] \right\}, \dots \dots \dots (3.25)$$

En forma análoga, se determina una ecuación diferencial de la forma de la 3.23, para la fase agua, que expresada en -

diferencias finitas resulta la siguiente expresión:

$$\Delta \left[T_w^n \Delta \Phi_w^{n+1} \right] - q_w = \frac{V_R}{\Delta t} \left[(\phi \rho_w s_w)^{n+1} - (\phi \rho_w s_w)^n \right] \quad (3.26)$$

2.- Equilibrio de fases: De acuerdo al principio termodinámico del equilibrio de fases, y suponiendo que los cambios composicionales entre fases son más rápidos comparado con el flujo de los fluidos, se pueden establecer las siguientes condiciones de equilibrio termodinámico:

$$f_{i_o} = f_{i_g}, \quad i = 1, \dots, N \text{ componentes}, \dots \quad (3.27)$$

donde f_{i_o} y f_{i_g} , representan las fugacidades del componente -- "i" en el aceite y el gas respectivamente.

Del balance de masa de las fases aceite y gas, se obtienen las siguientes expresiones:

$$z_i = L x_i + V y_i, \quad i = 1, \dots, N, \dots \quad (3.28)$$

$$L = \rho_o s_o / (\rho_o s_o + \rho_g s_g), \dots \quad (3.29)$$

$$V = \rho_g s_g / (\rho_o s_o + \rho_g s_g), \dots \quad (3.30)$$

Por definición de fracción molar, se establecen las siguientes ecuaciones respectivas:

$$\sum_{i=1}^N z_i = \sum_{i=1}^N y_i = \sum_{i=1}^N x_i = 1, \dots \quad (3.31)$$

$$L + V = 1, \dots \dots \dots (3.32)$$

Debido a que el espacio poroso siempre estará saturado - al 100% por los fluidos, debe satisfacer la siguiente expresión:

$$S_o + S_g + S_w = 1, \dots \dots \dots (3.33)$$

Cada celda o bloque de la malla tendrá su propio conjunto de ecuaciones de la 3.27 a la 3.33. De esta forma se define un sistema de $M(3N + 6)$ ecuaciones con $M(3N + 6)$ incógnitas, donde M y N son respectivamente, el número de bloques de la malla y el número de componentes en el sistema gas-aceite.

Método de Solución.

El sistema de ecuaciones se resuelve usando un método iterativo; la secuencia del proceso de solución que se presenta a continuación, es el propuesto por Aziz y Colaboradores, (21) el cual a su vez es una modificación del método presentado por Kazemi y Colaboradores. (18)

El proceso se inicia con la obtención de la ecuación de presión a partir de la combinación de las ecuaciones 3.25 y 3.26; lo que produce:

$$\Delta \left[\theta_{T_w}^n \Delta \Phi_w^{n+1} + T_o^n \Delta \Phi_o^{n+1} + T_g^n \Delta \Phi_g^{n+1} \right] + \theta q_w + q_h - \frac{v_R}{\Delta t} \left[\phi^{n+1} \alpha^{n+1} - \phi^n \alpha^n \right] = 0, \dots \dots \dots (3.34)$$

donde $\alpha = \theta \cdot \rho_w s_w - \rho_o s_o + \rho_g s_g$

y θ , representa el factor escalar que convierte moles de -- agua a moles equivalentes de hidrocarburos, definido por la - expresión:

$$\theta = \frac{\rho_o s_o + \rho_g s_g}{\rho_w (s_o + s_g)} \Bigg|_{t=0}, \dots \dots \dots (3.35)$$

siendo $q_h = \sum_{i=1}^M q_i, \dots \dots \dots (3.36)$

La solución de la ecuación de presión se puede efectuar - siguiendo un proceso iterativo, como por ejemplo el método de Newton. Aplicando la ecuación 3.34 en cada nodo de la malla, - se obtiene una expresión de la forma $A \bar{x} = - \vec{R}$, donde A es - una matriz de coeficientes, simétrica y diagonalmente dominante; $\bar{x} = p_o^{L+1} - p_o^L$; y \vec{R} el negativo del vector residual dado por la ecuación 3.34; "L", representa la L-esima iteración del proceso. El desarrollo completo del método de solución fue presentado por Kazemi y Colaboradores. (18)

Una vez que se ha determinado p_o , a la iteración (L+1), - se procede a calcular la composición en forma explícita, z_i^{L+1} , a partir de la ecuación 3.25:

$$z_i^{(L+1)} = \left\{ \Delta \left[T_o^n x_i^n \Delta \Phi_o^{(L+1)} + T_g^n y_i^n \Delta \Phi_g^{(L+1)} \right] + q_i + \frac{v_R}{\Delta t} \phi^n \right. \\ \left. (\rho_o s_o + \rho_g s_g)^n z_i^n \right\} \div \left[\frac{v_R}{\Delta t} \phi^{(L+1)} (\rho_o s_o + \rho_g s_g)^{(L+1)} \right], \\ \dots \dots \dots (3.37)$$

En esta expresión todas las variables con superíndice "n" han sido evaluadas al nivel de tiempo anterior "n" y:

$$\Delta \bar{\Phi}_o^{(L+1)} = \Delta P_o^{(L+1)} - \gamma_o^n \Delta h, \dots \dots \dots (3.38)$$

$$\Delta \bar{\Phi}_g^{(L+1)} = \Delta P_o^{(L+1)} + \Delta P_{\text{cog}}^n - \gamma_g^n \Delta h, \dots \dots (3.39)$$

El cálculo de la composición debe satisfacer la condición:

$$\sum_{i=1}^N z_i^{(L+1)} = 1.0, \dots \dots \dots (3.40)$$

Resolviendo la ecuación 3.27 para $S_w^{(L+1)}$ se obtiene la expresión:

$$S_w^{(L+1)} = \frac{\Delta T_w^n \Delta \bar{\Phi}_w^{(L+1)} + \sigma_w^n + \frac{V_R}{\Delta t} \phi^n \rho_w^n S_w^n}{\frac{V_R}{\Delta t} \phi^{(L+1)} \rho_w^{(L+1)}}, (3.41)$$

con la cual se calcula la saturación en forma explícita en cada iteración.

El cálculo de las saturaciones de aceite y gas para la interacción (L+1), se efectúa mediante un cálculo flash sobre $z_i^{(L+1)}$, desde $i = 1, \dots, N$, a $P_o^{(L+1)}$, con lo cual se obtiene, $x_i^{(L+1)}$, $y_i^{(L+1)}$, $v^{(L+1)}$ y $L^{(L+1)}$. Los resultados del cálculo flash definen si el sistema está constituido por dos fases, aceite y gas o si se encuentra en una sola fase. Cuando el -- cálculo flash indica la presencia de dos fases, las saturacio

nes se obtienen de las expresiones 3.29, 3.30 y 3.33, resultando:

$$S_o^{(L+1)} = \left[\frac{(1 - S_w) L \rho_g}{L \rho_g + V \rho_o} \right]^{(L+1)}, \dots \dots \dots (3.42)$$

$$S_g^{(L+1)} = 1 - S_o^{(L+1)} - S_w^{(L+1)}, \dots \dots \dots (3.43)$$

Si el sistema existe en una fase, dependiendo del tipo de fase, las saturaciones se calculan con las expresiones siguientes:

$$S_o^{(L+1)} (\delta S_g^{(L+1)}) = 1 - S_w^{(L+1)}, \dots \dots \dots (3.44)$$

$$S_g^{(L+1)} (\delta S_o^{(L+1)}) = 0, \dots \dots \dots (3.45)$$

El procedimiento anterior se repite hasta que se alcanza el grado de convergencia deseado. Posteriormente, si es el caso, se inician los cálculos para otro nivel de tiempo.

Una vez que se ha calculado $P_o^{(L+1)}$, $z_i^{(L+1)}$ y $S_w^{(L=1)}$, el siguiente paso es efectuar un cálculo flash sobre $z_i^{(L+1)}$ a $P_o^{(L+1)}$, para obtener $x_i^{(L+1)}$, $y_i^{(L+1)}$, $L^{(L+1)}$ y $V^{(L+1)}$, $i = 1, \dots, N$.

Cálculo Flash.

Considerando que se satisfacen las condiciones de equilibrio de fases y tomando en cuenta las expresiones 3.28, 3.31

3.32, se establecen las relaciones:

$$x_i = \frac{z_i}{1 + V (K_i - 1)}, \dots \dots \dots (3.46)$$

$$y_i = \frac{K_i z_i}{1 + V (K_i - 1)}, \dots \dots \dots (3.47)$$

Para efectuar el cálculo flash se requiere definir primeramente los valores de las constantes de equilibrio, $K_i = y_i / x_i$, los cuales son dependientes de la presión, temperatura y composición del sistema. Como en general, en cada bloque en los que se ha dividido el yacimiento, existirán condiciones diferentes de presión y composición, es necesario que el modelo de cálculo disponga de medios para generar, para cada condición particular, un juego de relaciones K.

En general se han desarrollado dos procedimientos para el cálculo flash; los cuales se describen a continuación:

El primer procedimiento hace uso de correlaciones basadas en los valores de constantes de equilibrio reportadas en la literatura, siendo las más conocidas las reportadas por la NGAA en forma de gráfica,⁽²²⁾ en los que se relaciona el log K contra el log P; para diferentes valores de presión de convergencia, el cual es el parámetro usado para correlacionar los cambios composicionales. Por ejemplo, si una mezcla de hidrocarburos está a una presión de operación igual a la presión crítica de dicha mezcla y a una temperatura de operación igual a

la correspondiente temperatura crítica, los valores K de todos los componentes son iguales a uno y la presión de convergencia es igual a la presión de operación. Para una mezcla menos volátil que contenga un alto porcentaje de componentes más pesados y que se encuentre a las mismas condiciones de presión y temperatura que la mezcla considera anteriormente, la presión de convergencia es más grande que la presión de operación. Los valores de K serán en general diferentes a uno y la mezcla existirá en dos fases. El valor de la presión a la cual los valores de K de todos los componentes tienden a la unidad, se definen como la presión aparente de convergencia.

La explicación anterior indica que para seleccionar el conjunto adecuado de valores K de una mezcla que está a cierta presión y temperatura, previamente debe definirse la presión de convergencia de dicha mezcla. Para tal propósito han sido desarrollados diferentes procedimientos, ^(23,24) los cuales tienen en común, incertidumbre, ambigüedad y algunos además complejidad.

Una manera de eliminar algunas de las desventajas anteriores, es ajustar los valores K hasta que reproduzcan el comportamiento experimental de un proceso similar al que se espera se desarrolle en el yacimiento.

Sin embargo el uso de valores K , reportados o ajustados

mediante la reproducción de un experimento de laboratorio, es válido si el proceso en el yacimiento depende solo de la presión. Para procesos que involucran la simulación de recirculación de gas o inyección al yacimiento de gases extraños, los valores de las K deben ser generados por el mismo proceso de cálculo o a partir de experimentos que cubran el rango completo de los cambios composicionales y de presiones esperadas. Esto último implica el desarrollo de un basto trabajo experimental y como es obvio, sería como conocer la respuesta de antena no.

Otra forma de correlacionar los valores K es usando el método propuesto por Hoffman, Crump y Hocott.⁽¹⁶⁾ La base de esta correlación está fundamentada en los siguientes conceptos:

1) De acuerdo a las leyes de Rault y Dalton donde $K_i = P_i^V/P_S$ en la que: P_i^V = presión de vapor del componente "i".

P_S = presión del sistema.

por lo que existe una analogía entre $(K_i \cdot P_S)$ y la presión de vapor, P_i^V .

2) De acuerdo a la ecuación de Clapeyron:

$$\frac{d P^V}{d T} = \frac{\Delta H}{T \Delta V}, \dots \dots \dots (3.48)$$

que establece que el cambio de la presión de vapor con la temperatura es inversamente proporcional a la temperatura, y considerando que el vapor resultante de vaporización es en gas --

ideal; las gráficas del $\log P_i^V$ contra el recíproco de la temperatura absoluta producen líneas aproximadamente rectas sobre intervalos razonables de temperatura.

3) Las presiones de vapor de hidrocarburos puros graficados contra la temperatura en gráficas tipo Cox, también producen líneas rectas que convergen a un punto de intersección. Esta convergencia sugiere que todas ellas pueden ser rotadas en una sola línea por medio de un cambio apropiado de pendiente. Lo cual se logra si se grafica $\log (P/14.7)$ contra $F=b(\frac{1}{T_3} - \frac{1}{T})$, siendo "b" el factor requerido para cada hidrocarburo para rotar su curva de vapor a una línea común.

El parámetro "F", característico de cada componente, se obtiene de integrar la ecuación de Clapeyron considerando que el vapor se comporta como gas ideal y que el volumen molar de la fase condensada es despreciable comparada con el volumen molar de la fase de vapor, de lo cual resulta:

$$\frac{\Delta H}{R} = \frac{d (\ln P^V)}{d (1/T)} , \dots \dots \dots (3.49)$$

integrando entre dos condiciones de presión y temperatura, P_1 , P_2 y T_1 , T_2 y siendo $b = \frac{\Delta H}{R}$, resulta:

$$\ln \frac{P_2}{P_1} = b \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right) , \dots \dots \dots (3.50)$$

donde ΔH es el calor de vaporización de una cantidad dada de líquido y R la constante universal de los gases.

Si la integración se efectuá considerando las condicio--
nes críticas y los puntos de ebullición normal, la expresión
anterior queda:

$$\text{Ln } \frac{P_c}{14.7} = b \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T_c} \right), \dots \dots \dots (3.51)$$

siendo esta, una expresión más satisfactoria para calcular los
valores de "b".

Por otro lado, como $P^V = K P_s$, se obtiene que:

$$\frac{\Delta H}{R} = - \frac{d (\text{Ln } K P_s)}{d (1/T)} , \dots \dots \dots (3.52)$$

considerando para la integración de esta expresión el punto -
de ebullición normal y otro cualesquiera, resulta:

$$\text{Ln } \frac{K P}{14.7} = b \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T} \right), \dots \dots \dots (3.53)$$

siendo $b = \frac{\Delta H}{R}$.

Así la gráfica de $\text{Ln } K \cdot P$ contra $F = b \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T} \right)$, sirve
como una correlación generalizada para los valores K.

La correspondencia entre las correlaciones de la NGAA y
la anterior se ilustra en la Figura 16.

A presiones altas los valores de K convergen a la unidad
en la presión de convergencia, P_K , a la cual la composición --

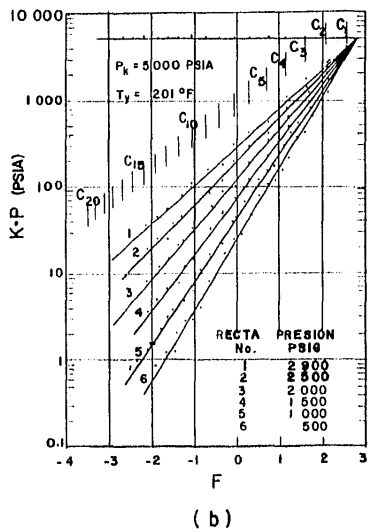
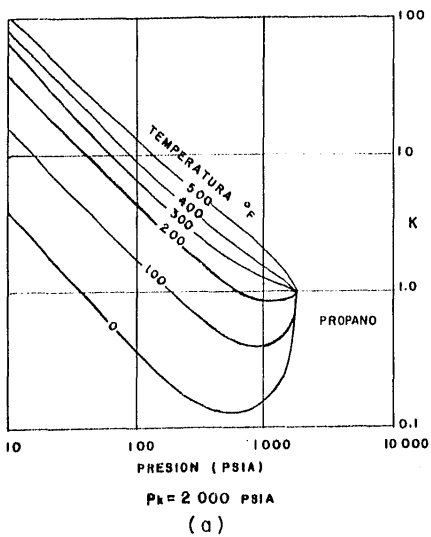


FIG. 16 : CORRESPONDENCIA ENTRE UNA CORRELACION DE LA NGAA (a), Y LA CORRELACION DE HOFFMAN, CRUMP Y HOCOTT (b), PARA DETERMINAR RELACIONES DE EQUILIBRIO GAS-LIQUIDO (K). (16,22)

del sistema es la crítica, por lo que $K \cdot P = P$. En la Figura - 16-B, esto se representa como una línea recta horizontal, la cual constituye el límite de los cambios composicionales. Así el cambio de la composición del sistema hacia la composición crítica, equivale a cambiar la pendiente de la gráfica $\log -- K \cdot P$ contra F , pivoteando en el punto que define la presión de convergencia.

De acuerdo a las restricciones implicadas en la correlación para generar valores K , explicada anteriormente, presenta las siguientes limitaciones:

- a) Se satisface para condiciones de presión y temperatura relativamente bajas, comparadas a las que normalmente existen - en los sistemas de gas y condensado y aceite volátil.
- b) Su aplicación es válida para procesos en los cuales no - comprendan la inyección de gases extraños al yacimiento, ya - que en este último caso, la variación composicional implica la existencia de más de un valor de presión de convergencia, los cuales deberán ser conocidos de antemano para generar la co--rrelación, lo cual hace impráctico el uso de esta correlación.

Una vez establecido el procedimiento para generar las relaciones de equilibrio, K_i , se determina la composición de las fases en equilibrio, mediante un cálculo flash a la nueva pre--sión del sistema.

Cálculo de la Densidad de las Fases en Equilibrio.

Conocida la composición, el siguiente paso es determinar la densidad de las fases, lo que se hace generalmente empleando alguna de las correlaciones publicadas en la literatura, como son las de Saeedi y Colaboradores, ⁽²⁵⁾ la de Standing, M.B. y Katz, P.L. ⁽²⁶⁾ y la de Alani, G.H. y Kennedy, H.T., ⁽²⁷⁾ entre otras; de las cuales esta última es de las más utilizadas para mezclas de hidrocarburos, por lo que a continuación se presenta el procedimiento general de aplicación de esta correlación.

El cálculo de las densidades de las fases líquida y gas en equilibrio de una mezcla, es función de la presión y temperatura del yacimiento así como de las composiciones respectivas, esto es, $\rho_o = \rho_o (P_o, x_i, T_y)$ y $\rho_g = \rho_g (P_o, y_i, T_y)$.

A partir de la ecuación de estado de Van der Waals:

$$R \cdot T = \left(P + \frac{a}{V^2} \right) (V - b), \dots \dots \dots (3.54)$$

donde R es la constante universal de los gases, T la temperatura absoluta, P la presión absoluta, \underline{V} el volumen molar y -- "a" y "b" constantes para cada hidrocarburo. Esta ecuación es válida para describir el comportamiento de gases licuables, -- siendo "a" una medida de la fuerza atractiva entre moléculas y "b" el volumen de las moléculas mismas. Para ser aplicable la

ecuación a ambas fases, es necesario considerar a "a" y "b" como variables cuyo valor sea función de la presión y temperatura para cada uno de los componentes puros.

Del resultado del planteamiento anterior, fueron establecidas las siguientes expresiones para "a" y "b":

$$\ln a = \frac{n}{T} + \ln K, \quad a = K \cdot e^{n/T}, \quad \dots \dots \dots (3.55)$$

$$y, \quad b = m \cdot T + C, \quad \dots \dots \dots (3.56)$$

en donde n, K, m y C, son constantes, las cuales fueron determinadas para cada componente y los valores son reportados en forma tabular por los autores.

Substituyendo las expresiones 3.55 y 3.56 en la 3.54 se obtiene:

$$R \cdot T = \left(P + \frac{K \cdot e^{n/T}}{V^2} \right) (V - m \cdot T - C), \quad \dots \dots \dots (3.57)$$

que en forma polinomial resulta:

$$\begin{aligned} & \underline{V}^3 - \left(\frac{R \cdot T}{P} \right) + m \cdot T + C \underline{V}^2 + \frac{K \cdot e^{n/T}}{P} \cdot \underline{V} - \frac{K \cdot e^{n/T}}{P} (m \cdot T + C) \\ & = 0, \quad \dots \dots \dots (3.58) \end{aligned}$$

Esta ecuación por ser cúbica tiene tres raíces, las cuales pueden ser una real y dos imaginarias o tres raíces reales. En el primer caso, una de las raíces es real para cualquier condición de presión y temperatura y su valor está dado

por la siguiente expresión:

$$\underline{v} = A + B + \frac{1}{3} \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right), \dots \dots \dots (3.59)$$

$$\text{donde } A = \sqrt[3]{-\frac{r}{2} + \left(-\frac{r^2}{4} + \frac{s^3}{27}\right)^{0.5}}$$

$$B = \sqrt[3]{-\frac{r}{2} - \left(-\frac{r^2}{4} + \frac{s^3}{27}\right)^{0.5}}$$

$$r = \frac{1}{27} \left[-2 \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right)^3 + 9 \frac{K e^{n/T}}{P} \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right) - 27 \frac{K e^{n/T}}{P} (m T + C) \right]$$

$$y, s = \frac{1}{3} \left[3 \frac{K e^{n/T}}{P} - \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right)^2 \right]$$

Las dos raíces imaginarias restantes no tienen significado físico. En el caso de que resulten tres raíces reales, la de menor valor representa el volumen molar y su valor es dado por la expresión:

$$\underline{v} = 2 E^{1/3} \left(\frac{\cos \theta + 2 \pi}{3} \right) + \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right), \dots \dots \dots (3.60)$$

donde

$$E = \sqrt[3]{-\frac{1}{27} \left[\frac{K e^{n/T}}{P} - \frac{1}{3} \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right)^2 \right]^3}$$

$$y, \cos \theta = \frac{1}{2} \frac{K e^{n/T}}{P} (m T + C) - \frac{1}{6} \frac{K e^{n/T}}{P} \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right) + \frac{1}{27} \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right)^3.$$

$$\sqrt[3]{-27 \left[\frac{K e^{n/T}}{P} - \frac{1}{3} \left(\frac{R T}{P} + m T + C \right)^2 \right]^3}$$

Las expresiones anteriores son aplicables para componentes puros, su extensión para mezclas plantea la necesidad del cálculo de los parámetros " a_m " y " b_m ". Del análisis de los datos obtenidos de 47 muestras de aceite de yacimientos, los autores establecen las expresiones:

$$a_m = \sum_{C_1}^{C_7^+} a_i x_i; b_m = \sum_{C_1}^{C_7^+} b_i x_i, \dots \dots \dots (3.61)$$

donde " a_i " y " b_i " corresponde a los componentes puros, y x_i la fracción molar de la fase líquida. Las ecuaciones anteriores implican conocer el valor de " a " y " b " para el pseudo-componente C_7^+ , los cuales pueden determinarse a partir de las expresiones:

$$\ln a_{C_7^+} = 3.8405985 \times 10^{-3} M - 9.5638281 \times 10^{-4} M/d + 2.6180818 \times 10^2/T + 7.3104464 \times 10^{-6} M^2 + 10.753517, \dots (3.62)$$

$$b_{C_7^+} = 3.4992740 \times 10^{-2} M - 7.2725403 d + 2.232395 \times 10^{-4} T - 1.6322572 \times 10^{-2} M/d + 6.2256545, \dots \dots \dots (3.63)$$

donde T es la temperatura °R, M el peso molecular del C_7^+ y " d " la densidad del C_7^+ a 60 °F.

Los valores de a_m y b_m ya pueden ser calculados y substituidos en la expresión 3.54, quedando ahora:

$$R T = \left(P + \frac{a_m}{V} \right) \left(V - b_m \right), \dots \dots \dots (3.64)$$

la cual puede ser expresada en forma polinomial para determinar el volumen molar de la fase líquida, \underline{V} , a condiciones de presión y temperatura deseados.

Finalmente, para calcular la densidad de la mezcla de hidrocarburos, ρ_m , se aplica la expresión:

$$\rho_m = M_m / \underline{V}_m, \dots \dots \dots (3.65)$$

donde M_m es el peso molecular de la mezcla en fase líquida, - y \underline{V}_m el volumen molar calculado con la expresión 3.64. De - - aquí que la correlación requiere que se proporcionen como datos, la composición de la mezcla en fracción molar, los valores de las constantes n , K , m y C para cada componente puro, - el peso molecular y la densidad de la fracción C_7^+ y el peso - molecular medio de la mezcla en fase líquida.

El cálculo de la densidad de la fase gaseosa en equilibrio se efectúa substituyendo en las expresiones anteriores el término X_i por Y_i .

No obstante, los valores de las densidades calculadas pueden conducir a incompatibilidades y por consecuencia a divergencias en el proceso de cálculo, debido al uso de correlaciones diferentes para la determinación de parámetros que son de pendientes entre sí, como lo es la densidad y la composición de las fases en equilibrio.

Descripción de un segundo procedimiento para el cálculo flash, basado en el uso de una ecuación de estado.

El alto grado de desarrollo que han alcanzado los sistemas de cómputo, han permitido mejorar los métodos de predicción del comportamiento de yacimientos, principalmente con respecto al cálculo de equilibrio de fases, substituyendo los métodos tradicionales basados en el uso de correlaciones de presiones de convergencia, por procedimientos más sofisticados que hacen uso de ecuaciones de estado.

El uso de una ecuación de estado para la predicción del equilibrio de fases dentro de la estructura de un simulador de yacimientos, permite a éste modelar con mayor precisión los fenómenos principales de flujo, derivados del intercambio de masa, requiriendo a su vez menor cantidad de datos experimentales, dando como resultado soluciones más confiables y consistentes.

En la literatura reciente han aparecido reportadas varias ecuaciones de estado de dos parámetros, usadas para el cálculo de equilibrio de fases. Las ecuaciones que mayor aplicación han tenido dentro de la industria petrolera para la simulación matemática de yacimientos, son las propuestas por Peng-Robinson, (28) Redlich-Kwong (29) y algunas modificaciones de las mismas, siendo la modificación de Zudkevitch y Joffe (30) a la ecuación de Redlich-Kwong, la que ha tenido mayor aceptación -

en el cálculo de equilibrio de fases de mezclas de hidrocarburos.

Por tal razón, a continuación se describe el procedimiento del cálculo flash basado en el uso de la ecuación de estado de Redlich-Kwong,⁽²⁶⁾ este procedimiento es similar, salvo algunas variantes, para cualquier otra ecuación de estado.

La ecuación de Redlich-Kwong para componentes puros es:

$$P = \frac{R T}{\underline{V} - b} - \frac{a}{T^{0.5} \underline{V}(\underline{V} - b)} \quad \dots \dots \dots (3.66)$$

Los parámetros "a" y "b" son constantes características de cada componente y se determinan mediante las expresiones siguientes:

$$a_i = \Omega_{ai} R^2 T_{ci}^{2.5} / P_{ci} \quad \dots \dots \dots (3.67)$$

$$b_i = \Omega_{bi} R T_{ci} / P_{ci} \quad \dots \dots \dots (3.68)$$

La aplicación de la expresión 3.66 a una mezcla en fase líquida requiere que los parámetros "a" y "b" se calculen usando las reglas de mezclado propuestas por el autor:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N X_i X_j a_{ij} \quad \dots \dots \dots (3.69)$$

$$a_{ij} = (1 - C_{ij}) (a_i a_j)^{0.5} \quad \dots \dots \dots (3.70)$$

$$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i, \dots \dots \dots (3.71)$$

c_{ij} es el coeficiente de interacción binaria entre los componentes i, j ; "R" es la constante universal de los gases; "T" - la temperatura absoluta; " \underline{v} " el volumen molar; "Tc y Pc" son la temperatura y presión crítica, respectivamente. Para una mezcla en fase gas, en las expresiones anteriores se substituye " x_i " por " y_i ".

Los términos Ω_{a_i} y Ω_{b_i} en general son considerados función de la temperatura y diferentes autores han propuesto procedimientos alternos para su evaluación. Zedkevitch y Joffe⁽³⁰⁾ derivan los valores de Ω_{a_i} y Ω_{b_i} , para un componente y temperatura dada, en función de la densidad del líquido y del vapor saturado y de la presión de vapor. En la literatura se encuentran reportados valores de estos coeficientes para la mayoría de los componentes. (30,31)

La ecuación 3.66, en términos del factor de compresibilidad queda expresada como sigue:

$$z^3 - z^2 + (A - B^2 - B) z - A B = 0, \dots \dots \dots (3.72)$$

en donde

$$A = a P/R^2 T^{2.5}, \dots \dots \dots (3.73)$$

y

$$B = b P / R T, \dots \dots \dots (3.74)$$

Como ha sido mencionado, la condición de equilibrio entre fases establece que la fugacidad de cualquier componente "i" de la fase líquida debe ser igual a la fugacidad del mismo componente en la fase gas, es decir:

$$f_i^L = f_i^G, \dots \dots \dots (3.75)$$

ya que la fugacidad de un componente en cualquier fase, líquida o gaseosa, es un factor que indica la cantidad de energía libre que tiene ese componente para cambiar de fase, o sea -- que es un indicativo de la tendencia de escape de un componente en una fase hacia la otra, por lo que al estar en equilibrio esta tendencia de escape es igual en ambas fases. Por lo tanto la fugacidad puede ser expresada en función de la presión, temperatura y composición a través del coeficiente de fugacidad por medio de las expresiones siguientes:

$$f_i^L = \psi_i^L x_i P, \dots \dots \dots (3.76)$$

$$f_i^G = \psi_i^G y_i P, \dots \dots \dots (3.77)$$

siendo $\psi_i = \frac{f_i}{x_i P}$, el coeficiente de fugacidad, el cual está relacionado a las propiedades volumétricas de la mezcla a través de la ecuación:

$$\ln \psi_i = \ln \left(\frac{f_i}{x_i P} \right) = - \frac{1}{R T} \int_{\infty}^V \left(\frac{\partial P}{\partial N_i} - \frac{R T}{V} \right) dV - \ln z, \dots \dots \dots (3.78)$$

Para resolver la ecuación 3.78 y obtener valores numéricos de ella, se requiere el uso de una ecuación de estado.

Aplicando la ecuación de estado de Redlich-Kwong a la ecuación 3.78 y siguiendo el método de solución propuesto por estos autores, (29) se obtiene:

$$\begin{aligned} \ln \psi_i &= \ln \frac{\underline{V}}{\underline{V} - b} + \frac{b_i}{\underline{V} - b} + \ln \frac{R T}{P \underline{V}} - \frac{2 \sum_{j=1}^1 x_j a_{ij}}{R T^{1.5} b} \\ \ln \frac{\underline{V} + b}{\underline{V}} + \frac{a b_i}{R T^{1.5} b^2} \left[\ln \frac{\underline{V} + b}{\underline{V}} - \frac{b}{\underline{V} + b} \right] \dots (3.79) \end{aligned}$$

o bien, la misma ecuación se puede expresar en función del factor de compresibilidad "z" en la siguiente forma:

$$\frac{f_i}{P x_i} = \psi_i = \frac{1}{z - B} \left[\frac{z + B}{B} \right]^{E_i} . e^{B/B_i (z-1)}, (3.80)$$

donde:

$$E_i = \frac{A}{B} \left(\frac{B_i}{B} - \frac{2}{A} \sum_{j=1}^N x_j A_{ij} \right), \dots (3.81)$$

$$A_{ij} = a_{ij} P / (R^2 T^{2.5}), \dots (3.82)$$

y

$$B_i = b_i P / (R T), \dots (3.83)$$

En la ecuación 3.80, se usa z_L ó z_g cuando la ecuación se aplica a la fase líquida o a la fase gaseosa, respectivamente, cuyos valores se obtienen empleando la ecuación 3.72.

La aplicación de la ecuación de estado a una mezcla multicomponente, requiere del conocimiento de la composición de las fases en equilibrio. Estas composiciones pueden ser estimadas inicialmente mediante un cálculo flash, suponiendo un juego de constantes de equilibrio " K_i ", y utilizadas posteriormente como una primera aproximación en el cálculo de equilibrio de fases. El procedimiento para efectuar este último cálculo, se describe a continuación y es el propuesto por Zudkevitch y Joffe. (30)

- 1.- Se determinan los coeficientes Ω_{a_i} y Ω_{b_i} para cada componente y con las ecuaciones 3.67 y 3.68, se determinan a_i y b_i , respectivamente.
- 2.- Se evalúan los coeficientes " c_{ij} ", para todas las posibles combinaciones binarias de los componentes que constituyen la mezcla.
- 3.- Substituyendo los valores de " c_{ij} " en la ecuación 3.70, se obtienen los valores de a_{ij} y posteriormente se evalúan los parámetros "a" y "b" de la mezcla, empleando las ecuaciones 3.69 y 3.71.
- 4.- Aplicando la ecuación 3.66 a la fase líquida y la fase gaseosa, se determinan los volúmenes V_L y V_g en equilibrio, respectivamente.

- 5.- Empleando la expresión 3.79 para ambas fases, se determinan los valores ψ_i para cada componente, y con la expresión

$$K_i = \psi_i^L / \psi_i^g, \dots \dots \dots (3.84)$$

se calculan las relaciones de equilibrio para cada componente.

- 6.- Substituyendo los valores de ψ_i en las ecuaciones 3.76 y 3.77, se obtienen las fugacidades de cada componente - en ambas fases, f_i^L y f_i^g , en el caso de que no resulten iguales, se calcula una nueva composición " x_i " y --- " y_i " en función de las constantes de equilibrio determinadas en la última iteración. El proceso termina cuando la condición $f_i^L = f_i^g$ se satisface dentro de cierta tolerancia establecida previamente. Obteniéndose así la -- composición verdadera de las fases en equilibrio.

- 7.- Conocida la composición, se determina la densidad de las fases en equilibrio a partir de la expresión:

$$\rho = P / (z R T), \dots \dots \dots (3.85)$$

donde "z" se calcula resolviendo la ecuación 3.72, la -- cual es función de la composición.

Cálculo de las viscosidades

La determinación de la viscosidad de las fases en equilibrio a las diferentes condiciones de presión y temperatura, - se realiza generalmente mediante el uso de alguna de las correlaciones reportadas en la literatura, las cuales consideran a la viscosidad dependiente de la presión, temperatura y composición. De las correlaciones más usadas para el cálculo de la viscosidad de mezclas de hidrocarburos reales, es la desarrollada por Stiel, L.I. y Thodos,⁽³²⁾ así como la de John - Lohrenz y Bruce G. Bray,⁽³³⁾ siendo esta última una modificación de la primera.

A continuación se describe el procedimiento de cálculo - propuesto por Lohrenz y Bruce G.,⁽³⁾ en el cual considera a la viscosidad en función de la presión, temperatura y composición de las fases en equilibrio, por lo que la composición debe ser proporcionada como dato, además del peso molecular y - el peso específico de los pseudo-componentes considerados en la mezcla.

El procedimiento requiere dividir el pseudo-componente - que engloba la fracción más pesada de la composición de la -- mezcla en sus componentes parafínicos normales, con el fin de poder tratar posteriormente a la composición de cada fase como constituida de componentes puros.

El cálculo de las fracciones de hidrocarburos normales - que constituyen el pseudo-componente, se efectúa usando la - siguiente expresión:

$$x_{c_i} = x_{c_6} \cdot e^{A(i-6)^2 + B(i-6)}, \dots \dots \dots (3.86)$$

donde $i = 7, 8, 9, 10$, y las constantes A y B se determinan - de tal forma que se cumplan las siguientes condiciones:

$$x_{c_7}^+ = \sum_{i=7}^{10} x_{c_i}, \dots \dots \dots (3.87)$$

$$x_{c_7}^+ M_{c_7}^+ = \sum_{i=7}^{10} (x_{c_i} \cdot M_{c_i}), \dots \dots \dots (3.88)$$

Una vez que se ha fraccionado el pseudo-componente, el - procedimiento de cálculo de la viscosidad es como sigue:

Se determina la viscosidad de los componentes puros a ba ja presión y a la temperatura de interés, mediante el empleo de las siguientes expresiones:

$$\mu_i^* \xi_i = 34 (10^{-3}) Tr_i^{0.94}, (Tr_i < 1.5), \dots \dots \dots (3.89)$$

$$\mu_i^* \xi_i = 17.78 (10^{-5}) (4.58 Tr_i - 1.67)^{5/8}, (Tr_i > 1.5), \dots \dots \dots (3.90)$$

$$Tr_i = T / T_{c_i}, \dots \dots \dots (3.91)$$

$$\xi_i = T_{c_i} / (M_i^{0.5} P_{c_i}^{2/3}), \dots \dots \dots (3.92)$$

en donde μ_i^* es la viscosidad a baja presión y a la temperatura de interés, $i = 1, \dots, N$; T_c y P_c , son la presión y temperatura crítica de cada componente; M_i , el peso molecular; y "T" la temperatura de interés en °K. El cálculo anterior proporciona un juego de valores μ_i^* .

Los valores de μ_i^* son empleados para calcular la viscosidad a baja presión y temperatura de interés de ambas fases aplicando la siguiente expresión, para la fase líquida:

$$\mu^* = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i M_i^{0.5} \mu_i^*)}{\sum_{i=1}^N (x_i M_i^{0.5})}, \dots \dots \dots (3.93)$$

Para el caso de la fase gaseosa, se substituye x_i por y_i en la expresión anterior.

Hasta aquí el procedimiento es el mismo para calcular la viscosidad del gas o del líquido. El siguiente paso es calcular las viscosidades de ambas fases a la presión y temperatura de interés. El procedimiento se presenta a continuación.

a) Fase Gaseosa.

Para el cálculo de la viscosidad de la fase gaseosa a las condiciones de interés, μ_g , se requiere conocer la presión y temperatura reducida de la mezcla, para lo cual se emplean las siguientes expresiones:

$$Tr = T / \sum_{i=1}^N (Y_i T_{ci}), \dots \dots \dots (3.94-A)$$

$$Pr = P / \sum_{i=1}^N (Y_i P_{ci}), \dots \dots \dots (3.94-B)$$

en donde "P" representa la presión de interés en atmósferas.

Conociendo los valores de Tr , Pr y μ^* , y empleando las correlaciones de Baron, Roof y Wells,⁽³⁴⁾ se obtiene un valor de la relación:

$$\frac{\mu_g}{\mu^*} = F(Tr, Pr), \dots \dots \dots (3.95)$$

a partir de la cual se determina la viscosidad de la fase gaseosa, μ_g .

b) Fase Líquida.

El procedimiento de cálculo de la viscosidad de la fase líquida a las condiciones de interés, μ_L , es como sigue:

Se determina la densidad reducida de la mezcla líquida -- aplicando la siguiente expresión:

$$\rho_r = \rho / \rho_c, \dots \dots \dots (3.96)$$

donde " ρ " es la densidad de la mezcla a las condiciones de interés, determinada con alguna correlación o por medio de una ecuación de estado, como se explicó anteriormente, y " ρ_c " es

la densidad crítica de la mezcla, la cual se calcula con la siguiente expresión:

$$\rho_c = \frac{1}{V_c} = \frac{1}{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq c_7^+}}^N (x_i V_{c_i}) + x_{c_7^+} V_{c_7^+}}, \dots \quad (3.97)$$

donde V_{c_i} [ft³/lb-mole], es el volumen crítico de cada componente y debe ser proporcionado como dato, V_c representa el volumen pseudo-crítico de la mezcla.

Para obtener $V_{c_7^+}$, se aplica la siguiente expresión:

$$V_{c_7^+} = 21.573 + 0.015122 M_{c_7^+} - 27.656 G_{c_7^+} + 0.070615 M_{c_7^+} G_{c_7^+}, \dots \quad (3.98)$$

en donde $M_{c_7^+}$ es el peso molecular de la fracción C_7^+ y $G_{c_7^+}$ es el peso específico de dicha fracción.

Finalmente para calcular la viscosidad de la fase líquida de una mezcla de hidrocarburos, μ_L , a las condiciones de interés, se emplea la siguiente expresión:

$$\left[(\mu_L - \mu^*) \xi + 10^{-4} \right]^{1/4} = 0.1023 + 0.023364 \rho_r + 0.058533 \rho_r^2 - 0.40758 \rho_r^3 + 0.0093324 \rho_r^4, \dots \quad (3.99)$$

donde el valor de μ^* es el determinado con la expresión --

3.93; ρ_r , se obtiene mediante la expresión 3.96; y ξ , se determina con la siguiente expresión:

$$\xi = \frac{\left[\sum_{i=1}^N (x_i T_{C_i}) \right]^{1/6}}{\left[\sum_{i=1}^N (x_i M_i) \right]^{1/2} \left[\sum_{i=1}^N (x_i P_{C_i}) \right]^{2/3}} \dots (3.100)$$

Cabe señalar que para el cálculo de la viscosidad del líquido, μ_L , mediante el empleo de la ecuación 3.99, es conveniente calcular los coeficientes de este polinomio para cada mezcla en particular, ajustando la ecuación mediante el uso de datos de viscosidad obtenidos experimentalmente en el laboratorio. (32) Esto es con el fin de obtener resultados más aproximados al comportamiento real.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- El comportamiento de fases mostrado para algunos yacimientos de aceite de alto encogimiento y algunos yacimientos de gas y condensado, indican que decrementos pequeños de la presión por debajo de la de saturación, provocan la formación de una segunda fase, la cual crece rápidamente originando reducciones significativas en el volumen de la fase original. Dadas las altas temperaturas a las que se encuentran confinados los fluidos en estos yacimientos y el alto contenido de componentes intermedios en su composición, las fases en equilibrio resultantes tienen composiciones muy semejantes.

- 2.- De acuerdo a la conclusión anterior, resulta que la fase gaseosa que se produce en la explotación de yacimientos de aceite de alto encogimiento y de gas y condensado, -- contiene altos porcentajes de componentes licuables, los cuales para recuperarlos eficientemente se requiere de sistemas de separación y recolección adecuados, de otra manera, los licuables permanecerán en fase gaseosa, condensándose en los ductos de recolección y transporte y en las plantas de tratamiento, disminuyendo las eficiencias de operación y ocasionando la pérdida de los condensados.

- 3.- La caracterización de los fluidos de yacimientos de aceite de alto encogimiento y de gas y condensado, debe efec

tuarse a través de análisis PVT composicionales, ya que el hacerlo a través de la determinación de los parámetros PVT convencionales resulta poco significativa, principalmente porque en la definición de dichos parámetros se considera que el gas tanto en el yacimiento como en la superficie no contiene componentes licuables.

- 4.- En general se considera que la saturación que alcanza el condensado retrógrado en el yacimiento, no rebasa la saturación mínima para que fluya en el medio poroso. Sin embargo, algunos yacimientos que se explotan actualmente en México, presentan condensación retrógrada máxima superior al 30%, casos similares no han sido reportados en la literatura técnica, por lo que para estos yacimientos se requiere determinar con precisión las saturaciones críticas al líquido, con el fin de conocer si aún la fase líquida para estos casos sigue siendo inmóvil.
- 5.- De pruebas de laboratorio efectuadas en núcleos de yacimiento, reportadas en la literatura, se determinó que la presencia de una saturación de agua congénita no presenta efectos significativos en la permeabilidad efectiva al líquido en yacimientos de gas y condensado. Sin embargo en el caso de yacimientos de aceite volátil, la presencia de una saturación de agua congénita, refleja incrementos en la permeabilidad efectiva al líquido, observándose reducciones en la saturación de aceite residual.

- 6.- La evaluación de las reservas y la predicción del comportamiento de yacimientos del tipo de aceite volátil y de gas y condensado, debe realizarse con métodos y técnicas que consideren la variación composicional que resulta entre las fases en equilibrio con el agotamiento de la presión, las condiciones de producción y las de separación en la superficie.
- 7.- Para predecir el comportamiento de los yacimientos que requieren la consideración del cambio composicional de sus fluidos, se han desarrollado diferentes métodos de laboratorio y de cálculo, estos últimos van desde el uso de correlaciones hasta el desarrollo de simuladores numéricos totalmente composicionales, pasando por el uso de la ecuación de balance de materia composicional y de simuladores numéricos pseudo-composicionales.
- 8.- La selección de la herramienta de cálculo a emplear en cada caso particular, depende principalmente de la cantidad y calidad de la información disponible del yacimiento, del tipo de respuesta que se requiere y del costo involucrado.
- 9.- La explotación adecuada de los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, plantea la necesidad de efectuar estudios previos a su explotación, tendientes a establecer las políticas de explotación y manejo de los

fluidos en la superficie, que mejoren los factores de recuperación obtenidos unicamente por agotamiento primario, ya que en general estos últimos son bajos. Entre los métodos de recuperación que han mostrado ser eficientes en yacimientos de este tipo, estan los procesos de inyección de gas para mantener la presión del yacimiento y/o desplazar los hidrocarburos en forma miscible.

N O M E N C L A T U R A

a,b	= Constantes en las Ecuaciones de Estado	
C_{ij}	= Coeficiente de Interacción Binaria.	adim.
d	= Densidad de la Fracción C_7^+	gr/cm ³
f	= Fugacidad	lb/pg ² abs.
g	= Aceleración de la Gravedad	m/seg ²
G	= Peso Específico	gr/cm ³
h	= Profundidad	m, pies
K_g	= Permeabilidad Efectiva al Gas	darcys
K_o	= Permeabilidad Efectiva al Aceite	darcys
K_i	= Relación de Equilibrio Gas-Líquido para el Componente i.	
L	= Número de Moles de Líquido en Equilibrio con Gas.	
m_k	= Masa Remanente de Fluido en cada etapa de Separación Diferencial.	gr, lb.
M	= Número de Celdas o Bloques en una Malla	
M_i	= Peso Molecular del Componente i.	lb/mole-lb.
M_b	= Masa Molecular a condiciones de Saturación.	lb/mole-lb
M_v	= Masa Molecular de vapor	lb/mole-lb
n	= Número de moles	
N	= Número de Componentes	
P	= Presión	lb/pg ²
P_c	= Presión Crítica	lb/pg ²
P_{cog}	= Presión Capilar en el Contacto Aceite Gas	lb/pg ²
P_i	= Presión Inicial	lb/pg ²

P_k	= Presión de Convergencia	lb/pg ²
P_r	= Presión Reducida	lb/pg ²
q	= Gasto	bl/día
q_h	= Gasto Total de Hidrocarburos	bl/día
R	= Constante Universal de los Gases	(Psia-pie ³)/ (mole-lb-°R)
RGA_i	= Relación Gas-Aceite inicial	m ³ /m ³
RGL_i	= Relación Gas-Líquido inicial	m ³ /m ³
S	= Saturación	fracción
S_{cel}	= Fracción de Volumen de la Celda PVT	fracción
S_{ihcs}	= Saturación Inicial de Hidrocarburos	fracción
S_{wc}	= Saturación de Agua Congénita	fracción
S_{wi}	= Saturación de Agua Irreductible	fracción
t	= tiempo	seg, días
t_c	= Tiempo en que se alcanzan las Condiciones de Saturación Crítica	días
T	= Temperatura	°F, °C, °R, °K
T_c	= Temperatura Crítica	°F, °C, °R, °K
T_r	= Temperatura Reducida	°F, °C, °R, °K
V	= Volumen	m ³ , pie ³
V	= Total de moles de Gas en Equilibrio con líquido.	
\underline{V}	= Volumen Molar	m ³ /gr mole, pie ³ /lb mole
V_c	= Volumen Crítico	pie ³ /lb mole
V_{ihcs}	= Volumen inicial de Hidrocarburos	pie ³ , m ³ , bl
V_{Ru}	= Volumen de Roca unitario	pie ³ , m ³
V_R	= Volumen de Roca	pie ³ , m ³

x	= Fracción molar en la fase Líquida	
y	= Fracción molar en la fase Gas	
z	= Factor de Compresibilidad	
γ_f	= Gradiente ($\rho_f g$) de fase	(lb/pg ²)/pie
	= Operador Diferencial	
ΔH	= Cambio de Entalpia	cal
Δn_p	= Incremento de moles de vapor producido en cada etapa de separación diferencial	
Δt	= Intervalo de tiempo	dias
ΔV	= Cambio de Volumen	pie ³ , m ³
λ_f	= Mobilidad de Fase	darcys/poises
μ	= Viscosidad	poises
$\bar{\mu}$	= Viscosidad promedio	poises
μ^*	= Viscosidad a baja temperatura	poises
ρ	= Densidad	lb/pie ³ , gr/cm ³
ρ_c	= Densidad crítica	lb/pie ³ , gr/cm ³
ρ_r	= Densidad Reducida	lb/pie ³ , gr/cm ³
ϕ	= Porosidad	m ³ roca/m ³ poros
ψ	= Coeficiente de Fugacidad	
$\Omega_{a,b}$	= Coeficiente en la Ecuación de Estado de Redlich-Kwong	
∇	= Operador Gradiente	
$\nabla \cdot$	= Operador Divergente	

Subíndices

a	= Condiciones de abandono de yacimiento
b	= Condiciones de Presión de Saturación

B	= Condiciones de Ebullición
f	= Fase (aceite, gas ó agua)
g	= gas
i	= Índice de componente
j	= Índice de Sumatoria
k	= Etapa de Separación Diferencial
L	= Líquido
m	= Mezcla
o	= Aceite
r	= Condiciones de presión de Rocío
s	= Condiciones Superficiales
t	= Totalidad de moles en una mezcla
v	= Vapor
y	= Yacimiento

Superíndices

L	= Nivel de iteración en la Ecuación de Presión
n	= nivel de tiempo durante las iteraciones
v	= vapor

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

- 1.- Méndez, L.T. y Teyssier, S.J., " Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros ". Revista del I.M.P. (Octubre, 1979).
- 2.- B.C. Craft and Murray F. Hawkins, Jr.- " Applied Petroleum Reservoir Engineering ". McGraw-Hill Book Co.. 1964.
- 3.- A. Saeidi and L. L. Handy.- " Flow and Phase Behavior of Gas Condensate and Volatile Oils in Porous Media ". Society of Petroleum Engineers of AIME, Paper Number SPE - 4891, San Fco., Cal. (April 4-5, 1974).
- 4.- Alton B. Cook, G. B. Spencer and F. P. Bobrowski.- " Special Considerations in Predicting Reservoir Performance of Highly Volatile Type Oil Reservoirs ". Petroleum Transactions, AIME (1951) 192, 37-46.
- 5.- Departamento de Investigación Experimental.- " Resultados de Análisis Composicionales de Muestras de Aceite Volátil y de Gas y Condensado ". Expedientes de la División de Yacimientos del I.M.P.
- 6.- Trejo, M. Oscar y Mendez, L.T.- " Comportamiento de los Fluidos Ante el Agotamiento de Presión. Area Mesozoica - Chiapas-Tabasco-Campeche ". División de Yacimientos, - - I.M.P. (Enero, 1983).
- 7.- P.M. Sigmund, N.R. Morrow and R.A. Purvis.- " Retrograde Condensation in Porous Media ". Society of Petroleum Engineering of AIME, 46th Annual Fall Meeting, Paper Number SPE 3476 (Oct., 3-6, 1971).

- 8.- Alton B. Cook, F. Sam Johnson and G.B. Spencer.- " Role of Vaporization in High Percentage Oil Recovery by -- Pressure Maintenance ". Journal of Pet. Tech. (Feb., - 1967) 245.
- 9.- Karl H. Kilgren.- " Visual Phase Study of a Condensate Reservoir Fluid ". Society of Petroleum Engineers of -- AIME, 40th Annual Fall Meeting (Oct., 3-6, 1965) Paper Number SPE 1277.
- 10.- Eilerts C. Kenneth.- " Phase Relations of Gas Condensate Fluids ". Bureau Mines, American Gas Association, Monograph 10 (Vol. I, 1957).
- 11.- Pedro Joseph-Nathan.- " Separaciones Cromatográficas ". ANUIS, Editorial Edicol, S.A., México (1975).
- 12.- P.H. Jacoby, R.C. Koeller and V.J. Berry, Jr.- " Effect of Composition and Temperature on Phase Behavior and -- Depletion Performance of Rich Gas-Condensate Systems ". Transactions AIME (1959) Vol. 216.
- 13.- R.H. Jacoby and V.J. Bery, Jr.- " A Method for Predic-- ting Depletion Performance of a Reservoir Producing Volatile Crude Oil ". Petroleum Trans. AIME (1957) Vol. - 210.
- 14.- F.O. Reudelhuber, Jr. and Richard F. Hinds.- " A Compositional Material Balance Method for Prediction of Re-- covery from Volatile Oil Depletion Drive Reservoir ". - Petroleum Trans. AIME (1957) Vol. 210.
- 15.- Curtis H. Whitson and Stein B. Torp.- " Evaluating Constant-Volume Depletion Data ". J. Pet. Tech. (Mar., 1983) 616 - 620.

- 16.- A.E. Hoffmann, J. S. Crump and C.R. Hocott.- " Equilibrium Constants for a Gas Condensate System ". Pet. - - Trans. AIME (1953) Vol. 198, 1 - 10.
- 17.- Robert A. Wattenberger.- " Practical Aspects of Compositional Simulation ". Society of Petroleum Engineers of AIME, Secon Symposium on Numerical Simulation of Reservoir, Paper Number SPE 2800 (Feb., 5 - 6, 1970).
- 18.- H. Kazemi, C. R. Vestal and G. D. Shank.- " An Efficient Multicomponent Numerical Simulator ". SPEJ (Oct., 1978)
- 19.- Henry B. Crichlow.- " Modern Reservoir Engineering A -- Simulation Approach ". McGraw-Hill Book Co., 1977.
- 20.- Keith H. Coats.- " An Equation of State Compositional - Model ". SPEJ (October, 1980) 363 - 376.
- 21.- L.X. Nghiem, D.K. Fong and K. Aziz.- " Compositional Modeling With an Equation of State ". SPEJ (Dec., 1981).
- 22.- Natural Gasoline Association of America.- " Equilibrium Ratio Data Book ". Tulsa, Okla., 1957.
- 23.- Allen M. Rowe.- " The Critical Composition Method-A New Convergence Pressure Method ". SPEJ (March, 1967) 54-60.
- 24.- Alan S.E.- " A Corresponding States Correlation for - - Calculating Gas-Condensate Phase Equilibria ". SPEJ (September, 1968) 281 - 292.
- 25.- Saeedi, J., Rowe, A. M.- " Prediction of Specific Volumes of Two-Phase Normal Paraffin Hydrocarbon Mixtures - at High Pressures ". Paper 32F, AIChE 76th National - - Meeting, Tulsa, Ok., March 1974.

- 26.- Standing, M. B. and Katz, P.L. - " Density of Crude - - Oils Saturated with Natural Gas ". Pet. Trans. AIME - - (1942) 146.
- 27.- Alani, G.H. and Kennedy, H.T.- Volumes of Liquid Hi--drocarbons at High Temperatures and Pressures ". Petr. Trans. AIME (1960) Vol. 219.
- 28.- Ding-Yu Peng and Donald B. Robinson.- " A New Two-Const--tant Equation of State ". Ind. Eng. Chem. Fundamentals (1976) Vol. 15, 59 - 64.
- 29.- Redlich, O. and Kwong, J. N. S.- " On the Thermodynamics of Solutions V. An Equation of State. Fugacities of - - Gaseous Solutions ". Chem. Review, 1949, 44, 233.
- 30.- Zudkevitch, D. and Joffe, J.- " Correlation and Predic--tion of Vapor-Liquid Equilibria with the Redlich-Kwong Equation of State ". AIChE, Journal (1970) Vol. 16, 112.
- 31.- Keith H. Coatz.- " Solution of Gas Condensate Reservoir Performance ". Sixth SPE Symposium on Reservoir Simula--tion, Society of Pet. Eng. of AIME, Paper Number SPE -- 10512 (Jan, 31 - Feb. 3, 1982).
- 32.- Stiel, L.I. and Thodos, G.- " The Viscosity of Nonpolar Gases at Normal Pressures ". AIChE Jour. (1961) 7, 611.
- 33.- Lohrenz, G., Bray, B.G. and Clark, C.R.- " Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions". Journal of Pet. Tech. (Oct. 1964) 1171 - 1176.
- 34.- Baron, J.D., Roof, J.G. and Wells, F.W.- " Viscosity of Nitrogen, Methane, Ethane and Propane at Elevated Tem--perature and Pressure ". Jour. Chem. Ind. Data (1959) 4, 283.