



01174 /
/

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
Facultad de Ingeniería

CARACTERIZACION COMPOSICIONAL, LA IMPORTANCIA DE LA DISCRE-
TIZACION DE LA INFORMACION Y ESTUDIOS PVT PARA LA
SIMULACION MATEMATICA DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA

DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA
(PETROLERA)

JOSE LUIS FONG AGUILAR

CIUDAD UNIVERSITARIA

MEXICO, D. F.

1990

TECIS CON
PALLA DE ORIGEN



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.

**CARACTERIZACION COMPOSICIONAL, LA IMPORTANCIA DE LA
DISCRETIZACION DE LA INFORMACION Y ESTUDIOS PVT PARA LA
SIMULACION MATEMATICA DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN**

INDICE

RESUMEN

	Página
1.- INTRODUCCION	1
2.- DESARROLLO DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN	3
2.1- Localización	3
2.2- Antecedentes exploratorios	3
2.3- Estructura	3
2.4- Límites del campo	7
2.5- Estratigrafía y litología	7
2.6- Tipo de trampa	10
2.7- Porosidad	10
3.- IMPORTANCIA DE LOS ANALISIS PVT	12
3.1- Necesidad de los análisis PVT	12
3.2- Muestreo de fondo y de superficie	13
3.2.1- Muestreo de fondo	13
3.2.2- Yacimientos donde es conveniente el muestreo de fondo	13
3.2.3- Requisitos para obtener muestras representativas	14
3.2.4- Profundidad de muestreo	16
3.2.5- Muestreo de superficie	16
3.2.5.1- Puntos más importantes en el muestreo de superficie	16
3.3- Muestreo realizado en el Campo Jujo-Tecominoacán	18
3.4- Experimentos que deben realizarse en el laboratorio	21

3.5- Posibles errores en los análisis experimentales	23
3.6- Desarrollo del balance composicional en el proceso de agotamiento a volumen constante	24
4.- CARACTERIZACION DEL FLUIDO	25
4.1- Consistencia del análisis experimental	25
4.2- Caracterización de la fracción pesada C7+	30
4.2.1- Resultados obtenidos en el Campo Jujo- Tecminoacán	30
4.2.2- Seudoización o agrupamiento de componentes	32
4.3- Ajuste de la ecuación de estado (EDE)	35
4.3.1- Equilibrio vapor-líquido antes de tener ajustada la EDE	35
4.3.2- Regresión no-lineal para ajustar la EDE	38
4.3.2.1- Variables de regresión que deben utilizarse	38
4.3.2.2- Datos de regresión	39
4.4- Ajuste de los datos experimentales por medio de la EDE	40
4.4.1- Importancia del agotamiento a volumen constante	40
4.4.2- Equilibrio vapor-líquido con la EDE ajustada	41
4.4.3- Método propuesto para ajustar la ecuación de EDE	49
4.4.4- Variación de la composición con la profundidad	52
4.4.5- Pruebas especiales para procesos de recuperación mejorada	56
4.4.5.1- Prueba de presión mínima de miscibilidad "slim tube"	58
4.4.5.2- Prueba de hinchamiento "swelling test"	60
4.4.6- Utilidad de los diagramas ternarios	62
5.- ETAPAS DE SEPARACION EN SUPERFICIE	70
5.1- Ajuste de la EDE para los fluidos en la superficie	70
5.2- Etapas actuales de separación en el campo Jujo- Tecminoacán	70
5.3- Uso correcto de los factores de volumen y relaciones gas-líquido	72
5.4- Propiedades del fluido en superficie	79

6.- PREPARACION Y DISCRETIZACION DE INFORMACION	82
6.1- Modelo de simulación composicional	82
6.2- Necesidad de un preprocesador de información	82
6.3- Construcción del modelo geológico	83
6.4- Importancia de los datos presión- producción	87
6.5- La EDE dentro del simulador composicional	92
7.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS	97
7.1- Confiabilidad de los resultados obtenidos	97
7.2- Aplicación inmediata	99
8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
NOMENCLATURA	103
REFERENCIAS	107
APENDICE A	
A.- PROCESO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE	115
A.1- Cálculo del número total de moles	115
A.2- Número de moles remanentes en la celda	115
A.3- Número de moles en el gas producido	116
A.4- Balance composicional	116
A.5- Datos volumétricos calculados	117
A.6- Balance másico del sistema	118
A.7- Densidades del líquido y del vapor	119
APENDICE B	
B.- ECUACIONES DE ESTADO BASADAS EN EL MODELO DE	
VAN DER WAALS	120
B.1- Redlich-Kwong(RK)	127
B.2- Soave-Redlich-Kwong(SRK)	128
B.3- Peng-Robinson(PR)	130
B.4- EDE generales con cuatro parámetros	131
B.5- Reglas de mezclado	133

APENDICE C

C.- METODOS PARA CARACTERIZAR LA FRACCIÓN PESADA C7+	135
C.1- Método de pseudocomponentes	135
C.2- Método de mezclas continuas	139
C.3- Procedimiento para determinar la fracción mol y el peso molecular para los (seudocomponentes)	143
C.4- Propiedades de los nuevos componentes	144
C.5- Estimación de las propiedades críticas	146
C.6- Reglas de mezclado en la pseudoización de componentes	147

INDICE DE FIGURAS

	Página
1.- Localización del campo Jujo-Tecominoacán	4
2.- Cima de la unidad estratigráfica 2 (jurásico superior titoniano)	5
3.- Columna geológica representativa del campo Jujo	8
4.- Columna geológica representativa del campo Tecominoacán	9
5.- Muestreo de fondo para aceites	15
6.- Características del equipo para el muestreo de superficie	17
7.- Muestreo de superficie para aceites	19
8.- Diagrama de bloques del balance composicional	27
9.- Valores K del análisis original de AVC del pozo Jujo-42	28
10.- Valores K del análisis corregido de AVC del pozo Jujo-42	29
11.- Gráfica de Hoffman-Crump del proceso AVC del pozo Jujo-42	31
12.- Diagrama de fases sin regresión no-lineal del pozo Jujo-42	37
13.- Ajuste de saturación de líquido	42
14.- Ajuste de moles extraídos	43
15.- Ajuste del peso molecular del líquido	44
16.- Ajuste de densidad del líquido	45
17.- Ajuste de viscosidad del vapor	46
18.- Ajuste de Z del vapor	47
19.- Diagrama de fases con la EDE ajustada del pozo Jujo-42	48
20.- Gráfica de Hoffman-Crump con la EDE ajustada	50
21.- Constantes de equilibrio finales	51
22.- Método propuesto para ajustar la EDE	54
23.- Variación de la presión con la profundidad del campo Jujo- Tecominoacán	57
24.- Partes de las que está compuesto el equipo de (slim tube)	59
25.- Recuperación de aceite en función de la presión en el experimento de presión mínima de miscibilidad (slim tube)	61
26.- Representación gráfica de los datos de una prueba de hinchamiento	

del aceite (swelling test)	63
27.- Diagrama ternario para un proceso de inyección de gas a alta presión	65
28.- Diagrama ternario para un proceso de inyección de gas entiquecido	66
29.- Diagrama ternario para el fluido del campo Jujo-Tecominoacán a la presión de 7500 psia y una temperatura de 309 °F	68
30.- Diagrama ternario para el fluido del campo Jujo-Tecominoacán a la presión de 3732 psia y una temperatura de 309 °F	69
31.- Ajuste del factor de volumen Bo por las condiciones actuales de separación	76
32.- Ajuste de la RGA por las condiciones de separación	78
33.- Encogimiento de la fase líquida	80
34.- Gráfica de Cronquist para el campo Jujo-Tecominoacán	81
35.- Modelo geológico construido con el preprocesador para la simulación matemática del campo Jujo-Tecominoacán	84
36.- Malla construida con el preprocesador para la simulación matemática del campo Jujo-Tecominoacán	85
37.- Registro computarizado del pozo Jujo-24	86
38.- Historia de presión para el campo Jujo formación Jurásico Superior Kimmeridgiano	88
39.- Historia de presión para el campo Tecominoacán formación Jurásico Superior Kimmeridgiano	89
40.- Historia de presión conjunta de los campos Jujo y Tecominoacán formación Jurásico Superior Kimmeridgiano	90
41.- Historia de presión formación Jurásico Superior Titoniano	91
42.- Historia de presión global del campo Jujo-Tecominoacán	93
43.- Comportamiento de producción del campo Jujo	94
44.- Comportamiento de producción del campo Tecominoacán	95
45.- Diagrama de fases con la EDE del análisis del pozo Jujo- 58	98
50.- Isotermas características calculadas por Van der Waals para una sustancia pura	125

INDICE DE TABLAS

	Página
1.- Principales características de las fallas	6
2.- Datos del muestreo de fondo para el campo Jujo-Tecominocán	20
3.- Balance composicional del agotamiento a volumen constante para el fluido del pozo Jujo-42	26
4.- Sistema de hidrocarburos hasta el grupo 50 de NSU	33
5.- Sistema de hidrocarburos después de agrupar la fracción pesada	34
6.- Agrupamiento final de los hidrocarburos en pseudocomponentes de NMC	36
7.- Estudio de separadores en tres etapas	71
8.- Etapas actuales de separación en superficie del campo Jujo-Tecominocán	73
9.- Volúmenes relativos de los procesos de AD y ACC a 309 °F	75
10.- Propiedades correctas para la fase líquida obtenidas por el método de Whitson y Torp	75

RESUMEN

El poder describir adecuadamente el comportamiento de los fluidos de los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, es de gran importancia para alcanzar condiciones de explotación óptima. En este trabajo se presenta la forma correcta para caracterizar estos fluidos, basándose en balances composicionales, ecuaciones de estado y métodos termodinámicos (energía libre de Gibbs y fugacidades).

Se muestra lo importante que son los análisis PVT para poder explotar este tipo de yacimientos, así como el realizar una caracterización de la fracción pesada de los hidrocarburos. Se discute la utilidad de emplear la regresión no-lineal para ajustar la ecuación de estado, al ser la herramienta más versátil para realizar la caracterización de los fluidos que tienen variación en la composición.

La metodología propuesta en esta tesis se aplicó al campo Jujo-Tecominoacán, uno de los más importantes en la zona sureste de Petróleos Mexicanos, el cual fue clasificado anteriormente como productor de aceite volátil, y que de acuerdo a los resultados de este trabajo, se concluyó que se trata de un yacimiento de aceite ligero de mediano encogimiento sin llegar a presentar volatilidad.

Se ejemplifica como deben de calcularse los factores de volumen y las relaciones gas-aceite en una forma apropiada, tomando en cuenta las etapas de separación en superficie. Además para realizar el estudio de simulación matemática composicional, se debe contar con toda la información tanto de los fluidos como de la roca, resaltando la importancia de trabajar con un preprocesador de información para diseñar la malla de simulación, y obtener todas las diferentes propiedades por celda que componen el modelo geológico.

1.-INTRODUCCION

El realizar un estudio de simulación numérica composicional implica, tener perfectamente caracterizado el fluido del yacimiento y conocer con detalle la estructura o modelo geológico.

Dado que se tiene planeado llevar a cabo un estudio de simulación composicional al campo Jujo-Tecominoacán, es necesario caracterizar adecuadamente el fluido por medio de un balance composicional utilizando el proceso de agotamiento a volumen constante y después utilizar una ecuación de estado. Anteriormente al realizar simulación matemática composicional, se introducía el fluido directamente sin antes ser validado, lo cual podía causar graves errores en el comportamiento real del mismo, ya que una ecuación de estado calcula las fugacidades, y en base a estas predice las constantes de equilibrio, pero jamás permite que se crucen las curvas de diferentes componentes a una misma presión; por lo tanto si el fluido es inconsistente, o sea no es el más representativo, no podrá observarse dicha inconsistencia en su equilibrio de fases. Al validar el fluido por medio del balance composicional se evitarán dichos errores.

Para trabajar con una ecuación de estado es necesario caracterizar la fracción pesada (C_7+), puesto que los resultados obtenidos dependen en gran medida de esta fracción. Entonces, en esta tesis se describe la caracterización, para que la ecuación de estado cuente con todas las propiedades críticas y factores acéntricos necesarios. Se han propuesto diferentes metodologías para caracterizar esta fracción; en este estudio se aplica la función gamma de distribución de tres parámetros, que es la que mejor resultados ha mostrado.

Una ecuación de estado en pocas ocasiones logra representar adecuadamente el comportamiento del fluido, siendo necesario aplicar regresión no-lineal sobre las principales variables de ajuste, lo cual debe efectuarse con bastante precaución.

El encontrar en la etapa inicial de explotación si existe variación de la composición con la profundidad, ayudará a diseñar mejor las alternativas de explotación; por lo anterior, se presenta en este reporte la forma de obtener esta variación de composición basado en el análisis de la energía libre de Gibbs.

Se muestra la forma de calcular y utilizar los factores de volumen y relaciones gas-líquido, así como todas las propiedades físicas en una forma apropiada, ya que lo anterior es de mucha trascendencia en los cálculos realizados en la ingeniería de yacimientos. El objetivo principal de esta tesis es contar con un fluido plenamente validado y caracterizado, empleando los métodos más modernos existentes, para poder realizar un estudio de simulación composicional, que garantice mejores resultados y permita obtener recuperaciones mayores en la explotación de los yacimientos. Estas técnicas se aplicaron al caso particular del campo Jujo-Tecominoacán.

2.- DESARROLLO DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN.

2.1.-LOCALIZACION

El Campo Jujo-Tecominoacán se ubica aproximadamente a 60 Km. al suroeste de la ciudad de Villahermosa, Tab. entre los 93°25' y 93°35' de longitud oeste y los 17°50' y 17°55' de latitud norte, ver figura 1.

Dicho campo pertenece al "Área Mesozoica Chiapas-Tabasco" comprendida entre las cuencas de Macuspana y Salina del Istmo, limitada al sur por la Sierra de Chiapas y al norte por la costa del Golfo de México. Las interrupciones y variaciones en el tipo de facies y las deformaciones que afectan al área se atribuyen a los eventos diastróficos de la Revolución Laramúfica en el cierre del Cretácico, a la Perturbación Cascadiana de fines del Mioceno y al Evento Chiapaneco del Plioceno, que dieron por resultado un patrón tectónico característico de plegamientos compresionales estrechos, alargados y recortados, asociados a sistemas de fallas normales e inversas.

2.2.-ANTECEDENTES EXPLORATORIOS

El campo Jujo-Tecominoacán fue descubierto con la perforación del pozo J-2A el cual inició su producción el 25 de octubre de 1980, a través del intervalo 5547-5570 mbnm, dentro de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiño, con una profundidad total de 5766 mbnm.

La presión inicial detectada por este pozo fue de 690.2 Kg/cm² referida a la profundidad de 5618 mbnm (plano de referencia). En 1988 se volvió a recalcular el plano de referencia, el cual fue de 5900 mbnm y la presión original referida a este nuevo plano fue de 707.95 kg/cm².

2.3.-ESTRUCTURA

El campo Jujo-Tecominoacán¹⁻⁴ está comprendido dentro de una misma estructura geológica de tipo anticlinal enlongado y dómico cuya orientación es NW-SE. Dicha estructura se encuentra cortada por nueve fallas normales y dos fallas inversas que delimitan diez bloques. En la figura 2 se muestra la ubicación de la estructura con sus respectivas fallas y bloques.

Referencia al final del trabajo

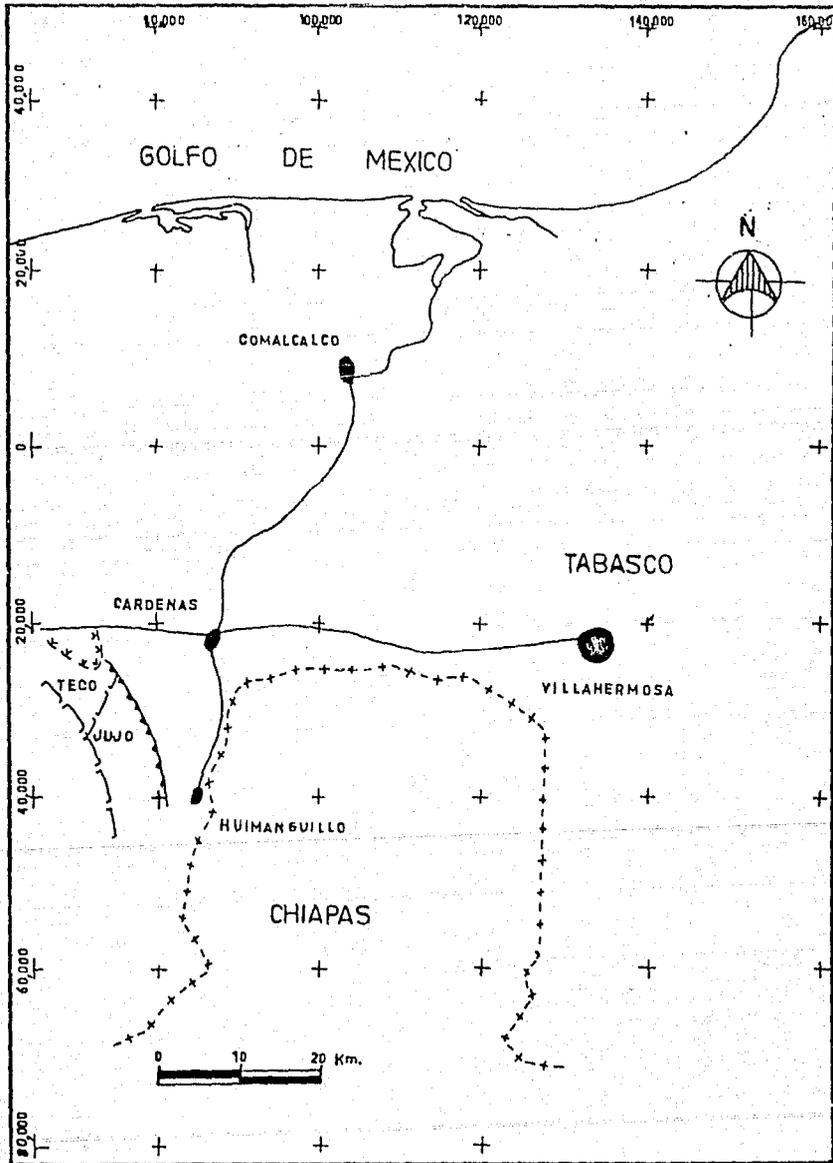
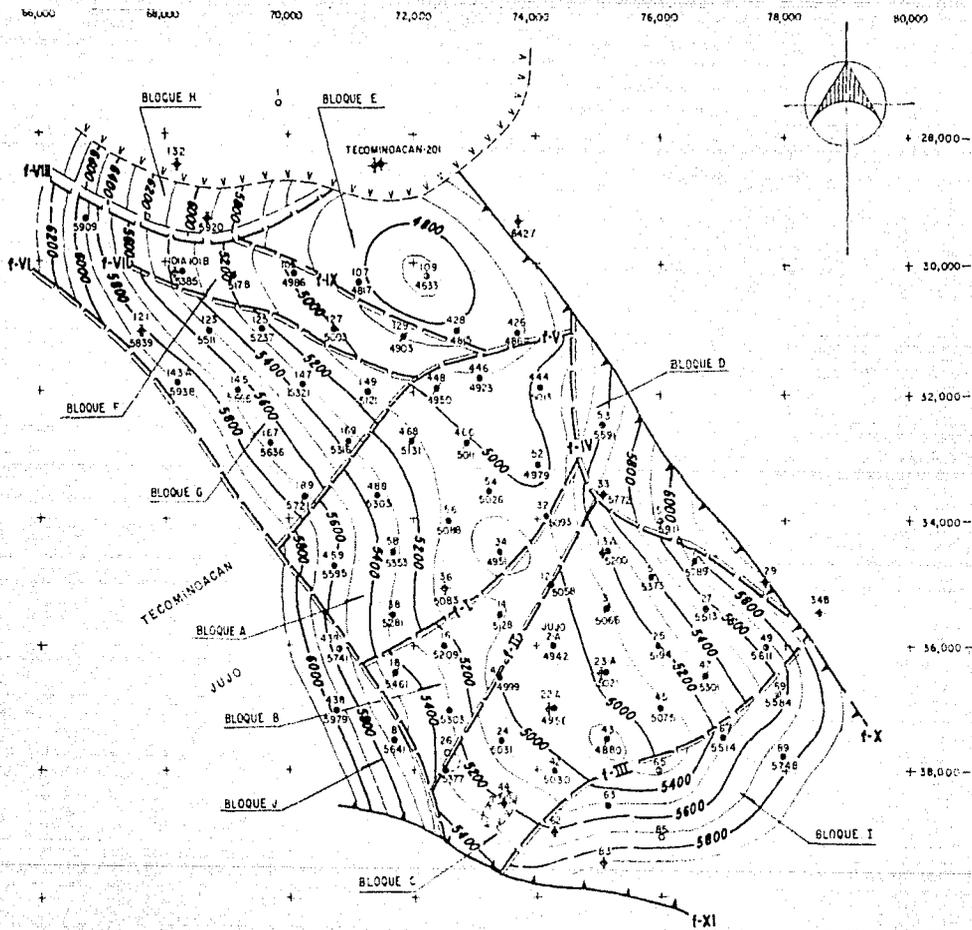


FIGURA 1. LOCALIZACION DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN



CAMPOS : TECOMINOACAN - JUJO

FIGURA 2. CIMA DE LA UNIDAD ESTRATIGRAFICA 2 (JURASICO SUPERIOR TITONIANO)

En la tabla 1 se tienen las características principales de las fallas^a. Se puede observar que las fallas I,II,V,VII y IX tienen saltos pequeños (entre 40 y 80 metros) mientras que las fallas III,IV,VI y VIII tienen saltos considerables (entre 100 y 600 metros) que pueden funcionar como barreras al flujo horizontal.

TABLA 1.-PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LAS FALLAS

FALLA	TIPO	RUMBO	BUZAMIENTO	SALTO (m)
I	Normal	N 45°E	SE	80
II	Normal	N 30°E	NW	70
III	Normal	N 67°	SE	100-400
IV	Normal	N 46°W	NE	200-300
V	Normal	N 55°E	NW	40
VI	Normal	N 41°W	SW	100-200
VII	Normal	N 69°W	SW	50
VIII	Normal	E-W	N	600
IX	Normal	N 68°W	SW	50
X	Inversa	N 30°W	SW	270

El buzamiento promedio de los flancos del anticlinal es de 18° incrementándose ligeramente al alejarse del eje.

2.4.-LÍMITES DEL CAMPO

El límite superior lo proporcionan las rocas arcillosas del Cretácico Superior. Los límites laterales son: al norte la presencia de un domo salino; al sur la falla inversa XI; al este la falla inversa X y al oeste la falla normal VI. El límite inferior aún no ha sido determinado, pero se considera que puede ser el contacto agua-hidrocarburos (a la profundidad de 6420 mbmm medido en el pozo Jujo-8). Hacia el noroeste va aumentando la arcillosidad de la roca, con lo que se va transformando en otro límite estratigráfico. Por lo tanto la geometría del campo es de un cuerpo alargado en dirección NW-SE.

2.5.-ESTRATIGRAFIA Y LITOLOGIA

La columna de interés está formada por dos zonas litológicas bien definidas. La primera constituida por una caliza dolomítica arcillosa de edad Cretácico Inferior que se encuentra por encima de una superficie de erosión o discordancia denominada marca 2. La segunda zona consiste básicamente de dolomías con alternancia de caliza de edad Cretácico Inferior, Jurásico Superior Titoniano y Jurásico Superior Kimmeridgiano. Las figuras 3 y 4 muestran las columnas geológicas representativas de los campos Jujo y Tecominocán respectivamente (se consideran por separado debido a que anteriormente se trabajaban como campos independientes).

La zona dos es más importante desde el punto de vista económico dadas sus condiciones petrofísicas y de acumulación. Los espesores de ambas unidades son aproximadamente constantes a lo largo del área de estudio, aunque existen ligeras variaciones debido a los efectos de erosión. La unidad 1 es más arcillosa hacia su parte superior y en sentido horizontal es más arcillosa rumbo al oeste.

El Jurásico Titoniano en la unidad 2 es más arcilloso hacia su parte superior y en su parte inferior contiene potentes intervalos calcareos.

El Jurásico Kimmeridgiano presenta una litología más homogénea, son rocas dolomíticas con intercalaciones tanto arcillosas como calcareas, siendo más abundantes éstas en la parte inferior. Dentro de la zona 2 es muy probable que existan localmente barreras al flujo vertical

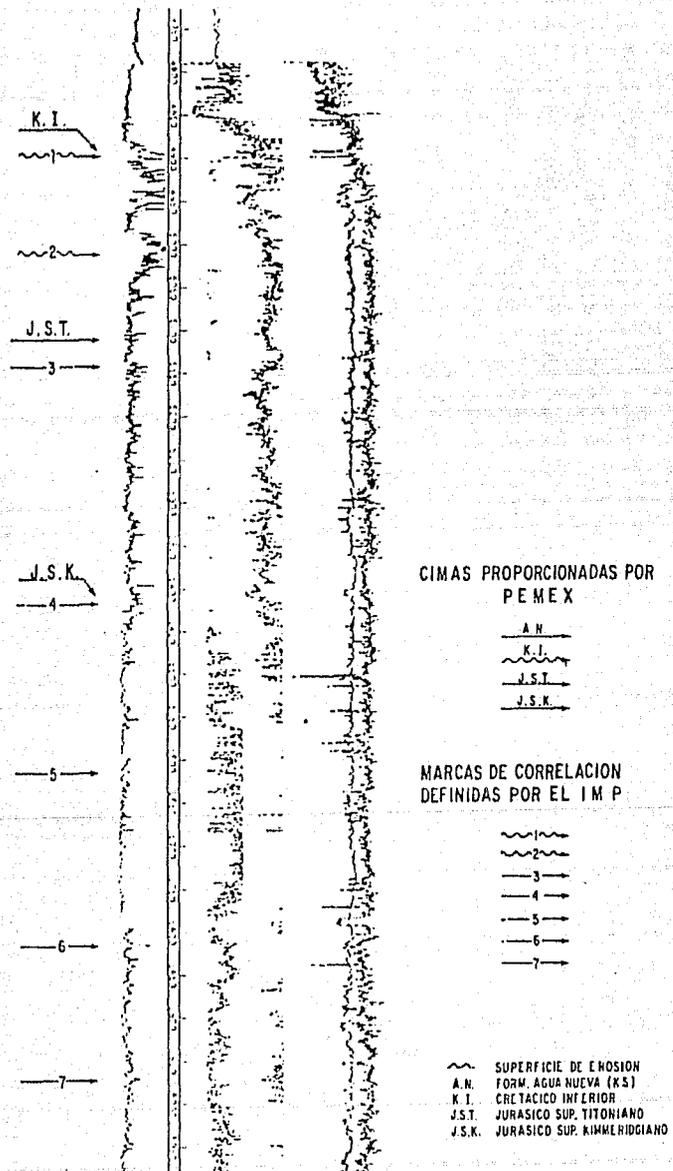


FIGURA 3. COLUMNA GEOLOGICA REPRESENTATIVA DEL CAMPO JUJO

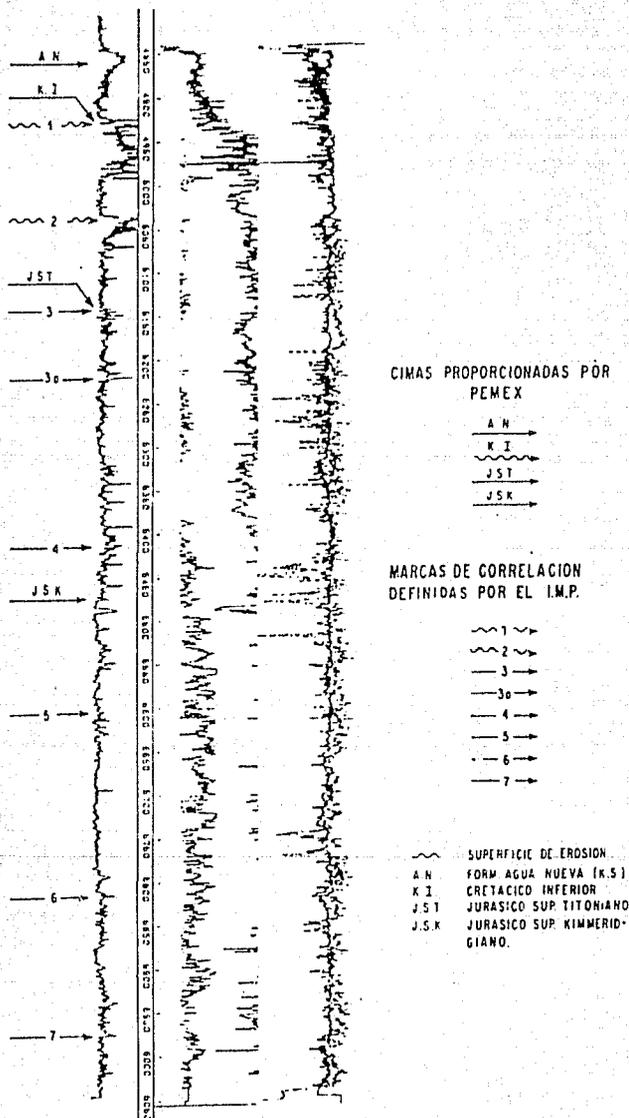


FIGURA 4. COLUMNA GEOLOGICA REPRESENTATIVA DEL CAMPO
TECOMINOACAN

de fluidos debido a la presencia de intervalos calcareos densos e intervalos arcillosos.

La secuencia jurásica Calloviano-Kimmeridgiano pertenece a depósitos de aguas someras de plataforma con alta energía y posee las condiciones petrofísicas necesarias para constituir una roca almacenadora.

La secuencia del Cretácico Temprano la constituyen calizas, micritas con miliólidos y dolomías de plataforma, teniendo las características de una roca productora.

La Formación Mendez (del Cretácico Tardío) constituida por margas actúa como roca sello.

2.6.-TIPO DE TRAMPA

Se puede considerar que existen en este campo trampas estructurales, estratigráficas y compuestas, ya que la posición estructural, las fallas geológicas y los cambios de facies calcareas a arcillosas o más densas (y la combinación de ellos) influyen en la acumulación de hidrocarburos.

2.7.-POROSIDAD

La porosidad presente en las formaciones carbonatadas almacenadoras del campo Jujo-Tecominoacán es generalmente baja, aunque se tienen en algunos intervalos valores de 10% (pozos 167, 448 y 466) y hasta de 14% (pozo 149).

Debido a la alternancia de zonas densas y zonas porosas en las formaciones carbonatadas, se tienen acumulaciones independientes a nivel local o bien a nivel de campo, como es el caso de las formaciones del Cretácico Inferior que se encuentran totalmente aisladas de las formaciones del Jurásico Superior Titoniano, y éstas de las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano, excepto en el área de los pozos: 105, 167, 428 y 446, donde existe comunicación limitada entre las formaciones.

Horizontalmente, debido a la variación de los valores de porosidad, no siempre hay continuidad. Se presentan acunamientos y cambios totales de zonas a nivel de unidad estratigráfica.

A nivel de formación se tiene lo siguiente:

1) J.S.Kimmeridgiano

NW,NE y S Mayor espesor poroso

NE,S y C Porosidad media a alta

pozos: 149,426,448,466 y 488 Area más atractiva

2) J.S.Titoniano

NW y C Zonas densas

E Mayor espesor poroso

pozos: 129,426,428,448 y 466 Area más atractiva

3) Cretácico Inferior

pozo 446 Es la zona con porosidad media a alta

3.- IMPORTANCIA DE LOS ANALISIS PVT.

3.1.- NECESIDAD DE LOS ANALISIS PVT

En todo estudio de ingeniería de yacimientos es requisito indispensable contar con las propiedades, tanto de los fluidos como de la roca; lo cual implica que la toma de muestras de fluidos y núcleos debe realizarse en la etapa inicial del desarrollo de un campo.

El principal propósito del muestreo es obtener las características de los fluidos del yacimiento, las cuales se obtienen en el laboratorio por medio de los estudios o análisis PVT. La parte más importante de este muestreo se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo toda la actividad de ingeniería de yacimientos.

La consideración principal que debe tenerse en cuenta, es el volumen de fluido a tomar para poder realizar los análisis en una forma completa. De acuerdo a la literatura^{6,7} para el muestreo de fondo se necesita un mínimo de tres muestras representativas de aproximadamente 600 cm³ cada una, y para el muestreo de superficie o recombinado se necesita del separador de líquidos tres cilindros de 600 cm³, y del separador de gas tres cilindros de 20 litros.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento medidos durante la toma de las muestras como son:

- Presión estática del yacimiento
- Presión fluyendo
- Presión y temperatura en la cabeza del pozo
- Presión y temperatura del separador
- Gastos de líquido y gas en el separador, así como el líquido en el tanque
- Factor de encogimiento del aceite.

En el laboratorio:

- Verificar la validez de las muestras.
- Comparar los datos de campo con los datos de laboratorio
- Comparar las muestras tomadas en superficie mediante recombinado con las muestras tomadas de fondo
- Realizar los estudios completos del fluido por medio de los diferentes experimentos como son:

- *Agotamiento a Composición Constante (ACC)
- *Agotamiento Diferencial (AD). Solo se realiza en aceites
- *Agotamiento a Volumen Constante (AVC)
- *Estudio de Separadores en Etapas (ESE)
- *Determinación de propiedades físicas como viscosidad, densidad etc...

3.2- MUESTREO DE FONDO Y DE SUPERFICIE

3.2.1- Muestreo de fondo

Como se mencionó anteriormente, la finalidad es obtener muestras del fluido original del yacimiento. Pudiendo obtenerse antes de que el yacimiento sea explotado, o cuando ya ha sido puesto en producción, siempre y cuando el fluido contenido en el pozo se encuentre lo más parecido al original, misma composición y características.

El muestreo de fondo^a es importante ya que la información obtenida del análisis PVT de las muestras de fondo, se utiliza para realizar cálculos de mucha trascendencia tanto de tipo técnico como económico, como son:

- El desarrollo del yacimiento
- Las condiciones óptimas de separación
- El comportamiento del yacimiento
- El cálculo de las reservas de aceite y gas
- Los métodos para la recuperación secundaria y mejorada

3.2.2- Yacimientos donde es conveniente el muestreo de fondo

El muestreo de fondo es recomendable para yacimientos bajosaturados, siendo las condiciones

más convenientes para su ejecución cuando la presión del yacimiento esté arriba de la de saturación. En general todos los yacimientos de aceite pueden ser muestreados con este método como son los de aceite negro, aceite ligero y aceite volátil.

Este tipo de muestreo no es recomendable en el caso de yacimientos de gas y condensado, porque la cantidad de muestra obtenida por este método es inadecuado y las relaciones gas-líquido pueden ser no uniformes.

La figura 5 muestra la validación y los experimentos que pueden realizarse en el laboratorio.

3.2.3- Requisitos para obtener muestras representativas

Que se tenga limpio y acondicionado el pozo, lo cual se logra observando que el fluido producido no contenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación o la terminación, así como en el caso de una estimulación. Para cumplir con los requisitos anteriores se deben satisfacer las condiciones siguientes:

- 1.- El contenido de lodo debe ser menor que 0.5%.
- 2.- El contenido de agua debe ser menor que 5%.
- 3.- La salinidad del agua producida debe ser igual a la salinidad del agua de formación.
- 4.- Si el pozo se acidificó, el PH debe ser igual a 7.
- 5.- El volumen de líquido producido debe ser de 5 a 10 veces el volumen del pozo.
- 6.- Si el tiempo de producción ha sido menor a 12 horas para tener los requisitos anteriores, entonces se recomienda que se deje fluir el pozo un tiempo adicional igual a la mitad del tiempo en que se consideró que estaba limpio.
- 7.- Si la RGA no cambia al reducir la producción cuando menos a través de tres estranguladores diferentes, ello indica que se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado cuya presión no ha caído por abajo de la presión de saturación y en este caso el pozo puede considerarse acondicionado.

El acondicionamiento del pozo consiste precisamente en producir el aceite alterado por las operaciones de perforación y/o terminación del pozo, localizado en la formación productora

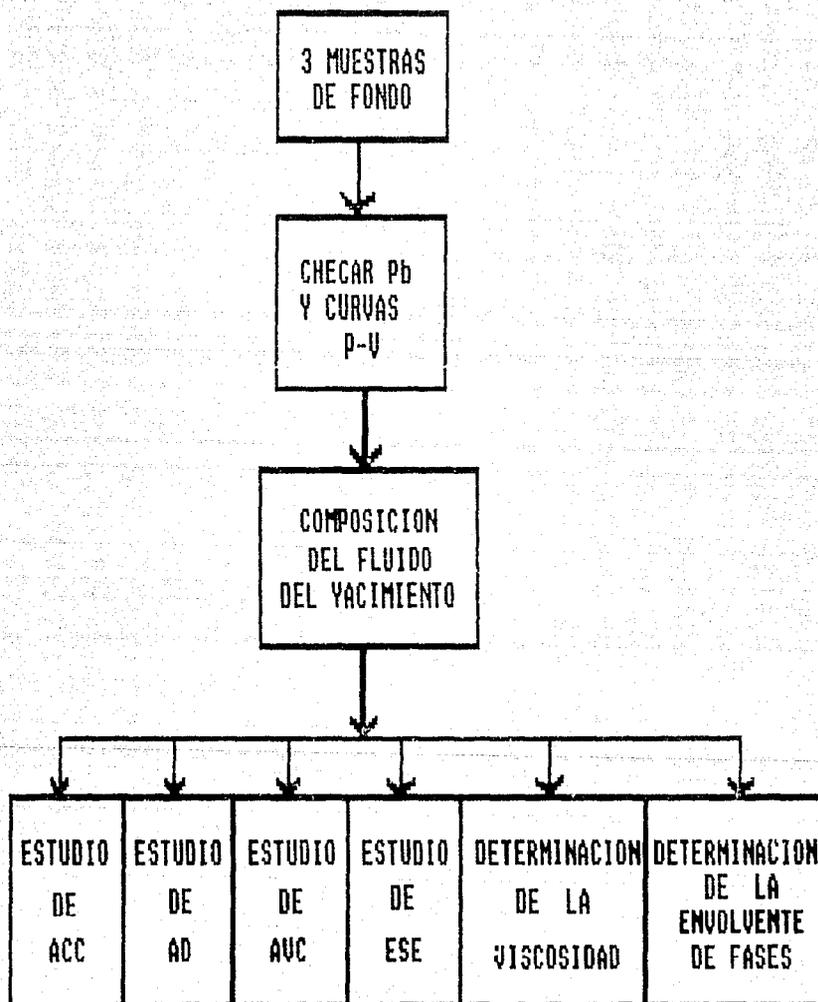


FIGURA 5. Muestreo de fondo para aceites

cercana al pozo, y reemplazarlo por un aceite cuya composición sea igual o muy cercana a la del aceite original del yacimiento, que se encuentra en las zonas alejadas del pozo.

3.2.4. Profundidad de muestreo

Es necesario contar con un registro de presiones de fondo a pozo cerrado, inmediatamente antes de tomar las muestras, y que la última estación coincida con el nivel medio del intervalo productor; ya que las muestras deben tomarse en el punto medio del intervalo productor.

3.2.5. Muestreo de superficie

El muestreo de superficie⁹ puede ser considerado como el método universal, con el cual se muestrean los pozos de gas, gas y condensado y pozos de aceite.

La figura 6, ilustra la mayoría de las características del equipo y los datos requeridos para el muestreo de superficie.

3.2.5.1. Puntos más importantes en el muestreo de superficie

Los puntos más importantes que deben ser considerados en la técnica del muestreo de superficie, para los análisis PVT son los siguientes:

Estabilización del pozo.-El pozo deberá estabilizarse por uno o dos días, teniendo todos los controles del separador y equipo de medición funcionando para la toma de las muestras. Es importante mantener un gasto de producción fijo suficiente para que el pozo se mantenga produciendo bajo condiciones prácticamente estabilizadas.

Datos del pozo en el fondo y en la cabeza.-Las presiones estáticas y fluyendo en el fondo, así como las temperaturas deben ser medidas, también los datos de presión en la cabeza son muy útiles en el comportamiento, pero no son requeridos para los estudios PVT.

La medición de la temperatura del yacimiento es esencial para el análisis del laboratorio. Esta medida debe hacerse con un termómetro apropiado.

Datos de equilibrio Separador-Tanque.-Es necesario tener todas las presiones y

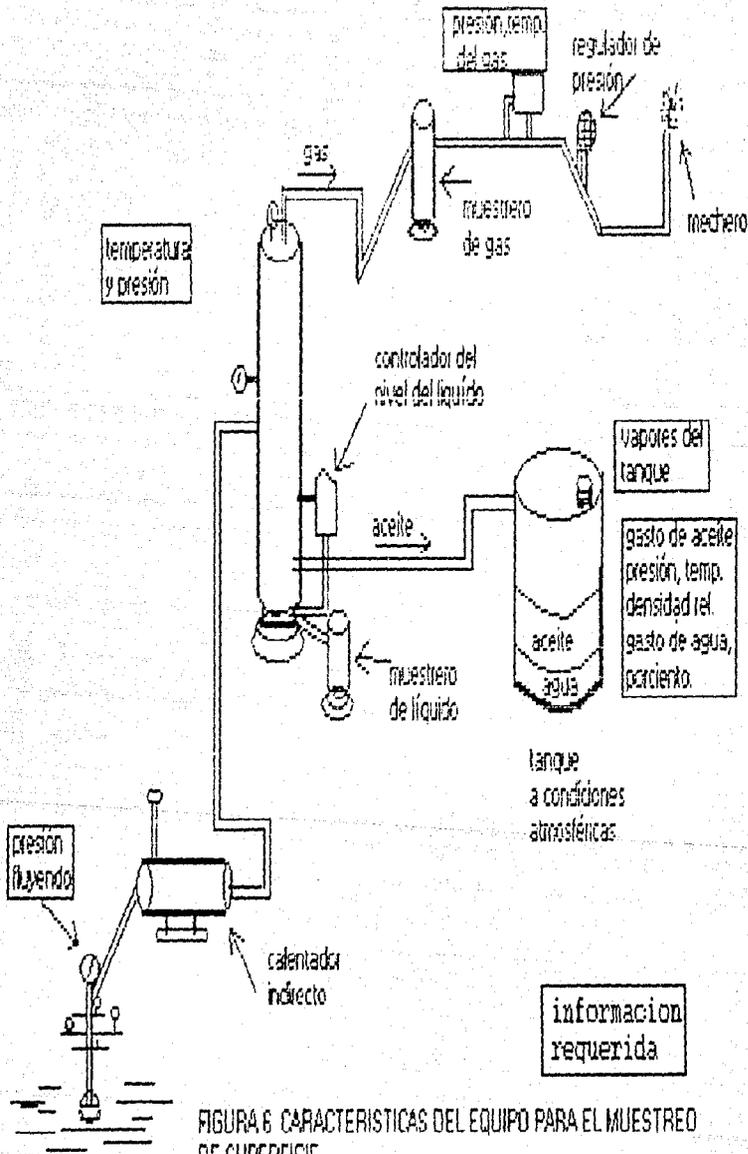


FIGURA 6 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA EL MUESTREO DE SUPERFICIE.

temperaturas, con las cuales se realizará la separación. Se debe contar con un regulador de presión de $\pm \frac{1}{2}$ P.sig. de sensibilidad; el termómetro debe ser puesto lo más cerca posible para obtener la temperatura de liberación gas-líquido en la superficie del separador y medir la temperatura de la corriente en el tanque. También es bueno tomar las presión en el tanque.

Exactitud en las medidas de volumen.-La exactitud de medición se puede considerar excelente si tiene $\pm 1\%$ de error; para tener una mayor exactitud en las medidas de gas liberado del separador, éstas deberán ser hechas a la temperatura y densidad del gas que tiene dicho medidor. Figura 6.

Las tomas de aceite y gas se realizan en los muestreros correspondientes manteniendo la presión constante; para lograr lo anterior se desplaza cierta cantidad de agua del cilindro de muestra.

La figura 7, muestra los pasos para la validación del muestreo de superficie y los experimentos que pueden realizarse en el laboratorio.

3.3.- MUESTREO REALIZADO EN EL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

El muestreo que se utilizó fué el de fondo¹⁰⁻¹³, ya que el yacimiento es bajosaturado y de aceite ligero, como se comprobará al caracterizarlo adecuadamente. Actualmente se encuentra la presión por encima de la presión de saturación.

El muestreo se realizó en 6 pozos distribuidos arealmente y a diferentes profundidades. De estos seis pozos muestreados, sólo en el pozo J-42 se efectuó un análisis de tipo composicional a volumen constante. Los demás muestran los procesos de agotamiento a composición constante y agotamiento diferencial.

En este tipo de yacimientos es muy factible tener variaciones de la composición con la profundidad, por esta razón es conveniente tener más y mejores muestras para realizar estudios completos, que ayuden en el diseño de los separadores, lo cual a su vez permitirá explotar mejor los yacimientos.

La tabla 2, presenta las propiedades del muestreo de fondo para el campo Jujo-Tecominoacán.

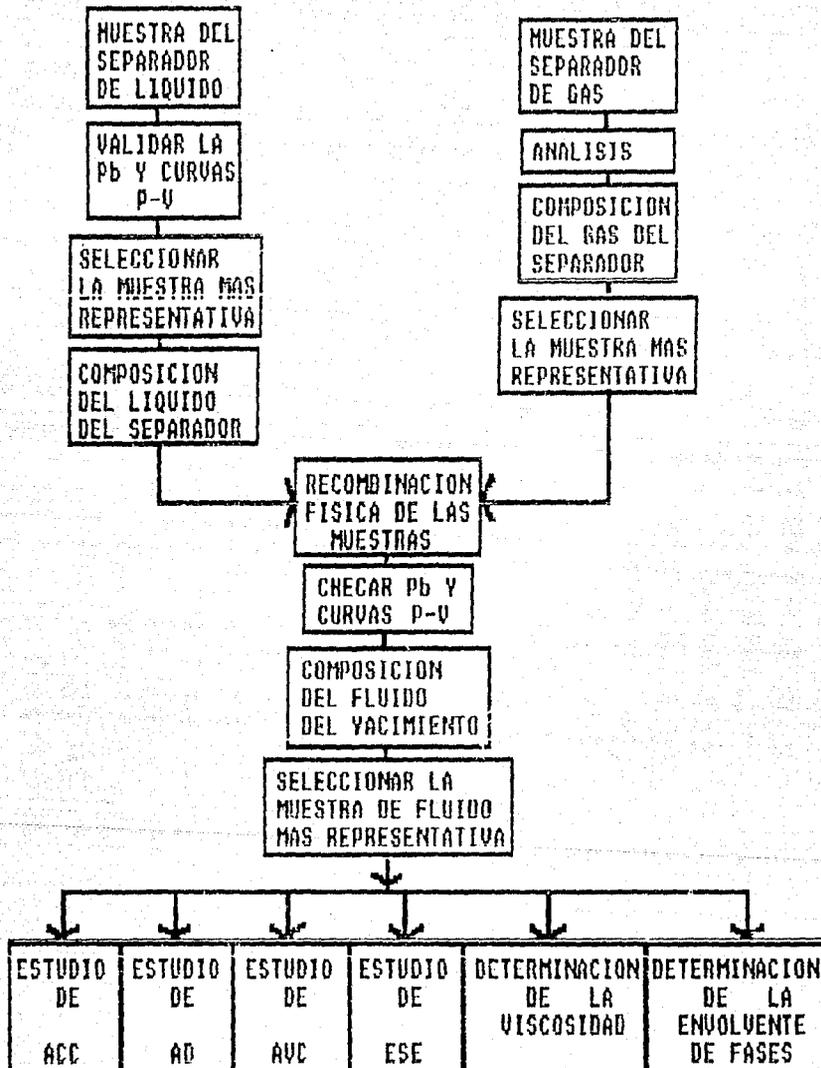


FIGURA 7. Muestreo de superficie para aceites.

TABLA 2.-DATOS DEL MUESTREO DE FONDO PARA EL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

POZO #	INTERVALO PRODUCTOR (m.b.m.r.)	PROFUNDIDAD DE MUESTREO (m.b.m.r.)	FECHA DE MUESTREO	TIPO DE MUESTREO	FECHA DE ANALISIS	TEMP. DE ANALISIS (°C)
J42	5800-5855 5735-5788		01/08/82	Fondo	03/84	154
T101-B	5850-5805	5778	18/05/83	Fondo	08/83	150
J14	5114-5180	5137	29/02/84	Fondo	05/84	143
T129	5369-5405	5287	29/08/85	Fondo	10/85	144
T444	5888-5903	5000	20/12/88	Fondo	05/87	159
J87	8077-8122	5000	09/01/87	Fondo	12/87	180

Continuación:

POZO #	PRESION DE SAT. (Kg/cm2)	DENSIDAD DEL ACEITE Pb Y Ty (gr/cm3)	DENSIDAD DEL ACEITE Pe Y Te (gr/cm3)	FACTOR DE VOLUM. (m3/m3)	RELAC. GAS-ACEITE (m3/m3)	TEMP. A PROF. MUESTRA (°C)	PRESION A PROF. MUESTREO (Kg/cm2)
J42	282.39	0.5759	0.8450	2.0108	205.000		
T101-B	253.20	0.5676	0.8375	1.8000	195.787	147	701.00
J14	249.64	0.5806	0.8385	1.8200	195.939	143	561.65
T129	258.70	0.5872	0.8371	1.8070	199.138	144	593.10
T444	257.00	0.5588	0.8291	1.7880	202.476	157	465.70
J87	258.80	0.5548	0.8385	1.8270	198.514	148	483.20

3.4.- EXPERIMENTOS QUE DEBEN REALIZARSE EN EL LABORATORIO

Una vez validadas las muestras en el laboratorio, se procede a realizar los diferentes experimentos, dependiendo del tipo de fluido ya sea aceite o gas.

Cuando la muestra es de aceite negro se realizan dos análisis básicos.

Agotamiento a Composición Constante

Agotamiento Diferencial

En el caso de existir la duda de que si el yacimiento es de aceite volátil o de aceite ligero deberán de realizarse cuatro experimentos.

Agotamiento a Composición Constante

Agotamiento Diferencial

Agotamiento a Volumen Constante

Estudio de Separadores en Etapas

Para yacimientos de gas y condensado con condensación retrógrada deben realizarse tres experimentos.

Agotamiento a Composición Constante

Agotamiento a Volumen Constante

Estudio de Separadores en Etapas

La finalidad de realizar estos experimentos es conocer las propiedades tanto físicas como químicas de los fluidos del yacimiento. En cada uno de los experimentos, se obtiene información del fluido que es de gran trascendencia en todos los estudios que se realicen para la mejor explotación de los campos.

La información que se obtiene de cada uno de los diferentes experimentos es la siguiente.

Agotamiento a Composición Constante:

- 1.- La presión de saturación.
- 2.- La compresibilidad del líquido a presiones arriba de la presión de saturación.
- 3.- El volumen relativo al volumen de fluido (aceite o gas) a la presión de saturación.
- 4.- La compresibilidad de la fase líquida, cuando los componentes ligeros han sido liberados.
- 5.- El factor de compresibilidad del gas liberado.

Agotamiento Diferencial:

- 1.- El volumen relativo al volumen de aceite residual.
- 2.- El volumen de gas liberado durante cualquier decremento de presión, el cual puede ser convertido a una relación gas disuelto.
- 3.- Densidad del aceite.
- 4.- Factor de compresibilidad del gas.
- 5.- Densidad del gas.
- 5.- La viscosidad del aceite empleando el viscosímetro apropiado.

Agotamiento a Volumen Constante:

- 1.- La presión de saturación, ya sea punto de burbuja o punto de rocío.
- 2.- La compresibilidad del gas extraído o producido en cada etapa.
- 3.- La saturación del líquido como fracción del volumen de la celda.
- 4.- La composición del gas extraído en cada etapa.
- 5.- El peso molecular y la densidad relativa de la fracción pesada del gas en cada etapa.
- 6.- La viscosidad del vapor.
- 7.- La composición del líquido en la última etapa de presión.
- 8.- El peso molecular del líquido en la última etapa de presión.
- 9.- La viscosidad del líquido empleando el viscosímetro apropiado.

Estudio de Separadores en Etapas:

- 1.- El encogimiento del aceite al llevarlo a las condiciones de superficie, como un resultado de la liberación del gas.
- 2.- La densidad del aceite residual y la densidad del gas liberado.
- 3.- Para el caso de un yacimiento de gas y condensado la cantidad de líquido recuperado a condiciones de tanque.
- 4.- Relaciones gas-líquido a cada etapa de presión.
- 5.- Relación gas-líquido total.

Existen otros experimentos o pruebas especiales que se describirán más adelante, los cuales son importantes en procesos de recuperación por inyección de gas, ya sea de tipo miscible o inmisible.

3.5.- POSIBLES ERRORES EN LOS ANALISIS EXPERIMENTALES

La incertidumbre^o en los análisis experimentales puede deberse a las siguientes razones en general:

- 1.- Que la muestra más representativa del fluido, obtenida por muestreo de fondo o de superficie, en realidad no represente el verdadero fluido del yacimiento.
- 2.- Se observe que muestras de fluido de un yacimiento de diferentes pozos, muestreados relativamente en un mismo tiempo, exhiban diferencias significativas en sus propiedades. Como por ejemplo las presiones de saturación puedan variar de 400 Kg/cm^2 a 450 Kg/cm^2 . Si esto pasa, lo más seguro es que no se puedan obtener buenas aproximaciones en las propiedades del yacimiento.

El verdadero problema es decidir que muestra es la que mejor representa el fluido original del yacimiento, y obtener así los datos que mejor se ajusten. Esto es lo que se llama tener consistencia en las muestras.

- 3.- Otro problema es el equipo usado, el cual no cumpla con las especificaciones correctas, aunado al error humano que está presente, ya que entre menos experiencia en el manejo del

equipo, el error será mayor. Por esta razón es importante que antes de ajustar y caracterizar un fluido con la ayuda de una ecuación de estado, se tenga la certeza de que es el fluido que mejor representa las características del yacimiento. Efectuando lo anterior, la ecuación de estado puede usarse posteriormente dentro de un simulador numérico y se obtendrán resultados confiables.

El método o análisis más eficiente para detectar variaciones en composición en los yacimientos de aceite volátil o de gas y condensado, es el llamado agotamiento a volumen constante. Además es un método eficiente para validar el análisis hecho en el laboratorio, al observar posibles cruces de las curvas de valores K o constantes de equilibrio, que significa que alguna medición es errónea principalmente en la composición del gas.

3.6.- DESARROLLO DEL BALANCE COMPOSICIONAL EN EL PROCESO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE.

Para observar si existen posibles errores en el proceso de agotamiento a volumen constante realizado en el laboratorio, se diseñó un procedimiento basado parcialmente en estudios anteriores realizados por Bashbush¹⁶ y Whitson¹⁷, los cuales aplican un balance composicional con bastante precisión.

El desarrollo completo de este procedimiento se presenta en el (apéndice A), el cual muestra la manera de calcular el número total de moles existentes, para un yacimiento de aceite volátil o para uno de gas y condensado con condensación retrograda. Se calculan los moles remanentes en la celda después de haber extraído una cierta cantidad de moles, manteniendo siempre un volumen constante.

La importancia principal de este balance composicional, se encuentra en el cálculo de las fracciones de líquido por componente para cada etapa de agotamiento de presión, ya que realizar ésto en el laboratorio es bastante complicado, por esta razón el reporte de laboratorio únicamente presenta las fracciones de líquido por componente a la última etapa de presión, lo cual es de gran ayuda, ya que en esta etapa se pueden calcular directamente las constantes de equilibrio.

4.- CARACTERIZACION DEL FLUIDO

4.1- Consistencia del análisis experimental

Es conveniente disponer de un procedimiento completo, para realizar una caracterización de los fluidos que muestran intercambio másico entre los diferentes componentes; para esto, es necesario hacer uso de la técnica de separación de agotamiento a volumen constante, la cual es de gran utilidad para estudiar los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado.

Para caracterizar el fluido correspondiente al campo Jujo-Tecominoacán fue necesario validar el análisis PVT del pozo Jujo-42¹¹, el cual se efectuó en base a un balance de materia composicional, que emplea los resultados de un proceso de AVC, (tabla 3).

Existen básicamente dos métodos¹⁰⁻¹⁸ para realizar esta validación. El primero consiste en checar las constantes de equilibrio o valores K, esto se hace al graficar en papel semilogarítmico las constantes K contra presión, y observar que no existan posibles cruces entre las diferentes curvas de los componentes, además deben de mostrar una tendencia suave.

El segundo es basado en la gráfica de Hoffman-Crump que relaciona el logaritmo de $K \cdot P$ con un factor de caracterización B; en este caso los diferentes componentes deben de mostrar un comportamiento de líneas rectas paralelas entre sí.

La secuencia llevada para el análisis del pozo Jujo-42 fue la siguiente :

Haciendo uso del procedimiento de balance composicional descrito anteriormente, se obtuvieron los valores K, empleando un paquete comercial¹⁰, figura 8, encontrando que el análisis original muestra inconsistencias en sus constantes de equilibrio, sobre todo en el componente H_2S , figura 9, lo cual significa que los volúmenes estimados para la extracción de este gas en cada etapa de presión son erróneos. Entonces se debe proceder a corregir esta inconsistencia. La forma para realizar la corrección se describe en la referencia²⁰; una vez aplicada dicha metodología el análisis debe quedar como se muestra en la figura 10, en la que se observa la tendencia de las diferentes curvas de los componentes ya corregidos.

Ya terminada la corrección, debe realizarse la gráfica de Hoffman-Crump¹⁸, donde el factor

TABLA 3.- BALANCE COMPOSICIONAL DEL AGOTAMIENTO A VOLUMEN
CONSTANTE PARA EL FLUIDO DEL POZO JUJO-42.

BALANCE COMPOSICIONAL A 309 °F

VAPOR DE EQUILIBRIO

PRESION (psig)

Componente	3732	3205	2821	2406	1829	1222	717	Liquido 717
N2	0.52	1.22	1.12	1.11	0.95	0.82	0.80	
CO2	1.50	2.00	2.04	2.08	2.18	2.26	2.30	0.39
H2S	0.50	0.50	0.50	0.51	0.58	0.64	0.75	0.23
C1	41.17	87.48	88.09	88.29	87.05	85.09	59.99	8.85
C2	10.33	11.60	11.84	12.12	13.11	13.95	15.55	5.79
C3	7.01	8.13	8.18	8.28	8.95	7.54	8.15	5.72
IC4	1.34	0.98	0.98	0.98	1.05	1.18	1.47	1.20
NC4	3.50	2.38	2.34	2.37	2.58	2.65	3.64	3.85
IC5	1.38	0.84	0.80	0.78	0.80	0.85	1.10	2.23
NC5	2.02	1.18	1.10	1.05	1.08	1.17	1.50	3.40
C8	2.70	1.20	1.14	1.08	1.12	1.18	1.54	5.30
C7+	28.03	4.34	3.88	3.37	2.55	2.48	2.41	63.04
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

PH(C7+)	203.0	136.0	130.0	125.0	120.0	117.0	110.0	
PH(C7+)LIQ.								215.0
Zvap		0.892	0.883	0.886	0.900	0.914	0.945	
Nprod		6.000	12.400	17.900	31.800	39.700	51.100	
Sliq	100.0	91.500	87.200	82.800	75.900	72.800	68.300	
PH(Pb)	78.22							
DEN(Pb)	35.84							

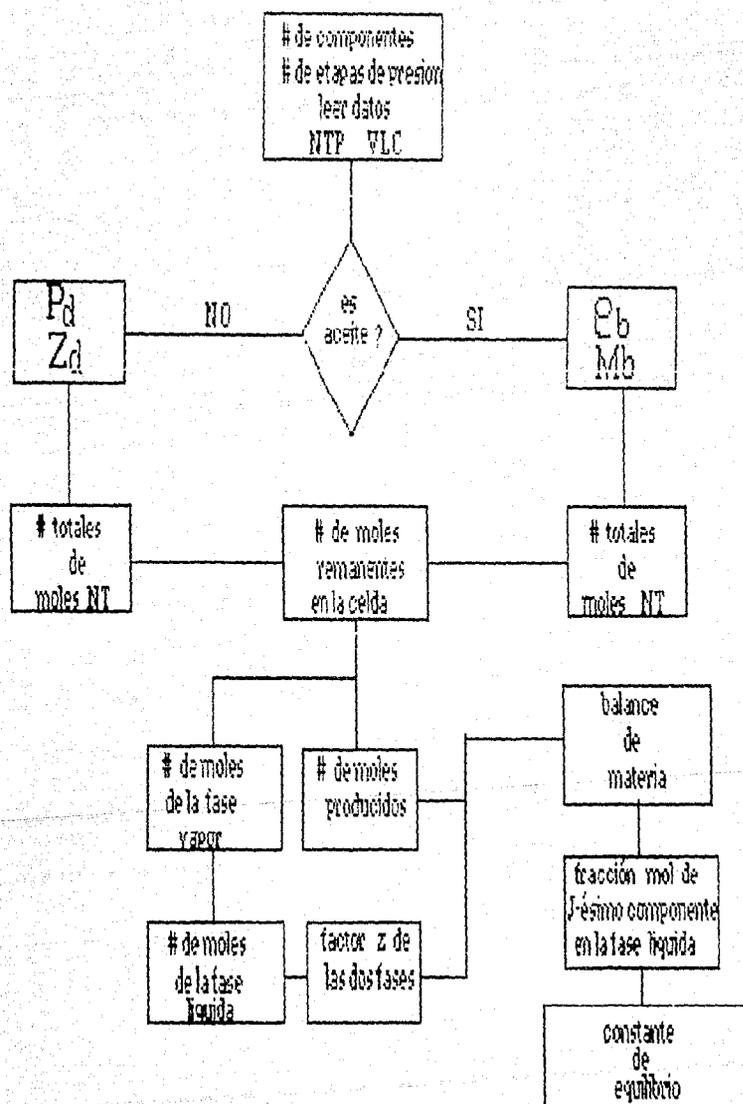


FIGURA 8.- DIAGRAMA DE BLOQUES DEL BALANCE COMPOSICIONAL

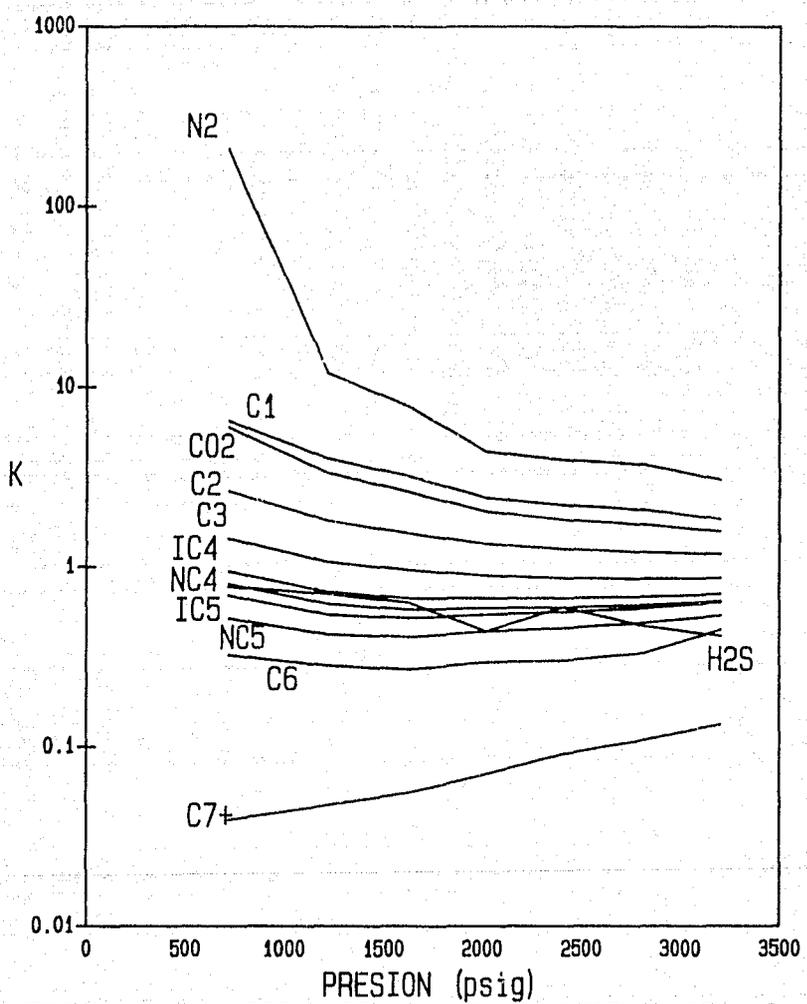


FIGURA 9. VALORES K DEL ANALISIS ORIGINAL DE AVC DEL POZO JUJO-42

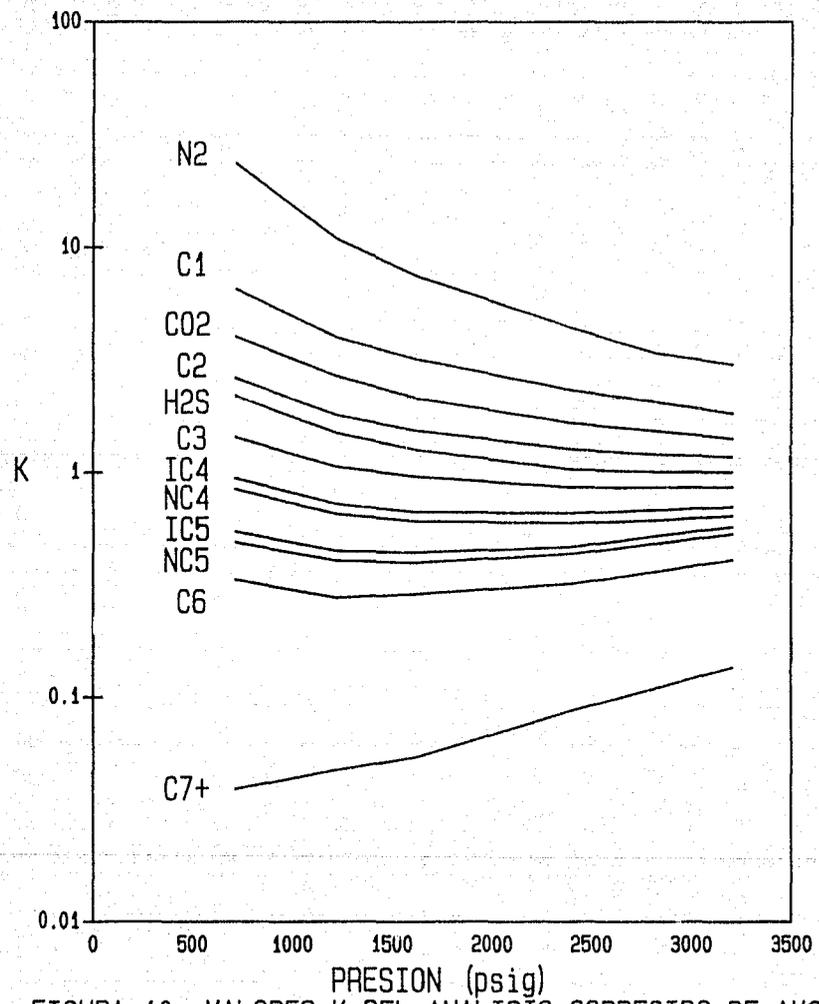


FIGURA 10. VALORES K DEL ANALISIS CORREGIDO DE AVC DEL POZO JUJO-42

de caracterización B es función de las diferentes temperaturas de ebullición y propiedades críticas para cada uno de los componentes hasta el C_6 ; esta gráfica es válida únicamente para componentes puros por lo tanto no incluye al C_{7+} . El factor de caracterización B definido por estos autores es el siguiente:

$$B = b \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T} \right) \quad (4.1)$$

$$b = \frac{(\log P_c - \log 14.7)}{\left(\frac{1}{T_c} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (4.2)$$

Si se tienen resultados PVT consistentes, los diferentes componentes deben seguir líneas rectas en la forma mostrada por la figura 11.

Con respecto a los héptanos y más pesados C_{7+} , no es válido ponerlo en esta gráfica, ya que no puede ser tratado como un componente puro, sino que es necesario caracterizarlo como se describirá posteriormente.

4.2- Caracterización de la fracción C_{7+}

4.2.1- Resultados obtenidos en el campo Jujo-Terominoacán

La importancia de caracterizar la fracción pesada de mezclas de hidrocarburos, se debe al uso de simuladores matemáticos que consideran la composición variable de los fluidos basados en ecuaciones de estado, que toman en cuenta la transferencia de masa entre componentes, y también en poder predecir el comportamiento del equilibrio gas-líquido, ya que los resultados obtenidos dependerán en gran parte de esta fracción C_{7+} que contiene a un grupo de componentes que tienen propiedades distintas.

Cualquier ecuación de estado, requiere valores de sus propiedades termodinámicas para cada uno de sus componentes, como son la temperatura crítica y presión crítica, además el factor acéntrico y el coeficiente de interacción binario.

Para la fracción C_{7+} estas propiedades tienen que estimarse por medio de una caracterización

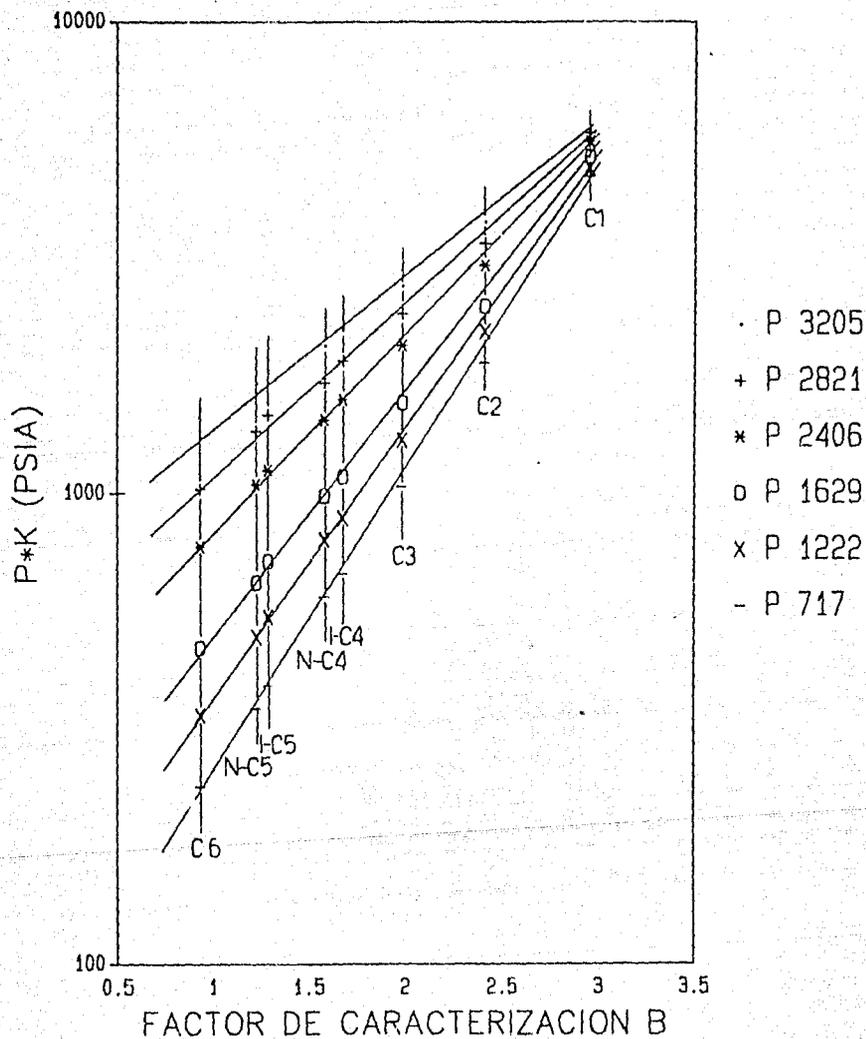


FIGURA 11. GRAFICA DE HOFFMAN-CRUMP DEL PROCESO AVC DEL POZO JUJO-42

apropiada, que defina las fracciones molares y pesos moleculares de los nuevos componentes en los cuales se expande dicha fracción. Si no se hace la caracterización de esta fracción, se puede caer en predicciones y conclusiones erróneas al usar directamente como un componente simple a la fracción C_{7+} en el cálculo del comportamiento de fases.

Los métodos que existen para caracterizar esta fracción se describen en el apéndice C; basándose en la metodología de Whitson²¹⁻²³, y usando el simulador PVT comercial, se caracterizó la fracción C_{7+} para el análisis del pozo Jujo-42, previamente validado y corregido como se vió anteriormente.

La expansión de la fracción C_{7+} hasta el carbono 50 se muestra en la tabla 4 con sus respectivos valores calculados de fracción mol y peso molecular de los diferentes componentes encontrados. Una vez calculadas estas propiedades, es posible calcular las propiedades críticas para estos componentes por medio de correlaciones (ver el apéndice C); en este estudio se utilizó la correlación de Kesler-Lee^{24,25} para encontrar los valores de presión crítica, temperatura crítica y factor acéntrico para cada uno de los componentes que resultan de la expansión de la fracción C_{7+} o de NSC, entendiéndose como componentes de NSC, aquellos en los cuales el número de carbonos puede contener diferentes arreglos de hidrocarburos, por ejemplo C_6 tiene al hidrocarburo parafínico hexano C_6H_{14} y puede contener a los hidrocarburos nafténicos o cicloalcanos y a los aromáticos como son el ciclohexano C_6H_{12} o el benceno C_6H_6 .

4.2.2- Seudoización o agrupamiento de componentes

El tener expandida y caracterizada la fracción C_{7+} , en nuevos componentes de número simple de carbonos, es importante en el cálculo del equilibrio vapor-líquido, pero por otro lado se tiene el problema de trabajar con tantos componentes en un simulador numérico composicional debido a los altos costos de tiempo de la unidad central de proceso (UCP). Por tal motivo es necesario hacer una primera seudoización de componentes en la fracción extendida. Es de uso común agruparla en tres o cinco seudocomponentes de número múltiple de carbonos (NMC), como se muestra en la tabla 5, donde pueden observarse las propiedades

TARLA 4. SISTEMA DE HIDROCARBUROS HASTA EL GRUPO 50 DE NSC.

#	NOMBRE	FRACCION MOL ZI	PESO MOLECULAR PM	TEMPERATURA CRITICA (°F)	PRESION CRITICA (PSIA)	FACTOR ACENTRICO w
1	N2	0.00520000	28.0130	-232.51	492.31	0.0400
2	CO2	0.01530000	44.0100	88.79	1071.33	0.2250
3	H2S	0.00470000	34.0760	212.81	1306.47	0.1000
4	C1	0.41170000	18.0430	-118.59	867.78	0.0130
5	C2	0.10330000	30.0700	90.10	703.34	0.0986
6	C3	0.07010000	44.0970	205.97	818.70	0.1524
7	IC4	0.01340000	58.1240	274.91	529.05	0.1848
8	NC4	0.03500000	58.1240	305.89	550.86	0.2010
9	IC5	0.01380000	72.1510	389.05	483.50	0.2223
10	NC5	0.02020000	72.1510	385.81	489.52	0.2539
11	C8	0.02700000	84.0000	461.93	484.38	0.2500
12	FR12	0.02771930	94.5259	495.07	455.07	0.3007
13	FR13	0.02047486	106.5987	548.94	412.85	0.3517
14	FR14	0.02743769	123.5428	600.60	375.58	0.3990
15	FR15	0.02373649	138.6798	648.60	343.74	0.4481
16	FR18	0.02093987	153.4938	692.18	317.06	0.4915
17	FR17	0.01842870	168.1907	732.88	294.04	0.5357
18	FR18	0.01833998	182.8519	770.74	273.84	0.5790
19	FR19	0.01518401	197.9369	807.88	255.41	0.6229
20	FR20	0.01301888	213.3073	843.83	238.88	0.6669
21	FR21	0.01095244	228.2080	877.13	224.11	0.7089
22	FR22	0.00867485	242.0417	908.82	211.83	0.7474
23	FR23	0.00679322	254.2764	932.19	201.84	0.7811
24	FR24	0.00641418	265.9108	955.81	193.00	0.8128
25	FR25	0.00601294	278.0821	979.44	184.38	0.8457
26	FR26	0.00527329	290.4091	1002.93	176.24	0.8787
27	FR27	0.00461878	302.4629	1025.30	168.78	0.9108
28	FR28	0.00404140	314.2091	1048.59	161.98	0.9418
29	FR29	0.00362084	325.7558	1067.04	155.84	0.9720
30	FR30	0.00323952	337.2282	1086.94	149.71	1.0019
31	FR31	0.00323952	348.4838	1106.03	144.21	1.0310
32	FR32	0.00252808	359.4355	1124.31	139.11	1.0593
33	FR33	0.00213633	369.9755	1141.57	134.45	1.0883
34	FR34	0.00191888	380.0452	1157.79	130.20	1.1119
35	FR35	0.00182694	390.2515	1173.97	126.07	1.1378
36	FR36	0.00163440	400.6049	1190.12	122.06	1.1640
37	FR37	0.00148156	410.7755	1205.78	118.30	1.1898
38	FR38	0.00128546	420.5820	1220.62	114.81	1.2143
39	FR39	0.00109479	429.8580	1234.49	111.63	1.2374
40	FR40	0.00101928	438.8906	1247.84	108.85	1.2600
41	FR41	0.00091315	447.8547	1260.92	105.60	1.2822
42	FR42	0.00081927	456.5700	1273.50	103.11	1.3038
43	FR43	0.00078403	465.1971	1285.81	100.54	1.3252
44	FR44	0.00071243	473.9087	1298.11	98.03	1.3467
45	FR45	0.00061165	482.3576	1309.92	95.86	1.3674
46	FR46	0.00052455	490.1718	1320.73	93.54	1.3886
47	FR47	0.00051807	497.8621	1331.26	91.51	1.4055
48	FR48	0.00052831	506.1561	1342.55	89.38	1.4257
49	FR49	0.00048983	514.7142	1354.07	87.25	1.4488
50	FR50	0.000581220	515.7145	1355.41	87.01	1.4491

TABLA 5. SISTEMA DE HIDROCARBUROS DESPUES DE AGRUPAR LA FRACCION PESADA.

#	NOHBRE	COMPOSICION Z1	TEMP. CRITICA (°F)	PRESION CRITICA (PSIA)	PESO MOLECULAR PM	FACTOR ACENTRICO u
1	N2	0.00520000	-232.51	492.31	28.0130	0.0400
2	CO2	0.01530000	88.79	1071.33	44.2100	0.2250
3	H2S	0.00470000	212.81	1306.47	34.0760	0.1000
4	C1	0.41170000	-118.59	867.78	18.0430	0.0130
5	C2	0.10330000	90.10	703.34	30.0700	0.0986
6	C3	0.07010000	205.97	818.70	44.0070	0.1524
7	IC4	0.01340000	274.91	529.05	58.1240	0.1648
8	NC4	0.03500000	305.89	550.88	58.1240	0.2010
9	IC5	0.01380000	369.05	483.50	72.1510	0.2223
10	NC5	0.02020000	385.61	489.52	72.1510	0.2539
11	C6	0.02700000	461.93	484.38	84.0000	0.2500
12	GRPC	0.00383187	548.13	414.61	108.8371	0.3523
13	GRPD	0.07944508	704.71	310.80	158.5152	0.5082
14	GRPE	0.05462318	861.50	231.57	221.6309	0.6901
15	GRPF	0.04070911	1033.23	167.18	307.8173	0.9241
16	GRPG	0.02189077	1267.46	105.39	453.9968	1.2985
	TOTAL =	1.00000000				

TEMPERATURA
DE EBULLICION
TB (°F)

1	N2	-320.35
2	CO2	-100.21
3	H2S	-78.63
4	C1	-258.81
5	C2	-127.57
8	C3	-43.89
7	IC4	10.87
8	NC4	31.19
9	IC5	82.13
10	NC5	98.89
11	C6	146.93
12	GRPC	231.29
13	GRPD	386.45
14	GRPE	554.28
15	GRPF	749.80
16	GRPG	1030.95

correspondientes, que distinguen un componente de otro. El significado de componentes de NMC, es que por ejemplo el grupo *GRP6* contiene al carbono C_n y además a otros componentes de diferente número de carbonos.

La segunda pseudoización o agrupación final de componentes con la cual se pretende ajustar la EDE se debe realizar con bastante precaución, dependiendo del tipo de simulación que se quiera realizar. Coats²⁶ dice que con dos pseudocomponentes es suficiente para realizar una simulación composicional, la verdad es que no existe realmente una cantidad óptima para la agrupación final de componentes. Kenyon²⁷ realiza una investigación al respecto en base a simuladores de composición variable de diferentes compañías y encontró que todos caracterizaron el fluido con un número diferente de componentes, llegando en la mayoría a los mismos resultados. La forma más antigua y común de hacer la agrupación final de componentes está basada en las temperaturas de ebullición, en la cual se agrupan los componentes con temperaturas de ebullición muy parecidas. Este método fue el que se aplicó en el campo Jujo-Tecominoacán con el cual se encontró que con 7 pseudocomponentes agrupados en la forma mostrada en la tabla 6, se pueden obtener buenos resultados en el ajuste.

4.3- Ajuste de la ecuación de estado(EDE)

4.3.1- Equilibrio vapor-líquido antes de tener ajustada la EDE

El tener caracterizada la fracción pesada, es un requisito indispensable en la metodología de ajuste de una EDE, dado que se ha observado que una ecuación de estado por si sola no predice con exactitud el comportamiento de fases para una mezcla de hidrocarburos.

En el estudio de caracterización composicional para el fluido del campo Jujo-Tecominoacán, se utilizó la ecuación de Peng-Robinson²⁸ por ser la que mejor resultados arroja. El fluido está representado por los 7 pseudocomponentes finales que deben describir perfectamente el equilibrio vapor-líquido; si se usa la EDE para definir la presión de saturación y el comportamiento de fases para el fluido a la temperatura del yacimiento de 309 °F, se observa en la figura 12 que la EDE no predice la presión de saturación correcta, ya que es de 3732 *Lb/pg*² (262 *Kg/cm*²) y calcula una presión de 3300 *Lb/pg*² (232 *Kg/cm*²).

TABLA 8. AGRUPAMIENTO FINAL DE LOS HIDROCARBUROS EN SEUDO-COMPONENTES DE NMC.

#	NOMBRE	TEMP. CRITICA (°F)	PRESION CRITICA (PSIA)	PESO MOLECULAR PM	FACTOR ACENTRICO w	OMEGA A	OMEGA B
1	G1	-118.04	885.59	18.1923	0.0133	0.482773	0.081537
2	G2	94.82	778.18	31.9525	0.1143	0.457238	0.077798
3	C3	205.97	818.70	44.0970	0.1524	0.457238	0.077798
4	GRP4	287.17	544.67	58.1240	0.1965	0.457238	0.077798
5	GRP5	378.89	487.07	72.1510	0.2411	0.457238	0.077798
6	GRP6	659.40	347.75	147.4148	0.4684	0.481807	0.074870
7	GRP7	1115.14	145.58	358.8353	1.0544	0.291748	0.080011

COEFICIENTES BINARIOS DE INTERACCION

		G1	G2	C3	GRP4	GRP5	GRP6	GRP7
1	G1	0.00000	0.01525	0.00125	0.00000	0.00125	0.02025	0.22744
2	G2	0.01525	0.00000	0.01432	0.00000	0.02269	0.02269	0.02269
3	C3	0.00125	0.01432	0.00000	0.00000	0.01000	0.01000	0.01000
4	GRP4	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
5	GRP5	0.00125	0.02269	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
6	GRP6	0.02025	0.02269	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
7	GRP7	0.22744	0.02269	0.01000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

	SEUDOCOMPONENTES	TEMPERATURA DE EBULLICION TB (°F)	COMPOSICION FINAL FRACCION MOL ZI
1	G1 =N2+C1	-259.38	0.41890000
2	G2 =CO2+H2S+C2	-103.80	0.12330000
3	C3 =C3	-43.89	0.07010000
4	GRP4=IC4+NC4	25.51	0.04840000
5	GRP5=IC5+NC5	90.90	0.03400000
6	GRP6=C8+GRPC+GRPD+GRPE	344.45	0.24470012
7	GRP7=GRPF+GRPG	848.12	0.08259988
	TOTAL	=	1.00000000

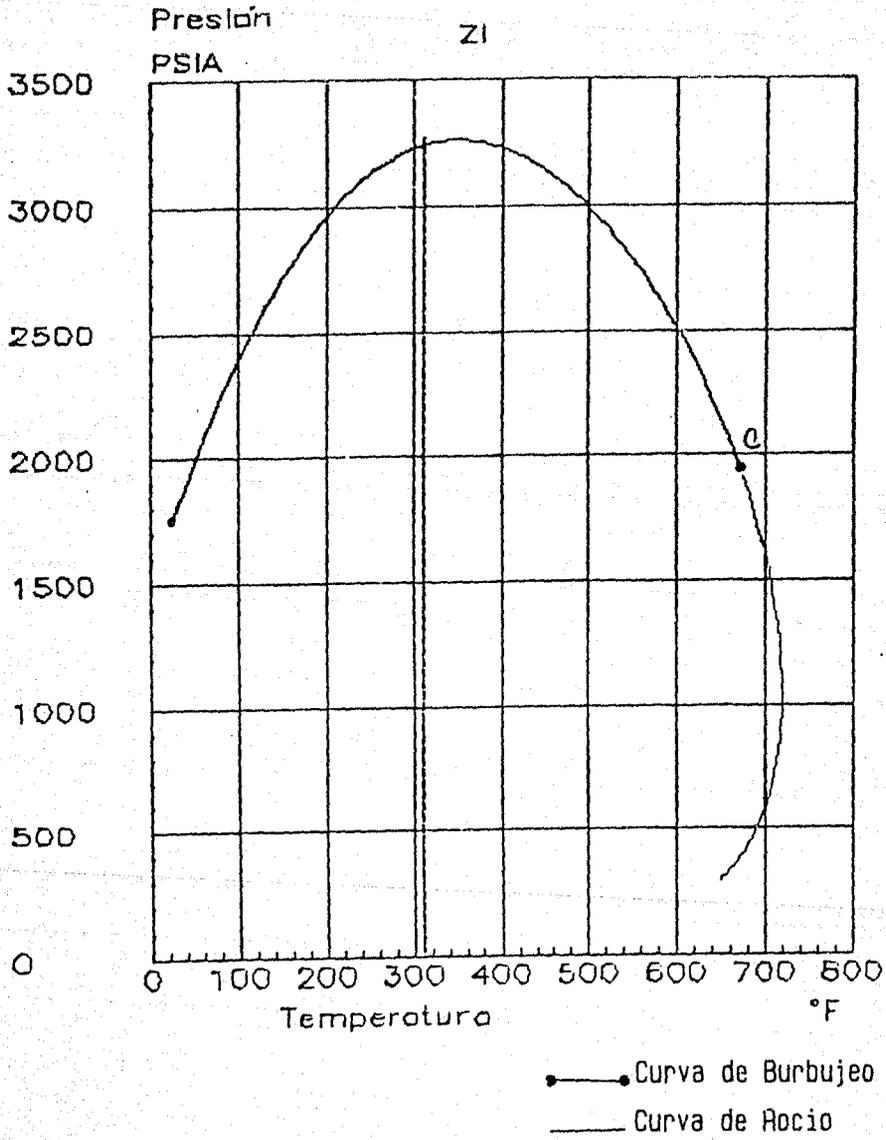


FIGURA 12. DIAGRAMA DE FASES SIN REGRESION NO-LINEAL DEL POZO JUJO-42

Por tal motivo es necesario hacer uso de la regresión no-lineal teniendo como base las diferentes variables de la que es función la ecuación de estado.

4.3.2- Regresión no-lineal para ajustar la EDE

4.3.2.1- Variables de regresión que deben utilizarse

El concepto de regresión no-lineal teniendo como base las variables de las cuales dependen la EDE fue introducido por Coats²⁹, estableciendo que para cuestiones prácticas los valores de los parámetros Ω_a y Ω_b se pueden tratar como funciones dependientes de temperatura en los diferentes ecuaciones de estado de la siguiente manera:

Para la ecuación de Redlich-Kwong:

$$\Omega_{bi} = \Omega_b^0 \quad \Omega_{ai} = \Omega_a^0 / T_{ri}^{0.5} \quad (4.3)$$

Para la ecuación de Soave-Redlich-Kwong:

$$\Omega_{bi} = \Omega_b^0 \quad \Omega_{ai} = \Omega_a^0 [1 + (0.48 + 1.574w_i - 0.176w_i^2)(1 - T_{ri})^{0.5}]^2 \quad (4.4)$$

Para la ecuación de Peng-Robinson:

$$\Omega_{bi} = \Omega_b^0 \quad \Omega_{ai} = \Omega_a^0 [1 + (0.37464 + 1.54226w_i - 0.26992w_i^2)(1 - T_{ri})^{0.5}]^2 \quad (4.5)$$

Los valores de las constantes Ω_a^0 y Ω_b^0 son encontrados al considerar que la EDE debe satisfacer el criterio de Van der Waals; estos valores de Ω_a y Ω_b se presentan en el apéndice B.

Otros investigadores³⁰ discuten este criterio, ya que ellos argumentan que al tomar las constantes Ω_a y Ω_b como variables de ajuste, en ese momento se trata de otras ecuaciones de estado y no de las originales, razón por la que proponen que las variables de ajuste deben ser, la presión crítica, temperatura crítica, factores acéntricos y los coeficientes de interacción binario, principalmente entre el componente hidrocarburo más ligero en este caso C_1 y el componente más pesado.

Normalmente no es recomendable tomar como variables de ajuste los parámetros de P_c , T_c , y w de la fracción pesada caracterizada, ya que ellos se determinan de correlaciones empíricas.

Sin embargo proponen que el peso molecular de la fracción pesada se use como un parámetro de ajuste.

Pedersen³¹ encuentra que el peso molecular de la fracción pesada no es tan importante en mezclas de aceites para ajustar la presión de saturación, como lo es en mezclas de gas y condensado para predecir la presión de rocío.

Para el caso del campo Jujo-Tecominoacán los resultados obtenidos para las variables empleadas en la regresión son las siguientes:

$$\Omega a(G1) = 0.46277$$

$$\Omega b(G2) = 0.08154$$

$$\Omega a(GRP6) = 0.46161$$

$$\Omega b(GRP6) = 0.07487$$

$$\delta(G1 - -GRP6) = 0.02025$$

4.3.2.2- Datos de regresión

El siguiente paso en el proceso de ajuste de la ecuación de estado es comparar los resultados proporcionados por la EDE con los experimentos realizados en el laboratorio como es la presión de burbujeo para el caso de aceite o la presión de rocío para gas y condensado, además se debe de comparar con los diferentes procesos como son agotamiento a composición constante, agotamiento diferencial y agotamiento a volumen constante.

Si la validación del fluido fue realizada por medio del AVC, es necesario comparar primero los resultados de la EDE con los de este proceso realizado en el laboratorio, y posteriormente con los otros. Ya que el proceso de AVC es el que mejor predice la variación de la composición tanto en la fase líquida como en la fase gaseosa para cada etapa de presión.

El grupo de datos usados en la regresión no-lineal para el proceso de AVC del pozo Jujo-42 para las diferentes etapas de presión fueron:

Presión de saturación (P_h), densidad del líquido (DNL), volumen de líquido en la celda (SL), peso molecular del líquido (PM), factor de compresibilidad Z del vapor (ZV), viscosidad del vapor (VSV) y moles extraídos (ME).

El proceso de regresión no lineal consiste en minimizar una función objetivo F definida como:

$$F = \sum_{j=1}^J W_j |d_j - d_j^c| d_j \quad (4.6)$$

donde:

d_j^c = valor calculado para la observación j

d_j = valor observado j

W_j = factor de peso interno fijo o puesto por el usuario

Para el campo Jujo-Tecominoacán se usó un factor de peso de 15 para la presión de saturación y 15 para la densidad del aceite a P_h ; los otros datos usaron un valor fijo del factor de peso igual a 1.0.

La tabla 6 muestra el sistema de hidrocarburos final, con las diferentes propiedades físicas con las que se logró el ajuste final.

4.4. Ajuste de los datos experimentales por medio de la EDE

4.4.1. Importancia del agotamiento a volumen constante

Uno de los procesos que mejor se aproxima a la forma de explotación de los yacimientos que presentan composición variable, es sin duda el proceso de agotamiento a volumen constante. Es por esto que en yacimientos de aceite volátil y gas y condensado es requisito contar con un análisis PVT que incluya este proceso.

En el ajuste de la EDE se comparan los resultados con los datos experimentales de este proceso AVC previamente validados. Lo primero que se debe de ajustar es la presión de saturación; una vez ajustada esta presión, se predice el proceso de AVC en todas sus etapas de presión para los diferentes pasos de que consta el proceso. El ajuste de la saturación de

líquido se aprecia en la figura 13; entonces la EDE debe de predecir el balance de materia composicional en cada etapa de agotamiento a la temperatura del yacimiento. En la Fig. 14 se observa el ajuste de los moles extraídos, en la Fig. 15 el peso molecular del líquido, con respecto al ajuste de la densidad del líquido, figura 16 se observa una separación a partir de la etapa de presión de 1629 (psig), puesto que en el gas extraído se tenía error, al corregir este, entonces la densidad del líquido en la celda se afecta, por lo tanto desde esa presión la densidad es baja, y esto trae como consecuencia que la densidad del líquido llevada a condiciones estándar, no fuese la correcta, esto se puede comprobar por medio del proceso de agotamiento diferencial, por esta razón los valores que predice la EDE son los correctos tanto en el proceso de AVC como en el proceso de AD, la figura 17 muestra el ajuste de la viscosidad del vapor, y para el ajuste de la compresibilidad del vapor Z , figura 18 se aprecia un poco desajustada ya que por ser este un yacimiento de aceite ligero es mejor tener ajustada la densidad del líquido con mayor precisión que la compresibilidad del vapor, además que se tuvo error en la medición del gas.

4.4.2- Equilibrio vapor-líquido con la EDE ajustada

Una vez caracterizado el fluido con la EDE, se construye la envolvente de fases para visualizar la posición del punto crítico con respecto a la presión de saturación perfectamente ajustada; también se definen con precisión las curvas de burbujeo y de rocío. Con esta envolvente se puede distinguir entre un aceite volátil y un aceite ligero; una de las principales características que definen a un aceite volátil es la posición de su temperatura de yacimiento con respecto a su temperatura crítica, la cual debe ser muy cercana, a la izquierda de la temperatura crítica.

En el estudio realizado para el campo Jujo-Tecominoacán se puede observar que su temperatura de yacimiento, se encuentra bastante retirada de su temperatura crítica, Fig. 19. Existen otras formas de distinguir entre un aceite volátil y un aceite ligero complementarias a esta las cuales se verán más adelante. Anteriormente este campo se trataba como de aceite volátil; después de este estudio y por las condiciones actuales de explotación, debe de tratarse como de aceite ligero y no volátil.

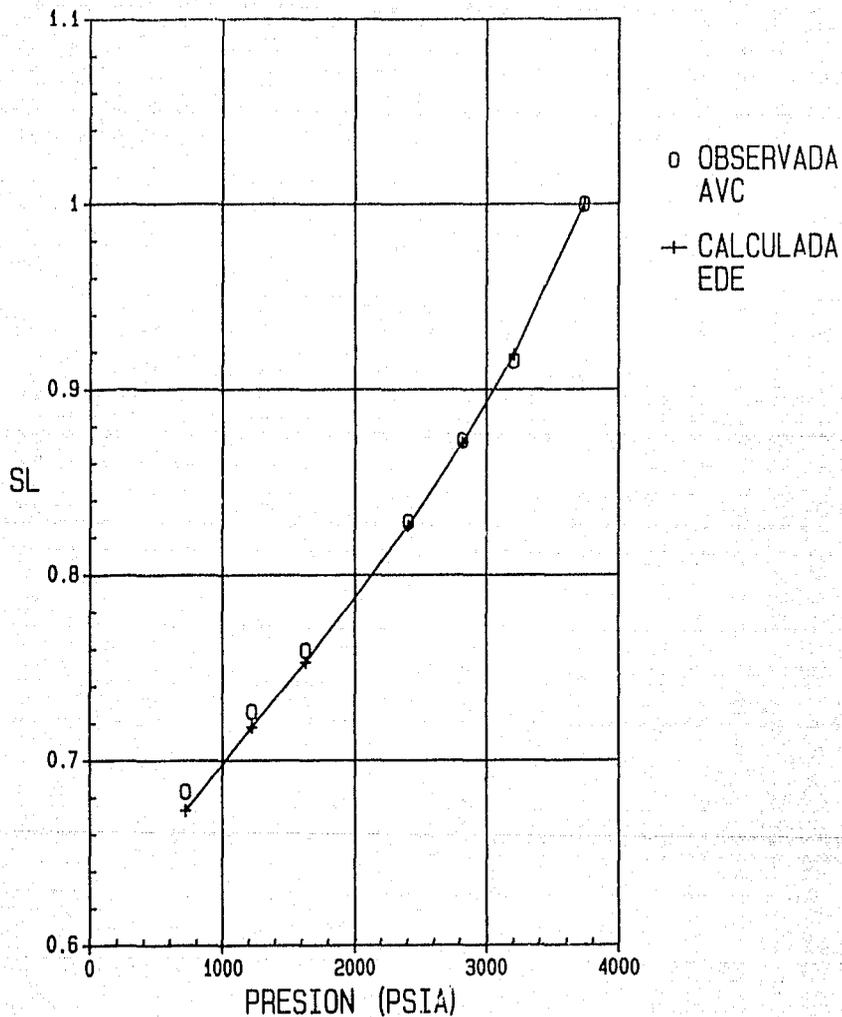


FIGURA 13. AJUSTE DE SATURACION DE LIQUIDO

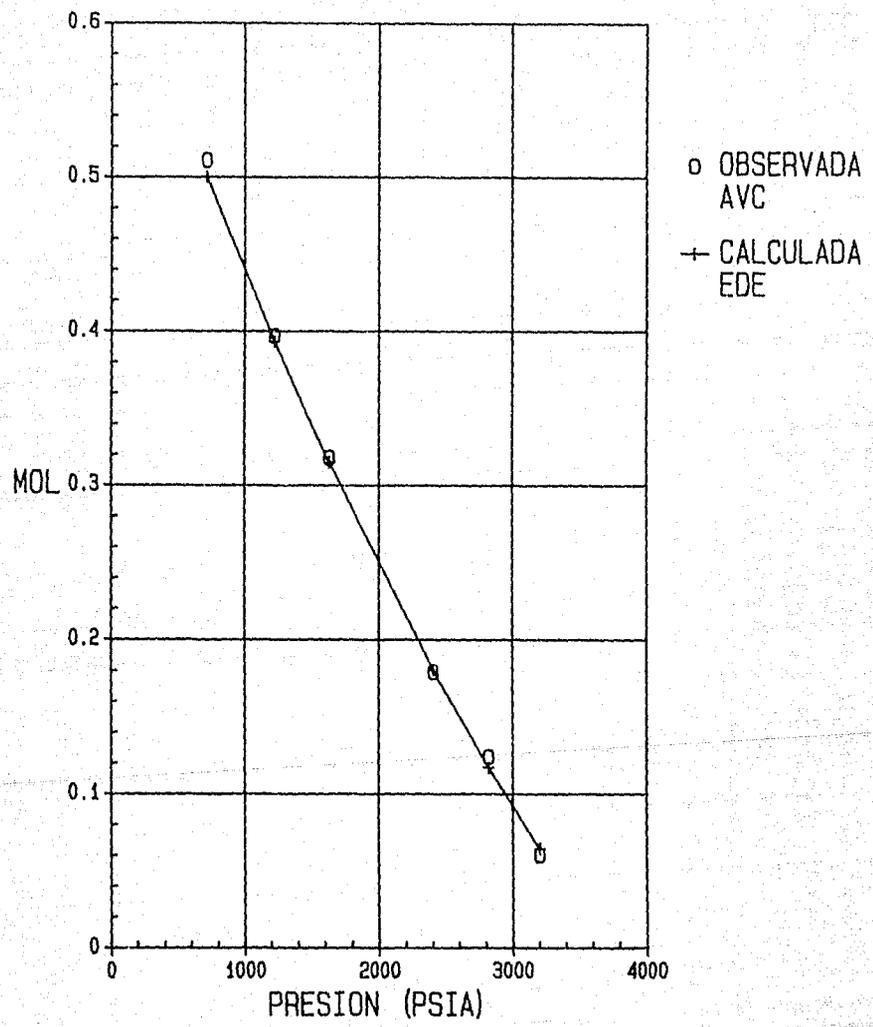


FIGURA 14. AJUSTE DE MOLES EXTRAIDOS

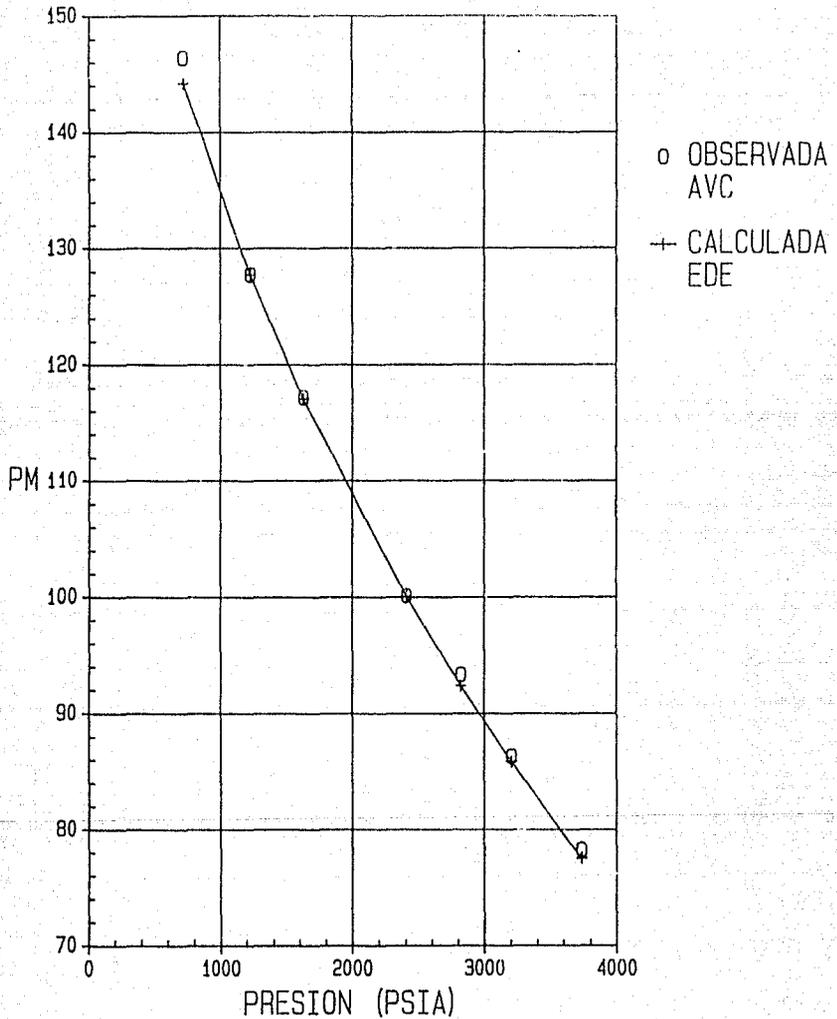


FIGURA 15. AJUSTE DEL PESO MOLECULAR DEL LIQUIDO

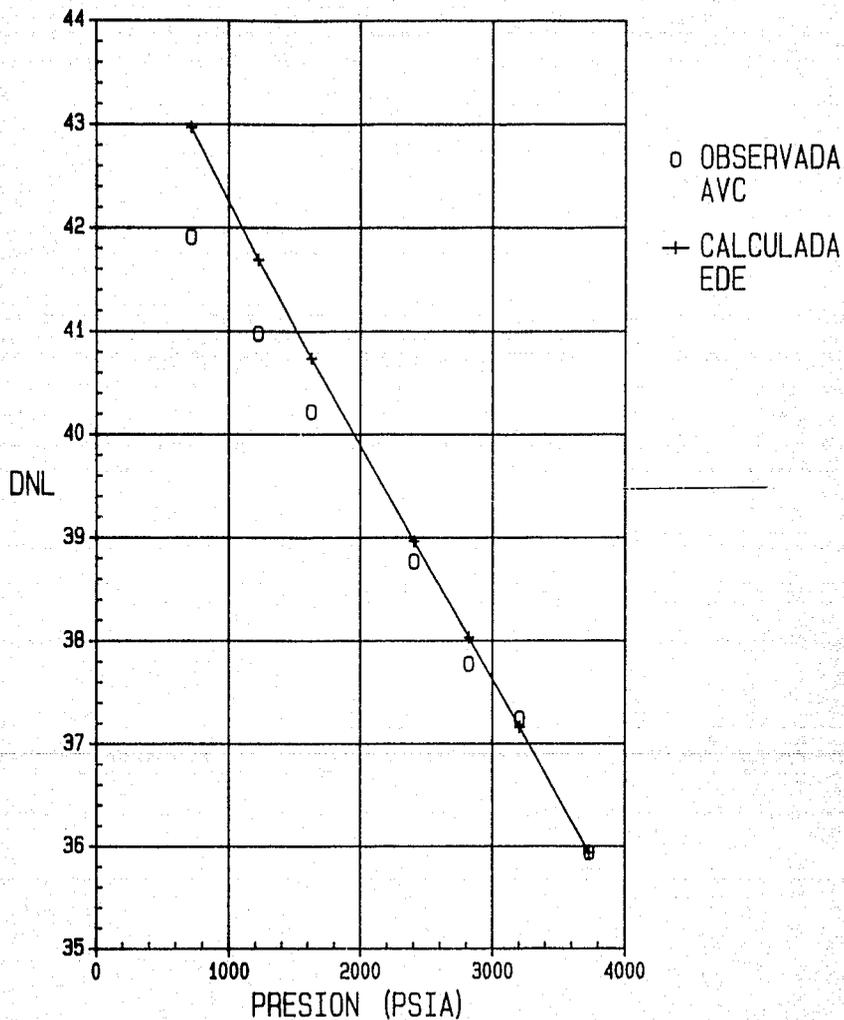


FIGURA 16. AJUSTE DE DENSIDAD DEL LIQUIDO

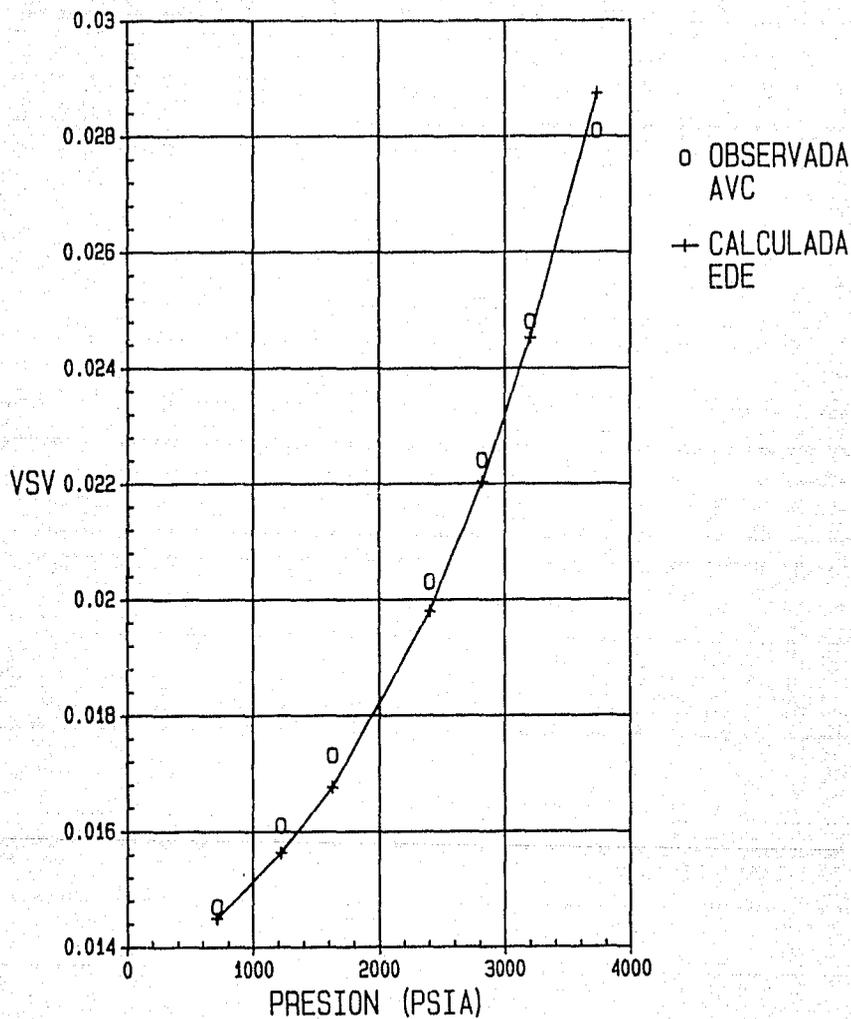


FIGURA 17. AJUSTE DE VISCOSIDAD DEL VAPOR

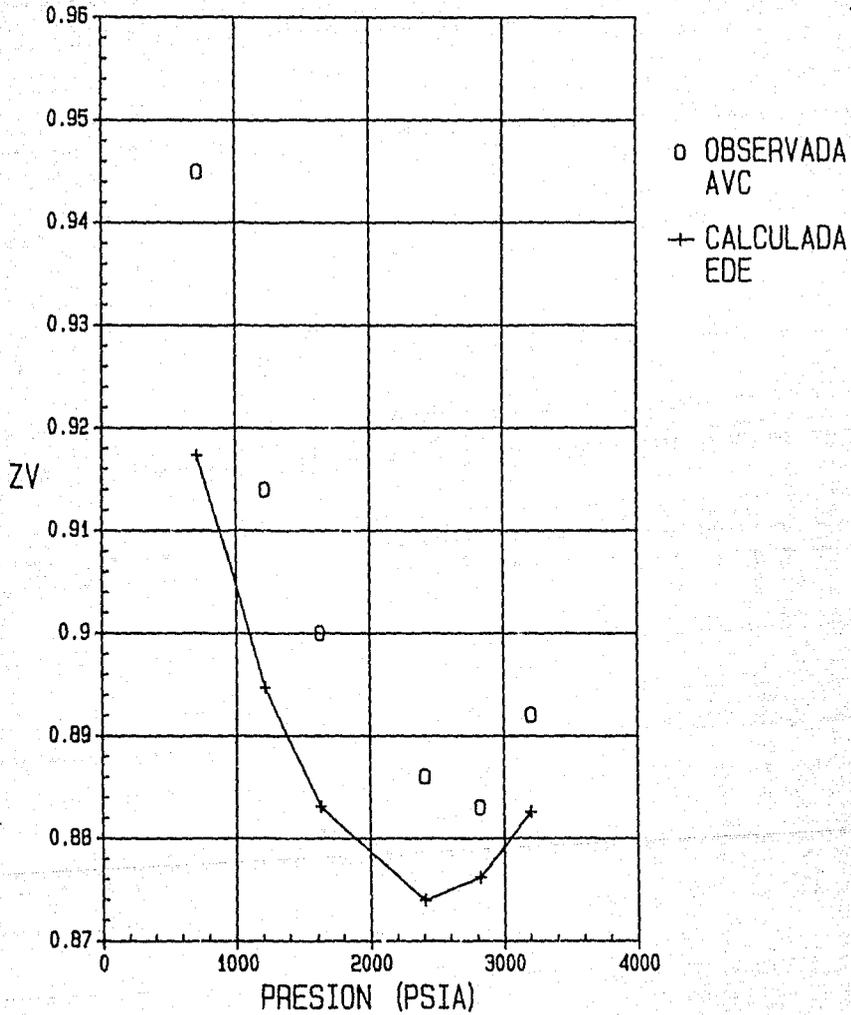


FIGURA 18. AJUSTE DE Z DEL VAPOR

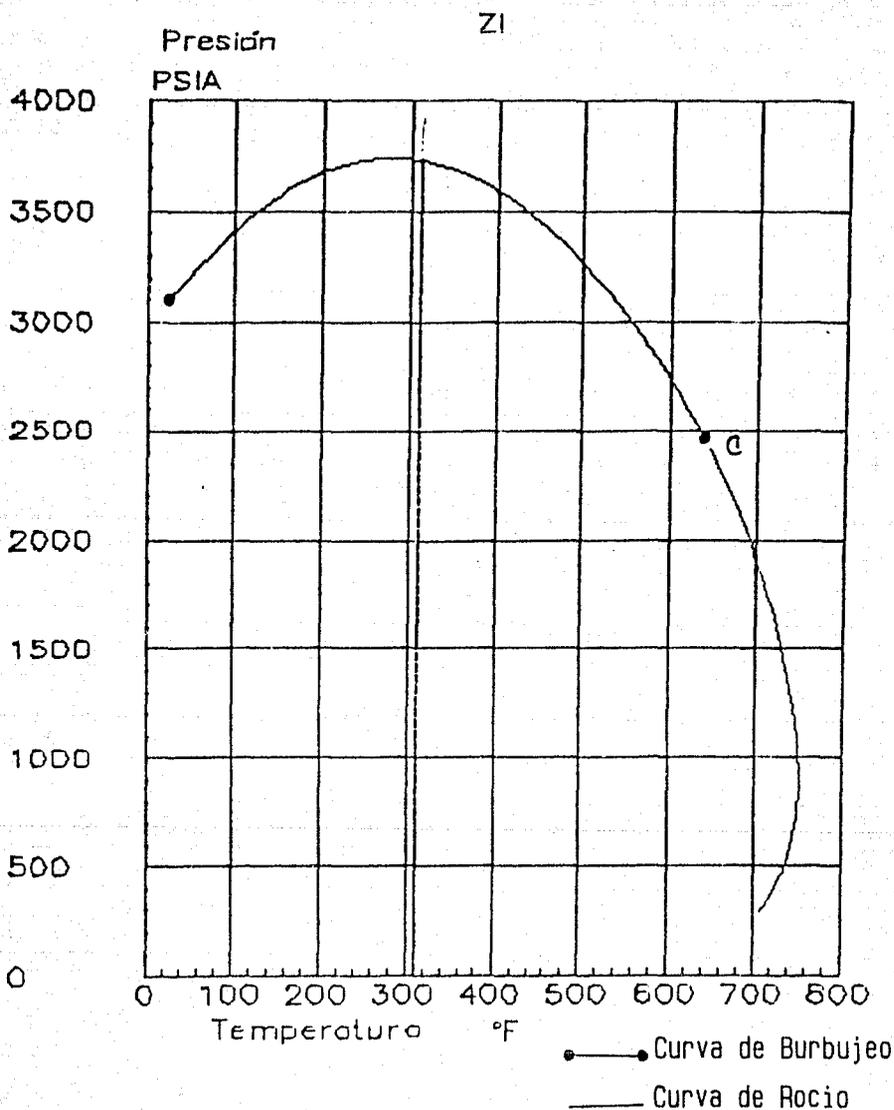


FIGURA 19. DIAGRAMA DE FASES CON LA EDE AJUSTADA DEL POZO JUJO-42

Con la EDE ya ajustada, se puede realizar la gráfica de Hoffman-Crump, pero ahora si se puede tomar en cuenta la fracción pesada, ya que esta fracción después de haber sido caracterizada correctamente y posteriormente realizado la agrupación final por medio de las temperaturas de ebullición deben de comportarse como líneas rectas similares a las obtenidas anteriormente en la figura 11, en la cual no se tenía ajustada la EDE, en la figura 20 se aprecia lo obtenido para el fluido caracterizado. Esta gráfica anterior necesita de las constantes de equilibrio, pero utiliza las que calcula la EDE para los componentes finales, estas constantes siempre se muestran con tendencias adecuadas es por esto el peligro de utilizar una EDE sin tener validado previamente el fluido, la figura 21 muestra las constantes de equilibrio finales para el fluido del campo Jujo-Tecominoacán.

4.4.3- Método propuesto para ajustar la EDE

En la literatura no existe un método estándar que establezca con exactitud la forma en que debe de ajustarse una EDE. Lo anterior es muy importante ya que de esto dependerá que la EDE caracterice adecuadamente el fluido. El método propuesto a continuación toma muy en cuenta el proceso de validación para un análisis de AVC, lo cual da como resultado un buen ajuste.

La metodología siguiente nace a raíz de la experiencia en el manejo de diferentes paquetes de caracterización de fluidos de distintas compañías, que en esencia tienen el mismo principio, sólo los hace diferentes el manejo de la información. Los pasos de los que consta esta metodología son los siguientes:

- A.- Se valida el proceso de agotamiento a volumen constante con el cual se piensa ajustar la EDE, por medio de la manera descrita anteriormente.
- B.- Se debe de caracterizar adecuadamente la fracción pesada C_{7+} , aplicando las reglas de mezclado más adecuadas.
- C.- Si se tiene una buena consistencia en el comportamiento, se procederá a agrupar los componentes en pseudocomponentes finales.

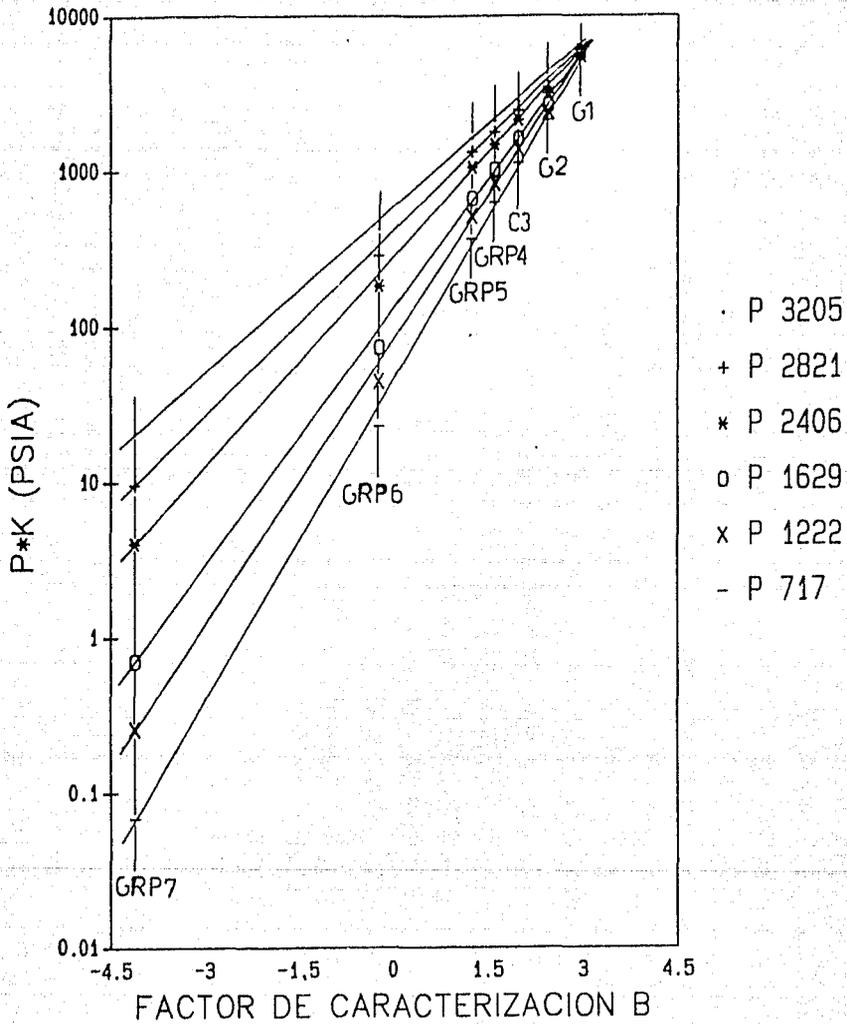


FIGURA 20. GRAFICA DE HOFFMAN-CRUMP CON LA EDE AJUSTADA

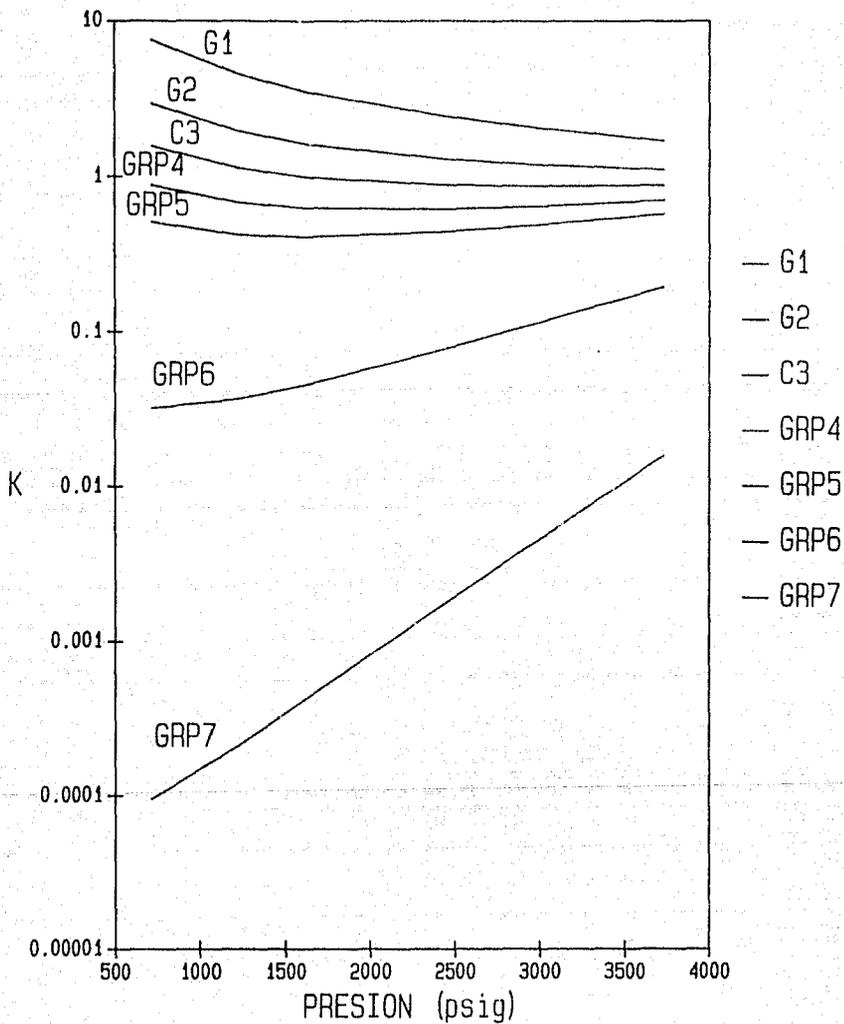


FIGURA 21. CONSTANTES DE EQUILIBRIO FINALES

D.- Se procede a usar la EDE con la cual se quiera caracterizar el fluido, y se realiza la predicción del comportamiento de fases. En general la EDE no predice adecuadamente la presión de saturación para el fluido correspondiente, existiendo dos alternativas.

- a) hacer uso de la interacción binaria entre componentes o
- b) usar la regresión no-lineal sobre las diferentes variables de ajuste.

E.- El procedimiento anterior termina cuando se obtenga un ajuste apropiado entre las propiedades proporcionadas por la EDE ajustada y las propiedades determinadas experimentalmente.

F.- Se puede realizar otro esquema de agrupamiento diferente, aumentando o disminuyendo el número de pseudocomponentes; lo cual depende del objetivo del estudio.

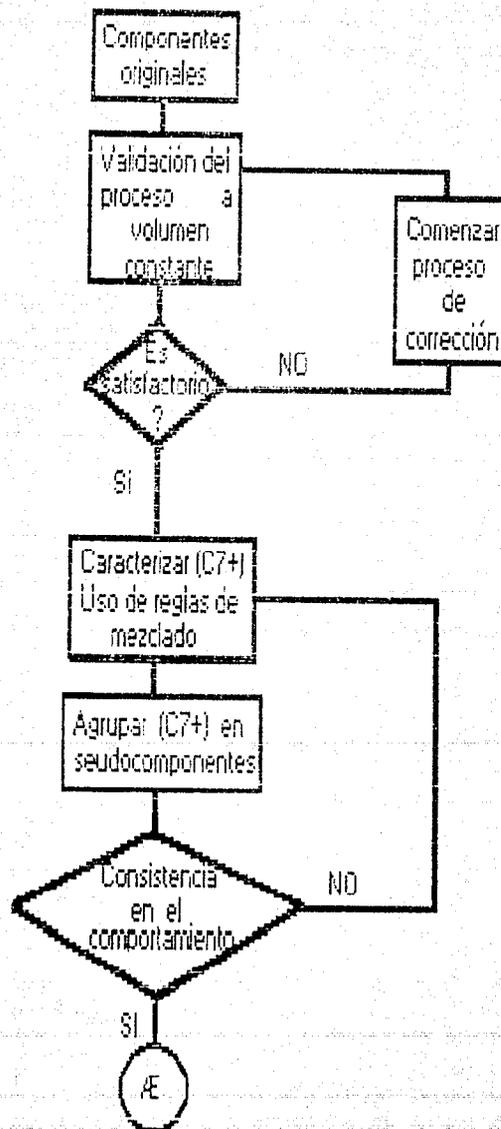
La figura 22 muestra la secuencia que debe seguir para obtener un ajuste excelente, independientemente del tipo de fluido que se trate, ya sea para un yacimiento de aceite volátil o uno de gas y condensado.

4.4.4. Variación de la composición con la profundidad

Debido al efecto de la distribución de componentes en un fluido en el cual existe transferencia molecular, es de esperarse que las moléculas más pesadas tiendan a irse a la parte más profunda del yacimiento. Es por esto que los efectos gravitacionales son importantes y deben de tomarse en consideración para realizar una explotación adecuada de los yacimientos que presentan cambios de composición con la profundidad.

Se han presentado en relación a este problema varios trabajos^{32,33}, donde se enfatiza la importancia que esto representa, ya que por ejemplo, los yacimientos de aceite ligero (densidad del aceite > 35 °API) muestren cambios muy fuertes en composición, y los factores de volumen del aceite varíen con la profundidad.

En aceites que se encuentran en transición entre ligeros y de aceite pesado que muestren



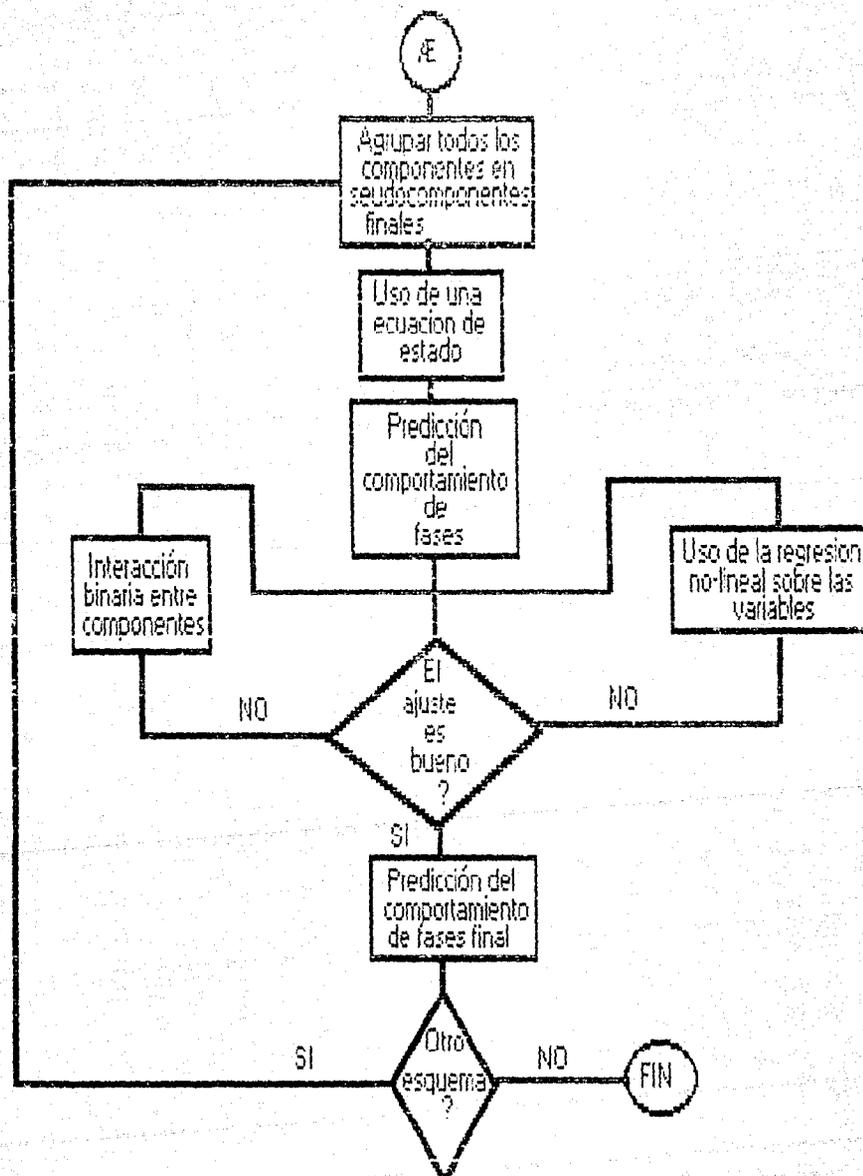


FIGURA 22. METODO PROPUESTO PARA AJUSTAR LA EDE.

variación en composición, esta es causada por la segregación de asfaltenos, y por lo tanto muestren una variación en la viscosidad. Si este tipo de problema lograra visualizarse en la etapa inicial de la explotación del yacimiento en base a disponer de una caracterización adecuada de los fluidos, se lograrán factores de recuperación mayores para este tipo de yacimientos.

Este tipo de estudio se efectuó para el campo Jujo-Tecominoacán después de tener perfectamente caracterizado el fluido, y está basado en la energía libre de Gibbs³⁴.

Los cambios en la energía libre de Gibbs para un componente, puede relacionarse con el cambio en el logaritmo de la fugacidad de dicho componente de la siguiente forma:

$$dG_i = RTd(\ln f_i) \quad (i = 1, 2, 3, \dots, N) \quad (4.7)$$

y también la energía de Gibbs puede relacionarse con peso molar en la forma siguiente:

$$dG_i = M_i g dh \quad (i = 1, 2, 3, \dots, N) \quad (4.8)$$

donde:

g = constante gravitacional

dh = es el cambio de altura con respecto a un nivel de referencia especificada

Al integrar las ecuaciones 4.7 y 4.8 se obtiene:

$$\ln f_i = \ln f_i^0 + \frac{M_i g}{RT} (h - h^0) \quad (4.9)$$

El superíndice ⁰ denota condición de referencia.

Así conociendo la composición Z_i^0 y la presión P^0 a una altura de referencia h^0 , entonces se puede calcular la composición y presión para otras condiciones (alturas).

Se pueden presentar dos tipos de gradientes para un yacimiento saturado, comenzando un gradiente de gas y conforme aumenta la profundidad, se encuentra el cambio hacia un gradiente de aceite, siendo este nivel al que se encuentra el cambio de gradientes la profundidad a la cual se tiene el contacto gas-aceite dentro del yacimiento. Esto es de suma importancia

para cualquier tipo de yacimiento, ya que si se tiene la incertidumbre de si originalmente el yacimiento presenta un contacto gas-aceite, este procedimiento aclara esta situación con bastante exactitud.

El procedimiento anteriormente descrito se aplicó para las condiciones del fluido caracterizado del pozo Jujo-42, mostrándose los resultados en la figura 23 en función de la variación de la presión del yacimiento, así como la variación de la presión de burbujeo para el campo Jujo -Tecominoacán. Se observa que el cambio de un gradiente de gas a un gradiente de aceite se localiza muy por arriba de la estructura productiva, lo cual indica que dentro del yacimiento no se encuentra un contacto gas-aceite. Esto confirma que efectivamente se trata de un yacimiento de tipo bajosaturado.

Los cálculos anteriores en relación a la identificación de la posible presencia de un contacto gas-aceite se realizó a en base al análisis PVT composicional obtenido de un proceso de agotamiento a volumen constante, pero en muchas ocasiones solamente se cuenta con análisis PVT de tipo convencional que deben de ser utilizados para realizar los estudios necesarios de ingeniería de yacimientos.

En la Fig. 23 se puede observar que las presiones de burbujeo a la temperatura del yacimiento para los otros pozos en que se tomaron muestras para análisis PVT, dadas en la tabla 2, se encuentran muy cercanas a la curva dada por la energía libre de Gibbs. Esto trae consigo una ayuda muy valiosa al saber como varía la composición del yacimiento en toda la estructura productiva para diseñar mejor las alternativas de producción y para no agotar demasiado rápido la energía del yacimiento.

4.4.5- Pruebas especiales para procesos de recuperación mejorada

Los procesos de recuperación secundaria o mejorada de tipo miscible, han sido cuestionados, ya que tomando en cuenta los precios actuales del crudo se corre el riesgo de no ser rentables. A nivel mundial se tienen varios proyectos de inyección de tipo miscible; se considera que México debe de pensar en proyectos de este tipo, ya que cuenta con yacimientos muy ricos en gasolinas sobre todo en la zona sureste de la República Mexicana que presentan un factor

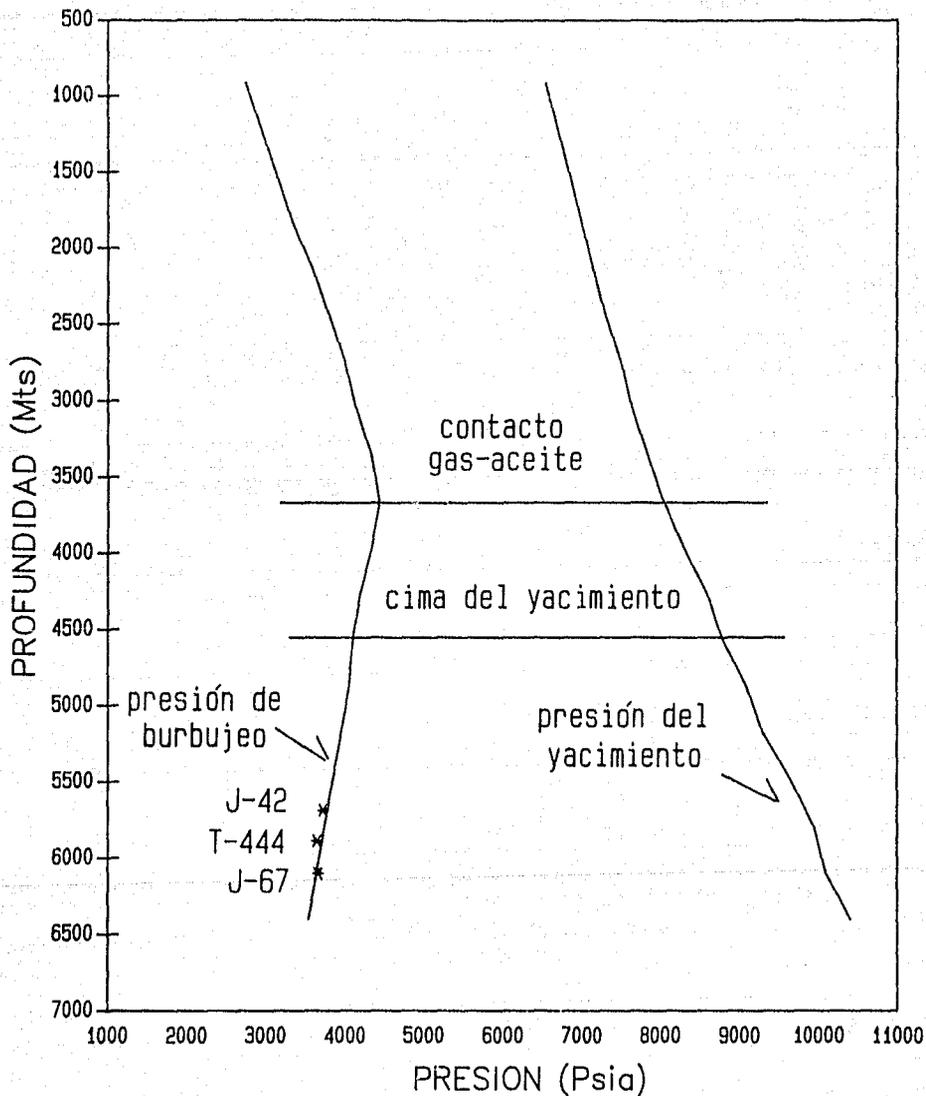


FIGURA 23. VARIACION DE LA PRESION CON LA PROFUNDIDAD DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

de recuperación FR, por producción primaria entre 20 y 25 por ciento de los hidrocarburos originales en el yacimiento.

En los últimos años la inyección de CO_2 ha sido uno de los procesos más difundido y aplicado en el mundo. El mecanismo asociado a este proceso es complejo, y no puede llevarse a cabo si no se tiene bien caracterizado el fluido.

Los principales mecanismos³⁵ involucrados en un proceso de inyección son los siguientes:

Transferencia de masa entre interfases

El desplazamiento es miscible o inmisible

Reducción de la viscosidad del aceite

Reducción de las tensiones interfaciales entre el aceite y gas

Drene de gas en solución

Hinchamiento del aceite

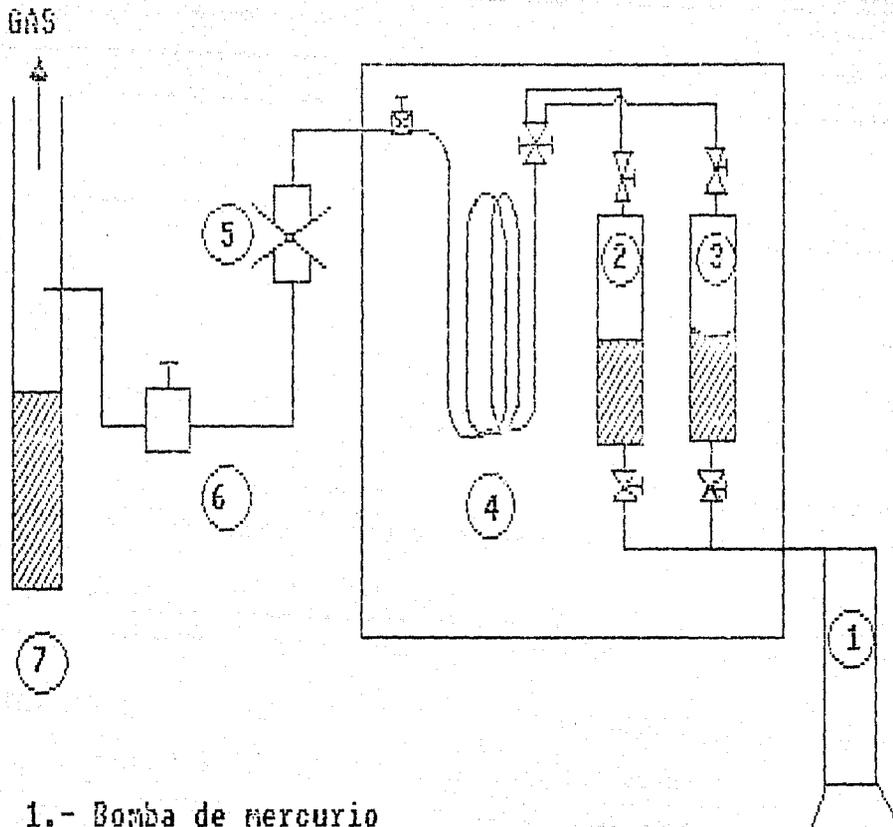
Existen tres métodos para obtener un desplazamiento de tipo miscible de aceite por gas, los cuales pueden clasificarse de la siguiente manera:

- 1.- Proceso de drene por vaporización de gas o inyección de gas a alta presión
- 2.- Proceso de drene por condensación de gas
- 3.- Proceso de bache miscible

Al pensar en un proceso de este índole, es necesario realizar pruebas a nivel laboratorio y con un simulador numérico composicional.

4.4.5.1- Prueba de presión de mínima miscibilidad "slim tube"

Este tipo de prueba al llevarse a cabo en el laboratorio se le conoce con el nombre de presión mínima de miscibilidad. La figura 24 muestra las principales partes de las que esta compuesto el equipo necesario para efectuar una prueba de este tipo. La parte principal del equipo es un tubo de $\frac{1}{4}$ " de diámetro de aproximadamente 10 m. de longitud y que contiene arena.



- 1.- Bomba de mercurio
- 2.- Depósito de aceite
- 3.- Depósito de gas
- 4.- Tubo delgado (slim tube), acero de 1/4", 10 metros
- 5.- Vaso pequeño (visual)
- 6.- Válvula de presión
- 7.- Separador de aceite y gas

FIGURA 24. PARTES DE LAS QUE ESTA COMPUESTO EL EQUIPO DE (SLIM TUBE).

El gas inyectado puede ser miscible en un primer contacto o lograr la miscibilidad, como resultado de múltiples procesos de contacto. Si el gas inyectado y el aceite logran una miscibilidad completa, el desplazamiento del fluido del yacimiento puede lograr recuperaciones de aceite superiores al 90 por ciento. Lo importante es conocer la presión mínima a la temperatura del yacimiento con la cual se logra la miscibilidad total en el proceso de desplazamiento.

La presión mínima de miscibilidad (PMM) puede determinarse en forma visual observando el fluido desplazado, pero normalmente se determina como el punto donde cambia bruscamente la pendiente de la curva de porcentaje de aceite recuperado, obtenida de una serie de desplazamientos en la forma que se muestra en la figura 25, en la cual se puede ver la recuperación de aceite como función de la presión para una temperatura de yacimiento.

El uso de los diagramas ternarios, es de gran ayuda para encontrar la PMM basándose en tres seudocomponentes que representen el fluido del yacimiento. El uso de estos diagramas se verá más adelante, los cuales permiten definir que tipos de procesos de inyección pueden realizarse.

La PMM también puede encontrarse por medio del proceso de contactos múltiples (PCM), el cual puede llevarse a cabo directamente con un simulador composicional, habiendo previamente ajustado una EDE en la forma descrita anteriormente en la sección 4.3. De este proceso se puede obtener la información siguiente:

- 1.- La miscibilidad entre un aceite y un gas inyectado como función de la composición del gas enriquecido.
- 2.- La revaporización del líquido para un yacimiento de aceite.
- 3.- El diagrama de fases de una mezcla de gas inyectado al aceite a una presión fija y temperatura de yacimiento. Se calcula el diagrama ternario mostrando la región de dos fases, el punto crítico, las líneas de enlace y las regiones de miscibilidad o no miscibilidad.

4.4.5.2- Prueba de hinchamiento "swelling test"

Cuando se inyecta un gas en un yacimiento de aceite bajosaturado, el gas puede disolverse

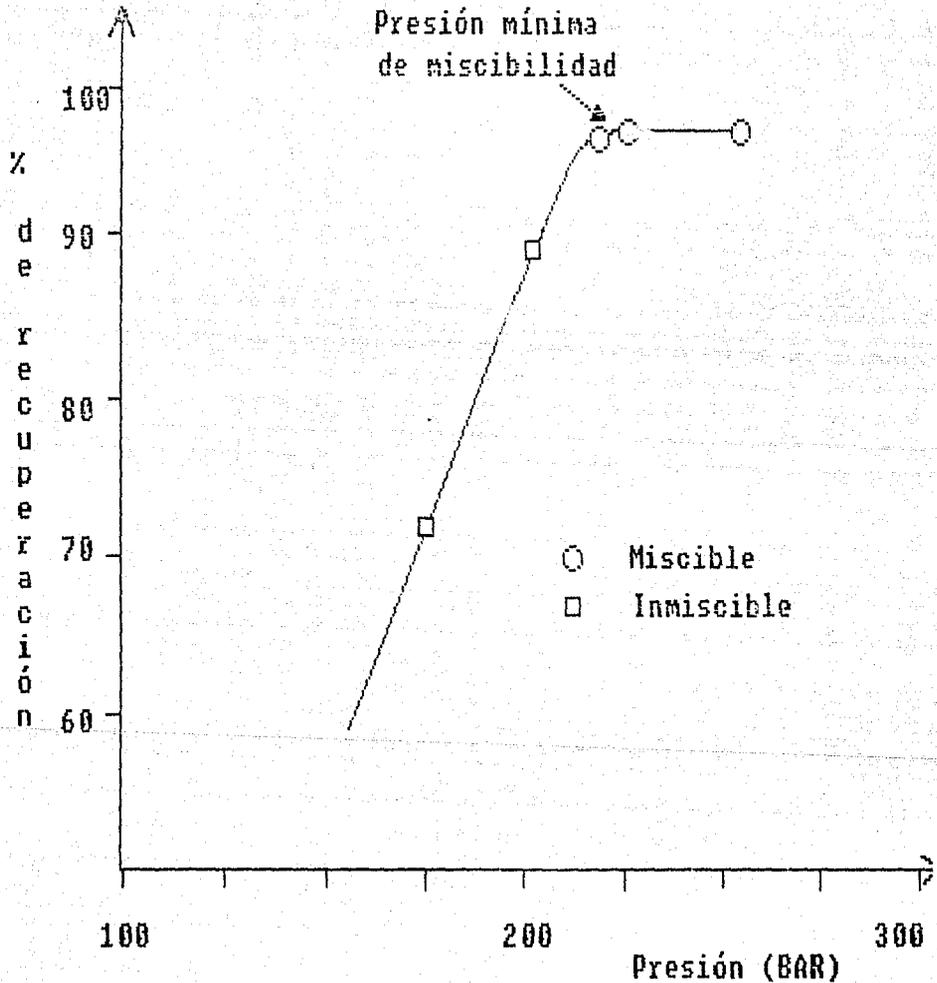


FIGURA 25. RECUPERACION DE ACEITE EN FUNCION DE LA PRESION EN EL EXPERIMENTO DE PRESION MINIMA DE MISCIBILIDAD (SLIM TUBE).

dentro del aceite, trayendo como consecuencia un efecto de hinchamiento, es decir el volumen del aceite crece, lo cual resulta en cambios en la presión de saturación como función del gas inyectado.

Este tipo de prueba puede hacerse en una celda ordinaria PVT, y se debe empezar con el fluido original del yacimiento. Se inyecta un volumen de gas a la celda y se determina una nueva presión de saturación, así como un nuevo volumen de saturación. Este proceso se repite hasta que la presión de saturación del fluido sea igual a la presión de inyección estimada del sistema, figura 26.

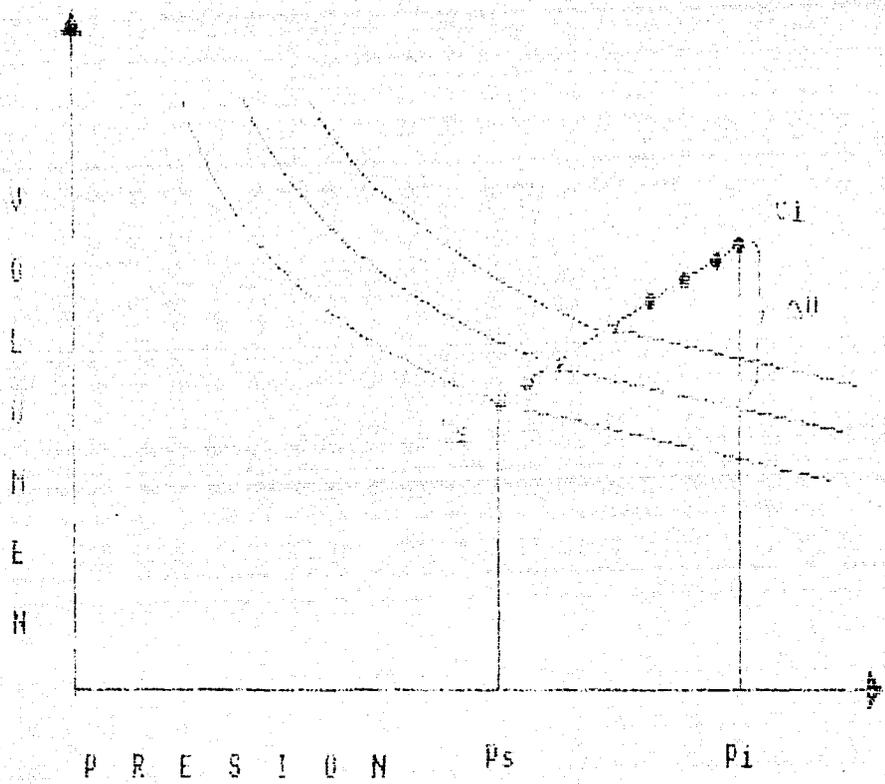
De esta prueba podemos medir la presión de saturación como una función del gas inyectado, el volumen de fluido saturado en cada incremento de gas y las relaciones presión-volumen arriba de la presión de saturación, ya que la presión de saturación puede cambiar de un punto de burbuja a un punto de rocío después de inyectar volúmenes significantes de gas. Un dato muy importante es el volumen de fluido saturado en la mezcla en relación al volumen de aceite original saturado en el yacimiento.

4.4.6- Utilidad de los diagramas ternarios

Cuando se pretende llevar a cabo un proceso de recuperación de aceite, por inyección de algún fluido el cual puede ser miscible, es indispensable contar con los diagramas ternarios. Este concepto fue introducido por Gibbs³⁶ para observar las relaciones entre las fases presentes en un sistema de tres componentes puros. Al utilizarlos en mezclas multicomponentes como los hidrocarburos, los resultados obtenidos deberán tomarse en forma semi-cuantitativa.

En todo estudio de inyección es importante definir que tipo de proceso es el que se realizará, por ejemplo si se quiere alcanzar la total miscibilidad entre el gas inyectado y el fluido del yacimiento. Hutchinson y Braun³⁷ explican claramente los procesos de tipo miscible, así como la importancia que tienen en ellos las relaciones entre fases.

El desplazamiento de tipo miscible toma importancia cuando se desea alcanzar recuperaciones mayor del 90 % del fluido original en el yacimiento, ya que las recuperaciones bajas de aceite se relacionan en forma directamente proporcional a las fuerzas capilares que actúan



- Pi - Presión de inyección
- Ps - Presión de saturación
- Vs - Volumen de saturación
- Vi - Volumen del líquido a la presión de inyección
- ΔU - Volumen incrementado

FIGURA 26. REPRESENTACION GRAFICA DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA DE HINCHAMIENTO DEL ACEITE (SWELLING TEST)

reteniendo el aceite, y estas resultan de la tensión interfacial entre el aceite original a ser desplazado y el fluido desplazante. Si las interfases entre el fluido desplazado y desplazante no existen las fuerzas capilares desaparecen y el proceso que se tiene es el de tipo miscible.

Los diagramas ternarios ayudan a definir si el proceso es de tipo miscible o inmisible; como se mencionó anteriormente existen tres procesos básicos miscibles los cuales son; inyección de gas a alta presión, inyección de gas enriquecido e inyección de bache miscible. De estos tres procesos se explicará a continuación utilizando los diagramas ternarios, cuando puede realizarse un proceso de inyección a alta presión y cuando es conveniente el de gas enriquecido.

En la figura 27 se presenta el diagrama ternario para un proceso de inyección a alta presión para la composición de un aceite hipotético. La línea más importante es la tangente al punto crítico (llamado "plait point"), que es donde la fase gas es idéntica a la fase líquida; la curva que se encuentra arriba de este punto es la curva de rocío y la curva inferior es la curva de burbujeo. A las líneas que unen puntos de la línea de rocío con puntos de la línea de burbujeo se les conoce como líneas de enlace ("tie-lines"), estas son determinadas de acuerdo a la composición de los tres pseudocomponentes para determinada presión a temperatura de yacimiento, ya que la EDE conoce la constante de equilibrio para las dos fases, entonces se puede saber cuanto corresponde a la fase vapor y cuanto a la fase líquida y de esa manera unirlos. La parte que se encuentra a la izquierda de la línea tangente al punto crítico, es en la cual el proceso originalmente puede ser de tipo inmisible, y el área de la derecha de esta línea corresponde a procesos en los cuales la miscibilidad se puede alcanzar fácilmente.

Si la composición original del aceite cae a la derecha de la línea tangente al punto crítico la miscibilidad podrá alcanzarse por medio del proceso de inyección a alta presión con relativa facilidad, además no será necesario inyectar un gas muy rico, ya que este mismo gas inyectado se irá enriqueciendo para alcanzar la miscibilidad total. En tanto que si la composición del aceite se encuentra a la izquierda de la línea crítica, entonces para poder alcanzar condiciones de miscibilidad el proceso tendrá que ser de gas enriquecido, debido a que el líquido es el que se enriquece y así poder alcanzar miscibilidad con el gas inyectado; este tipo de proceso se puede apreciar en la figura 28. Después de tener un fluido caracterizado por medio de una

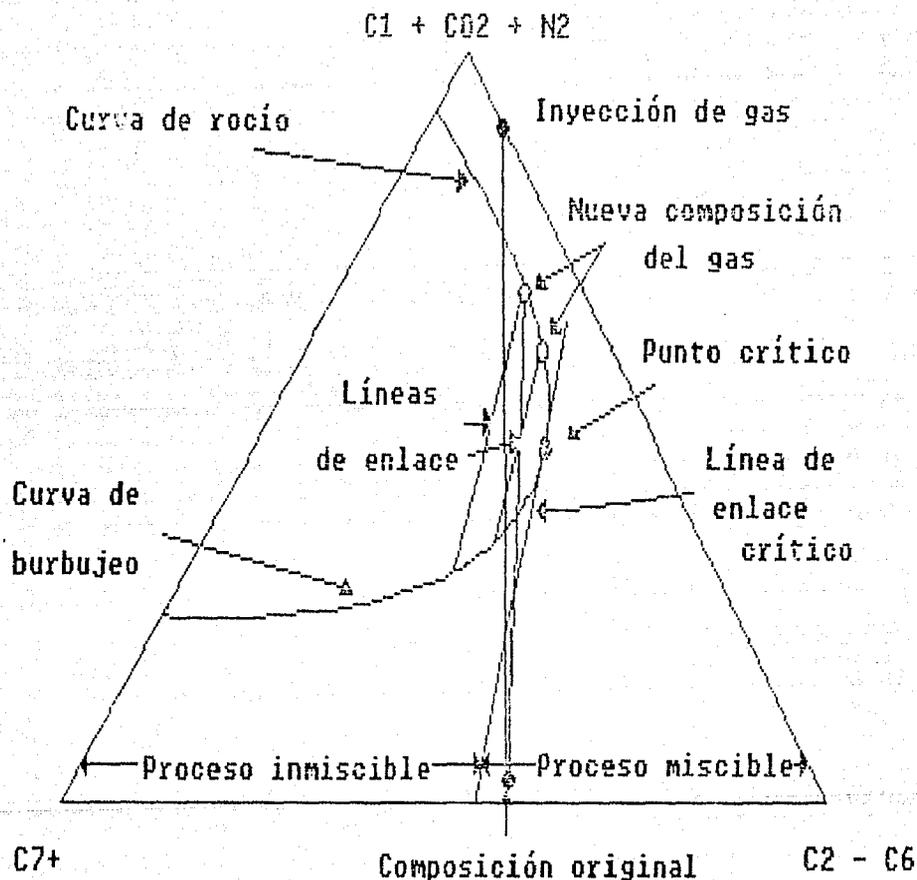


FIGURA 27. DIAGRAMA TERNARIO PARA UN PROCESO DE INYECCION DE GAS A ALTA PRESION.

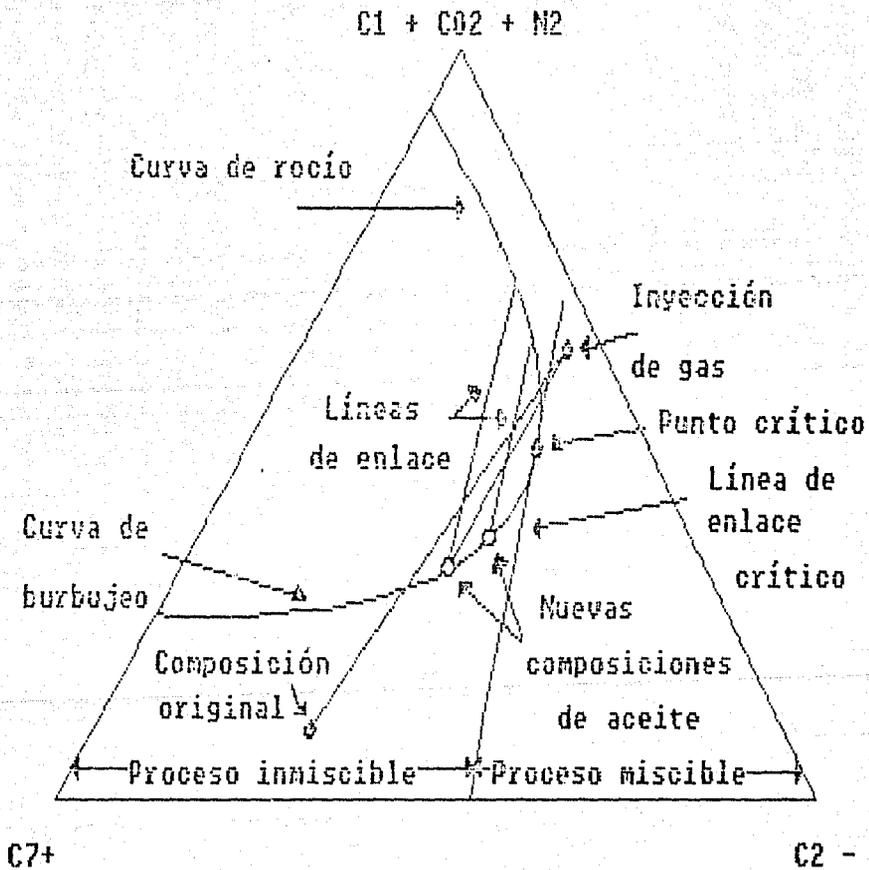


FIGURA 28. DIAGRAMA TERNARIO PARA UN PROCESO DE INYECCION DE GAS ENRIQUECIDO.

ecunción de estado, se pueden usar los diagramas ternarios para diferentes condiciones de presión a temperatura de yacimiento. La importancia que esto pueda tener para el campo Jujo-Tecominoacán se discute a continuación.

El comportamiento del fluido del pozo Jujo-42 para una presión de 7500 Lb/pg^2 (527 Kg/cm^2) y una temperatura de yacimiento de 309 °F, se aprecia en el diagrama ternario de la figura 29. La región de dos fases para esa presión es pequeña, pero se incrementa conforme la presión disminuye, aunque la composición es la misma arriba de la presión de saturación, es decir todo el gas se encuentra disuelto en el aceite.

La composición original del fluido obtenida de los tres pseudocomponentes, agrupados de la siguiente manera fue con los cuales se realizó el diagrama ternario:

$$G1 = C1 \quad 41.69\%$$

$$G2 + C3 + GRP4 + GRP5 = C2 + 6 \quad 27.58\%$$

$$GRP6 + GRP7 = C7 + \quad 30.73\%$$

De acuerdo con la posición que tenga esta composición dentro del diagrama ternario se puede decir que tipo de proceso puede implantarse para alcanzar miscibilidad entre el fluido inyectado y el desplazado. Para esta condición de presión se observa la posición representada por el punto 0, el cual cae en la región donde el proceso puede ser de tipo miscible, pero esto sería difícil ya que inyectar un gas a tan altas presiones no puede realizarse en forma práctica; al abatir la presión la región bifásica se incrementa. La figura 30 muestra el diagrama ternario a la presión de 3732 Lb/pg^2 (262 Kg/cm^2), que es la presión de saturación para este fluido, pudiendo observarse que el punto 0 cae precisamente en la curva de burbujeo, pero ahora se encuentra en el área donde no se puede alcanzar fácilmente la miscibilidad, al menos que sea inyección de gas enriquecido; por lo tanto para el campo Jujo-Tecominoacán la situación es ideal para un proceso en que se inyecte un gas enriquecido. Es importante mencionar que debido a la disponibilidad de gas en el país esto parece no ser viable a corto y mediano plazo.

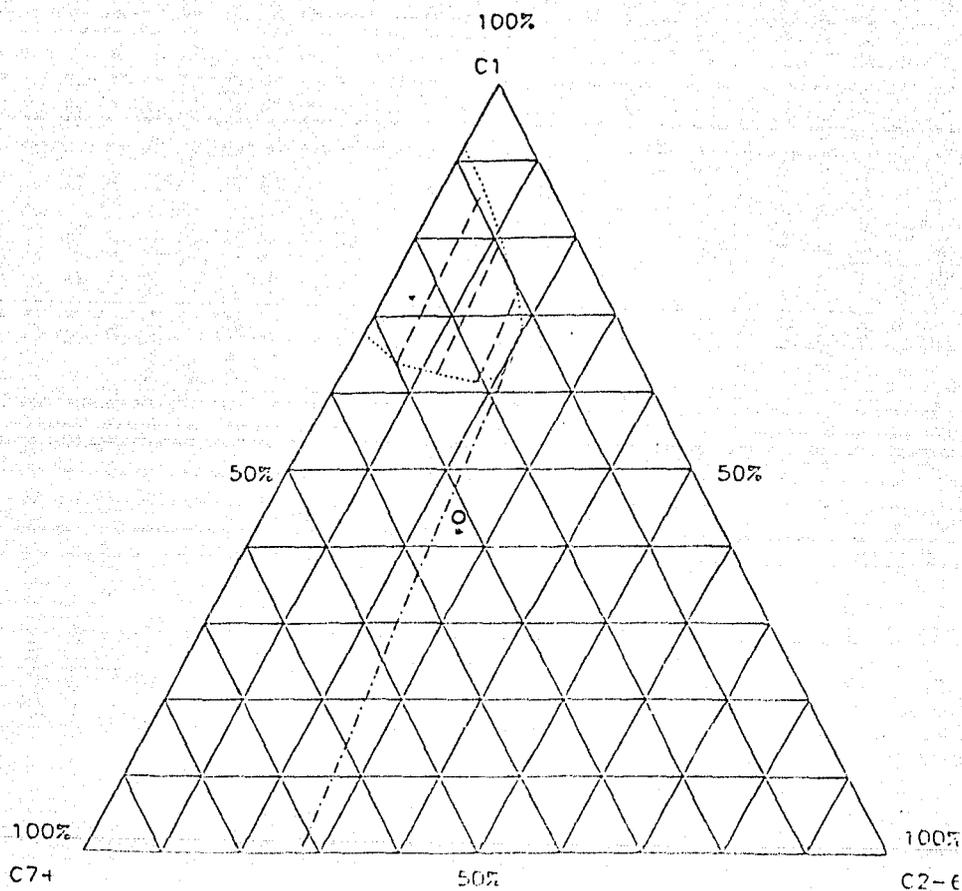


FIGURA 29. DIAGRAMA TERNARIO PARA EL FLUIDO DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN A LA PRESION DE 7500 PSIA Y UNA TEMPERATURA DE 309 F.

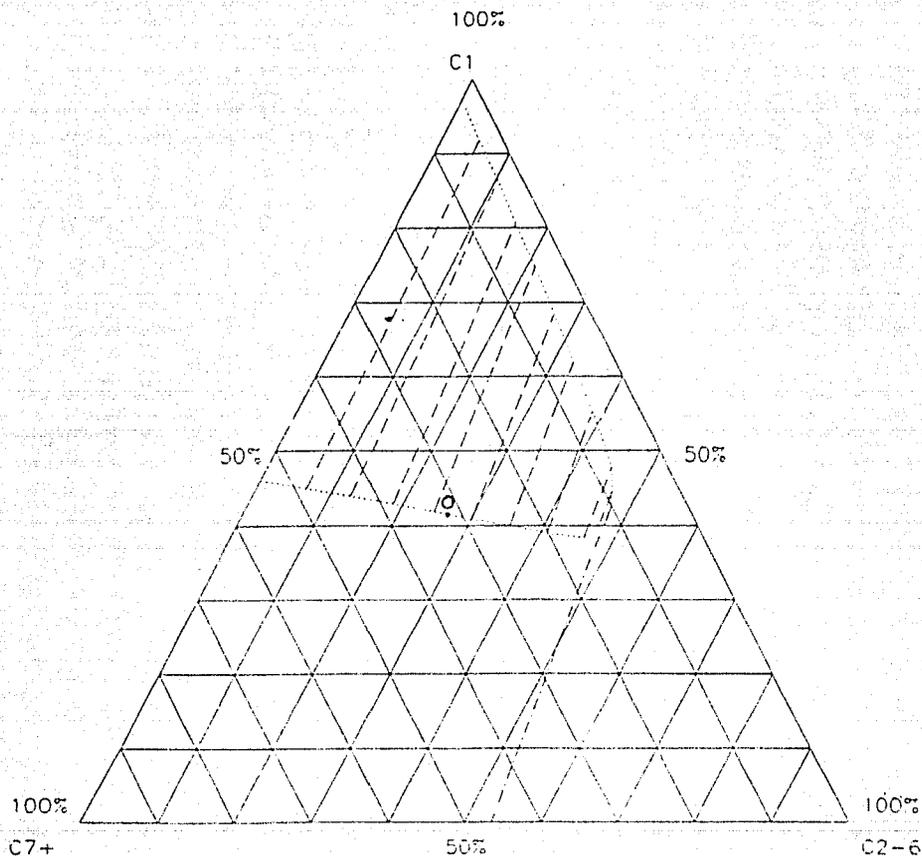


FIGURA 30. DIAGRAMA TERNARIO PARA EL FLUIDO DEL CAMPO
 JUJO-TECOMINOACAN A LA PRESION DE 3732 PSIA
 Y UNA TEMPERATURA DE 309 F.

5.-ETAPAS DE SEPARACION EN SUPERFICIE

5.1- Ajuste de la EDE para los fluidos en la superficie

El tener ajustada una EDE para el yacimiento, en muchas ocasiones, no implica que predice correctamente el comportamiento de los fluidos en la superficie por lo cual es necesario ajustar la ecuación de estado con diferentes valores en los parámetros de ajuste. Para esto una de las maneras en que se puede saber si la EDE ajustada para el yacimiento funciona también para la superficie, es comparando el proceso flash o de separadores realizado en el laboratorio, con el ejecutado en el programa PVT por medio de la EDE; si los resultados de RGA son muy parecidos, se puede concluir que la EDE sirve tanto para el yacimiento como para la superficie. En este segundo ajuste se toman en cuenta otras propiedades que ayuden a su confirmación, como la densidad del aceite, densidad del gas, viscosidades, peso molecular, etc...

Los trabajos presentados por Coats^{29,38} discuten el ajuste de la EDE, tanto para el yacimiento como para la superficie. Lo realizado para el campo Jujo-Tecominoacán basado en el fluido del pozo Jujo-42, con el estudio de separadores en tres etapas realizado en el laboratorio y comparado con el realizado con la EDE se muestra en la tabla 7, donde se observa el ajuste de la RGA para las diferentes etapas con un error menor del 3% entre el valor del laboratorio y el calculado por la EDE. Por lo tanto se puede decir que la EDE funciona tanto para el yacimiento como para la superficie.

5.2- Etapas actuales de separación en el campo Jujo-Tecominoacán

Si el yacimiento que está en estudio, se determina que es un aceite volátil o de gas y condensado, se debe poner mucha atención a las etapas con las cuales se va a separar el aceite en superficie, debido a que de estas presiones y temperaturas de separación dependerá la cantidad de líquido recuperado en el tanque en forma estabilizada. Por esta razón se debe de realizar un estudio completo para definir cuantos separadores son necesarios.

Con el paquete PVT comentado previamente, se puede determinar cuales son las condiciones de separación que permitan obtener la máxima cantidad de líquido a condiciones de tanque,

TABLA 7.- ESTUDIO DE SEPARADORES EN TRES ETAPAS

	1a ETAPA	2a ETAPA	TANQUE
PRESION DE SEPARACION (psia)	1123.38	135.09	14.7
TEMPERATURA DE SEPARACION (*F)	107.80	107.80	80.0
RGA (LAB.) @ CE (MSCF/STB)	0.78000	0.12100	0.32500
RGA (EDE) @ CE (MSCF/STB)	0.75800	0.09800	0.28600
PROPIEDADES DEL LIQUIDO:			
PESO MOLECULAR	120.45	131.22	175.28
VISCOSIDAD (cp)	0.5085	0.59124	0.93920
DENSIDAD (lb/ft ³)	45.089	48.104	49.252
FACTOR Z	0.4017	0.2538	0.0088
VOLUMEN MOLAR (ft ³ /lb-mol)	2.8713	2.8483	3.5585
PROPIEDADES DEL GAS:			
PESO MOLECULAR	21.48	22.52	37.68
VISCOSIDAD (cp)	0.0138	0.0125	0.0097
DENSIDAD (lb/ft ³)	3.748	2.241	0.094
FACTOR Z	0.8609	0.8957	0.9898

RGA = RELACION GAS-ACEITE
 LAB. = LABORATORIO
 EDE = ECUACION DE ESTADO
 CE = CONDICIONES ESTANDAR

la mínima RGA producida y en consecuencia producir un aceite lo más ligero posible (de la mayor densidad API). Esto tiene mayor importancia en campos existentes en la Zona Sureste, en los cuales una gran cantidad de líquidos se condensan en los gasoductos, los cuales causan muchos problemas en las plantas petroquímicas.

Reuldhuber³⁰ establece que los volúmenes de líquido recuperados por condensación de gas, debido al mal diseño de los separadores puede ser mayor al volumen de líquido recuperado en el tanque. Esto trae consigo graves errores en los cálculos de factores de recuperación, puesto que el líquido que se condensa en los gasoductos jamás se contabiliza. Es esta la razón por la cual los estudios de ingeniería de yacimientos con respecto al cálculo de los factores de recuperación pueden ser inciertos.

De acuerdo con las etapas actuales de separación en el campo Jujo-Tecominoacán, tabla 8, se analizan los volúmenes recuperados para cada etapa de presión, así como los volúmenes finales recuperados en el tanque para una corriente de 1 mol.

En muchas ocasiones el ingeniero no aplica correctamente estos resultados para cálculos de mucha trascendencia. Por ejemplo el gas debe de ser contabilizado en cada etapa de presión para obtener la verdadera RGA del campo, en este estudio de separadores se encontró un valor de RGA=1.031 (MSCF/STB).

5.3- Uso correcto de los factores de volumen y relaciones gas-líquido

El usar los factores de volumen y las relaciones de solubilidad en una forma incorrecta en yacimientos muy volátiles, puede conducir a tener errores hasta de un 20% en los cálculos realizados, ya que comunmente el ingeniero toma el volumen relativo del agotamiento diferencial como si fuera el factor de volumen de la fase líquida B_o . Este factor de volumen y la relación gas-aceite, deben obtenerse de una combinación del proceso flash o de separadores^{6,40,41} y del agotamiento diferencial. Para obtener los verdaderos valores que deben de utilizarse en todos los cálculos, se relacionan los dos procesos anteriores de la forma siguiente:

$$B_o = B_{od} \left(\frac{B_{ofk}}{B_{odk}} \right) \quad (5.1)$$

TABLA 6. ETAPAS ACTUALES DE SEPARACION EN SUPERFICIE DEL CAMPO
JUJO-TECOMINOACAN

	1a ETAPA	2a ETAPA	TANQUE
PRESION DE SEPARACION (psia)	1123.38	135.09	14.7
TEMP. DE SEPARACION (*F)	107.80	107.80	80.0
RGA @ CS (MSCF/RB)	0.50824	0.31589	0.08279
RGA @ CE (MSCF/STB)	0.8138	0.33530	0.08279
SALIDA DE LIQUIDO (RB)	0.80588	0.53071	0.49953
SALIDA DE GAS (MSCF)	0.30881	0.18754	0.04138
SALIDA FRACCION MOL DE LIQ.	0.83351	0.43324	0.38381
SALIDA FRACCION MOL DE GAS	0.38849	0.20028	0.04943
FRACCION MOL FINAL DE LIQ.			0.38381
FRACCION MOL FINAL DE GAS			0.61819
VOLUMEN FINAL DE LIQ. (STB)			0.49953
VOLUMEN FINAL DE GAS (MSCF)			0.51551
RGA TOTAL ACUMULADA (MSCF/STB)			1.03198

RGA = RELACION GAS-ACEITE
CS = CONDICIONES DE SEPARACION
CE = CONDICIONES ESTANDAR

$$R_s = R_{sfb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \left(\frac{B_{sfb}}{B_{sdb}} \right) \quad (5.2)$$

Los valores correspondientes de estos parámetros se obtienen precisamente de los dos procesos mencionados previamente; en la tabla 9 se muestran los volúmenes relativos del proceso de AD y ACC así como la relación gas-aceite del AD del campo Jujo-Tecominoacán.

La forma completa para obtener los factores verdaderos basados en las ecuaciones 5.1 y 5.2, es como a continuación se describe, considerando en los cálculos que entra una corriente de un mol para las condiciones actuales de separación del campo, en la forma mostrada en la tabla 8, en el cual se obtiene un volumen final de líquido en el tanque igual a 0.49953 STB. Este volumen resulta precisamente de pasar el líquido a través de los tres separadores y obtener un líquido final en el tanque, pero para obtener el factor B_{sfb} , es necesario obtener el factor de encogimiento para el aceite precisamente después de haber pasado por los separadores, representado como C_{sf} que corresponde al volumen de aceite en el tanque, relativo al volumen de aceite en el punto de burbuja (STB/RB_b) o sea que:

$$B_{sfb} = \frac{1}{C_{sf}} \quad (5.3)$$

Por lo tanto es necesario obtener el volumen de líquido en el punto de burbuja a la temperatura del yacimiento de 309 °F, el cual resulta ser de 0.84782 RB_b para estas condiciones. De esta manera se obtiene el factor de encogimiento que es igual a:

$$C_{sf} = \frac{0.49953}{0.84782} = 0.58919 \quad (5.4)$$

Por lo tanto:

$$B_{sfb} = \frac{1}{C_{sf}} = 1.697 \quad (5.5)$$

De esta misma forma se debe de obtener el factor de encogimiento del proceso de AD, C_{bd} , para el cual su valor es $C_{bd} = 0.50507$, tabla 9 , de donde:

$$B_{sdb} = \frac{1}{C_{bd}} = 1.97994 \quad (5.6)$$

Ahora aplicando la ecuación 5.1, se puede obtener el factor de volumen B_o verdadero. En la figura 31 se observa el volumen relativo ajustado, tomando en cuenta las condiciones actuales

TABLA 9.- VOLUMENES RELATIVOS DE LOS PROCESOS DE AD Y ACC A 300°F

PRESION (PSIA)	VOLUMEN RELATIVO DEL AD	VOLUMEN RELATIVO DEL ACC	RELACION GAS-ACEITE DEL AD (MSCF/STB)
3732	1.97994	1.00000	1.39252
3249	1.82997	0.92426	1.13615
2904	1.74095	0.87929	0.98259
2597	1.67113	0.84403	0.88156
2303	1.61072	0.81352	0.75862
2004	1.55439	0.78507	0.65884
1713	1.50344	0.75934	0.57076
1401	1.45189	0.73327	0.48241
1100	1.40407	0.70915	0.40184
707	1.34019	0.67688	0.29763
550	1.31453	0.66392	0.25898
400	1.28738	0.65021	0.21565
350	1.27798	0.64548	0.20182
300	1.26778	0.64030	0.18873
250	1.25829	0.63451	0.17054
200	1.24278	0.62769	0.15221
150	1.22565	0.61903	0.13011
100	1.20132	0.60675	0.10082
50	1.15977	0.58578	0.05589
25	1.12352	0.58734	0.02081
20	1.11308	0.58268	0.01235
14.7	1.09970	0.55542	0.00001
@ CE	1.00000	0.50507	0.00000

TABLA 10.- PROPIEDADES CORRECTAS PARA LA FASE LIQUIDA OBTENIDAS POR EL METODO DE WHITSON Y TORP

PRESION (PSIA)	RS (MSCF/STB)	BO (RB/STB)
3732	1.03149	1.69692
3205	0.82348	1.58494
2821	0.69244	1.51413
2406	0.58530	1.44489
1829	0.35835	1.32859
1222	0.25728	1.27170
717	0.14081	1.20204

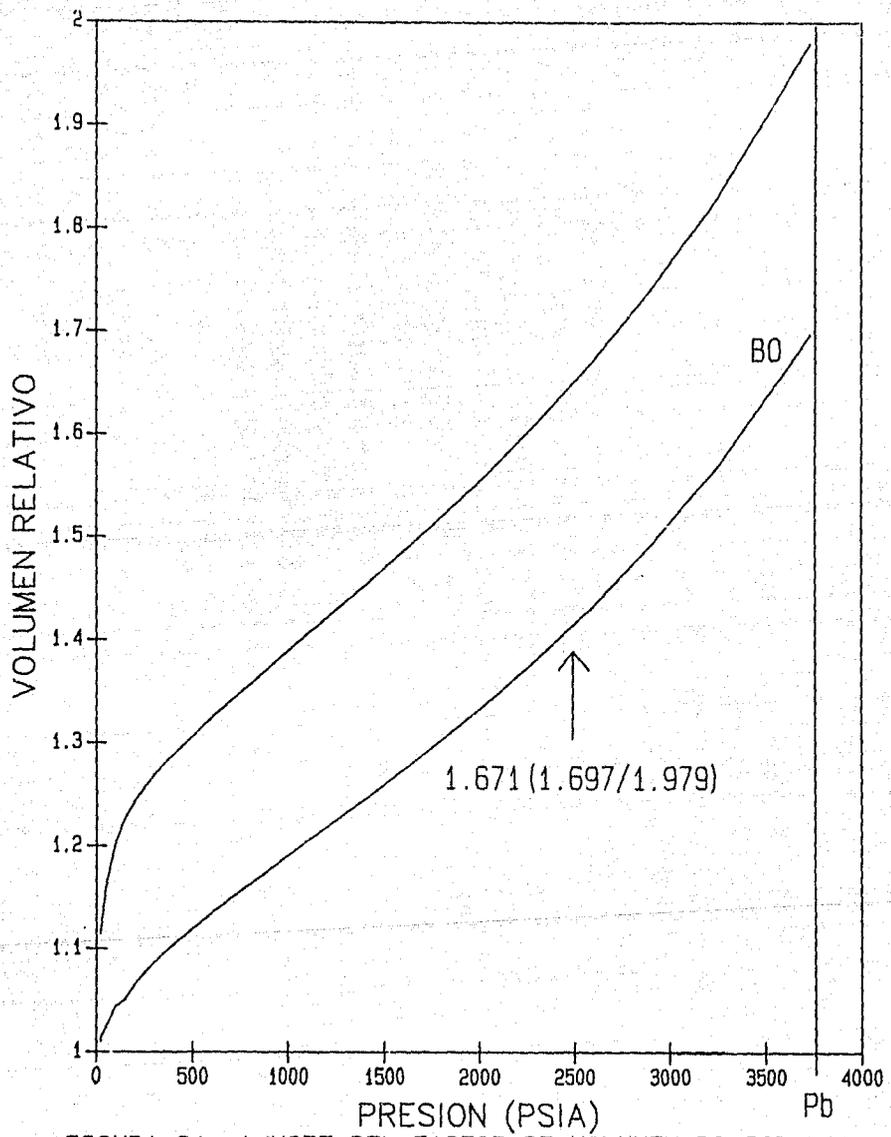


FIGURA 31. AJUSTE DEL FACTOR DE VOLUMEN BO POR LAS CONDICIONES ACTUALES DE SEPARACION

de separación; ésta es la curva que debe emplearse en todos los cálculos y no la del volumen relativo del agotamiento diferencial como se dijo anteriormente. Es, por esta razón que si el fluido es muy volátil, se deben diseñar las etapas óptimas de separación, las cuales deben de retener la mayor cantidad de componentes intermedios ricos en gasolinas como líquidos en el tanque, y esto se logra al hacer que el valor de $B_{o,fb}$ sea mínimo.

Para obtener la relación gas-aceite, se aplica el mismo criterio descrito anteriormente basándose en estos dos procesos, usando la ecuación 5.2. El valor de $R_{i,fb}$ es el obtenido del proceso de separadores el cual es igual a la RGA total acumulada que se tiene en la tabla 8, que es $R_{i,fb} = 1.031(MSCF/STB)$, y el valor de $R_{i,db}$ es el obtenido por medio del proceso de AD a la presión de saturación que físicamente es el volumen total de gas disuelto que se encuentra en el aceite, la cual adquiere un valor de $R_{i,db} = 1.39252(MSCF/STB)$ dado en la tabla 9.

En la figura 32 se muestra la RGA ajustada de acuerdo a las condiciones actuales de separación, observándose que para valores pequeños de presión pueden resultar valores negativos de RGA; esto es propio del método y fue discutido por Porttman y Moses⁴¹, concluyendo que este problema puede ser prácticamente despreciable, ya que la mayor aplicabilidad de esta gráfica se encuentra en un rango de presiones más alto.

Normalmente en los estudios de simulación matemática se habla de las tablas de aceite negro ("Black Oil"), que son las que contienen las relaciones P-V para las propiedades como el factor de volumen B_o y la relación de solubilidad R_s . Estas tablas se emplean en simuladores para aceites negros, que son aquellos en los que no es necesario el uso de una ecuación de estado, ya que el intercambio másico entre las fases aceite y gas es despreciable y por lo tanto es correcto usar un análisis PVT convencional y solamente debe afectarse por las etapas de separación para obtener los factores de volumen apropiados.

Esto fue precisamente lo que se realizó para comprobar los factores de volumen encontrados en la forma descrita anteriormente, y fue generando las tablas afectadas por las condiciones actuales de separación aplicando el método de Whitson y Torp¹⁷, cuyos resultados se tienen en la tabla 10, donde se puede apreciar que son idénticos a los obtenidos siguiendo todo el

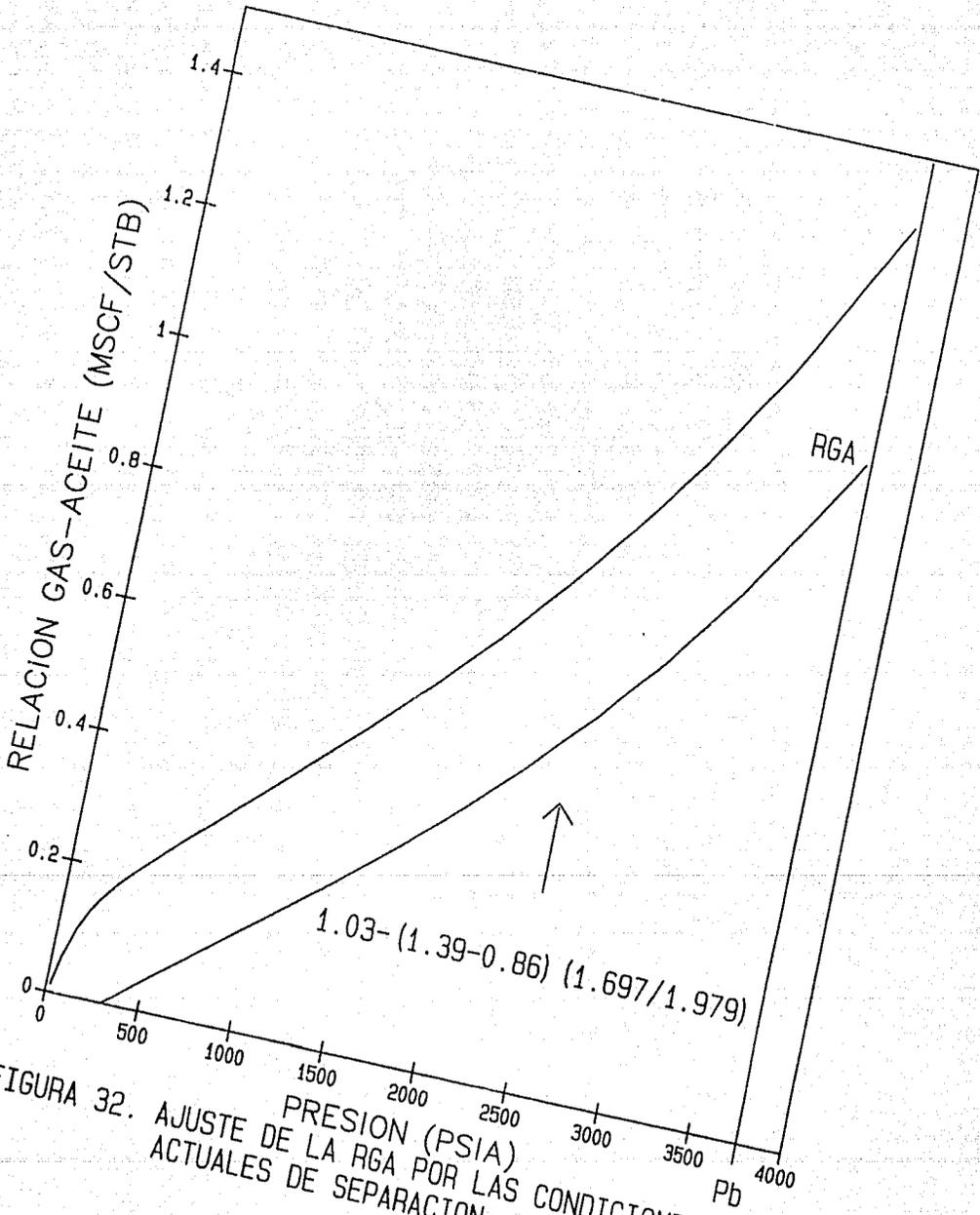


FIGURA 32. AJUSTE DE LA RGA POR LAS CONDICIONES ACTUALES DE SEPARACION

procedimiento anterior, figuras 31 y 32. El cual fue descrito originalmente hace 40 años por Amyx^o.

5.4. Propiedades del fluido en superficie

El método más conocido para distinguir si un aceite es de tipo volátil, es el propuesto por Cronquist^o que grafica en forma adimensional el factor de volumen $b_{od} = (B_{ob} - B_o)/(B_{ob} - B_{oo})$ contra la presión adimensional $P_{RD} = P_R/P_i$; si esta gráfica presenta una forma de S invertida, entre más prolongada sea su concavidad el aceite será más volátil, pero si presenta una recta a 45° entonces el aceite es negro. Casi siempre para estos fluidos las propiedades en superficie como color del fluido, relaciones gas-aceite, densidades etc..., no son parámetros determinantes para distinguir entre un aceite volátil y un aceite ligero, ya que en un aceite ligero también se encuentra intercambio másico, pero no tan fuerte como en los yacimientos de aceite volátil. Es por esto que la manera más correcta para hacer la distinción, es realizar la envolvente de fases por medio de la EDE perfectamente ajustada.

Con respecto a los resultados obtenidos para el campo Jujo-Tecominoacán, se puede apreciar en la figura 33 que el encogimiento de la fase líquida no es muy importante, es decir el aceite no presenta una gran liberación de gas para pequeños abatimientos de presión a bajo de la presión de saturación. Además al aplicar la metodología de Cronquist se puede observar en la figura 34 que realmente por la forma que presenta no se trata de un aceite volátil, sino de un aceite ligero.

procedimiento anterior, figuras 31 y 32. El cual fue descrito originalmente hace 40 años por Amyx⁶.

5.4. Propiedades del fluido en superficie

El método más conocido para distinguir si un aceite es de tipo volátil, es el propuesto por Cronquist⁴² que grafica en forma adimensional el factor de volumen $b_{od} = (B_{ob} - B_o) / (B_{ob} - B_{oa})$ contra la presión adimensional $P_{RD} = P_R / P_b$; si esta gráfica presenta una forma de S invertida, entre más prolongada sea su concavidad el aceite será más volátil, pero si presenta una recta a 45° entonces el aceite es negro. Casi siempre para estos fluidos las propiedades en superficie como color del fluido, relaciones gas-aceite, densidades etc..., no son parámetros determinantes para distinguir entre un aceite volátil y un aceite ligero, ya que en un aceite ligero también se encuentra intercambio másico, pero no tan fuerte como en los yacimientos de aceite volátil. Es por esto que la manera más correcta para hacer la distinción, es realizar la envolvente de fases por medio de la EDE perfectamente ajustada.

Con respecto a los resultados obtenidos para el campo Jujo-Tecominoacán, se puede apreciar en la figura 33 que el encogimiento de la fase líquida no es muy importante, es decir el aceite no presenta una gran liberación de gas para pequeños abatimientos de presión a bajo de la presión de saturación. Además al aplicar la metodología de Cronquist se puede observar en la figura 34 que realmente por la forma que presenta no se trata de un aceite volátil, sino de un aceite ligero.

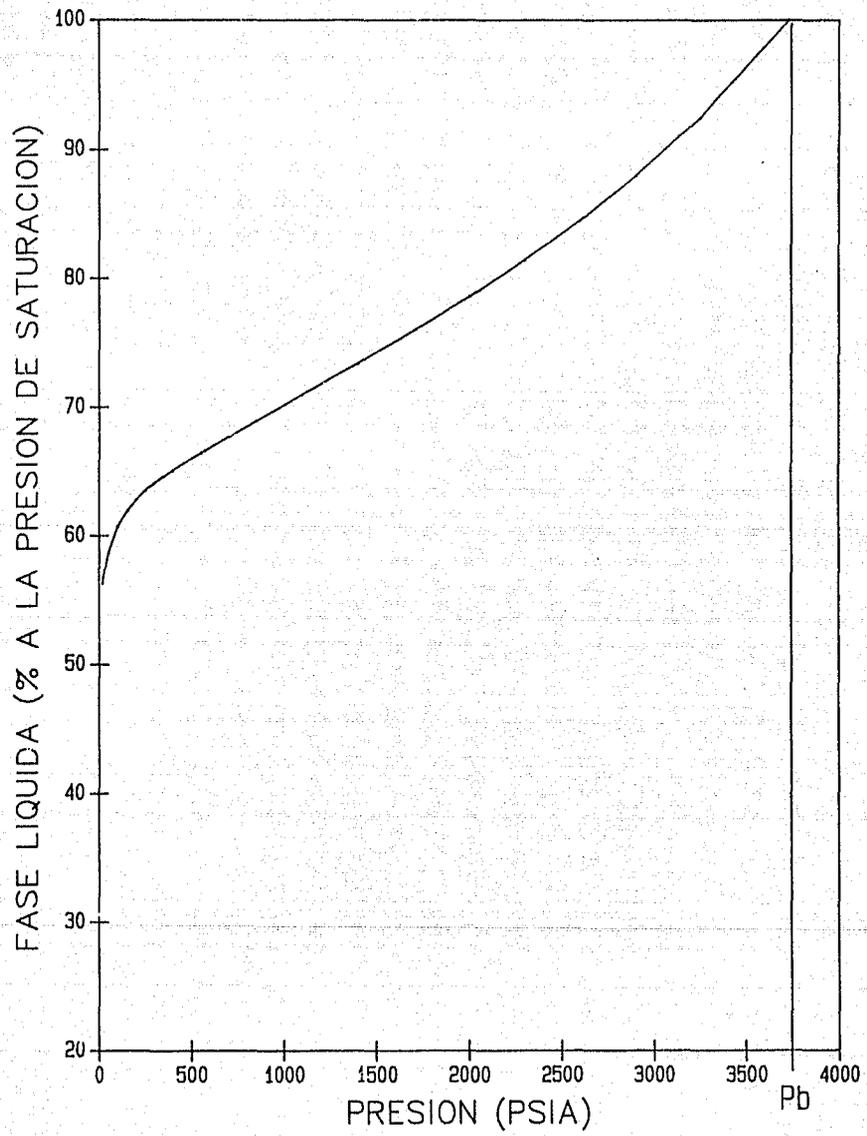


FIGURA 33. ENCOGIMIENTO DE LA FASE LIQUIDA

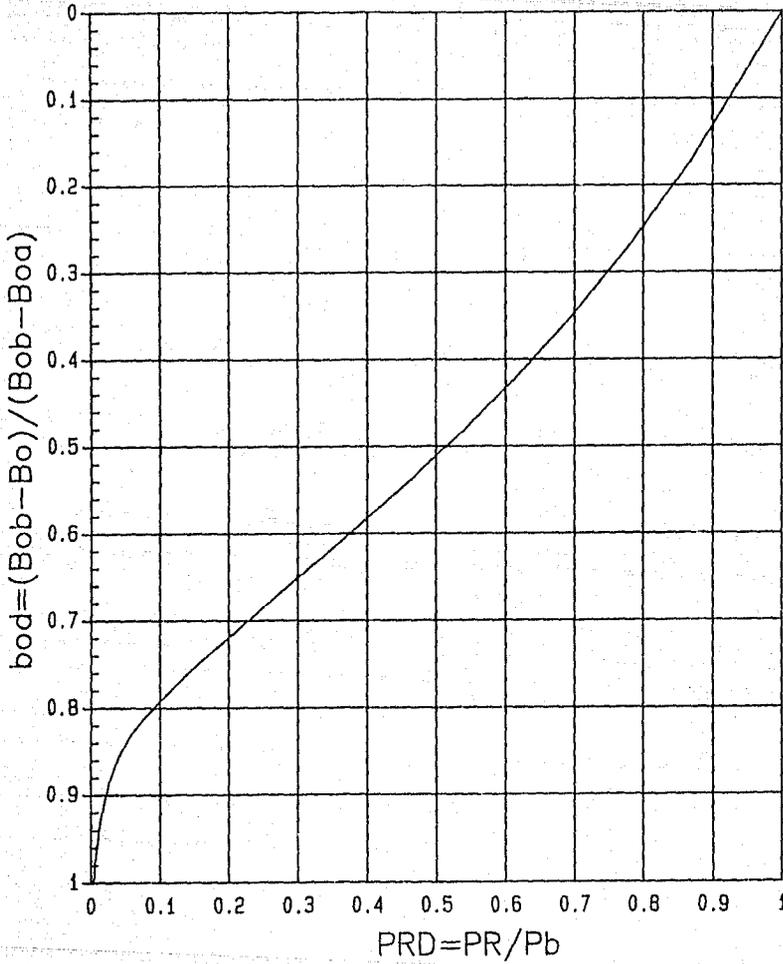


FIGURA 34. GRAFICA DE CRONQUIST PARA EL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

6.-PREPARACION Y DISCRETIZACION DE INFORMACION

6.1. Modelo de simulación composicional

Una vez que se tiene caracterizado el fluido del yacimiento, por medio de una ecuación de estado, en este momento comienza el proceso de alimentar el modelo de simulación tipo composicional. Este modelo debe de considerar los diferentes mecanismos de transferencia que pueden estar presentes en el comportamiento real, como son el fenómeno de difusión molecular, el flujo de la matriz a la fractura con transferencia de masa entre componentes y utilizar los métodos de solución más eficientes.

En muchas ocasiones se parte de hacer corridas de agotamiento natural, sin tener pensado en realizar algún tipo de recuperación secundaria o mejorada. Al trabajar con un simulador totalmente composicional, el objetivo principal deberá ser el poder simular un proceso de recuperación mejorada, ya sea inyectando gas GLP (Gas Licuado del Petróleo) o inyectando componentes no hidrocarburos como pueden ser N_2 o CO_2 .

Actualmente existen en el mercado varios simuladores de tipo composicional, destacando los de las compañías ECL⁴³ (Exploration Consultants Limited) llamado Eclipse 300, el de la SSI⁴⁴ (Scientific Software Intercomp) de nombre Comp 4, y el de CMG⁴⁵ (Computer Modeling Group) llamado GEM por nombrar algunos. Estos simuladores composicionales son aplicables a yacimientos fracturados o sea de doble porosidad, el Eclipse 300 puede adicionalmente manejar el concepto de doble permeabilidad o sea contempla el flujo matriz-matriz.

6.2. Necesidad de un preprocesador de información

Para realizar un estudio de simulación numérica de yacimientos⁴⁶ a gran escala, es necesario contar con un preprocesador de información, el cual es un programa interactivo muy versátil usado para la construcción del modelo geológico del yacimiento, y también para el diseño de la malla de simulación que se quiera usar, que además permite obtener todos los valores de las diferentes propiedades para cada celda, por medio de interpolación no-lineal.

Para el caso particular del campo Jujo-Tecominoacán, se observó en el capítulo 2, que se tiene un modelo geológico desarrollado en su totalidad, figura 2, el cual consiste de contornos, características petrofísicas y la localización de las fallas.

El preprocesador usado fue el de la compañía ECL de nombre GRID⁴⁷, el cual puede usarse para obtener los valores de las diferentes propiedades trabajando geometría de bloques centrados o mallas irregulares basadas en geometría de punto de esquina⁴⁸. La figura 35 fue diseñada precisamente con el preprocesador, basado en el modelo geológico de la Fig. 2; se utilizó una tableta digitizadora para introducir la localización de las fallas y pozos a escala, para posteriormente diseñar la malla que sea más apropiada al campo.

6.3. Construcción del modelo geológico

De acuerdo al estudio geológico y a la estructura del yacimiento, se determinó diseñar una malla de dimensiones 19X24 que cubre completamente la estructura, en la forma mostrada en la figura 36, lográndose que la mayoría de los pozos quedaran lo más centrados por celda y cumpliera que entre pozo y pozo quedara una celda vacía para disminuir los problemas de inestabilidad causados por las transmisibilidades entre celdas. Además se tomó en cuenta la orientación⁴⁹ que debe tener la malla para disminuir los errores de convergencia del modelo. En base al estudio geológico se contemplaron 6 capas desde la formación Jurásico Superior Titoniano, que está dividido en dos unidades estratigráficas y el Jurásico Kimmeridgiano que contempla cuatro unidades.

Una vez diseñada la malla en conjunto con las 6 capas del yacimiento, el paso siguiente consiste en encontrar todos los valores correspondientes de las propiedades por celda para cada capa. Basándose en los registros computarizados por pozo y analizados por el IMP (Instituto Mexicano del Petróleo), como el mostrado en la figura 37 para el pozo Jujo-24, fue posible obtener por medio de la rutina de interpolación con que cuenta el preprocesador todos los valores de las propiedades como son cimas, espesores brutos, espesores netos, porosidades, permeabilidades, etc...

Al tener toda la información ya procesada y lista dentro del simulador, entonces falta tener

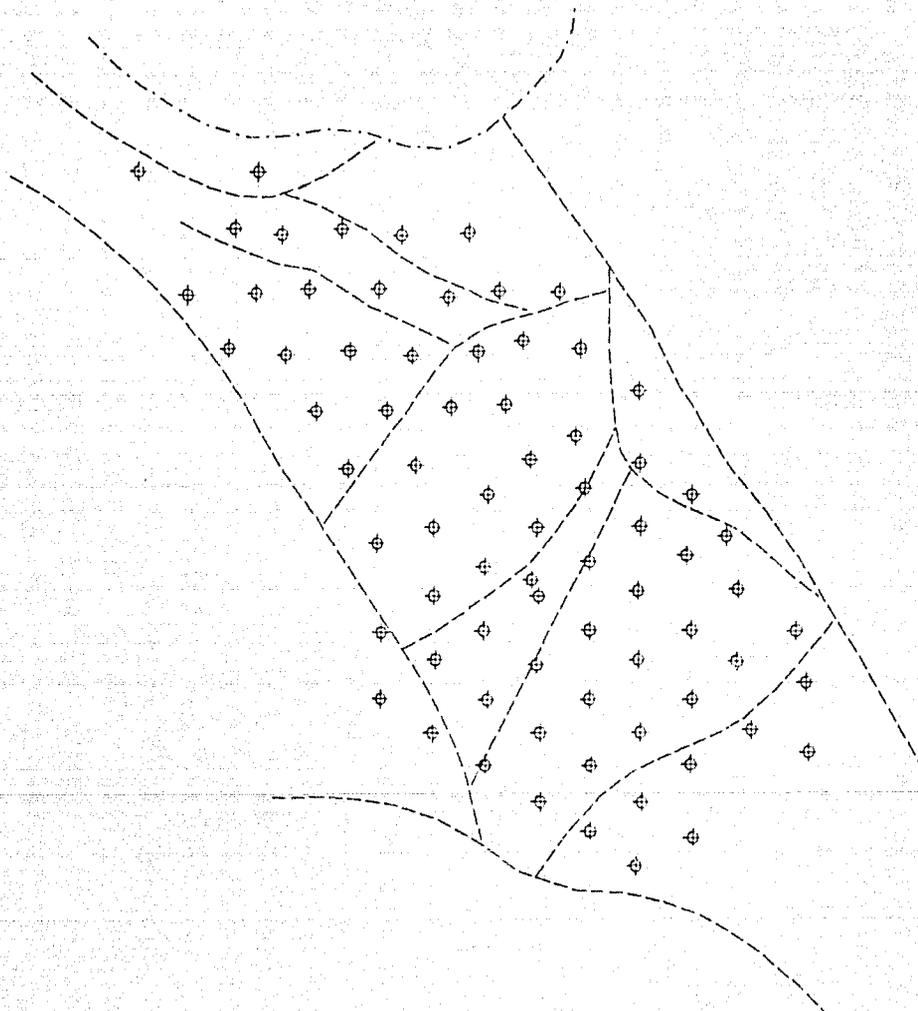


FIGURA 35. MODELO GEOLOGICO INTRODUCIDO AL PREPROCESADOR
PARA LA SIMULACION MATEMATICA DEL CAMPO JUJO-
TECOMINOACAN

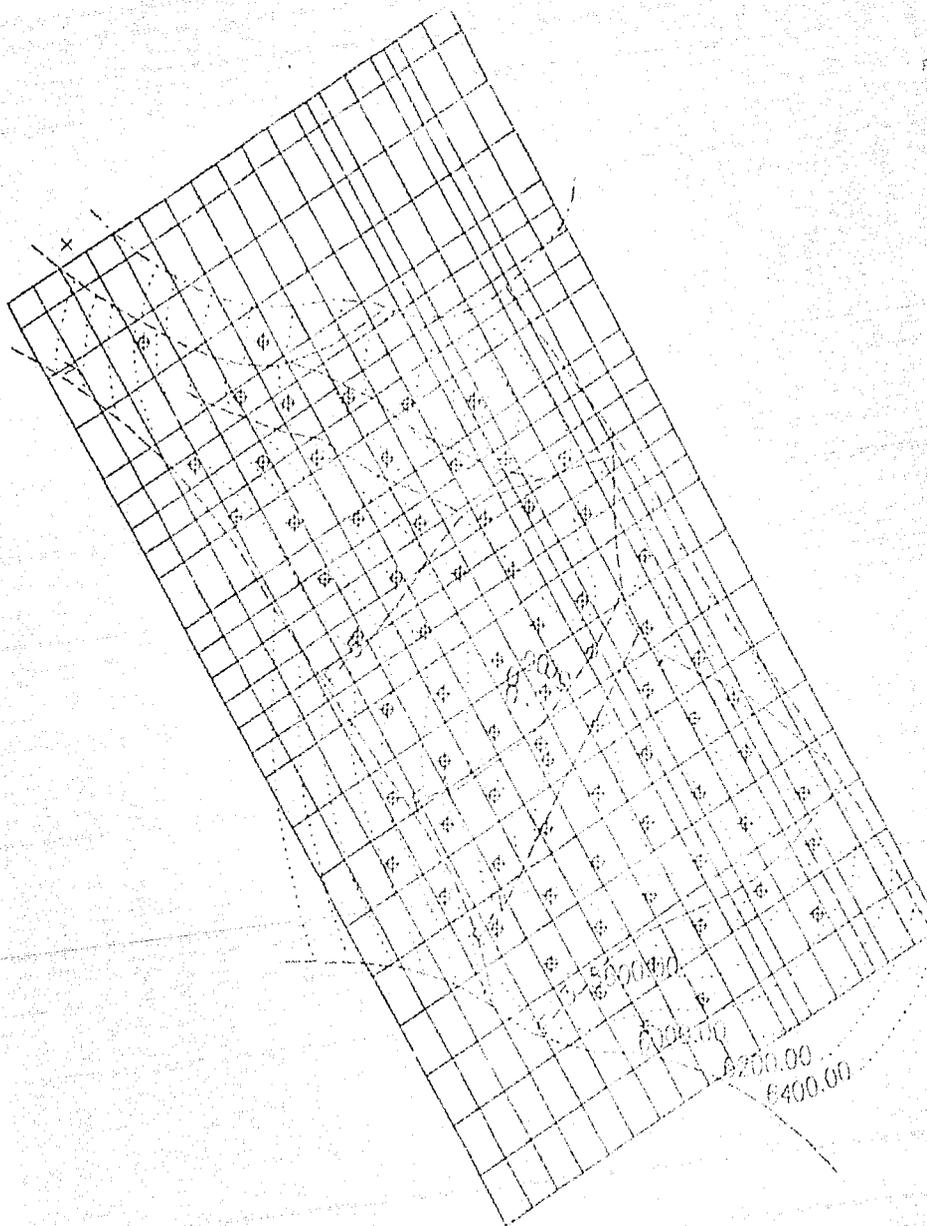


FIGURA 36. MALLA CONSTRUIDA CON EL PREPROCESADOR PARA LA SIMULACION MATEMATICA DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

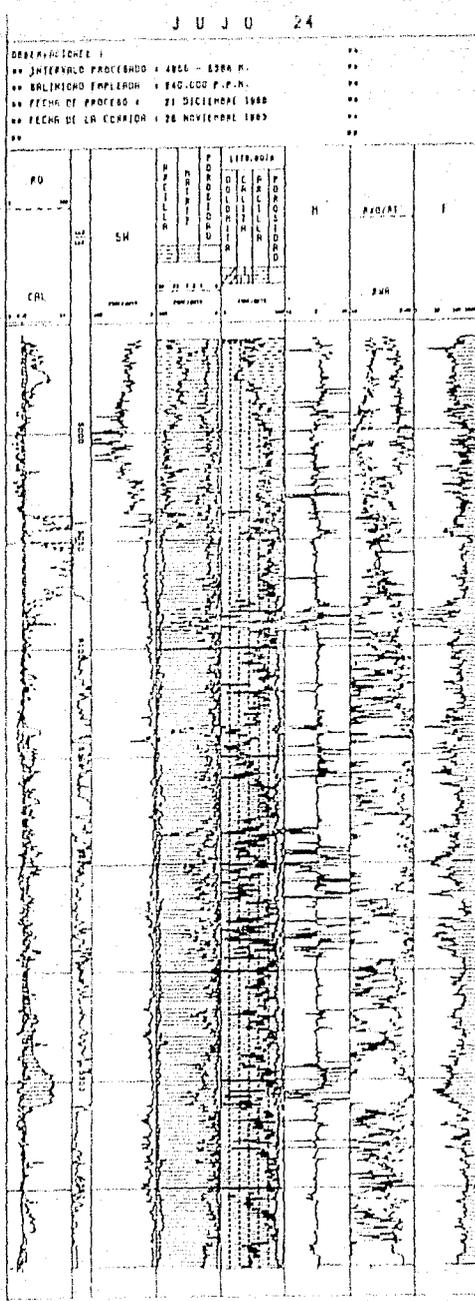


FIGURA 37. REGISTRO COMPUTARIZADO DEL POZO JUJO-24

definida la historia de presión que se va a ajustar tanto global por campo como por pozo.

6.4. Importancia de los datos presión-Producción

La historia de presión debe de quedar perfectamente definida, especialmente en yacimientos como este en que se cuenta con diferentes formaciones productoras ; ésta historia debe ser congruente, dado que el campo Jujo fue el primero en comenzar a explotarse en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. La historia de presión puede observarse en la figura 38, donde muestra que el pozo Jujo-2A fue el primero que se registró teniendo una presión inicial de 707 Kg/cm^2 , para un plano de referencia de 5900 mbam, como previamente se explicó en el capítulo 2. De esta manera se debe de ir discretizando la información de presión cuando se cuenta con diferentes formaciones productoras, donde puede haber posibles barreras al flujo y no existir una franca comunicación entre formaciones. Todos estos valores de presión se registraron por medio de las pruebas de presión a pozo cerrado en el cual se toma en cuenta todos los efectos que pueden estar implicados en la misma, para que el valor sea correcto.

Referente al campo Tecominocán entró en producción en 1983 con el pozo 101-B, entonces se registraron los valores de presión para los diferentes pozos que fueron entrando en producción y todos ellos referidos al mismo plano de referencia, de esta forma se obtuvo la figura 39, que muestra la historia de presión para la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. Para observar la tendencia conjunta de presión de los dos campos y ver si mostraban comunicación, se procedió a presentar los resultados de las figuras 38 y 39 en una misma gráfica. En la figura 40 se puede observar que la tendencia de presión es similar y por lo tanto se puede decir que si existe comunicación directa en esta formación.

La figura 41 presenta los datos de presión para todos los pozos que se encuentran produciendo de la formación Jurásico Superior Titoniano de los dos campos. En esta gráfica se puede apreciar un punto de aproximadamente 250 Kg/cm^2 de presión, el cual corresponde al pozo Jujo 438, que de acuerdo al estudio geológico del IMP es el único pozo que está disparado en la formación Cretácico Inferior. Inicialmente en el estudio realizado por Petróleos Mexicanos, se concluyó que los pozos 6, 16 y 24 están disparados en Cretácico Inferior, pero posteriormente,

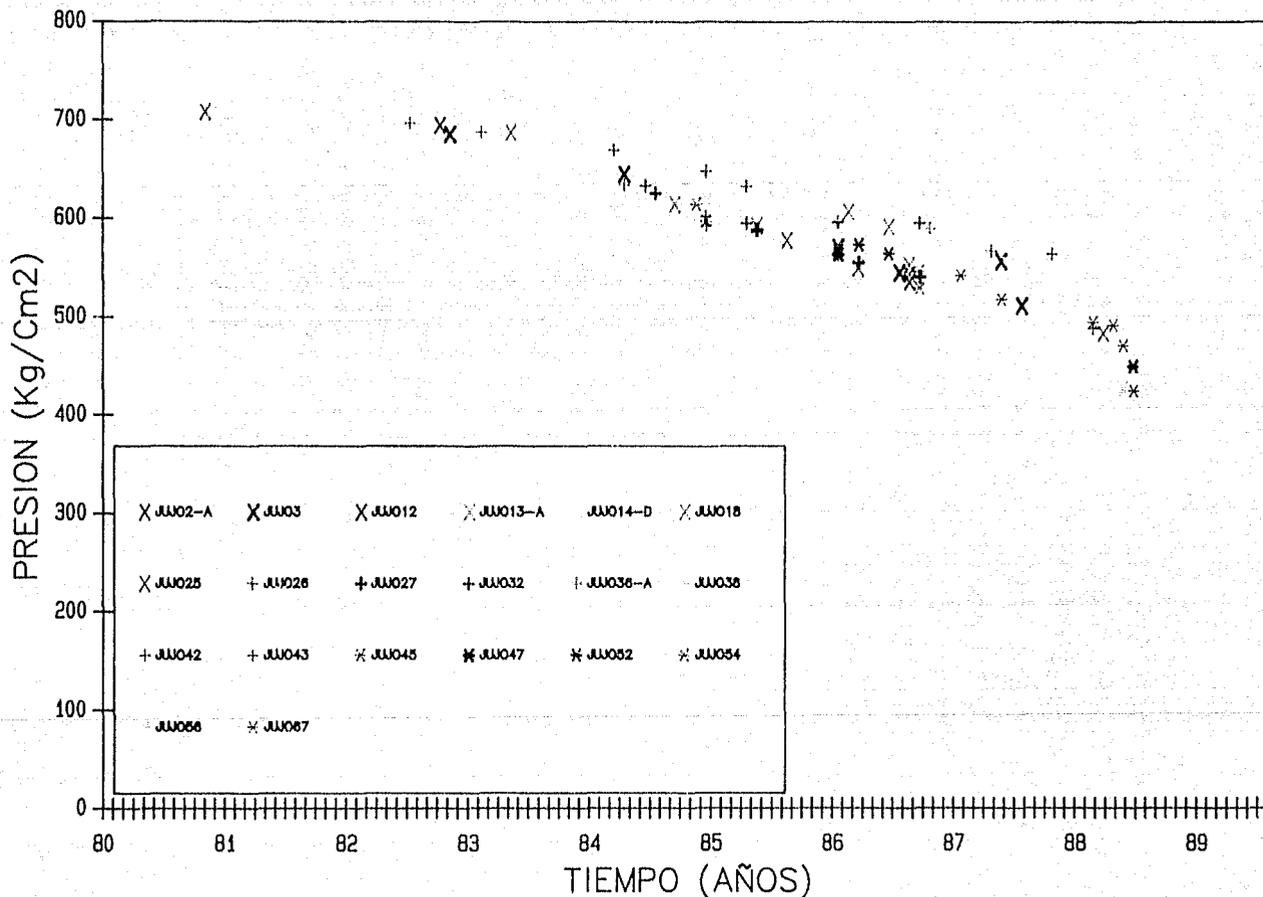


FIGURA 38. HISTORIA DE PRESION PARA EL CAMPO JUJO FORMACION JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO

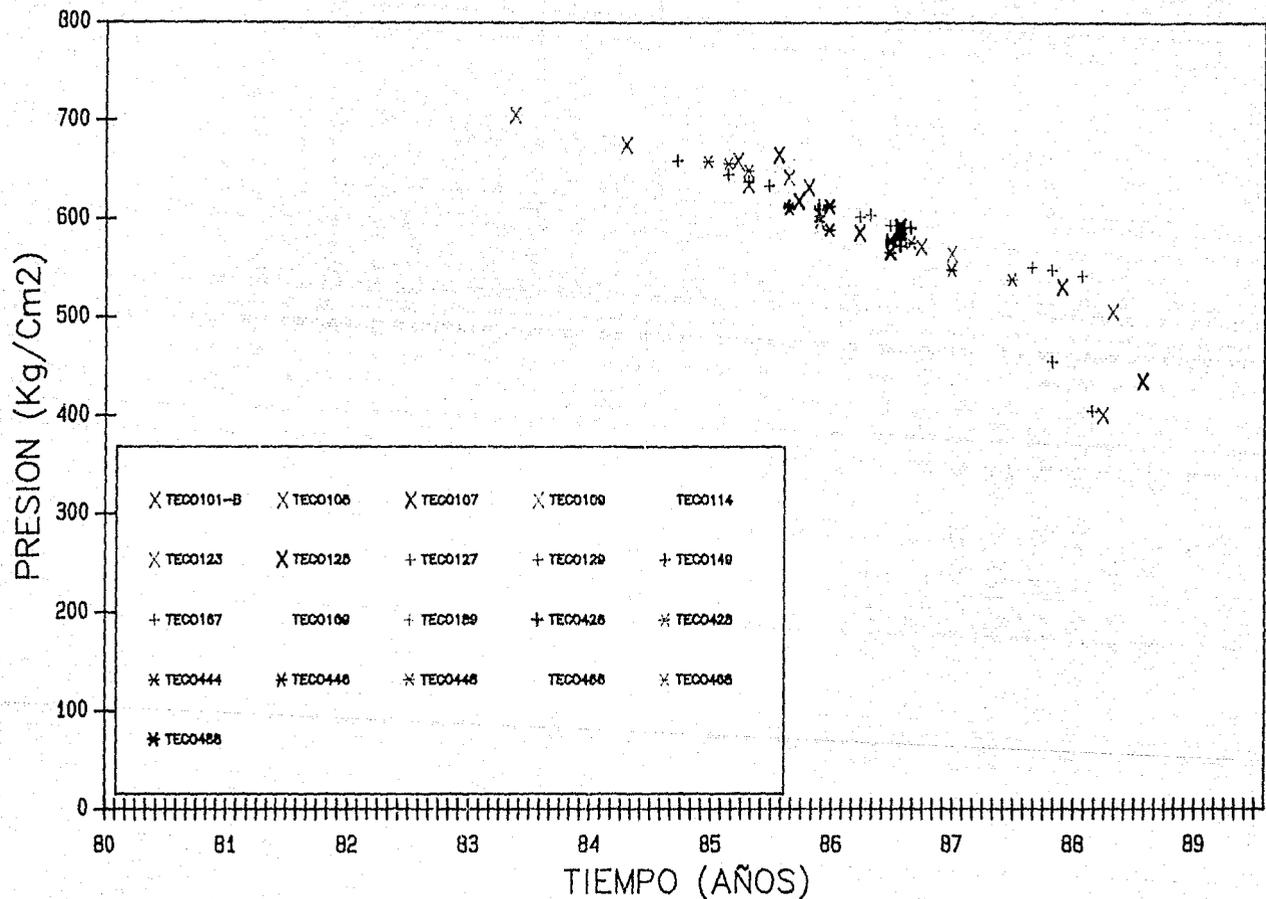


FIGURA 39. HISTORIA DE PRESION PARA EL CAMPO TECOMINOACAN FORMACION JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO

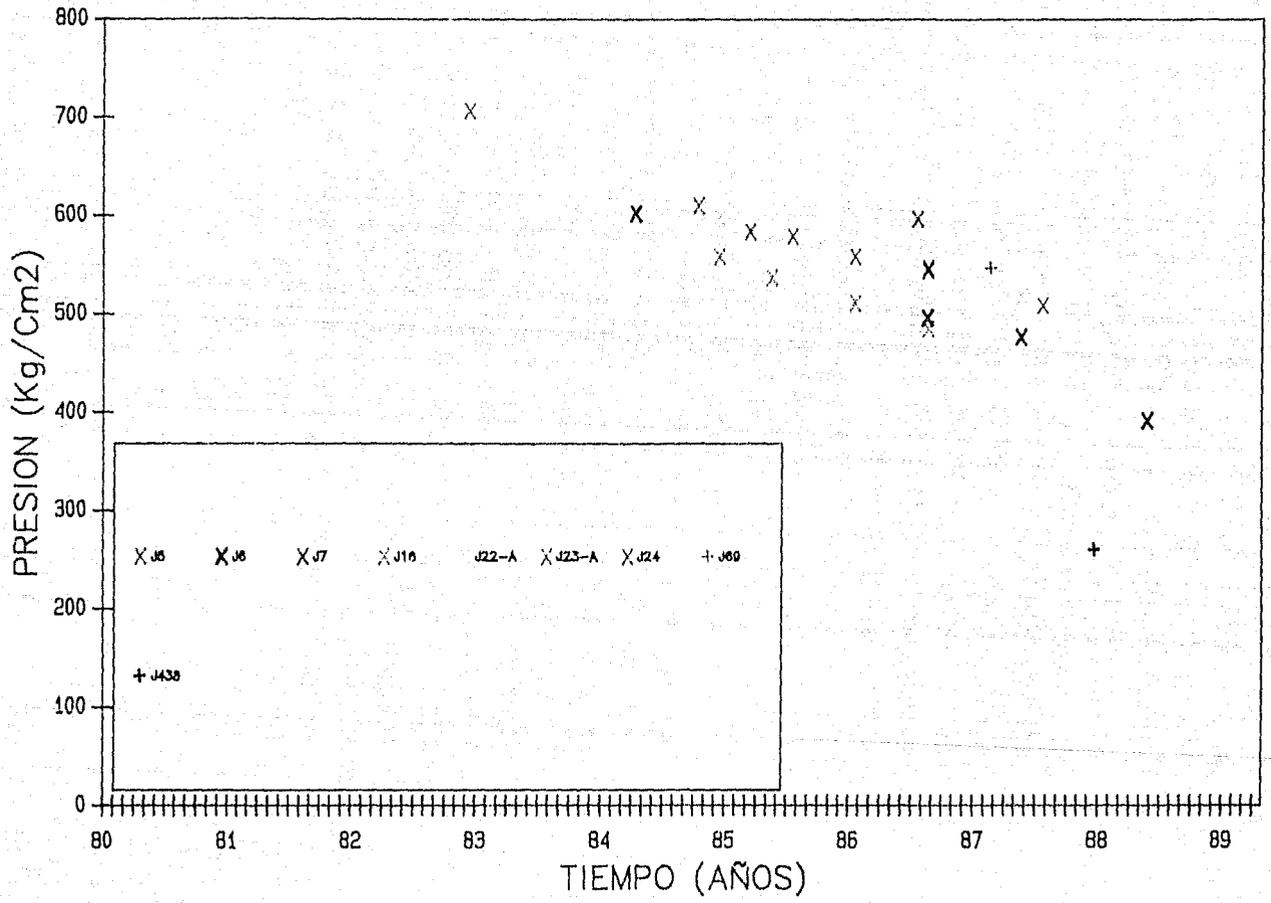


FIGURA 41. HISTORIA DE PRESION FORMACION JURASICO SUPERIOR TITONIANO

en un estudio geológico más detallado realizado por el IMP se concluyó que dichos pozos se encuentran disparados en la formación Jurásico Superior Titoniano y no en Cretácico Inferior. Cabe aclarar que en el campo Tecminoacán no hay ningún pozo disparado en Cretácico Inferior ni en Jurásico Superior Titoniano.

Finalmente se deben de poner todos los puntos de presión en una misma gráfica para observar que tan dispersos se encuentran de una tendencia central y poder definir con mayor precisión cual va a ser la curva de presión global del campo. En la figura 42 se ven todos los puntos de presión para los dos campos. Ya con el simulador se debe de tratar de ajustar una curva de presión de acuerdo a la tendencia mostrada en la cual se tengan los mejores ajustes por pozo y que representen correctamente la producción de fluidos como también los valores de RGA, saturaciones por celda, gastos de aceite, etc...

Con respecto a la producción de fluidos debe contarse con la mejor información de producción por pozo para que el estudio sea lo más confiable posible, por ejemplo, se deben detectar perfectamente los pozos que están produciendo agua o altas RGA. La figura 43 muestra el comportamiento de los fluidos producidos para el campo Jujo, y la figura 44 muestra el correspondiente comportamiento para el campo Tecminoacán.

6.5- La EDE dentro del simulador composicional

Existen dos maneras de realizar una simulación de tipo composicional, una es trabajando directamente con las constantes de equilibrio o valores K, ya que la mayoría de los simuladores composicionales tienen esta opción; la otra manera es introduciendo la EDE ajustada con todos sus propiedades como son P_c , T_c , ω , Ω_a , Ω_b , coeficientes de interacción binario, "parachlor" que es utilizado para calcular las tensiones interfaciales, etc... La diferencia principal en usar las constantes de equilibrio en lugar de la EDE, es el ahorro en tiempo para encontrar la solución, ya que se tiene una tabla con los valores en forma discreta para los diferentes valores de presión, abajo de la presión de saturación, pero una de las desventajas es la inexactitud ya que tiene que interpolar para valores de presión intermedios, en cambio la EDE calcula las constantes de equilibrio directamente para la presión actual a cualquier

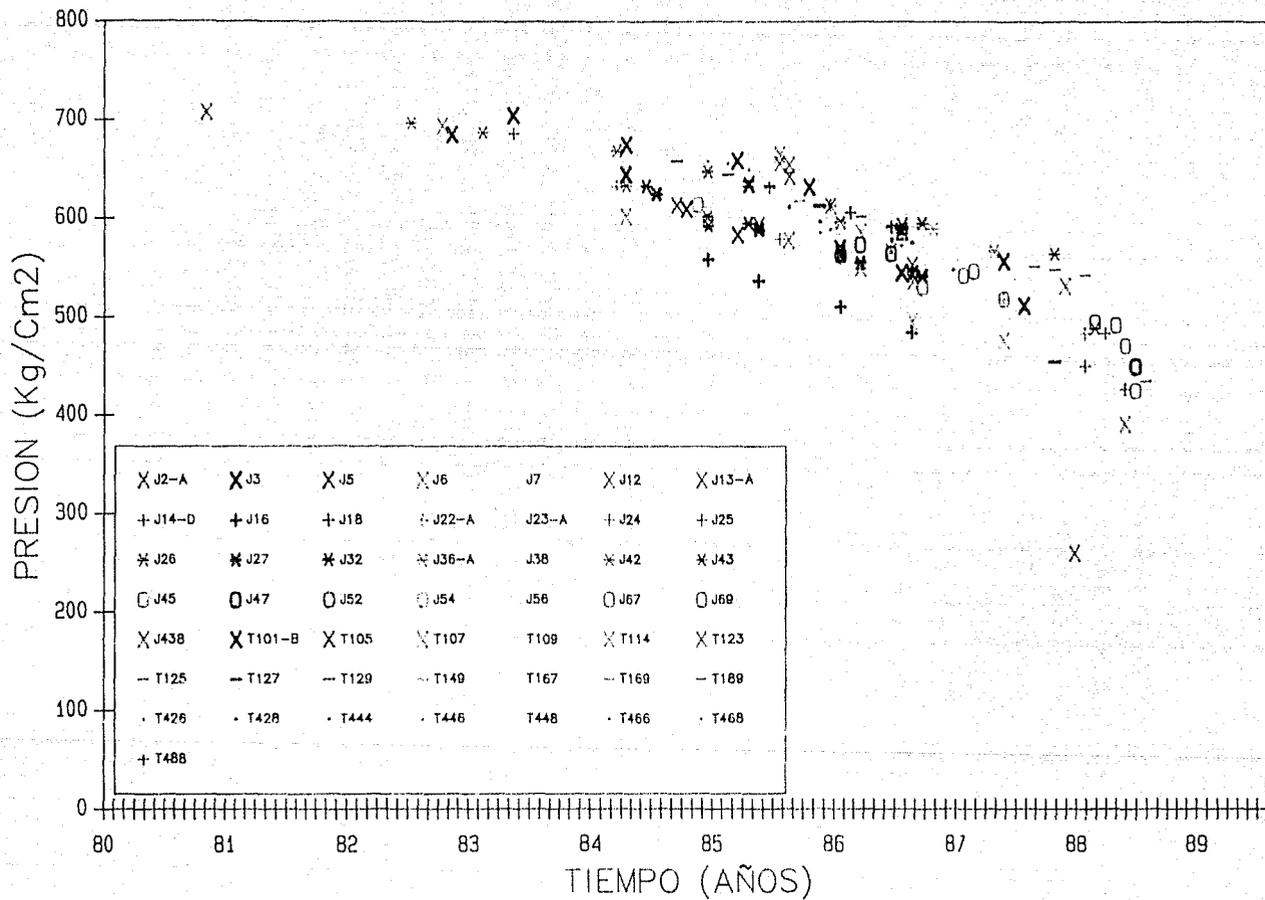


FIGURA 42. HISTORIA DE PRESION GLOBAL DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACAN

FIGURA 43. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL CAMPO JUJO

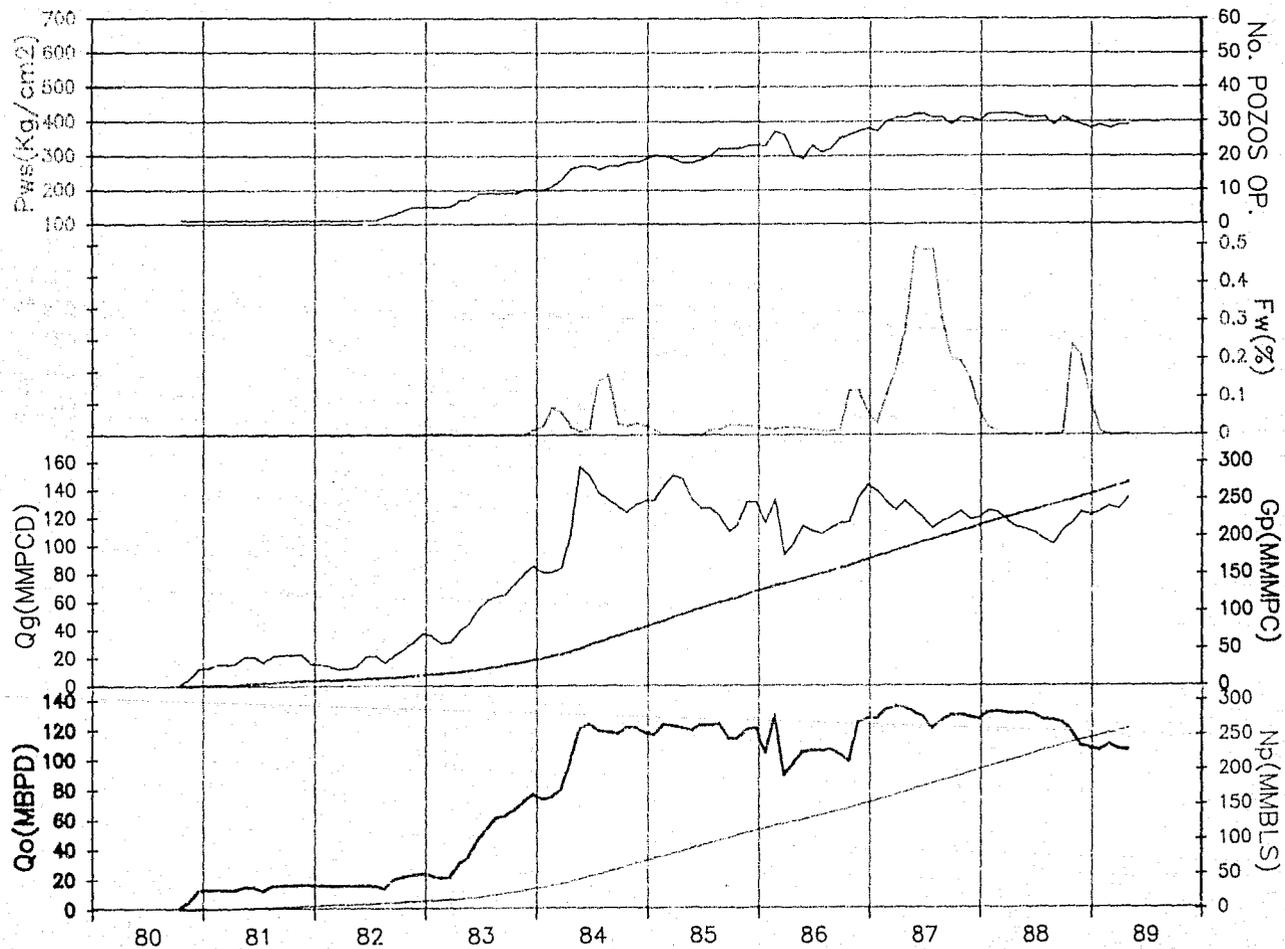
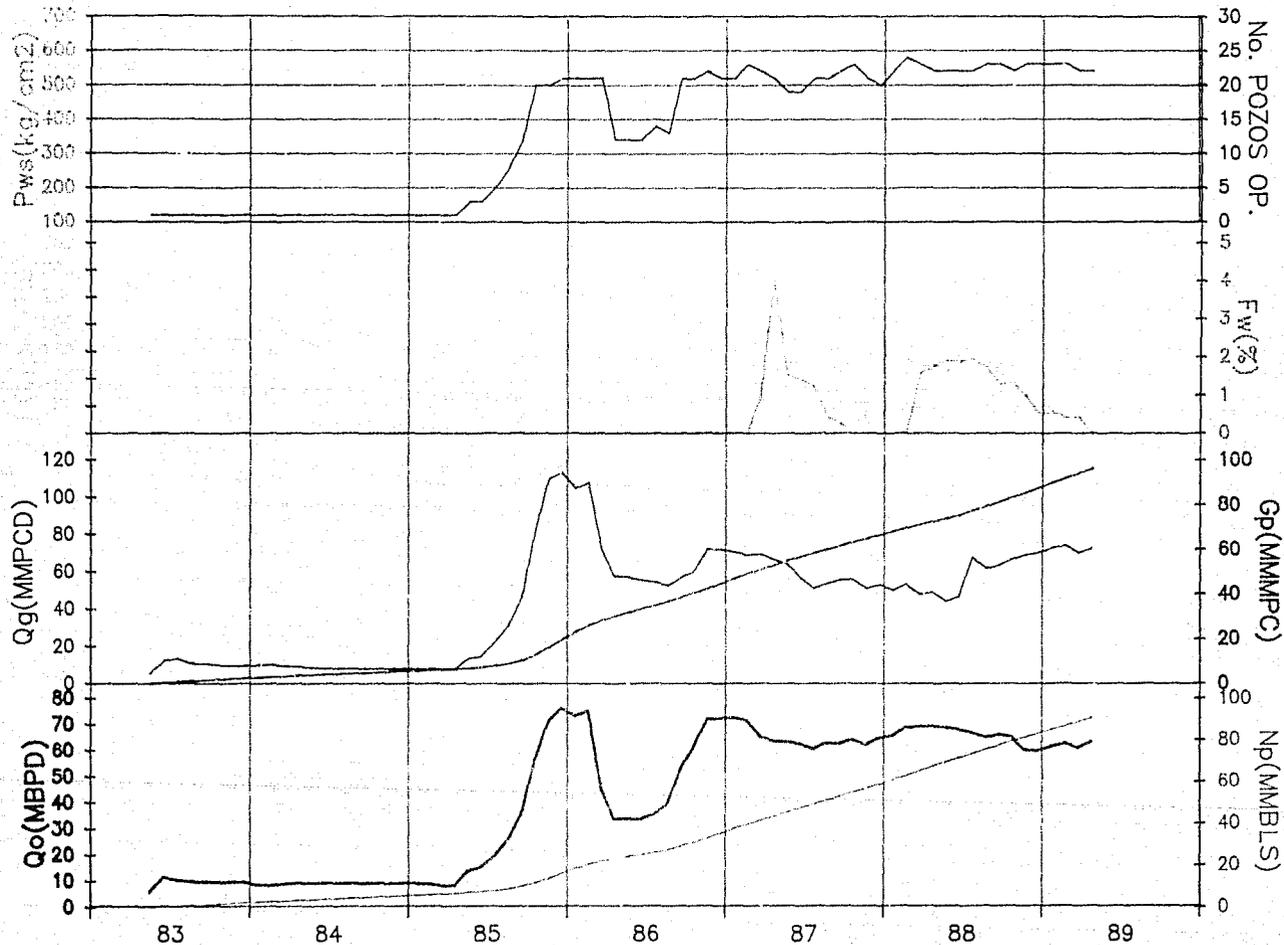


FIGURA 44. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DEL CAMPO TECOMINOACAN



tiempo de explotación, adicionalmente de que se pueden calcular directamente las densidades de las fases gas y líquido, etc.

7.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS

7.1. Confiabilidad de los resultados obtenidos

El trabajo desarrollado en esta tesis está fundamentado en los procesos termodinámicos y de equilibrio de fases. Se emplean las ecuaciones de estado que son de gran confiabilidad en aplicaciones de ingeniería de yacimientos, así también los métodos de caracterización de las fracciones pesadas, que se basan en las funciones de distribución siendo la herramienta más moderna para describir los hidrocarburos de número múltiple de carbonos.

El producir yacimientos tan complejos como son los de aceite volátil y gas y condensado, ha llevado a desarrollar nuevas tecnologías para alcanzar la explotación óptima de los mismos y poder obtener factores de recuperación más altos, tanto por comportamiento primario como por procesos mejorados de recuperación.

Es por esta razón que en este trabajo se aplicaron las mejores metodologías, para obtener una adecuada descripción del fluido del campo Jujo-Tecominoacán uno de los más grandes en la Zona Sureste de México.

Esta tesis ejemplifica y demuestra la gran importancia que tiene el trabajar con un fluido perfectamente caracterizado y poder obtener los mejores beneficios en cuanto a materia de explotación de yacimientos se refiere; por supuesto, ningún cálculo tendrá validez si no se trabaja con las propiedades correctas del fluido.

El confirmar que lo concluido anteriormente en cuanto a la caracterización del fluido es correcto, es de suma trascendencia una manera de comprobar que se trata efectivamente de un yacimiento de aceite ligero y no volátil es construir el diagrama P-T para el fluido del pozo Jujo 58, para el cual el IMP⁵⁰, efectuó recientemente un estudio PVT, el cual cuenta con el proceso de agotamiento a volumen constante. El fluido de este análisis se trabajó con la misma ecuación de estado^{10,28} empleada en la caracterización del fluido del pozo Jujo 42, obteniéndose su envolvente de fases mostrada en la Fig. 45, que demuestra precisamente que se trata de un aceite ligero y no de un aceite volátil.

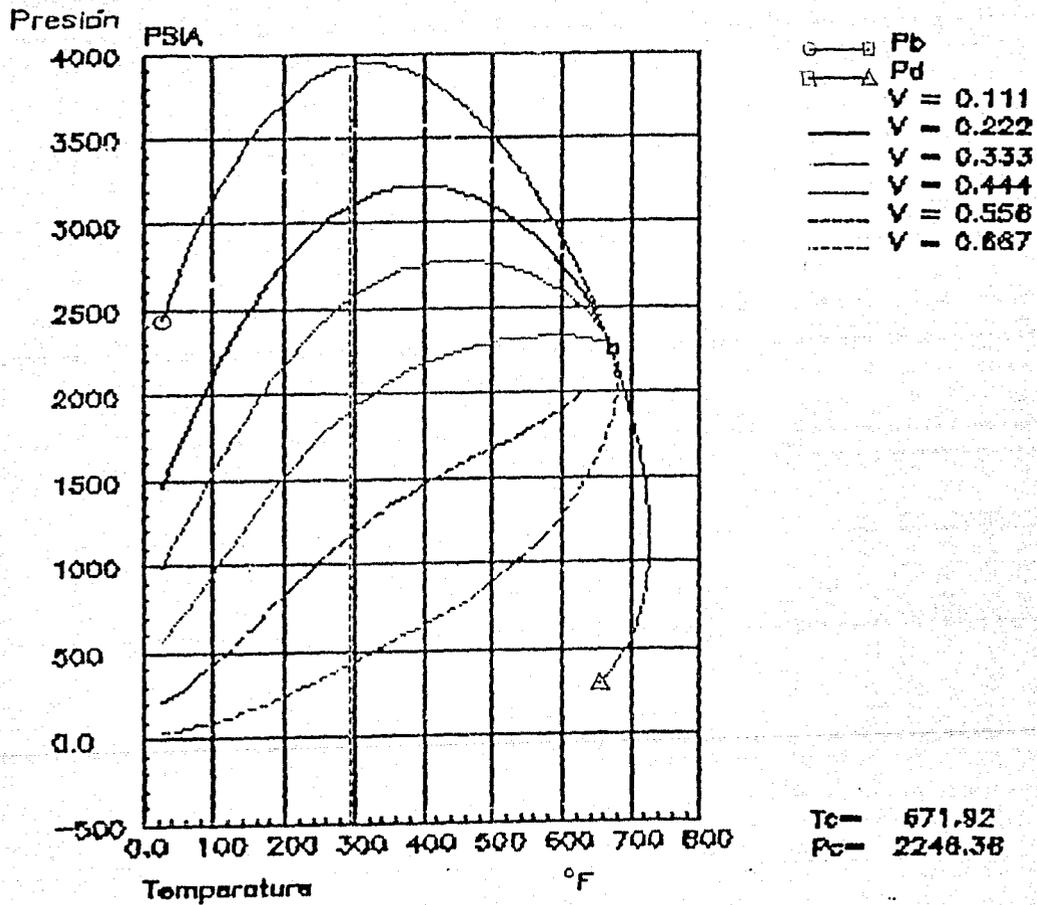


FIGURA 45. DIAGRAMA DE FASES CON LA EDE DEL ANALISIS DEL POZO JUJO-58

Esta figura 45 presenta un valor de temperatura crítica de $T_c = 671.92^\circ F$, y un valor de presión crítica de $2246.38(Lb/Pg^2)$, que si se comparan con los obtenidos ya del fluido caracterizado del pozo Jujo 42, figura 19 se puede observar que son muy cercanos. Es importante mencionar que los resultados de esta Fig. 45 se obtuvieron en base a los datos originales PVT obtenidos en el laboratorio, es decir no se empleó el proceso de validación, ya que el análisis no reporta la cantidad de gas producido ni los volúmenes de líquido remante en la celda para cada etapa de presión del proceso de agotamiento a volumen constante.

7.2- Aplicación inmediata

Una vez terminada la caracterización del fluido y la discretización de información para el campo Jujo-Tecominoacán, el siguiente paso es usar un simulador de tipo composicional al cual se le introduce esta información ya validada y corregida. Es aquí precisamente donde toda la caracterización del fluido es de gran ayuda, ya que la ecuación de estado interna en el simulador debe ser la misma con la cual se logró caracterizar el fluido.

Al contar con los valores correctos de las propiedades físicas y críticas que necesita la EDE para describir los procesos termodinámicos y de equilibrio de fases, le será mucho más rápido y preciso encontrar la solución a cada paso de tiempo al simulador composicional. Entonces lo primero es ajustar la historia de presión global del campo y por pozo, así como también los fluidos y posteriormente realizar las predicciones de producción para diferentes condiciones de explotación (producción primaria y recuperación mejorada), de tal manera que se pueda seleccionar la forma óptima de explotación.

Como se sabe, el éxito de todo estudio de yacimientos está estrictamente relacionado con la calidad y suficiencia de la información de que se disponga para el campo en estudio. Lo anterior, ha sido el objetivo principal de este estudio, aplicado al campo Jujo-Tecominoacán.

8.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los resultados de este trabajo, se comentan las conclusiones más importantes:

- 1.- De acuerdo a la posición de la falla V dentro de la estructura, y tomando en cuenta su salto que es muy pequeño (40 mts, Tabla 1), se puede concluir que hay comunicación franca entre lo que pudiera separar el campo Tecminoacán del campo Jujo. Al no encontrarse un cambio transicional entre los dos campos puede decirse que conforman una sola estructura.
- 2.- El realizar un buen estudio geológico del campo que se pretende estudiar, contribuye a tener asegurado el éxito en los estudios de simulación numérica, ya que entre más apegado a la realidad se encuentre el modelo del yacimiento serán mejores los resultados que se obtendrán.
- 3.- Es requisito tener perfectamente estabilizado el pozo antes de cualquier operación de muestreo, ya sea esta de fondo o de superficie; además la toma de muestras de fluido del yacimiento, debe realizarse al principio de la vida productiva del campo, ya que estas muestras deben de representar al fluido original en el yacimiento, y de esta manera conocer sus características iniciales.
- 4.- Dependiendo de las características del fluido y de la dimensión de la estructura se planificará la explotación óptima del yacimiento, perforando el número apropiado de pozos, diseñando las condiciones adecuadas de separación de los fluidos en la superficie y calculando las reservas de aceite y gas.
- 5.- El diseño adecuado de los experimentos PVT que deben de realizarse en el laboratorio, es un punto importante para tomar las decisiones tanto de tipo técnico como económico, ya que la información que proporcionan es fundamental para los estudios que se pretendan realizar al yacimiento.
- 6.- Antes de ajustar y caracterizar el fluido de un yacimiento con la ayuda de una ecuación de estado, se debe de tener la certeza de que es el fluido que representa apropiadamente las características del fluido original en el yacimiento.

- 7.- Es indispensable contar con un análisis PVT de tipo composicional que describa el proceso de agotamiento a volumen constante, el cual debe validarse por medio del método de balance composicional descrito en este trabajo, ya que tener valores K consistentes no significa tener ajustado el fluido en sus propiedades y características.
- 8.- Para ajustar el comportamiento del fluido por medio de una ecuación de estado, es necesario emplear la teoría de regresión no-lineal en base a las principales variables para obtener un buen ajuste, además es primordial caracterizar previamente la fracción pesada (C7+).
- 9.- Es conveniente agrupar los componentes finales en pseudocomponentes, para obtener el ajuste final cuidando que no se pierda consistencia, y validar el ajuste comparando las propiedades del proceso de balance composicional, con el obtenido por medio de la ecuación de estado.
- 10.- El objetivo principal de emplear pseudocomponentes es disminuir el tiempo de la unidad central de proceso en un estudio de simulación matemática composicional.
- 11.- La metodología descrita permite caracterizar tanto los yacimientos de aceite volátil y de aceite ligero, como los de gas y condensado con condensación retrógrada.
- 12.- El poder detectar al principio de la vida productiva de un campo que se tiene variación de la composición con la profundidad, ayudará a definir mejor las condiciones de explotación, y poder tener factores de recuperación mayores a los comúnmente obtenidos para este tipo de yacimientos.
- 13.- Si existe duda de que el yacimiento originalmente se encuentra en estado saturado, o sea presenta un contacto gas-aceite se puede aplicar el método de la energía libre de Gibbs, el cual constituye una herramienta bastante útil para identificar estas condiciones.
- 14.- Es conveniente utilizar los diagramas ternarios para definir que tipo de proceso de inyección es el recomendable para las condiciones del yacimiento, ya que ayudan en forma semi-cuantitativa a definir si la inyección debe ser de tipo miscible o inmisible.
- 15.- En caso de realizar un proyecto de inyección de gas, es necesario que se lleve a cabo la prueba de presión mínima de miscibilidad en el laboratorio. Además esta prueba debe ser

complementada con el simulador composicional y pruebas de contactos múltiples. Para el campo Jujo-Tecominocación una de las alternativas, es inyectar un gas enriquecido para obtener miscibilidad y de esta manera obtener recuperaciones mayores, el problema es la disponibilidad de gas, no siendo viable a corto plazo.

- 16.- No se debe confundir el volumen relativo del agotamiento diferencial, con el factor de volumen de la fase líquida B_o , ya que este factor es afectado directamente por un proceso (flash) o de separadores en superficie. Por lo tanto el B_o así como la relación gas-aceite, involucran una combinación de los procesos diferencial y (flash) de separadores; en consecuencia la densidad del aceite final quedará en función de dicha separación.
- 17.- El diseñar las etapas de separación en la superficie más adecuadas al fluido del yacimiento, dará como resultado la recuperación de una mayor cantidad de líquido en forma estabilizada en el tanque y de mayor riqueza en gasolinas.
- 18.- El que un fluido muestre características dentro del rango en los cuales se consideran los aceites volátiles como B_o , R_s , ρ_o , no necesariamente tienen que ser de tipo volátil y menos aún hacer uso del color del fluido para decir que es volátil.
- 19.- Desde un punto de vista técnico, lo que determina si se trata de un aceite volátil o de un aceite ligero, es la posición de las condiciones iniciales de presión y temperatura con respecto al punto crítico de la mezcla, en un diagrama P-T obtenido en base al fluido ajustado, complementado con el encogimiento de la fase líquida y la gráfica de Cronquist.
- 20.- Es muy importante detectar dicha diferencia ya que de esto dependerá el diseño óptimo de los separadores, que permitan obtener la recuperación máxima de líquidos a condiciones de tanque, y no permitir la volatilización de componentes intermedios ricos en gasolinas.

NOMENCLATURA:

a, b, c = Constantes generalizadas para las propiedades físicas.

B_1, B_2, B_3 = Constantes de la ecuación cúbica de estado.

B_o = Factor de volumen del aceite RB/STB .

B_o = Barriles de aceite en el punto de burbuja requeridos para producir 1 STB de aceite en $60^\circ F$.

B_{oa} = Factor de volumen del aceite a la presión atmosférica y temperatura de yacimiento RB/STB .

B_{ob} = Factor de volumen del aceite a la presión de saturación RB/STB .

B_{od} = Barriles de aceite a condiciones de presión P cualquiera requeridos para producir 1 bbl de aceite residual a $60^\circ F$, empleando un agotamiento diferencial hasta la presión atmosférica.

b_{od} = Factor de encogimiento del aceite (adimensional).

B_{odb} = Barriles de aceite a condiciones de presión de saturación requeridos para producir 1 bbl de aceite residual a $60^\circ F$, empleando un agotamiento diferencial hasta la presión atmosférica.

B_{of} = Barriles de aceite a condiciones de presión P cualquiera requeridos para producir 1 STB, empleando un proceso (flash) o de separadores hasta las condiciones de tanque.

B_{ofb} = Barriles de aceite a condiciones de presión de saturación requeridos para producir 1 STB, empleando un proceso (flash) o de separadores hasta las condiciones de tanque.

C_{bd} = Factor de encogimiento del agotamiento diferencial ($C_{bd} = 1/B_{odb}$) STB/RB_b .

C_{bf} = Factor de encogimiento del proceso flash o de separadores ($C_{bf} = 1/B_{ofb}$) STB/RB_b .

C_u = Número de carbonos.

DNL = Densidad del líquido (Lb/pic^3).

I = Índice del número múltiple de carbono ($= 1, 2, 3, \dots, N_2$).

I_{nt} = Parte entera de un número real.

K = Constante de equilibrio $K, y/z$.

M = Peso molecular $Lb/lb - mol$.

ME = Moles extraídos (fracción).

MW = Peso molecular.

n = Primer grupo de NSC en la fracción C_n^+ .

N = Último grupo de NSC (o NMC) en la fracción C_n^+ .

NG = Cantidad de masa de la fase vapor en la celda (moles).

N_g = Número de grupos NMC.

- N_L = Cantidad de masa de la fase líquida en la celda (moles).
- N_P = Cantidad de masa producida (moles).
- N_R = Cantidad de masa remanente en la celda (moles).
- NT = Cantidad total de masa (moles).
- NTP = Cantidad total de masa producida (moles).
- P = Presión absoluta (Psia).
- P_b = Presión de saturación (psia).
- P_c = Presión crítica (psia).
- P_d = Presión en el punto de rocío (psia).
- P_e = Presión a condiciones estándar 14.7 (Psia).
- PM = Peso molecular.
- P_R = Presión del yacimiento (psia).
- P_{RD} = Presión del yacimiento (adimensional).
- $PSIA$ = Medida de presión en (Lb/lp²) absolutas.
- R = Constante universal de los gases 10.73(Psia - pie²/Lb - mol⁻¹ °R).
- RG = Relación gas-aceite SCF/STB.
- R_{ib} = Pies cúbicos de gas en solución en el punto de burbuja en 1 STB.
- R_{id} = Pies cúbicos de gas en solución a condiciones de presión P cualquiera menor que la de saturación en 1 bbl de aceite residual, empleando un agotamiento diferencial.
- R_{is} = Pies cúbicos de gas en solución a condiciones de presión de saturación en 1 bbl de aceite residual, empleando un agotamiento diferencial a la temperatura de yacimiento.
- R_{if} = Pies cúbicos de gas en solución a condiciones de presión P cualquiera menor que la de saturación en 1 STB, empleando un proceso (flash) o de separadores hasta las condiciones de tanque.
- R_{is} = Pies cúbicos de gas en solución a condiciones de presión de saturación en 1 STB, empleando un proceso (flash) o de separadores hasta las condiciones de tanque.
- S = Es la pendiente.
- SL = Volumen de líquido en la celda (fracción).
- T = Temperatura de la prueba °R.
- T_B = Temperatura de ebullición del componente °R.
- T_i = Temperatura de ebullición °R.
- T_c = Temperatura crítica del componente °R.

T_s = Temperatura a condiciones estándar 60 °F.

T_y = Temperatura del yacimiento °R.

x = Fracción mol en la fase líquida.

y = Fracción mol en la fase gas.

V = Volumen molar en la ecuación de estado.

V_{LC} = Volumen de líquido en la celda (fracción).

V_{SV} = Viscosidad del vapor (cp).

Z = Factor de compresibilidad.

Z_d = Factor de compresibilidad en el punto de rocío.

Z_n = Fracción mol para el número de carbonos C_n .

ZV = Factor de compresibilidad del vapor.

Subíndices:

b = Punto de ebullición.

c = Punto crítico.

d = Punto de rocío en el balance composicional.

d = Diferencial.

f = Flash.

i = Componente i .

j = J -ésimo componente.

k = K -ésima etapa de presión.

l = Líquido.

n = Número de carbón.

n' = Principio de la fracción pesada con el grupo NSC C_n .

o = Aceite.

r = Reducida.

v = Vapor.

y = Condiciones de yacimiento.

7, 8, 9, ... = Índices del número de carbón.

Letras griegas:

- γ = Densidad relativa.
- δ = Coeficiente de interacción binaria.
- Θ = Propiedad.
- ρ = Densidad.
- ω = factor acéntrico.
- Ω_a, Ω_b = Constantes de la ecuación de estado.

REFERENCIAS:

- 1.- I.M.P. Campo Tecminoacán-Evaluación de la formación. División de Evaluación de Formaciones, Mayo 1986.
- 2.- I.M.P. Estudio del área Tecminoacán-Jujo- Evaluación de la formación. División de Evaluación de Formaciones, Octubre 1986.
- 3.- I.M.P. Actualización del Estudio de Evaluación de Formaciones del área Tecminoacán-Jujo. División de Evaluación de Formaciones, Junio 1987.
- 4.- I.M.P. Identificación de zonas arcillosas, densas y de baja porosidad del Campo Tecminoacán. División de Evaluación de Formaciones, Febrero 1988.
- 5.- Gutierrez J.L.:Caracterización del Campo Jujo- Tecminoacán. Tesis de maestría , División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería , U.N.A.M. 1990.
- 6.- Amyx J.W., Bass D.M. y Whiting R.L.: Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties, Mc. Graw Hill Book Company, Inc. New York (1960).
- 7.- Flopetrol-Johnston-Schlumberger : PVT Laboratory Services, 1983.
- 8.- Petróleos Mexicanos.: Muestreo de Fondo, Subdirección de Explotación. Gerencia de Explotación de Yacimientos, (Febrero, 1981).
- 9.- Scientific Software-Intercomp: "Course of Reservoir Fluid Properties", Denver, Colorado, Nov. 1987.
- 10.- PEMEX, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos : Reporte del Análisis PVT del Pozo Tecminoacán 101-B, Villahermosa, Tabasco, Agosto 1983.
- 11.- Energy Laboratories, Inc.: Reporte del Análisis PVT del Proceso de Agotamiento a Volumen Constante para el fluido del Pozo Jujo 42. Richardson, Texas, Marzo, 1984.
- 12.- PEMEX, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos : Análisis PVT del Pozo Jujo 14, Villahermosa, Tabasco, Mayo 1984.

- 13.- PEMEX, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos : Análisis PVT Pozo Tecominoacán 129, Villahermosa, Tabasco, Octubre de 1985.
- 14.- I.M.P. Subdirección de Tecnología de Explotación: Análisis PVT del Pozo Tecominoacán 444, Proyecto D-2304, Mayo 1987.
- 15.- PEMEX, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. : Análisis PVT del Pozo Jujo 67, Villahermosa, Tabasco, Diciembre de 1987.
- 16.- Bashbush J.L.: "A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications". Artículo SPE 10127, presentado en el 56th Annual Fall Technical Conference, San Antonio, Texas, Octubre 1981.
- 17.- Whitson C.H. y Torp S.B.: "Evaluating Constant-Volume Depletion Data", J. Pet. Tech. pp. 610-620, (Marzo 1983).
- 18.- Hoffman A.E. y Crump J.N.: "Equilibrium Ratios for Reservoir Studies", Trans., A.I.M.E., v. 219, pp. 240-246, 1960.
- 19.- ECL-INTERA.: PVT Interactive PVT Package, Reference Manual, Noviembre 1980.
- 20.- Mazariegos C.E.: Desarrollo de un Paquete de Cómputo ("VALCO") para Determinar la Consistencia de un Análisis Composicional. Tesis de maestría , División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería , U.N.A.M., 1990.
- 21.- Whitson C.H.: "Topics on Phase Behavior and Flow of Petroleum Reservoir Fluids", Dr. Techn. Thesis, Norwegian Institute of Technology, Departament of Petroleum Engineering, Agosto 1983.
- 22.- Whitson C.H.: "Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions". Soc. Pet. Eng. J. pp. 683-694, Agosto 1983.
- 23.- Whitson C.H., Anderson T.F. y Soreide I.: "C7+ Characterization of Related Equilibrium Fluids Using the Gamma Distribution", Advances in Thermodynamics Volume 1, Taylor & Francis, pp. 35-56, New York 1989.

- 24.- Kesler M.G. y Lee B.I.: "Improve Predictions of Enthalpy of Fractions", Hydro. Proc., pp. 153-158, 1977.
- 25.- Lee B.I. y Kesler M.G.: AIChE J. 1975.
- 26.- Coats K.H.: "Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance". Artículo SPE 10512, presentado en el Sixth Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Enero 1982.
- 27.- Kenyon D.E. y Bekie A.: "Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs", Artículo SPE 12278, presentado en el Reservoir Simulation Symposium, en San Francisco CA., Noviembre 1983.
- 28.- Peng D.Y. y Robinson D.B.: "A new Two-Constant Equation of State", Ind. Eng. Chem. Fundam. v.15, pp. 59-64, 1976.
- 29.- Coats K.H. y Smart G.T.: "Application of Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data", Artículo SPE 11197, Presentado en el 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, de la Soc. Pet. Eng., New Orleans, Septiembre 1982.
- 30.- Pedersen K.S., Fredenslund Aa. y Thomassen P.: Properties of Oils and Natural Gases, Gulf Publishing Company, v. 5, 1989.
- 31.- Pedersen K.S., Thomassen P. y Fredenslund Aa.: "On the Dangers of Tuning Equations of State Parameters", Chem. Eng. Sci., v. 43, pp. 269-278, 1988.
- 32.- Schulte A.M.: "Compositional Variations Within a Hydrocarbon Column Due to Gravity", SPE 9235 Presentado en la Reunión Anual del SPE Dallas, Sep. 21-24, 1980.
- 33.- Hirschberg A.: "The Role of Asphaltenes in Compositional Grading of a Reservoir's Fluid Column", Artículo SPE 13171, Presentado en el 59th Annual Technical Conference and Exhibition, de la Soc. Pet. Eng., Houston, Texas, Septiembre 1984.
- 34.- Dodge B.F.: "Chemical Engineering Thermodynamics", Chemical Engineering Series, McGraw-Hill Book Company, New York, 1944.

- 35.- Computer Modeling Group:"Equation of State Compositional Model", GEM, Technical Manual, Versión 2.3, (Marzo 1987).
- 36.- Glasstone S.:"Textbook of Physical Chemistry", 2 Edition, p. 791, Van Nostrand, New York, 1946.
- 37.- Hutchinson C.A. y Braun P.H.:Phase Relations of Miscible Displacement in Oil Recovery. Artículo presentado en AIChE, San Francisco, Junio, 1960.
- 38.- Coats K.H.:"An Equation of State Compositional Model", Soc. Pet. Eng. J. (Octubre 1980).
- 39.- Reudelhuber F.O. y Hinds R.F.:"Compositional Material Balance Method for Prediction of Recovery from Volatile Oil Depletion Drive Reservoirs", Trans. AIME, 210, pp. 19-26, JPT, Enero, 1957.
- 40.- Dake L.P.:"Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, pp. 57-70, 1978.
- 41.- Moses P.L.:"Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", J. Pet. Tech. (Julio 1986).
- 42.- Cronquist C.:"Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs", World Oil (Abril 1979).
- 43.- ECL Compositional Simulator, ECLIPSE 300, Reference Manual Versión 90A, Agosto 1990.
- 44.- SSI. Fully Implicit Equation of State Compositional Reservoir Simulator with Dual Porosity Option, COMP 4 User's Manual, Versión 3.1, Junio 1990.
- 45.- CMG. Equation of State Compositional Model, GEM Technical Manual, Versión 2.3, Marzo 1987.
- 46.- Taylor A.J.:"Computer Simulation of Gas Condensate Reservoirs", British Gas London Research Station, Oct. 1984.
- 47.- ECL GRID User Guide, Versión 87/09, Sep. 1987.

- 48.- Ponting D.K.: "Corner Point Geometry in Reservoir Simulation", Nota. (No se dispone de los datos de la revista en que se publicó).
- 49.- Robertson G.E. y Woo P.T.: "Grid Orientation Effects and the Use of Orthogonal Curvilinear Coordinates in Reservoir Simulation", SPEJ, Feb. 1978.
- 50.- I.M.P. Subdirección de Tecnología de Explotación: Análisis PVT del pozo Jujo 58, Proyecto D-2300, Mayo 1990.
- 51.- Leland T.W.: Phase Equilibria and Fluid Properties in The Chemical Industry, Frankfurt :DECHEMA, pp. 283-333, 1960.
- 52.- Tsonopoulos C. y Heidman J.L.: "High-Pressure Vapor-Liquid Equilibria With Cubic Equations of State", Fluid Phase Equilibria, v. 29, pp. 391-414, 1986.
- 53.- ECL, Petroleum Technologies: "PVT Analysis Course", Abril, 1990.
- 54.- Martin J.J.: "Cubic Equations of State-Which?", Ind. Eng. Chem. Fundam., v. 18, pp. 81-97, 1979.
- 55.- Redlich O. y Kwong J.N.S.: "On the Thermodynamics of Solutions", Chem. Rev. v. 44, pp. 52-63, 1949.
- 56.- Soave G.: "Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equations of State", Chem. Eng. Sci. v. 27, pp. 1197-1203, 1972.
- 57.- Pitzer K.S.: "Volumetric and Thermodynamic Properties of Fluids. I. Theoretical Basis and Virial Coefficients", J. Am. Chem. Soc., v. 77, pp. 3427-3433, 1955.
- 58.- Jensen B.H.: "Densities, Viscosities and Phase Equilibria in Enhanced Oil Recovery", Doctoral Dissertation, Technical Univ. of Denmark, Lyngby, 1987.
- 59.- Mathias P.M. y Copeman T.W.: Fluid Phase Equilibria, v. 13, p.91, 1983.
- 60.- Panagiotopoulos A.Z. y Reid R.C.: Fluid Phase Equilibria, v. 29, p.525, 1980.

- 61.- Mansoori G.A. y Chorn L.G.: "Multicomponent Fractions Characterization: Principles and Theories", *C₇₊ Fractions Characterization, Advances in Thermodynamics Volume 1*, Taylor & Francis, New York pp. 1-10, 1989.
- 62.- Lohrenz J., Bray B.G. y Clark C.R.: "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions", *J. Pet. Tech.* pp. 1171-1176, Oct. 1984.
- 63.- Pedersen K.S., Thomasen P. y Fredenslund A.: "Phase Envelope Calculations Using the SRK Equation of State, I", *Artículo, Soc. Pet. Eng.* 8204.
- 64.- Pedersen K.S., Thomasen P. y Fredenslund A.: "Flash and PVT Calculations Using the SRK Equation of State, II", *Artículo, Soc. Pet. Eng.*, 8207.
- 65.- Ahmed T.H., Cady G.V. y Story A.L.: "A generalized Correlation for Characterizing the Hydrocarbon Heavy Fractions", *Artículo, de la Soc. Pet. Eng.*, 14266, Presentado en las Vegas, Nevada, Sep. 1985.
- 66.- Katz D.L. y Firoozabadi A.: "Predicting Phase Behavior of Condensate / Crude-oil Systems Using Methane Interaction Coefficients", *J. Pet. Tech.* pp. 1949-1955, Nov. 1978, *Transaction, AIIME*, 256.
- 67.- Cotterman R.L. y Prausnitz J.M.: "Flash Calculation for Continuous or Semicontinuous Mixtures Using an Equation of State", *Ind. Eng. Chem. Proc. Des. Dev.*, v. 24, p. 434, 1985.
- 68.- Kehlen H., Ratzsch y Bergmann: "Continuous Thermodynamics of Multicomponent Systems", *AIChE J.*, v. 31, pp. 1136-1149, 1985.
- 69.- Du P.C. y Mansoori G.A.: "Continuous Mixture Computational Algorithm of Reservoir Fluid Phase Behavior Applicable for Compositional Reservoir Simulation", *Artículo, Soc. Pet. Eng.*, 15953, *Proceedings of the Eastern Regional Meeting of Soc. Pet. Eng.*, 1986.
- 70.- Behrens R.A. y Sandler S.I.: "The Use of Semicontinuous Description to Model the C₇₊ Fraction in Equation of State Calculations", *Artículo SPE/DOE 14925*, Presentado en el Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery of Soc. Pet. Eng., Tulsa, Abril, 1986.

- 71.- Twu C.H.: "An Internally Consistent Correlation for Predicting the Critical Properties and Molecular Weights of Petroleum and Coal-Tar Liquids", Fluid Phase Equilibria, v. 16, pp. 137-150, 1984.
- 72.- Riazi M.R. y Daubert T.E.: "Characterization Parameters for Petroleum Fractions", Ind. Eng. Chem. Res., v. 26, pp. 755-759, 1987.
- 73.- Roess L.C.: "Determination of Critical Temperature and Pressure of Petroleum Fractions by a Flow Method", J. Pet. Tech., 1936.
- 74.- Edmister W.C.: "Applied Hydrocarbon Thermodynamics Part. 4: Compressibility Factors and Equations of State", The Pet. Engineer, pp. 154-180, 1948.
- 75.- Nokay R.: "Estimate Petrochemical Properties", Chem. Eng., pp. 147-148, 1959.
- 76.- Cavett R.H.: "Physical Data for Distillation Calculations Vapor- Liquid Equilibrium", Proc. 27th Meeting, API, pp. 351-366, San Francisco CA. 1962.
- 77.- Hariu O.H. y Sage R.C.: "Crude Split Figured by Computer", Hydro. Proc., pp. 143-148, 1969.
- 78.- Rowe A.M.: "Internally Consistent Correlations for Predicting Phase Compositions for Use in Reservoir Compositional Simulators", Artículo Soc. Pet. Eng. 7475, Presentado en el 53 rd. Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct. 1978.
- 79.- Riazi M.R. y Daubert T.E.: "Simplify Property Predictions", Hydro. Proc., pp. 115-116, 1980.
- 80.- Whitson C.H.: "Effect of Physical Properties Estimation on Equation of State Predictions", Artículo SPE 11200, Presentado en el 57th Annual Fall Technical Conference, Soc. Pet. Eng. of AIME, New Orleans, Sep. 1982.
- 81.- Hong K.C.: "Lumped-Component Characterization of Crude Oils for Compositional Simulation", Artículo SPE/DOE 10691, Presentado en el Third Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery of the Soc. Pet. Eng., Tulsa, Abril, 1982.

- 82.- Kay W.B. y Newens T.D.:Chemical Engineering Symposium Series, v. 48, p. 108, 1952.
- 83.- Benmekki H. y Mansoori G.A.: "Pseudoization Techniques and Heavy Fraction Characterization with Equation of State Models", *C₇₊ Fractions Characterization, Advances in Thermodynamics Volume 1*, Taylor & Francis, New York, pp. 57-77, 1989.

APENDICE A

A.- PROCESO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE.

A.1.- Cálculo del número total de moles:

Para gas y condensado

$$NT = \frac{P_d}{10.732 Z_d T_v} \quad (A.1)$$

Para aceite volátil

$$NT = \frac{\rho_k}{M_k} \quad (A.2)$$

A.2.- Número de moles remanentes en la celda:

$$(NR)_k = NT(1 - (NTP)_k) \quad (A.3)$$

Número de moles de la fase vapor

$$(NG)_k = \frac{P_k(1 - VLC)}{10.732 Z_k T_v} \quad (A.4)$$

Moles del J-ésimo componente en la fase vapor

$$\frac{(Y_j)_k (NG)_k}{NT} \quad (A.5)$$

Moles totales en la fase vapor

$$\sum_{j=1}^n \frac{(Y_j)_k (NG)_k}{NT} = \frac{(NG)_k}{NT} \quad (A.6)$$

Número de moles de la fase líquida

$$(NL)_k = [(NR)_k - (NG)_k] \quad (A.7)$$

Moles del J-ésimo componente en la fase líquida

$$(X_j)_k(NL)_k \quad (A.8)$$

Moles totales en la fase líquida

$$\sum_{j=1}^n \frac{(X_j)_k(NL)_k}{NT} = \frac{(NL)_k}{NT} \quad (A.9)$$

A.3.- Número de moles en el gas producido:

Número de moles producidos

$$(NP)_k = [(NTP)_k - (NTP)_{k-1}]NT \quad (A.10)$$

Moles del J-ésimo componente producidos

$$\frac{(Y_j)_k(NP)_k}{NT} \quad (A.11)$$

Moles totales producidos

$$\sum_{j=1}^n \frac{(Y_j)_k(NP)_k}{NT} = \frac{(NP)_k}{NT} \quad (A.12)$$

A.4.- Balance composicional:

Cálculo de los moles por componente

$$(Z_j)_1(NT) = (Y_j)_k(NG)_k + (X_j)_k(NL)_k + \sum_{k=1}^m \sum_{j=1}^n (Y_j)_k(NP)_k \quad (A.13)$$

Fracción mol del J-ésimo componente de la fase líquida

$$(X_j)_k = \frac{(Z_j)_1(NT) - (Y_j)_k(NG)_k - \sum_{k=1}^m \sum_{j=1}^n (Y_j)_k(NP)_k}{(NL)_k} \quad (A.14)$$

Composición total de la fase líquida

$$\sum_{j=1}^n (X_j)_k = \sum_{j=1}^n \frac{(Z_j)_l (NT) - (V_j)_k (NG)_k - \sum_{k=1}^m \sum_{j=1}^n (V_j)_k (NP)_k}{(\bar{N}L)_k} = 1 \quad (A.15)$$

Constantes de equilibrio

$$(K_j)_k = \frac{(Y_j)_k}{(X_j)_k} \quad (A.16)$$

A.5.- Datos volumétricos calculados:

Peso molecular del vapor

$$(M_v)_k = (Y_{cn+})_k (M_{cn+v})_k + \sum_{j=1}^{n-1} (Y_j)_k (M_j) \quad (A.17)$$

Peso molecular de la "fracción pesada" (cn+), en el líquido y expresando el balance en términos de masa donde (j=cn+)

$$(Z_j)_l (NT)(M_{j,l}) = (Y_j)_k (NG)_k (M_{j,v})_k + (X_j)_k (\bar{N}L)_k (M_{j,l})_k + \sum_{k=1}^m (V_j)_k (NP)_k (M_{j,v})_k \quad (A.18)$$

Despejando:

$$(M_{jl})_k = \frac{[(Z_j)_l (NT)](M_{j,l}) - [(Y_j)_k (NG)_k](M_{j,v})_k - \sum_{k=1}^m [(V_j)_k (NP)_k](M_{j,v})_k}{[(X_j)_k (\bar{N}L)_k]} \quad (A.19)$$

Peso molecular del líquido

$$(M_l)_k = (X_{cn+})_k (M_{cn+l})_k + \sum_{j=1}^{n-1} (X_j)_k (M_j) \quad (A.20)$$

Factor de compresibilidad Z de las dos fases

$$(Z_{j,ave})_k = \frac{P_k}{10.732(\bar{N}R)_k T_y} \quad (A.21)$$

A.6. Balance másico del sistema:

Masa producida del J-ésimo componente

$$\sum_{k=1}^m [(Y_j)_k (NP)_k] (M_j) \quad (A.22)$$

Masa producida del cn+ componente

$$\sum_{k=1}^m [(Y_{cn+})_k (NP)_k] (M_{cn+r})_k \quad (A.23)$$

Masa total producida

$$[(NP)_k] (M_v)_k = [(Y_{cn+})_k (NP)_k] (M_{cn+r})_k + \sum_{j=1}^{n-1} [(Y_j)_k (NP)_k] (M_j) \quad (A.24)$$

Masa en la fase gas del J-ésimo componente

$$[(Y_j)_k (NG)_k] (M_j) \quad (A.25)$$

Masa en la fase gas del cn+ componente

$$[(Y_{cn+})_k (NG)_k] (M_{cn+v})_k \quad (A.26)$$

Masa total en la fase gas

$$[(NG)_k] (M_v)_k = [(Y_{cn+})_k (NG)_k] (M_{cn+v})_k + \sum_{j=1}^{n-1} [(Y_j)_k (NG)_k] (M_j) \quad (A.27)$$

Masa en la fase líquida del J-ésimo componente

$$[(X_j)_k (NL)_k] (M_j) \quad (A.28)$$

Masa en la fase líquida del cn+ componente

$$[(X_{cn+})_k (NL)_k] (M_{cn+l})_k \quad (A.29)$$

Masa total en la fase líquida

$$[(NL)_k](M_t)_k = [(X_{ent})_k](NL)_k + \sum_{j=1}^{n-1} [(X_j)_k](NL)_k + (M_j) \quad (A.30)$$

A.7.- Densidades del líquido y del vapor:

De la definición de densidad y el volumen de referencia ($V_{ref}=1$), y considerando que las condiciones iniciales del proceso están a la presión de saturación, presión de burbujeo P_b para aceites y presión de rocío P_d para gas y condensado, se tiene:

$$(\rho_s)_l = \frac{(NT)(M_t)_k}{(V_{ref})_k} \quad (A.31)$$

Densidad del líquido

$$(\rho_l)_k = \left[\frac{(NL)_k(M_t)_k}{(V_l)_k} \right] \quad (A.32)$$

Densidad del vapor

$$(\rho_v)_k = \left[\frac{(NG)_k(M_v)_k}{(V_v)_k} \right] \quad (A.33)$$

Volúmenes del líquido y vapor

$$(V_l)_k = (VLC)_k(V_{ref})_k \quad (A.34)$$

$$(V_v)_k = [1 - (VLC)_k](V_{ref})_k \quad (A.35)$$

Consistencia de moles del líquido y vapor

$$N_l + N_v = N_t \quad (A.36)$$

$$N_l + (N_{cc} + N_{cp}) = N_t \quad (A.37)$$

$$\sum_{j=1}^n \frac{(X_j)_k(NL)_k}{NT} + \sum_{j=1}^n \frac{(Y_j)_k(NG)_k}{NT} + \sum_{j=1}^n \frac{(Y_j)_k(NP)_k}{NT} = 1 \quad (A.38)$$

APENDICE B

B.- ECUACIONES DE ESTADO BASADAS EN EL MODELO DE VAN DER WAALS

Las ecuaciones de estado han sido usadas en muchos trabajos de ingeniería en general; en la ingeniería petrolera han sido aceptadas como una herramienta bastante útil para diagnosticar el comportamiento de los fluidos.

Las ecuaciones de estado (EDE), pueden ser escritas en términos de presiones repulsivas y atractivas de la forma siguiente:

$$P = P^{rep} - P^{atr} \quad (B.1)$$

La relación más conocida que describe la energía de interacción entre moléculas se debe a Lennard-Jones:

$$\phi(r) = \left[\frac{\epsilon_1}{r^{12}} - \frac{\epsilon_2}{r^6} \right] \quad (B.2)$$

donde:

r es la separación intermolecular y ϵ_1 y ϵ_2 son constantes.

¿ Pero que es en general una ecuación de estado ?

Es una ecuación cúbica que relaciona presión, temperatura, volumen y composición, la cual puede ser escrita como:

$$V^3 + B_1V^2 + B_2V + B_3 = 0 \quad (B.3)$$

donde las constantes B_1, B_2, B_3 dependen de la presión, temperatura, composición y la cantidad de moles del fluido.

Una ecuación de estado es una ecuación cúbica respecto al volumen, la cual puede tener una, dos o tres soluciones reales. Al encontrar las raíces de la ecuación, el volumen mayor corresponde al vapor y el volumen menor al líquido; si existe una tercer solución simplemente se desprecia.

Leland⁶¹ en 1980 distingue las ecuaciones de estado en cuatro grandes familias:

1.- Van der Waals.

- 2.- Benedict-Webb-Rubin.
- 3.- Las de fluido-referencia.
- 4.- Las de cuerpo rígido aumentado.

De estas cuatro familias la que se describirá son las basadas en la familia de Van der Waals, por ser las de mayor aplicación en la industria petrolera con resultados muy satisfactorios, así como su simplicidad de uso en los simuladores composicionales.

Las ecuaciones cúbicas de estado basadas en la teoría de Van der Waals, producen expresiones simples que relacionan las propiedades termodinámicas y las de equilibrio de fases.

En relación a las otras tres familias, son muy complicadas en su uso y naturaleza, y no presentan una mejor descripción de las propiedades.⁵²

La ecuación de Van der Waals propuesta en 1873 tiene la forma siguiente:

$$p = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a}{V^2} \quad (B.4)$$

donde:

p= presión

T= temperatura

V= volumen molar

R= constante de los gases

El parámetro b representa el volumen real de las moléculas y a representa la atracción intermolecular.

Estos parámetros a y b son normalmente determinados en base a las condiciones críticas o llamado "criterio de Van der Waals", establecido por la ecuación siguiente:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial V}\right)_{T_c} = \left(\frac{\partial^2 p}{\partial V^2}\right)_{T_c} = 0 \quad (B.5)$$

En términos de Lennard-Jones, el término r^{12} es remplazado por una aproximación de la "esfera dura" en el parámetro b y el término de atracción r^6 es representado por el término ψ^6 , donde el volumen es equivalente a r^3 .

Partiendo de la ecuación B.4 y desarrollando los términos para encontrar los coeficientes de la ecuación cúbica general:

$$\begin{aligned} \left(P + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) &= RT \\ VP + \frac{a}{V} - Pb - \frac{ab}{V^2} &= RT \\ V^3P + Va - V^2Pb - ab &= V^2RT \\ V^3P + Va - V^2Pb - ab - V^2RT &= 0 \\ PV^3 + (-Pb - RT)V^2 + aV - ab &= 0 \\ V^3 + \left(-b - \frac{RT}{P}\right)V^2 + \frac{a}{P}V + \left(\frac{-ab}{P}\right) &= 0 \\ V^3 + B_1V^2 + B_2V + B_3 &= 0 \end{aligned}$$

donde:

$$B_1 = \left(-b - \frac{RT}{P}\right)$$

$$B_2 = \frac{a}{P}$$

$$B_3 = \frac{-ab}{P}$$

esta expresión cúbica anterior es la Ec. B.3 comentada previamente.

Otra manera muy común de expresar una ecuación cúbica de estado, es en términos del factor de compresibilidad Z ; partiendo de la ecuación de los gases reales $PV=ZRT$, y sustituyendo el volumen en la ecuación de Van der Waals se tiene:

$$\begin{aligned} \left(P + \frac{a}{V^2}\right)(V - b) &= RT \\ \left(P + \frac{a}{(ZRT/P)^2}\right)\left(\frac{ZRT}{P} - b\right) &= RT \\ ZRT + \frac{a}{ZRT/P} - Pb - \frac{ab}{(ZRT/P)^2} &= RT \\ (ZRT/P)^2 ZRT + a(ZRT/P) - Pb(ZRT/P)^2 - ab &= (ZRT/P)^2 RT \\ (RT/P)^2 RT Z^3 - [Pb(RT/P)^2 + RT(RT/P)^2] Z^2 + (aRT/P)Z - ab &= 0 \\ RTZ^3 - (Pb + RT)Z^2 + \frac{a}{(RT/P)}Z - \frac{ab}{(RT/P)^2} &= 0 \end{aligned}$$

$$Z^3 + \left(\frac{-Pb}{RT} + 1\right)Z^2 + \left(\frac{Pa}{R^2T^2}\right)Z + \left(\frac{-P^2ab}{R^3T^3}\right) = 0$$

$$Z^3 + A_1Z^2 + A_2Z + A_3 = 0 \quad (B.6)$$

donde:

$$A_1 = \left(\frac{-Pb}{RT} + 1\right)$$

$$A_2 = \frac{Pa}{R^2T^2}$$

$$A_3 = \frac{-P^2ab}{R^3T^3}$$

Al aplicar esta ecuación que está en términos del factor de compresibilidad Z en la región de dos fases, el valor de Z más grande (o raíz mayor de la ecuación), es el factor de compresibilidad del vapor, mientras el valor más pequeño positivo corresponde al líquido, y si existe un tercer valor se ignora.

Existen dos métodos⁵³ para obtener los parámetros a y b llamados:

- 1.- Condiciones en el punto crítico.
- 2.- Volúmenes iguales.

Método 1.- Aplicando el criterio de Van der Waals para la isoterma en el punto crítico, o sea $T=T_c$ tanto la pendiente como la curvatura son cero.

Esta determinación de (a,b) se logra precisamente con el comportamiento de la isoterma crítica Fig.50, donde la primera y segunda derivadas son cero. Al diferenciar la ecuación B.4 dos veces respecto al volumen, y considerando temperatura constante en el punto crítico se tiene:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{T_c} = \frac{-RT_c}{(V_c - b)^2} + \frac{2a}{V_c^3} = 0 \quad (B.7)$$

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2}\right)_{T_c} = \frac{RT_c}{(V_c - b)^3} - \frac{3a}{V_c^4} = 0 \quad (B.8)$$

Resolviendo B.7 y B.8 para (a,b) :

$$b = \frac{V_c}{3} \quad (B.9)$$

$$a = \frac{9}{8} RT_c V_c \quad (B.10)$$

substituyendo B.9 y B.10 en la ecuación B.4 para el punto crítico:

$$\begin{aligned} \left(P_c + \frac{a}{V_c^2} \right) (V_c - b) &= RT_c \\ \left(P_c + \frac{9}{8} \frac{RT_c}{V_c} \right) \left(V_c - \frac{V_c}{3} \right) &= RT_c \\ P_c V_c + \frac{9}{8} RT_c - \frac{1}{3} P_c V_c - \frac{9}{24} RT_c &= RT_c \\ \frac{2}{3} P_c V_c + \frac{3}{4} RT_c &= RT_c \\ \frac{2}{3} P_c V_c &= RT_c - \frac{3}{4} RT_c \end{aligned}$$

de donde:

$$V_c = \frac{3}{8} \frac{RT_c}{P_c} \quad (B.11)$$

o en términos de Z:

$$Z_c = \frac{3}{8} \quad (B.12)$$

substituyendo B.11 en las ecuaciones B.9 y B.10 se obtiene:

$$b = \frac{3}{24} \frac{RT_c}{P_c} = \frac{1}{8} \frac{RT_c}{P_c} \quad (B.13)$$

$$a = \frac{27}{64} \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (B.14)$$

Las constantes $\frac{1}{8}$ y $\frac{27}{64}$ son conocidas como las omegas de la ecuación o sea $\Omega a = \frac{27}{64}$ y $\Omega b = \frac{1}{8}$; todas las ecuaciones de estado tienen valores para estas omegas como se verá más adelante.

Método 2.- Este método para determinar los parámetros es más conveniente pero sólo se aplica a ecuaciones cúbicas de estado. Como se puede observar en la figura 50, todas las isotermas abajo de la isoterma crítica tiene tres raíces reales B, E, y D. Los puntos B y D corresponden a los volúmenes de líquido saturado y vapor saturado respectivamente, el punto E no tiene significado físico.

Cuando la temperatura se aproxima a la temperatura crítica, las tres raíces empiezan a converger, hasta llegar a ser idénticas, precisamente en el punto crítico C. Entonces la ecuación cúbica puede expresarse en función de sus raíces V' , V'' , V''' .

$$(V - V')(V - V'')(V - V''') = 0 \quad (B.15)$$

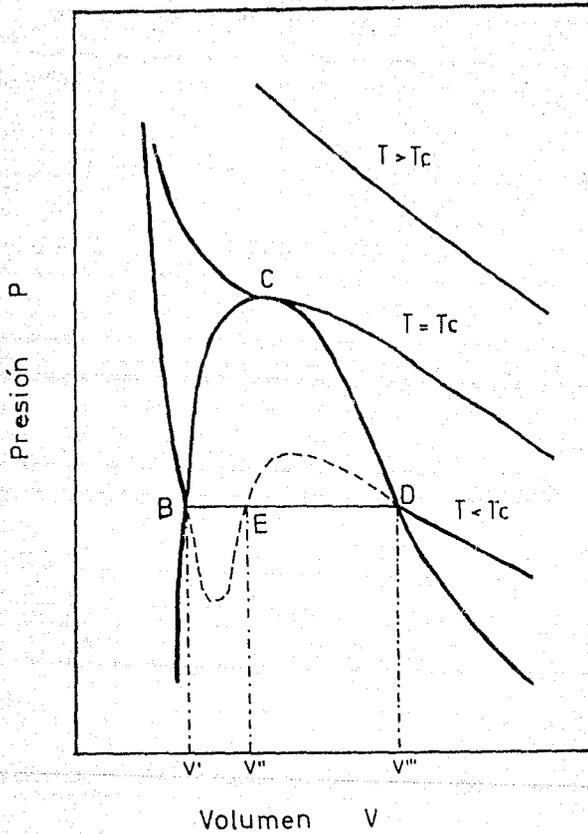


FIGURA 50. ISOTERMAS CARACTERISTICAS CALCULADAS POR VAN DER WAALS PARA UNA SUBSTANCIA PURA

En el punto crítico $V' = V'' = V''' = V_c$, entonces esta condición puede expresarse en forma matemática como:

$$(V - V_c)^3 = V^3 - 3V_c V^2 + 3V_c^2 V - V_c^3 = 0 \quad (B.16)$$

Se tiene que bajo estas mismas condiciones, la ecuación de Van der Waals B.4, al expresarse en términos del volumen en forma general resulta en la forma siguiente:

$$V^3 + B_1 V^2 + B_2 V + B_3 = 0 \quad (B.17)$$

o sea que

$$V^3 - \left(b + \frac{RT_c}{P_c}\right) V^2 + \frac{a}{P_c} V - \frac{ab}{P_c} = 0 \quad (B.18)$$

Las ecuaciones B.16 y B.18 son formas diferentes de expresar la misma ecuación en el punto crítico, por lo que los coeficientes de las potencias individuales de V tienen que ser las mismas en ambas ecuaciones. Entonces:

$$3V_c = b + \frac{RT_c}{P_c} \quad (B.19)$$

$$3V_c^2 = \frac{a}{P_c} \quad (B.20)$$

$$V_c^3 = \frac{ab}{P_c} \quad (B.21)$$

Resolviendo las ecuaciones B.19 a B.21 para (a, b) y eliminando V_c se obtienen las ecuaciones B.13 y B.14.

Al aplicar la ecuación de los gases reales $PV = ZRT$ en la ecuación B.4 considerando condiciones del punto crítico, en términos de Z se obtiene:

$$\left(P_c + \frac{a}{V_c^2}\right)(V_c - b) = RT_c$$

$$\left(P_c + \frac{9}{8} \frac{RT_c}{V_c}\right) \left(V_c - \frac{V_c}{3}\right) = RT_c$$

$$V_c = \frac{Z_c RT_c}{P_c}$$

$$\left(P_c + \frac{9}{8} \frac{P_c}{Z_c}\right) \left(\frac{Z_c RT_c}{P_c} - \frac{Z_c RT_c}{3P_c}\right) = RT_c$$

$$\frac{2}{3} Z_c RT_c + \frac{3}{4} RT_c = RT_c$$

$$\frac{2}{3} Z_c RT_c = RT_c - \frac{3}{4} RT_c$$

$$Z_c = \frac{3}{8}$$

Esta es la ecuación B.12, y este valor es considerablemente mayor que el valor típico, encontrado en los hidrocarburos que es de $Z_c = 0.29$ como esta fue la primera familia de ecuaciones de estado, todas las demás al estar basadas en ésta parten del mismo criterio.

Todos los esfuerzos en encontrar otras ecuaciones de estado, para la mejor descripción de los fluidos y en particular los hidrocarburos, consiste en disminuir el error en el punto crítico, ya que todas las ecuaciones de estado predicen valores mayores para el factor de compresibilidad crítico Z_c que los valores reales encontrados.

Martin⁵⁴ propone una ecuación cúbica de estado, la cual trata de corregir alguna de estas limitaciones, para permitir predecir valores del factor de compresibilidad crítico variable.

B.1-Redlich - Kwong (RK)⁵⁵.

Muchas modificaciones se han hecho a la ecuación de Van der Waals, sobre todo en el término que contiene la presión de atracción. Redlich - Kwong en 1949 propone la ecuación siguiente:

$$P = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a}{V(V+b)} \quad (B.22)$$

donde el parámetro a es función de la temperatura $a(T)$ para RK se tiene:

$$a = a' T^{-\frac{1}{3}}$$

Generalmente el parámetro $a = a' f(T)$ y a' es una constante impuesta por las condiciones en el punto crítico, $a_c = a' f(T_c)$. Entonces:

$$\begin{aligned} a' &= \frac{a_c}{f(T_c)} \\ a &= a_c \frac{f(T)}{f(T_c)} \end{aligned} \quad (B.23)$$

si α denota la relación $f(T)/f(T_c)$ y $\alpha \rightarrow 1$ en $T = T_c$ se puede notar que para la ecuación de estado de Redlich-Kwong $\alpha = T_r^{-\frac{1}{3}}$ y $T_r = \frac{T}{T_c}$ que es la temperatura reducida.

Al expresar la ecuación en términos del factor de compresibilidad Z , de la misma forma que se encontró la ecuación B.6 se tiene:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (B.24)$$

donde:

$$A = \frac{P_a}{R^2 T_c^3}$$

$$B = \frac{P_b}{RT_c}$$

Aplicando cualquiera de los dos métodos para encontrar los parámetros a y b se obtienen las siguientes expresiones:

$$a_c = 0.42748 \frac{P_c^2 T_c^2}{P_c} \quad (B.25)$$

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (B.26)$$

Las constantes 0.42748 y 0.08664 son los valores correspondientes de los omegas, o sea Ω_a y Ω_b .

Resolviendo de la misma manera que se derivó la ecuación B.12, se obtiene el valor correspondiente al factor de compresibilidad crítico Z_c que es igual a $Z_c = 0.333$, el cual es menor al encontrado por la ecuación de Van der Waals.

B.2-Soave-Redlich-Kwong (SRK)⁵⁸.

Otras de las modificaciones adicionales hechas a las ecuaciones de estado fue precisamente en el parámetro α en 1972 por Soave, hace que α sea una función del factor acéntrico y de la temperatura reducida. La ecuación propuesta es:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{\alpha(T)}{V(V+b)} \quad (B.27)$$

como

$$\alpha = \alpha(T_r, w) \quad (B.28)$$

Para encontrar la funcionalidad de α Soave calculó valores de α para diferentes temperaturas con varios hidrocarburos puros, usando como condición que las fugacidades sean las mismas para la fase líquida y vapor en la curva de saturación. Se encontró que $\alpha^{\frac{1}{2}}$ fue una función lineal de $T_r^{\frac{1}{2}}$ con pendiente negativa; entonces si $\alpha = 1$ en $T_r = 1$ se tiene que:

$$\alpha^{\frac{1}{2}}(T_r, w) = 1 + m(1 - T_r^{\frac{1}{2}}) \quad (B.29)$$

$$\alpha(T_r, w) = [1 + m(1 - T_r^{\frac{1}{2}})]^2 \quad (B.30)$$

$$m = 0.480 + 1.574w - 0.176w^2 \quad (B.31)$$

Entonces los parámetros $a(T)$ y b se calculan de la misma manera en que se describió anteriormente:

$$a(T) = a(T_c)\alpha(T_c, w) \quad (B.32)$$

$$a(T_c) = 0.42748 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (B.33)$$

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (B.34)$$

Substituyendo las Ecs. B.33 y B.30 en la Ec. B.32 se tiene:

$$a(T) = 0.42748 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} [1 + m(1 - T_r^{\frac{1}{3}})]^2 \quad (B.35)$$

o sea

$$a(T) = 0.42748 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} [1 + 0.480 + 1.574w - 0.176w^2(1 - T_r^{\frac{1}{3}})]^2 \quad (B.36)$$

El factor acéntrico w definido por Pitzer's⁵⁷ para componentes puros es:

$$w = -\text{Log}_{10} P_r^* - 1 \quad \text{cu} \quad T_r = 0.7 \quad (B.37)$$

donde:

P_r^* = Presión de vapor reducida $P_r = \frac{P}{P_c}$ para una temperatura reducida $T_r = 0.7$

w = acentricidad o no esfericidad de la molécula; conforme aumenta el peso molecular de los hidrocarburos w se incrementa.

Los valores para Z_c , Ω_a y Ω_b , se puede observar que son los mismos que los de la ecuación original RK.

$$Z_c = 0.333$$

$$\Omega_a = 0.42748$$

$$\Omega_b = 0.08664$$

La expresión de la ecuación en términos del factor de compresibilidad Z es igual a la ecuación encontrada para Redlich-Kwong, ecuación B.24.

B.3-Peng-Robinson (PR)²⁸.

Peng-Robinson en 1976 vuelven a modificar la ecuación otra vez en el parámetro de atracción, con el propósito de obtener mejores estimaciones para la densidad del líquido. La ecuación propuesta es:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b) + b(V-b)} \quad (B.38)$$

Al resolverla para los parámetros $a(T)$ y b se obtienen diferentes valores a los de Soave-Redlich-Kwong:

$$b = 0.07780 \frac{RT_c}{P_c} \quad (B.39)$$

$$a(T) = a(T_c)\alpha(T, w)$$

$$a(T_c) = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (B.40)$$

$$\alpha^{\frac{1}{2}}(T, w) = 1 + m(1 - T_c^{\frac{1}{3}}) \quad (B.41)$$

$$m = 0.37464 + 1.54226w - 0.26992w^2 \quad (B.42)$$

Los valores correspondientes de las omegas son:

$$\Omega a = 0.45724$$

$$\Omega b = 0.07780$$

Al expresar esta ecuación en términos del factor de compresibilidad Z se obtiene:

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \quad (B.43)$$

donde:

$$A = \frac{Pa}{R^2 T^2}$$

$$B = \frac{Pb}{RT}$$

El valor del factor de compresibilidad crítico Z_c para esta ecuación es de $Z_c=0.307$, que es menor al encontrado por las ecuaciones de Redlich-Kwong y Soave-Redlich-Kwong.

La mejoría que presenta esta ecuación de PR, es en el cálculo de las densidades del líquido, que son mejores que las encontradas por la ecuación de SRK, y lo referente a las densidades del vapor son aceptables.

B.4- EDE generales con cuatro parámetros.

Al tener tantas ecuaciones de estado, y concluir cual de ellas proporciona los mejores resultados, se observa que ninguna puede dar resultados confiables para todos los tipos de hidrocarburos; este y otros motivos han llevado a investigadores como Martin⁵⁴ a desarrollar un tipo de ecuación más general que contenga a las ecuaciones anteriormente discutidas, y que los resultados que se obtengan de ella sean tan confiables como los que se obtienen con las ecuaciones originales. El autor propone la siguiente ecuación general:

$$P = \frac{RT}{V} - \frac{\alpha(T)}{(V + \beta)(V + \gamma)} + \frac{\delta(T)}{V(V + \beta)(V + \gamma)} \quad (B.44)$$

Se puede observar que ésta ecuación tiene cuatro parámetros α , β , γ , y δ en lugar de dos como las de SRK y PR. Aquí las constantes α y δ dependen de la temperatura, y β y γ son constantes.

Esta nueva ecuación puede dar mejores predicciones para las densidades del líquido en hidrocarburos que contengan grandes cantidades de las fracciones pesadas.

La forma en la cual esta ecuación puede contener a las demás es la siguiente:

Si $\delta = 0$ la ecuación B.44 toma la forma:

$$P = \frac{RT}{V} - \frac{\alpha}{(V + \beta)(V + \gamma)} \quad (B.45)$$

Si se aplica el concepto de traslación del volumen en t discutido por el mismo autor se tiene:

$$P = \frac{RT}{V - t} - \frac{\alpha}{(V - t + \beta)(V - t + \gamma)} \quad (B.46)$$

Si las cuatro constantes α , β , γ y t se cambian por las constantes $a = \alpha$, $b = \beta$, $c = \gamma$ y $d = t$, la ecuación B.46 puede escribirse en la forma siguiente:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{(V - b + c)(V - b + d)} \quad (B.47)$$

De la ecuación B.47 se pueden deducir las ecuaciones de estado anteriormente discutidas.

Por ejemplo para Van der Waals se tiene que $c = d = b$ lo cual produce:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \quad (B.48)$$

De igual forma para la ecuación de Redlich-Kwong se tiene $d = 2b$ y $c = b$ con lo que:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{(V-b+b)(V-b+2b)} \quad (B.49)$$

Obteniéndose:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)} \quad (B.50)$$

Para Peng-Robinson se encontró que $c = (2 + \sqrt{2})b$ y $d = (2 - \sqrt{2})b$ de donde la ecuación B.47 toma la forma:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{[V-b+(2+\sqrt{2})b][V-b+(2-\sqrt{2})b]} \quad (B.51)$$

Factorizando el denominador del último término se tiene:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2 + 2bV - b^2}$$

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b) + b(V-b)} \quad (B.52)$$

La forma general de la ecuación B.44 en términos del factor de compresibilidad $Z = PV/RT$ es la siguiente:

$$Z^3 + Z^2[-3B + (C + D - 1)] + Z[3B^2 - 2B(C + D - 1) + (A + CD - C - D)] + \dots$$

$$+ [-B^3 + B^2(C + D - 1) - B(A + CD - C - D) - CD] = 0 \quad (B.53)$$

donde las constantes A, B, C y D son:

$$A = \frac{aP}{R^2T^2}$$

$$B = \frac{bP}{RT}$$

$$C = \frac{cP}{RT}$$

$$D = \frac{dP}{RT}$$

Jensen⁵⁶ también define dos ecuaciones cúbicas de estado generalizadas con cuatro parámetros, las cuales incluyen a las ecuaciones de estado discutidas anteriormente. El les llama

de primer y segundo tipo de acuerdo con el parámetro modificado; ya sea el de atracción o repulsión. El primer tipo surge al modificar el término de repulsión en la ecuación de BK de la siguiente forma:

$$P = \frac{RT(2V + b_1(T))}{V(2V - b_2(T))} - \frac{a(T)}{V(V + b_3(T))} \quad (B.54)$$

El segundo tipo se obtiene al modificar el término de atracción en la ecuación de Van der Waals:

$$P = \frac{RT}{V - b_1(T)} - \frac{a(T)}{(V + b_2(T))(V + b_3(T))} \quad (B.55)$$

La diferencia de estas ecuaciones con respecto a la ecuación de Martín, es que para estas ecuaciones los cuatro parámetros a , b_1 , b_2 y b_3 son dependientes de temperatura.

B.5. Reglas de mezclado.

En las ecuaciones cúbicas de estado discutidas previamente, los parámetros a y b corresponden a componentes puros; al trabajar con mezclas de hidrocarburos es necesario hacer uso de las ecuaciones llamadas reglas de mezclado. Estas reglas desempeñan un papel importante en el estudio de las mezclas de hidrocarburos. Normalmente son aplicadas a las ecuaciones de estado de la manera siguiente:

$$a_m = \sum_i \sum_j y_i y_j a_{ij} \quad (B.56)$$

$$b_m = \sum_i y_i b_i \quad (B.57)$$

$$a_{ij} = (a_i a_j)^{1/2} (1 - K_{ij}) \quad (B.58)$$

La forma en que se encuentran las constantes a , y b , para las diferentes ecuaciones de estado, se presentaron anteriormente; K_{ij} es un coeficiente de interacción binario, el cual se considera igual a cero para interacciones hidrocarburo-hidrocarburo y diferente de cero para hidrocarburo- nohidrocarburo. Las variables y_i y y_j son fracciones mol del componente i y del componente j respectivamente.

Si K_{ij} es igual a cero la ecuación B.56 en conjunto con B.58 toma la forma siguiente:

$$a_m = \left(\sum_i y_i a_i^{1/2} \right)^2 \quad (B.59)$$

El parámetro K_{ij} , es función de la composición y temperatura, si esta dependencia es pequeña, puede despreciarse, pero para moléculas polares la variación en el parámetro de interacción puede ser significativa.

Se han propuesto varias modificaciones a estas reglas de mezclado. Mathias y Copeman⁶⁰, proponen la siguiente modificación para usarse con la ecuación de estado de Peng- Robinson:

$$a_m = \sum_i \sum_j y_i y_j (a_i a_j)^{1/2} (1 - K_{ij}) + \frac{1}{2bRT\sqrt{2}} \ln \left[\frac{V + b + b\sqrt{2}}{V + b - b\sqrt{2}} \right] \dots \quad (B.60)$$

$$\left[\sum_i y_i a_{ci}^2 - \left(\sum_j y_j d_{ji} \right)^2 \right]$$

donde:

$$a_{ci} = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c^2 v_c}$$

a_i , expresión para el componente puro y K_{ij} , es simétrico, pero d_{ij} no lo es.

$$d_{ij} \neq d_{ji}, \quad K_{ij} = K_{ji}, \quad \text{y} \quad K_{ii} = d_{ii} = 0$$

El parámetro b es el mismo que en la ecuación B.57.

La estructura de las reglas de mezclado, varía en relación al número de parámetros utilizados para la ecuación de estado a la cual son aplicadas.

Otros investigadores⁶⁰, proponen modificar la ecuación B.56 en la forma siguiente:

$$a_m = \sum_i \sum_j y_i y_j \left[(a_i a_j)^{1/2} (1 - K_{ij}) + \frac{b_m}{V RT} (y_i \lambda_{ij} + y_j \lambda_{ji}) \right] \quad (B.61)$$

donde:

$$\lambda_{ij} = \lambda_{ji}$$

Las reglas de mezclado se utilizan frecuentemente para calcular otras propiedades de las mezclas de hidrocarburos como por ejemplo las presiones críticas de la mezcla, temperaturas críticas, volúmenes críticos etc...

APENDICE C

C.- METODOS PARA CARACTERIZAR LA FRACCION PESADA C₇₊

Es de suma trascendencia el caracterizar esta fracción, ya que de esto dependerá en gran parte, el obtener resultados confiables en estudios de ingeniería de yacimientos para fluidos de composición variable que lleven a decisiones correctas en cuanto a la forma de explotación.

La mayoría de los estudios de simulación composicional, toman muy en cuenta esta fracción pesada C₇₊.

Existen basicamente dos técnicas⁶¹ de caracterización para esta fracción pesada:

- 1.- Método de pseudocomponentes
- 2.- Método de mezclas continuas

c.1- Método de pseudocomponentes

El método de pseudocomponentes consiste en expandir la fracción pesada en un número de componentes de número simple carbonos (NSC), que tienen bien definidas sus características moleculares. Al hacer esta expansión la cantidad de componentes crece, pero para estudios de simulación no es rentable trabajar con tantos componentes, puesto que se tiene que encontrar la solución para cada componente a cada paso de tiempo en cada una de las celdas, esto aumentaría mucho el costo de computación, es por esta razón que debe de hacerse un agrupamiento de estos nuevos componentes encontrados, en pseudocomponentes o grupos de número múltiple de carbonos (NMC).

Lohrenz-Bray-Clark⁶² proponen que la fracción C₇₊ se divida en una mezcla de hidrocarburos de tipo parafínico normal de C₇ hasta C₄₀. Matemáticamente la fracción mol de cada componente C_i se determina como sigue:

$$X_{ci} = X_{c7+} \exp^{A(i-6)^2 + B(i-6)} \quad (C.1)$$

donde:

i es el rango de 7 a 40.

Las constantes A y B se determinan como sigue:

$$X_{c\tau+} = \sum_{i=7}^{40} X_{ci} \quad (C.2)$$

$$X_{c\tau+} MW_{c\tau+} = \sum_{i=7}^{40} (X_{ci} MW_i) \quad (C.3)$$

Pedersen-Thomassen-Fredenslund^{63,64} proponen la siguiente ecuación:

$$X_{ci} = A + B \ln(X_{ci}) \quad i \geq 7 \quad (C.4)$$

sujeto a:

$$\sum_{i=7} (X_{ci} MW_i) = X_{c\tau+} MW_{c\tau+} \quad (C.5)$$

$$\sum_{i=7} X_{ci} = X_{c\tau+} \quad (C.6)$$

$$\sum_{i=7} \left(\frac{X_{ci} MW_i}{\lambda_i} \right) = \frac{X_{c\tau+} MW_{c\tau+}}{\lambda_{c\tau+}} \quad (C.7)$$

donde A y B son determinadas por un ajuste de mínimos cuadrados en los datos experimentales.

Ahmed-Candy-Story⁶⁵, propusieron un método para extender la fracción C_{7+} dentro de nuevos componentes, al graficar la relación (MW_{n+}/MW_{7+}) contra componentes de diferente número de carbonos (C_n), lo que produce una línea recta. Los autores demuestran que se obtiene una familia de líneas rectas, que corresponden a diferentes densidades relativas de la fracción C_{7+} , estas líneas convergen en un punto común $(MW_{n+}/MW_{7+}, C_n) = (1, 7)$.

Las pendientes S de estas líneas rectas fueron expresadas como una función de la densidad relativa de C_{7+} con una función exponencial de la forma:

$$S = 688.0563583 \exp\{(-11.46167654)(\lambda_{7+})\} \quad (C.8)$$

donde:

λ_{7+} es la densidad relativa del C_{7+}

El peso molecular de cualquier fracción C_n , puede calcularse por la ecuación siguiente:

$$MW_{n+} = MW_{7+} (1 + S[C_n - 7]) \quad (C.9)$$

Los datos de entrada requeridos para este método son el peso molecular y la fracción mol de la fracción C_{7+} . Estos datos se reportan en el análisis de laboratorio.

La fracción mol del componente n , Z_n , se calcula progresivamente para componentes más pesados (por ejemplo, C_8, C_9, C_{10} , etc.). El proceso continúa hasta que la suma de las fracciones mol de los nuevos componentes es igual a la fracción mol de la fracción C_{7+} .

La expresión final que estima Z_n para cada nuevo componente, se encuentra por medio de un balance de materia en base al peso molecular de la fracción pesada de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} Z_n + Z_{(n+1)+} &= Z_{n+} \\ MW_n Z_n + MW_{(n+1)+} Z_{(n+1)+} &= MW_{n+} Z_{n+} \end{aligned}$$

Al resolver para Z_n la expresión que se obtiene es:

$$Z_n = \frac{Z_{n+} \{ MW_{(n+1)+} - MW_{n+} \}}{\{ MW_{(n+1)+} - MW_n \}} \quad (C.10)$$

donde:

Z_n fracción mol del componente (Z_7, Z_8, Z_9, \dots , etc.)

MW_n peso molecular del componente C_n ; si no se tiene se recomienda los de Kats-Firoozabadi⁶⁰

MW_{n+} peso molecular del siguiente componente C_n calculado con la ecuación C.9

Entonces, el cálculo del peso molecular y la densidad relativa de los nuevos componentes se efectúa por medio de la expresión siguiente:

$$MW_{8+} = \frac{[Z_{7+} MW_{7+} - Z_7 MW_7]}{Z_{8+}} \quad (C.11)$$

$$\lambda_{8+} = \frac{Z_{8+} MW_{8+}}{\{ [Z_{7+} MW_{7+} / \lambda_{7+}] - (Z_7 MW_7 / \lambda_7) \}} \quad (C.12)$$

donde:

MW_{7+}, λ_{7+} = peso molecular y densidad relativa de la fracción C_{7+} medida.

MW_{8+}, λ_{8+} = peso molecular y densidad relativa de la fracción C_{8+} calculada.

MW_7, λ_7 = peso molecular y densidad relativa de la fracción C_7 , si no se tienen estos valores, se pueden usar los proporcionados por Kats-Firoozabadi⁶⁶.

Así para el nuevo componente C_{0+} se tiene:

$$MW_{0+} = \frac{[Z_{8+}MW_{8+} - Z_8MW_8]}{Z_{0+}} \quad (C.13)$$

$$\lambda_{0+} = \frac{Z_{0+}MW_{0+}}{[(Z_{8+}MW_{8+}/\lambda_{8+}) - (Z_8MW_8/\lambda_8)]} \quad (C.14)$$

El procedimiento se sigue hasta el número de nuevos componentes que se quiera obtener.

Las expresiones generales son:

$$MW_{n+} = \frac{[(Z_{7+} - \sum_{i=7}^{n-2} Z_i)MW_{(n-1)+} - Z_{n-1}MW_{n-1}]}{Z_{n+}} \quad (C.15)$$

$$\lambda_{n+} = \frac{Z_{n+}MW_{n+}}{[(Z_{7+} - \sum_{i=7}^{n-2} Z_i)MW_{(n-1)+}/\lambda_{(n-1)+}] - [Z_{n-1}MW_{n-1}/\lambda_{n-1}]} \quad (C.16)$$

donde:

$$Z_{n+} = Z_{7+} - \sum_{i=7}^{n-1} Z_i \quad (C.17)$$

Este método fue validado con 20 yacimientos⁶⁶ de gas y condensado y 12 yacimientos de aceite.

Otra de las técnicas propuestas es la de Whitson²¹ quien trabajó con la idea de usar cantidades acumuladas para describir esta distribución molar; este método consiste precisamente en definir los pesos moleculares de los nuevos componentes (seudocomponentes), como si fueran componentes de NSC.

La solución presentada por Whitson, está en términos de dos cantidades normalizadas acumuladas. La primera es definida como la fracción mol normalizada X_i :

$$X_i = \frac{\sum_{j=i}^n X_j}{\sum_{j=0}^n X_j} \quad (C.18)$$

La segunda cantidad se refiere al peso molecular normalizado Q_i :

$$Q_i = \frac{\left[\sum_{j=n}^i X_j M_j / \sum_{j=n}^i X_j \right] - 1}{M_{n+} - n} \quad (C.19)$$

donde:

X_j = fracción mol de la fracción j

M_j = peso molecular de la fracción j

M_{n+} = peso molecular promedio de C_{n+}

n = parámetro en el modelo de distribución que representa el peso molecular mínimo encontrado en la mezcla C_{n+}

$j = n, n+1, \dots, N$ El peso molecular promedio total de la mezcla M_{n+} se expresa como:

$$M_{n+} = \frac{\sum_{j=n}^N X_j M_j}{\sum_{j=n}^N X_j} \quad (C.20)$$

M_{n+} puede medirse experimentalmente

Resolviendo la ecuación C.19 para el peso molecular promedio de una función i en la mezcla C_{n+} se tiene:

$$M_i = \frac{n_i (M_{n+} - n) (X_i Q_i - X_{i-1} Q_{i-1})}{(X_i - X_{i-1})} \quad (C.21)$$

Estos métodos prácticamente ya no son usados, puesto que se emplean en la actualidad los métodos basados en funciones continuas, como es el caso de una función estadística de distribución las cuales se explicarán a continuación.

0.2 Método de mezclas continuas

El método de mezclas continuas está basado en una función estadística de distribución, que describe la composición para mezclas de muchos componentes como son los hidrocarburos.

En estas mezclas continuas es imposible experimentalmente determinar la cantidad de los componentes involucrados, más aún las propiedades que los definen. Prácticamente los

fluidos de un yacimiento pueden ser tratados como mezclas semi-continuas, en donde la parte discreta está formada por los componentes C_1, C_2, C_3 , etc., que son los componentes ligeros y la parte que no está totalmente identificada, corresponde a la fracción C_{7+} que forma la fracción continua.

Una función de distribución puede quedar definida como $F(I, I_0, n)$, la cual consta de una variable I que puede ser una propiedad característica del componente, como el peso molecular o el punto de ebullición, I_0 es la media y n es la variancia.

Esta función de distribución $F(I, I_0, n)$ puede normalizarse de tal forma que se obtenga:

$$\int_I F(I) dI = 1 \quad (C.22)$$

Estas condiciones de normalización al compararlás con mezclas discretas quedan de la siguiente manera:

$$\int_I F_j(I) dI = 1 \quad \sum_j Z_j = 1 \quad (C.23)$$

$$\int_I F_i(I) dI = 1 \quad \sum_i X_i = 1 \quad (C.24)$$

$$\int_I F_v(I) dI = 1 \quad \sum_v V_v = 1 \quad (C.25)$$

Varios investigadores⁹⁷⁻⁹⁹ han propuesto diferentes funciones de distribución. Una de las más actuales en la ingeniería de yacimientos es la propuesta por Whitson^{22,23} llamada modelo de distribución molar, que está representada por la función gamma de tres parámetros, teniendo la forma siguiente:

$$P(M) = \frac{(M-n)^{\alpha-1} \exp[-(M-n)/\beta]}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad (C.26)$$

donde:

$P(M)$ = función densidad de probabilidad

M = peso molecular usado como la variable independiente

α, β, n = parámetros de distribución

α = parámetro que define la forma de la distribución

n = peso molecular mínimo, con cero probabilidad de ocurrencia

β = es expresado en términos de α, n y el peso molecular promedio de la fracción C_{7+}

Γ = función gamma.

Entonces:

$$\beta = \frac{(M_{C_{7+}} - n)}{\alpha} \quad (C.27)$$

La función densidad acumulada $P(M_n)$, representa el área bajo la curva $P(M)$ de n a M_n , y representa la fracción mol acumulada. Como M_n se aproxima a un valor infinito, el área se aproxima a la unidad en la forma siguiente:

$$\int_n^{\infty} P(M) dM = 1 \quad (C.28)$$

Behrens y Sandler⁷⁰ aplican la cuadratura de Gauss específicamente para escoger una discretización óptima de la distribución molar C_{7+} , representando la distribución molar por medio de una función exponencial de tres parámetros, o sea, usan la cuadratura de Gauss para calcular las fracciones mol y pesos moleculares de dos nuevos componentes (pseudo-componentes), los cuales dicen ser suficientes para representar el comportamiento de la distribución original.

Basado en la técnica de Behrens y Sandler, Whitson aproxima la distribución molar continua con un número discreto de nuevos componentes, y así encontrar las fracciones mol y pesos moleculares. Entonces empleando el método de integración de Gauss para la representación discreta de la distribución gamma, se obtiene:

$$\int_0^{\infty} \exp^{-X} f(X) dX = \sum_{i=1}^N W_i f(X_i) \quad (C.29)$$

donde:

X_i = puntos de cuadratura o integración

W_i = factores de peso determinados de una clase de polinomios de Laguerre, los cuales se encuentra para varios valores de N

N = número de puntos en la integración numérica

Cada punto i define la localización de un nuevo componente, con su correspondiente valor del peso molecular y el factor de peso es usado para calcular la fracción mol del nuevo componente encontrado.

Al aplicar el método de la integración de Gauss a la ecuación C.26 se obtiene:

$$\int_n^{\infty} \frac{[(M-n)/\beta]^{\alpha-1} \exp[-(M-n)/\beta]}{\beta \Gamma(\alpha)} dM = 1 \quad (C.30)$$

usando la definición:

$$X = \frac{M-n}{\beta} \quad (C.31)$$

donde $dM = \beta dX$. Entonces la ecuación C.30 puede escribirse en la forma de la Ec. C.29 como sigue:

$$\int_0^{\infty} \frac{X^{\alpha-1} \exp(-X)}{\Gamma(\alpha)} dX = 1 \quad (C.32)$$

donde $f(X)$ está expresada por la ecuación siguiente:

$$f(X) = \frac{X^{\alpha-1}}{\Gamma(\alpha)} \quad (C.33)$$

Para el nuevo componente i la fracción Z_i esta dada por:

$$Z_i = W_i f(X_i) \quad (C.34)$$

El peso molecular M_i puede expresarse por medio de la ecuación siguiente:

$$M_i = n + \beta X_i \quad (C.35)$$

Al checar el peso molecular promedio de la fracción C_{7+} se debe tener:

$$M_{C_{7+}} = \frac{\sum_{i=1}^N Z_i M_i}{\sum_{i=1}^N Z_i} \quad (C.36)$$

Pocas veces el valor calculado por la ecuación C.36, es igual al valor del peso molecular del C_{7+} encontrado experimentalmente, debido a que la cuadratura de Gauss presentada anteriormente da como resultado un conjunto de pesos moleculares para un conjunto específico de parámetros de distribución. Por lo tanto, para resolver el problema anterior, se introduce una modificación al parámetro β en la forma siguiente:

$$\beta_0 = \beta[1 + \ln(\delta)] \quad (C.37)$$

La función densidad probabilidad es la siguiente:

$$P_0(M) = \frac{(M-n)^{\alpha-1} \exp[-(M-n)/\beta_0] (1 + \ln \delta)^\alpha}{\beta_0^\alpha \Gamma(\alpha) \delta^{(M-n)/\beta_0}} \quad (C.38)$$

Esta función densidad es numericamente idéntica a la función original $P(M)$, ecuación C.26, para un valor dado de M .

Entonces para la integración numérica empleando el método de Gauss, se introduce X_0 definido como:

$$X_0 = \frac{M-n}{\beta_0} \quad (C.39)$$

Se tiene que $dM = \beta_0 dX_0$; y la función densidad, integrada de 0 a ∞ queda:

$$\int_0^\infty \frac{X_0^{\alpha-1} \exp(-X_0)}{\Gamma(\alpha) \delta^{X_0} (1 + \ln \delta)^{-\alpha}} dX_0 = 1 \quad (C.40)$$

Para $f(X_0)$ en la ecuación C.29 es definida como:

$$f(X_0) = \frac{X_0^{\alpha-1} (1 + \ln \delta)^\alpha}{\Gamma(\alpha) \delta^{X_0}} \quad (C.41)$$

Así la fracción mol del nuevo componente i es:

$$Z_i = W_i f(X_{0i}) \quad (C.42)$$

y el peso molecular queda expresado por:

$$M_i = n + \beta_0 X_{0i} \quad (C.43)$$

Es importante notar que los valores X_{0i} son iguales en magnitud a los X_i , usados en las ecuaciones C.34 y C.35, pero están definidos de acuerdo a la Ec. C.39.

c.3. Procedimiento para determinar la fracción mol y el peso molecular para los (seudocomponentes)²³

- 1.- Se determina el número N de nuevos componentes y se obtienen los valores de la cuadratura de Gauss X_0 , y W_i
- 2.- Especificar el valor de n

- 3.- Especificar β_0 , se sugiere que se escoja especificando el peso molecular del nuevo componente más pesado, M_N o sea:

$$\beta_0 = \frac{M_N - n}{X_{0N}} \quad (C.44)$$

donde X_{0N} es el último punto de la integración

- 4.- Determinar o estimar valores de α para cada fracción C_{τ_1}
- 5.- Con el propósito de satisfacer la condición de normalización, se calcula el parámetro δ para la fracción C_{τ_1} de la siguiente manera:

$$\delta = \exp(\beta_0/\alpha) - 1 \quad (C.45)$$

o puede ser expresado como:

$$\delta = \exp\left(\frac{\alpha\beta_0}{M_{\tau_1} - n} - 1\right) \quad (C.46)$$

- 6.- Calcular las fracciones mol y pesos moleculares para los nuevos componentes por medio de las ecuaciones C.42 y C.43
- 7.- Calcular el peso molecular promedio de la fracción C_{τ_1} con la ecuación C.36, y checar que este valor sea igual al valor obtenido experimentalmente. Si no es igual es necesario ajustar δ hasta obtener una buena aproximación; para cada δ se debe de recalcular la fracción mol

C.4- Propiedades de los nuevos componentes

Para definir las propiedades críticas y factor acéntrico de los nuevos componentes, es necesario primero estimar las densidades relativas y las temperaturas de ebullición para estos pseudocomponentes. Whitson propone un procedimiento basado en el factor de Watson K_w , que por definición es igual a:

$$K_w = \frac{TB^{1/3}}{\gamma} \quad (C.47)$$

Este factor es una constante para cada fracción y ayuda a encontrar la densidad relativa y la temperatura de ebullición para cada nuevo componente (seudocomponente) o grupo de NSC.

Al desarrollar una relación entre el peso molecular, la densidad relativa y el factor de Watson, Whitson obtiene:

$$Kw = 4.5579M^{0.15176}\gamma^{-0.84573} \quad (C.48)$$

Por medio del modelo de distribución molar o por análisis cromatográfico, se pueden obtener el peso molecular y la fracción mol para cada componente de la mezcla. Se propone un valor constante de Kw para cada componente, y por lo tanto se puede calcular la densidad relativa de la forma siguiente:

$$\gamma_i = 6.0108M_i^{0.17047}Kw^{-1.18241} \quad (C.49)$$

Es necesario escoger Kw tal que la densidad relativa especificada para la fracción pesada γ_{7+} calculada por:

$$\gamma_{7+} = \frac{X_{7+}M_{7+}}{\sum_{i=1}^n X_i M_i / \gamma_i} \quad (C.50)$$

sea igual al valor medido; entonces para llevar a cabo lo anterior se aplica el criterio siguiente para escoger un valor de Kw como:

$$Kw = \left(\frac{0.16637\gamma_{7+}S^0}{X_{7+}M_{7+}} \right)^{-0.84573} \quad (C.51)$$

donde:

$$S^0 = \sum_{i=1}^N X_i M_i^{0.82053}$$

Entonces teniendo calculado el factor de caracterización de Watson Kw y la densidad relativa de cada fracción, la temperatura de ebullición se calcula directamente de la definición de Kw para cada fracción Ec. C.47:

$$T_b = (Kw\gamma_i)^3 \quad (C.52)$$

Posteriormente Whitson y colaboradores²³ modificaron el método propuesto anteriormente, basado en el factor de caracterización de Watson, suponiendo que todos los pseudocomponentes de una muestra tienen un factor de caracterización común F_c , el cual puede calcularse con la densidad relativa del γ_{7+} , con la fracción mol Z_i y el peso molecular M_i de todos los pseudocomponentes. El factor de caracterización F_c está expresado en la forma siguiente:

$$F_c = \left[\frac{0.16637\gamma_{7+}S_0}{Z_{7+}M_{7+}} \right]^{-0.84573} \quad (C.53)$$

donde:

$$S_0 = \sum_{i=1}^N Z_i M_i^{0.80160}$$

La densidad relativa se expresa por medio de la ecuación siguiente:

$$\gamma_i = 6.0108 M_i^{0.13541} T_c^{-1.18241} \quad (C.54)$$

Esta relación fue desarrollada basandose en 70 muestras de yacimientos de aceite y de gas y condensado, las cuales incluían un análisis completo de las temperaturas de ebullición, esta relación asegura que la densidad relativa promedio calculada con la Ec. C.55 es igual al valor medido para cada muestra:

$$\gamma_{T+} = \frac{\sum_{i=1}^N Z_i M_i}{\sum_{i=1}^N Z_i M_i / \gamma_i} \quad (C.55)$$

Las temperaturas de ebullición para cada fracción pueden calcularse usando la densidad relativa γ_i y el peso molecular M_i , por medio de dos correlaciones, la primera desarrollada por Twu⁷¹ y la segunda por Riazi y Daubert⁷².

C.5. Estimación de las propiedades críticas

Después de aplicar las metodologías existentes para caracterizar la fracción pesada C_{7+} , al encontrar los valores correspondientes del peso molecular y fracciones mol para cada uno de los nuevos componentes o grupos de NSC, el siguiente objetivo es llegar a obtener las propiedades críticas, ya que son indispensables para trabajar con una ecuación de estado.

Varios investigadores^{24,25,73-76} han trabajado para encontrar técnicas o correlaciones que sean de gran utilidad para estimar las propiedades como son; la temperatura crítica, presión crítica y factores acéntricos.

Es difícil decir cual es la mejor o si existe alguna que pueda contemplar todos los diferentes tipos de hidrocarburos; por esta razón va a depender de la experiencia en el manejo de las diferentes correlaciones, para formarse un criterio de cual es la que proporciona los mejores resultados, Whitson⁶⁰ de acuerdo a su experiencia sugiere las siguientes correlaciones, para estimar las diferentes propiedades:

- 1.- Temperatura crítica.- La correlación de Kesler-Lee, Riazi-Daubert o Cavett.
- 2.- Presión crítica.- La correlación de Kesler-Lee o Riazi-Daubert.
- 3.- Factor acéntrico.- La correlación de Kesler-Lee o Edmister.
- 4.- Peso molecular.- La correlación de Harin-Sage.

c.6. Reglas de mezclado en la pseudoización de componentes

Para obtener una descripción adecuada del comportamiento de fases en mezclas multicomponentes, por medio de una ecuación de estado dentro de un simulador numérico composicional, es importante tomar en cuenta el número de componentes con los cuales se realizará la simulación, ya que el costo debido al tiempo de computación se incrementa considerablemente al aumentar el número de componentes. Es por esta razón que se necesita mantener un número pequeño de componentes al realizar una simulación composicional, sin que se pierda consistencia en el fluido. Esto se logra al agrupar los nuevos componentes de la fracción caracterizada C_{7+} en pseudocomponentes o haciendo una agrupación final en pseudocomponentes de número múltiple de carbonos (NMC).

Por lo tanto es necesario realizar esquemas de agrupamiento. Hong⁵¹ usa las reglas de mezclado para determinar las propiedades de estos pseudocomponentes, ya que es indispensable contar con las propiedades críticas, factores acéntricos, pesos moleculares y coeficientes de interacción binario para estos pseudocomponentes. Entonces propone seis diferentes reglas de mezclado las cuales se describen a continuación:

Regla 1.- Promedio molar:

$$\phi_i = X_i \quad (C.56)$$

Regla 2.- Fracción superficial promedio:

$$\phi_i = \frac{\lambda_i V_i^{1/3}}{\sum \lambda_i V_i^{1/3}} \quad (C.57)$$

Regla 3.- Fracción de peso promedio:

$$\phi_i = \frac{X_i M W_i}{\sum X_i M W_i} \quad (C.58)$$

Regla 4.- P_c promedio para T_c , incluyendo efecto de fuerzas intermoleculares y un promedio molar para otras propiedades:

$\phi_i = X_i$, para todas las propiedades, excepto que

$$\phi_i = \frac{X_i P_{ci}}{\sum X_i P_{ci}} \quad \text{para} \quad (C.59)$$

$$T_{ci} = \sum_j \sum_j \phi_i \phi_j (T_i T_j)^{\frac{1}{2}} (1 - S_{ij}) \quad (C.60)$$

Regla 5.- V_c promedio para T_c , incluyendo efecto de fuerzas intermoleculares y promedio molar para otras propiedades:

$\phi_i = X_i$, para todas las propiedades, excepto que

$$\phi_i = \frac{X_i V_{ci}}{\sum X_i V_{ci}} \quad \text{para} \quad (C.61)$$

$$T_{ci} = \sum_j \sum_j \phi_i \phi_j (T_i T_j)^{\frac{1}{2}} (1 - S_{ij}) \quad (C.62)$$

Regla 6.- $V_c^{\frac{1}{3}}$ promedio para T_c , incluyendo efecto de fuerzas intermoleculares y promedio molar para otras propiedades:

$\phi_i = X_i$, para todas las propiedades excepto que

$$\phi_i = \frac{X_i V_{ci}^{\frac{1}{3}}}{\sum X_i V_{ci}^{\frac{1}{3}}} \quad \text{para} \quad (C.63)$$

$$T_{ci} = \sum_j \sum_j \phi_i \phi_j (T_i T_j)^{\frac{1}{2}} (1 - S_{ij}) \quad (C.64)$$

Con estas reglas de mezclado se pueden calcular las diferentes propiedades para la fracción agrupada, en la forma siguiente:

$$P_{ci} = \sum \phi_i P_{ci} \quad (C.65)$$

$$T_{ci} = \sum \phi_i T_{ci} \quad (C.66)$$

$$V_{ci} = \sum \phi_i V_{ci} \quad (C.67)$$

$$W_i = \sum \phi_i W_i \quad (C.68)$$

$$M W_i = \sum \phi_i M W_i \quad (C.69)$$

$$\delta_{kl} = 1 - \sum \sum \phi_i \phi_j (1 - \delta_{ij}) \quad (C.70)$$

Hong propone un procedimiento para caracterizar el fluido basado en estas reglas de mezclado.

Whitson²² se basa en la regla de Sturge's para realizar un agrupamiento de los nuevos componentes, o de número simple de carbonos en pseudocomponentes de número múltiple de carbonos, de la siguiente manera:

$$N_g = \text{Int}\{1 + 3.3 \log_{10}(N - n)\} \quad (C.71)$$

donde:

N_g es el número de pseudocomponentes de NMC.

Los pesos moleculares de cada uno de los pseudocomponentes de NMC, se toman como:

$$M_I = M_n \left(\exp\left\{\left(\frac{I}{N_g}\right) \cdot \ln\left(\frac{M_N}{M_n}\right)\right\} \right)^I \quad (C.72)$$

donde:

M_N es el peso molecular del último nuevo componente de NSC y $I = 1, 2, \dots, N_g$

Para el cálculo de las propiedades volumétricas de los pseudocomponentes de NMC. Usa las siguientes reglas de mezclado:

$$M_I = \sum \left(\frac{Z_i}{Z_I} \right) M_i \quad (C.73)$$

$$\gamma_I = \frac{1.0}{\sum (f_{wi}/f_{wI})/\gamma_i} \quad (C.74)$$

$$V_{pctI} = \sum \left(\frac{f_{wi}}{f_{wI}} \right) V_{ci} \quad (C.75)$$

donde:

Z_I y f_{wI} son la suma de Z_i y f_{wi} encontrada para cada pseudocomponente I de NMC.

Una de las formas más simples de las reglas de mezclado, para el cálculo de las propiedades críticas, factores acéntricos y pesos moleculares son las propuestas por Kny⁶² que son expresadas en la forma:

$$P_{cl} = \sum X_i P_{ci} \quad (C.76)$$

$$T_{cl} = \sum X_i T_{ci} \quad (C.77)$$

$$V_{cl} = \sum X_i V_{ci} \quad (C.78)$$

$$W_i = \sum X_i W_i \quad (C.79)$$

$$MW_i = \sum X_i MW_i \quad (C.80)$$

Una técnica de pseudoización que es independiente de la regla de mezclado es la propuesta por Houari y Mansoori⁶³ esta técnica usa una representación pseudobinaria, para evaluar un parámetro de un grupo. Esta técnica se probó para varios aceites y también en gas y condensado para problemas dados en la literatura.