



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

2009
201

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

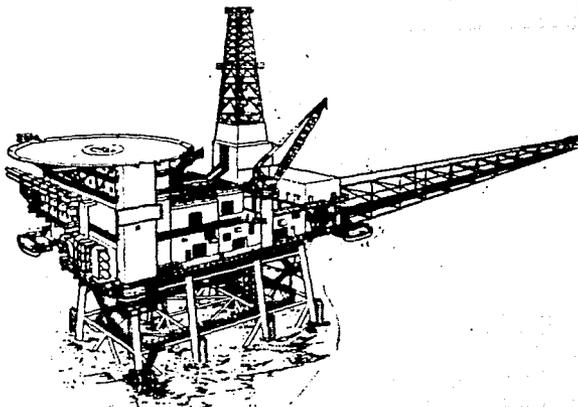
"VALIDACION AUTOMATIZADA DE ANALISIS PVT COMPOSICIONALES"

TESIS DE GRADO

MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA

ALFONSO A. CORONA BECERRA

DICIEMBRE DE 1993



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

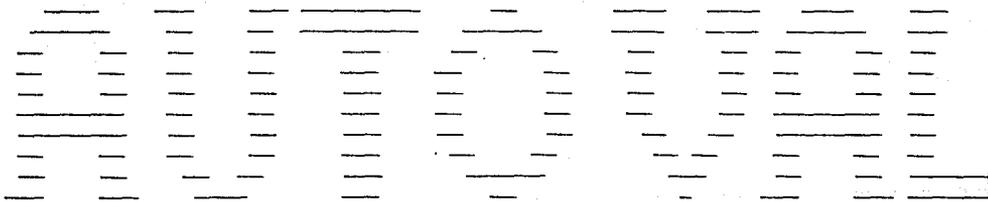
Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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.

INDICE

	PAGINA
RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
CAPITULO I - IMPORTANCIA DEL ANALISIS P V T PARA PLANIFICAR LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO PETROLERO	6
CAPITULO II - METODOS PARA DETERMINAR Y CORREGIR LA CONSISTENCIA DE LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS PVT	12
CAPITULO III - CORRECCION AUTOMATICA DE LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS PVT COMPOSICIONAL	21
CAPITULO IV - VOLUMEN DE LIQUIDO RESIDUAL EN LA CELDA PVT	40
CAPITULO V - PAQUETE DE COMPUTO "AUTOVAL"	49
CAPITULO VI - EJEMPLOS DE APLICACION	62

(D)



RESUMEN

La presente tesis es la continuación de una serie de trabajos desarrollados con la finalidad de determinar la validez y, de ser necesario realizar la corrección de los datos reportados de un análisis composicional PVT de muestras de mezclas de hidrocarburos de yacimientos, de aceite volátil y de gas y condensado.

Con la información del análisis PVT composicional, se ajusta por medio del método de mínimos cuadrados una recta del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la temperatura de ebullición de cada uno de los componentes de la mezcla. Esta parte es iterativa y con ella es posible eliminar las principales inconsistencias.

Una vez realizado el paso anterior, se verifica que la sumatoria de la composición de la fase vapor de c/u de los componentes sea igual a 100.00 en cada una de las etapas de agotamiento de presión. Esta segunda parte del proceso se lleva a cabo mediante una técnica de translación de las curvas del logaritmo de las constantes de equilibrio contra las temperaturas de ebullición. Si la sumatoria de las composiciones fase vapor en una determinada etapa de agotamiento es diferente a 100 (dentro de una tolerancia), se determina un factor de translación en función de las características fisicoquímicas de todos y cada uno de los componentes de la mezcla de hidrocarburos, respetándose de esta forma, el comportamiento fisicoquímico. A partir del factor de translación se determinan las nuevas constantes de equilibrio. Con estas constantes de equilibrio "transladadas" y con las propiedades obtenidas del análisis PVT composicional, se aplica una ecuación de balance de materia. Esta ecuación permite calcular las nuevas composiciones de la fase vapor a partir de las constantes de equilibrio, del número inicial de moles de gas y líquido en la celda en la etapa, del número de moles de gas remanente en la celda en

la etapa y del número de moles de gas producido en la etapa.

Se realiza de nuevo la sumatoria de las composiciones de la fase vapor. Si dicha sumatoria está dentro de la tolerancia, se procede a corregir la siguiente etapa de presión; en caso contrario, se determina otro factor de translación y se repite el procedimiento.

Son evidentes las ventajas de este mecanismo de corrección, por lo cual este proceso es el idóneo para validar análisis PVT composicionales.

Adicionalmente se incorporó a esta versión del paquete una alternativa para variar los volúmenes de líquido residual reportados por el laboratorio. Esto último se hizo con la finalidad de considerar los errores de tipo experimental implícitos en los datos. La determinación de los nuevos valores de estos volúmenes se realiza mediante una técnica de suavizamiento de datos que ha demostrado proporcionar datos bien ajustados.

Una vez realizada la validación, se procede a calcular la composición de la fase líquida y las propiedades físicas correspondientes (peso molecular y densidad de las fases vapor y líquido, peso molecular del C_2+ en la fase líquida y el factor de desviación a dos fases), pudiéndose ahora utilizar en forma confiable esta información en los diferentes trabajos de ingeniería de yacimientos.

INTRODUCCION

Dado el estado actual de la explotación petrolera, cada vez se incrementa la necesidad de perforar a mayor profundidad y, en consecuencia a temperaturas más elevadas. Debido a lo anterior, ahora es más frecuente descubrir yacimientos de composición variable, es decir, yacimientos donde la temperatura es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos. Este tipo de yacimientos está constituido por los yacimientos de aceite volátil y por yacimientos de gas y condensado.²

El comportamiento fisicoquímico de las mezclas contenidas en dichos yacimientos se caracteriza por su gran inestabilidad, debido a su gran porcentaje de hidrocarburos intermedios, situación que requiere contar con valores confiables de las constantes de equilibrio^{6,49} de los componentes de la mezcla, que además de ser consistentes, sean capaces de reproducir el comportamiento de fases de los fluidos dentro del yacimiento en la forma más precisa posible².

La cada vez mayor sofisticación en las técnicas de predicción del comportamiento de este tipo de yacimientos requiere el uso de datos lo más representativo posible. Una buena parte de ellos se obtiene en forma experimental, por lo cual, evidentemente se hace necesario seguir en esas operaciones de laboratorio la metodología más eficiente y actualizada, que asegure la precisión de los datos.

Las propiedades volumétricas y de fase de una mezcla de hidrocarburos se determinan por medio de un análisis presión - volumen - temperatura (PVT), para el cual las determinaciones efectuadas dependen del tipo de yacimiento en estudio. Al ser el análisis PVT un esquema experimental, existe la incertidumbre de la

presencia de errores que puedan llegar a proporcionar datos incorrectos, ocasionados principalmente por malas mediciones de volúmenes pequeños de líquido, de puntos de saturación y de composiciones químicas^{P.10}. Si se toma en cuenta que esta información es de suma importancia para una explotación óptima, se puede entender la necesidad de que dicho conjunto de datos sea lo más confiable posible.

Si se considera lo anterior, aunado a las características de los yacimientos de composición variable, es muy aventurado planear un esquema de explotación de este tipo de yacimientos sin haber comprobado la veracidad de la información requerida.

Como un intento por abordar y resolver esta situación, se han desarrollado mecanismos de validación de datos provenientes de un análisis PVT, en base a métodos de balance de materia. Se aplica un balance de materia a las moles de fluido presente en la celda PVT a la presión de saturación con el objetivo de determinar la composición de líquido la cual, junto con la composición de vapor reportada por el laboratorio, se utiliza para calcular las constantes de equilibrio. Una vez obtenidos estos valores, se construye una gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra las etapas de agotamiento de presión para detectar los posibles errores, o llamados de otra forma, las inconsistencias, las cuales pueden presentarse como curvas que se cruzan, valores negativos de alguna constante, curvas no suaves, entre otras posibles fallas². Si se presenta algún caso de los mencionados, se procede a corregirlos mediante un proceso automático. Una vez alcanzado el ajuste necesario, se determinan la composición de la fase líquida, las constantes de equilibrio y las propiedades físicas de la mezcla de hidrocarburos, información con la cual ya es posible emprender, con toda confiabilidad, trabajos diversos de ingeniería de yacimientos.

Como se menciona en la literatura técnica relacionada con esta área^{1,10}, existen errores en las lecturas del volúmen residual de aceite dentro de la celda PVT, ocasionados por la mojabilidad del líquido en las paredes de la celda y por una mala lectura del volúmen, producto de un tiempo insuficiente de drenaje. Por medio de una técnica de suavizamiento se determinan los valores suavizados de los volúmenes de líquido que, evidentemente mejoran la calidad del proceso de validación.

El objetivo de este trabajo es obtener una versión revisada del programa "VALCO" (validación composicional) desarrollado por Mazariegos¹⁰ para la validación de análisis PVT composicionales. El programa de cómputo desarrollado con este propósito de validación y corrección es compatible con una computadora personal, es 100% conversacional y puede ser utilizado por cualquier ingeniero de yacimientos con mínimos conocimientos computacionales y con poca o nula experiencia en los procesos de validación.

CAPITULO I.- IMPORTANCIA DEL ANALISIS PVT PARA PLANIFICAR LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO PETROLERO

Actualmente se ha reconocido la importancia de tener un conocimiento preciso del comportamiento de fases y de las propiedades composicionales de las mezclas de hidrocarburos contenidas en un yacimiento petrolero. Dicha información se obtiene a partir de experimentos de laboratorio conocidos como análisis PVT (presión - volumen - temperatura) realizados en muestras representativas de la mezcla de hidrocarburos del yacimiento en estudio.

Dependiendo de las características fisicoquímicas de la mezcla será el tipo de análisis PVT a realizar, ya sea agotamiento a composición constante para yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, agotamiento diferencial convencional para yacimientos de aceite volátil o agotamiento a volumen constante para los yacimientos mencionados inicialmente.

Es posible, en base a una combinación de la información obtenida de los diversos métodos PVT, mejorar la evaluación de varios métodos de producción o de las posibilidades futuras de producción; enseguida se describe un esquema óptimo de uso de la información PVT^o.

1.- Determinar por cualquiera de los métodos de análisis, el factor de volumen y la relación de solubilidad, desde la presión inicial del yacimiento, la presión de saturación o cualquier otra presión determinada por las condiciones de campo, hasta una presión por debajo de la presión en el límite económico.

2.- Mediante los métodos de agotamiento diferencial y agotamiento a volumen constante determinar la densidad del aceite y del gas liberado.

3.- A partir de la obtención de la densidad del gas liberado, utilizar correlaciones como la de Bicher y Katz⁵ para determinar su viscosidad.

4.- Determinar, de preferencia en el laboratorio, mediante un viscosímetro, la viscosidad del aceite. Si no es posible realizar lo anterior, se pueden utilizar las correlaciones publicadas en la literatura^{4,18}.

5.- Al realizar la liberación diferencial es posible determinar el factor de desviación y la densidad del gas liberado. Posteriormente, se comparan estos valores con los obtenidos mediante alguna correlación (Standing y Katz²⁵, por ejemplo) para comprobar y, en caso necesario, realizar los ajustes necesarios.

6.- El factor de volumen del gas se puede calcular usando la información del factor de desviación, aplicando la ley de los gases reales.

7.- Mediante el factor de volumen del gas, la relación de solubilidad y el factor de volumen del aceite, es posible determinar el factor de volumen de dos fases. Es importante anotar que este factor debe ser determinado a partir de datos de agotamiento diferencial convencional.

Antes de iniciar cualquier análisis PVT, es necesario recordar que la aplicación de los resultados de un análisis de esta naturaleza a problemas de ingeniería de yacimientos depende de la información de campo. Para lo anterior, es necesario tener información precisa de temperatura y presión del yacimiento, además de que las muestras recolectadas sean representativas del fluido del yacimiento.

Sin embargo, existen anomalías asociadas a la estructura misma de un yacimiento que afectan en buena medida el uso de la información PVT. Algunos de estos problemas, que deben entenderse y contemplarse en futuras investigaciones son :

1.- Las presiones y temperaturas varían con la posición estructural a través del yacimiento. Es práctica común obtener presiones y temperaturas promedio mediante técnicas volumétricas o areales y usar esta información con los datos de laboratorio en cálculos de yacimientos. Esto claramente es una importante fuente de error que puede llegar a ser muy grave si no se tiene una buena caracterización del yacimiento.

2.- Se ha comprobado que las propiedades de los fluidos de un yacimiento varían con respecto a su posición dentro del mismo, fenómeno que se recrudece al aumentar el relieve estructural. Propiedades tales como la densidad del aceite, la presión de saturación, la relación de solubilidad, los factores de volúmen y las propiedades de fase del gas liberado, se ha observado que están afectadas por este fenómeno. Tal problema evidencia la necesidad del análisis de muestras de varios pozos en diferentes posiciones estructurales antes de emprender cualquier estudio del yacimiento.

Debido al factor anterior, es razonable suponer que la densidad relativa del gas liberado varía de acuerdo a la posición estructural. Por lo tanto, cuando se usen correlaciones para determinar alguna propiedad del gas, es de suma importancia utilizar una densidad promedio que sea representativa del gas del yacimiento.

3.- Una importante fuente de error en los métodos de análisis PVT es el hecho del desconocimiento acerca de la naturaleza de la liberación del gas dentro de la formación, por lo cual no es

posible determinar que tipo de análisis PVT sería el más representativo para el yacimiento en cuestión.

Como se mencionó en la Introducción, cada vez es más frecuente para el ingeniero de yacimientos trabajar con yacimientos de composición variable -aceite volátil y gas y condensado-. Debido a las condiciones de confinamiento a que se encuentran sometidos dichos yacimientos, es muy común que su temperatura sea muy cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos contenida en el yacimiento (Fig. I.1).

Como se ha establecido, el comportamiento fisicoquímico de las mezclas de hidrocarburos en estos yacimientos se puede considerar crítico y bastante difícil de predecir¹². Por ejemplo, la relación gas-aceite de los sistemas de gas y condensado puede variar desde más de 500 hasta menos de 10 pies³/barril y la densidad del aceite producido en el tanque puede hacerlo desde 30 hasta más de 80° API, mientras que en un sistema de aceite volátil se puede llegar a tener un comportamiento aún más inestable.

Los fluidos de estos yacimientos se caracterizan por su considerable porcentaje de hidrocarburos intermedios (C₂ - C₆). y aunado esto a la alta temperatura a la que se encuentra la mezcla, se ocasiona que se produzcan, en el caso de yacimientos de gas y condensado, importantes volúmenes de líquido retrógrado y, en el caso de yacimientos de aceite volátil, grandes encogimientos del volumen de líquido. Queda claro que de presentarse cualquiera de los fenómenos anteriores se tendría una importante reducción en el volumen recuperado de hidrocarburos. Por tal motivo y con objeto de no llegar a la situación anterior, es necesario explotar el yacimiento bajo condiciones que impidan esto, lo cual solo se logra con una caracterización fisicoquímica lo más representativa posible de la mezcla de hidrocarburos.

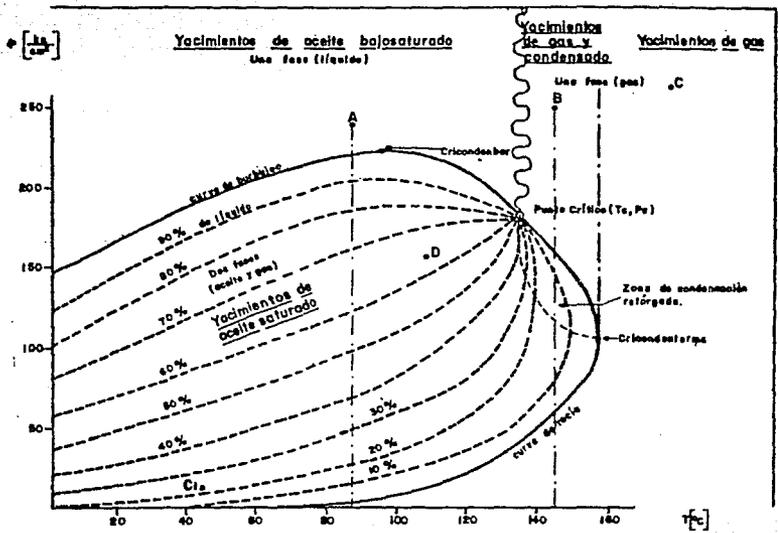


FIG. I.1 - DIAGRAMA DE FASES DE UNA MEZCLA DE HIDROCARBUROS

Para poder realizar lo anterior, es necesario contar con valores de las constantes de equilibrio^{0,13} de los componentes de la mezcla que sean capaces de predecir los cambios composicionales, y de este modo, en el caso de yacimientos de gas y condensado tener la capacidad de recuperar el líquido que exista en la fase vapor (condensación retrógrada) y, en el caso de yacimientos de aceite volátil, evitar la liberación del gas en solución, rico en hidrocarburos ligeros.

La confiabilidad de las predicciones depende en gran medida de la exactitud de las constantes de equilibrio usadas.

CAPITULO II .- METODOS PARA DETERMINAR LA CONSISTENCIA DE LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS PVT²

Como quedó establecido en el Capítulo I, es indispensable, antes de emprender cualquier trabajo de ingeniería de yacimientos, verificar y, en caso dado, corregir la información reportada de la muestra recolectada del yacimiento en cuestión. Lo anterior se debe realizar independientemente de la certidumbre que se tenga sobre la precisión de las mediciones experimentales ya que, como se verá más adelante, existen lecturas erróneas debido a problemas inherentes al proceso experimental, que no son fácilmente detectables a simple vista por el encargado del laboratorio.

Se debe recalcar que la determinación de la validez de los datos con los que trabajará el ingeniero de yacimientos es un aspecto primordial ya que los resultados que éste obtenga servirán como base para la estrategia de explotación de un yacimiento petrolero; dicha estrategia debe ser óptima desde el punto de vista técnico y de rentabilidad.

En virtud de lo anterior, se han desarrollado diferentes métodos con la finalidad de evaluar la consistencia de los datos.

1.- GRAFICA DE LA COMPOSICION DE LA FASE VAPOR CONTRA PRESION

Este método es muy fácil de aplicar y consiste en realizar una gráfica semilogarítmica de la composición del gas producido en el proceso de agotamiento de presión contra las presiones desarrolladas (fig. II.1).

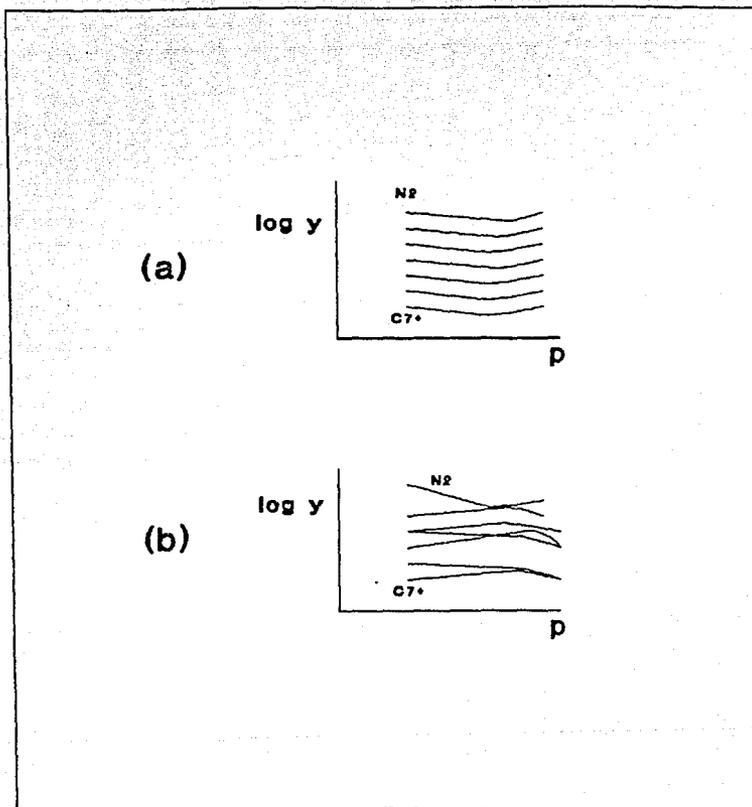


FIG. II.1 - COMPOSICION FASE VAPOR CONTRA PRESION

El análisis de esta prueba es bastante sencillo. Si los datos reportados son consistentes, las curvas de cada uno de los componentes deben seguir un orden descendente en función de su peso molecular y, además su gráfica debe ser suave, no tener saltos bruscos y no cruzarse entre si con las curvas de otros componentes. La gráfica (a) se realizó con datos consistentes, no así la gráfica (b) que muestra los errores o inconsistencias mencionadas.

Sin embargo, es importante mencionar que cuando se aplica este análisis a muestras de yacimientos de aceite volátil no es posible extenderlo hasta la presión de burbujeo, dado que la composición de la primera burbuja de gas es muy diferente de la composición del aceite en la celda a condiciones de saturación. Por otra parte, para muestras de gas y condensado si es posible extender el análisis hasta la presión de rocío utilizando para esto la composición del fluido en el punto de rocío.

2.- FACTOR DE DESVIACION DE DOS FASES

Este método de verificación se realiza exclusivamente a muestras de gas y condensado. Se aplica la ecuación de los gases reales a la información PVT y se obtiene de esta forma el factor de desviación de dos fases :

$$Z_{2FASES} = \frac{p}{(R)(NRC)(T_y)} \dots\dots\dots (II.1)$$

donde :

- NRC : Número de moles remanentes en la celda.
- p : Presión.
- R : Constante universal de los gases.
- T_y : Temperatura del yacimiento.

El factor resultante se compara con el factor reportado por el laboratorio y, tomando en cuenta una tolerancia fijada, se determina el ajuste de los valores. Si dicho ajuste no cumple con la especificación establecida, los datos no son consistentes o, viceversa.

Como se puede deducir facilmente, este análisis se presta a posibles interpretaciones por la persona que lo realice con lo cual se pierde objetividad y, por lo tanto, este método es poco riguroso.

3.- LIQUIDO REMANENTE EN LA CELDA PVT

Este método de verificación consiste en comparar la composición del líquido remanente en la celda PVT en la etapa final del agotamiento de presión (aceite muerto) contra la composición calculada por medio de un balance de materia para cada componente de la mezcla:

$$\begin{aligned} \left[\begin{array}{c} \text{moles iniciales} \\ \text{componente} \end{array} \right] &= \left[\begin{array}{c} \text{moles componente} \\ \text{en fase vapor} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{moles componente} \\ \text{en fase líquida} \end{array} \right] \\ &+ \left[\begin{array}{c} \text{moles producidas} \\ \text{del componente} \end{array} \right] \dots \dots \dots \text{(II.2)} \end{aligned}$$

Considerando a los componentes con concentraciones mol mayores de 0.4%, la diferencia entre la composición reportada y la calculada no debe ser mayor de 1% o en caso contrario, los datos serán inconsistentes. En caso de componentes cuya concentración mol sea menor de 0.4%, este método no es aplicable dado que es probable que estos componentes no se encuentren en el líquido remanente en la última etapa de agotamiento.

4.- GRAFICA DE LA COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA CONTRA PRESION

Este método de análisis consiste en construir una gráfica del logaritmo de las composiciones calculadas del líquido contra las diferentes presiones de agotamiento (fig. II.2).

Como en el caso del método (1), si las curvas se cruzan, no son suaves, tienen inflexiones, saltos bruscos, etc., indicarán que los datos son inconsistentes debido a errores experimentales. Esto se puede entender fácilmente considerando que una serie de datos de composición de la fase líquida deben seguir una tendencia de comportamiento fisicoquímico que, invariablemente será suave.

5.- GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA TEMPERATURA DE EBULLICION

Para aplicar este método de comprobación de la consistencia de los datos, se realiza una gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio de los componentes de la mezcla de hidrocarburos contra su temperatura de ebullición (fig. II.3).

Si los datos son consistentes, es decir, no presentan errores experimentales, la gráfica que se genere debe tender a una línea recta y seguir el orden descendente establecido en el método (1).

Este método además de utilizarse como medio de verificación, es aplicable a la corrección de los valores de las constantes de equilibrio y se incorporó al paquete de cómputo "AUTOVAL" para realizar la primera parte del proceso de validación.

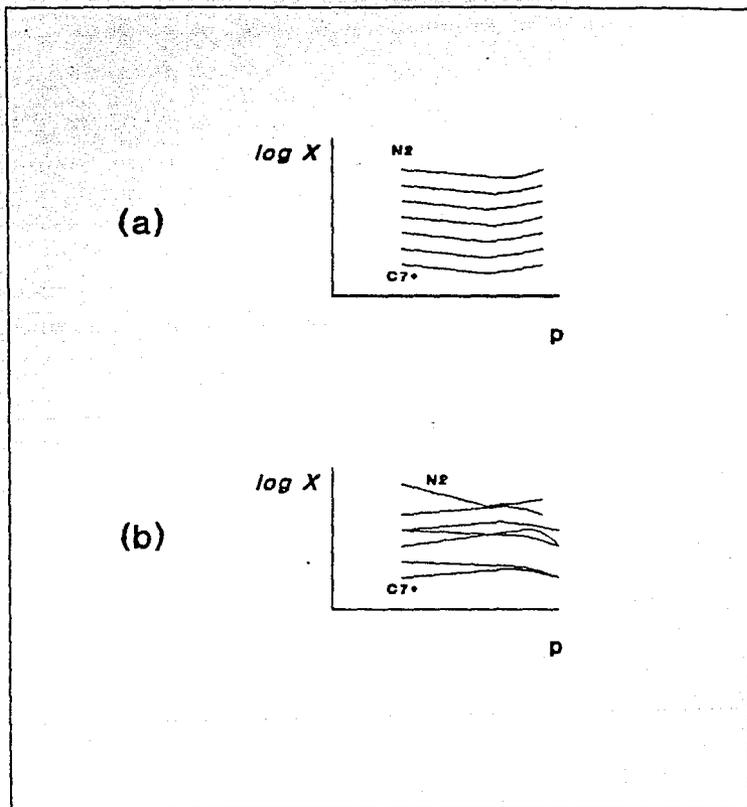


FIG. II.2 - COMPOSICION CALC. LIQUIDO CONTRA PRESION

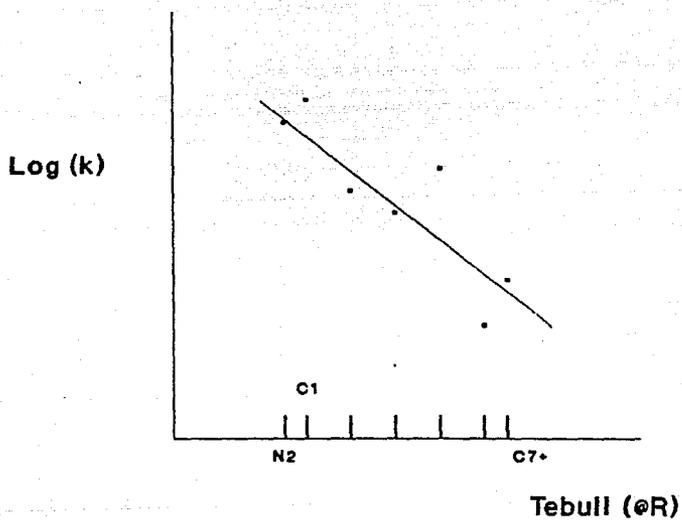


FIG. II.3 - LOGARITMO DE K CONTRA TEMP. EBULLICION

6.- GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

Este método consiste en la construcción de una gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio de los componentes de la mezcla contra las diferentes presiones de agotamiento (fig. II.4).

Debido a que el nitrógeno tiene una constante de equilibrio de mayor valor que la de los otros componentes, su curva debe ser la primera (de arriba hacia abajo) seguida por las curvas del metano y dióxido de carbono y, posteriormente, por la del etano o del ácido sulfhídrico, dependiendo de la composición del fluido en estudio. Siguiendo hacia abajo, se graficarán las curvas de los demás componentes en función de sus pesos moleculares, manteniéndose siempre la condición de que los valores de los componentes iso-butano e iso-pentano, deben ser mayores que las de esos componentes normales.

Como en el caso de las gráficas anteriores, el hecho de tener curvas no suavizadas o con otras características ya descritas, será una indicación de la inconsistencia de los datos.

En virtud de que este análisis es el más sensible de todos los anteriores, se determinó aplicarlo a los paquetes de cómputo "VALCO" Y "AUTOVAL". Este método, conjuntamente con el método (5), constituyen la parte integral de "AUTOVAL".

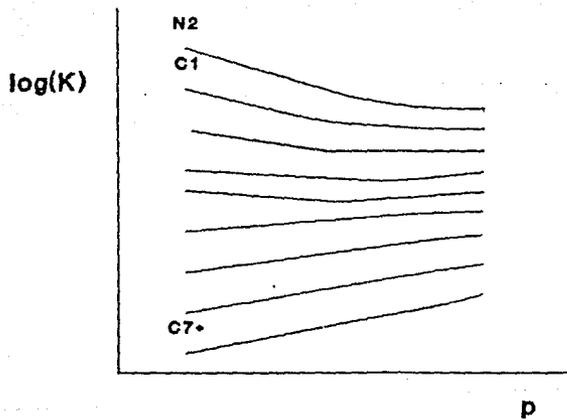


FIG. II.4 - LOGARITMO DE k CONTRA PRESION

CAPITULO III.- CORRECCION AUTOMATICA DE LOS RESULTADOS DE UN ANALISIS PVT COMPOSICIONAL

El método de corrección de los resultados de un análisis composicional PVT desarrollado para el paquete de cómputo "AUTOVAL" ^{7,14,19,21,22}, es un sistema 100% automático, asegurándose de esta forma el cumplimiento de las siguientes características computacionales :

1.- EFICIENCIA .- Debido a que no se requiere la intervención del usuario para la validación propiamente del análisis PVT se evitan, de esta forma, posibles errores y se tiene mayor exactitud de los resultados, pues se reduce la posibilidad de problemas de apreciación del usuario.

2.- RAPIDEZ DE PROCESAMIENTO .- Evidentemente, el proceso de validación se vuelve mas expedito debido a que, como se mencionó, no se requiere la intervención del usuario. Esta característica solo dependerá de la capacidad de cómputo con que cuente la computadora donde se esté trabajando.

3.- FACILIDAD PARA EL USUARIO .- El usuario potencial no tiene ningún problema al utilizar "AUTOVAL", pues unicamente tiene que proporcionar los datos necesarios : composiciones de la mezcla (gas y condensado) o de la composición fase líquida a la presión de saturación -aceite volátil-, propiedades de la mezcla, etc. Esto se facilita aún más, pues el paquete es 100% conversacional.

El proceso automático se divide en dos partes principales :

- 1.- Ajuste de los valores de las constantes de equilibrio por medio del método de mínimos cuadrados⁴⁰.
- 2.- Ajuste de las sumatorias de las composiciones de la fase vapor de los componentes de la mezcla⁴⁵.

III.1 .- AJUSTE DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO POR MEDIO DE MINIMOS CUADRADOS.

Este mecanismo de ajuste se aplica a todas las etapas de agotamiento de presión e incluye la verificación de cada uno de los componentes de la mezcla.

Para cada etapa de agotamiento se ajusta por mínimos cuadrados una recta del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la temperatura de ebullición, para cada uno de los componentes de la mezcla.

Una vez realizado lo anterior, se procede a la comparación de los valores de las constantes de equilibrio, antes y después del ajuste. Esto es, se comparan las constantes reportadas por el laboratorio, $k(i,j)_{ORIGINAL}$ contra las constantes de equilibrio obtenidas del ajuste, $k(i,j)_{AJUSTE}$. Primeramente es necesario verificar que se siga un orden descendente de los valores $k(i,j)_{ORIGINAL}$. Lo anterior significa que siempre las constantes de equilibrio de los componentes de una mezcla de hidrocarburos deberán seguir un orden determinado. Lo anterior se explica posteriormente en esta sección. La ley de Raoult⁴⁹ relacionada con la presión parcial de un componente en la fase gaseosa establece :

$$p_i = (x_i) (p_{vi}) \dots\dots\dots (III.1)$$

donde :

- p_i : Presión parcial del componente i en la fase gaseosa.
- x_j : Fracción molar del componente i en la fase líquida.
- p_{vj} : Presión de vapor del componente i a la temperatura del sistema.

Por otro lado, la ley de Dalton¹⁹ establece que la presión parcial de un componente en la fase gaseosa, es igual al producto de la fracción molar de ese componente en la fase gaseosa multiplicada por la presión total ejercida por el gas :

$$p_i = (y_i) (p_t) \dots\dots\dots (III.2)$$

donde :

- y_i = Fracción molar del componente i en la fase gaseosa.
- p_t = Presión total del sistema.

Combinando las ecuaciones (III.1) y (III.2) :

$$(x_i) (p_{vi}) = (y_i) (p_t)$$

Reacomodando términos :

$$\frac{y_i}{x_i} = \frac{p_{vi}}{p_t} \dots\dots\dots (III.3)$$

Una constante de equilibrio expresa la distribución de un componente i en un sistema gas-líquido, definiéndose como la razón de la fracción molar del componente en la fase gaseosa y_i a la fracción molar del componente en la fase líquida, x_i :

$$k = \frac{y_j}{x_j} \dots\dots\dots (III.4)$$

Igualando las ecuaciones (III.3) y (III.4) :

$$k = \frac{y_j}{x_j} = \frac{p_{vj}}{p_t} \dots\dots\dots (III.5)$$

De la ecuación (III.5) se puede definir que mientras mayor sea la presión de vapor de un componente en una mezcla de hidrocarburos sometida a una determinada presión externa, mayor será la constante de equilibrio.

En la figura III.1 se pueden observar los valores de la presión de vapor para los diferentes componentes de una mezcla y, en consecuencia, es posible establecer el orden que deben seguir las constantes de equilibrio. El orden descendente es el siguiente :

- | | | | |
|------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|
| 1.- Nitrógeno | (N ₂) | 7.- Iso-butano | (iC ₄) |
| 2.- Metano | (C ₁) | 8.- N-butano | (nC ₄) |
| 3.- Dióxido de carbono | (CO ₂) | 9.- Iso-pentano | (iC ₅) |
| 4.- Etano | (C ₂) | 10.- N-pentano | (nC ₅) |
| 5.- Acido sulfhídrico | (H ₂ S) | 11.- Hexano | (C ₆) |
| 6.- Propano | (C ₃) | 12.- Heptano y mas pesados | (C ₇₊) |

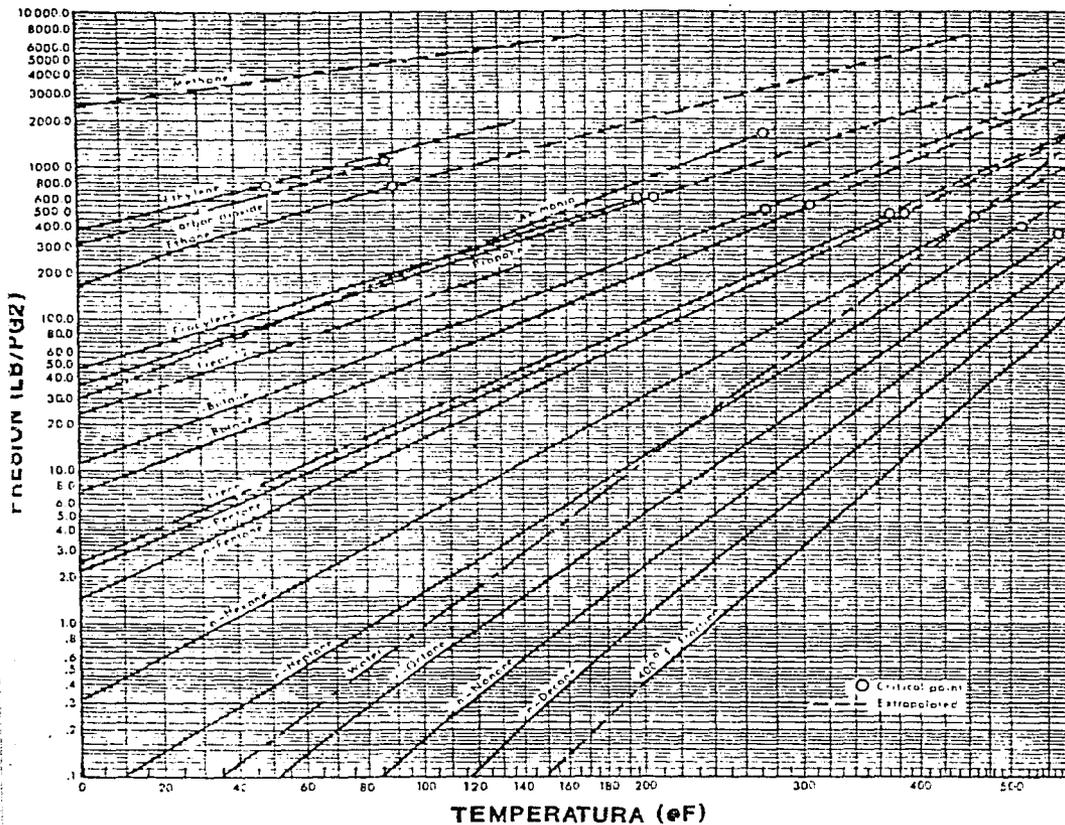


FIG. III.1 - PRESIONES DE VAPOR DE GASES HIDROCARBUROS ¹⁹

Para propósitos del ajuste, se debe entender que la constante de equilibrio obtenida directamente de los datos de el laboratorio, por ejemplo del C_4 , debe ser mayor que la del N_2 , la del C_3 debe ser mayor que la del H_2S , etc.

Si después de esta comparación, los valores no siguen el orden establecido, se igualan los valores, es decir :

$$k(i,j)_{ORIGINAL} = k(i,j)_{AJUSTE}$$

Se vuelve a realizar la comparación y si $k(i,j)_{AJUSTE}$ es mayor que $k(i,j+1)_{ORIGINAL}$, el valor correcto será $k(i,j)_{AJUSTE}$. En caso contrario, el valor correcto para $k(i,j+1)$ será $k(i,j)_{AJUSTE}$.

Una vez realizado lo anterior, para cada componente se calcula la nueva composición de su fase vapor.

Cuando se han ajustado todos los componentes, se repite el procedimiento anterior para la siguiente etapa de agotamiento de presión, y así sucesivamente.

El diagrama de flujo de este ajuste se muestra en la figura III.2.

III.2 .- AJUSTE DE LAS SUMATORIAS DE LAS COMPOSICIONES DE LA FASE VAPOR DE LOS COMPONENTES DE LA MEZCLA.

Como siguiente paso en el proceso de validación, es necesario ajustar los valores de las composiciones de la fase vapor hasta lograr que la sumatoria de todos los componentes, en todas las etapas de agotamiento de presión sean igual a 100.00 (dentro de

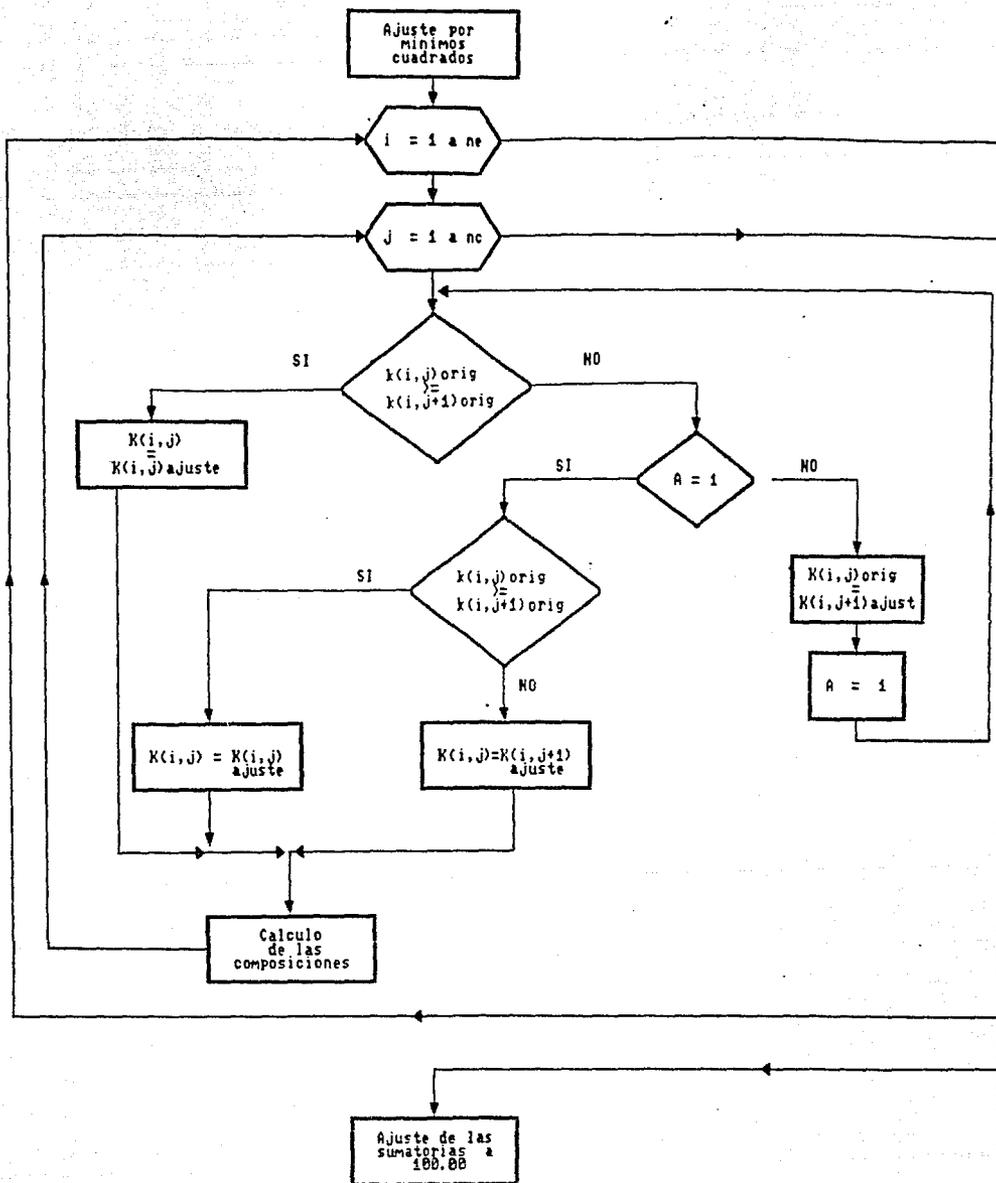


FIG. III.2 - DIAGRAMA DE FLUJO DEL AJUSTE POR EL METODO DE MINIMOS CUADRADOS

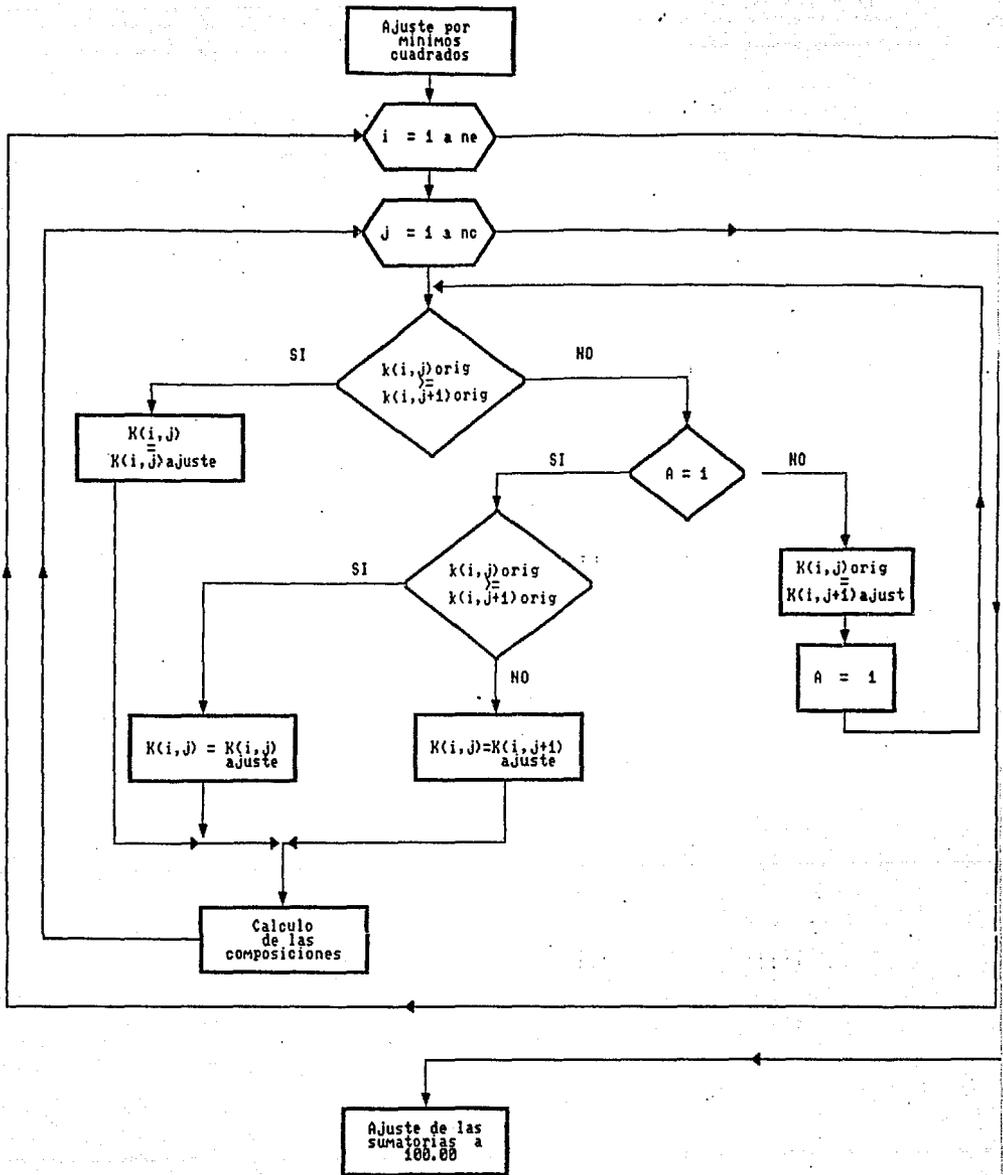


FIG. III.2 - DIAGRAMA DE FLUJO DEL AJUSTE POR EL METODO DE MINIMOS CUADRADOS

una tolerancia establecida).

Para lograr lo anterior, se incorporó al paquete de cómputo "AUTOVAL" una técnica de translación⁴⁵. Esta técnica mueve las curvas del logaritmo de las constantes de equilibrio verticalmente y en forma paralela a ellas mismas, respetando las características fisicoquímicas de la mezcla de hidrocarburos. Para hacer dicha translación, se multiplica cada constante de equilibrio a una presión dada por una constante "A_i".

Esta constante se estima inicialmente resolviendo para cada etapa de agotamiento de presión, la siguiente ecuación :

$$A_i = \sum_{i=1}^N \left[\frac{z_i}{k_i} \right] + \left[\frac{1}{\sum_{i=1}^N (k_i z_i)} - \sum_{i=1}^N \left[\frac{z_i}{k_i} \right] \right] \left[\frac{\sum_{i=1}^N x_i}{\sum_{i=1}^N z_i} \right] \dots (III.6)$$

donde :

- A_i : Constante de translación.
- z_i : Fracción molar del componente.
- k_i : Constante de equilibrio.
- x_i : Fracción molar del componente en fase líquida.

El rango de variación de la constante de translación está determinado por la siguiente relación :

$$\frac{1}{\sum_{i=1}^N (k_i z_i)} < A_i < \sum_{i=1}^N \left[\frac{z_i}{k_i} \right] \dots \dots (III.7)$$

Con la estimación inicial de A_i se determinan las constantes trasladadas :

$$k(i,j)_T = A_i * k(i,j)_{AJUSTE} \dots\dots\dots (III.8)$$

Una vez obtenidos los nuevos valores de las constantes de equilibrio, se realizan cálculos de balance de materia para determinar los nuevos valores de las composiciones de la fase vapor. La ecuación (III.23) obtenida mediante el desarrollo siguiente, permite obtener la fracción vapor de los componentes de la mezcla a partir de la información del análisis PVT y de las constantes de equilibrio "trasladadas".

Despejando de la ecuación (III.5), la fracción vapor $y(i,j)$:

$$y(i,j) = x(i,j) * k(i,j) \dots\dots\dots (III.9)$$

Para un proceso de agotamiento a volumen constante, el número de moles (NT) se obtiene por medio de las expresiones siguientes:

a) Gas y condensado

De la Ley de los Gases Reales :

$$P V = n Z R T$$

Donde :

- | | |
|---------------------|--------------------------------------|
| P = Presión | Z = Factor de compresibilidad |
| V = Volumen | R = Constante Universal de los gases |
| n = Número de moles | T = Temperatura |

Despejando el número de moles, n :

$$n = \frac{P V}{Z R T}$$

Durante el desarrollo del balance de materia, el volumen de gas (1 pie³) se cancela y, por lo tanto, se elimina de la ecuación anterior.

$$n = \frac{P}{Z R T}$$

Expresando esta ecuación en unidades de campo :

$$NT = \frac{P_R}{10.732(Z_R)(T_y)} \dots\dots\dots (III.10)$$

donde :

P_R : Presión de rocío (lb/pg²).

Z_R : Factor de compresibilidad @ p_{pr} y T_{pr} .

T_y : Temperatura del yacimiento (°F).

b) Aceite volátil

$$NT = \frac{\rho_b}{M_b} \dots\dots\dots (III.11)$$

donde :

ρ_b : Densidad del aceite @ p_b (lb/pie³).

M_b : Peso molecular del aceite @ p_b (lb/lb-mol).

El número de moles remanente en la celda, NRC(i), esta dada por la siguiente expresión :

$$NRC(i) = NT * \left[1 - \frac{GPA(i)}{100} \right] \dots\dots\dots (III.12)$$

donde :

GPA(i) = Gas producido en la etapa i, en porcentaje con respecto a la masa de gas presente a condiciones iniciales.

El número de moles remanentes de la fase vapor en la celda, NGC(i), está dada por la Ec. III.13 :

$$NGC(i) = \frac{[p(i) + 14.7] \left[1 - \frac{VLR(i)}{100} \right]}{10.732 Z(i) (T_y)} \dots\dots\dots (III.13)$$

donde :

- p(i) : Presión de la etapa i (lb/pg²).
- VLR(i) : Volumen de líquido residual (% vol. original).
- Z(i) : Factor de compresibilidad a p(i), T.

El número de moles remanentes del componente i en la fase líquida, NLC(i), puede expresarse como sigue :

$$NLC(i) = NRC(i) - NGC(i) \dots\dots (III.14)$$

La siguiente ecuación representa la fracción molar de gas, producido de la celda PVT :

$$NGP(i) = \left[\frac{GPA(i) - GPA(i-1)}{100} \right] \dots\dots\dots (III.15)$$

Las moles de gas producido de la celda PVT del componente j en la etapa i, se expresan en la forma siguiente :

$$NGR(i,j) = \frac{y(i,j) * NGP(i)}{100} \dots\dots\dots (III.16)$$

Un balance composicional establece que :

$$\begin{array}{l}
 \text{MOLES ORIGINALES} \\
 \text{DEL COMPONENTE } j \\
 \text{A LA PSAT.}
 \end{array}
 =
 \begin{array}{l}
 \text{MOLES COMPONENTE } j \\
 \text{EN FASE GASEOSA EN} \\
 \text{LA ETAPA } l
 \end{array}
 +
 \begin{array}{l}
 \text{MOLES COMPONENTE } j \\
 \text{EN LA FASE LIQUIDA} \\
 \text{EN LA ETAPA } l
 \end{array}
 +
 \begin{array}{l}
 \text{MOLES COMPONENTE } j \\
 \text{EN FASE GASEOSA} \\
 \text{+ PRODUCTIDAD EN LA} \\
 \text{ETAPA } l
 \end{array}
 +
 \begin{array}{l}
 \text{MOLES DE GAS PRODU-} \\
 \text{CIDO DE LA CELDA} \\
 \text{DEL COMPONENTE } j \\
 \text{DESDE LA } l^{\text{a}} \text{ ETAPA} \\
 \text{HASTA LA ETAPA } l-1
 \end{array}$$

$$\begin{aligned}
 z(i,j) * NT &= \frac{y(i,j) * NGC(i)}{100} + \frac{x(i,j) * NLC(i)}{10} \\
 &+ \frac{y(i,j) * NGP(i)}{100} + \sum_{i=1}^{l-1} \left[\frac{y(i,j) * NGP(i)}{100} \right] \dots \dots \dots \text{(III.17)}
 \end{aligned}$$

Sea :

$$NBI(j) = z(i,j) * NT \dots \dots \dots \text{(III.18)}$$

Sustituyendo las Ecs. III.16 y III.18 en la Ec. III.17 :

$$\begin{aligned}
 NBI(j) &= \frac{y(i,j) * NGC(i)}{100} + \frac{x(i,j) * NLC(i)}{100} + \frac{y(i,j) * NGP(j)}{100} \\
 &+ \sum_{i=1}^{l-1} NGR(i,j) \dots \dots \dots \text{(III.19)}
 \end{aligned}$$

Haciendo :

$$\text{NGRA}(i-1, j) = \sum_{i=1}^{i-1} \text{NGR}(i, j) \dots\dots\dots \text{(III.20)}$$

y substituyendo en la Ec. III.19, se obtiene la Ec. III.21 :

$$\text{NGI}(j) = \frac{y(i, j) * \text{NGC}(i)}{100} + \frac{x(i, j) * \text{NLC}(i)}{100} + \frac{y(i, j) * \text{NGP}(i)}{100} + \text{NGRA}(i-1, j) \dots\dots\dots \text{(III.21)}$$

Despejando de esta expresi3n la fracci3n mol del componente j en la fase l3quida para la etapa de agotamiento i,

$$x(i, j) = \left[\frac{\text{NGI}(j) - \frac{y(i, j) * \text{NGC}(i)}{100} - \frac{y(i, j) * \text{NGP}(i)}{100} - \text{NGRA}(i-1, j)}{\text{NLC}(i)} \right] * 100 \dots\dots\dots \text{(III.22)}$$

Desarrollando la ecuación anterior :

$$x(i,j) = \frac{100*NGI(j)-y(i,j)*NGC(i)-y(i,j)*NGP(i)-100*NGRA(i-1,j)}{NLC(i)} \dots\dots\dots (III.23)$$

Sustituyendo en esta expresión III.23 a x(i,j) obtenida a partir de la definición de las constantes de equilibrio, Ec. III.4 se obtiene :

$$\frac{y(i,j)}{k(i,j)} = \frac{100*NGI(j)-y(i,j)*NGC(i)-y(i,j)*NGP(i)-100*NGRA(i-1,j)}{NLC(i)} \dots\dots\dots (III.24)$$

Despejando y(i,j) de la ecuación (III.24) :

$$y(i,j) = \left[\frac{100*NGI(j)-y(i,j)*NGC(i)-y(i,j)*NGP(i)-100*NGRA(i-1,j)}{NLC(i)} \right] * k(i,j) \dots\dots\dots (III.25)$$

Reacomodando términos de la ecuación (III.25) :

$$y(i,j) = \frac{100 * k(i,j) * [NGI(j) - NGRA(i-1,j)]}{NLC(i) + k(i,j) * [NGC(i) + NGP(i)]} \quad \dots (III.26)$$

Si $k(i,j) = k(i,j)_T$, entonces $y(i,j) = y(i,j)_T$, donde el subíndice T indica que la k es la constante de equilibrio trasladada, obtenida por medio de la Ec. III.8, pudiéndose expresar la Ec. III.26 en la forma siguiente :

$$y(i,j)_T = \frac{100 * k(i,j)_T * [NGI(j) - NGRA(i-1,j)]}{NLC(i) + k(i,j)_T * [NGC(i) + NGP(i)]} \quad \dots (III.27)$$

El proceso general de esta técnica de translación es el siguiente :

1.- Con la información de la fracción molar de la fase vapor y las constantes de equilibrio provenientes de la primera parte del proceso de validación, se determina para cada etapa de agotamiento la constante de translación, "A_i", mediante la ecuación (III.6).

2.- Se determinan las constantes de equilibrio "trasladadas", mediante la ecuación (III.8).

3.- Se calculan, mediante un balance de materia, utilizando la ecuación III.27, las nuevas composiciones de la fase vapor.

4.- Se determina si la sumatoria de las nuevas composiciones de la fase vapor en cada etapa de presión es igual a 100.00, dentro

de una tolerancia fijada. Si se cumple este criterio, se procede a validar la siguiente etapa de presión. De lo contrario, es necesario variar el valor de la constante de translación.

Para variar la constante de translación y de esta forma alcanzar la tolerancia establecida, se realiza un proceso iterativo bajo el siguiente criterio :

$$\underline{\sum y(i, j) > 100.00}$$

$$A(i) = A(i) - 0.00001$$

$$\underline{\sum y(i, j) < 100.00}$$

$$A(i) = A(i) + 0.00001$$

Es importante establecer que se debe mantener en todo momento el valor de la constante de translación dentro del rango fijado por la relación (III.7).

5.- Con los nuevos valores de las constantes de translación, se determinan los valores de las constantes de equilibrio "transladadas" para esa etapa de presión y se procede de nuevo a partir del paso 3.

La Figura III.3 ilustra el diagrama de proceso de esta etapa de validación.

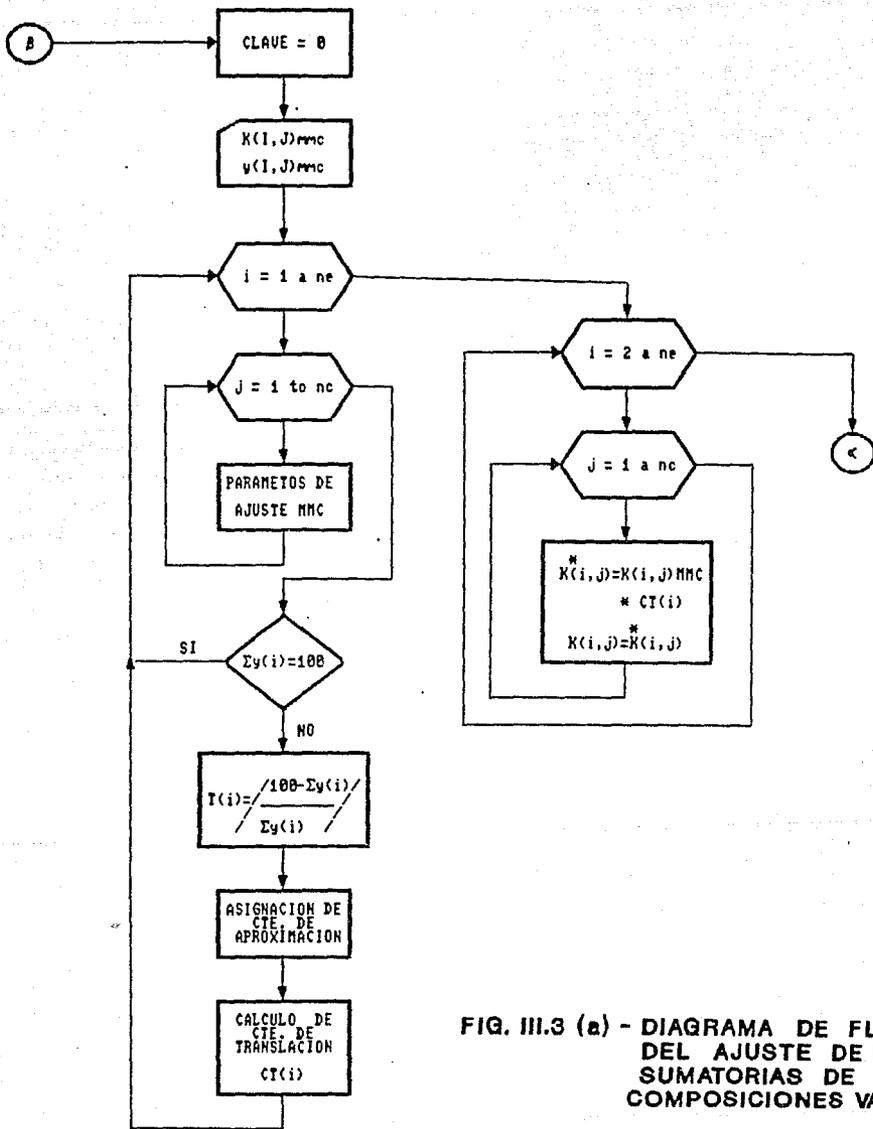


FIG. III.3 (a) - DIAGRAMA DE FLUJO DEL AJUSTE DE LAS SUMATORIAS DE LAS COMPOSICIONES VAPOR

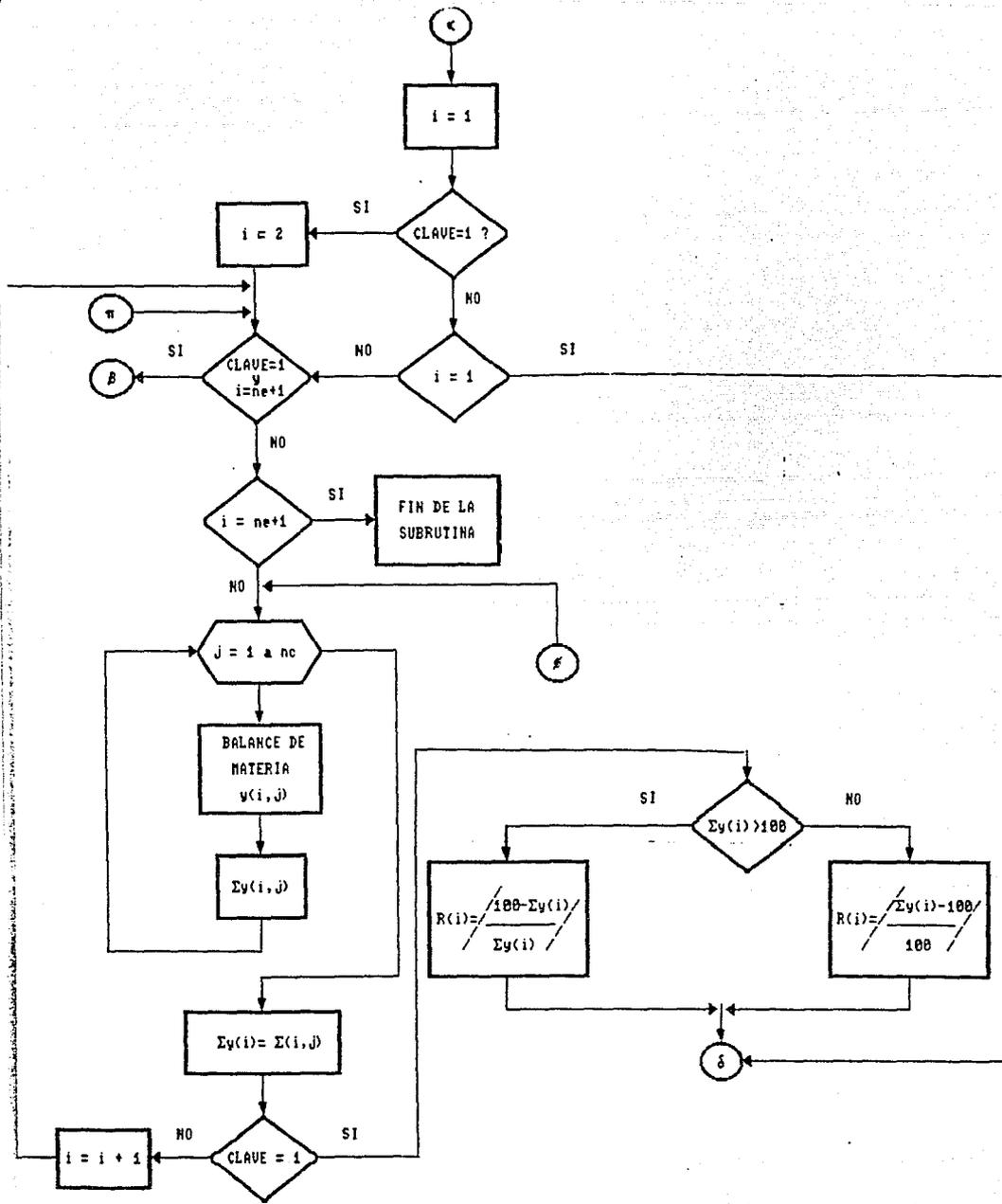


FIG. III.3 (b) - DIAGRAMA DE FLUJO DEL AJUSTE DE LAS SUMATORIAS DE LAS COMPOSICIONES VAPOR

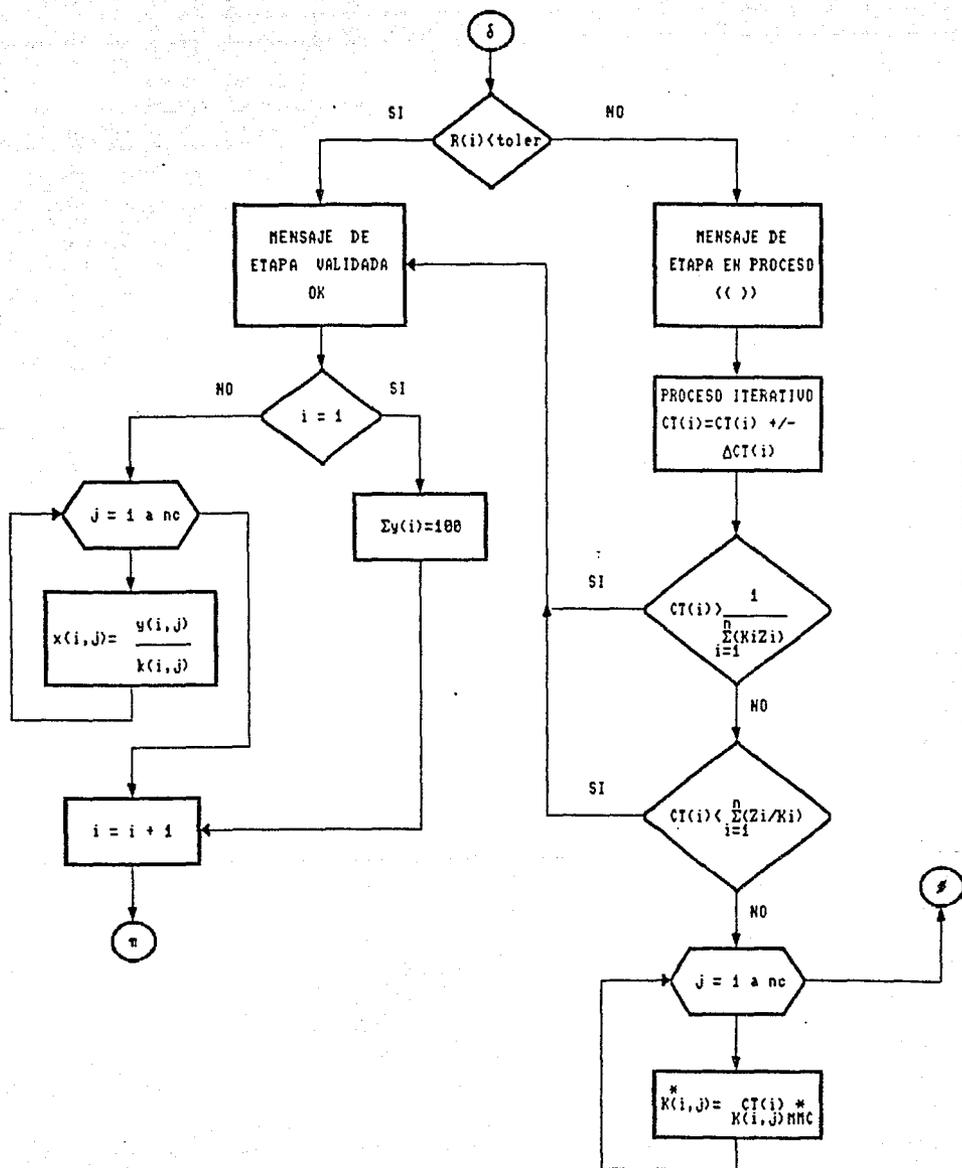


FIG. III.3 (c) - DIAGRAMA DE FLUJO DEL AJUSTE DE LAS SUMATORIAS DE LAS COMPOSICIONES VAPOR

CAPITULO IV - VOLUMEN DE LIQUIDO RESIDUAL EN LA CELDA PVT

Los análisis composicionales PVT a volumen constante se desarrollan en base a muestras recolectadas de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, con la finalidad de simular el comportamiento de agotamiento de presión del yacimiento, así como la variación composicional de la muestra².

Dichos análisis se desarrollan a la temperatura del yacimiento, iniciando a la presión de saturación. A medida que la presión va disminuyendo a causa de la extracción del mercurio en el fondo de la celda PVT, el fluido se expande, formándose dos fases en el seno del fluido, vapor y líquido retrógrado en muestras de gas y condensado o, aceite y gas en solución en muestras de aceite volátil.

Cuando se alcanza una presión pre-establecida, se detiene la extracción de mercurio, midiéndose en forma visual el volumen de líquido, el cual se reporta como un porcentaje del volumen de la celda. Dicho porcentaje se considera como una saturación de hidrocarburos líquidos.

Se reinicia la inyección de mercurio dentro de la celda manteniendo la presión constante y extrayendo simultáneamente un volumen equivalente de vapor. El vapor extraído se analiza mediante cromatografía de gases para determinar la composición de la fase vapor. Las moles producidas de vapor (n_p) se calculan usando la ley de los gases reales y se reportan como un porcentaje acumulativo de las moles iniciales. El factor de compresibilidad se calcula a partir del volumen de gas producido, medido a condiciones estandar y el volumen equivalente en la celda para condiciones de temperatura del yacimiento y presión para cada

etapa de agotamiento. A partir de la densidad específica del gas y de la composición se calcula en forma iterativa la masa molecular del C7 y más pesados (C7+).

Cuando se alcanza el volumen inicial de la celda, se detiene la inyección de mercurio.

El proceso experimental se repite varias veces, hasta alcanzar una presión mínima. El líquido remanente se extrae, destila y analiza usando cromatografía de gases.

Como se mencionó anteriormente, las mediciones de los volúmenes de líquido en la celda PVT, se realizan en forma visual. Esto definitivamente, y así ha sido comprobado, es una fuente importante de error, destacando el hecho de medir pequeños volúmenes de líquido^{1.0.10}.

Este último aspecto incluye dos situaciones muy claras :

1 .- MOJABILIDAD DE LA PARED INTERNA DE LA CELDA PVT

Como un claro ejemplo de este problema, se considera una celda estándar para análisis PVT para muestras de gas y condensado. Para esta celda, el volumen de líquido que se pierde por mojabilidad puede variar entre 0.1 y 0.2 cm³, dependiendo del sistema de hidrocarburos en estudio. Aunque este tipo de celdas tiene un volumen de alrededor de 1000 cm³, lo cual puede indicar que 0.1 o 0.2 cm³ son una cantidad despreciable, esta pérdida se da en cada lectura y además a medida que el

porcentaje de líquido va disminuyendo, tomará un mayor valor relativo.

2 .- TIEMPO DE DRENAJE

A medida que el proceso de análisis PVT se va desarrollando y se va alcanzando cada etapa de presión establecida de antemano, antes de medir el volumen de líquido se deja estabilizar la celda por aproximadamente media hora. Se ha demostrado que este tiempo de drenaje es insuficiente, pues existe una cantidad adicional de líquido que drena a la base de la celda después de la media hora fijada. Dicha cantidad es del orden de 1.0 cm^3 . La mayoría del líquido drena a la base de la celda en un lapso de 2.5 horas.

Con el objeto de tomar en cuenta estos errores experimentales, se aplica una técnica de suavizamiento²⁵ a los datos de volumen de líquido residual reportados para obtener una curva de valores de líquido residual suavizada.

La siguiente tabla muestra los datos de volumen de líquido residual reportados por el laboratorio después de realizar un análisis composicional PVT a una muestra de gas y condensado del pozo VGR-X2 del yacimiento Tapehua, de Bolivia.

PRESION (lb/pg ²)	2858	2500	2000	1500	1000	600
VLR (% poros)	0.0	2.2	4.2	4.4	4.2	3.8

Tabla IV.1 .- Volúmenes de líquido residual reportados del análisis PVT composicional del pozo VGR-X2.

La figura IV.1 muestra una gráfica de VLR contra presión de los datos anteriores, en donde es posible observar que no se tiene un ajuste adecuado, por lo cual es necesario suavizarlos.

La técnica de suavizamiento que se implementó en el paquete de cómputo "AUTOVAL" es la siguiente :

$$VLR_{SUAV} = \frac{1}{N} \left[\sum_{j = i - \frac{N-1}{2}}^{i + \frac{N-1}{2}} VLR_{REPORTE} \right] \dots (IV.1)$$

donde N es la amplitud de la ventana de suavizamiento (fig. IV.2).

La amplitud de la ventana de suavizamiento estará en función del número de etapas de presión, así como de la precisión que se requiera de los volúmenes de líquido residual. En función de lo anterior, se define una ventana de suavizamiento igual a 3; esto indica que para suavizar un dato, se considerará el valor anterior y el posterior al valor original.

Yacimiento Tapehua (Bolivia).

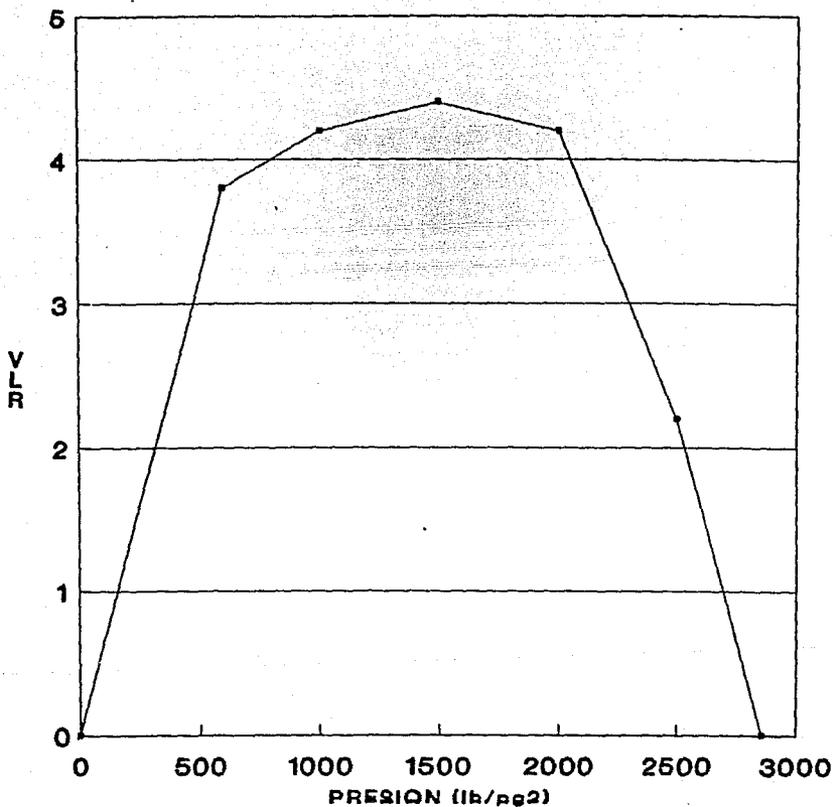


FIG. IV.1 - VOL. LIQUIDO REPORTADOS

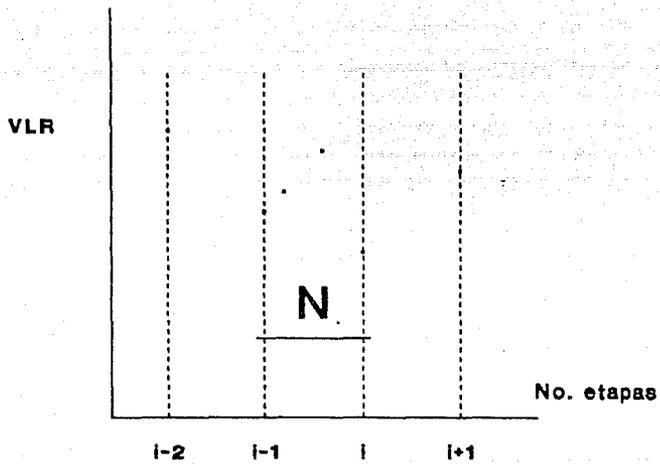


FIG. IV.2 - VENTANA DE SUAVIZAMIENTO

La figura IV.3 compara los VLR reportados del pozo VGR-X2 con los valores suavizados. Como se puede observar, mediante la aplicación de la técnica de suavizamiento descrita se obtiene un suavizamiento muy aceptable.

Una vez obtenidos los valores suavizados, se determina el porcentaje de desviación de los valores suavizados con respecto a los valores reportados. Esto se hace con la finalidad de proporcionar al usuario un marco de referencia para elegir, ya sea el volumen reportado o el volumen suavizado en función del porcentaje de desviación.

La secuencia de operaciones que se sigue para realizar los cálculos y la selección de los volúmenes de líquido residual se describe en el diagrama de flujo mostrado en la fig IV.4.

Yacimiento Tapeuca (Bolivia).

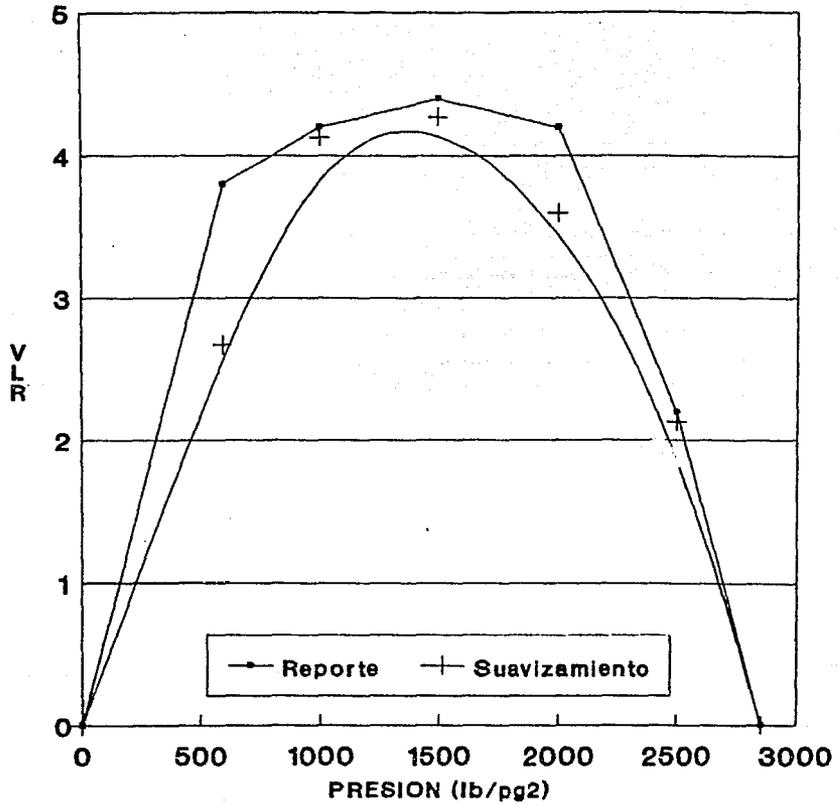


FIG. IV.3 - VLR (REPORTE CONTRA SUAVIZAMIENTO)

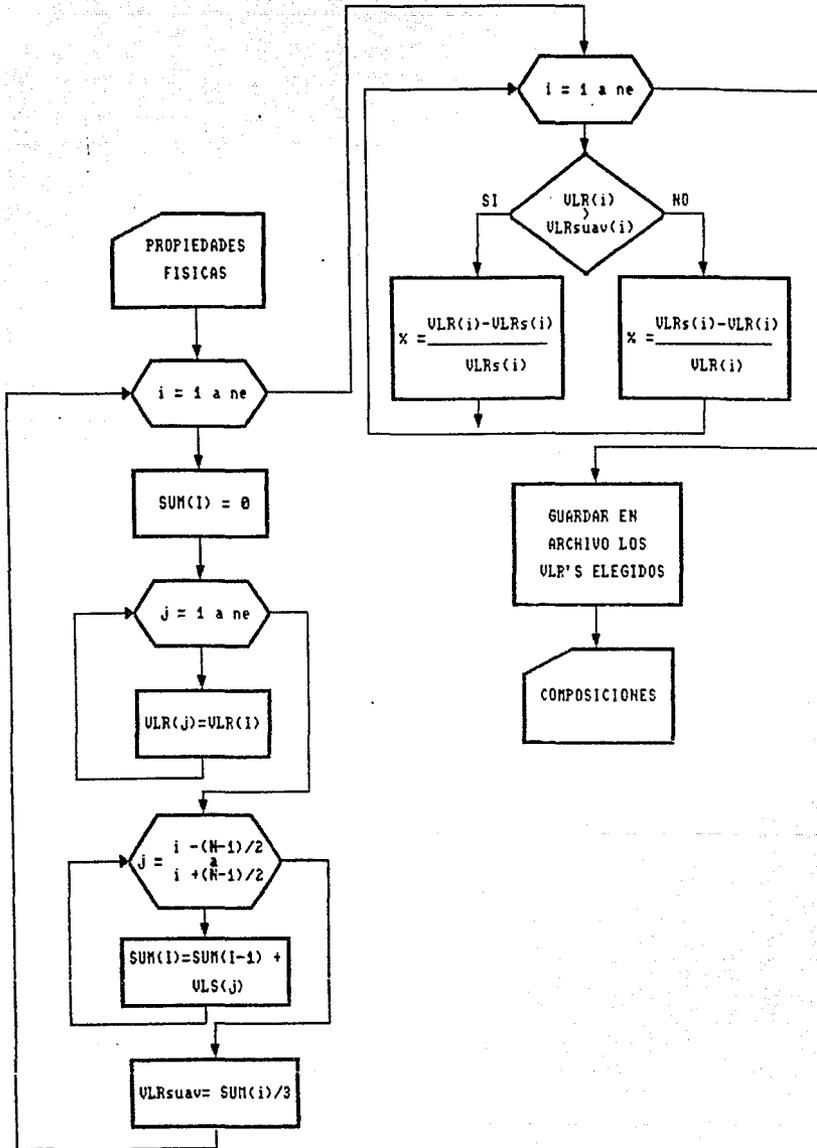


FIG. IV.4 - DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SUAVIZAMIENTO DE LOS DATOS DE VOLUMENES DE LIQUIDO RESIDUAL

CAPITULO V.- PAQUETE DE COMPUTO "AUTOVAL".

Conociendo el papel fundamental que desempeña la información de un análisis PVT composicional en la realización de cualquier trabajo de ingeniería de yacimientos, y de que existe una gran incertidumbre sobre su veracidad en virtud de provenir de un esquema experimental que arroja datos potencialmente erróneos, se fijó como objetivo principal desarrollar una herramienta computacional que permitiera al ingeniero de yacimientos disponer de una forma sencilla, eficiente y efectiva para verificar y, en su caso, corregir o validar la información reportada por el laboratorio.

Bajo el contexto anterior se creó el paquete de cómputo "AUTOVAL"^{7,14,19,21,22}.

"AUTOVAL" es un paquete de cómputo que cuenta con las siguientes características :

1 .- Se desarrolló en lenguaje de programación QUICK-BASIC^{21,22} lo que permite una gran versatilidad de interacción con el usuario. Esto es de suma importancia debido a que las características propias de un problema de validación hacen indispensable la interacción usuario - computadora.

Aunque otros lenguajes de programación pudieran tener igual o mayor eficiencia computacional, no cuentan o es muy limitada su capacidad de interacción.

2 .- Como resultado de la característica anterior, "AUTOVAL" es un paquete de cómputo 100% conversacional. Esto significa que

puede ser utilizado por cualquier ingeniero de yacimientos con conocimientos computacionales mínimos y con poca o nula experiencia en validación.

3 .- "AUTOVAL" es un programa completamente autónomo, es decir que para realizar su tarea de validación no requiere herramientas auxiliares en ninguna parte del proceso (validación, corrección, graficación, etc.).

4 .- El usuario que utilice "AUTOVAL" unicamente tiene que proporcionar la información proveniente del análisis PVT e ir "conversando" con el paquete. De esta forma se simplifica el proceso de validación, disminuye el tiempo de ejecución así como tambien se reduce al mínimo la posibilidad de cometer errores por parte del usuario.

5 .- Del proceso de validación, verificación y de la aplicación del programa de cómputo "AUTOVAL", se puede establecer que dicho programa es un sistema confiable, efectivo y consistente para validar análisis composicionales PVT de muestras de yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado. Esto significa que dicho programa simula con grán veracidad el comportamiento fisicoquímico de cada uno de los componentes de la mezcla, así como de ella en su conjunto.

En virtud de lo anterior, la información "validada" se puede utilizar con toda seguridad en los diversos estudios de ingeniería de yacimientos.

Debido a la gran cantidad de operaciones que se realizan en el proceso de validación, se estructuró el programa "AUTOVAL" en

Como en el caso de los datos generales, es posible corregir información errónea. Si se presentó esta situación, el usuario lo puede indicar :

```

#####;
:   COMETIO ALGUN ERROR   (SI/NO)   ?   ;
#####
  
```

y proceder a corregir en forma conversacional mediante otro menú de corrección :

CORRECCION

		USTED TECLEO :	SI o NO ?
NITROGENO	(N2)	SI	? SI
METANO	(C1)	SI	? SI
DIOXIDO DE CARBONO	(CO2)	SI	? SI
ETANO	(C2)	SI	? SI
ACIDO SULFIHIDRICO	(H2S)	NO	? SI
PROPANO	(C3)	SI	? SI
iBUTANO	(iC4)	SI	? SI
n-BUTANO	(nC4)	NO	? NO
i-PENTANO	(iC5)	SI	? SI
n-PENTANO	(nC5)	NO	? SI
HEXANO	(C6)	SI	? SI
HEPTANO Y MAS PESADOS	(C7+)	SI	? SI

Como siguiente paso en el suministro de datos, es necesario proporcionar la información del análisis PVT :

ACEITE VOLATIL

(1) - TECLEE EL DATO. (2) - OPRIMA <ENTER>.

NUMERO DE ETAPAS DE AGOTAMIENTO DE PRESION	? 6
PESO MOL DEL C7+ EN EL ACEITE @ PRESION DE BURBUJEO	? 120
DENSIDAD DEL ACEITE @ PRESION DE BURBUJEO (lb/ft ³)	? 24
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (@F)	? 170

GAS Y CONDENSADO

(1) - TECLEE EL DATO. (2) - OPRIMA <ENTER>.

NUMERO DE ETAPAS DE AGOTAMIENTO DE PRESION ? 6
PRESION MANOMETRICA DE ROCIO (lb/pg2) ? 1500
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (@ F) ? 160
FACTOR DE DESVIACION DEL GAS @ PRESION DE ROCIO ? .85

Ya que se suministró la información anterior, ya sea para muestras de aceite volátil o de gas y condensado, es indispensable proporcionar las lecturas de las propiedades físicas que se obtuvieron durante el proceso de agotamiento de presión :

PROPIEDADES FISICAS REPORTADAS POR EL LABORATORIO

(1) - TECLEAR EL DATO. (2) - OPRIMIR <ENTER>

	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	ETAPA 5
P (lb/pg2)	3000.000	2500.000	2100.000	1700.000	1300.000
Peso molC7+	150.000	128.000	118.000	109.000	98.000
gC7+(air=1)	0.800	0.760	0.730	0.690	0.640
Factor Z	0.700	0.730	0.760	0.790	0.820
Factor Z2F	0.700	0.680	0.620	0.590	0.580
Gas/Ac (%)	0.000	15.000	18.000	21.000	26.000
VLR(%poros)	0.000	2.300	2.400	2.700	? 2.55

SI COMETE ERROR, CONTINUE. ESPERE LA SIG. INSTRUCCION.

Como se planteó en el Capítulo IV, se ofrece al usuario una forma para seleccionar los volúmenes de líquido residual reportados o suavizados. Para realizar dicha selección, se despliega una tabla de selección :

VARIACION DEL VOLUMEN DE LIQUIDO RESIDUAL

	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	ETAPA 5
PRESION	3000.00	2500.00	2100.00	1700.00	1300.00
VLR REPORTE	0.00	2.30	2.60	3.50	2.80
VLR SUAVIZA.	0.00	1.63	2.80	2.97	2.10
%DESVIACION	0.00	28.99	7.69	15.24	25.00
ELECCION ? 0		? 1.63	? 2.6	? 2.97	? 2.1

EN EL RENGLON 'ELECCION' COPIE EL VALOR ELEGIDO (VLR REPORTE o VLR SUAVIZA)

** SELECCIONAR VLR SUAVIZA SI EL % DESVIACION ES MAYOR DE 10 %

En el caso de yacimientos de aceite volátil, es necesario proporcionar la composición de la fase líquida a condiciones de saturación (presión de burbujeo).

(1) - TECLEE EL DATO (2) - OPRIMA <ENTER>
 COMPOSICION FASE LIQUIDA (LABORATORIO) @ PRESION BURBUJEO
 (% MOL)

COMPONENTE	PRESIONES 3000.00
N2	0.64
C1	2.44
CO2	0.47
C2	59.99
H2S	15.55
C3	9.15
iC4	1.47
nC4	3.54
iC5	1.28
nC5	1.56
C6	1.50
C7+	? 2.41

SI COMETE ERROR, CONTINUE. ESPERE LA SIG. INSTRUCCION.

El siguiente paso en el proceso de suministro de datos es proporcionar las composiciones de la fase vapor, que se determinaron en el laboratorio.

(1) - TECLEE EL DATO (2) - OPRIMA <ENTER>
 COMPOSICION DE LA FASE VAPOR REPORTADA POR EL LABORATORIO
 (% MOL)
 PRESIONES

COMPONENTE	3000.00	2500.00	1900.00	1500.00	1000.00
N2	1.209	1.220	1.170	1.110	1.040
C1	2.209	2.210	2.240	2.280	2.340
CO2	0.613	0.210	0.250	0.320	0.250
C2	65.241	67.480	68.090	68.290	68.180
H2S	12.050	11.800	11.840	12.120	12.550
C3	6.376	6.130	6.180	6.280	6.510
iC4	1.025	0.980	0.980	0.980	1.000
nC4	2.505	2.360	2.340	2.320	2.370
iC5	1.027	0.920	0.890	0.870	0.870
nC5	1.272	1.150	1.110	1.070	1.070
C6	2.006	1.300	1.050	0.990	1.020
C7+	4.917	4.240	3.860	3.370	2.8

TOTAL 100.450 100.000 100.000 100.000
 SI COMETE ERROR, CONTINUE. ESPERE LA SIG. INSTRUCCION.

ETAPA II .- CORRECCION AUTOMATICA

La secuencia de operaciones se ha descrito previamente en el Capitulo III, secciones 1 y 2. A continuacion se presenta un resumen :

II . 1 .- Con la composicion de la fase vapor reportada por el laboratorio, se calcula mediante balance de materia la composicion de la fase liquida y las constantes de equilibrio.

II . 2 .- Primera fase de la corrección.

Al conjunto de datos originales se aplica un sistema de corrección basado en un ajuste por el método de mínimos cuadrados de log (k) contra temperatura de ebullición. Una vez ajustadas las constantes de equilibrio, se determinan las fracciones de la fase vapor, se efectúa un balance de materia, se determinan las fracciones de la fase líquida y las constantes de equilibrio finales de esta primera fase.

II . 3 .- Segunda fase de corrección.

Como siguiente paso en el proceso de validación, es necesario verificar y, en caso necesario, ajustar las sumatorias de las composiciones fase vapor de los componentes de la mezcla a un valor de 100.00. Se aplica una técnica de translación y se van calculando nuevas constantes de equilibrio y sus respectivas composiciones fase vapor. Cuando la sumatoria de estas composiciones sea igual a 100.00, se procede a corregir la siguiente etapa de presión.

Una vez corregidas todas las etapas de presión se realiza un balance de materia, se determinan las fracciones de la fase líquida y las constantes de equilibrio finales.

MODULO DE IMPRESION

Con objeto de imprimir los resultados del proceso de validación, se usa este módulo. La forma en que se reportan los resultados puede visualizarse en el ejemplo # 1 del Capítulo VI - Ejemplos de Aplicación. Este módulo, así como los otros que integran "AUTOVAL", es completamente autónomo. Para

acceder a el, el usuario no tiene que realizar ninguna operación.

MODULO DE GRAFICACION

Debido a las características de las gráficas que se utilizan en un proceso de validación de análisis PVT (grán cantidad de curvas por elaborar, por ejemplo), se determinó utilizar un paquete de graficación que cumpliera todos los requerimientos deseados: buena resolución, facilidad de uso, capacidad para manejar un número grande de curvas, etc.

Debido a que es necesario realizar una curva por cada componente de la mezcla de hidrocarburos, se requiere un paquete que sea capaz de construir por lo menos 12 curvas, que tenga buena resolución, que no sea excesivamente complejo de utilizar por el usuario y que no ocupe demasiado espacio en la memoria de la computadora. Con base a estos criterios, se decidió incorporar el paquete de graficación CHART de la compañía MICROSOFT Inc.

Es muy importante mencionar que el proceso de validación y corrección del análisis PVT reportado por el laboratorio es completamente independiente de la graficación. Esta se realiza única y exclusivamente para dar al usuario una visualización gráfica de la validez o invalidez de los datos reportados así como, de la de los datos validados. La graficación se realiza al final del proceso de validación y, por lo tanto, es un proceso anexo del mecanismo de validación.

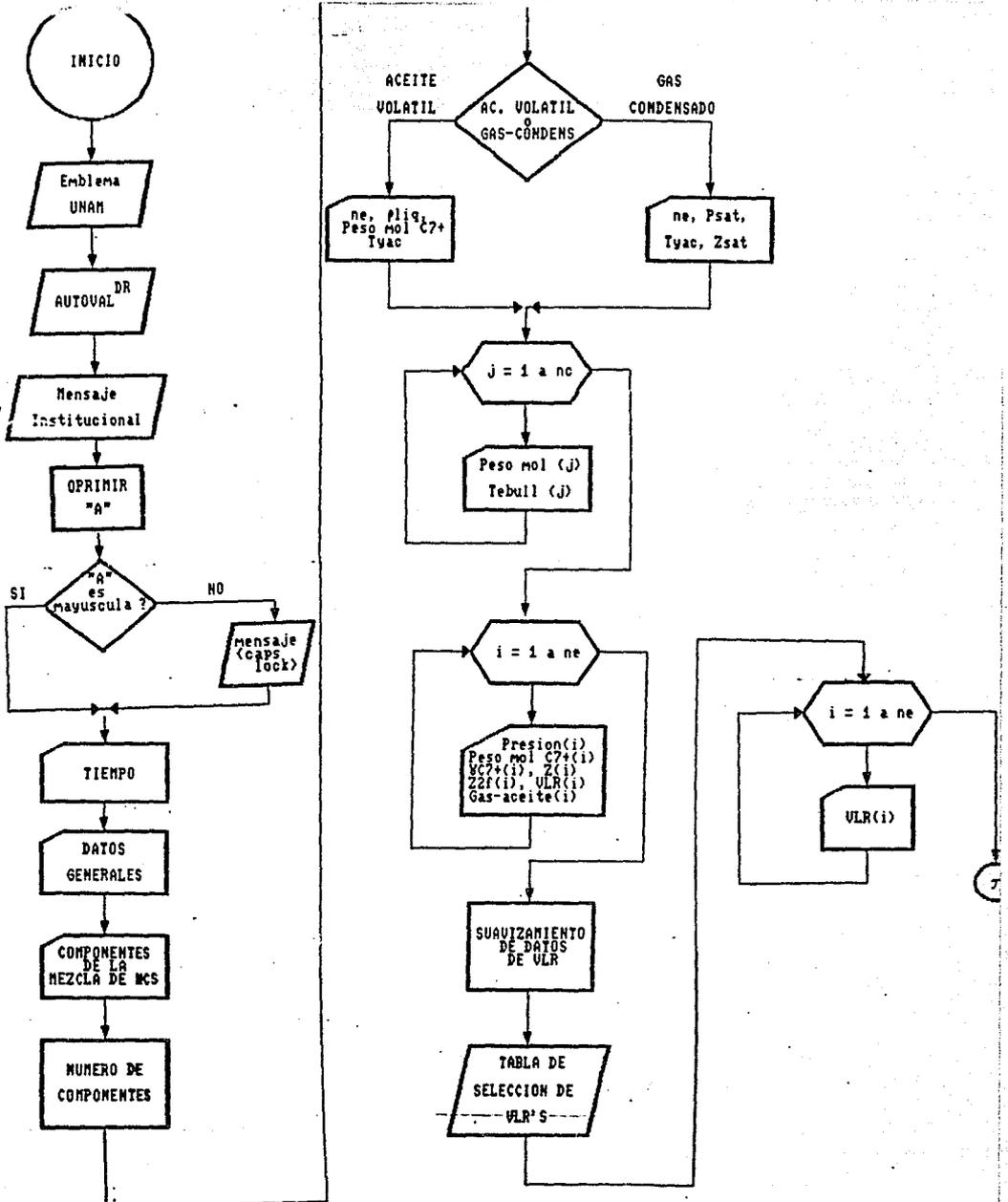


FIG. V.1 (a) - DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL DEL PAQUETE DE COMPUTO 'AUTOVAL'

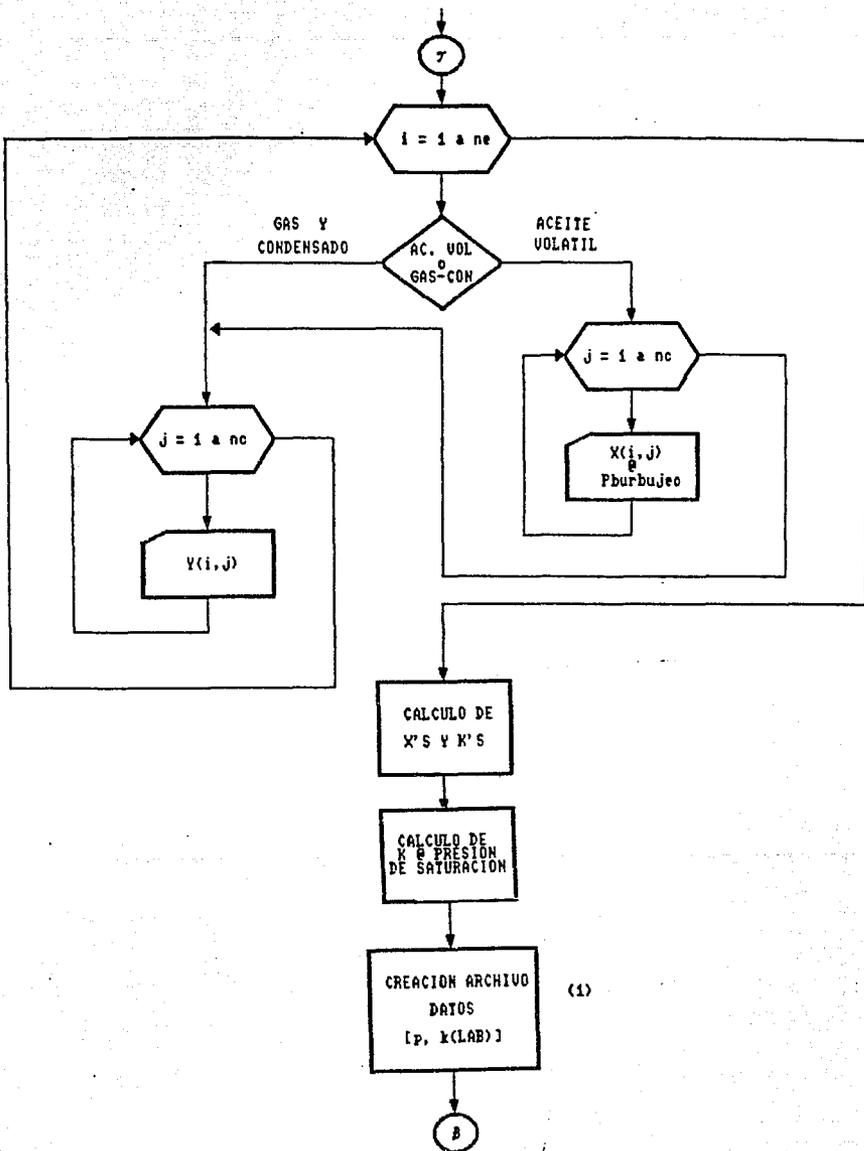


FIG. V.1 (b) - DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL DEL PAQUETE DE COMPUTO 'AUTOVAL'

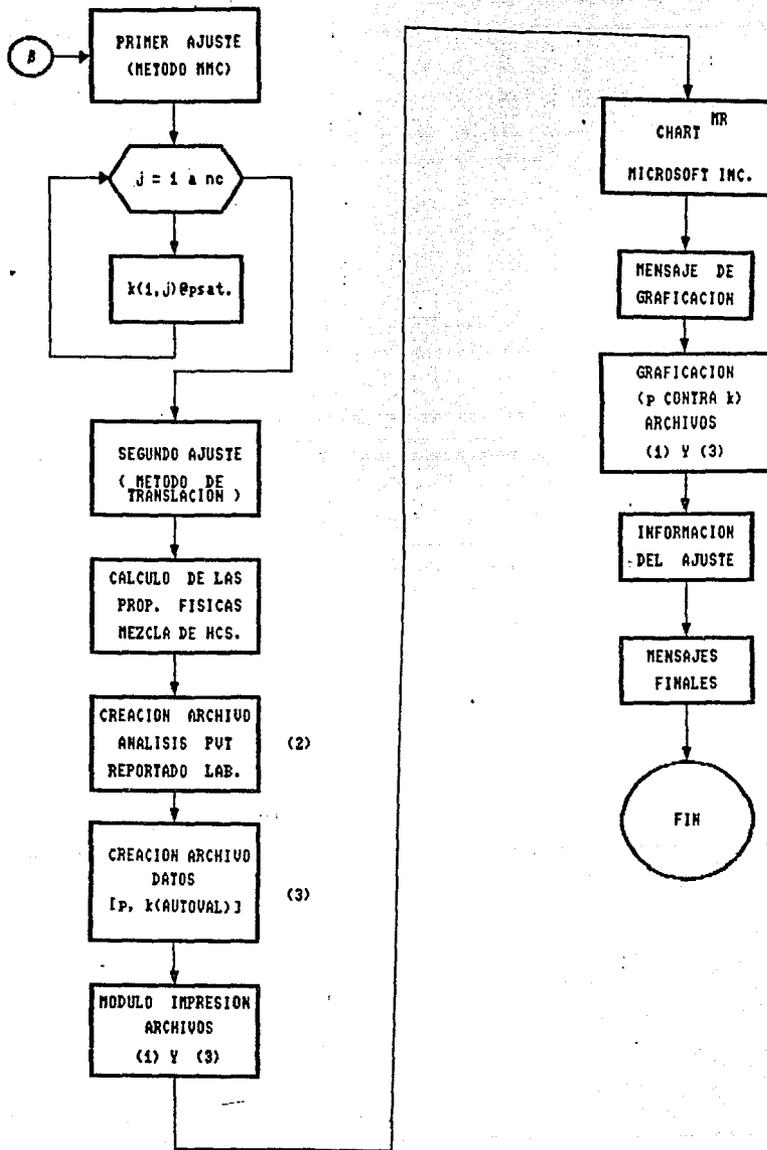


FIG. V.1 (C) - DIAGRAMA DE FLUJO GENERAL DEL PAQUETE DE COMPUTO "AUTOVAL"

CAPITULO VI . - EJEMPLOS DE APLICACION

Con la finalidad de mostrar la aplicación del programa de cómputo "AUTOVAL" para la validación de análisis PVT composicionales, se presentan cuatro ejemplos.

1 .- YACIMIENTO VUELTA GRANDE^a

Este yacimiento de gas y condensado se localiza en la región del Chaco Boliviano. La muestra se recolectó en el pozo VGR-X2. El análisis PVT se realizó por el método de agotamiento de presión a volumen constante, a la temperatura del yacimiento de 170°F. En la tabla VI.1 se presentan los datos reportados por el laboratorio responsable del desarrollo experimental.

TABLA VI.1 - ANALISIS COMPOSICIONAL A VOLUMEN CONSTANTE.
YACIMIENTO TAPECUA

COMPONENTE	PRESIONES (lb/pg ²)					
	2858	2400	1900	1500	1000	600
CO ₂	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
N ₂	1.580	1.610	1.630	1.640	1.640	1.610
C ₁	78.490	79.920	80.920	81.290	81.270	80.590
C ₂	8.250	8.250	8.260	8.310	8.400	8.520
C ₃	4.140	4.060	4.000	3.990	4.080	4.290
iC ₄	0.65	0.630	0.600	0.600	0.610	0.660
nC ₄	1.620	1.560	1.510	1.490	1.530	1.640
iC ₅	0.620	0.560	0.520	0.500	0.500	0.570
nC ₅	0.720	0.660	0.600	0.580	0.580	0.660
C ₆	0.990	0.770	0.610	0.550	0.530	0.620
C ₇₊	2.890	1.930	1.300	1.000	0.810	0.790
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Peso mol C ₇₊	118.000	112.000	107.000	104.000	102.000	102.000
Dens rel C ₇₊	0.746	0.740	0.734	0.730	0.728	0.728
Factor Z	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.933
Factor Z _{zF}	0.795	0.787	0.798	0.810	0.824	0.827
% moles prod	0.000	15.086	33.575	48.225	65.892	79.407
Vol liq res	0.000	2.200	4.200	4.400	4.200	3.800

En la página 64 se muestra la carátula que produce el programa de validación. En la página 65 se encuentran tabuladas las composiciones de la fase vapor, reportada por el laboratorio y la composición de la fase líquida, calculada por balance de materia. En la página siguiente se observan las constantes de equilibrio y las propiedades físicas obtenidas con los datos reportados por el laboratorio. Como se puede observar en la Fig. VI.1 y considerando lo establecido en el Capítulo II, se puede deducir que el análisis PVT reportado por el laboratorio requiere ser validado.

Una vez aplicado el programa de validación, se tienen los resultados mostrados en las páginas 68-70, en el orden previamente establecido en el párrafo anterior. Como se puede observar de la Fig. VI.2, el análisis PVT ha sido validado.

Con objeto de comparar los resultados del programa de cómputo "AUTOVAL" con aquellos obtenidos con el programa "VALCO",¹⁰ se construyó la Tabla VI.2 con los valores de la fracción líquida en la última etapa de agotamiento de presión.

TABLA VI.2 - COMPARACION DE LOS VALORES DE LA FRACCION LIQUIDO EN LA ULTIMA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION (DATO EXPERIMENTAL, PROGRAMA "VALCO" Y PROGRAMA "AUTOVAL")

COMPONENTE	ORIGINAL	VALCO	AUTOVAL	% DESVIACION DEL VALOR ORIGINAL	
				VALCO	AUTOVAL
N ₂	0.189	0.077	0.118	59	37
C ₁	5.868	8.004	7.857	27	25
CO ₂	0.050	0.014	0.018	72	64
C ₂	4.287	4.332	5.133	1.5	16
C ₃	5.356	4.507	5.093	16	5
iC ₄	1.421	1.373	1.378	3.4	3
nC ₄	3.524	4.008	4.148	12	15
iC ₅	3.301	2.647	2.513	20	23
nC ₅	3.836	3.418	3.356	11	12
C ₆	12.916	12.370	12.268	4	5
C ₇₊	59.733	59.251	58.367	1	2

VALIDACION AUTOMATIZADA DE ANALISIS PVT

GAS Y CONDENSADO

ZONA O DISTRITO	: CHACO BOLIVIANO
CAMPO	: TAPECUA
POZO	: VGR-X2
NUMERO DE MUESTRA	: SIN NUMERO
FORMACION PRODUCTORA	: NO REPORTADA
FECHA MUESTREO	: NO REPORTADA
FECHA ANALISIS PVT	: NO REPORTADA
LABORATORIO	: NO REPORTADO
NOMBRE DEL USUARIO	: CORONA
FECHA DE LA VALIDACION	: 28-SEPTIEMBRE-1992

TAPECUA - VGR-X2

FECHA : 28-SEPTIEMBRE-1992

COMPOSICIONES

FASE GASEOSA REPORTADA

COMPONENTE	2858.00	PRESIONES (LB/PG2)				
		2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.610	1.630	1.640	1.640	1.610
C1	78.490	79.920	80.920	81.280	81.270	80.590
C02	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
C2	8.250	8.250	8.260	8.310	8.400	8.520
C3	4.140	4.060	4.000	3.900	4.080	4.290
iC4	0.650	0.630	0.600	0.600	0.610	0.660
nC4	1.620	1.560	1.510	1.490	1.530	1.640
iC5	0.620	0.560	0.520	0.500	0.500	0.570
nC5	0.720	0.660	0.600	0.580	0.580	0.660
C6	0.990	0.770	0.610	0.550	0.530	0.620
C7+	2.890	1.930	1.300	1.000	0.810	0.790
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA CALCULADA

COMPONENTE	2858.00	PRESIONES (LB/PG2)				
		2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.870	0.805	0.698	0.534	0.316	0.189
C1	44.070	41.558	35.730	29.358	19.222	5.868
C02	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030
C2	8.141	8.250	8.092	7.450	6.220	4.287
C3	4.166	6.206	6.596	7.969	6.652	5.356
iC4	0.869	1.167	1.502	1.538	1.605	1.421
nC4	3.042	3.170	3.541	3.876	3.876	3.524
iC5	1.179	2.170	2.383	2.711	3.148	3.301
nC5	1.915	2.270	2.800	3.141	3.647	3.836
C6	6.442	6.672	7.666	8.709	10.556	12.916
C7+	29.277	27.684	30.941	35.932	45.070	59.733
TOTAL	100.000	100.000	100.000	101.270	100.362	100.480

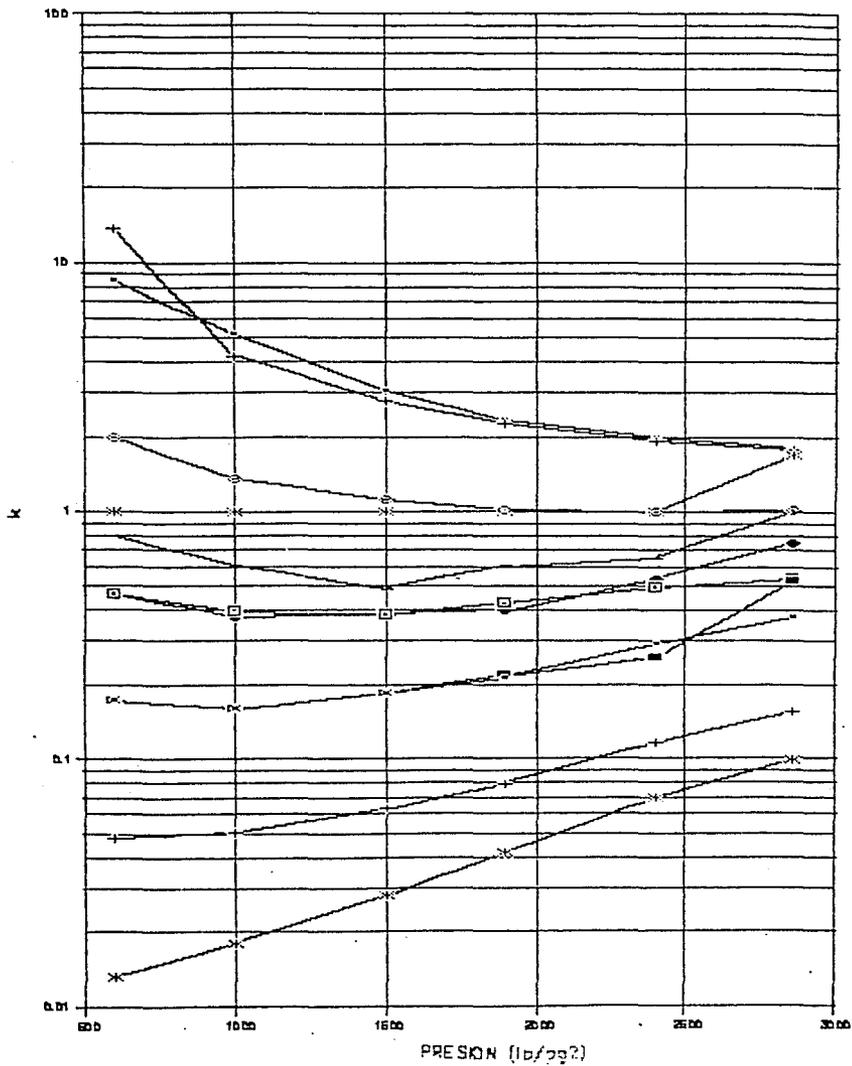
CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) ORIGINALES

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)					
	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.817	1.999	2.334	3.069	5.190	8.536
C1	1.781	1.923	2.265	2.769	4.228	13.734
CO2	1.694	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
C2	1.013	1.000	1.021	1.115	1.351	1.987
C3	0.994	0.654	0.606	0.489	0.613	0.801
iC4	0.748	0.540	0.400	0.390	0.380	0.464
nC4	0.533	0.492	0.426	0.384	0.395	0.465
iC5	0.526	0.258	0.218	0.184	0.159	0.173
nC5	0.376	0.291	0.214	0.185	0.159	0.172
C6	0.154	0.115	0.080	0.063	0.050	0.048
C7+	0.099	0.070	0.042	0.028	0.018	0.013

PROPIEDADES FISICAS @ 170 OF

VARIABLE	PRESIONES (LB/PG2)					
	2858	2400	1900	1500	1000	600
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	118.000	112.000	107.000	104.000	102.000	102.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.746	0.740	0.734	0.730	0.728	0.728
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.933
FACT DE DESV 2 FASES (CALC)	0.795	0.787	0.798	0.810	0.824	0.827
PESO MOL DEL GAS (CALC)	23.910	22.541	21.657	21.245	21.148	21.417
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.779	10.001	7.416	5.573	3.546	2.087
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	----	59.260	63.688	70.591	81.481	98.450
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	----	128.803	126.439	125.466	124.917	124.941
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	----	53.663	40.874	41.586	41.994	42.271

FIG. VL1 - GRAFICA DE Log(k) CONTRA p CONSTRUIDA CON LOS DATOS REPORTADOS. MUESTRA FLUIDO TAPECUA



TAPECUA

- VGR-X2

FECHA : 28-SEPTIEMBRE-1992

COMPOSICIONES

FASE GASEOSA CALCULADA

COMPONENTE	2858.00	PRESIONES (LB/PG2)				
		2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.617	1.641	1.646	1.637	1.606
C1	78.490	79.963	80.999	81.366	81.248	80.298
CO2	0.050	0.050	0.050	0.051	0.051	0.052
C2	8.250	8.207	8.179	8.214	8.399	8.552
C3	4.140	4.037	3.958	3.955	4.082	4.325
iC4	0.650	0.622	0.600	0.595	0.611	0.670
nC4	1.620	1.538	1.472	1.454	1.482	1.656
iC5	0.620	0.574	0.535	0.521	0.527	0.607
nC5	0.720	0.660	0.609	0.589	0.593	0.690
C6	0.990	0.775	0.620	0.565	0.536	0.664
C7+	2.890	1.949	1.330	1.037	0.825	0.871
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA CALCULADA

COMPONENTE	2858.00	PRESIONES (LB/PG2)				
		2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.627	0.613	0.509	0.400	0.258	0.118
C1	41.908	40.451	34.355	27.827	18.644	7.857
CO2	0.042	0.043	0.042	0.038	0.031	0.018
C2	8.922	9.368	9.507	9.116	7.117	5.133
C3	6.284	6.800	7.330	7.501	6.708	5.093
iC4	1.240	1.365	1.525	1.624	1.641	1.378
nC4	3.368	3.729	4.215	4.552	4.828	4.148
iC5	1.619	1.812	2.103	2.347	2.640	2.513
nC5	2.023	2.269	2.651	2.986	3.416	3.356
C6	6.126	6.535	7.488	8.467	10.362	12.268
C7+	27.841	27.195	30.409	35.287	44.548	58.367
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

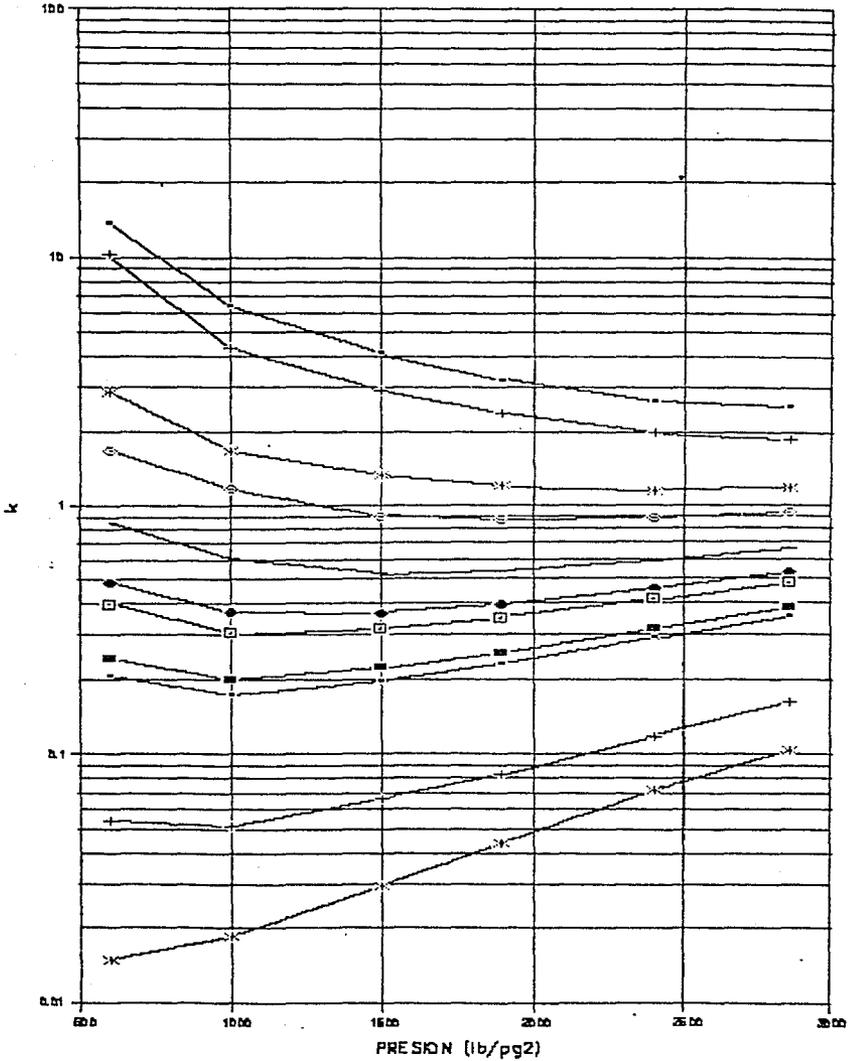
CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) CORREGIDAS

COMPONENTE	2858.00	2400.00	PRESIONES (LB/PG2)			
			1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	2.520	2.638	3.220	4.112	6.337	13.654
C1	1.873	1.977	2.358	2.924	4.358	10.220
CO2	1.183	1.158	1.202	1.324	1.655	2.850
C2	0.925	0.876	0.860	0.901	1.180	1.666
C3	0.659	0.594	0.540	0.527	0.608	0.849
iC4	0.524	0.456	0.393	0.366	0.372	0.486
nC4	0.481	0.412	0.349	0.319	0.307	0.399
iC5	0.383	0.317	0.254	0.222	0.199	0.241
nC5	0.356	0.291	0.230	0.197	0.174	0.205
C6	0.162	0.119	0.083	0.067	0.052	0.054
C7+	0.104	0.072	0.044	0.029	0.019	0.015

PROPIEDADES FISICAS @ 170 OF

VARIABLE	2858	PRESIONES (LB/PG2)				1000	600
		2400	1900	1500			
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	118.000	112.000	107.000	104.000	102.000	102.000	
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.746	0.740	0.734	0.730	0.728	0.728	
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.933	
FACT DE DESV 2 FASES (CALC)	0.795	0.787	0.798	0.810	0.824	0.827	
PESO MOL DEL GAS (CALC)	0.000	22.546	21.666	21.305	21.167	21.580	
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.779	10.003	7.419	5.589	3.549	2.103	
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	----	59.142	63.530	69.777	80.983	96.324	
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	----	129.105	126.770	125.836	125.148	125.440	
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	----	53.556	40.772	41.106	41.738	41.358	

FIG. VI.2 - GRAFICA DE $\log(k)$ CONTRA p CONSTRUIDA CON LOS DATOS CORREGIDOS. MUESTRA FLUIDO TAPECUA



El mejor mecanismo de validación será aquel que proporcione valores de la fracción líquida en la última etapa de agotamiento lo más cercanos a los valores de ese parámetro reportados por el laboratorio. Como se puede observar en la Tabla VI.2, utilizando "AUTOVAL" se obtiene una variación más uniforme. Esto es, "VALCO", al ser un proceso en el que interviene la apreciación del usuario, afecta en forma indiscriminada a los componentes. Por ejemplo, el etano (C_2) es afectado en 1.5% de su valor original, mientras que el propano (C_3), lo es en un factor de 16%.

2 .- FLUIDO NS-1

Este ejemplo se tomó del artículo de Whitson y Torp^{2d}. La muestra de gas y condensado se denominó "North Sea - 1", (NS-1), y se recolectó y procesó a 280°F. Se determinó utilizar este ejemplo en virtud de que en dicho artículo se simula el comportamiento a volumen constante usando la ecuación de estado de Peng-Robinson, de tal forma que al comparar los valores obtenidos con el proceso de validación por "AUTOVAL" y los obtenidos con la ecuación de estado, se podrá definir la validez del paquete de validación.

Los datos originales se presentan en la tabla VI.3

TABLA VI.3 - ANALISIS COMPOSICIONAL A VOLUMEN CONSTANTE.
FLUIDO NS-1 A 280°F

COMPONENTE	PRESIONES (lb/pg ² abs)						
	6764	5514	4314	3114	2114	1214	714
CO ₂	2.37	2.40	2.45	2.50	2.53	2.57	2.60
N ₂	0.81	0.32	0.33	0.34	0.34	0.34	0.33
C ₁	73.19	75.56	77.89	79.33	79.62	78.90	77.80
C ₂	7.80	7.83	7.87	7.92	8.04	8.40	8.70
C ₃	3.55	3.47	3.49	3.41	3.53	3.74	3.91
iC ₄	0.71	0.67	0.65	0.64	0.66	0.72	0.78
nC ₄	1.45	1.37	1.31	1.30	1.33	1.44	1.56
iC ₅	0.64	0.59	0.55	0.53	0.54	0.59	0.64
nC ₅	0.68	0.62	0.58	0.56	0.57	0.61	0.66
C ₆	1.09	0.97	0.88	0.83	0.82	0.85	0.90
C ₇₊	8.21	6.20	4.09	2.64	2.02	1.84	2.12
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
M C ₇₊	184	160	142	127	119	115	114
γ C ₇₊	0.816	0.799	0.783	0.770	0.762	0.758	0.757
Z	1.238	1.089	0.972	0.913	0.914	0.937	0.960
np, %	0.000	9.024	21.744	38.674	55.686	72.146	81.301
S _L , %	0.0	14.1	19.7	21.6	21.3	20.2	19.3

Los datos obtenidos por la ecuación de estado de Peng-Robinson se muestran en la tabla VI.4.

TABLA VI.4 - SIMULACION DEL PROCESO DE AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE USANDO LA ECUACION DE ESTADO DE PENG-ROBINSON. FLUIDO NS-1

COMPONENTE	PRESIONES (lb/pg ² abs)						
	6764	5514	4314	3114	2114	1214	714
CO ₂	2.370	2.403	2.447	2.497	2.541	2.576	2.583
N ₂	0.316	0.323	0.338	0.344	0.343	0.334	0.321
C ₁	73.190	75.549	77.644	79.135	79.712	79.242	77.772
C ₂	7.800	7.779	7.793	7.878	8.057	8.372	8.711
C ₃	3.550	3.474	3.405	3.383	3.444	3.660	3.989
iC ₄	0.710	0.686	0.660	0.644	0.647	0.691	0.778
nC ₄	1.450	1.390	1.326	1.281	1.282	1.375	1.567
iC ₅	0.640	0.604	0.564	0.530	0.516	0.548	0.638
nC ₅	0.680	0.639	0.592	0.550	0.532	0.563	0.659
C ₆	1.090	0.906	0.889	0.789	0.727	0.744	0.877
C ₇₊	8.210	6.157	4.343	2.969	2.198	1.895	2.105
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
M C ₇₊	184.0	161.0	142.7	129.1	121.2	116.4	114.5
γ C ₇₊	0.816	0.799	0.783	0.770	0.762	0.758	0.757
Z	1.203	1.037	0.937	0.890	0.886	0.911	0.936
n _p , %	0.000	9.637	22.581	39.492	56.196	72.413	81.535
S _L , %	0.00	19.55	26.11	26.65	25.11	23.00	21.58

La composición de la fase vapor y la fase líquida, así como las constantes de equilibrio y las propiedades físicas se muestran en las páginas 74 y 75, respectivamente. En la Tabla VI.5 se comparan los valores para la fracción líquida obtenidos en forma experimental, por medio de la ecuación de Peng-Robinson y los obtenidos con "AUTOVAL".

COMPOSICIONES

FASE GASEOSA REPORTADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)						
	6764.00	5514.00	4314.00	3114.00	2114.00	1214.00	714.00
N2	0.310	0.320	0.330	0.340	0.340	0.340	0.330
C1	73.190	75.560	77.890	79.330	79.620	78.900	77.800
CO2	2.370	2.400	2.450	2.500	2.530	2.570	2.600
C2	7.800	7.830	7.870	7.920	8.040	8.400	8.700
C3	3.550	3.470	3.400	3.410	3.530	3.740	3.910
iC4	0.710	0.670	0.650	0.640	0.660	0.720	0.780
nC4	1.450	1.370	1.310	1.300	1.330	1.440	1.560
iC5	0.640	0.590	0.550	0.530	0.540	0.590	0.640
nC5	0.680	0.620	0.580	0.560	0.570	0.610	0.660
C6	1.090	0.970	0.880	0.830	0.820	0.850	0.900
C7+	8.210	6.200	4.090	2.640	2.020	1.840	2.120
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA CALCULADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)						
	6764.00	5514.00	4314.00	3114.00	2114.00	1214.00	714.00
N2	0.274	0.232	0.182	0.120	0.092	0.032	0.009
C1	64.631	54.643	43.209	33.516	26.162	16.274	8.987
CO2	2.232	2.135	1.867	1.565	1.303	0.846	0.482
C2	7.440	7.565	7.357	7.059	6.388	4.527	3.079
C3	3.466	4.176	4.510	4.518	4.104	3.388	2.870
iC4	0.702	1.023	1.100	1.179	1.156	1.031	0.919
nC4	1.667	2.076	2.350	2.462	2.474	2.301	2.117
iC5	0.819	1.031	1.217	1.362	1.425	1.434	1.436
nC5	0.955	1.150	1.325	1.474	1.547	1.619	1.649
C6	1.610	2.029	2.439	2.796	3.100	3.525	3.828
C7+	16.203	23.940	34.444	43.949	52.250	65.025	74.624
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

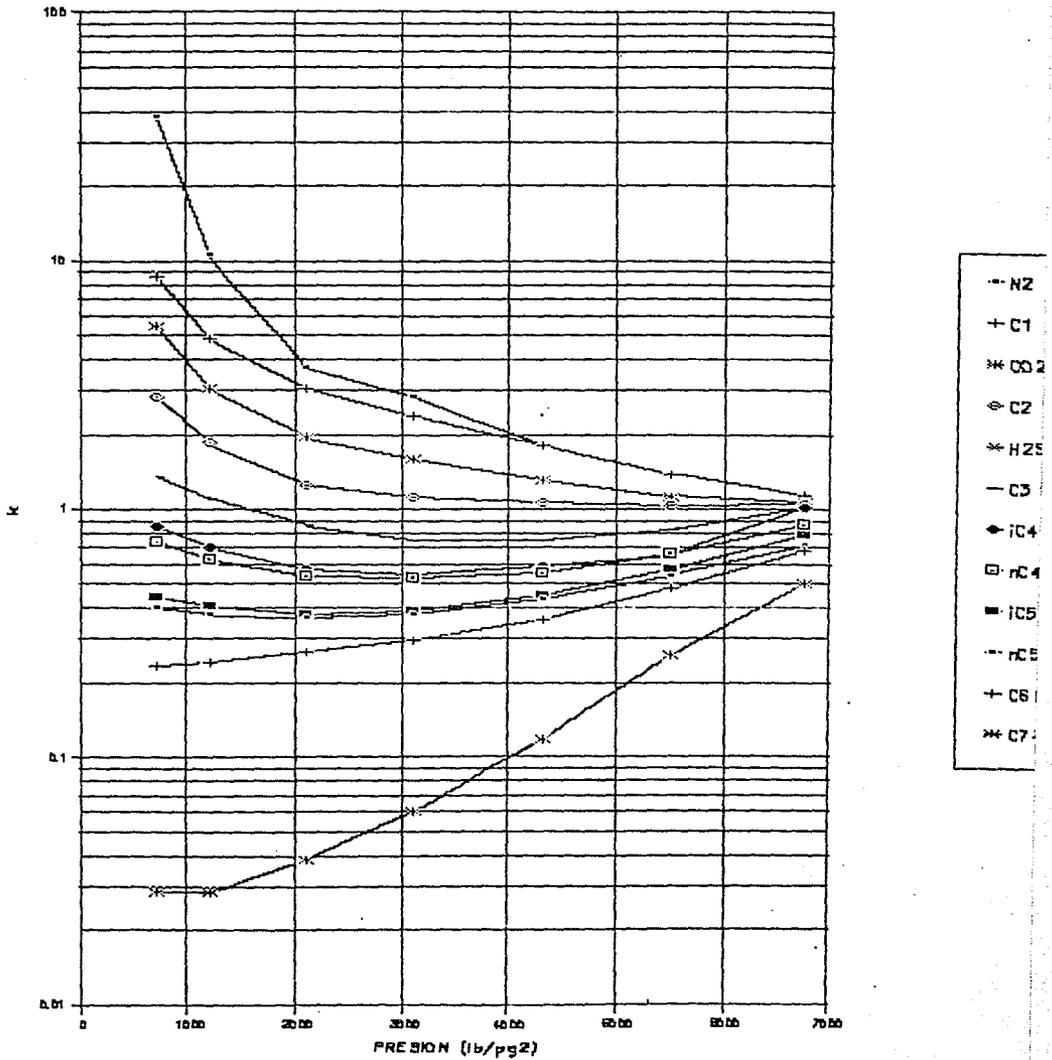
CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) ORIGINALES

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)						
	6764.00	5514.00	4314.00	3114.00	2114.00	1214.00	714.00
N2	1.131	1.381	1.808	2.824	3.711	10.605	38.089
C1	1.132	1.383	1.803	2.367	3.043	4.848	8.657
CO2	1.062	1.124	1.312	1.597	1.942	3.038	5.394
C2	1.048	1.035	1.070	1.122	1.259	1.856	2.825
C3	1.024	0.831	0.754	0.755	0.860	1.104	1.363
iC4	1.011	0.655	0.591	0.543	0.571	0.699	0.849
nC4	0.870	0.660	0.558	0.528	0.538	0.626	0.737
iC5	0.782	0.572	0.452	0.389	0.379	0.412	0.446
nC5	0.712	0.539	0.438	0.380	0.368	0.377	0.400
C6	0.677	0.478	0.361	0.297	0.265	0.241	0.235
C7+	0.507	0.259	0.119	0.060	0.039	0.028	0.028

PROPIEDADES FISICAS @ 280 °F

VARIABLE	PRESIONES (LB/PG2)						
	6764	5514	4314	3114	2114	1214	714
PESO MOL C7+							
DEL GAS (LAB)	184.000	161.000	142.000	127.000	119.000	115.000	114.000
DENSIDAD REL							
C7+ GAS (LAB)	0.816	0.799	0.783	0.770	0.762	0.758	0.757
FACT DE DESV							
DEL GAS (LAB)	1.238	1.089	0.972	0.913	0.914	0.937	0.960
FACT DE DESV							
2 FASES (CALC)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
PESO MOL DEL							
GAS (CALC)	35.034	30.027	26.050	23.787	23.022	23.026	23.546
DENSIDAD DEL							
GAS (CALC)	24.155	19.195	14.608	10.264	6.751	3.802	2.251
PESO MOL LI-							
QUIDO (CALC)	—	74.218	92.670	108.582	123.260	147.274	166.233
PESO MOL C7+							
LIQ. (CALC)	—	230.615	216.946	208.876	206.333	206.461	207.837
DENSIDAD DEL							
LIQ. (CALC)	—	41.119	41.987	42.491	43.247	43.949	44.608

FIG. VI.3 - GRAFICA DE $\log(k)$ CONTRA p CONSTRUIDA CON LOS DATOS REPORTADOS. FLUIDO NS-1



COMPOSICIONES

FASE GASEOSA REPORTADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)						
	6764.00	5514.00	4314.00	3114.00	2114.00	1214.00	714.00
N2	0.310	0.324	0.336	0.343	0.342	0.335	0.325
C1	73.190	75.610	77.888	79.327	79.628	78.867	77.682
CO2	2.370	2.402	2.450	2.500	2.530	2.569	2.595
C2	7.800	7.760	7.870	7.934	8.086	8.446	8.746
C3	3.550	3.448	3.400	3.410	3.531	3.735	4.003
iC4	0.710	0.677	0.653	0.647	0.661	0.719	0.792
nC4	1.450	1.372	1.312	1.300	1.331	1.437	1.579
iC5	0.640	0.593	0.552	0.530	0.540	0.589	0.653
nC5	0.680	0.625	0.580	0.549	0.552	0.608	0.671
C6	1.090	0.973	0.869	0.819	0.774	0.863	0.905
C7+	8.210	6.216	4.090	2.641	2.024	1.831	2.048
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA CALCULADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)						
	6764.00	5514.00	4314.00	3114.00	2114.00	1214.00	714.00
N2	0.247	0.199	0.145	0.097	0.068	0.032	0.009
C1	64.288	54.255	43.188	33.497	26.091	16.350	9.312
CO2	2.220	2.120	1.866	1.564	1.299	0.847	0.494
C2	7.401	8.115	7.408	7.038	6.212	4.297	2.804
C3	3.998	4.348	4.526	4.535	4.116	3.427	2.651
iC4	0.818	0.969	1.077	1.132	1.132	1.009	0.859
nC4	1.683	2.061	2.334	2.458	2.466	2.305	2.062
iC5	0.807	1.011	1.202	1.356	1.417	1.432	1.396
nC5	0.903	1.111	1.321	1.531	1.643	1.676	1.681
C6	1.519	2.003	2.503	2.864	3.343	3.596	3.930
C7+	16.116	23.816	34.431	43.934	52.215	65.036	74.808
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

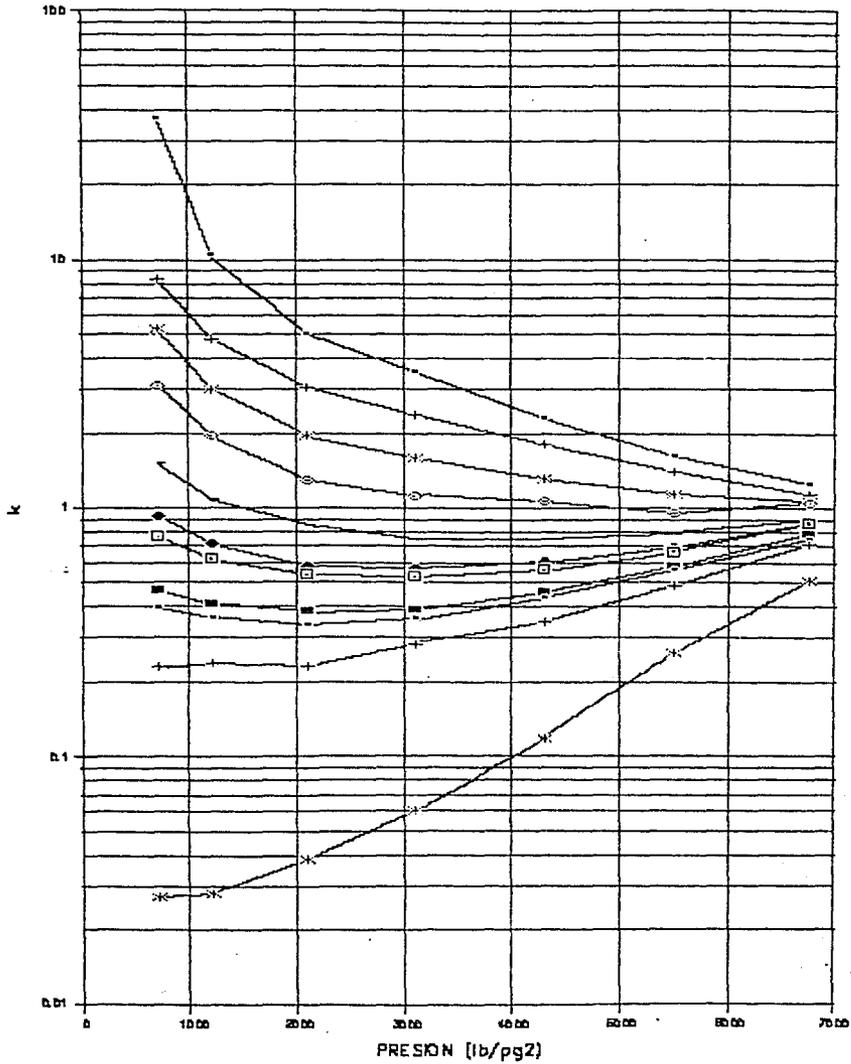
CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) CORREGIDAS

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PS2)						
	6764.00	5514.00	4314.00	3114.00	2114.00	1214.00	714.00
N2	1.258	1.625	2.311	3.547	5.037	10.551	36.705
C1	1.138	1.394	1.803	2.368	3.052	4.824	8.342
CO2	1.068	1.133	1.313	1.598	1.947	3.032	5.251
C2	1.054	0.956	1.062	1.127	1.302	1.965	3.119
C3	0.888	0.793	0.751	0.752	0.858	1.090	1.510
iC4	0.868	0.698	0.607	0.571	0.584	0.713	0.922
nC4	0.862	0.666	0.562	0.529	0.540	0.624	0.766
iC5	0.793	0.586	0.460	0.391	0.381	0.411	0.468
nC5	0.753	0.563	0.439	0.358	0.336	0.363	0.399
C6	0.717	0.486	0.347	0.286	0.231	0.240	0.230
C7+	0.509	0.261	0.119	0.060	0.039	0.028	0.027

PROPIEDADES FISICAS @ 280 °F

VARIABLE	PRESIONES (LB/PS2)						
	6764	5514	4314	3114	2114	1214	714
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	184.000	161.000	142.000	127.000	119.000	115.000	114.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.816	0.799	0.783	0.770	0.762	0.758	0.757
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	1.238	1.089	0.972	0.913	0.914	0.937	0.960
FACT DE DESV 2 FASES (CALC)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
PESO MOL DEL GAS (CALC)	35.034	30.045	26.047	23.779	22.992	23.027	23.536
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	24.155	19.207	14.606	10.261	6.743	3.802	2.250
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	---	74.076	92.676	108.617	123.400	147.330	166.327
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	---	230.979	216.968	208.895	206.380	206.433	207.593
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	---	41.040	41.990	42.505	43.296	43.966	44.633

FIG. V1.4 - GRAFICA DE $\log(k)$ CONTRA p CONSTRUIDA CON LOS DATOS CORREGIDOS. FLUIDO NS-1



ESTA TESTS NO DEBE
 SALIR DE LA BIBLIOTECA

TABLA VI.5 - COMPARACION DE LOS VALORES DE LA FRACCION LIQUIDA EN LA ULTIMA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION (DATO EXPERIMENTAL, EDE PENG-ROBINSON - WHITSON Y TORP²⁰ - Y PROGRAMA "AUTOVAL").

COMPONENTE	LABORATORIO	EDE PR	AUTOVAL	% DESVIACION DEL VALOR ORIGINAL	
				EDE PR	AUTOVAL
N ₂	0.02	0.029	0.009	30	55
C ₁	12.42	11.939	9.312	4	25
CO ₂	0.59	0.595	0.494	0.1	16
C ₂	3.36	3.623	2.804	1.5	16
C ₃	2.92	3.133	2.651	7	9
iC ₄	0.91	0.967	0.859	6	6
nC ₄	2.09	2.314	2.062	10	1
iC ₅	1.40	1.509	1.396	7	0.3
nC ₅	1.60	1.770	1.681	10	5
C ₆	3.68	4.223	3.930	13	6
C ₇₊	71.01	69.897	74.808	2	5

Una forma bastante rigurosa para verificar la validez del programa "AUTOVAL", es la comparación de alguna propiedad física de la mezcla de hidrocarburos obtenida experimentalmente (balance de materia) contra la obtenida después del proceso de validación. En la Tabla VI.6 se puede observar lo anterior.

TABLA VI.6 - COMPARACION DE LA DENSIDAD DEL LIQUIDO COMO FUNCION DE LA PRESION (DATO MEDIDO - BALANCE DE MATERIA -, EDE PENG-ROBINSON Y PROGRAMA "AUTOVAL").

p (lb/pg abs) ²	DENSIDAD LIQUIDO (gr/cm ³)			% DESVIACION DEL VALOR ORIGINAL	
	LAB	EDE PR	AUTOVAL	EDE PR	AUTOVAL
5514.7	0.670	0.541	0.657	20	2
4314.7	0.680	0.554	0.673	19	1
3114.7	0.688	0.580	0.681	16	1
2114.7	0.700	0.608	0.694	13	0.9
1214.7	0.711	0.636	0.705	10	0.9
714.7	0.722	0.653	0.715	10	1

Como se puede observar, los valores obtenidos con "AUTOVAL" están dentro de un rango muy aceptable con respecto a los obtenidos experimentalmente.

3 .- GAS CONDENSADO - "A"

Este ejemplo se tomó del artículo de Bashbush². De igual forma que en los ejemplos anteriores, se muestra en la siguiente tabla el análisis reportado por el laboratorio :

TABLA VI.7 - REPORTE DEL ANALISIS PVT COMPOSICIONAL A VOLUMEN CONSTANTE. GAS Y CONDENSADO "A"

COMP.	PRESIONES (lb/pg ² abs)							
	6720	5800	4900	4000	3100	2200	1300	700
H ₂ S	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.12	0.12
CO ₂	2.60	2.63	2.66	2.70	2.73	2.76	2.78	2.79
N ₂	1.59	1.64	1.69	1.72	1.75	1.75	1.71	1.65
C ₁	72.92	74.45	76.02	77.36	78.33	78.69	78.37	76.95
C ₂	7.30	7.26	7.24	7.23	7.26	7.42	7.74	8.24
C ₃	3.36	3.31	3.26	3.22	3.21	3.26	3.45	3.72
iC ₄	0.83	0.80	0.78	0.76	0.76	0.78	0.83	0.90
nC ₄	1.41	1.36	1.32	1.28	1.28	1.30	1.38	1.49
iC ₅	0.70	0.66	0.61	0.59	0.57	0.58	0.62	0.73
nC ₅	0.73	0.68	0.63	0.60	0.59	0.59	0.63	0.74
C ₆	0.79	0.70	0.62	0.57	0.55	0.55	0.60	0.68
C ₇₊	7.66	6.40	5.06	3.86	2.86	2.21	1.77	1.99
TOTAL	100.00	100.00	99.999	100.00	99.999	100.00	100.00	100.00

COMPOSICIONES

FASE GASEOSA REPORTADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720.00	5800.00	4900.00	4000.00	3100.00	2200.00	1300.00	700.00
N2	1.590	1.640	1.690	1.720	1.750	1.750	1.710	1.650
C1	72.920	74.450	76.020	77.360	78.329	78.690	78.370	76.950
CO2	2.600	2.630	2.660	2.700	2.730	2.760	2.780	2.790
C2	7.300	7.260	7.240	7.230	7.260	7.420	7.740	8.240
H2S	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.120	0.120
C3	3.360	3.310	3.259	3.220	3.210	3.260	3.450	3.720
iC4	0.830	0.800	0.780	0.760	0.760	0.780	0.830	0.900
nC4	1.410	1.360	1.320	1.280	1.280	1.300	1.380	1.490
iC5	0.700	0.660	0.610	0.590	0.570	0.580	0.620	0.730
nC5	0.730	0.680	0.630	0.600	0.590	0.590	0.630	0.740
C6	0.790	0.700	0.620	0.570	0.550	0.550	0.600	0.680
C7+	7.660	6.400	5.060	3.860	2.860	2.210	1.770	1.990
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA CALCULADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720.00	5800.00	4900.00	4000.00	3100.00	2200.00	1300.00	700.00
N2	0.883	0.889	0.873	0.775	0.574	0.419	0.259	0.102
C1	50.913	51.471	50.702	45.379	38.815	31.915	21.609	12.545
CO2	2.158	2.179	2.170	1.988	1.799	1.537	1.145	0.722
C2	6.179	7.861	7.735	7.749	7.623	6.926	5.428	3.284
H2S	0.119	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.067	0.054
C3	4.478	4.061	4.084	4.231	4.334	4.250	3.681	2.877
iC4	1.120	1.251	1.191	1.268	1.294	1.271	1.179	1.040
nC4	1.903	2.111	2.058	2.218	2.267	2.304	2.211	2.060
iC5	1.194	1.261	1.343	1.392	1.534	1.615	1.702	1.611
nC5	1.953	1.431	1.447	1.545	1.644	1.783	1.909	1.866
C6	2.364	2.052	2.012	2.172	2.356	2.594	2.890	3.183
C7+	27.136	25.324	26.282	31.174	37.655	45.277	57.922	70.660
TOTAL	100.000	100.000	100.007	100.001	100.006	100.002	100.002	100.003

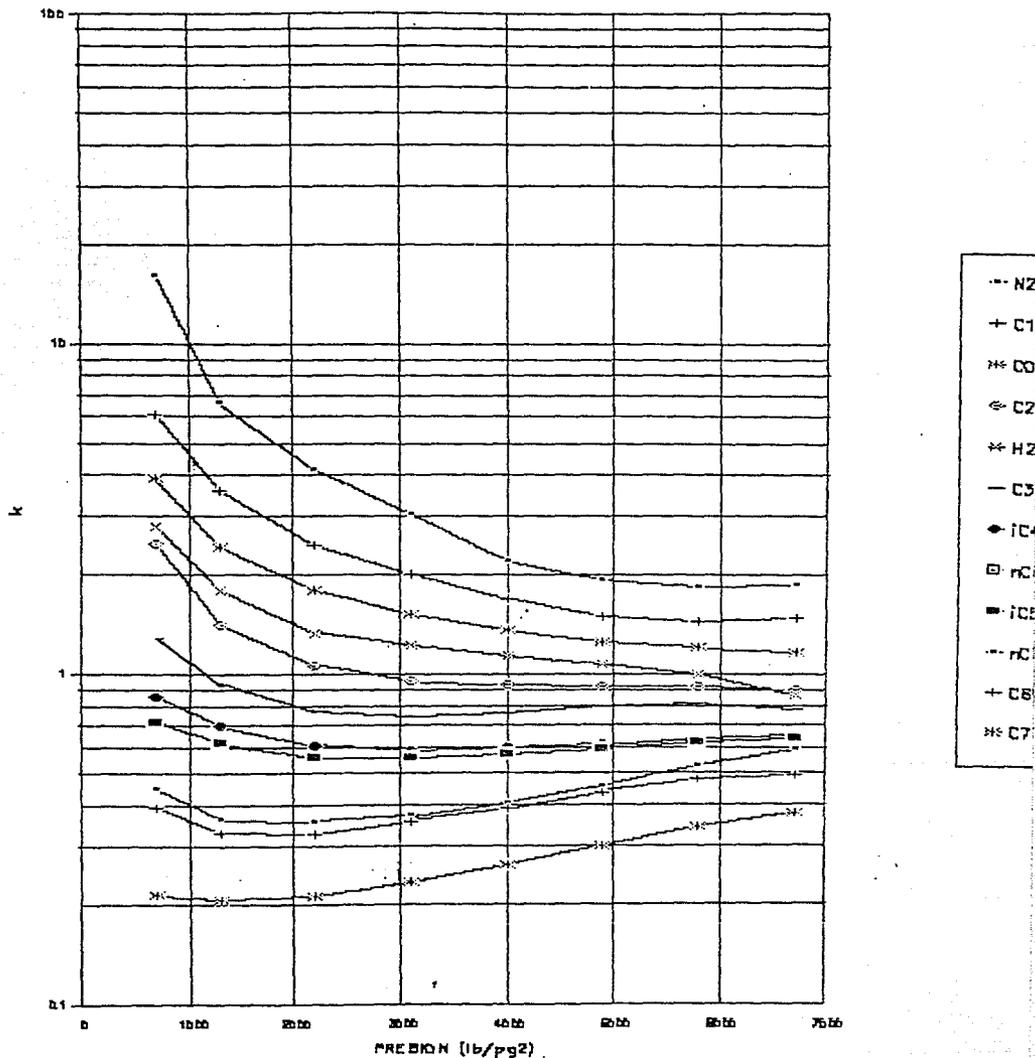
CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) ORIGINALES

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720.00	5800.00	4900.00	4000.00	3100.00	2200.00	1300.00	700.00
N2	1.801	1.845	1.936	2.218	3.046	4.175	6.611	16.129
C1	1.432	1.446	1.499	1.705	2.018	2.466	3.627	6.134
CO2	1.205	1.207	1.226	1.358	1.517	1.796	2.428	3.865
C2	1.181	0.924	0.936	0.933	0.952	1.071	1.426	2.509
H2S	0.924	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.790	2.207
C3	0.750	0.815	0.798	0.761	0.741	0.767	0.937	1.293
iC4	0.741	0.640	0.655	0.600	0.587	0.614	0.704	0.865
nC4	0.741	0.644	0.641	0.577	0.565	0.564	0.624	0.723
iC5	0.586	0.523	0.454	0.424	0.371	0.359	0.364	0.453
nC5	0.470	0.475	0.435	0.388	0.359	0.331	0.330	0.397
C6	0.334	0.341	0.308	0.262	0.233	0.212	0.208	0.214
C7+	0.282	0.253	0.193	0.124	0.076	0.049	0.031	0.028

PROPIEDADES FISICAS @ 273 °F

VARIABLE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720	5800	4900	4000	3100	2200	1300	700
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	174.000	153.000	141.000	132.000	124.000	118.000	113.000	111.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.814	0.799	0.788	0.779	0.771	0.765	0.760	0.757
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	1.213	1.108	1.021	0.954	0.917	0.912	0.936	0.962
FACT DE DESV 2 FASES (CALC)	1.213	1.116	1.033	0.964	0.910	0.863	0.804	0.710
PESO MOL DEL GAS (CALC)	35.034	29.856	27.273	25.341	23.935	23.168	22.866	23.436
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	23.533	19.918	16.689	13.556	10.334	7.152	4.083	2.213
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	—	82.224	77.101	83.632	93.769	106.563	128.685	152.194
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	—	248.402	220.568	208.546	201.717	198.535	197.331	198.851
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	—	49.538	43.315	42.089	42.104	42.485	43.774	44.217

FIG. VI.5 - GRAFICA DE $\log(k)$ CONTRA p CONSTRUIDA CON LOS DATOS REPORTADOS. GAS Y CONDENSADO "A"



En la tabla VI.8 se muestra el análisis composicional corregido por el método de Bashbush,² descrito en el artículo en cuestión.

TABLA VI.8 - REPORTE DEL ANALISIS PVT COMPOSICIONAL A VOLUMEN CONSTANTE. GAS Y CONDENSADO "A"

COMP.	PRESIONES (lb/pg ² abs)							
	6720	5800	4900	4000	3100	2200	1300	700
H ₂ S	0.110	0.110	0.111	0.111	0.113	0.114	0.117	0.120
CO ₂	2.600	2.630	2.666	2.700	2.730	2.760	2.780	2.790
N ₂	1.590	1.640	1.690	1.720	1.750	1.750	1.710	1.650
C ₁	72.920	74.450	76.020	77.360	78.329	78.690	78.370	76.950
C ₂	7.300	7.260	7.226	7.236	7.260	7.420	7.740	8.240
C ₃	3.360	3.310	3.259	3.220	3.210	3.260	3.450	3.720
iC ₄	0.830	0.800	0.770	0.760	0.760	0.780	0.830	0.900
nC ₄	1.410	1.355	1.300	1.280	1.280	1.300	1.380	1.490
iC ₅	0.700	0.660	0.610	0.582	0.570	0.579	0.620	0.730
nC ₅	0.730	0.680	0.630	0.600	0.588	0.587	0.630	0.740
C ₆	0.790	0.700	0.613	0.570	0.550	0.550	0.600	0.680
C ₇₊	7.660	6.405	5.105	3.860	2.860	2.210	1.773	1.990
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
M C ₇₊	174	153	141	132	124	118	113	111
γ C ₇₊	0.814	0.799	0.788	0.779	0.771	0.765	0.760	0.757
Z	1.213	1.108	1.021	0.954	0.917	0.912	0.936	0.962
Z _{2F}	1.213	1.116	1.033	0.964	0.910	0.863	0.804	0.710
np, %	0.000	6.193	14.359	25.021	38.349	53.801	70.557	81.868
S _L , %	0.000	7.800	14.900	18.200	19.400	19.300	18.100	17.100

En las pags. 86 y 87 se pueden observar los resultados obtenidos empleando el programa de validación. En la tabla VI. se comparan la fracción líquida en la última etapa de etapa de agotamiento de presión y se puede observar que inclusive "AUTOVAL" proporciona valores mas cercanos a los valores originales que los obtenidos por Bashbush.

COMPOSICIONES

FASE GASEOSA REPORTADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720.00	5800.00	4900.00	4000.00	3100.00	2200.00	1300.00	700.00
N2	1.590	1.639	1.694	1.730	1.749	1.750	1.710	1.651
C1	72.920	74.437	76.010	77.319	78.276	78.648	78.372	76.976
C02	2.600	2.629	2.660	2.698	2.728	2.758	2.780	2.795
C2	7.300	7.284	7.275	7.292	7.375	7.497	7.765	8.244
H2S	0.110	0.110	0.109	0.109	0.110	0.112	0.117	0.121
C3	3.360	3.296	3.230	3.217	3.205	3.254	3.448	3.718
iC4	0.830	0.803	0.780	0.759	0.758	0.778	0.829	0.899
nC4	1.410	1.357	1.300	1.260	1.244	1.297	1.378	1.487
iC5	0.700	0.662	0.623	0.593	0.575	0.576	0.621	0.728
nC5	0.730	0.687	0.642	0.607	0.588	0.588	0.625	0.738
C6	0.790	0.700	0.620	0.569	0.548	0.548	0.598	0.676
C7+	7.660	6.395	5.057	3.847	2.843	2.193	1.757	1.967
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA CALCULADA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720.00	5800.00	4900.00	4000.00	3100.00	2200.00	1300.00	700.00
N2	0.930	0.899	0.843	0.716	0.567	0.410	0.244	0.082
C1	51.892	51.651	50.776	45.620	39.131	32.228	21.822	12.733
C02	2.199	2.187	2.173	1.996	1.813	1.551	1.156	0.721
C2	8.133	7.522	7.482	7.370	6.951	6.328	4.883	2.670
H2S	0.126	0.116	0.116	0.115	0.109	0.100	0.078	0.054
C3	4.446	4.255	4.292	4.275	4.390	4.315	3.750	2.962
iC4	1.108	1.207	1.191	1.272	1.301	1.280	1.187	1.051
nC4	2.377	2.159	2.196	2.344	2.484	2.398	2.325	2.204
iC5	1.358	1.227	1.252	1.366	1.495	1.615	1.680	1.593
nC5	1.483	1.335	1.364	1.497	1.636	1.775	1.911	1.862
C6	2.409	2.058	2.014	2.179	2.368	2.610	2.908	3.212
C7+	23.537	25.396	26.307	31.251	37.758	45.395	58.058	70.863
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) CORREGIDAS

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720.00	5800.00	4900.00	4000.00	3100.00	2200.00	1300.00	700.00
N2	1.709	1.824	2.010	2.416	3.085	4.272	7.010	20.053
C1	1.405	1.441	1.497	1.695	2.000	2.440	3.591	6.045
CO2	1.182	1.202	1.224	1.350	1.504	1.778	2.404	3.877
C2	1.181	0.968	0.972	0.989	1.061	1.185	1.590	3.087
H2S	0.875	0.944	0.944	0.954	1.015	1.124	1.491	2.254
C3	0.756	0.775	0.753	0.752	0.730	0.754	0.919	1.255
iC4	0.749	0.666	0.655	0.597	0.583	0.608	0.698	0.855
nC4	0.741	0.628	0.592	0.538	0.501	0.541	0.593	0.675
iC5	0.586	0.540	0.497	0.434	0.385	0.357	0.370	0.457
nC5	0.492	0.514	0.470	0.405	0.360	0.331	0.327	0.396
C6	0.328	0.340	0.308	0.261	0.231	0.210	0.206	0.211
C7+	0.325	0.252	0.192	0.123	0.075	0.048	0.030	0.028

PROPIEDADES FISICAS @ 273 OF

VARIABLE	PRESIONES (LB/PG2)							
	6720	5800	4900	4000	3100	2200	1300	700
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	174.000	153.000	141.000	132.000	124.000	118.000	113.000	111.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.814	0.799	0.78E	0.779	0.771	0.765	0.760	0.757
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	1.213	1.108	1.021	0.954	0.917	0.912	0.936	0.962
FACT DE DESV 2 FASES(CALC)	1.213	1.116	1.033	0.964	0.910	0.863	0.894	0.710
PESO MOL DEL GAS (CALC)	35.034	29.653	27.271	25.329	23.915	23.152	22.851	23.409
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	23.533	19.915	16.688	13.550	10.326	7.147	4.080	2.211
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	—	82.270	77.116	83.697	93.883	106.674	128.826	152.410
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	—	245.130	220.493	208.360	201.510	198.336	197.151	198.620
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	—	49.566	43.323	42.122	42.155	42.529	43.822	44.280

FIG. VI.6 - GRAFICA DE $\log(k)$ CONTRA p CONSTRUIDA CON LOS DATOS CORREGIDOS. GAS Y CONDENSADO "A"

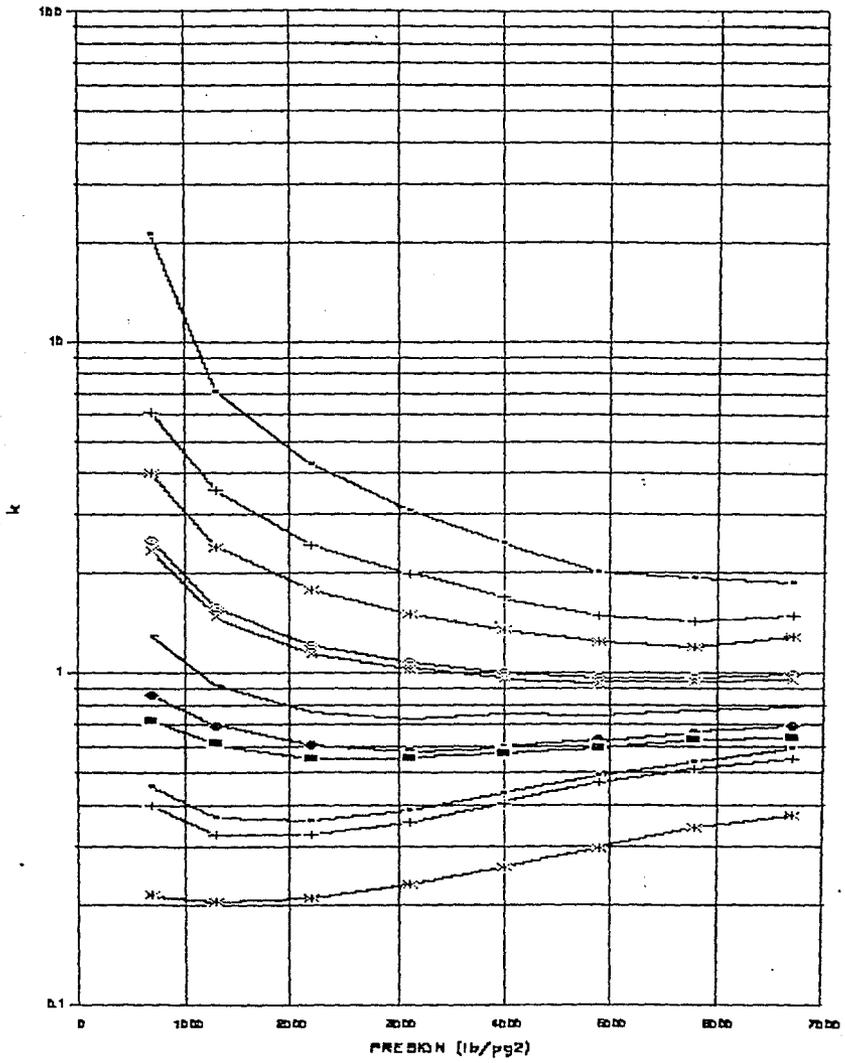


TABLA VI.9 - COMPARACION DE LA COMPOSICION DE LIQUIDO EN LA ULTIMA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESSION (VALOR EXPERIMENTAL, BASHBUSH Y PROGRAMA "AUTOVAL")

% DESVIACION DEL VALOR ORIGINAL

COMPONENTE	% DESVIACION DEL VALOR ORIGINAL					
	LAB	BASHBUSH	AUTOVAL	BASHBUSH	AUTOVAL	
H ₂ S	0.060	0.043	0.054	28	10	
CO ₂	0.710	0.715	0.721	0.7	1	
N ₂	0.100	0.102	0.082	2	18	
C ₁	12.430	12.545	12.733	1	2	
C ₂	3.280	3.291	2.670	0.3	20	
C ₃	2.880	2.877	2.962	0.1	2	
iC ₄	1.030	1.052	1.051	2	2	
nC ₄	2.070	2.087	2.204	0.8	6	
iC ₅	1.620	1.625	1.593	0.3	1	
nC ₅	1.850	1.876	1.862	1	0.6	
C ₆	3.190	3.191	3.212	0.03	0.6	
C ₇₊	70.780	70.596	70.863	0.1	0.1	

4.- PRUEBA EN SECO

Se seleccionó la información ya validada del ejemplo 1, para realizar la "prueba en seco", es decir, datos que al estar ya corregidos, el programa debiera dejar intactos, y de esta forma, observar el comportamiento del programa de validación. El análisis PVT validado de la muestra de gas y condensado del yacimiento Tapecua, se ha mostrado previamente en las páginas 68 y 69. Una vez aplicado el paquete de cómputo "AUTOVAL" a estos datos se obtuvieron los siguientes resultados.

FASE GASEOSA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)					
	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.618	1.641	1.646	1.637	1.606
C1	78.490	79.973	80.997	81.353	81.246	80.292
CO2	0.050	0.050	0.050	0.051	0.051	0.052
C2	8.250	8.203	8.180	8.230	8.398	8.574
C3	4.140	4.032	3.958	3.960	4.081	4.320
iC4	0.650	0.621	0.600	0.595	0.611	0.672
nC4	1.620	1.534	1.472	1.452	1.488	1.659
iC5	0.620	0.572	0.535	0.520	0.528	0.607
nC5	0.720	0.657	0.609	0.588	0.594	0.689
C6	0.990	0.776	0.620	0.563	0.535	0.659
C7+	2.890	1.954	1.330	1.033	0.823	0.861
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

FASE LIQUIDA

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)					
	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.636	0.605	0.499	0.394	0.251	0.114
C1	41.178	40.181	34.355	27.969	18.692	7.963
CO2	0.041	0.044	0.042	0.037	0.029	0.017
C2	8.958	9.473	9.505	8.921	7.078	4.853
C3	6.591	6.932	7.351	7.462	6.720	5.151
iC4	1.333	1.399	1.530	1.632	1.648	1.368
nC4	3.649	3.829	4.222	4.579	4.781	4.110
iC5	1.766	1.869	2.112	2.361	2.639	2.523
nC5	2.211	2.343	2.667	3.014	3.424	3.383
C6	6.071	6.509	7.492	8.483	10.377	12.337
C7+	27.566	27.074	30.403	35.329	44.570	58.476
TOTAL	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) CORREGIDAS (DESPUES DE LA PBA. EN SECO)

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)					
	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	2.484	2.674	3.288	4.178	6.522	14.061
C1	1.906	1.990	2.358	2.909	4.346	10.083
CO2	1.232	1.152	1.200	1.372	1.751	3.055
C2	0.921	0.866	0.861	0.923	1.187	1.767
C3	0.628	0.582	0.538	0.531	0.607	0.839
iC4	0.488	0.444	0.392	0.364	0.371	0.491
nC4	0.444	0.401	0.349	0.317	0.311	0.404
iC5	0.351	0.306	0.253	0.220	0.200	0.240
nC5	0.326	0.280	0.228	0.195	0.173	0.204
C6	0.163	0.119	0.083	0.066	0.052	0.053
C7+	0.105	0.072	0.044	0.029	0.018	0.015

PROPIEDADES FISICAS @ 170°F

VARIABLE	PRESIONES (LB/PG2)					
	2858	2400	1900	1500	1000	600
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	118.000	112.000	107.000	104.000	102.000	102.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.746	0.740	0.734	0.730	0.728	0.728
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.933
FACT DE DESV 2 FASES (CALC)	0.795	0.787	0.798	0.810	0.824	0.827
PESO MOL DEL GAS (CALC)	23.910	22.544	21.665	21.302	21.168	21.570
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.779	10.002	7.419	5.588	3.549	2.102
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	----	59.200	63.558	69.829	80.997	96.448
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	----	129.182	126.771	125.807	125.134	125.393
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	----	53.608	40.790	41.137	41.745	41.411
MASA DEL LI- QUIDO (CALC)	----	1.179	1.713	1.810	1.753	1.574

De la comparación de las fracciones líquidas en las tablas anteriores, se puede definir que la prueba en seco demuestra que el programa de validación tiene un comportamiento adecuado, pues la variación de los valores, antes y después de hacer dicha prueba, es muy pequeña. La diferencia entre unos y otros se debe a que en la primera parte del proceso de validación se efectúa un ajuste por el método de mínimos cuadrados. Para aplicar dicho método, se determinan, en función de las variables, parámetros de ajuste los cuales, serán diferentes para cada corrida del programa. Estos parámetros tenderán a estabilizarse, realizando corridas sucesivas con la información validada en la etapa n-1.

CAPITULO VII . - CONCLUSIONES

Hoy en día, a consecuencia de la cada vez mayor profundidad en que se localizan los yacimientos petroleros, es muy frecuente que el ingeniero de yacimientos responsable de planificar la explotación, trabaje con mezclas de hidrocarburos confinadas en condiciones extremas de presión y temperatura. Estas condiciones críticas implican que fácilmente la mezcla de hidrocarburos se puede desviar de su equilibrio fisicoquímico por lo cual, es primordial tener una caracterización óptima de ella.

Para poder caracterizar los hidrocarburos de este tipo de yacimientos, es indispensable contar con valores de las constantes de equilibrio para cada uno de los componentes de la mezcla, las cuales sean capaces de predecir con la mayor precisión posible los cambios composicionales que pueda sufrir esta mezcla durante el depresionamiento del yacimiento.

El trabajo presente se realizó con la finalidad de proporcionar al ingeniero de yacimientos una herramienta sencilla, práctica y eficiente para comprobar y, en caso dado, corregir los datos provenientes de un análisis PVT composicional a volumen constante.

Bajo el contexto anterior se creó el paquete de cómputo "VALCO" y posteriormente se desarrolló "AUTOVAL".

"AUTOVAL" es un paquete de cómputo que verifica y, si es necesario, valida la información PVT en forma completamente automatizada.

Mediante la aplicación de "AUTOVAL" a diferentes análisis PVT de yacimientos de gas y condensado y de aceite volátil se han establecido las siguientes conclusiones:

- 1.- Los resultados que se obtienen con la aplicación de "AUTOVAL" a los datos provenientes de un análisis composicional PVT muestran, debido al comportamiento de los componentes, que este paquete de cómputo es, desde un punto de vista fisicoquímico, válido y consistente.
- 2.- El proceso de corrección automática consta de dos etapas principales. La primera de ellas consiste en realizar un ajuste por mínimos cuadrados del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la temperatura de ebullición. En base a una comparación de las constantes provenientes del análisis PVT y las del ajuste, se corrigen las principales inconsistencias que pudieran existir en los datos.
- 3.- En la segunda etapa se aplica una técnica de translación para mover las constantes de equilibrio en las etapas de presión cuya sumatoria de las fracciones de la fase vapor sean diferentes a 100.00. Al variar dichas constantes, varían las composiciones de la fase vapor, continuando el proceso hasta alcanzar la tolerancia requerida.

- 4 .- Antes de emprender cualquier trabajo de ingeniería de yacimientos en donde sea necesario utilizar la información proveniente de un análisis composicional PVT, es indispensable validar dicha información.

- 5 .- En virtud de su metodología, efectividad y facilidad de aplicación, "AUTOVAL" es una herramienta excelente de validación actualmente disponible para el ingeniero de yacimientos.

- 6 .- Se recomienda como siguiente paso en el desarrollo de este tipo de paquetes de cómputo que se extienda su aplicación a análisis PVT que reporten composiciones más allá del heptano. Para esto será necesario incorporar al paquete de cómputo en cuestión algún sistema para caracterizar por pseudocomponentes las fracciones más pesadas.

NOMENCLATURA

- A_i : Constante del método de translación.
- $GPA(i)$: Gas producido de la celda PVT en la etapa i .
- i : i -ésima etapa de agotamiento de presión.
- j : j -ésimo componente de la mezcla de hidrocarburos.
- $k(i, j)$: Constante de equilibrio (etapa i , componente j).
- $k(i, j) @ P_{sat}$: Constante de equilibrio medida a la presión de saturación.
- $k(i, j)_{ORIGINAL}$: Constante de equilibrio reportada por el laboratorio.
- $k(i, j)_{AJUSTE}$: Constante de equilibrio obtenida mediante el ajuste por mínimos cuadrados de $\log k(i, j)$ contra temperatura de ebullición.
- $k(i, j)_T$: Constante de equilibrio obtenida con la técnica de translación.
- M_b : Peso molecular del aceite a la presión de burbuja, (lb/lb-mol).
- $MWLC7(i, j)$: Peso molecular del C_7+ en la fase líquida.
- MW : Peso molecular.

N : Amplitud de la ventana de suavizamiento.

NC : Número de componentes.

NE : Número de etapas de agotamiento de presión.

NGC(i) : Número de moles remanentes del componente i en la fase vapor.

NGP(i) : Número de moles de gas producidas de la celda PVT.

NGR(j) : Número de moles de gas producido en la celda PVT del componente j en la etapa i .

NLC(i) : Número de moles de líquido remanentes del componente j en la fase líquida.

NT : Número original de moles.

NRC(i) : Número de moles remanentes en la celda PVT.

P : Presión.

P_R : Presión de rocío.

P_{SAT} : Presión de saturación.

P_t : Presión total del sistema.

P_v : Presión de vapor.

PVT : Presión - Volumen - Temperatura.

R : Constante universal de los gases.

T : Temperatura.

T_y : Temperatura del yacimiento.

$T_e(j)$: Temperatura de ebullición del componente j .

VLR : Volumen de líquido residual.

VLR_{REPORTE} : Volumen de líquido residual reportado por el laboratorio.

VLR_{SUAVE} : Volumen suavizado de líquido residual.

$x(i,j)$: Composición de la fracción líquida.

$y(i,j)$: Composición de la fracción vapor.

Z : Factor de compresibilidad del gas.

Z_i : Fracción molar del componente i .

Z_R : Factor de compresibilidad medido a condiciones pseudoreducidas de P y T .

Z_{SAT} : Factor de compresibilidad medido a la presión de saturación.

ρ : Densidad.

ρ_b : Densidad del aceite a la presión de burbujeo.

$\gamma_{C_{7+}}$: Densidad específica del C_{7+} (aire = 1).

Σ : Sumatoria.

% DESVIACION : Porcentaje de desviación del VLR_{SUAVE} con respecto al $VLR_{REPORTE}$.

REFERENCIAS

- 1 .- Norma ASTM E691-79 : "Standard practice for conducting an inter-laboratory test program to determine the precision of test methods".
- 2 .- Bashbush, Jose L. : "A method to determine K-Values from laboratory data and its applications", Artículo SPE 101217 presentado en el "56th. Annual Fall Technical Conference", San Antonio, Tex., (octubre 5-7, 1981).
- 3 .- Bashbush, Jose L, : "Aplicacion práctica de simulación composicional para la optimización del reciclaje de gas al yacimiento Vuelta Grande", artículo presentado en el XXVII Congreso Anual de la AIPM, Puebla, (abril 19-23, 1989).
- 4 .- Beal, C.: "The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil-field temperatures and pressures", Trans. AIME (1946).
- 5 .- Bicher, L. y Katz, D.L. : "Viscosity of natural gases", Trans. AIME (1944).
- 6 .- Brinkman, F. y Sicking, J. : "Equilibrium ratios for reservoir studies", Trans. AIME (1960).
- 7 .- Chan, S. : "Interactive microcomputer graphics", Addison Wesley Publishing Company, New York, USA (1985).
- 8 .- Dodson, C. y Goodwell, D.: "Applications of Laboratory PVT data to reservoir engineering problems", J. Pet. Tech., V. 198, (diciembre, 1953), páginas 287-298.

- 9 .- Drohm, J. y Goldthorpe, W. : "On the quality of data from standard gas - condensate systems", artículo SPE 17768 presentado en el "SPE Gas Technology Symposium", Dallas, Texas, (junio 13-15, 1988).
- 10 .- Eyton, D. : "Practical limitations in obtaining PVT data for gas condensate systems", artículo SPE 15765, Richardson, Texas, USA (1987).
- 11 .- Energy Laboratories Inc. : "Reporte del análisis PVT por agotamiento a volumen constante de una muestra de fluido de aceite volátil recolectada en el pozo Jujo No. 42", (Mayo 1984).
- 12 .- Garaicochea, F. y Bashbush, J. : "Apuntes de comportamiento de yacimientos", UNAM, Fac. de Ingeniería, México (1989).
- 13 .- Gonzalez, S. y De la Garza, N. : "Apuntes de Físico-Química y Termodinámica de los Hcs.", UNAM, Fac. de Ingeniería, México (1989).
- 14 .- GWBASIC - Manual del usuario. Microsoft Inc. USA.
- 15 .- Jones, D. y Erbar, J. : "Computer determination of data-matched equilibrium ratios", J. Pet. Tech., (agosto, 1970), páginas 1007-1011.
- 16 .- Katz, D. : "Handbook of Natural Gas", McGraw Hill, New York, (1959).
- 17 .- Kreyszig, E. : "Introducción a la estadística matemática", Edit. Limusa, Mexico (1979).

- 18 .- Lee, A. : "The viscosity of natural gases", Trans. AIME, SPE, Richardson, Texas, USA (1942).
- 19 .- Mazariegos, C. : "Desarrollo de un paquete de cómputo para determinar la consistencia de un análisis composicional de fluidos", Tesis de Maestría, DEPMI, UNAM, (1990).
- 20 .- Moses, P. y Donohue, C. : "Gas - condensate reservoirs", Cap. 39, Petroleum Engineering Handbook, SPE, Richardson, Texas, USA (1987).
- 21 .- QUICK-BASIC - "Quick-Basic 4.0 y 4.5", Edit. Osborne-Mc Graw Hill, New York, USA, (1988).
- 22 .- QUICK-BASIC - Manual del usuario. Microsoft Inc. USA, (1988).
- 23 .- Samaniego, F. : "Notas de clase - Mecánica de Yacimientos" DEPMI, UNAM, (Nov. 1990).
- 25 .- Standing, B. y Katz, L. : Density of natural gases", Trans. AIME, USA, (1942).
- 26 .- Whitson, C. y Thorp, S. : "Evaluating constant - volume depletion data", J. Pet. Tech., (marzo 1983), páginas 610-620.