

011711
7
11/11

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

"DESARROLLO DE UN PAQUETE DE COMPUTO PARA DETERMINAR LA
CONSISTENCIA DE UN ANALISIS COMPOSICIONAL DE FLUIDOS"

ING. CARLOS ENRIQUE MAZARIEGOS UHLIG

T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE :

MAESTRO EN INGENIERIA

(P E T R O L E R A)

1990

DIRECTOR DE TESIS : DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INDICE

RESUMEN	
0. INTRODUCCION	1
1. DIAGRAMA DE FASES	3
2. CLASIFICACION Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS EN BASE A UN DIAGRAMA DE FASES	8
2.1 YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO	8
2.2 YACIMIENTOS DE ACEITE VOLATIL	10
2.3 YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO	12
2.4 YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO	14
2.5 YACIMIENTOS DE GAS SECO	15
3. MUESTREO DE FLUIDOS	16
3.1 PROGRAMA DE MUESTREO	16
3.1.1 ELECCION DEL METODO DE MUESTREO	17
3.1.2 PERIODO DE MUESTREO	18
3.1.3 SELECCION DE LA PROFUNDIDAD DE MUESTREO	18
3.1.4 TIEMPO DE ESTABILIZACION DEL POZO A MUESTREAR	19
3.1.5 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO A MUESTREAR	19
4. ANALISIS P. V. T.	21
4.1 AGOTAMIENTO A COMPOSICION CONSTANTE	21
4.2 AGOTAMIENTO DIFERENCIAL CONVENCIONAL	22
4.3 AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE	22
5. COMPROBACION Y CORRECCION DE LA CONSISTENCIA DE LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANALISIS P. V. T.	25
5.1 COMPROBACION DE LA CONSISTENCIA DE LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANALISIS P. V. T.	25
5.2 CORRECCION DE LA CONSISTENCIA DE LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANALISIS P. V. T.	28
5.2.1 METODO DE CORRECCION MANUAL	28
5.2.2 METODO DE CORRECCION SEMIAUTOMATICO	30
6. DESARROLLO DE ECUACIONES	32
6.1 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES TOTALES EN LA CELDA P. V. T. A LA PRESION DE SATURACION	32

6.2	CALCULO DEL NUMERO DE MOLES PARA CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO.....	34
6.2.1	CALCULO DEL NUMERO DE MOLES REMANENTES EN LA CELDA P.V.T.	34
6.2.2	CALCULO DEL NUMERO DE MOLES DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA P.V.T.	34
6.2.3	CALCULO DEL NUMERO DE MOLES DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA P.V.T.	35
6.2.4	CALCULO DEL NUMERO DE MOLES DE LA FASE GASEOSA PRODUCIDOS DE LA CELDA P.V.T.	35
6.3	CALCULO DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES.....	36
6.4	CALCULO DE LA COMPOSICION DE LA FASE LIQUIDA.....	36
6.5	CALCULO DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO K.....	37
6.6	CALCULO DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO A LA PRESTION DE SATURACION.....	38
6.7	CALCULO DE LAS PROPIEDADES FISICAS.....	40
6.7.1	CALCULO DEL PESO MOLECULAR APARENTE A LA PRESTION DE SATURACION.....	40
6.7.2	CALCULO DEL PESO MOLECULAR APARENTE DE LA FASE GASEOSA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO.....	41
6.7.3	CALCULO DE LA MASA DE GAS PRODUCIDO DE LA CELDA P.V.T.	41
6.7.4	CALCULO DE LA MASA TOTAL A LA PRESTION DE SATURACION.....	41
6.7.5	CALCULO DE LA MASA TOTAL EN LA CELDA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESTION.....	41
6.7.6	CALCULO DE LA MASA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO.	42
6.7.7	CALCULO DE LA MASA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESTION.....	42
6.7.8	CALCULO DEL PESO MOLECULAR DEL LIQUIDO EN LA CELDA.....	42
6.7.9	CALCULO DEL PESO MOLECULAR DEL COMPONENTE C ₇₊ DE LA FASE LIQUIDA.....	43

6.7.10	CALCULO DE LA DENSIDAD DE LA FASE GASEOSA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION.....	44
6.7.11	CALCULO DE LA DENSIDAD DE LA FASE LIQUIDA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION.....	45
6.8	CALCULO DE LA COMPOSICION DE LA FASE GAS EN BASE DEL VALOR K DE LA RECTA AJUSTADA.....	46
7.	DESARROLLO DEL PAQUETE DE COMPUTO.....	48
7.1	DIAGRAMA DE FLUJO.....	48
7.2	ENTRADA DE DATOS AL PROGRAMA.....	50
7.3	FORMATO DE SALIDA DE LOS RESULTADOS.....	51
8.	EJEMPLOS DE APLICACION.....	54
8.1	MUESTRA DE UN FLUIDO DE UN YACIMIENTO DE ACEITE VOLATIL.....	54
8.1.1	CORRECCION MANUAL.....	51
8.2	MUESTRA DE UN FLUIDO DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO.....	81
8.2.1	CORRECCION MANUAL.....	88
8.2.2	CORRECCION SEMIAUTOMATICA.....	103
9.	CONCLUSIONES.....	121
	NOMENCLATURA.....	123
	REFERENCIAS.....	125
	APENDICE A : MANUAL DEL USUARIO.....	128
	APENDICE B : AJUSTE DE UNA RECTA POR EL METODO DE MINIMOS CUADRADOS.....	137

RESUMEN

En el presente trabajo se describe un método de cómputo para determinar la consistencia de un análisis composicional de fluidos, para experimentos de aceite, gas y de gas y condensado.

En base a los datos obtenidos del análisis PVT de egotamiento a volumen constante y por medio de un análisis composicional de materia se calculan la composición de la Fase líquida, las constantes de equilibrio y las propiedades físicas cruyentes: el peso molecular y la densidad de la fase gas y líquida, el peso molecular del C_{7+} en la fase líquida y el factor de desviación a dos fases.

Se emplea la técnica de comprobación de la consistencia de los datos del análisis PVT basada en la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la presión. En caso de que los datos PVT presenten inconsistencias, estas se pueden corregir por medio del paquete de cómputo. Los métodos de corrección empleados están basados en la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la temperatura de ebullición.

Se presentan dos ejemplos de aplicación: el primero se trata de una muestra PVT de aceite tomada en el pozo Jujo 42 del campo Jujo-locuminación, y el segundo de una muestra de gas y condensado del pozo Mole-2 del campo boliviano: Vueltas Grande.

INTRODUCCION

Los yacimientos de hidrocarburos se han clasificado considerando diversos factores, por lo que han surtido varias clasificaciones. Se considera que una clasificación adecuada de los yacimientos, se debe tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos que contiene el yacimiento, así como la presión y la temperatura a que está sometido el yacimiento. Por consiguiente, en este reporte se le da preferencia a la clasificación de yacimientos de acuerdo a los diagramas de fases, ve que el comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos se puede representar apropiadamente en un diagrama de fase tipo.

El comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos, está determinado por el grado y naturaleza de la energía disponible para el movimiento de los fluidos, y por las propiedades de los fluidos y del medio poroso. Esta investigación se orienta principalmente hacia el comportamiento de los yacimientos de composición variable (yacimientos de gas, condensado y yacimientos de aceite volátil).

Para una explotación racional de este tipo de yacimientos, se requiere de un entendimiento claro del comportamiento de los fluidos en el yacimiento y en la superficie, y esto se puede obtener por medio de la simulación composicional en el laboratorio.

Una parte importante de los datos básicos en base a los cuales se hacen las predicciones del comportamiento del yacimiento, se obtiene en forma experimental; por consiguiente, las muestras para la simulación composicional de los fluidos deben de ser representativas de los fluidos que contiene el yacimiento, tanto se obtienen mediante los métodos de muestreo de fondo y de muestreo superficial.

Para la determinación experimental de las propiedades volumétricas y de fase de los hidrocarburos se utilizan varios métodos de análisis PVT, dependiendo del tipo de yacimiento de donde proviene la muestra. Estos análisis proporcionan datos básicos de las propiedades de los fluidos, los cuales son de aplicación directa en los diversos estudios que se efectúan en estos yacimientos. Por consiguiente, es necesario realizar todo este proceso con las mejores técnicas disponibles.

El objetivo de este reporte es comprobar la consistencia de los datos obtenidos del análisis PVT para los fluidos de yacimientos de gas y condensado o de aceite volátil, por medio de un paquete para computadora personal. Dicho paquete calcula a partir de los datos reportados en el análisis PVT y de un balance composicional de materia, la composición de la fase líquida, las constantes de equilibrio K y las siguientes propiedades físicas de la mezcla de hidrocarburos: el peso molecular y la densidad de la fase gas, el peso molecular y la densidad de la fase líquida, el peso molecular del C_7 en la fase líquida y el factor de desviación a dos fases. Después con los valores calculados anteriormente, el paquete comprueba la calidad de los datos obtenidos del análisis PVT; si éstos son incorrectos, el paquete los corrige de tal forma que se obtengan datos consistentes que se puedan emplear en la evaluación del comportamiento de los yacimientos.

CAPITULO 1

DIAGRAMA DE FASES

El comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos puede representarse en un diagrama de fases presión-temperatura. A continuación se presenta la construcción y el significado de un diagrama de fases.^(23,4)

Se considera que se tiene una muestra representativa de los hidrocarburos de un yacimiento, colocada en una celda PVT a la temperatura del yacimiento de 130°F y a la presión inicial de 3,400 lb/qq² (figura 1.1.A). Posteriormente a esta celda PVT se le aumenta lentamente su volumen a temperatura constante, declinando rápidamente la presión hasta el momento en que aparece la primera burbuja de gas, se observa una presión de 3,100 lb/qq²; a esta presión se le llama presión de saturación o burbujeo (figura 1.1.B). Si se continúa aumentando el volumen de la celda PVT, se observa que la presión sigue declinando, pero a un ritmo bastante menor debido a la presencia de la fase gaseosa en la celda PVT. A partir de la presión de burbujeo se observa que al declinar la presión a 2,500 lb/qq² el porcentaje de la fase líquida disminuye a 80% y el porcentaje de la fase gaseosa aumenta a 20% (figura 1.1.C). Se disminuye nuevamente la presión a 210 lb/qq² y de nuevo el porcentaje de la fase líquida continúa disminuyendo hasta 50% y el porcentaje de la fase gaseosa continúa aumentando hasta 50% (figura 1.1.D). Esta expansión de volumen de la celda PVT se continúa hasta que llega el momento en que solamente queda una gota de la fase líquida en la celda PVT, a la presión de 60 lb/qq², condiciones que corresponde a la presión de rocío (figura 1.1.E).

Si se repite la secuencia anterior para diferentes valores de temperatura y se grafican los resultados en una gráfica presión-temperatura, se obtendrá un diagrama de fases del tipo mostrado en la figura 1.2.

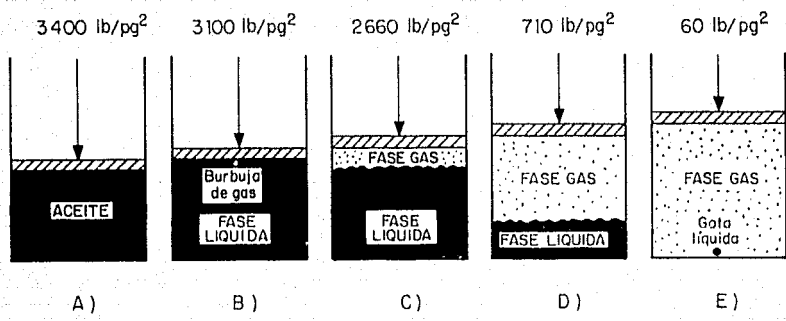


Fig 1.1 Representación esquemática de la expansión Isotermica de los fluidos de un yacimiento de aceite¹

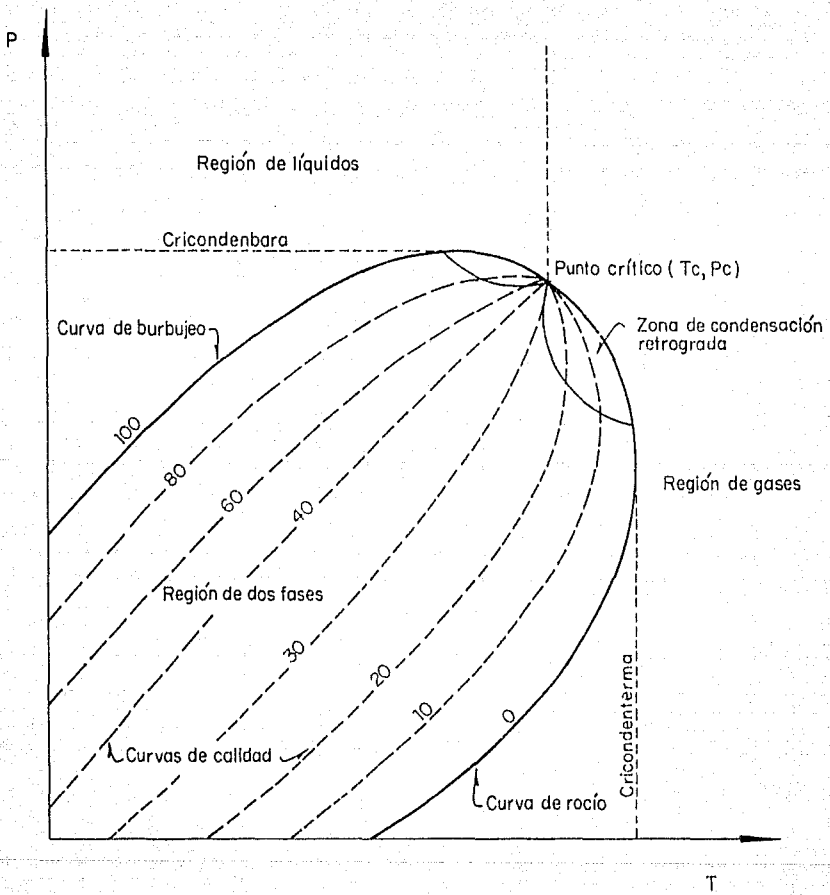


Fig 1.2 Diagrama de fases temperatura-presión

A continuación se presenta una breve descripción de los elementos que componen un diagrama de fases. (figura 1.2).

CURVA DE BURBUJEO : Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la región de la fase líquida a la región de dos fases.

CURVA DE ROCÍO : Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de la fase gaseosa a la región de dos fases.

CURVA ENVOLVENTE DE FASES : Es la curva que resulta al unir la curva de burbujeo y la curva de rocío.

PUNTO CRÍTICO : Es el punto donde se unen las curvas de burbujeo y de rocío. Indica el estado a las condiciones de cierta presión y temperatura donde las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

PRESION CRÍTICA : Es la presión correspondiente al punto crítico.

TEMPERATURA CRÍTICA : Es la temperatura correspondiente al punto crítico.

REGION DE LA FASE LIQUIDA : Está situada afuera de la curva envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica.

REGION DE LA FASE GASEOSA : Está localizada afuera de la curva envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica.

REGION DE DOS FASES : Es la región encerrada por la curva envolvente de fases; en esta región se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura donde la muestra de

hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

CURVAS DE CALIDAD : Se encuentran dentro de la región de dos fases, indican el porcentaje de hidrocarburos que se encuentran en la fase líquida. Tienen la particularidad de que todas se unen en el punto crítico.

CRICONDENSARA : Es la máxima presión a la cual la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

CRICONDENTERMA : Es la máxima temperatura, a la cual la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

ZONA DE CONDENSACIÓN RETROGRADA: Es aquella en la cual al bajar la presión a temperatura constante, ocurre una condensación.

CAPITULO 2

CLASIFICACION Y COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS EN BASE A UN DIAGRAMA DE FASES

Los diferentes tipos de yacimientos pueden clasificarse de acuerdo al comportamiento de sus diagramas de fases presión-temperatura²⁶ y a la posición relativa de la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica correspondiente. A continuación se hace una breve descripción de los tipos de yacimientos más comunes.

2.1 YACIMIENTOS DE ACEITE NEGRO

Estos yacimientos son los que se encuentran con mayor frecuencia, se los denomina de aceite negro o de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, debido a que la reducción en el volumen de aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque es relativamente pequeña. También se les denomina yacimientos de gas disuelto o de punto de burbujeo.

La Figura 2.1 muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento de aceite negro. La fase líquida es un fluido cuyo contenido de componentes intermedios (C_3 a C_6) es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la curva de rocío.

Si la presión en el yacimiento (figura 2.1, punto H) es mayor que la presión de burbujeo (figura 2.1, punto A') a la temperatura del yacimiento (T_y), se dice que se trata de un yacimiento no saturado; por el contrario, si la presión en el yacimiento es igual o menor que la presión de burbujeo, se dice que el yacimiento es o está saturado.

En términos generales, las condiciones de producción en la superficie se localizan en la región de dos fases (Figura 2.1 punto B) y se tienen relaciones gas-aceite (RGA) bajas, generalmente menores de 200 m³g/m³s, con aceites oscuros de alta densidad (0.85 gr/cm³).

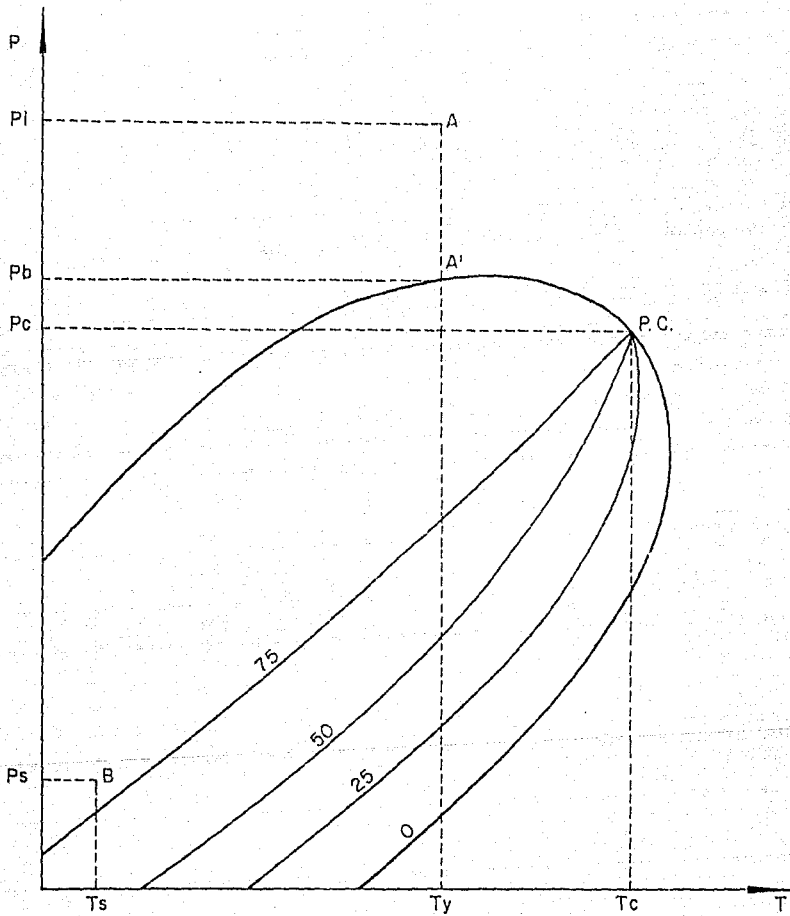


Fig 2.1 Diagrama de fases para un yacimiento de aceite negro¹

A los yacimientos de aceite volátil también se les conoce como yacimientos de aceite de alto encogimiento. La denominación de volátil se deriva de la característica particular de que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica del aceite (figura 2.1), lo que hace que el equilibrio de fases sea precario y que cambios de magnitud pequeña en la presión o en la temperatura produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

Por consiguiente, las composiciones del gas y del líquido varían mucho a través de la vida productiva del yacimiento, por lo que es importante tomar en cuenta la transferencia de masa entre las fases para poder hacer una predicción confiable. Por esta razón los métodos tradicionales de balance de materia son inadecuados para predecir el comportamiento de este tipo de yacimientos.

En la figura 2.2 se muestra un diagrama de fase típico de los yacimientos de aceite volátil; en él se observa que la temperatura del yacimiento es mayor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico está cerca de la tricrítica y las líneas de calidad están relativamente separadas de la curva de rocío, lo cual indica un alto contenido de componentes intermedios.

Para este tipo de yacimientos la proporción de gas y líquido en la producción depende en forma muy importante de la presión y la temperatura de separación (figura 2.2, punto B), así como por el número de etapas que se empleen; estas condiciones se localizarán siempre en la región de dos fases del diagrama. De manera de oír se puede decir que en general la RGA que se obtiene en estos yacimientos, están entre 200 y 1,000 ft^3/bbl , los líquidos en el tanque de almacenamiento presentan una coloración ligeramente oscura, y con una densidad entre 0.85 y 0.75 gr/cm^3 .

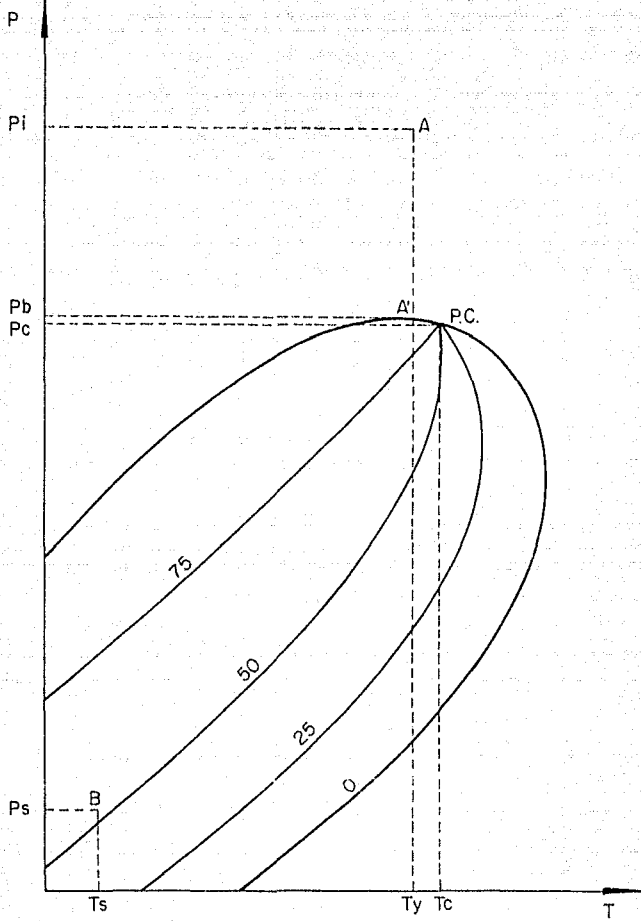


Fig 2.2 Diagrama de fases para un yacimiento de aceite volátil¹

Este tipo de yacimientos se caracterizan en la fase gaseosa a las condiciones iniciales; al aglutinarse el yacimiento se produce una reducción en su presión y si llega a ser menor que la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo lo que se conoce como condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias, las cuales se depositan como líquido en los poros de la roca, y en muchos casos no logran fluir hacia los pozos, ya que frecuentemente no se alcanza la saturación crítica de líquido. El efecto define de permitir la condensación retrógrada es la deposición de las fracciones más pesadas en el yacimiento, perdiendo de esta forma una parte de los hidrocarburos líquidos que tienen un alto valor en el mercado; es decir, el fluido de se continúa extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de este tipo de fracciones.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento de gas y condensado no se pueden aplicar los métodos tradicionales de balance de materia en forma directa y deben modificarse convenientemente en forma apropiada.

La figura 2.3 corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado. Este tipo de yacimiento tiene la característica de que la temperatura del yacimiento está comprendida entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos; si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío del fluido (figura 2.3, punto A), entonces este fluido se encuentra inicialmente en estado gaseoso. La RGA que se obtiene en este tipo de yacimientos varía entre 1,000 y 10,000 $\text{M}^3\text{g}/\text{R}^3\text{o}$. El líquido que se recupera es en general de coloración clara, con densidades que varían entre 0.80 y 0.75 gr/cm^3 .

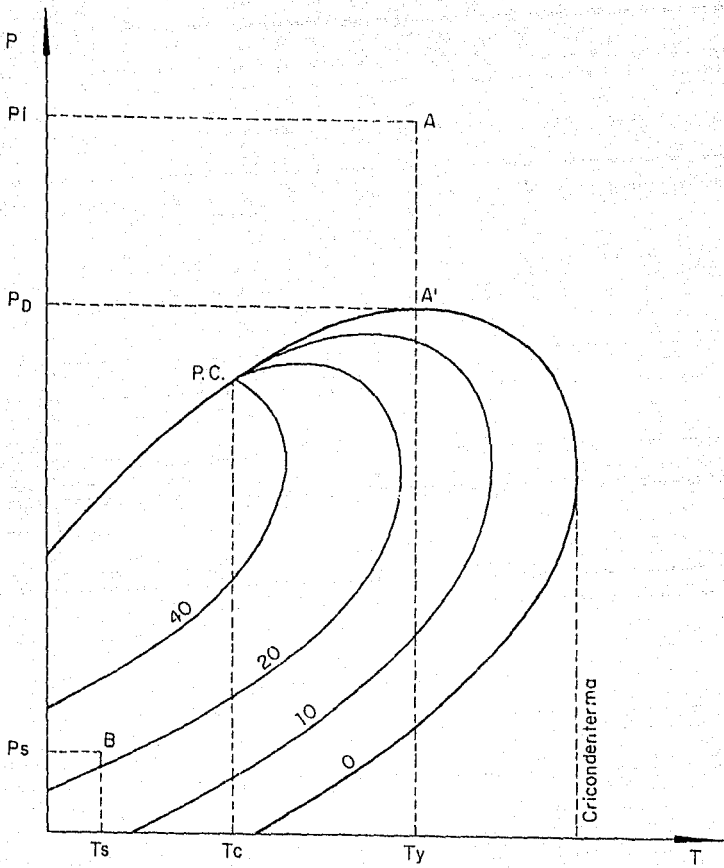


Fig 2.3 Diagrama de fases para un yacimiento de gas y condensado¹

El diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas húmedo se presenta en la figura 2.4, pudiéndose observar que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentermica de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente la fase gaseosa. Cuando estos fluidos se llevan a la superficie se obtienen normalmente dos fases, en relaciones gas-aceite (RGA) entre 10,000 y 20,000 $\text{M}^3\text{g}/\text{M}^3\text{o}$. El líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores de $0.75 \text{ gr}/\text{cm}^3$.

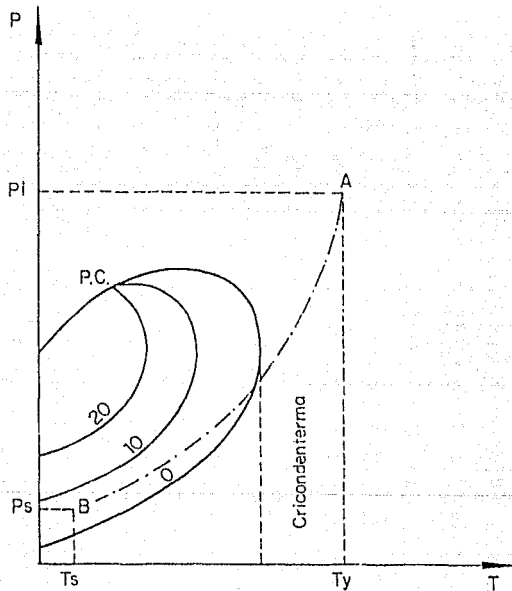


Fig 2.4 Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo¹

En la figura 2.5 se presenta el diagrama de fases de un yacimiento de gas seco, estos yacimientos contienen principalmente metano con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Este tipo de fluido siempre se mantiene en estado gaseoso en el yacimiento y en la superficie. Generalmente se considera yacimiento de gas seco cuando se obtienen RGA mayores de 20,000 ft^3/M^3 .

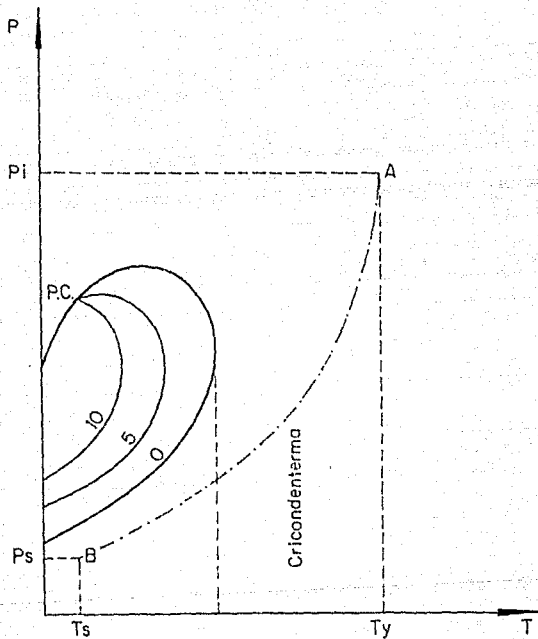


Fig 2.5 Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco¹

CAPITULO 3

MUESTREO DE FLUIDOS

El objetivo del muestreo es obtener muestras representativas del fluido contenido en el yacimiento, tal y como existe en condiciones in-situ.

El muestreo es una operación realmente importante y delicada, debido a que los datos que se obtienen de las muestras en el análisis PVT se utilizan para realizar cálculos de mucha trascendencia técnica y económica. Entre los cálculos más importantes están los siguientes :

- Cálculo de las reservas de aceite y gas.
- Programas de desarrollo del yacimiento
- Predicciones del comportamiento del yacimiento
- Cálculo de la vida efuyente de los pozos
- Diseño de baterías de separación y recolección
- Selección del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos
- Diseño de plantas de tratamiento, proceso y refinación

Por consiguiente, si en los cálculos relativos a estos aspectos se usan datos de una muestra que no sea representativa de los fluidos que contiene el yacimiento, se pueden cometer errores muy costosos.

3.1 PROGRAMA DE MUESTREO

Para lograr una muestra representativa de los fluidos que contiene el yacimiento es necesario hacer un buen programa de muestreo que atenga los puntos siguientes :

- Elección del método de muestreo
- Período de muestreo
- Selección de la profundidad de muestreo
- Tiempo de estabilización del pozo a muestrear
- Acondicionamiento del pozo a muestrear

3.1.1 ELECCION DEL METODO DE MUESTREO

La elección del método de muestreo depende directamente del tipo de yacimiento en que se está trabajando. Las técnicas más comunes se describen¹⁰ con los siguientes:

- (a) Muestreo de fondo
- (b) Muestreo de superficie

En yacimientos de aceite negro el muestreo de fondo es el recomendable, ya que se tiene la certeza de que el fluido en el fondo del pozo tiene la misma composición y características del fluido contenido en el yacimiento; esta condición se cumple cuando la presión en el fondo es mayor que la presión de saturación.

En yacimientos de gas y condensado el muestreo de fondo no es apropiado debido a que cuando está fluyendo el pozo, parte del fluido que se condensa dentro del pozo se queda adherido a las paredes de la tubería y si la muestra de fondo se toma con el pozo fluyendo, la cantidad de líquido y gas que recogerá el muestreo será en proporción diferente de la contenida en el yacimiento. Por otra parte, al cerrar el pozo el condensado que existe en la parte superior de la tubería de producción se depositará en el fondo del pozo, originando que el fluido del pozo contenga una mayor cantidad de hidrocarburos pesados que el fluido original. Por las razones anteriores se recomienda tomar las muestras de gas y líquido por medio del método de muestreo de superficie en el separador y combinarlas.

En yacimientos de gas húmedo también se condensan líquidos en el interior del pozo y se producen condensados en la superficie, por consiguiente se recomienda el método de muestreo de superficie.

En yacimientos de aceite volátil el comportamiento es semejante a los yacimientos de gas y condensado, por lo que es muy difícil recuperarlos. Para esta clase de yacimiento se recomienda tomar muestras de superficie en el separador, se recombinen y por análisis PVT se determine si se trata de aceite volátil ó de gas y condensado. Si el análisis PVT señala que es un aceite volátil, pueden obtenerse también muestras de fondo.

3.1.2

PERIODO DE MUESTREO

En general, el muestreo es preferible hacerlo en la etapa inicial de la vida del yacimiento, para reducir al mínimo la liberación del gas en solución y así obtener una muestra representativa de los fluidos que contiene el yacimiento.

Se deben programar un número suficiente de muestras para obtener las propiedades promedio de los fluidos del yacimiento. Si la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación, se puede posponer el muestreo hasta que se perforen más pozos en el yacimiento; para el caso en que la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación se debe de tomar las muestras tan pronto como sea posible.

3.1.3

SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE MUESTREO

En el caso del muestreo de fondo el punto de muestreo debe satisfacer un requisito indispensable: que la presión en ese punto debe ser igual o mayor a la presión de saturación del fluido.

Para seleccionar el punto de muestreo, es necesario contar con un registro de presiones de fondo a pozo cerrado, el cual debe hacerse poco antes de tomar las muestras. Se recomienda que la última estación del registro coincida con el nivel medio del intervalo productivo y que el espaciamiento entre las tres últimas estaciones sea de 100 metros; esto es conveniente para poder determinar con precisión el contacto agua-acrítico o sedimento-acrítico.

Para yacimientos de aceite saturado, como regla general, las muestras de fondo se deben tomar en el punto medio de la formación productora. Para yacimientos de aceite subsaturado la selección de la profundidad de muestreo es menos crítica, ya que bastará con que la presión en el punto de muestreo sea mayor que la presión de saturación del fluido; aunque este punto esté muy arriba del nivel medio de la formación productora se pueden obtener muestras representativas del fluido del yacimiento.

3.1.4 TIEMPO DE ESTABILIZACION DEL POZO A MUESTREAR

No existe una regla general para predecir el tiempo que requiere la estabilización de un pozo para poder tomar las muestras. Sin embargo se ha observado que el tiempo de estabilización depende de los factores siguientes :

- de las características termodinámicas del fluido del yacimiento.
- del volumen de los fluido del yacimiento que está a condiciones de dos fases, como resultado de producir el pozo con una presión de fondo flujo más menor que la presión original de saturación.
- Del número de condiciones del flujo necesarias para lograr la estabilización del pozo; la cual se alcanza una vez que se mantiene constante la FFA.

3.1.5 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO A MUESTREAR

Antes de tomar las muestras es necesario acondicionar el pozo, para lograr que el fluido del pozo tenga una composición igual ó muy semejante a la del fluido que contiene el yacimiento; Lo anterior se logra produciendo el aceite alterado que se encuentra en el pozo. Por consiguiente para acondicionar un pozo son necesarias las etapas siguientes :

- Etapa de limpieza del pozo
- Etapa de producción normal
- Etapa de producción paulatina
- Etapa de cierre del pozo.

La etapa de limpieza del pozo consiste en verificar que el fluido producido no contenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, la terminación y, en su caso, la estimulación. Se recomienda que se deje fluir el

pozo un tiempo adicional, después de haber terminado el periodo de limpieza.

La etapa de la producción normal consiste en que una vez limpio el pozo se hace fluir al separador, a través de un estrangulador hasta que se estabilice una vez que el pozo está estabilizado se medirá cuidadosamente su producción y se tomará un registro de presión de fondo fluyendo.

En la etapa de la producción paulatina, es necesario que el pozo fluya sucesivamente a través de varios estranguladores de diámetro cada vez más reducidos, reduciendo su producción y registrando su presión de fondo, hasta que el pozo se haya estabilizado para cada estrangulador.

El objetivo de esta etapa de producción paulatina, de hacer fluir al pozo a través de estranguladores sucesivos de diámetro cada vez menor, es que la presión de fondo fluyendo se vaya incrementando hasta que sea aproximadamente igual a la presión original del yacimiento, originando por la cantidad de gas libre dentro del yacimiento disminuya, con lo cual la composición del aceite que fluye al pozo, será cada vez más cercana a la del aceite original del yacimiento.

Por consiguiente, al lograr que en los 2 o 3 últimos estranguladores el valor de la P_{GF} prácticamente no cambie, será un indicativo de que el pozo ha sido acondicionado apropiadamente.

La etapa de cierre del pozo deberá hacerse preferentemente hasta que se estabilice, con esto se logrará que el aceite cercano al pozo quede sujeto a presiones cada vez mayores hasta alcanzar la presión estática, lo cual originará que el aceite del fondo del pozo, tenga una composición prácticamente igual a la del yacimiento.

ANALISIS PVT

El objetivo del análisis PVT es el de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, a las condiciones del yacimiento y a las de superficie. Por consiguiente, estos análisis PVT deben efectuarse empleando muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Fundamentalmente, existen tres procedimientos de laboratorio para los análisis PVT:

- Agotamiento a composición constante
- Agotamiento diferencial convencional
- Agotamiento a volumen constante

El primer procedimiento trata de simular el comportamiento de los fluidos arriba de la presión de saturación y los dos últimos, en la etapa de agotamiento a presiones menores que ésta. A continuación se describen los procedimientos anteriores.

4.1 AGOTAMIENTO A COMPOSICION CONSTANTE (SEPARACION "FLASH")

Se define como el proceso en el cual, todo el gas liberado de una mezcla de hidrocarburos permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida de la que se separa. Este procedimiento consiste en efectuar varias etapas de depresionamiento variando el volumen inicial de la celda (2) que contiene la muestra, manteniendo durante el proceso la temperatura constante (Figura 4.1).

Con el propósito de obtener la máxima recuperación de líquidos en el tanque de almacenamiento, los hidrocarburos del yacimiento durante la explotación, pasan por una o varias

etapas de separación mediante las condiciones de presión y temperatura (ver figura 4.2). Este método de agotamiento a composición constante también se utiliza para determinar las condiciones óptimas de operación a que deben manejarse las operaciones de las estaciones de recuperación de crudo.

Previo a la aplicación de cualquier tipo de separación diferencial, se debe de aplicar el método de agotamiento a composición constante para determinar la presión de saturación y la temperatura del yacimiento y las relaciones presión-temperatura a composición constante.

4.2 AGOTAMIENTO DIFERENCIAL CONVENCIONAL (SEPARACION DIFERENCIAL CONVENCIONAL)

Este proceso se inicia a partir de la presión de saturación, el gas liberado en cada etapa de agotamiento de presión, se extrae de la celda PVT, con lo cual, la composición y la masa del sistema cambia constantemente. El proceso termina cuando la presión alcanza un valor cercano a la del primer separator.

En cada etapa se determina el volumen de líquido remanente, el número de separación y densidad relativa del gas extraído. (figura 4.3).

4.3 AGOTAMIENTO A VOLUMEN CONSTANTE (SEPARACION DIFERENCIAL A VOLUMEN CONSTANTE)

El comportamiento volumétrico de gases de fluidos de yacimientos, los gases volátiles y de gas condensado⁹⁹ depende en forma muy importante de la composición. Debido a lo anterior, en los últimos años se desarrolló el método de separación diferencial a volumen constante para analizar más adecuadamente el comportamiento de este tipo de yacimientos.

Esta técnica de separación consiste en que durante el agotamiento de la presión se extrae sólo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación; el gas extraído formado por aceite y gas liberado. (figura 4.4).

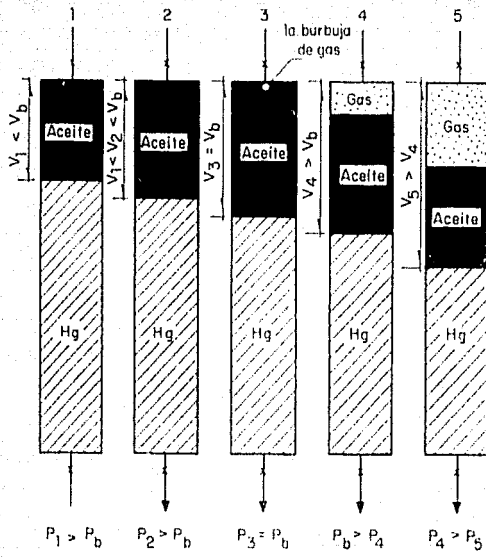


Fig 4.1 Representación de un agotamiento a composición constante ("separación flash")⁵

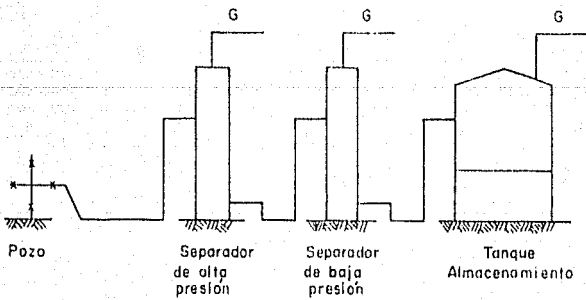


Fig 4.2 Separación superficial

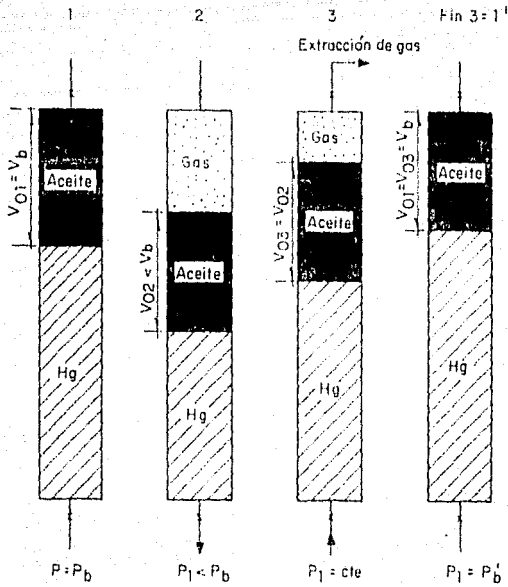


Fig 4.3 Representación de la primera etapa de un agotamiento diferencial⁵

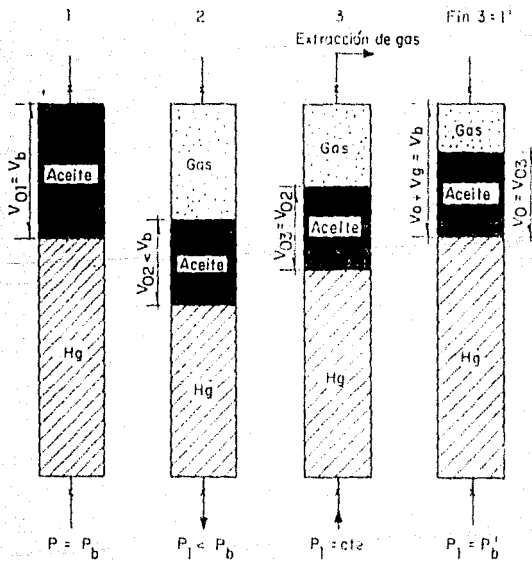


Fig 4.4 Representación (esquemática) de la primera etapa de separación diferencial en el método de agotamiento a volumen constante⁵

CAPITULO 5

COMPROBACION Y CORRECCION DE LA CONSISTENCIA DE LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANALISIS P.V.T.

Para una evaluación confiable del comportamiento de los yacimientos es necesario disponer de muestras representativas del fluido que contiene el yacimiento, y posteriormente aplicar el procedimiento de laboratorio que más se ajuste al comportamiento termodinámico de los hidrocarburos del yacimiento y trabajar con las mejores técnicas y equipos disponibles para la toma de muestras. Su análisis en el laboratorio, ya que de la calidad de los datos que proporcione el proceso anterior depende la confiabilidad de los resultados que se obtengan de los estudios del yacimiento.

5.1 COMPROBACION DE LA CONSISTENCIA DE LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANALISIS P. V. T.

Debido a la complejidad de las series de datos experimentales que constituyen los yacimientos de composición variable (yacimientos de aceite volátil) y de gas y condensado y a los factores mencionados anteriormente, se requiere la comprobación de los datos experimentales de la forma que no evite perder nunca de vista la oportunidad de apurar información inconsistente proveniente del análisis P.V.T.

La comprobación de los datos experimentales se puede hacer por medio de diferentes técnicas y continuación se presentan las más importantes según Baskin.¹⁸

a) El primer método de comprobación consiste en hacer pasar por el Fenchionómetro la composición del gas de salida de la celda P.V.T. con el objeto de establecer la relación de la presión de cada etapa de condensación con las curvas experimentales con respecto a, entre otros, las curvas de fase

componente de la mezcla tienen una tendencia a ser constante, el cambio si se observa que las curvas de composición de la mezcla en inflexiones es una indicación que existen errores en el proceso experimental).

b) La siguiente comprobación se realiza especialmente con los elementos de base y condensados. Se comparan los datos de composición del factor de descomposición para dos etapas reportada por el laboratorio y el factor por descomposición para dos etapas calculado con la ecuación de los gases reales. Esta comparación se debe de hacer en más de una aleación, para poder aceptar los datos experimentales como correctos; es importante tener en cuenta que esta comparación se debe de hacer para una muestra de muestra, para la consistencia de los datos y resultados.

c) El tercer método de comprobación, consiste en una comparación de las composiciones de la fase líquida en la última etapa de agotamiento de presión. Generalmente en todos los reportes del laboratorio se incluye el análisis composicional del líquido remanente en la última etapa, el cual se compara con la composición de la fase líquida de la última etapa de agotamiento de presión calculada por medio de un balance de materia. Se consideran correctos los datos experimentales si la diferencia de las composiciones es menor de un por ciento. Esta comprobación se aplica a aquellos componentes con fracciones molares mayores de 0.40%.

d) El cuarto método es semejante al primero, pero además en papel semilogarítmico la composición de la fase líquida calculada contra la presión de cada etapa de agotamiento. De nuevo, si los datos experimentales son correctos, entonces las curvas de cada componente deben de tener una tendencia suave, si por el contrario se observan algunas curvas con saltos ó inflexiones, esto muestra indicación de que existen errores en el proceso experimental.

d) El quinto método de comprobación de los resultados experimentales es el más importante y sensible. Consiste en graficar en papel semilogarítmico, las constantes de equilibrio K (en el eje de la escala logarítmica) contra las presiones de cada etapa de equilibrio P_i (en el eje experimental). Si los datos experimentales son correctos, las curvas graficadas para cada componente de la mezcla tienen una tendencia a ser paralelas entre sí, y se observa la contracción de peso, que algunas curvas tengan saltos, intersecciones y/o se crucen entre sí, significa que el sistema no es un sistema homogéneo en el proceso experimental.

El orden que generalmente deben de listar las curvas de los componentes es el siguiente:

- Nitrogeno.....12
- Helano.....1
- Metano de sulfuro.....12
- Etano.....12
- Etileno de sulfuro.....12
- Propano.....3
- Iso-Butano.....14
- Butano Normal.....14
- Iso-Pentano.....15
- Pentano Normal.....16
- Hexano.....16
- Heptano y más pesados.....17

Este orden es descendente, de acuerdo al valor de las temperaturas de ebullición de los componentes de la mezcla de hidrocarburos.

f) El sexto método de comprobación de la consistencia de los datos del análisis PVI, consiste en graficar en papel semilogarítmico, las constantes de equilibrio K (en el eje de la escala logarítmica) contra las temperaturas de ebullición (T_b) de cada componente de la mezcla de hidrocarburos; si los datos experimentales son correctos, el comportamiento de las curvas graficadas es el siguiente:

una línea recta en cada etapa la oportunidad de elección, pero si se observan constantes en el gráfico, se nombran aproximadamente una línea recta con las de los otros componentes de la mezcla, se tienen ciertos brillos en el gráfico, significa que en estas interacciones se manifestaron errores durante el proceso experimental. Las bases de este método de corrección son las dadas en las consideradas en el capítulo de los errores, la discutida por Deane y Fisher¹⁶.

Las constantes de equilibrio de los componentes de la mezcla, deben de linealizarse en el primer orden del quinto método, discutido anteriormente.

5.2 CORRECCION DE LAS INCONSISTENCIAS DE LOS DATOS OBTENIDOS DEL ANALISIS P.V.T.

Después de aplicar los métodos de linealización, se tienen las correspondientes, sobre la distribución de los componentes de los datos obtenidos del análisis P.V.T., y encontrar que los datos experimentales tienen una o más variaciones consistentes, estas pueden corregirse al mismo nivel de datos. En continuación se presentan dos métodos de corrección.

5.2.1 METODO DE CORRECCION MANUAL.

Cuando se tienen los datos de un análisis P.V.T. de un fluido de aceite volátil o de gas, distribuido con incertidumbre, se permite corregir estas por medio del método de corrección manual. De esta forma se cambian los valores de los datos inconsistentes, manteniendo esta parte presente en el fluido original.

Este método de corrección manual se divide en dos casos principales:

a) El primer paso consiste en determinar las inconsistencias principales, como pueden ser: las variaciones de equilibrio de reparto, el aumento de la constante de equilibrio de reparto, las variaciones bruscas, etc. de la constante de equilibrio de reparto que se les suponen, que presentan incrementos de T y luego corrigiendo el paquete de constantes para conseguir los nuevos valores T y no presenten las anomalías previstas.

b) El segundo paso consiste en verificar que la suma de los valores de las composiciones de las componentes sea igual a 100% para cada una de las etapas de condensación y de ebullición. Para poder aplicar esta regla de verificación, se corrigen las inconsistencias de materia y como consecuencia se presenta la curva T de ebullición en la que T es el valor T contra p , que se visualizan desde los gráficos de T contra la temperatura de condensación T_c y con pequeñas desviaciones del comportamiento típico para un grupo de valores de T_c y que se normalizan al transformarlos en los cambios en el primer paso de la ebullición. Por ejemplo, a cada lo anterior, se visualiza a través de la ebullición de las constantes de equilibrio de condensación y de ebullición (E) de cada componente de la mezcla. El hidrocarburo es la acción de condensación, ebullición E (E). En estas gráficas se observa que los valores de las constantes de equilibrio que se debe de aumentar o disminuir para que la gráfica se que sea una línea recta.

A continuación se mencionan los métodos generales que se aplican para poder realizar este método de verificación:

Los valores que se reportan en los gráficos de verificación de los componentes de la mezcla en la ebullición:

Las gráficas de T_c contra T se usan como guías para una corrección manual, ya que se ven los T de cada una de las componentes de los componentes que más reportan de los datos que se usen para el gráfico.

- Si se desea incrementar el valor de la constante de equilibrio (K), entonces se debe de aumentar el valor de la composición del componente en la fase gas.
- En base a los resultados de este estudio, se recomienda tratar de evitar alterar los valores de la composición del componente acetano, ya que es muy sensible a estos cambios.
- Los cambios de la composición en porcentaje mol de los componentes de la mezcla en la fase gas, son del orden de décimas a centésimas.
- Después de hacer todas las correcciones pertinentes, se debe de verificar que las sumatorias de las composiciones de los componentes en la fase gas sea cien, en todas las etapas de escalamiento de presión.

5.2.2 METODO DE CORRECCION SEMIAUTOMATICO

Cuando los datos obtenidos del análisis PVT presentan muchas inconsistencias, el corregirlas por medio del método manual resulta muy tedioso, necesitándose de varias horas de trabajo. Por consiguiente, se diseñó un método de corrección semiautomático que se describe a continuación.

Este método de corrección semiautomático al igual que el método de corrección manual, se divide en dos pasos principales :

- a) El primer paso consiste en la corrección automática de las inconsistencias principales, mencionadas en el método de corrección manual. En la corrección automática de estas inconsistencias se usa la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio (K) contra las temperaturas de ebullición (T_b), de cada componente de la mezcla de hidrocarburos. El apartamiento normal de esta gráfica se aproxima a una línea recta, en el caso que en la gráfica se observen saltos, es una indicación de que existen

inconsistencias en los datos de análisis PVT. Entonces para corregir las inconsistencias, se ajusta una línea recta a los valores F originales por el método de mínimos cuadrados, posteriormente se comparan los valores F originales en forma descendente en el orden de los componentes descrito en el capítulo 5, o sea, que el primer valor F debe ser mayor que el segundo y el segundo mayor que el tercero y así sucesivamente; si se encuentra en la comparación de los valores K una inconsistencia como un salto en la gráfica, obviamente la comparación anterior no se cumplirá, entonces el programa toma el valor de la constante de equilibrio de la recta ajustada, y se vuelve a comparar este valor con el valor K original del componente siguiente, si es mayor el valor K de la recta ajustada en la comparación, se toma el valor K de la recta ajustada como el correcto, en caso contrario se toma el valor K de la recta ajustada del componente siguiente como el correcto. Posteriormente se calcula en base al valor K de la recta ajustada, el valor de la composición de la fase gas que le corresponde.

De esta forma el paquete computacional corrige todas las inconsistencias principales automáticamente.

- b) El segundo paso consiste en verificar que la suma de los valores de las composiciones de la fase gas sea igual a cien, en cada una de las etapas de agotamiento de presión. Este paso se ejecuta manualmente, aplicando exactamente la misma técnica usada en el método de corrección manual, que se describe en la sección anterior, para ajustar la suma de los valores de las composiciones a cien.

En la sección 6.9 del capítulo 6 se desarrollan las ecuaciones de este método.

CAPITULO 6

DESARROLLO DE ECUACIONES

A continuación se desarrollan las ecuaciones^{17,18} necesarias para el cálculo de la composición de la fase líquida, de las constantes de equilibrio y de las propiedades físicas más importantes para fluidos de yacimientos de aceite volátil y de yacimientos de gas y condensado. Se considera que la muestra del fluido se procesó por el método de separación o agotamiento a volumen constante.

6.1 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES TOTALES EN LA CELDA P.V.T. A LA PRESION DE SATURACION

- Para una muestra de un yacimiento de gas y condensado :

De la ley de los gases reales :

$$P V = n Z R T \quad (5.1)$$

Despejando el número de moles de la ecuación 5.1 :

$$n = \frac{P V}{Z R T} \quad (5.2)$$

Suponiendo el volumen de la celda igual a 1 pie³, y sustituyendolo en la ecuación 5.2 :

$$n = \frac{P}{Z P T} \quad (5.3)$$

El número de moles en la celda a la presión de rocío :

$$N_T = \frac{P_D}{Z_D R T_D} \quad (5.4)$$

donde :

N_T = moles totales, (lb-mol/pie³).

ρ = densidad del aceite a la presión de burbujeo, (lb/pie^3)
 ρ_o = densidad del aceite a la presión de burbujeo, (lb/pie^3)
 T = temperatura del vaporante, $(^\circ\text{R})$.

La constante universal de los gases,

$$\left(15.45 \frac{\text{lb}/\text{pie}^2 \text{ abs}/\text{pie}^3}{^\circ\text{R}} \right).$$

Para una muestra de un vaciamento de aceite volátil :

Del reporte de laboratorio se obtienen los datos del peso molecular y la densidad del aceite a la presión del burbujeo.

Partiendo de la definición de densidad :

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (5.5)$$

sustituyendo $V = 1/\rho_o$ y $m = nM$ en la ecuación 5.5 :

$$\rho = \frac{nM}{V} \quad (5.6)$$

Despejando el número de moles, se obtiene :

$$n = \frac{\rho V}{M} \quad (5.7)$$

El número de moles de aceite en la celda a la presión de burbujeo puede expresarse por medio de la ecuación 5.7 en la forma siguiente :

$$nT = \frac{\rho_o}{M_o} \quad (5.8)$$

donde :

nT = moles totales, $(\text{lb-mol}/\text{pie}^3)$.

ρ_o = densidad del aceite a la presión de burbujeo, (lb/pie^3) .

M_o = peso molecular del aceite a la presión de burbujeo,

$(\text{lb}/\text{lb-mol})$.

6.2 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO

6.2.1 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES REMANENTES EN LA CELDA P.V.T.

El número de moles en la celda se obtiene en función de la cantidad de masa producida de la celda PVT en cada etapa de agotamiento de presión :

$$NRC(I) = NI \cdot \left(1 - \frac{GFC(I)}{100} \right) \quad (6.9)$$

Donde :

NRC(I) = número de moles remanentes en la celda,

(lb-mol/ft³).

NI = moles totales, (lb-mol/ft³).

GFC(I) = gas producido de la celda PVT acumulativo,

(% de moles totales).

I = número de etapa de agotamiento de presión.

6.2.2 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA P.V.T.

El número de moles de la fase vapor en la celda, se calcula por medio de la ley general de los gases reales :

$$n = \frac{P \cdot V}{Z \cdot R \cdot T} \quad (6.10)$$

donde el volumen de la fase gaseosa es la diferencia entre el volumen inicial de la celda ($V_i = 1$ ft³) y el volumen ocupado por el líquido en la celda. Así se obtiene la ecuación siguiente:

$$NGC(I) = \frac{P(I) \left[1 - \frac{QLC(I)}{100} \right]}{Z(I) \cdot R \cdot T} \quad (6.11)$$

donde :

NGC(I) = número de moles de gas en la celda PVT,

(lb-mol/ft³).

$P(I)$ = presión en la etapa de agotamiento i , (lb/pg²).

$Z(I)$ = factor de desviación del gas.

$WLF(I)$ = volumen del líquido residual, (% vol. orig.).

6.2.3 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA P.V.T.

El número de moles de la fase líquida en la celda se calcula como la diferencia entre el número de moles remanentes en la celda y el número de moles de gas en la celda :

$$NLC(I) = NRC(I) - NSG(I) \quad (5.12)$$

donde:

$NLC(I)$ = número de moles de líquido en la celda, (lb-mol/mic³).

6.2.4 CALCULO DEL NUMERO DE MOLES DE LA FASE GASEOSA PRODUCIDOS DE LA CELDA P.V.T.

El número de moles de gas producidos de la celda PVT se obtiene en función de la cantidad de masa producida de la celda PVT en dos etapas de agotamiento de presión sucesivas :

$$NGP(I) = \left[\frac{GPA(I) - GPA(I-1)}{100} \right] + NG \quad (5.13)$$

donde:

$NGP(I)$ = número de moles de gas producidos de la celda PVT, (lb-mol/mic³).

$GPA(I)$ = gas producido acumulado en la etapa de agotamiento i , (% de moles totales).

$GPA(I-1)$ = gas producido acumulado en la etapa de agotamiento anterior a la i , (% de moles totales).

6.3 CALCULO DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES

El factor de desviación a dos fases se calcula para compararlo con el factor de desviación a dos fases reportado en el análisis PVI. El objetivo principal de esta comparación es la comprobación de la calidad de los datos experimentales. A continuación se presenta la ecuación para utilizar este factor de dos fases:

$$LDFC(I) = \frac{F(I)}{(R) + (RFL(I)) + (Iy)} \quad (6.14)$$

Donde:

LDFC(I) = El factor de desviación a dos fases calculado, en la etapa de agotamiento de presión I.

6.4 CALCULO DE LA COMPOSICION DE LA FASE LIQUIDA

El cálculo de la composición de la fase líquida se hace por medio de un balance de materia para cada uno de los componentes de la mezcla de hidrocarburos. A continuación se describe el balance de materia:

$$Z(\alpha_j)PPI = Y(\alpha_j)PISG(I) + (\alpha_j)P(I) \left(1 + \sum_{i=1}^I RFL(i) \right) + \gamma(\alpha_j) \quad (6.15)$$

donde:

$(\alpha_j)PPI$ = moles originales del componente j a la presión de saturación.

$Y(\alpha_j)PISG(I)$ = moles del componente j en la fase gaseosa en la etapa de agotamiento de presión I.

$(\alpha_j)P(I)$ = moles del componente j en la fase líquida en la etapa de agotamiento de presión I.

$\sum_{i=1}^I RFL(i)$ = suma de los producidos de la celda PVI del componente j desde la primera etapa de agotamiento hasta la etapa I.

Despejando el porcentaje mol del componente j en la fase líquida en la etapa de agotamiento i , de la ecuación 6.15 se obtiene la expresión siguiente :

$$x_{i,j} = \frac{y_{i,j} F_{HI} - \sum_{k=1}^j y_{i,k} F_{HL}(i) - \sum_{k=1}^j F_{HL}(i) F_{V,i,k}}{F_{LL}(i)} \quad \dots(6.16)$$

Al efectuar los cálculos anteriores se hacen normalmente las suposiciones siguientes :

- Para componentes de gas condensado $\gamma_{i,j} = \gamma_{i,j}$ a la presión de rocío.
- Para componentes de aceite volátil $\gamma_{i,j} = \gamma_{i,j}$ a la presión de burbujeo.

6.5 CALCULO DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO K

Las constantes de equilibrio $K_{i,j}$, se obtienen dividiendo el porcentaje mol del componente j en la fase gaseosa (reportada en el análisis PVT) entre el porcentaje mol del componente j en la fase líquida (calculada), ambos porcentajes mol corresponden a la misma etapa de agotamiento de presión i . Entonces, la expresión para los valores K es la siguiente :

$$K_{i,j} = \frac{y_{i,j}}{x_{i,j}} \quad (6.17)$$

Donde :

$K_{i,j}$ = Constanta de equilibrio del componente j en la etapa de agotamiento de presión i .

$y_{i,j}$ = Porcentaje mol del componente j en la fase gaseosa de la etapa de agotamiento de presión i , (%).

$x_{i,j}$ = Porcentaje mol del componente j en la fase líquida de la etapa de agotamiento de presión i , (%).

6.6 CALCULO DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO A LA PRESION DE SATURACION

Después de obtener las constantes de equilibrio de las tres últimas etapas de adsorción, se calculan las constantes de equilibrio a la presión de saturación (presión de rocío ó presión de vapor) para cada una de la extrapolación de los valores K_i obtenidos en las etapas.

Para obtener las constantes de equilibrio a la presión de saturación por extrapolación, se usa el método de Lagrange¹⁹. Se toman las constantes de equilibrio de las tres últimas etapas de adsorción y se aplica la ecuación de Langmuir para obtener la constante de equilibrio a la presión de saturación; a continuación se compara este constante de equilibrio con el resultado de las tres últimas etapas con el método de extrapolar, si se tiene una secuencia lógica con los valores de las constantes de equilibrio que no sigue la secuencia apropiada, indicando que su comportamiento se asemeja a la de las tres últimas etapas, copiándose la extrapolación de estos valores K_i , pero ahora considerando solamente las dos últimas etapas de adsorción.

A continuación se plantean las ecuaciones de extrapolación por el método de Lagrange.

Obtención de las constantes de equilibrio de las dos últimas etapas de adsorción de la presión:

$$K_{(2,p)} = \frac{(S-2)(S-1)(1-a)}{(1-2)(1-1)(1-a)} \quad K_{(1,p)} = \frac{(S-1)(S-2)(1-a)}{(2-1)(1-1)(1-a)} \quad (6.6.1)$$

$$\frac{(S-1)(S-2)}{(2-1)(1-1)} = K_{(2,p)} \quad (6.6.2)$$

Extrapolación de los valores de las dos últimas etapas de adsorción de la presión:

$$K_{(2,p)} = \frac{S-2}{1-2} = K_{(1,p)} = \frac{S-1}{2-1} \quad (6.6.3)$$

Después de calcular la constante de equilibrio, se calcula la composición de la fase líquida o gas, dependiendo directamente de la presión y la presión de saturación²⁰:

a) Para una muestra de un yacimiento de gas y condensado:

$$y(s,p) = \frac{f(s,j)}{K(s,j)} \quad (6.20a)$$

b) Para una muestra de un yacimiento de aceite volátil:

$$y(s,p) = f(s,j)K(s,j) \quad (6.20b)$$

Posteriormente, se verifica si la sumatoria de la composición de la fase líquida o gas es igual a 100, en caso contrario se hace una ponderación en la forma siguiente:

a) Para una muestra de un yacimiento de gas y condensado:

$$f^*(s,j) = \frac{f(s,j)}{\sum_{j=1}^{NG} f(s,j)} \quad (6.21a)$$

b) Para una muestra de un yacimiento de aceite volátil:

$$f^*(s,j) = \frac{f(s,j)}{\sum_{j=1}^{NG} f(s,j)} \quad (6.21b)$$

Se calculan las constantes de equilibrio, de la siguiente forma:

$$K^*(s,p) = \frac{f(s,j)}{f^*(s,j)} \quad (6.22a)$$

$$K^*(s,p) = \frac{f^*(s,j)}{f(s,j)} \quad (6.22b)$$

donde:

$f(s,j)$ = porcentaje mol corregido de la fase líquida del componente j en la presión de saturación, (%).

- $K^*(\alpha, j)$ = constante de equilibrio con agua del componente j en la presión de saturación.
- n = número de componentes de la mezcla de hidrocarburos.

6.7 CALCULO DE LAS PROPIEDADES FISICAS

6.7.1 CALCULO DEL PESO MOLECULAR APARENTE A LA PRESION DE SATURACION

- Para una muestra de un yacimiento de gas y condensado :

$$MWSI = \frac{\sum_{j=1}^{NC} (Y(\alpha, j) + K(\beta, j))}{100} \quad (6.23)$$

- Para una muestra de un yacimiento de aceite volátil :

$$MWSI = \frac{\sum_{j=1}^{NC} (X(\alpha, j) + K(\beta, j))}{100} \quad (6.24)$$

donde :

$MWSI$ = peso molecular total a la presión de saturación, (lb/lb-mol).

$Y(\alpha, j)$ = porcentaje mol de la fase gaseosa del componente j a la presión de rocío, (%).

$X(\alpha, j)$ = porcentaje mol de la fase líquida del componente j a la presión de burbujeo, (%).

$K(\beta, j)$ = peso molecular del componente j , (lb/lb-mol).

NC = número de componentes en la mezcla de hidrocarburos.

6.7.2 CALCULO DEL PESO MOLECULAR APARENTE DE LA FASE GASEOSA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO

$$M_{WV}(I) = \frac{\sum_{j=1}^{NC} (Y(I,j) * M(j))}{100} \quad (6.25)$$

donde :

$M_{WV}(I)$ = peso Molecular total de la fase gas en la etapa de agotamiento I, (lb/lb-mol).

6.7.3 CALCULO DE LA MASA DEL GAS PRODUCIDO DE LA CELDA P. V. T.

$$M_{GP}(I) = M_{SP}(I) * M_{WV}(I) \quad (6.26)$$

donde :

$M_{GP}(I)$ = masa de gas producido en la etapa i, (lb).

6.7.4 CALCULO DE LA MASA TOTAL A LA PRESION DE SATURACION

$$M_{ST} = (M_I) + (M_{WST}) \quad (6.27)$$

donde :

M_{ST} = masa total a la presión de saturación, (lb).

6.7.5 CALCULO DE LA MASA TOTAL EN LA CELDA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION

$$M_T(I) = M_{ST} - \sum_{j=1}^I M_{GP}(j) \quad (6.28)$$

donde :

$M_T(I)$ = masa total en la celda PVT en la etapa I, (lb).

**6.7.6 CALCULO DE LA MASA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA
EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO**

$$MV(I) = -NGC(I) + HWVT(I) \quad (6.29)$$

Donde :

$MV(I)$ = masa de gas en la celda en la etapa I, (lb).

**6.7.7 CALCULO DE LA MASA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION**

$$ML(I) = MT(I) - MV(I) \quad (6.30)$$

donde :

$ML(I)$ = masa del liquido en la celda en la etapa I, (lb).

6.7.8 CALCULO DEL PESO MOLECULAR DEL LIQUIDO EN LA CELDA

El calculo del peso molecular del liquido se obtiene por medio del balance de masa siguiente :

$$MT(I) = ML(I) + MV(I) \quad (6.31)$$

Sustituyendo $ML(I) = HWLT(I) * NLC(I)$ en la ecuación 6.31 :

$$MT(I) = HWLT(I) * NLC(I) + MV(I) \quad (6.32)$$

Despejando el peso molecular total del liquido se obtiene :

$$HWLT(I) = \frac{MT(I) - MV(I)}{NLC(I)} \quad (6.33)$$

donde :

$HWLT(I)$ = peso molecular total del liquido, (lb/lb-mol).

6.7.9 CALCULO DEL PESO MOLECULAR DEL COMPONENTE C₇₊ DE LA FASE LIQUIDA

Aplicando la regla de Kay para el cálculo del peso molecular para la fase líquida en la etapa de afortamiento de presión 1, se obtiene la expresión siguiente :

$$MWLT(I) = MWLC7(I) * (\alpha_{C7+}) + \sum_{j=1}^{NC-1} (\alpha_{i,j} * H_j) \quad (6.34)$$

Despejando el peso molecular de la fase líquida del componente C₇₊ de la ecuación 6.34 :

$$MWLC7(I) = \frac{MWLT(I) - \sum_{j=1}^{NC-1} (\alpha_{i,j} * H_j)}{\alpha_{C7+}} \quad (6.35)$$

Donde :

MWLC7(I) = peso molecular del componente C₇₊ de la fase líquida. (lb/lb-mol).

MWLT(I) = peso molecular total de la fase líquida. (lb/lb-mol).

$\alpha_{i,j}$ = porcentaje mol del componente i en la etapa de afortamiento de presión 1, (%).

α_{C7+} = porcentaje mol del componente C₇₊ en la etapa de afortamiento de presión 1, (%).

H_j = peso molecular del componente j, (lb/lb-mol)

G.7.10 CALCULO DE LA DENSIDAD DE LA FASE GASEOSA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION

Despejando el volumen de la ecuación de los gases reales se obtiene la expresión siguiente :

$$V = \frac{Z n R T}{P} \quad (6.36)$$

De la ecuación que define la densidad se despeja el volumen :

$$V = \frac{m}{\rho} \quad (6.37)$$

Igualando el volumen de las dos ecuaciones 6.36 y 6.37 queda la expresión siguiente :

$$\frac{m}{\rho} = \frac{Z n R T}{P} \quad (6.38)$$

Despejando la densidad de la ecuación 6.38 :

$$\rho = \frac{m P}{Z n R T} \quad (6.39)$$

Sustituyendo la masa ($m = n * M$) en la ecuación 6.39 :

$$\rho = \frac{P M}{Z R T} \quad (6.40)$$

La expresión final es de la forma siguiente :

$$\rho_g(t) = \frac{P(t) + MWVT(t)}{Z(t) R T} \quad (6.41)$$

donde :

$\rho_g(t)$: densidad de la fase gaseosa. (lb/pie³).

6.7.11 CALCULO DE LA DENSIDAD DE LA FASE LIQUIDA EN CADA ETAPA DE AGOTAMIENTO DE PRESION

De la definición de la densidad :

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (6.42)$$

La masa del líquido puede expresarse :

$$m = MLC(1) + MMLT(1) \quad (6.43)$$

Sustituyendo la masa de la ecuación 6.43 en la ecuación 6.42 se obtiene la expresión siguiente :

$$\rho_L(1) = \frac{MLC(1) + MMLT(1)}{(VLE(1)/100)} \quad (6.44)$$

donde :

$\rho_L(1)$ = densidad del líquido, (lb/pie³).

6.8 CALCULO DE LA COMPOSICION DE LA FASE GAS EN BASE DEL VALOR K DE LA RECTA AJUSTADA

Para emplear el método de corrección semiautomático descrito en la sección 5.2.2; se ajusta una recta a los valores originales de b por medio del método de mínimos cuadrados (apendice E), trazando de esta forma la tendencia del comportamiento de la mezcla que se está analizando; entonces aquellos valores K originales que presentan inconsistencias se sustituyen por sus correspondientes valores k que se encuentran en la recta ajustada, posteriormente se debe de calcular el valor de la composición de la fase gas, basándose en los nuevos valores k , a continuación se desarrollan las ecuaciones para poder calcular la composición de la fase gas.

De la definición de constante de equilibrio :

$$K_{(i,j)} = \frac{Y_{(i,j)}}{Z_{(i,j)}} \quad (6.45)$$

Despejando la composición de la fase gas se obtiene la siguiente expresión :

$$y_{(i,j)} = K_{(i,j)} z_{(i,j)} \quad (6.46)$$

Sustituyendo la ecuación 6.16 en la ecuación 6.46 se obtiene la siguiente expresión :

$$y_{(i,j)} = K_{(i,j)} z_{(i,j)} \left[\frac{Z_{(i,j)} H_{(i)} - Y_{(i,j)} H_{(i)} C_{(i)} - \sum_{i=1}^I N G P_{(i)} * Y_{(i,j)}}{H_{(i)} C_{(i)}} \right]$$

...(6.47)

Definiendo $HG_{i(j)}$ como los moles originales a la presión de saturación, en la expresión siguiente :

$$HG_{i(j)} = \sum \alpha_{i,j} * NI \quad (6.48)$$

Expandiendo la sumatoria de la ecuación 6.47, se llega al resultado siguiente :

$$\sum_{i=1}^I NGR_{i(j)} * Y_{i,j} = NGR_{i(j)} * Y_{i,j} + NGR_{i-1,j} \quad (6.49)$$

Sustituyendo las ecuaciones 6.48 y 6.49 en la ecuación 6.47 y despejando la composición de la fase gas, se obtiene la expresión siguiente :

$$Y_{i,j} = \frac{EL(i,j) * (NG_{i(j)} - NGR_{i-1,j})}{EL(i,j) * (NG_{i(j)} + HRP(i)) + NLC(i)} \quad (6.50)$$

CAPITULO 7

DESARROLLO DEL PAQUETE DE COMPUTO

El objetivo principal de este capítulo es describir un programa o paquete de cómputo que comprueba la consistencia de los datos del análisis composicional a volumen constante, para cualquier muestra de fluido de composición variable, ya sea de yacimientos de aceite volátil ó de gas y condensado. En la elaboración de este paquete de cómputo se aplicaron las ecuaciones del capítulo 6 y se empleó la técnica de comprobación de la consistencia de los datos del análisis PVI basada en el trazo de las curvas del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la presión.

El programa está codificado en lenguaje básico, habiéndose escogido este lenguaje por las ventajas siguientes²⁰ :

- Es un lenguaje de programación de alto nivel.
- Está diseñado para permitir el diálogo interactivo entre la computadora y el usuario.
- Es uno de los lenguajes de programación más difundidos.
- Tiene la versatilidad de poderse adaptar a otras versiones del básico.

7.1 DIAGRAMA DE FLUJO

Un diagrama de flujo se define como una representación gráfica del flujo lógico de datos que se utilizarán en la formulación del programa. Por consiguiente para asegurar que las instrucciones se integren lógicamente antes de codificar el programa, la figure 7.1 presenta el diagrama de flujo del paquete computacional.

La entrada de los datos al paquete computacional es interactiva; por medio del teclado el usuario debe introducir los datos que el programa le solicite.

Los datos de entrada que se piden se pueden dividir en dos partes: los datos generales que identifican la muestra y los datos del análisis composicional. A continuación se listan ambos tipos de datos.

1. DATOS GENERALES

- El tipo de fluido: gas y condensado o aceite volátil.
- El nombre de la zona o distrito de donde proviene la muestra.
- El nombre del campo de donde proviene la muestra.
- El nombre del pozo de donde proviene la muestra.
- El nombre de la formación productora donde proviene la muestra.
- El número de identificación de la muestra.
- La fecha en que se tomó la muestra en el campo.
- La fecha en que se efectuó el análisis en el laboratorio.
- El nombre del laboratorio que efectuó el análisis.
- El nombre del usuario.

2. DATOS DEL ANÁLISIS COMPOSICIONAL

- El número de etapas de agotamiento de presión.
- El número de componentes en la mezcla de hidrocarburos.
- La presión manométrica de rocío (en el caso de gas y condensado), (lb/pie²).
- El factor de desviación del gas a la presión de rocío (en el caso de gas y condensado).
- El peso molecular del gas en el aceite a la presión de burbujas (en el caso de aceite volátil), (lb/lb-mol).
- La densidad del aceite a la presión de burbujas (en el caso de aceite volátil), (lb/pie³).
- La temperatura del aceite, (°F).
- El nombre de los componentes que contiene la mezcla de hidrocarburos.

- La presión manométrica de cada etapa de agotamiento, (H_p/p^0).
- El parámetro α del C_{70} de la fase gas en cada etapa de agotamiento, (H/H_{max}).
- La densidad relativa del C_{70} de la fase gas en cada etapa de agotamiento.
- El factor de desviación del gas en cada etapa de agotamiento.
- El factor de desviación a dos fases en cada etapa de agotamiento.
- El gas producido de la celda PVT acumulado en cada etapa de agotamiento, (%).
- El volumen de líquido residual en la celda PVT acumulado en cada etapa de agotamiento, (%).
- La composición de la fase líquida a la presión de burbujas (en el caso de aceite volátil), (%).
- La composición de la fase gas en cada etapa de agotamiento de presión, (%).

Es conveniente tener presente que a este paquete se le deben introducir solamente los datos obtenidos a partir de análisis PVT de agotamiento a volumen constante y con las unidades mencionadas en el párrafo anterior. Para mayores detalles en relación al uso de este paquete se puede consultar el apéndice A.

7.3 FORMATO DE SALIDA DE LOS RESULTADOS

La salida de los resultados es por medio de la impresora, empleándose un formato de salida tipo reporte. Este reporte consta de cinco páginas; a continuación se describe el contenido de cada página del reporte.

La primera página es una carátula del reporte en la cual se encuentran los siguientes datos generales que identifican la muestra:

- Tipo de Fluido que contiene la muestra
- Zona o Distrito donde se localiza el yacimiento
- Campo donde se localiza el yacimiento
- Fecha cuando se tomó la muestra
- Identificación de la muestra
- Formación productora
- Fecha cuando se tomó la muestra
- Fecha cuando se analizó la muestra
- Nombre del laboratorio que analizó la muestra
- Nombre del usuario

La segunda página consiste de dos tablas :

- La tabla No. 1 contiene la composición de la fase gas en porcentaje mol de cada componente de la mezcla.
- La tabla No. 2 contiene la composición de la fase líquida en porcentaje mol de cada componente de la mezcla.

La tercera página tiene dos tablas :

- La tabla No. 3 contiene los valores de las constantes de equilibrio para cada componente.
- La tabla No. 4 contiene las siguientes propiedades físicas : el peso molecular del componente C_7 y más pesados en el gas, la densidad crítica del componente C_7 y más pesados en el gas, el factor de desviación del gas, el peso molecular del gas, la densidad del gas, el peso molecular del aceite, el peso molecular del componente C_7 y más pesados en el aceite, y la densidad del aceite.

La cuarta página tiene una tabla :

- La tabla No. 5 solamente aparece en este reporte cuando se está analizando una muestra de fluido de gas condensado, y en ella se hace la comparación de los factores de desviación a dos fases: medidos en el laboratorio y los calculados en el paquete.

En la quinta página se imprime la gráfica de logaritmo de las constantes de equilibrio contra las presiones de cada etapa de desplazamiento.

CAPITULO 8

EJEMPLOS DE APLICACION

Para ilustrar el uso de este paquete computacional se describirán los ejemplos de aplicación. El primero se basa en una muestra de un fluido de aceite volátil²¹ y el segundo en un fluido de gas y condensado.²²

Se ejecuta inicialmente el paquete computacional con los datos originales reportados por el laboratorio que analizó la muestra; luego de ejecutar estos datos en el paquete computacional, se comprueba en el reporte de resultados si los datos son consistentes, y en caso que no lo sean se corrigen los datos originales por el método manual.

8.1 MUESTRA DE UN FLUIDO DE UN YACIMIENTO DE ACEITE VOLATIL

La siguiente muestra de fluido pertenece al yacimiento de aceite Juchitán-Tlacotalpan, localizado en el área de Chiapas-Tabasco. La muestra se recolectó en el pozo Jujo No. 42, habiendo efectuado el análisis el laboratorio Energy Lab. Inc.²¹

Se procesó la muestra en el laboratorio por medio del método de agotamiento de presión a volumen constante, a la temperatura del yacimiento de 109°F. La presión de burbujeo del fluido estimado es de 1722 lb/pq².

En la tabla No. 1 se presentan los datos del reporte del laboratorio, que se deben introducir al paquete.

TABLA No. 1
 ANALISIS COMPOSICIONAL A VOLUMEN CONSTANTE, JUJO

COMPONENTE	2722.0	2709.0	2481.0	2406.0	2020.0	1429.0	1221.0	717.0
H ₂	1.209	1.220	1.179	1.118	1.000	0.950	0.820	0.540
CO ₂	2.209	2.210	2.230	2.200	2.240	2.200	2.420	2.440
H ₂ S	0.413	0.210	0.250	0.320	0.250	0.370	0.420	0.470
Cl	65.241	67.480	69.099	68.090	68.180	67.050	65.050	59.990
C ₂	12.050	11.000	11.040	12.120	12.550	12.110	12.950	13.850
C ₃	6.376	6.130	6.100	6.200	6.210	6.950	7.340	9.150
I-C ₄	1.023	0.900	0.960	0.900	1.000	1.050	1.160	1.470
N-C ₄	2.505	2.340	2.340	2.320	2.370	2.400	2.750	3.540
I-C ₅	1.027	0.920	0.850	0.870	0.870	0.900	0.900	1.260
N-C ₅	1.272	1.150	1.110	1.070	1.070	1.100	1.200	1.560
C ₆	2.006	1.500	1.050	0.990	1.020	1.050	1.190	1.500
C ₇₊	4.917	4.240	3.800	3.370	2.900	2.610	2.460	2.410
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
PESO MOL C ₇₊	200.0	130.0	120.0	125.0	127.0	120.0	117.0	110.0
DENS REL C ₇₊	--	--	--	--	--	--	--	--
FACTOR Z	--	0.092	0.083	0.085	0.091	0.090	0.094	0.095
FACTOR ZDF	--	--	--	--	--	--	--	--
% MOLES PROD	0.000	6.000	12.400	17.900	24.400	31.500	39.700	51.400
VOL LIQ RES	100.0	91.500	87.200	82.000	79.300	75.500	72.600	68.300

A continuación se presentan los resultados procesados por el paquete computacional, en forma de reporte :

DETERMINACION DE LA CONSISTENCIA DE UN ANALISIS COMPOSICIONAL
DE FLUIDOS A VOLUMEN CONSTANTE

TIPO DE FLUIDO :ACEITE VOLATIL

ZONA O DISTRITO :SURESTE
CAMPO :JUJO-TECOMINOACAN
POZO :JUJO No 42
MUESTRA :SIN IDENTIFICACION

FORMACION PRODUCTORA :JURASICO

FECHA CUANDO SE TOMO LA MUESTRA :1/AGOSTO/1982
FECHA CUANDO SE ANALIZO LA MUESTRA :15/MARZO/1984

LABORATORIO :ENERGY LAB. INC.

NOMBRE DEL USUARIO :CARLOS MAZARIEGOS

TABLA No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESIONES (LD/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	1.209	1.220	1.170	1.110	1.040	0.950	0.820	0.640
C1	65.241	67.480	68.070	68.290	68.180	67.050	65.070	59.990
CO2	2.209	2.210	2.240	2.280	2.340	2.380	2.420	2.440
C2	12.050	11.800	11.840	12.120	12.550	13.110	13.950	15.550
H2S	0.163	0.210	0.250	0.320	0.250	0.370	0.420	0.470
C3	6.376	6.130	6.180	6.280	6.510	6.950	7.540	9.150
I-C4	1.025	0.900	0.980	0.980	1.000	1.050	1.160	1.470
N-C4	2.505	2.360	2.340	2.320	2.370	2.400	2.750	3.540
I-C5	1.027	0.920	0.890	0.870	0.870	0.900	0.980	1.280
N-C5	1.272	1.150	1.110	1.070	1.070	1.100	1.200	1.560
C6	2.006	1.300	1.050	0.990	1.020	1.050	1.190	1.500
C7+	4.917	4.240	3.860	3.370	2.800	2.610	2.480	2.410
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLA No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESIONES (LD/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	0.520	0.405	0.319	0.249	0.180	0.111	0.055	-0.019
C1	41.170	36.853	33.064	29.460	25.450	20.900	16.042	8.469
CO2	1.530	1.418	1.317	1.214	1.085	0.926	0.737	0.393
C2	10.330	10.089	9.876	9.605	9.214	8.640	7.809	5.895
H2S	0.470	0.513	0.540	0.551	0.596	0.596	0.606	0.621
C3	7.010	7.154	7.265	7.349	7.392	7.346	7.107	6.422
I-C4	1.340	1.399	1.449	1.497	1.544	1.590	1.617	1.574
N-C4	3.500	3.687	3.850	4.008	4.168	4.339	4.468	4.470
I-C5	1.380	1.455	1.526	1.596	1.671	1.754	1.828	1.868
N-C5	2.020	2.163	2.293	2.422	2.563	2.726	2.886	3.067
C6	2.700	2.930	3.180	3.411	3.654	3.949	4.248	4.724
C7+	28.030	31.934	35.321	38.631	42.474	47.124	52.517	62.517
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLA No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	2.325	3.011	3.665	4.466	5.702	8.584	14.813	-33.101
C1	1.585	1.831	2.059	2.317	2.676	3.209	4.057	7.083
CO2	1.444	1.559	1.700	1.879	2.150	2.570	3.282	6.202
C2	1.167	1.170	1.199	1.262	1.362	1.517	1.786	2.638
H2S	0.347	0.410	0.463	0.581	0.419	0.621	0.694	0.757
C3	0.910	0.857	0.851	0.854	0.881	0.946	1.049	1.425
I-C4	0.765	0.700	0.676	0.655	0.640	0.660	0.717	0.934
N-C4	0.716	0.640	0.600	0.579	0.569	0.572	0.615	0.792
I-C5	0.744	0.632	0.583	0.545	0.521	0.513	0.536	0.685
N-C5	0.630	0.532	0.484	0.442	0.417	0.404	0.416	0.509
C6	0.743	0.444	0.330	0.290	0.279	0.266	0.280	0.318
C7+	0.175	0.133	0.109	0.087	0.066	0.055	0.047	0.039

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

VARIABLE	PRESIONES (LB/PG2)							
	3732	3205	2821	2406	2020	1629	1222	717
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	†	136.000	130.000	125.000	123.000	120.000	117.000	110.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	†	†	†	†	†	†	†	†
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	†	0.892	0.883	0.886	0.891	0.900	0.914	0.945
PESO MOL DEL GAS (CALC)	----	28.782	27.901	27.174	26.668	26.732	27.170	28.650
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	----	12.588	10.857	8.996	7.379	5.916	4.453	2.688
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	78.273	86.395	93.462	100.284	108.049	117.434	128.176	147.665
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	203.660	204.460	205.421	206.050	206.433	206.949	207.442	208.230
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	35.940	37.243	37.772	38.760	39.492	40.199	40.951	41.815

† ESTE VALOR NO LO REPORTA EL ANALISIS PVT.

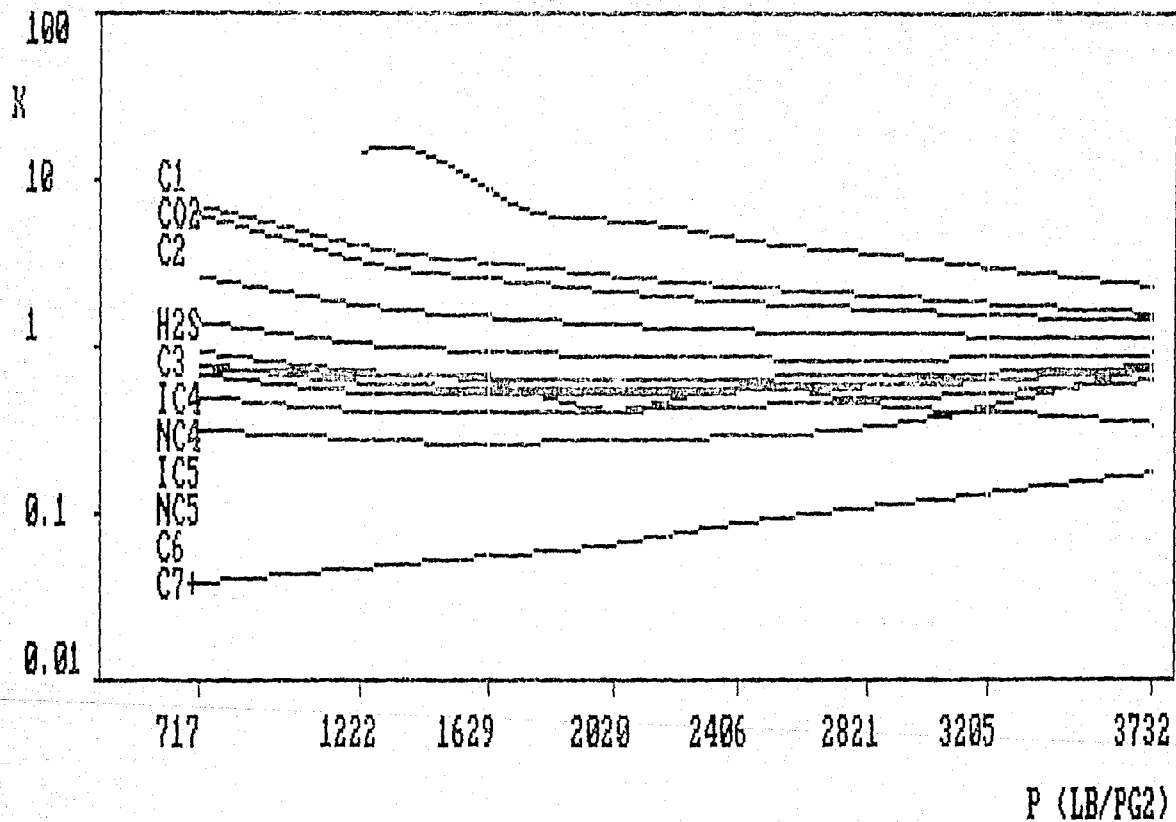


FIG. 8.1 GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

P (LB/PG2)

Al observar en el reporte de resultados la tabla de las constantes de equilibrio y la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra presiones (figura 5.11), se encuentran las siguientes inconsistencias:

- La constante de equilibrio tiene un valor negativo para el componente nitrógeno (N_2) a la presión de 717 lb/pg².

- La curva del componente ácido sulfhídrico (H_2S) no se encuentra en su posición correcta, cruzándose con las curvas de varios componentes. Por consiguiente los valores de las constantes de equilibrio son incorrectas para este componente.

- Se cruzan las curvas de los componentes normal-butano (C_4H_{10}) e iso-butano (C_4H_{10}) en la presión de 3732 lb/pg² y además estas curvas están muy cercanas.

- La curva del componente propano (C_3H_8) se cruza con la curva del componente normal-butano (C_4H_{10}) en la presión de 3732 lb/pg².

En realidad no hay muchos errores en este análisis y estos no son muy severos. Los errores anteriores también se pueden observar en las gráficas del logaritmo de las constantes de equilibrio (1) contra las temperaturas de ebullición (16), véase las 5.6 a 5.10, por consiguiente estas gráficas se usan como una herramienta más para corregir las inconsistencias que tenga un análisis PVT.

Para evaluar esta corrección, se siguen los dos pasos principales del procedimiento discutido en el capítulo 6 :

1. Se continúan las inconsistencias principales del análisis NV, cambiando apropiadamente las composiciones de la fase gas para obtener el comportamiento normal de las curvas de las constantes de equilibrio contra las etapas de agotamiento de presión.

La primera inconsistencia (K=30.720) del componente nitrógeno (N_2) a la presión de 717 lb/pg², se corrige disminuyendo el valor de la composición del nitrógeno de la fase gaseosa, de 0.440 a 0.399, obteniéndose K=19.999. Se puede observar en la gráfica de $\log K$ contra TE a la presión de 717 lb/pg² (figura B.4), que el nuevo valor de K se alinea a los valores K de los otros componentes.

La segunda inconsistencia se encuentra en la curva del componente ácido sulfhídrico (H_2S), la cual está completamente desfasada, pudiendo decirse que éste es el error más grave que tiene el análisis, ya que si se observan las gráficas de $\log K$ contra TE para todas las etapas de agotamiento, mostradas en las figuras de B.4 a B.11, el único componente que se encuentra completamente desalineado es precisamente el ácido sulfhídrico, causando un brusco desplazamiento hacia abajo en las gráficas. Para corregir este error, es necesario incrementar el valor de K en todas las etapas de agotamiento de presión, de tal forma que las gráficas de $\log K$ contra TE se observen alineadas. En la siguiente tabla se muestra la corrección, incrementando los valores de la composición del ácido sulfhídrico de la fase gaseosa:

COMPOSICIÓN a Ácido Sulfhídrico (H_2S)

PRESION	320	2821	2404	2020	1629	1222	717
Com. Gas:	0.115	0.150	0.220	0.330	0.370	0.420	0.470
Cor. Gas:	0.495	0.490	0.505	0.517	0.545	0.615	0.700

- La tercera inconsistencia también se puede observar en la gráfica de $\log. K$ contra TE , se trata de un pequeño desplazamiento hacia arriba causado por el valor K del componente iso-pentano (I-C₅), en todas las etapas de agotamiento de presión (figuras 8.4 a 8.11). Aunque en la gráfica de $\log. K$ contra p (figura 8.1) solamente se cruzan las curvas del I-C₅ y del N-C₄ una vez a la presión de 3732 lb/pg², se puede observar en la figura 8.1, que la curva del iso-pentano (I-C₅) está localizada muy cerca de la curva del butano normal (N-C₄), y este no es el comportamiento correcto. Esto también se puede visualizar en las gráficas de $\log. K$ contra TE en todas las etapas de agotamiento de presión, en donde se observa que a la temperatura de ebullición (535°R) del iso-pentano (I-C₅) (figuras 8.5 a 8.11), se observa que su constante de equilibrio K se encuentra desplazada hacia arriba con respecto al comportamiento lineal aproximado de estos datos. Para corregir este error se disminuyen los valores de la composición del componente iso-pentano en la fase gaseosa de la siguiente forma :

COMPONENTE : Iso-Pentano (I-C₅)

PRESION	3205	2821	2406	2020	1629	1292	717
Com.Uniq.	0.920	0.890	0.870	0.870	0.900	0.980	1.280
Com.Corr.	0.785	0.766	0.760	0.750	0.800	0.900	1.220

- La cuarta inconsistencia se observa en la gráfica de $\log. K$ contra P (figura 8.1), el cruce de la curva del componente hexano (C₆) con las curvas de los componentes N-C₄, I-C₅ y N-C₅ en la etapa de agotamiento de presión de 3732 lb/pg²; también se puede observar esta inconsistencia en la gráfica de $\log. K$ contra TE (figura 8.11) como un salto brusco. Esto se corrige disminuyendo el valor de la composición del hexano en la fase gaseosa de 1.300 a 1.130 en la etapa de agotamiento de presión de 3205 lb/pg².

A continuación se presentan los resultados parciales del primer paso de corrección :

TABLA No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	1.215	1.220	1.170	1.110	1.040	0.950	0.820	0.555
C1	65.562	67.480	68.090	68.290	68.180	67.050	65.090	59.990
CO2	2.220	2.210	2.240	2.200	2.340	2.380	2.420	2.440
C2	12.110	11.800	11.840	12.120	12.550	13.110	13.950	15.550
H2S	0.494	0.485	0.490	0.505	0.517	0.565	0.615	0.700
C3	6.407	6.130	6.180	6.280	6.510	6.950	7.540	9.150
I-C4	1.030	0.980	0.980	0.980	1.000	1.050	1.160	1.470
N-C4	2.517	2.360	2.340	2.320	2.370	2.400	2.750	3.540
I-C5	0.878	0.785	0.766	0.760	0.750	0.800	0.900	1.220
N-C5	1.279	1.150	1.110	1.070	1.070	1.100	1.200	1.560
C6	1.340	1.130	1.050	0.990	1.020	1.050	1.190	1.500
C7+	4.941	4.240	3.860	3.370	2.800	2.610	2.480	2.410
TOTAL	100.00	99.97	100.12	100.00	100.15	100.10	100.12	100.09

TABLA No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	0.520	0.405	0.319	0.249	0.180	0.111	0.055	0.017
C1	41.170	36.853	33.064	29.468	25.458	20.900	16.042	8.469
CO2	1.530	1.418	1.317	1.214	1.085	0.926	0.737	0.393
C2	10.330	10.089	9.876	9.605	9.214	8.640	7.809	5.895
H2S	0.470	0.468	0.464	0.458	0.449	0.425	0.391	0.310
C3	7.010	7.154	7.265	7.349	7.392	7.346	7.187	6.422
I-C4	1.340	1.399	1.449	1.497	1.544	1.590	1.617	1.574
N-C4	3.500	3.687	3.850	4.008	4.168	4.339	4.468	4.470
I-C5	1.380	1.478	1.564	1.647	1.742	1.840	1.930	1.997
N-C5	2.020	2.163	2.293	2.422	2.563	2.726	2.886	3.067
C6	2.700	2.958	3.194	3.426	3.670	3.967	4.268	4.748
C7+	28.030	31.934	35.321	38.631	42.474	47.124	52.517	62.517
TOTAL	100.00	100.00	99.98	99.97	99.94	99.93	99.91	99.88

TABLA No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 309 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	2.336	3.011	3.665	4.466	5.782	8.584	14.813	31.997
C1	1.592	1.831	2.059	2.317	2.678	3.208	4.057	7.683
CO2	1.451	1.558	1.700	1.879	2.158	2.570	3.282	6.202
C2	1.172	1.170	1.199	1.262	1.362	1.517	1.786	2.638
H2S	1.051	1.037	1.055	1.103	1.151	1.328	1.572	2.259
C3	0.914	0.857	0.851	0.854	0.881	0.946	1.049	1.425
I-C4	0.768	0.700	0.676	0.655	0.648	0.660	0.717	0.934
N-C4	0.719	0.640	0.608	0.579	0.569	0.572	0.615	0.792
I-C5	0.636	0.531	0.490	0.461	0.439	0.435	0.466	0.611
N-C5	0.633	0.532	0.484	0.442	0.417	0.404	0.416	0.509
C6	0.499	0.382	0.329	0.289	0.278	0.265	0.279	0.316
C7+	0.176	0.133	0.109	0.087	0.066	0.055	0.047	0.039

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

PRESIONES (LB/PG2)

VARIABLE	3732	3205	2821	2406	2020	1629	1222	717
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	†	136.000	130.000	125.000	123.000	120.000	117.000	110.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	†	†	†	†	†	†	†	†
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	†	0.892	0.883	0.886	0.891	0.900	0.914	0.945
PESO MOL DEL GAS (CALC)	----	28.632	27.893	27.157	26.672	26.727	27.179	28.662
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	----	12.523	10.854	8.991	7.380	5.915	4.456	2.609
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	78.273	86.419	93.476	100.301	108.064	117.454	128.194	147.683
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	203.000	204.460	205.421	206.050	206.433	206.949	207.442	208.230
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	35.940	37.253	37.778	38.767	39.498	40.206	40.957	41.821

† ESTE VALOR NO LO REPORTA EL ANALISIS PVT.

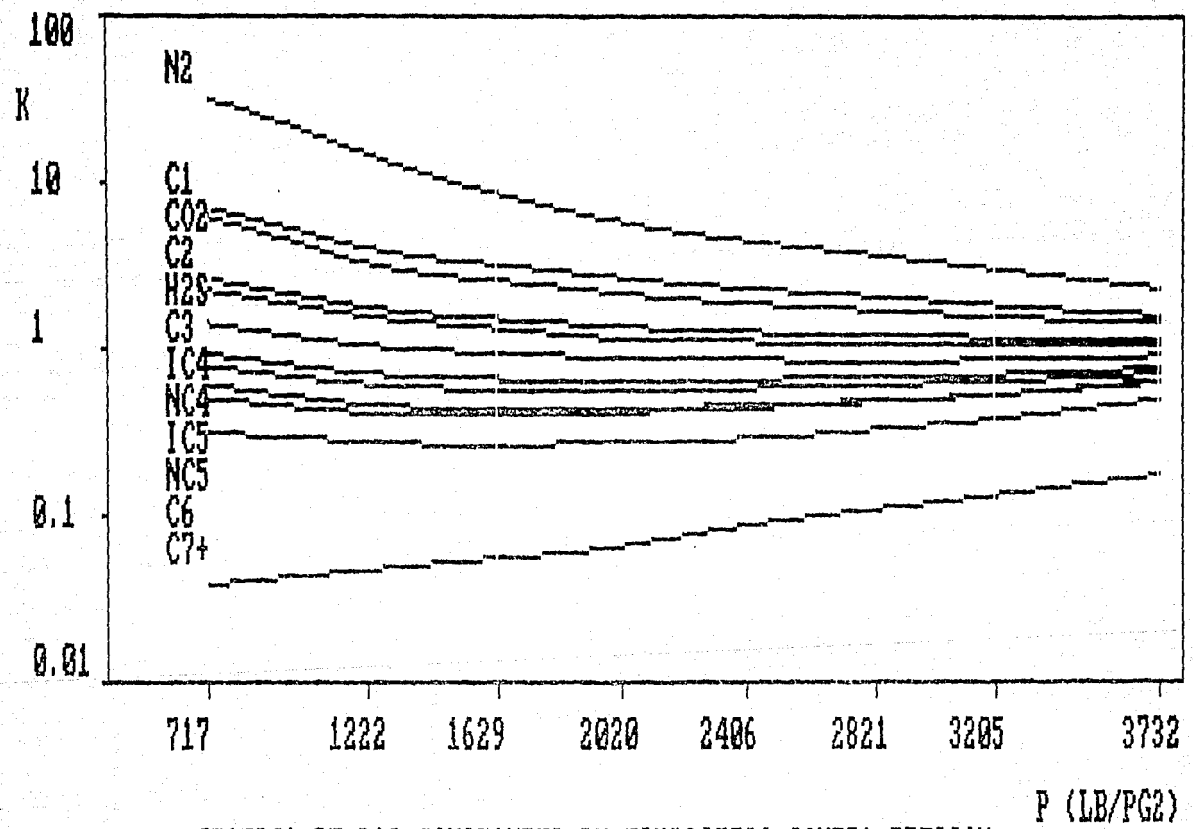


FIG. 8.2

GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

P (LB/PG²)

2. Después de corregir las principales inconsistencias, se debe de verificar que la suma de los valores de las composiciones de los componentes sea igual a cien, para cada una de las etapas de agotamiento de presión. Para poder ajustar estas sumatorias a cien se use la gráfica de el logaritmo de las constantes de equilibrio (K) contra las temperaturas de ebullición (TE) de cada componente de la mezcla de hidrocarburos, observando que valores de K deben de aumentarse ó disminuirse para que así queden mejor alineados, y a la vez tratando de ajustar la sumatoria de estos a cien. A continuación se detalla este proceso.

- En la etapa de agotamiento de presión de 717 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.085, como se puede observar en la tabla 1 que se obtuvo después de las correcciones del primer paso del método de corrección; por consiguiente es necesario restar 0.085 de las composiciones de los componentes, para esto se observa la gráfica de log. K contra TE a la presión de 717 lb/pg² (figura 0.4), concluyendo que para obtener una gráfica mejor alineada se puede disminuir los valores K de los componentes dióxido de carbono y hexano, de la siguiente forma :

PRESION 717 lb/pg ²		
COMPONENTE	CO ₂	C ₆
Comp. Orig.	2.440	1.500
Comp. Corr.	2.370	1.485

- En la etapa de agotamiento de presión de 1222 lb/pg² se obtiene un valor para la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.115; por consiguiente es necesario restar 0.115 de las composiciones de los componentes. Observando la gráfica de log. K contra TE (figura 8.5), se concluye que el problema anterior puede corregirse disminuyendo la composición de los componentes que no se encuentran muy bien alineados, de la siguiente forma :

PRESION 1212 lb/pg²

COMPONENTE	N ₂	CO ₂	N-C ₅	C ₆
Comp. Orig.	0.820	2.420	1.200	1.190
Comp. Corr.	0.800	2.400	1.185	1.130

- En la etapa de agotamiento de presión de 1629 lb/pg² se obtiene un valor para la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.095, por consiguiente es necesario restar 0.095 de las composiciones de los componentes, observando la gráfica de log. K contra TE (figura 8.6), esta sumatoria se ajusta de la siguiente forma :

PRESION 1629 lb/pg²

COMPONENTE	N ₂	CO ₂	N-C ₅
Comp. Orig.	0.950	2.390	1.100
Comp. Corr.	0.920	2.365	1.040

- En la etapa de agotamiento de presión de 2020 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.147, por consiguiente es necesario restar 0.147 de las composiciones de los componentes. Observando la gráfica de log. K contra TE (figura 8.7), esta sumatoria se puede ajustar de la siguiente forma :

PRESION 2020 lb/pg²

COMPONENTE	N ₂	CO ₂	N-C ₅	C ₆
Comp. Orig.	1.040	2.340	1.070	1.020
Comp. Corr.	1.020	2.313	0.990	1.000

- En la etapa de agotamiento de presión de 2406 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.075, por consiguiente es necesario restar 0.075 de las composiciones de los componentes. Observado la gráfica de log. K contra TE (figura 8.8), se decide cambiar la composición de los componentes CO₂, C₆ y N-C₅ de la siguiente forma :

PRESION 2406 lb/pg²

COMPONENTE	CO ₂	C ₃	N-C ₅
Comp. Orig.	2.290	6.280	1.070
Comp. Corr.	2.276	6.270	1.009

- En la etapa de agotamiento de presión de 2821 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.116, por consiguiente es necesario restar 0.116 de las composiciones de los componentes. Observando la gráfica de log. K contra TE (figura 8.9), se hace los cambios de la siguiente forma :

PRESION 2821 lb/pg²

COMPONENTE	CO ₂	C ₃	N-C ₅
Comp. Orig.	2.240	6.180	1.110
Comp. Corr.	2.234	6.160	1.020

- En la etapa de agotamiento de presión de 3205 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.97, por consiguiente es necesario sumar 0.030 de las composiciones de los componentes. Para lograrlo se observa la gráfica 8.10, concluyéndose que para alinear mejor los valores K se debe aumentar la composición de la fase gas del metano para aumentar el valor de su constante de equilibrio K; así mismo se concluye que debe disminuirse la composición de la fase gas del pentano normal y así disminuir el valor de su constante de equilibrio, de la siguiente forma :

PRESION 3205 lb/pg²

COMPONENTE	C ₁	N-C ₅
Comp. Orig.	67.480	1.150
Comp. Corr.	67.610	1.050

- En la etapa de agotamiento de presión de 3732 lb/pg² (presión de burbujeo), no se requiere ningún cambio.

A continuación se presentan los resultados corregidos, por medio del proceso anterior, observandose que el comportamiento de las curvas del logaritmo de las constantes de equilibrio (K) contra las etapas de agotamiento de presión (P), (figura B.3), es correcto de acuerdo a la discusión presentada previamente en el capítulo 5.

TABLA No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE GASEUSA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESTIONES (LB/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	1.206	1.220	1.170	1.110	1.020	0.930	0.800	0.555
C1	65.791	67.610	68.090	68.290	68.180	67.050	65.090	59.990
CO2	2.234	2.210	2.234	2.276	2.313	2.365	2.400	2.370
C2	12.022	11.800	11.840	12.120	12.550	13.110	13.950	15.550
H2S	0.490	0.485	0.490	0.505	0.517	0.565	0.615	0.700
C3	6.445	6.130	6.160	6.270	6.510	6.950	7.540	9.150
I-C4	1.022	0.980	0.980	0.980	1.000	1.050	1.160	1.470
N-C4	2.499	2.360	2.340	2.320	2.370	2.480	2.750	3.540
I-C5	0.871	0.785	0.766	0.760	0.750	0.800	0.900	1.220
N-C5	1.175	1.050	1.020	1.009	0.970	1.040	1.105	1.560
C6	1.338	1.130	1.050	0.990	1.000	1.050	1.130	1.485
C7+	4.986	4.240	3.860	3.370	2.890	2.610	2.480	2.410
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLA No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESTIONES (LB/PG2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	0.520	0.405	0.319	0.249	0.186	0.120	0.068	0.028
C1	41.170	36.831	33.054	29.457	25.446	20.886	16.027	8.451
CO2	1.530	1.418	1.319	1.215	1.094	0.935	0.751	0.436
C2	10.330	10.089	9.876	9.605	9.214	8.640	7.809	5.895
H2S	0.470	0.468	0.464	0.458	0.449	0.425	0.391	0.310
C3	7.010	7.154	7.270	7.354	7.395	7.349	7.190	6.426
I-C4	1.340	1.399	1.449	1.497	1.544	1.590	1.617	1.574
N-C4	3.500	3.687	3.850	4.008	4.160	4.339	4.468	4.470
I-C5	1.380	1.478	1.564	1.647	1.742	1.840	1.930	1.997
N-C5	2.020	2.179	2.321	2.455	2.611	2.782	2.940	3.128
C6	2.700	2.958	3.194	3.426	3.676	3.969	4.292	4.769
C7+	28.030	31.934	35.321	38.631	42.474	47.124	52.517	62.517
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLA No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 309 F

COMPONENTE	PRESIONES (LB/PS2)							
	3732.00	3205.00	2821.00	2406.00	2020.00	1629.00	1222.00	717.00
N2	2.319	3.011	3.665	4.466	5.488	7.770	11.789	20.039
C1	1.598	1.836	2.060	2.318	2.679	3.210	4.061	7.099
C02	1.460	1.558	1.694	1.873	2.115	2.579	3.195	5.441
C2	1.164	1.170	1.199	1.262	1.362	1.517	1.786	2.638
H2S	1.044	1.037	1.055	1.103	1.151	1.320	1.572	2.259
C3	0.919	0.857	0.847	0.853	0.880	0.946	1.049	1.474
I-C4	0.763	0.700	0.676	0.655	0.648	0.660	0.717	0.934
N-C4	0.714	0.640	0.608	0.579	0.569	0.572	0.615	0.792
I-C5	0.631	0.531	0.490	0.461	0.430	0.435	0.466	0.611
N-C5	0.582	0.482	0.440	0.411	0.379	0.374	0.403	0.499
C6	0.496	0.382	0.329	0.289	0.272	0.265	0.263	0.311
C7+	0.175	0.133	0.109	0.087	0.066	0.055	0.047	0.039

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

VARIABLE	PRESIONES (LB/PS2)							
	3732	3205	2821	2406	2020	1629	1222	717
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	†	136.000	130.000	125.000	123.000	120.000	117.000	110.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	†	†	†	†	†	†	†	†
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	†	0.892	0.883	0.886	0.891	0.900	0.914	0.945
PESO MOL DEL GAS (CALC)	----	28.581	27.817	27.107	26.580	26.671	27.102	28.618
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	----	12.500	10.824	8.974	7.355	5.902	4.443	2.685
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	78.273	86.428	93.497	100.326	108.108	117.502	128.262	147.766
PESO MOL C7+ LID. (CALC)	203.000	204.460	205.421	206.050	206.433	206.949	207.442	208.230
DENSIDAD DEL LID. (CALC)	35.940	37.257	37.786	38.777	39.514	40.222	40.979	41.844

† ESTE VALOR NO LO REPORTA EL ANALISIS PVT.

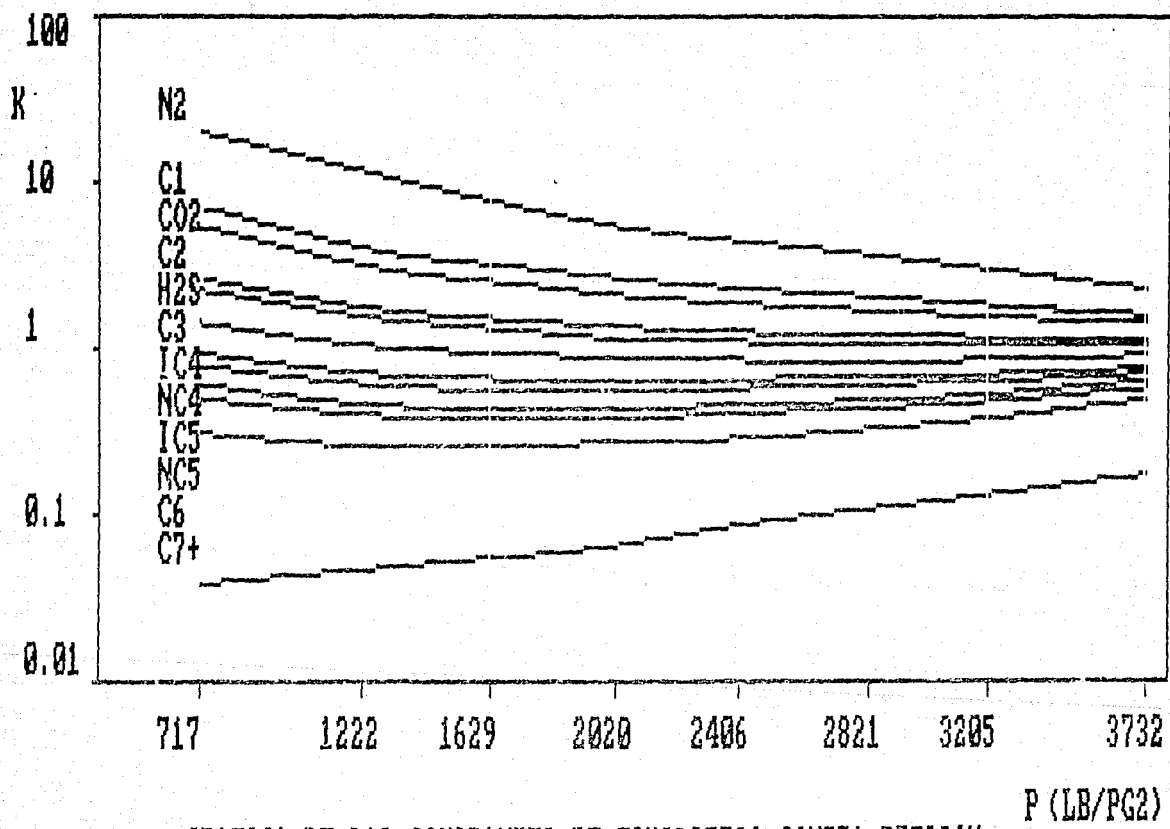


FIG. 8.3 GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

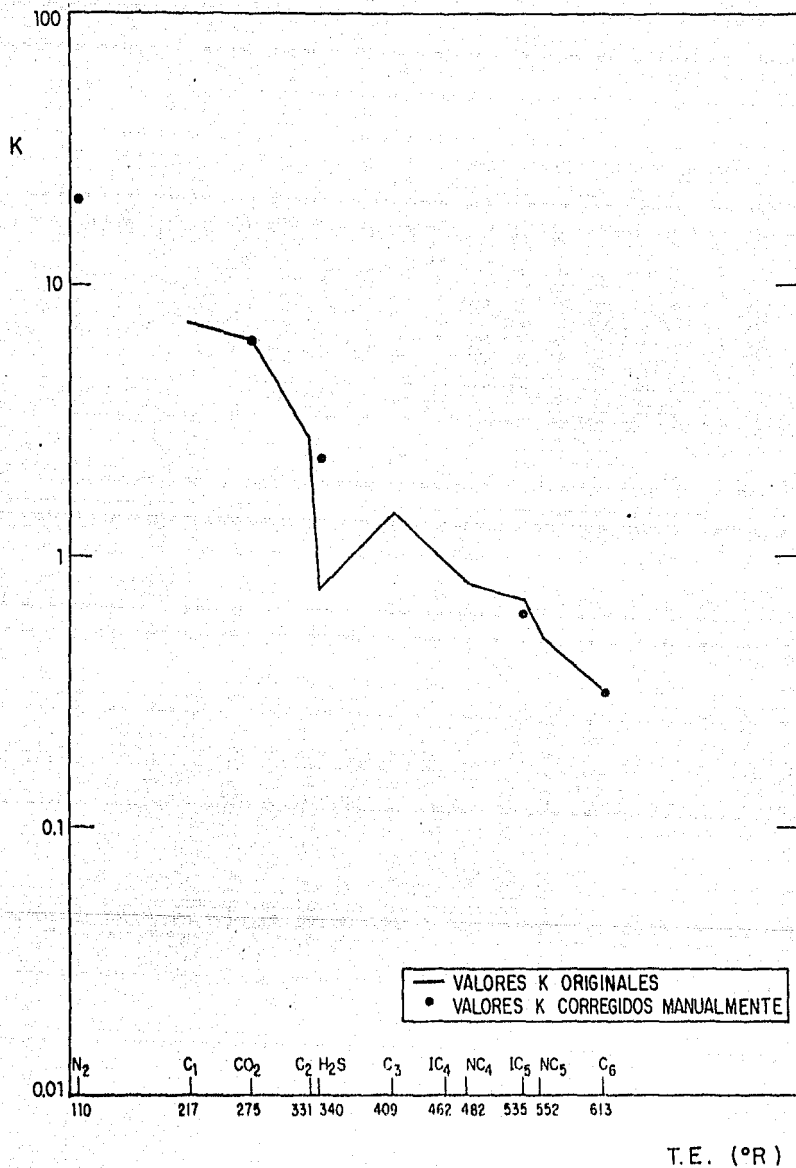


Fig 84 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 717 lb/pg²

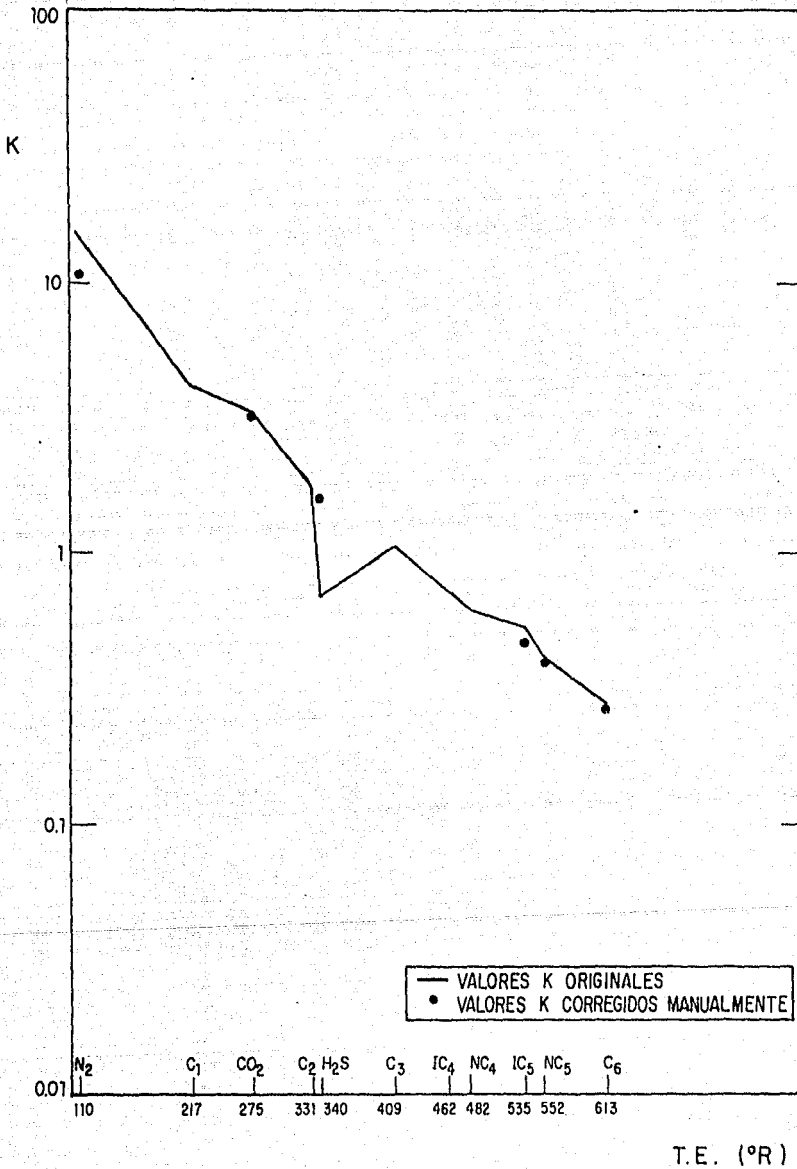


Fig 8.5 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 1222 lb/pg²

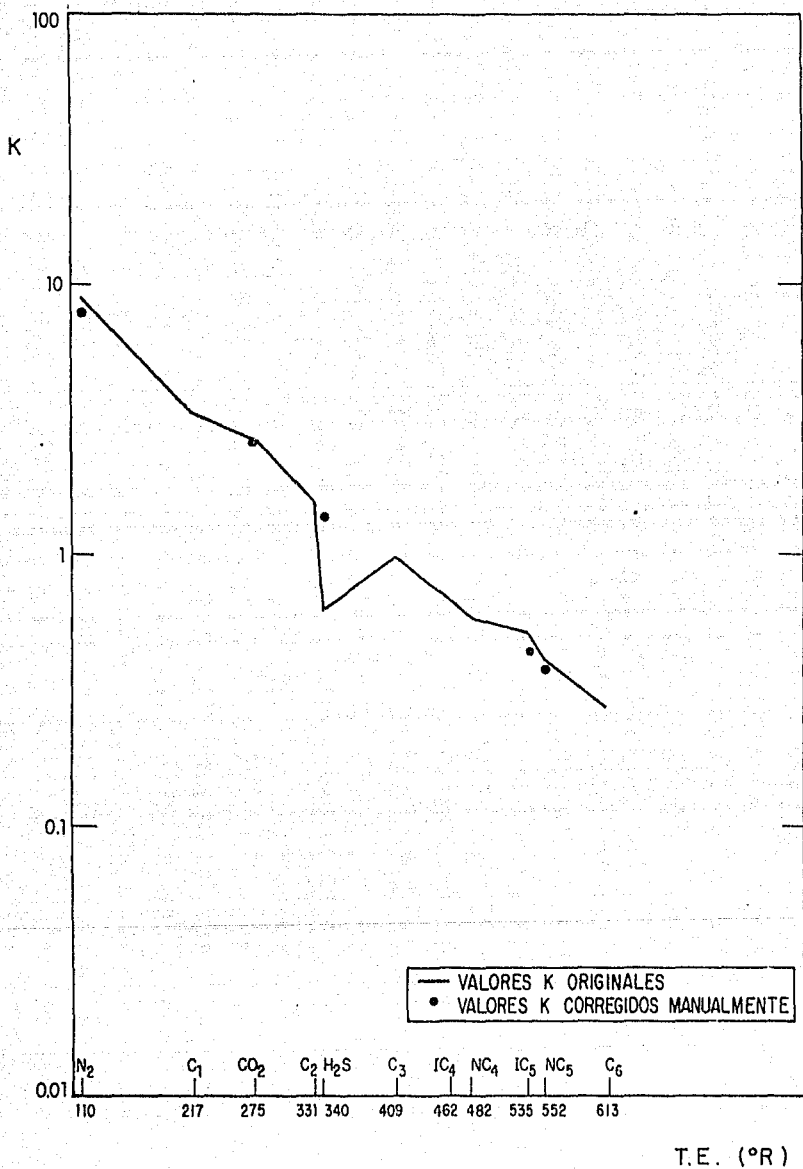


Fig 8.6 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 1629 lb/pg²

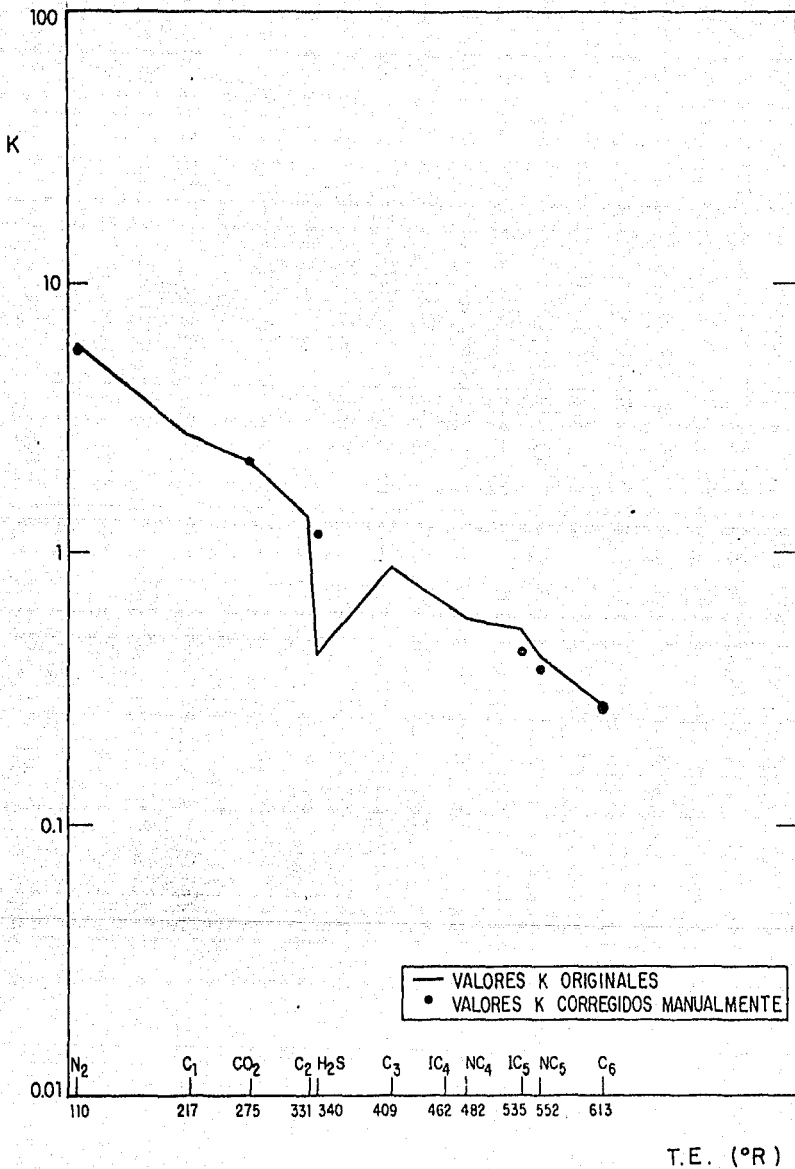


Fig 8.7 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 2 020 lb/pg²

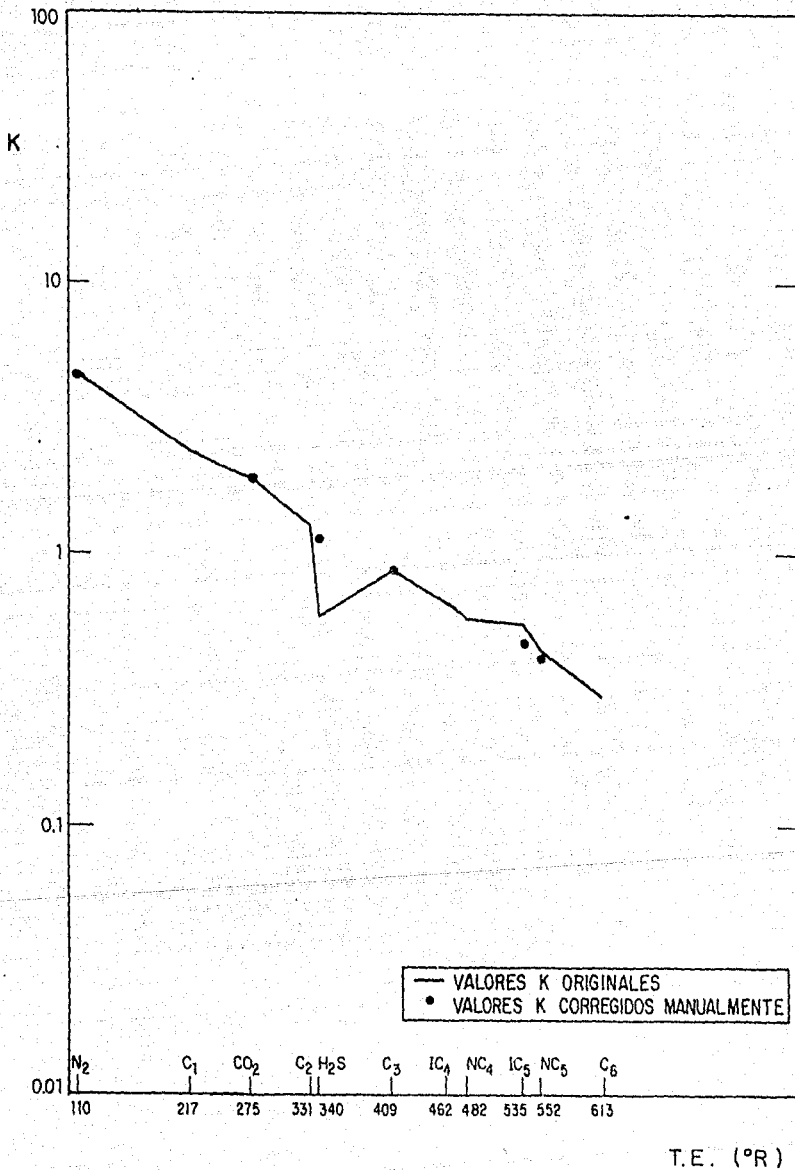


Fig 8.8 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 2 046 lb/pg²

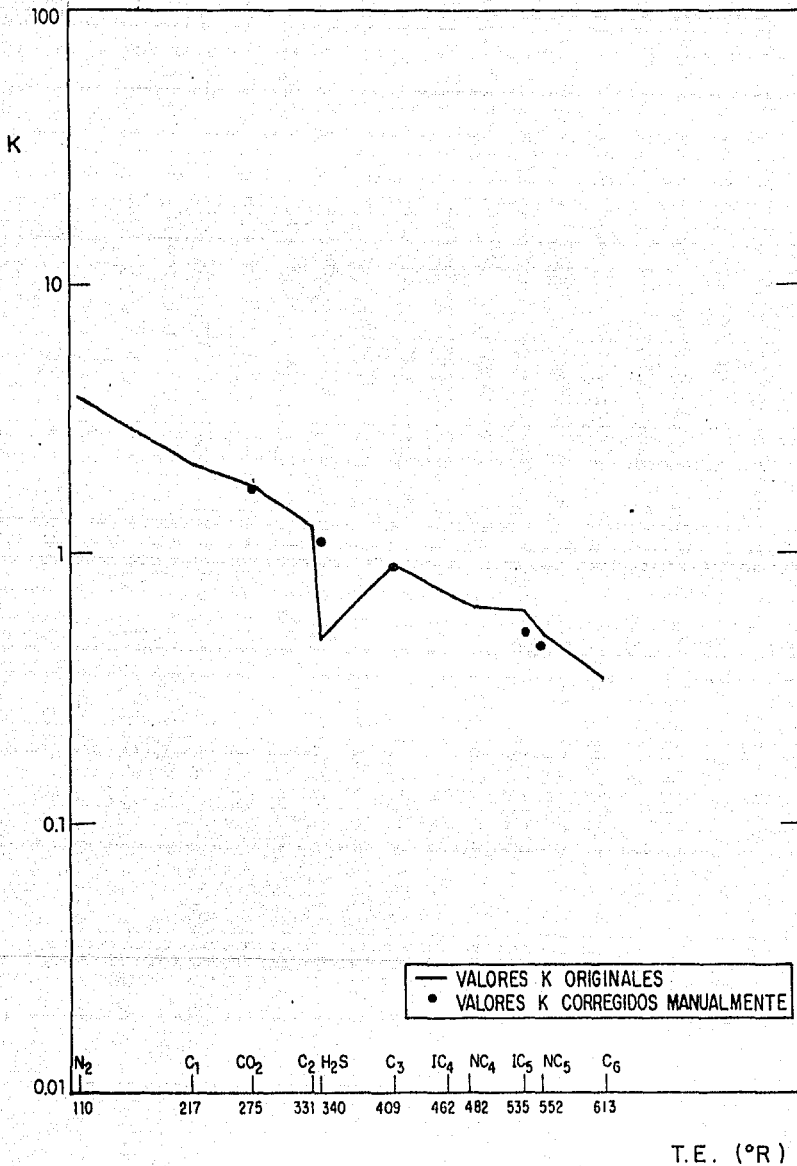


Fig 8.9 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 2 821 lb/pg²

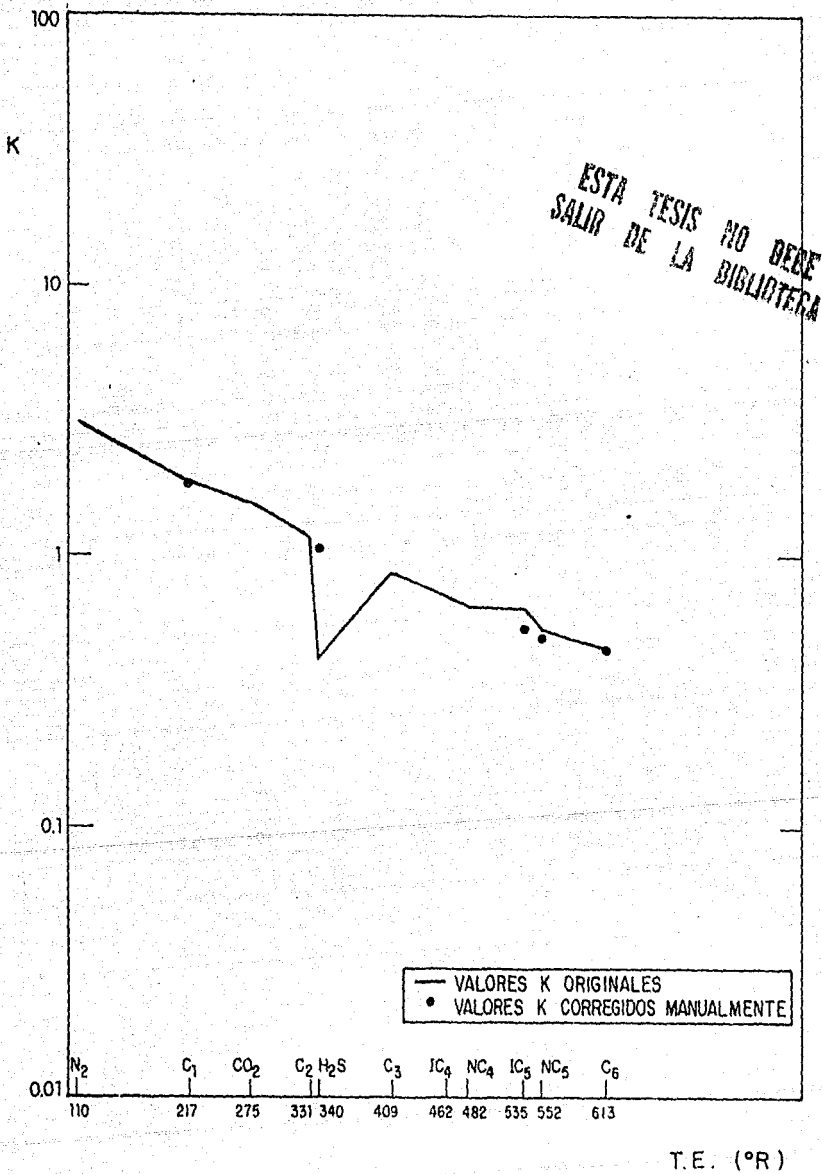


Fig 8.10 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 3 205 lb/pg²

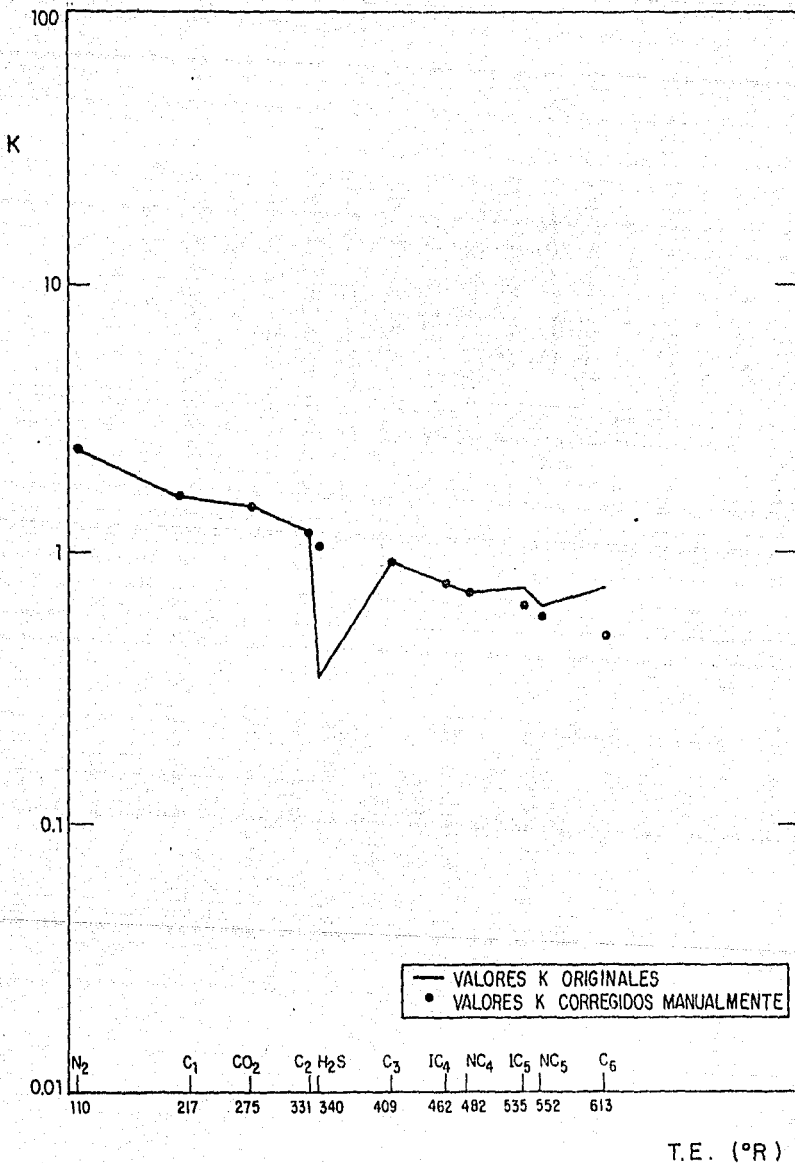


Fig 8.11 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el aceite del pozo Jujo 42, presión 3732 lb/pg²

8.2 MUESTRA DE UN FLUIDO DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO

La muestra siguiente de fluido pertenece al yacimiento de gas y condensado Vuelta Grande, localizado en la región del chaco boliviano, la cual se recolectó en el pozo VGR-X2.

El análisis se llevó a cabo por medio del método de agotamiento de presión a volumen constante, a la temperatura del yacimiento de 170°F; la presión de rocío estimada del fluido es de 2858 lb/pg². En la tabla No. 2 se presentan los datos del reporte del laboratorio, que se deben introducir al paquete.

TABLA No 2
ANÁLISIS COMPOSICIONAL A VOLUMEN CONSTANTE, TAFECUA

COMPONENTE	2858.0	2400.0	1900.0	1500.0	1000.0	600.0
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	81.280	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	3.900	4.080	4.290
I-C ₄	0.650	0.630	0.600	0.600	0.610	0.660
N-C ₄	1.620	1.560	1.510	1.490	1.530	1.640
I-C ₅	0.620	0.560	0.520	0.500	0.500	0.570
N-C ₅	0.720	0.660	0.600	0.580	0.590	0.660
C ₆	0.990	0.770	0.610	0.550	0.550	0.620
C ₇₊	2.890	1.930	1.300	1.000	0.810	0.790
TOTAL	100.00	100.00	100.00	99.900	100.00	100.00
PESO MOL C ₇₊	118.000	112.000	107.000	104.000	102.000	102.000
DENS REL C ₇₊	0.746	0.740	0.724	0.730	0.728	0.728
FACTOR Z	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.933
FACTOR Z _{2F}	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 LIO RES	0.000	2.200	4.200	4.400	4.200	3.800

A continuación se presentan los resultados, originales procesados por el paquete computacional, en forma de reporte.

DETERMINACION DE LA CONSISTENCIA DE UN ANALISIS COMPOSICIONAL
DE FLUIDOS A VOLUMEN CONSTANTE

TIPO DE FLUIDO :GAS Y CONDENSADO

ZONA O DISTRITO :EL CHACO BOLIVIANO
CAMPO :VUELTA GRANDE
POZO :VGR-X2
MUESTRA :SIN IDENTIFICACION

FORMACION PRODUCTORA :TAPECUA/CANGAPI

FECHA CUANDO SE TOMO LA MUESTRA :NO SE TIENE
FECHA CUANDO SE ANALIZO LA MUESTRA :NO SE TIENE

LABORATORIO :YAC PET FIS BOL

NOMBRE DEL USUARIO :CARLOS MAZARIEGOS

TABLA No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.610	1.530	1.640	1.640	1.610
C1	78.490	79.920	80.920	81.280	81.270	80.590
CO2	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
I-C4	0.650	0.630	0.600	0.600	0.610	0.660
N-C4	1.620	1.560	1.510	1.490	1.530	1.640
I-C5	0.620	0.560	0.520	0.500	0.500	0.570
N-C5	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	100.00	100.00	100.00	99.90	100.00	100.00

TABLA No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.951	0.805	0.698	0.534	0.316	0.189
C1	42.319	41.558	35.730	27.358	19.222	5.868
CO2	0.051	0.050	0.050	0.050	0.050	0.050
C2	8.575	8.250	8.092	7.450	6.220	4.287
C3	6.048	6.206	6.596	7.969	6.652	5.356
I-C4	0.834	1.167	1.502	1.538	1.605	1.421
N-C4	2.921	3.170	3.541	3.876	3.876	3.524
I-C5	2.162	2.170	2.383	2.711	3.148	3.301
N-C5	1.838	2.270	2.800	3.141	3.647	3.836
C6	6.186	6.672	7.666	8.709	10.556	12.916
C7+	28.113	27.683	30.941	35.932	45.070	59.733
TOTAL	100.00	100.00	100.00	101.27	100.36	100.48

TABLA No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.661	2.000	2.334	3.069	5.190	8.536
C1	1.855	1.923	2.265	2.769	4.228	13.734
C02	0.981	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
C2	0.962	1.000	1.021	1.115	1.351	1.987
C3	0.685	0.654	0.606	0.489	0.613	0.801
I-C4	0.779	0.540	0.400	0.390	0.380	0.464
N-C4	0.555	0.492	0.426	0.384	0.395	0.465
I-C5	0.287	0.258	0.218	0.184	0.159	0.173
N-C5	0.392	0.291	0.214	0.185	0.159	0.172
C6	0.160	0.115	0.089	0.063	0.050	0.048
C7+	0.103	0.070	0.042	0.028	0.018	0.013

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

PRESIONES (LB/PG2)

VARIABLE	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
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

TABLA No. 5.

COMPARACION DE LOS FACTORES DE DESVIACION A DOS FASES

**

LABORATORIO	0.795	0.787	0.798	0.810	0.824	0.827
CALCULADO	-----	0.787	0.798	0.810	0.823	0.826

** SE RECOMIENDA PARA PROPOSITOS DE CONSISTENCIA DEL ANALISIS PVT, QUE LOS VALORES DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES (DEL LABORATORIO Y LOS CALCULADOS) NO DIFIERAN EN MAS DE UNA MILESIMA.

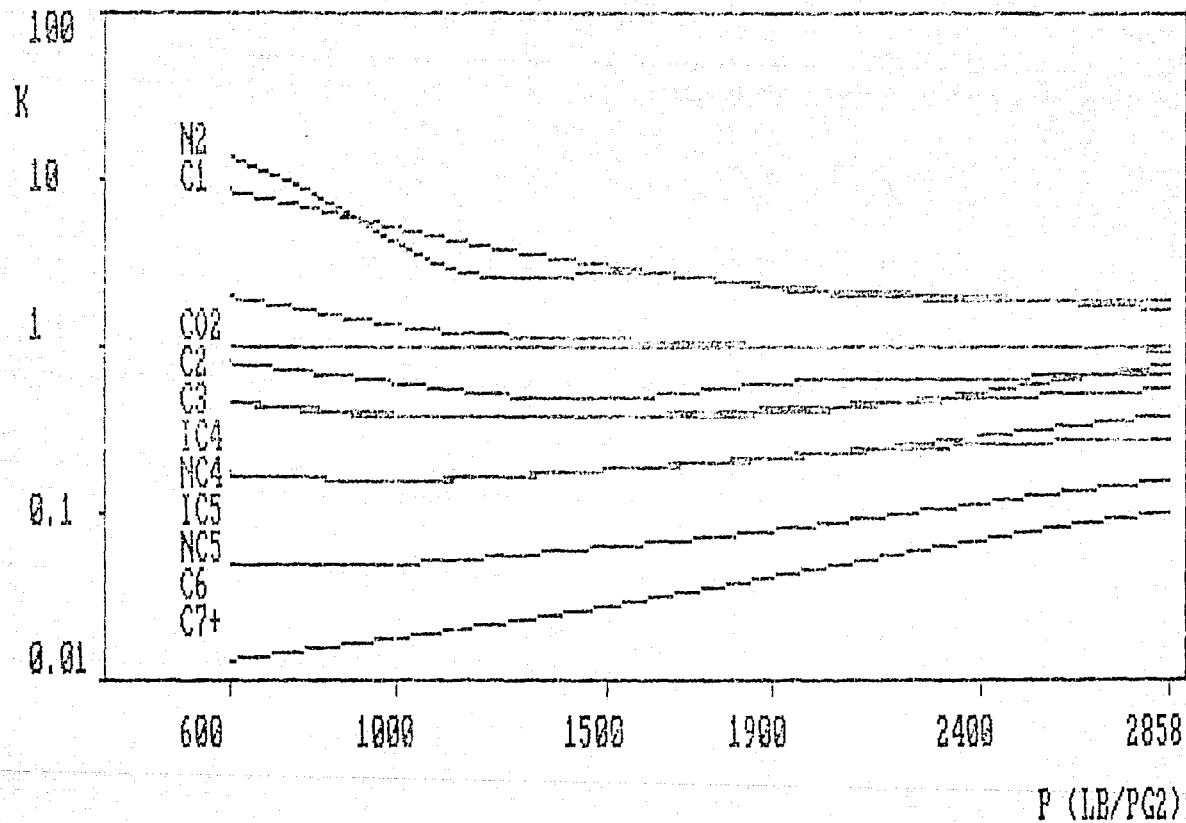


FIG. 8.12 GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

Al observar en el reporte de resultados la tabla de las constantes de equilibrio y la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra presiones (Figura 6.12), se encuentran las siguientes inconsistencias:

- Las curvas de los componentes nitrógeno (I-2) y oxígeno (I-1) se cruzan en las presiones de 600 lb/pg² y 1200 lb/pg².
- La curva del dióxido de carbono (I-2) se comporta como una línea recta, y además se cruza con la curva del etano (I-2) en la presión de 1500 lb/pg².
- La curva del componente propano (I-3) no es uniforme, ya que tiene un brusco desplazamiento en la presión de 1500 lb/pg².
- Las curvas de los componentes isobutano (I-4) y butano normal (I-4) se cruzan en las presiones de 500 lb/pg², 1000 lb/pg² y 1500 lb/pg².
- Las curvas de los componentes isopentano (I-5) y pentano normal (I-5) se cruzan y se encruzan en todas las etapas de ajustamiento de presión.
- Las curvas de los componentes hexano (I-6) y heptano y más pesados (I-7), no convergen adecuadamente hacia la presión de convergencia.

En este análisis existen demasiados errores, para la corrección de las inconsistencias anteriores se usa como guía las gráficas del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la presión y la del logaritmo de las constantes de equilibrio contra la temperatura de ebullición.

Para efectuar esta corrección, se siguen los dos pasos principales del procedimiento discutido en el capítulo 6 :

1. Se corrigen las inconsistencias principales del análisis PVI cambiando apropiadamente las composiciones de la fase gas para obtener el comportamiento normal de las curvas de las constantes de equilibrio contra las etapas de agotamiento de presión.

- La primera inconsistencia, se encuentra en las etapas de agotamiento de presión de 1900 lb/qa² y 2400 lb/qa², observándose en las gráficas respectivas la \log_e contra T_a (Figuras 8.18 y 8.19), que los valores K del nitrógeno y del metano tienen casi el mismo valor y a la presión de fondo de 2400 lb/qa², el valor K del nitrógeno es menor que el del metano (Figura 8.20). Para corregir esto se aumenta solamente el valor de la composición del nitrógeno en la fase gaseosa de la siguiente forma :

CONFORMANTE : Nitrógeno (N₂)

Presión	1400	1900	1900
Comp. M. G.	1.610	1.650	1.640
Comp. G. G.	1.615	1.640	1.640

También en la gráfica de \log_e contra T_a de la etapa de agotamiento de presión de 2400 lb/qa² (Figura 8.19), se observa que el valor K del nitrógeno es menor que el del metano, para corregir esta inconsistencia es necesario disminuir el valor de la composición del metano para disminuir su valor K , de lo siguiente forma :

CONFORMANTE : Metano (CH₄)

Presión	2400
Comp. M. G.	0.0300
Comp. G. G.	0.0240

- La segunda inconsistencia se puede observar en la gráfica de log. I contra II, a lo largo de la etapa de agotamiento de presión (2750°) del dióxido de carbono (CO₂) en todas las etapas de agotamiento de presión (figuras 8.15 a 8.20), como un brusco desplazamiento hacia abajo; esta inconsistencia se corrige aumentando el valor de la composición del dióxido de carbono en la fase gaseosa, en todas las etapas de agotamiento de presión de la siguiente forma :

CURBON DITE : Dióxido de carbono (CO₂)

PRESION	2400	1900	1500	1000	700
Comp. Uniq.	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500	0.0500
Comp. Corr.	0.0000	0.0000	0.0311	0.0516	0.0516

- La tercera inconsistencia se observa como un pequeño desplazamiento hacia abajo, en la gráfica de log. I contra II para la etapa de agotamiento de presión de 1500 lb/pg² a la temperatura de equilibrio (950°) del propano (C₃H₈) (figura 8.17); esta inconsistencia se corrige aumentando el valor de la composición del propano en la fase gaseosa, de la siguiente forma :

CURBON DITE : Propano (C₃H₈)

PRESION: 1500

Comp. Uniq.	0.900
Comp. Corr.	0.000

- La cuarta inconsistencia, consiste en que los valores K del componente butano normal (n-C₄) son mayores que los del componente isobutano (i-C₄), lo cual se puede observar en las gráficas de log. I contra II de las etapas de agotamiento de presión de 1000 lb/pg² y 700 lb/pg² (figuras 8.16 y 8.19) como un pequeño desplazamiento hacia arriba. Para corregir esta inconsistencia se disminuye el valor de la composición del componente butano normal en la fase gaseosa, de la siguiente forma :

COMPONENTE 3: Buzaco-normal (N-H2)

PRESSION	2400	1800	1500	1000
Comp. Orig.	1.560	1.515	1.470	1.500
Comp. Corr.	1.554	1.466	1.455	1.500

- La quinta inconsistencia, se puede observar en la gráfica de log. k contra PE y consiste en que los valores k de los componentes hexano (H6) y normal-pentano (N-H5) son casi iguales en las etapas de agotamiento de presión de 2400 lb_a/pe^2 , 1800 lb_a/pe^2 , 1500 lb_a/pe^2 y 1000 lb_a/pe^2 (Figuras 8.15, 8.16, 8.17 y 8.18), mientras que en las etapas de agotamiento de presión de 2400 lb_a/pe^2 y 2000 lb_a/pe^2 (figuras 8.19 y 8.20) los valores de k del componente normal-pentano son mayores que los del hexano. Para corregir esta inconsistencia se aumenta el valor de las composiciones del normal-pentano en todas las etapas de agotamiento de presión, de la siguiente forma :

COMPONENTE 4: Hexano (H6)

PRESSION	2400	1800	1500	1000	600
Comp. Orig.	0.5600	0.520	0.500	0.500	0.570
Comp. Corr.	0.5747	0.520	0.515	0.500	0.575

- La sexta inconsistencia se observa en la gráfica de log. de las constantes de equilibrio contra presión (Figura 8.12), que las curvas de los componentes hexano (H6) y heptano y n-A4 pesado (H7+) no convergen hacia la presión de convergencia. Para corregir estas inconsistencias se aumenta la composición de dichos componentes gradualmente en las últimas etapas de agotamiento de presión, de la siguiente forma :

COMPONENTE 5: n-A4 pesado (H7+)

PRESSION	2400	1800	1500
Comp. Orig.	0.770	0.810	0.830
Comp. Corr.	0.810	0.830	0.865

COMPONENTE X Hephae y 640 personas (C7)				
PRESTÓN	285E	2400	1700	1500
Comp. Orig.	2.850	1.750	1.300	1.000
Comp. Corr.	2.900	2.000	1.225	1.060

A continuación se presentan los resultados parciales del primer paso de la corrección :

TABLA No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESTIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.613	1.629	1.643	1.640	1.610
C1	79.490	79.920	80.920	81.200	81.270	80.370
CO2	0.050	0.050	0.051	0.051	0.052	0.052
C2	0.250	0.250	0.260	0.310	0.400	0.520
C3	4.140	4.060	4.050	3.950	3.660	4.290
I-C4	0.650	0.630	0.600	0.600	0.610	0.660
N-C4	1.620	1.554	1.484	1.465	1.500	1.640
I-C5	0.620	0.575	0.528	0.515	0.510	0.605
N-C5	0.720	0.660	0.660	0.580	0.580	0.660
C6	0.990	0.815	0.630	0.566	0.530	0.620
C7+	2.900	2.000	1.325	1.060	0.910	0.790
TOTAL	100.01	100.13	100.04	100.04	99.90	99.62

TABLA No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESTIONES (LI/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.992	0.720	0.563	0.436	0.257	0.111
C1	45.430	41.550	35.730	29.250	19.222	0.106
CO2	0.052	0.042	0.036	0.032	0.032	0.011
C2	9.207	8.250	6.092	7.450	6.220	4.397
C3	6.593	6.206	6.596	7.093	6.403	5.025
I-C4	0.896	1.167	1.500	1.520	1.605	1.621
N-C4	2.990	3.325	3.929	4.304	4.452	3.993
I-C5	1.533	1.790	2.212	2.445	2.085	2.694
N-C5	1.974	2.270	2.600	3.141	3.647	3.036
C6	4.529	5.510	7.215	8.290	10.239	12.496
C7+	25.790	26.144	30.534	35.063	44.725	59.275
TOTAL	100.00	96.99	99.22	99.17	99.60	101.25

TABLA No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG²)

COMPONENTE	2050.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.593	2.217	2.911	3.600	4.370	14.513
C1	1.727	1.923	2.265	2.759	4.270	9.915
C02	0.950	1.190	1.394	1.574	2.364	4.786
C2	0.896	1.000	1.031	1.115	1.351	1.987
C3	0.628	0.654	0.666	0.580	0.677	0.854
I-C4	0.726	0.540	0.600	0.590	0.500	0.464
N-C4	0.542	0.467	0.377	0.340	0.237	0.411
I-C5	0.405	0.321	0.239	0.211	0.177	0.225
N-C5	0.365	0.291	0.214	0.165	0.159	0.172
C6	0.219	0.148	0.087	0.068	0.052	0.050
C7+	0.112	0.076	0.043	0.030	0.018	0.015

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

PRESIONES (LB/PG²)

VARIABLE	2050	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	0.754	0.750	0.728	0.728
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.933
PESO MOL DEL GAS (CALC)	23.922	22.667	21.695	21.349	21.130	21.400
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.785	10.056	7.429	5.601	3.545	2.086
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	----	56.341	62.940	69.975	80.066	97.434
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	----	129.855	126.735	126.052	125.102	125.126
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	----	51.020	40.393	40.654	41.677	41.920

TABLA No. 5

COMPARACION DE LOS FACTORES DE DESVIACION A DOS FASES

LABORATORIO	0.795	0.787	0.798	0.810	0.824	0.827
CALCULADO	-----	0.787	0.798	0.810	0.823	0.826

** SE RECOMIENDA PARA PROPOSITOS DE CONSISTENCIA DEL ANALISIS PYT, QUE LOS VALORES DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES (DEL LABORATORIO Y LOS CALCULADOS) NO DIFIRAN EN MAS DE UNA MILESIMA.

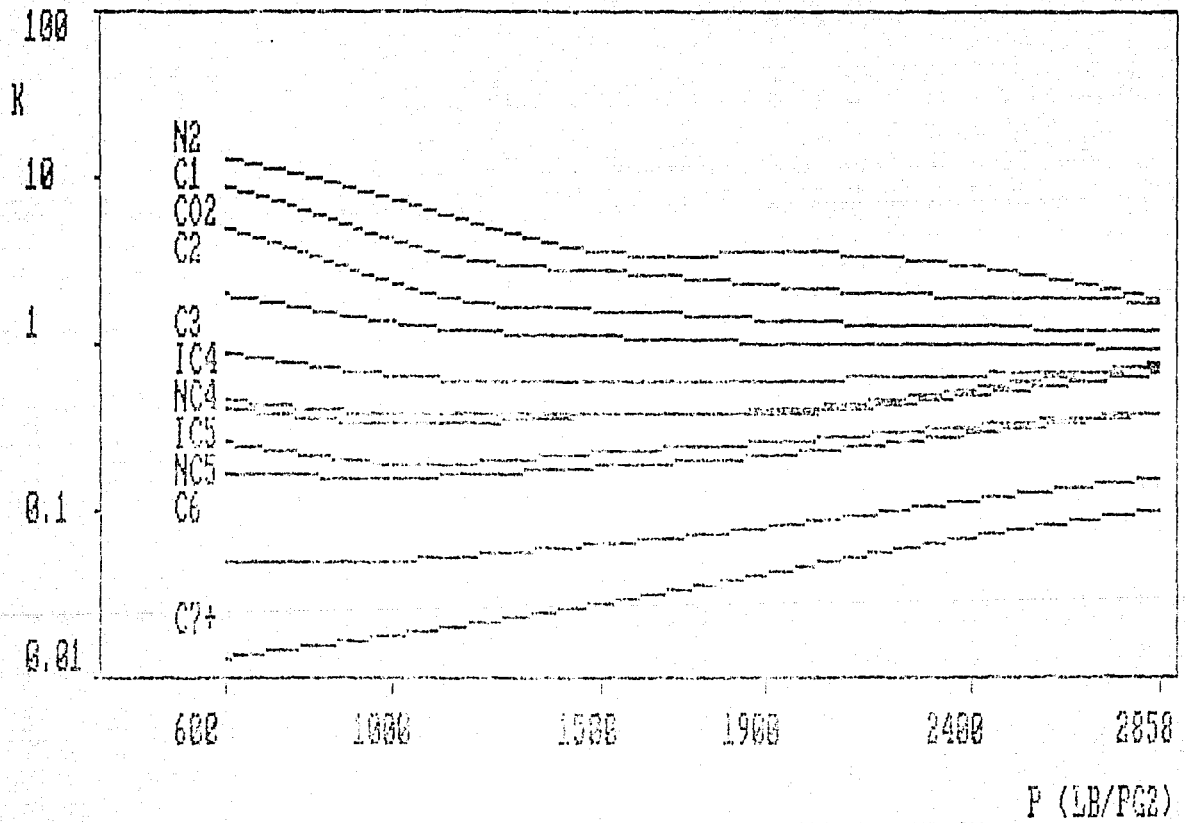


FIG. 8.13 GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

2. Después de corregir las principales inconsistencias, se debe de verificar que la suma de los valores de las composiciones de los componentes sea igual a cien, para cada etapa de aumento de presión. Para poder ajustar estas sumatorias a cien, se usa la gráfica de log. R contra T_R de cada componente de la serie de hidrocarburos, observando que valores de R deben de aumentar o disminuir, para cumplir, estas, presentar una relación lineal apropiada y a la vez tratando de ajustar la sumatoria a cien, para cada etapa de aumentos de presión. A continuación se detalla este proceso:

- En la etapa de aumento de presión de 600 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 97.416, como se puede observar en la tabla 1 que se obtuvo después de las correcciones al paso 1 del método de correlación actual; por consiguiente es necesario sumar 0.1832 a las composiciones de los componentes; al observar la gráfica de log. R contra T_R a la presión de 600 lb/pg² (figura 5.15), se trata de alinear los componentes de la siguiente forma:

Fig. 5.15 (600 lb/pg²)

COMPONENTE	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	N-C ₅	C ₆
Comp. Org.	0.320	4.299	0.360	1.640	0.360	0.6200
Comp. Inorg.	0.000	4.342	0.57	7.570	0.595	0.6540

- En la etapa de aumento de presión de 1000 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.206, por consiguiente es necesario sumar 0.1834 a las composiciones de los componentes; observando la gráfica de log. R contra T_R (figura 5.16), se corrige de la siguiente forma:

Fig. 5.16 (1000 lb/pg²)

COMPONENTE	C ₂	C ₃	N-C ₅
Comp. Org.	1.6609	0.400	0.550
Comp. Inorg.	0.0004	0.420	0.580

- En la etapa de agotamiento de presión de 1500 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.0391, por consiguiente es necesario restar 0.0391 de las composiciones de los componentes, y además tratar de alinear la gráfica de log. K contra TE (figura B.17), de la siguiente forma :

PRESIÓN 1500 lb/pg²

COMPONENTE	C1	C2	C3	C4	C5
Comp. Orig.	81.2309	0.609	0.580		
Comp. Corr.	81.1918	0.569	0.539		

- En la etapa de agotamiento de presión de 1000 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.0378, por consiguiente es necesario restar 0.0378 de las composiciones de los componentes y además tratar de alinear la gráfica de log. K contra TE (figura B.18), de la siguiente forma :

PRESIÓN 1000 lb/pg²

COMPONENTE	C1	C2	C3	C4	C5
Comp. Orig.	80.920	0.560	0.600	0.600	0.600
Comp. Corr.	80.880	0.520	0.570	0.560	0.560

- En la etapa de agotamiento de presión de 2400 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 100.127, por consiguiente es necesario restar 0.127 de las composiciones de los componentes y además tratar de alinear la gráfica de log. K contra TE (figura B.19), de la siguiente forma :

PRESIÓN 2400 lb/pg²

COMPONENTE	C1	C2
Comp. Orig.	79.920	0.200
Comp. Corr.	79.793	0.073

En la etapa de ajustamiento de presión de 0.050 kg/cm^2 se obtiene la suma de las deformaciones de los componentes en la fase gaseosa igual a 100.010 , por consiguiente se indica que la deformación por compresión es muy (2), con el efecto de que la presión de dicho componente converge hacia la presión de convergencia.

A continuación se presentan los resultados obtenidos por medio del proceso anterior, observándose que el comportamiento de las curvas de inscripción de las constantes de equilibrio (6) contra la presión (p) (Figura 3.14) es correcto, de acuerdo a la discusión presentada previamente en el capítulo 5.

Tabla No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 170 F

PRESTABLES (LB/PIE²)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.759	2.217	2.911	3.600	5.457	12.219
C1	1.531	1.787	2.222	2.676	4.031	8.904
CO2	1.058	1.190	1.396	1.593	2.304	4.785
C2	0.989	1.010	1.041	1.142	1.459	2.389
C3	0.802	0.851	0.969	0.992	0.826	0.912
I-C4	0.734	0.540	0.411	0.329	0.329	0.315
N-C4	0.598	0.487	0.377	0.349	0.337	0.455
I-C5	0.447	0.321	0.239	0.211	0.177	0.225
N-C5	0.391	0.291	0.233	0.196	0.145	0.205
C6	0.241	0.148	0.097	0.068	0.082	0.054
C7+	0.124	0.076	0.061	0.030	0.015	0.015

Tabla No. 4

PROPIEDADES FISICAS

PRESTABLES (LB/PIE²)

VARIABLE	2858	2400	1900	1500	1000	600
PESO MOL C7+ DEL GAS (LAB)	118.000	112.000	107.000	104.000	100.000	102.000
DENSIDAD REL C7+ GAS (LAB)	0.746	0.740	0.734	0.730	0.723	0.726
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	0.795	0.805	0.822	0.834	0.895	0.933
PESO MOL DEL GAS (CALC)	23.919	22.645	21.686	21.346	21.155	21.515
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.783	10.047	7.426	5.609	3.546	2.097
PESO MOL LIQUIDO (CALC)	----	56.812	63.008	69.056	80.849	96.590
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	----	129.854	176.735	136.022	126.102	125.125
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	----	51.446	40.488	40.642	41.668	41.472

TABLE 10. 3

COMPARACION DE LOS FACTORES DE DESVIACION A DOS FASES

43

LABORATORIO	0.795	0.787	0.798	0.813	0.824	0.827
CALCULADO	----	0.787	0.798	0.810	0.825	0.826

** SE RECOMIENDA PARA PROPOSITOS DE CORRECTUDAD DEL ANALISIS PYT, QUE LOS VALORES DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES (DEL LABORATORIO Y LOS CALCULADOS) NO DIFIERAN EN MAS DE UNA MILESIMA.

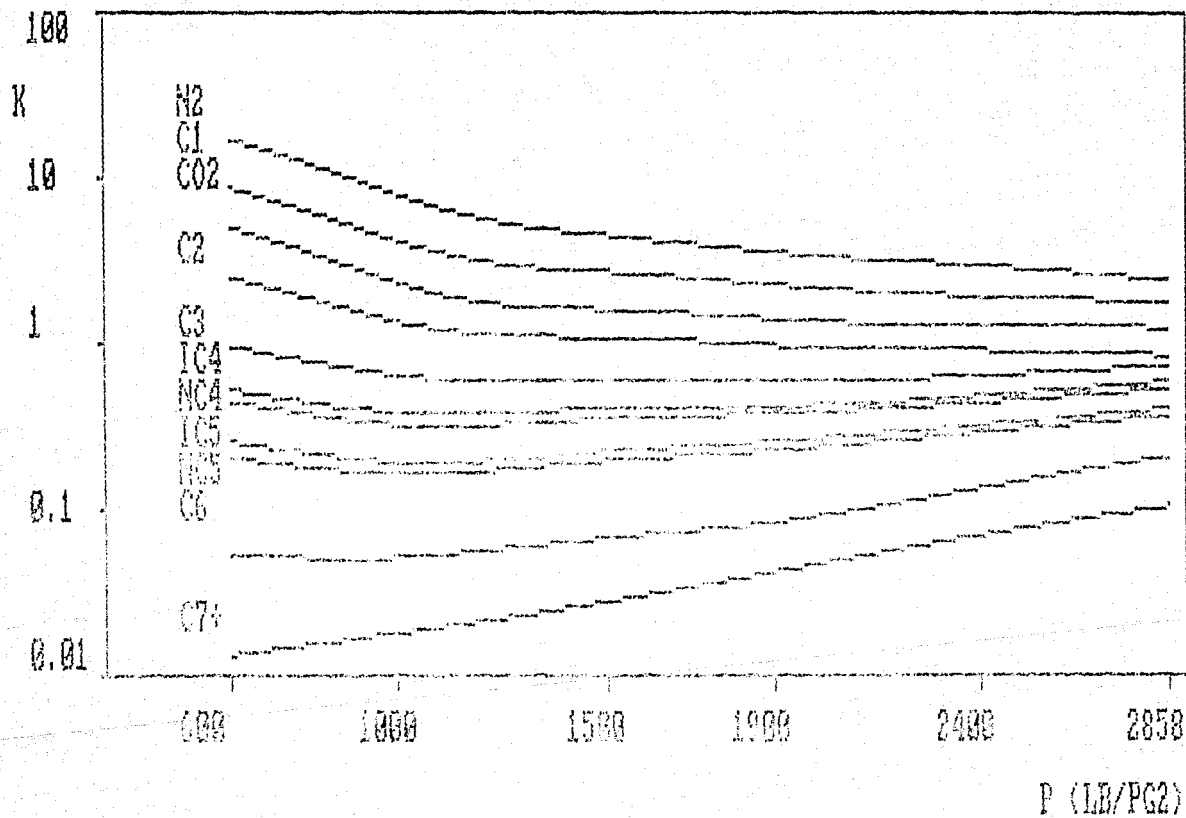


FIG. B.14 GRÁFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

8.2.2

CORRECCION SEMIAUTOMATICA

Los resultados obtenidos en la determinación de la consistencia del análisis composicional del fluido que pertenece al yacimiento de gas y condensado Vuelta Grande, muestran muchas inconsistencias, por consiguiente es preferible aplicar el método de corrección semiautomático.

Este método de corrección semiautomático se divide en dos pasos; en el primer paso se corrigen automáticamente las principales inconsistencias, como se muestra en la página siguiente :

TABLE No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LBS/EG)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.617	1.637	1.644	1.637	1.606
C1	78.490	79.920	80.970	81.360	81.270	80.295
CO2	0.050	0.050	0.051	0.051	0.051	0.052
C2	9.250	8.197	8.150	8.165	8.400	8.920
C3	4.140	4.050	3.982	3.932	4.000	4.290
I-C4	0.650	0.621	0.597	0.598	0.610	0.660
N-C4	1.620	1.535	1.663	1.440	1.479	1.627
I-C5	0.620	0.572	0.551	0.514	0.523	0.523
N-C5	0.720	0.658	0.654	0.682	0.691	0.658
C6	0.990	0.770	0.610	0.550	0.530	0.620
C7+	2.890	1.930	1.300	1.600	0.810	0.790
TOTAL	100.00	99.99	99.61	99.77	99.98	99.72

TABLE No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LBS/EG)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.627	0.630	0.630	0.433	0.766	0.133
C1	41.907	41.558	39.779	29.331	17.332	8.065
CO2	0.046	0.045	0.044	0.040	0.037	0.020
C2	0.922	9.610	9.871	9.594	7.337	5.769
C3	6.283	6.978	7.601	7.875	6.911	5.700
I-C4	1.240	1.491	1.579	1.702	1.600	1.532
N-C4	3.368	3.824	4.362	4.764	4.966	4.599
I-C5	1.619	1.857	2.173	2.449	2.711	2.758
N-C5	2.022	2.325	2.707	3.111	3.505	3.669
C6	6.126	6.672	7.666	8.769	10.536	12.915
C7+	27.839	27.693	30.541	34.932	45.070	59.733
TOTAL	100.00	102.59	103.23	103.96	102.26	105.69

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LIBRAS)

COMPONENTE	2050.00	2400.00	1700.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	2.520	2.566	3.093	3.1093	3.198	17.101
C1	1.873	1.923	2.365	2.3767	2.331	2.668
CO2	1.691	1.127	1.153	1.265	1.600	2.526
C2	0.925	0.952	0.924	0.877	1.165	1.477
C3	0.459	0.378	0.519	0.499	0.350	0.753
I-C4	0.524	0.443	0.370	0.347	0.361	0.431
N-C4	0.481	0.401	0.335	0.302	0.298	0.354
I-C5	0.383	0.308	0.244	0.219	0.192	0.214
N-C5	0.354	0.283	0.221	0.187	0.168	0.182
C6	0.162	0.115	0.090	0.085	0.050	0.048
C7+	0.104	0.070	0.042	0.038	0.018	0.013

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

PRESIONES (LIBRAS)

VARIABLE	2050	2400	1700	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	0.730
FACT DE DESV DEL GAS (LAB)	0.795	0.805	0.827	0.854	0.895	0.935
PESO MOL DEL GAS (CALC)	23.910	22.501	21.505	21.300	21.145	21.305
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.779	9.983	7.391	5.351	3.945	3.084
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	----	50.291	54.942	71.559	82.174	99.576
PESO MOL C7+ LID. (CALC)	----	129.803	126.439	123.465	124.917	124.941
DENSIDAD DEL LID. (CALC)	----	54.597	41.678	42.155	42.351	42.797

COMPARACION DE LOS FACTORES DE DESVIACION A DOS FASES

LABORATORIO	0.795	0.787	0.790	0.810	0.824	0.827
CALCULADO	----	0.787	0.790	0.810	0.823	0.826

** SE RECOMIENDA PARA PROPOSITOS DE EXISTENCIA DEL ANALISIS PYT, QUE LOS VALORES DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES (DEL LABORATORIO Y LOS CALCULADOS) NO DIFIERAN EN MAS DE UNA MILLESIMA.

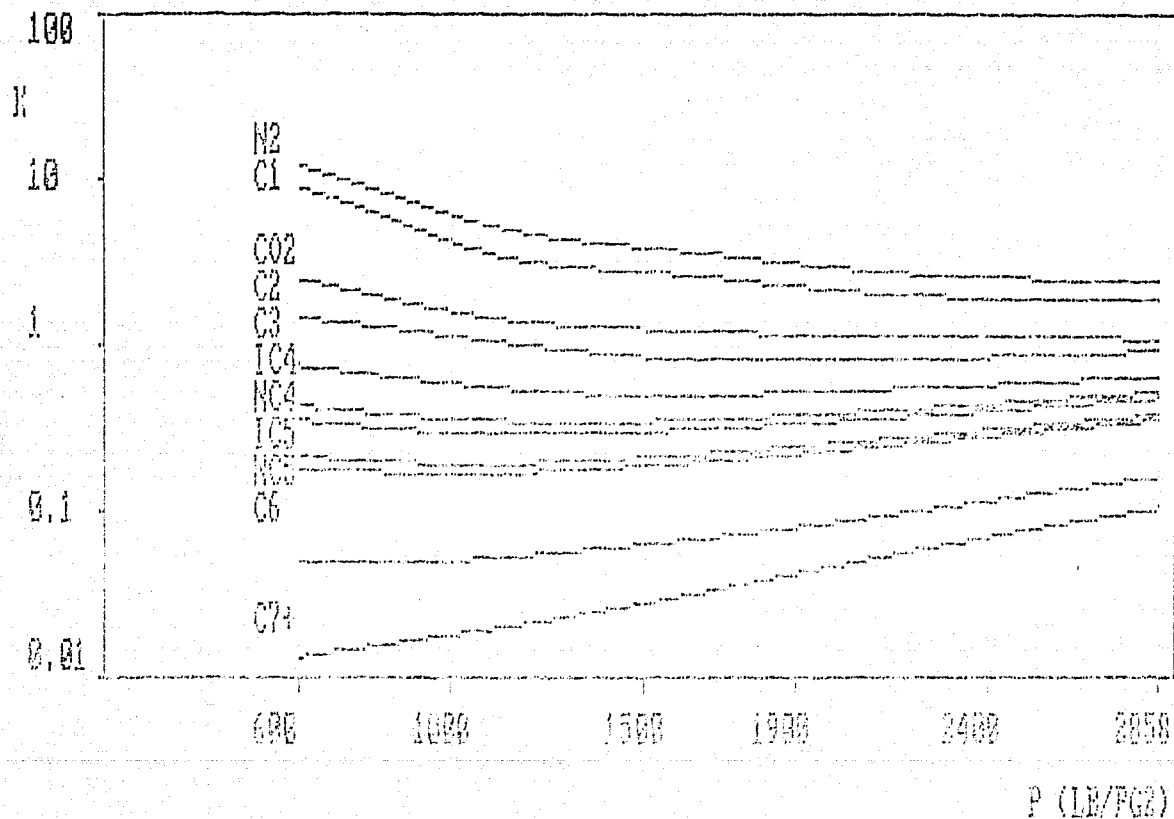


FIG. 8.11a GRÁFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESIÓN

El segundo paso consistió en verificar que las sumatorias de las composiciones de la fase gas sea igual a cien, en cada etapa de agotamiento. Este proceso es igual al usado en la corrección manual, a continuación se detalla :

- En la etapa de agotamiento de presión de 600 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.7163, como se puede observar en la tabla 1 que se obtuvo en la corrección automática de las inconsistencias principales; por consiguiente es necesario sumar 0.2812 a las composiciones de los componentes, de la siguiente forma :

COMPONENTE	PRESION 600 lb/pg ²				
	0 ₂	C ₁	CO ₂	C ₂	C ₃
Comp. Corr. 1	1.6062	36.2954	0.0517	8.5260	4.2900
Comp. Corr. 2	1.6166	39.3500	0.0519	8.5531	4.3500

COMPONENTE	I-C ₄	N-C ₄	I-C ₅	N-C ₅	C ₆
	Comp. Corr. 1	0.6500	1.5272	0.5902	0.6681
Comp. Corr. 2	0.6700	1.5500	0.6000	0.6900	0.6450

donde :

Comp. Corr. 1 = Composición corregida en el paso 1

comp. corr. 2 = composición corregida en el paso 2

- En la etapa de agotamiento de presión de 1000 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.9924, por consiguiente es necesario sumar 0.0175 a las composiciones de los componentes de la siguiente forma :

COMPONENTE	PRESION 1000 lb/pg ²				
	N ₂	CO ₂	I-C ₄	I-C ₅	N-C ₅
Comp. Corr. 1	1.6371	0.0511	1.4750	0.5245	0.5906
Comp. Corr. 2	1.6490	0.0514	1.4950	0.5236	0.5900

- En la etapa de agotamiento de presión de 1500 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.7677, por consiguiente es necesario sumar 0.2323 a las composiciones de los componentes de la siguiente forma :

PRESION 1500 lb/pg ²					
COMPONENTE	CO ₂	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄
Comp. Corr. 1	0.0506	0.1647	0.1920	0.5902	1.4404
Comp. Corr. 2	0.0506	0.1700	0.1430	0.5850	1.4600

COMPONENTE	n-C ₅	i-C ₅	C ₆	C ₇₊
Comp. Corr. 1	0.5144	0.5918	0.5500	1.0000
Comp. Corr. 2	0.5150	0.5850	0.5650	1.0597

- En la etapa de agotamiento de presión de 1000 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.3147, por consiguiente es necesario sumar 0.6853 a las composiciones de los siguientes componentes :

PRESION 1000 lb/pg ²					
COMPONENTE	CO ₂	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄
Comp. Corr. 1	0.0504	0.1576	0.1920	0.5958	1.4650
Comp. Corr. 2	0.0506	0.1450	0.1800	0.6000	1.4700

COMPONENTE	n-C ₅	C ₆	C ₇₊
Comp. Corr. 1	0.6043	0.6100	1.3000
Comp. Corr. 2	0.6050	0.6300	1.3290

- En la etapa de agotamiento de presión de 200 lb/pg² se obtiene la suma de las composiciones de los componentes igual a 99.8996, por consiguiente es necesario sumar 0.1004 a las composiciones de los componentes, de la siguiente forma :

TABLE 2.100 (continued)

COMPOUND	$\log K_1$	$\log K_2$	$\log K_3$	$\log K_4$	$\log K_5$
Comp. Corr. 1	0.1979	0.0301	0.6209	1.5345	0.5721
Comp. Corr. 2	0.2300	0.0600	0.6240	1.5400	0.5750
UNCORRECTED					
Comp. Corr. 1		0.0579	0.7200	1.5300	
Comp. Corr. 2		0.0600	0.7200	1.5400	

A continuación se presentan los resultados finales, observándose que el comportamiento de las curvas del logaritmo de las constantes de equilibrio (K) contra la presión (p) (figura 8.14) es correcto, de acuerdo a la discusión presentada previamente en el capítulo 9.

TABLA No. 1

COMPOSICION REPORTADA DE LA FASE GASEOSA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	1.580	1.617	1.639	1.644	1.640	1.610
C1	78.490	79.920	80.920	81.280	81.270	80.380
CO2	0.050	0.050	0.051	0.051	0.051	0.052
C2	8.250	8.230	8.245	8.270	8.400	8.553
C3	4.140	4.060	3.980	3.975	4.080	4.350
I-C4	0.650	0.624	0.600	0.595	0.610	0.670
N-C4	1.620	1.540	1.470	1.460	1.495	1.660
I-C5	0.620	0.575	0.531	0.515	0.524	0.600
N-C5	0.720	0.660	0.605	0.585	0.590	0.690
C6	0.990	0.790	0.630	0.565	0.530	0.645
C7+	2.890	1.934	1.329	1.060	0.810	0.790
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLA No. 2

COMPOSICION CALCULADA DE LA FASE LIQUIDA EN LA CELDA
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	0.639	0.630	0.529	0.422	0.232	0.077
C1	42.674	41.558	35.730	29.358	19.222	0.004
CO2	0.049	0.045	0.040	0.036	0.027	0.014
C2	9.367	8.767	8.389	8.077	6.508	4.332
C3	5.430	6.206	6.913	7.094	6.472	4.507
I-C4	1.142	1.321	1.520	1.620	1.645	1.373
N-C4	3.165	3.686	4.235	4.472	4.654	4.008
I-C5	1.490	1.782	2.164	2.432	2.710	2.647
N-C5	1.937	2.270	2.721	3.059	3.489	3.418
C6	5.518	6.155	7.209	8.380	10.336	12.370
C7+	28.588	27.580	30.470	35.051	44.706	59.251
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLA No. 3

CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K)
TEMPERATURA DE 170 F

PRESIONES (LB/PG2)

COMPONENTE	2858.00	2400.00	1900.00	1500.00	1000.00	600.00
N2	2.472	2.566	3.097	3.901	7.072	20.898
C1	1.839	1.923	2.265	2.769	4.228	10.042
CO2	1.023	1.127	1.269	1.429	1.923	3.823
C2	0.881	0.939	0.983	1.024	1.291	1.974
C3	0.762	0.654	0.576	0.560	0.630	0.965
I-C4	0.569	0.472	0.395	0.367	0.371	0.488
N-C4	0.512	0.418	0.347	0.326	0.321	0.414
I-C5	0.416	0.323	0.245	0.212	0.193	0.227
N-C5	0.372	0.291	0.222	0.191	0.169	0.202
C6	0.179	0.128	0.086	0.067	0.051	0.052
C7+	0.101	0.070	0.044	0.030	0.018	0.013

TABLA No. 4

PROPIEDADES FISICAS

PRESIONES (LB/PG2)

VARIABLE	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
PESO MOL DEL GAS (CALC)	23.910	22.555	21.683	21.337	21.152	21.503
DENSIDAD DEL GAS (CALC)	12.779	10.007	7.425	5.597	3.547	2.095
PESO MOL LI- QUIDO (CALC)	----	58.914	63.235	69.285	80.927	96.886
PESO MOL C7+ LIQ. (CALC)	----	128.866	126.737	125.993	125.076	125.100
DENSIDAD DEL LIQ. (CALC)	----	53.350	40.582	40.817	41.708	41.599

TABLA No. 5

COMPARACION DE LOS FACTORES DE DESVIACION A DOS FASES

LABORATORIO	0.795	0.787	0.790	0.810	0.824	0.827
CALCULADO	----	0.787	0.790	0.810	0.823	0.824

** SE RECOMIENDA PARA PROPOSITOS DE CONSISTENCIA DEL ANALISIS PVT, QUE LOS VALORES DEL FACTOR DE DESVIACION A DOS FASES (DEL LABORATORIO Y LOS CALCULADOS) NO DIFIERAN EN MAS DE UNA MILESIMA.

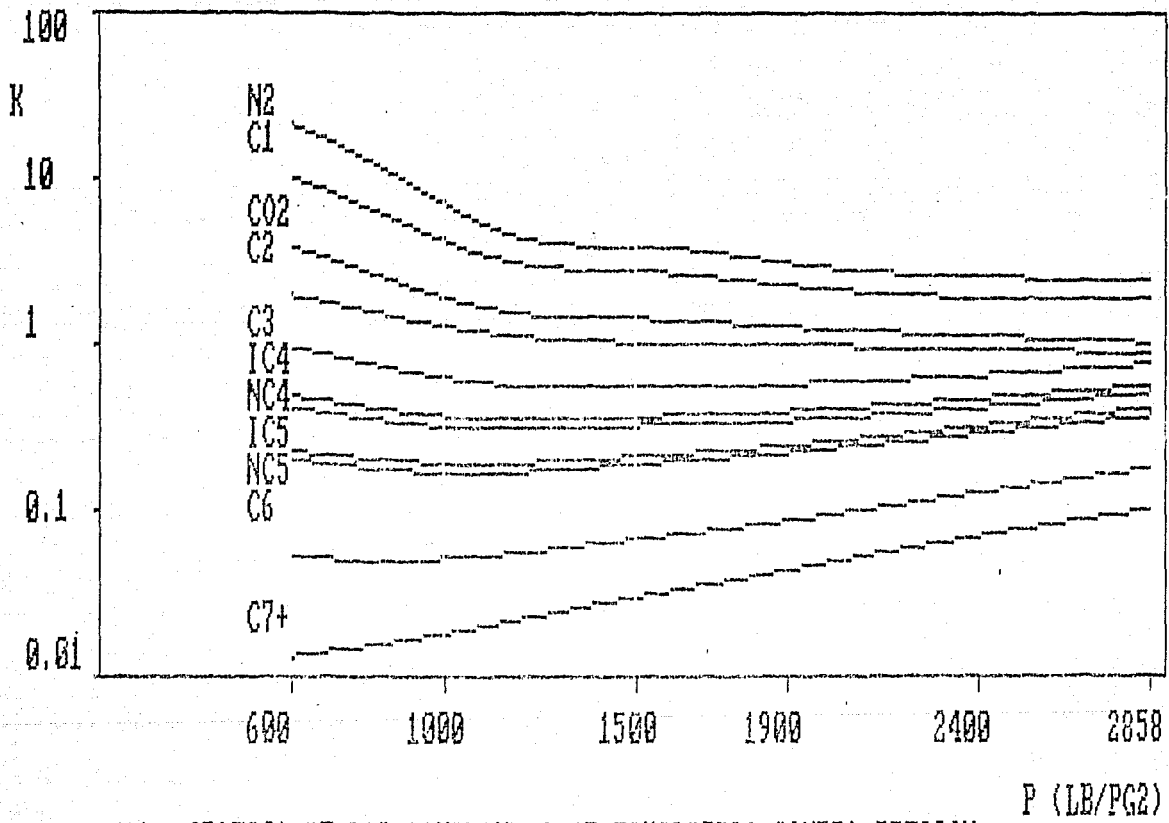


FIG. 8.14b

GRAFICA DE LAS CONSTANTES DE EQUILIBRIO CONTRA PRESION

P (LB/PG²)

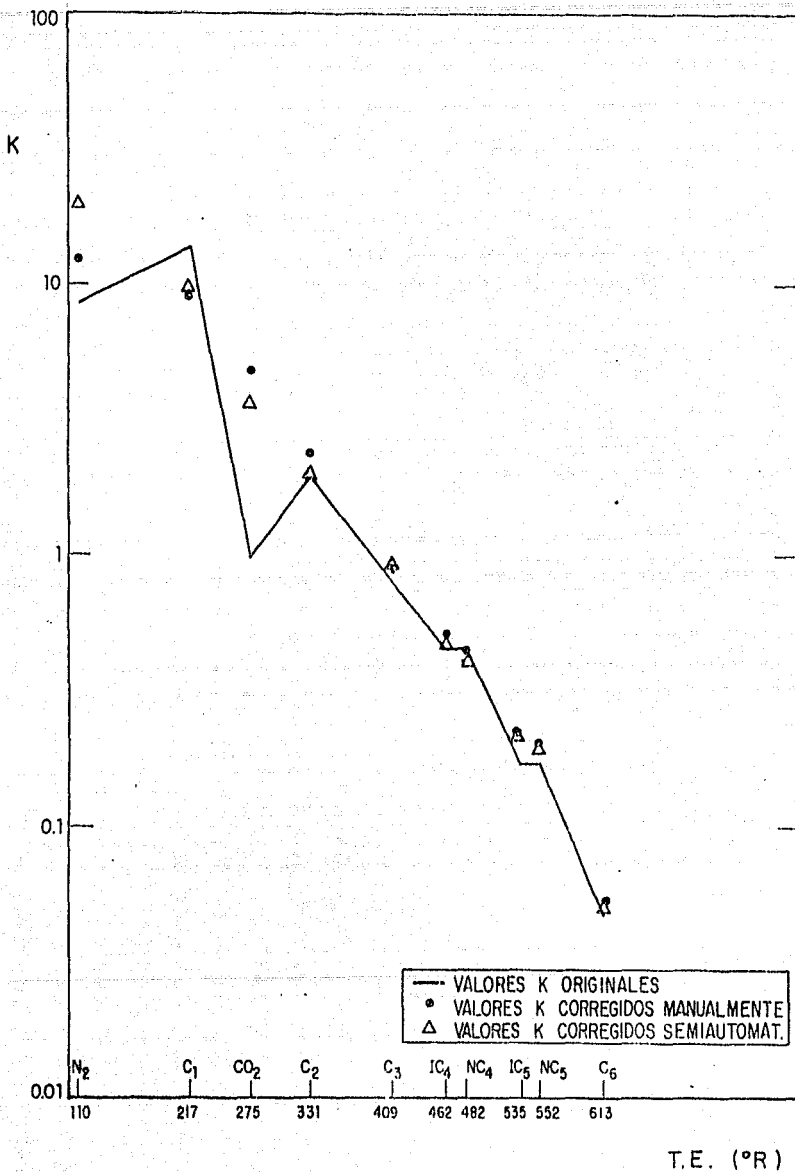


Fig 8.15 Grafica de log. K contra temperatura de ebullición para el gas y condensado del pozo VGR-X2, presión 600 lb/pg²

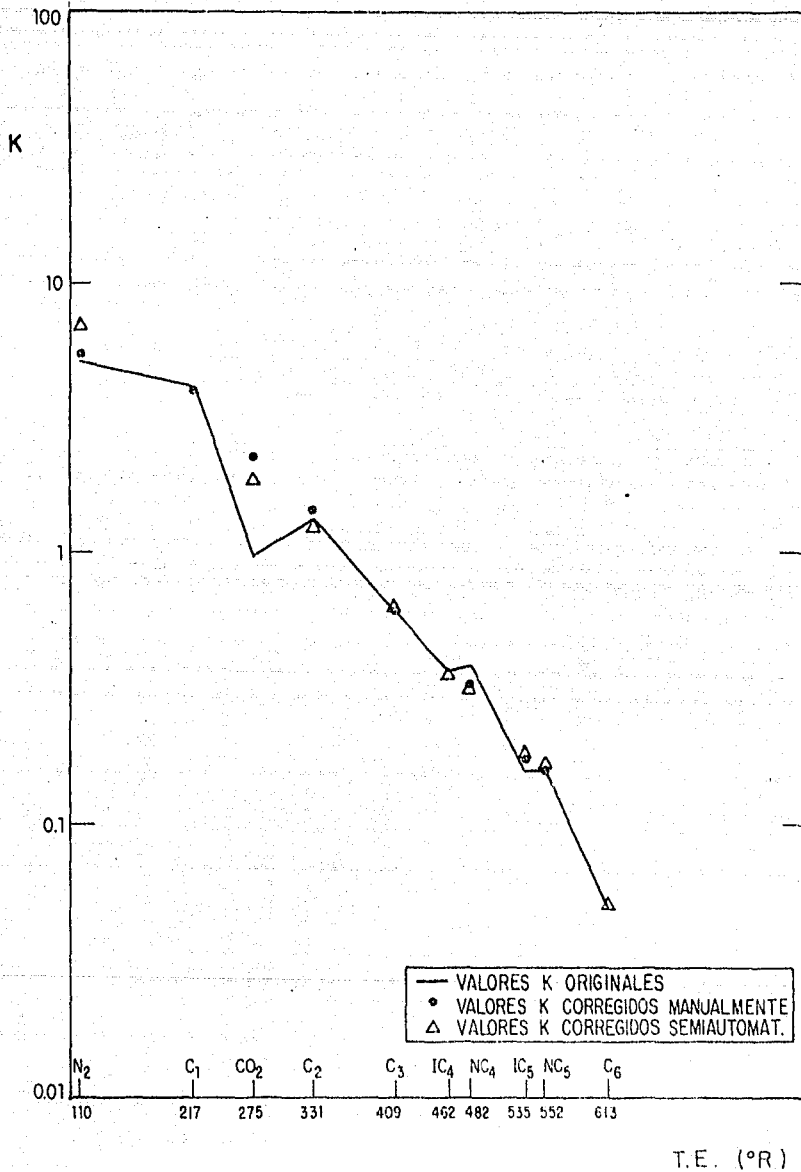


Fig. 8.16 Gráfica de $\log K$ contra temperatura de ebullición para el gas y condensado del pozo VGR-X2, presión 1000 lb/pg²

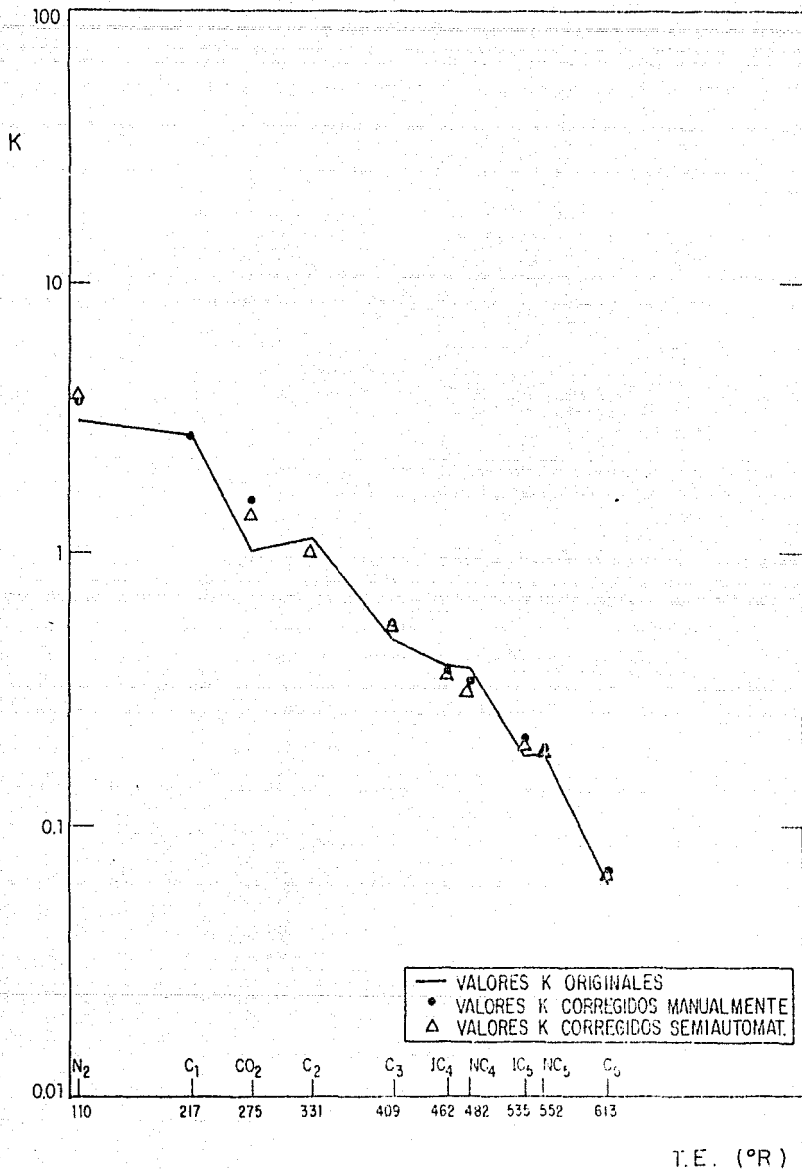


Fig 8.17 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el gas y condensado del pozo VGR-X2, presión 1500 lb/pg²

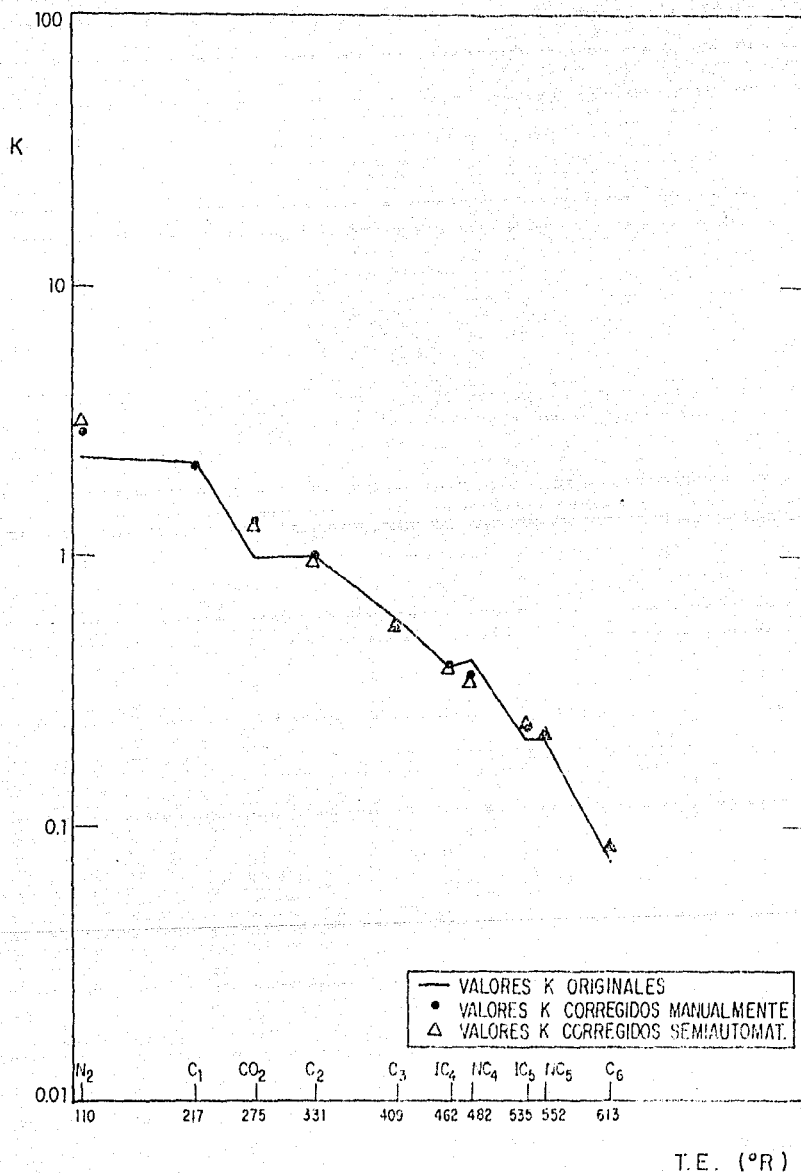


Fig 8.18 Gráfica de log. K contra temperatura de ebullición para el gas y condensado del pozo VGR-X2, presión 1900 lb/pg²

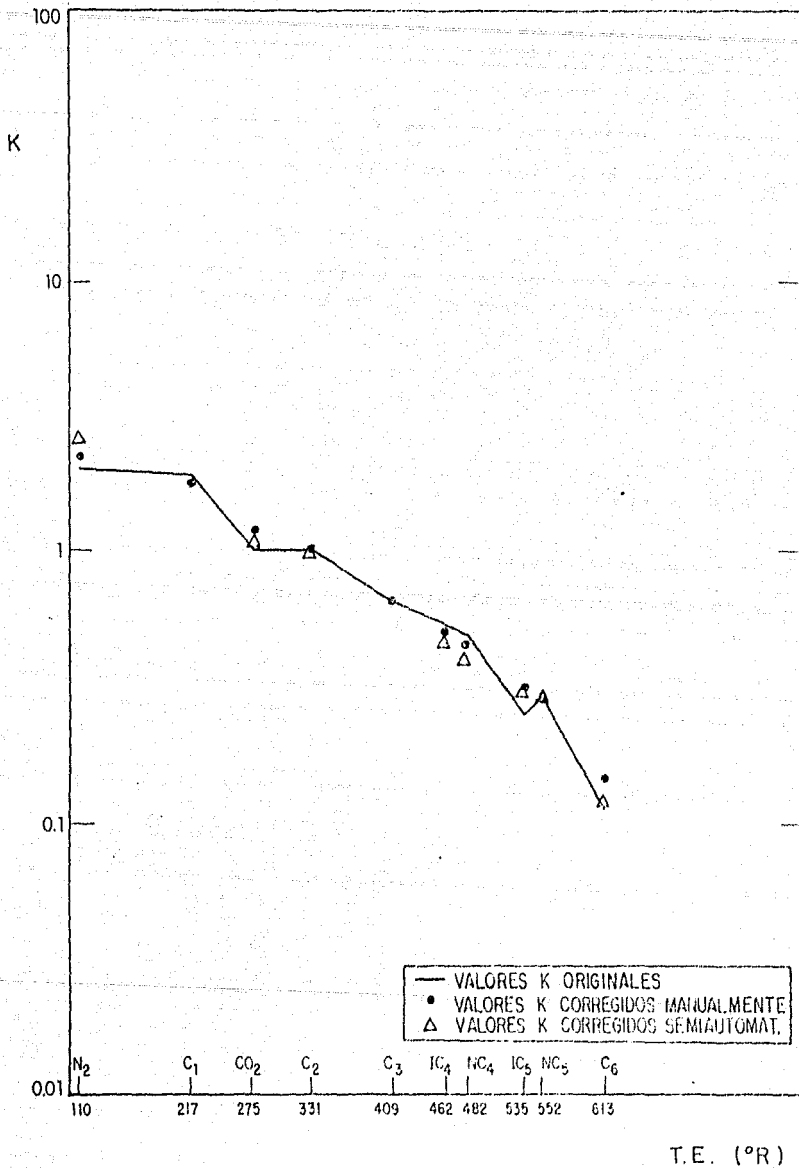


Fig 8.19 Gráfica de log.K contra temperatura de ebullición para el gas y condensado del pozo VGR-X2, presión 2400 lb/pg²

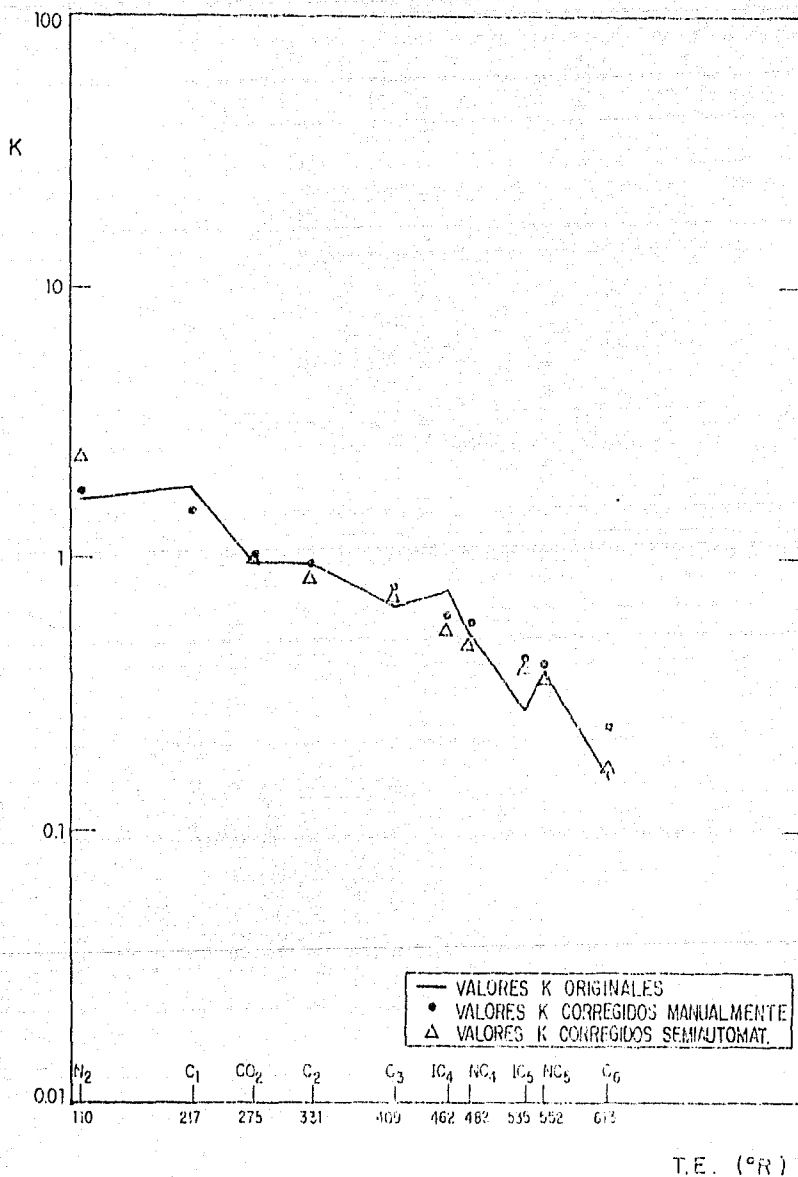


Fig 8.20 Gráfica de log K contra temperatura de ebullición para el gas y condensado del pozo VGR-X2, presión 2 858 lb/pg²

CONCLUSIONES

En este trabajo se presenta un paquete de cómputo que permite determinar la consistencia de un análisis composicional de fluido a volumen constante. Se presentarán inconsistencias, estas pueden corregirse en base al método manual descrito en este reporte. Este paquete calcula la composición de la fase líquida, las constantes de equilibrio y las siguientes propiedades físicas: el peso molecular y la densidad de las fases gas y líquida, el peso molecular del C_7+ en la fase líquida y el factor de desviación a dos fases.

En base a los resultados de este trabajo, se pueden hacer las conclusiones siguientes:

1. Para obtener una evaluación confiable del comportamiento de los yacimientos de composición variable, es necesario usar las técnicas adecuadas de acuerdo al tipo de fluido, en el proceso de muestreo y en el análisis PVT. Solamente de esta forma se podrá disponer de información representativa de las propiedades de los fluidos que contienen los yacimientos.
2. En el análisis de yacimiento a volumen constante se considera como principal fuente de error el concepto erróneo de la composición de la fase gas. Por consiguiente este es el parámetro que se corrige en caso de que existan inconsistencias en el análisis PVT. También otra fuente de error que se debería considerar es el volumen de líquido retirado.
3. Una vez efectuado el balance de materia y teniéndose calculadas las constantes de equilibrio, se puede observar en una gráfica de \log_i contra p si los datos obtenidos por el análisis composicional son consistentes. En caso de

que se observen inconsistencias en la gráfica anterior, se puede emplear la gráfica de log_e r contra tE para determinar exactamente en qué y cuántas se encuentran estas inconsistencias.

4. Si los datos obtenidos del análisis FVI presentan muchas inconsistencias, se recomienda usar el método de corrección semi-automático. Este método tiene la ventaja de abarcar varias horas de trabajo.

5. El ejemplo número dos de crista de un fluido de gas y condensado del campo Vueltabrada, localizado en el chaco boliviano, el cual ha sido presentado en la referencia 27. Al observar los resultados de este paquete en la comprobación de la consistencia de los datos se obtuvieron las mismas inconsistencias que se mencionan en dicha referencia, con la ventaja que en este paquete se tiene el método de corrección semi-automático.

6. En la determinación de la consistencia de varios análisis FVI composicionales, se encontró que la mayoría presentaban inconsistencias; con algunos de ellos las inconsistencias eran leves y en otros eran muy severas. Por consiguiente se recomienda que antes de usar los datos obtenidos de un análisis FVI composicional en los estudios de la evaluación del comportamiento del yacimiento, se verifique la consistencia de los mismos.

NOMENCLATURA

CPM(*i*) = Gas producido en la célula *i* (193)

i = EUPA de C_2H_4 y C_2H_2

i = Dependiente de la medida de la actividad

FCP = Factor de conversión

a = Base

n = Peso molecular

PSF(*i*) = Masa de gas producido en la célula *i*

PI(*i*) = Masa de C_2H_4 en la célula *i*

PII = Masa total a la reacción C_2H_4 en la célula *i*

PII(*i*) = Masa total en la célula *i*

PIV(*i*) = Masa de C_2H_2 en la célula *i*

PIV(*i*) = Masa total

PMET(*i*) = Peso molecular del C_2H_4 en la célula *i*

PMET = Peso molecular del C_2H_4 en la célula *i*

PMVT(*i*) = Peso molecular del C_2H_2 en la célula *i*

n = Número de celdas

NC = Número de componentes

NSC(*i*) = Número de molas de C_2H_4 en la célula *i*

NSC(*i*) = Número de molas de gas producido en la célula *i*

NSC(*i*) = Número de molas de C_2H_4 en la célula *i*

NSC(*i*) = Número de molas de C_2H_2 en la célula *i*

NI = Número de molas de C_2H_4

S(*i*) = Presión en la célula *i* en la célula *i*

P₀ = Presión de C_2H_4

P_s = Presión de saturación

R = Constante universal de los gases

ROA = relación gas-óxido

T = temperatura

TE = Temperatura de ebullición

TY = Temperatura de yugación

V = Volumen

VALCU = validación de los datos

f_{C₂H₄} = Porcentaje mol de C_2H_4 en el gas producido

f_{C₂H₂} = Porcentaje mol de C_2H_2 en el gas producido

f_g = Factor de derivación

- ρ = densidad de la muestra
- $Z_{1-\alpha/2}$ = valor crítico de la distribución normal estándar
- n = tamaño de muestra
- p = proporción de éxito en la muestra
- p_0 = proporción de éxito en la población
- μ = media de la muestra
- σ = desviación estándar de la muestra
- \sum = suma de los cuadrados

REFERENCIAS

1. Bararchocha, F. y Pasitiqui, J. L. : "Apuntes de comportamiento de yacimientos", U.N.A.M., Fac. de Ingeniería, Dep. de Explotación del petróleo, (1984).
2. Craft B. C. y Hawkins, M. F. : "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Tecnos S.A., Madrid, (1977).
3. Gonzalez, S. y De La Garza, N. : "Apuntes de Fisico-Dinámica y Termodinámica de los Hidrocarburos", U.N.A.M., Fac. de Ingeniería, Dep. de Explotación del Petróleo, (1989).
4. Orr, F. M. y Teber, J. J. : "Phase Displacement", en Pradley, H. B. (Ed.) : "Petroleum Engineering Handbook", Soc. Pet. Eng., Richardson, Tex., (1987).
5. Mendez, T. y Tevasser J. : "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petrolíferos", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, V. XI (No. 4), octubre, 1979, 21-33.
6. McCain, W. D. : "The Properties of Petroleum Fluids", Petroleum Publishing Comp., Tulsa, Ok., (1973).
7. Dodson, C. F., Goodwill, D. L. y Mayer, E. H. : "Applications of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems", J. Pet. Tech., V. 193, (diciembre, 1953), 287-298.
8. Dake, L. P. : "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier, Amsterdam, (1980).
9. Amyx, J. W., Bass, D. M. y Whitling, H. L. : "Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill, New York, (1960).
10. Core Laboratory : "Phase Behavior of Hydrocarbon Reservoir Fluids", Notas de Curso, Dallas, Tex., (1981).

11. Eytan, D. G. P. : "Practical Limitations in Obtaining PVT Data for Gas Condensate Systems", Artículo SPE 15765 presentado en el "Fifth Middle East Oil Show", Manama, Bahrain, (marzo 7-10, 1987).
12. Bashbush, J. L. : "A Method to Determine F-Values from Laboratory Data and Its Applications". Artículo SPE 10127 presentado en el "56th. Annual Fall Technical Conference", San Antonio, Tex., (octubre 5-7, 1981).
13. Moses, F. L. y Donohoe, C. W. : "Gas Condensate Reservoirs", en Bradley, H. B. (Ed.) : "Petroleum Engineering Handbook", Soc. Pet. Eng., Richardson, Tex., (1987).
14. Brinkman, F. H. y Sicking J. N. : "Equilibrium Ratios For Reservoir Studies", Trans. AIME, V. 219, (1960), 240-246.
15. Hoffmann, A. E., Crump, J. S. y Hocott C. R. : "Equilibrium Constants for a Gas Condensate Systems", Trans. AIME, V. 198, (1953), 1-10.
16. Jones, D. M. y Erbar, J. : "Computer Determination of Data Matched Equilibrium Ratios", J. Pet. Tech., (agosto, 1970), 1007-1011.
17. Whitson, C. H. y Torp, S. D. : "Evaluating Constant-Volume Depletion Data", J. Pet. Tech., (marzo, 1983), 610-620.
18. Reudelhuber, F. O. y Hinds, R. F. : "A Compositional Material Balance Method for Prediction of Recovery from Volatile Oil Depletion Drive Reservoir", Trans. AIME, V. 210, (1957), 19-26.
19. Carnahan, B., Luther, H. A. y Wilkes, J. O. : "Applied Numerical Methods". John Wiley & Sons Inc., New York, (1969).

20. Risnes, R. y Dalen V. : "Equilibrium Calculations for Coexisting Liquid Phases", Soc. Pet. Eng. J., (febrero, 1984).
21. Energy Laboratories, Inc., Reporte del análisis PVT por agotamiento a volumen constante de una muestra de fluido de aceite volátil recolectada en pozo Jujo No. 42. marzo 15, 1984.
22. Bashbush, J. L., Escobar, F. y Corcos G. : "Aplicación Práctica de Simulación Composicional para la Optimización del Reciclaje de Gas al Yacimiento Vuelta Grande", Artículo presentado en el XXVII Congreso Anual de la Asoc. de Ings. Petroleros de México, A.C., Puebla, Puebla, (abril 19-23, 1989).
23. Chan, S. P. : "Interactive Microcomputer Graphics", Addison-Wesley Publishing Company, New York, (1985).

APENDICE A

MANUAL DEL USUARIO

El objetivo principal de este paquete para computadoras personales es comprobar la consistencia de los datos de un análisis composicional (Ajustamiento a volumen constante), para muestras de yacimientos de gas y condensado ó de aceite volátil.

Este paquete calcula la composición de la fase líquida, las constantes de equilibrio K y las siguientes propiedades físicas de la mezcla de hidrocarburos :

- El peso molecular del gas
- La densidad del gas
- El peso molecular del líquido
- El peso molecular del componente C_7 en el líquido
- La densidad del líquido
- El factor de desviación a dos fases.

Estos valores calculados se usan para estimar la calidad y consistencia de los datos del laboratorio.

El programa está en lenguaje Basic debido a que este lenguaje tiene una alta difusión, es muy fácil de aprender y se presta a muchos usos. El paquete contiene el compilador Basic, el programa graphics.com y el programa VALCO (VALidación COMposicional), así que el usuario no tendrá normalmente ningún problema en correr este paquete en cualquier computadora personal IBM o compatible, que tenga como mínimo 512 K de memoria ram.

Para correr el paquete, inicialmente se debe colocar el disco, donde se encuentra el paquete, en la unidad A ó B de la computadora personal, luego se escribe el nombre del paquete, en este caso VALCO, entonces aparecerá la primera pantalla del paquete, que consiste en una pantalla de presentación, esta pantalla se podrá visualizar por un tiempo de cinco segundos aproximadamente, ya que pasado este tiempo, automáticamente aparecerá la pantalla del menú principal

El menú principal contiene cuatro opciones (figura A.1), estas opciones se pueden seleccionar moviendo el cursor con las teclas \leftarrow o \rightarrow ; al colocar el cursor frente a la opción que se desea, se pulsa la tecla de "ENTER" para obtener la entrada a la opción deseada. Mas adelante se describe el uso y manejo de las opciones del menú principal.

Después de seleccionar una de las tres primeras opciones del menú principal, aparecerá la tercera pantalla del paquete, que solicita al usuario el tipo de monitor que tiene la computadora personal (figura A.2).

Dependiendo del tipo de monitor que tenga la computadora personal donde se está corriendo el paquete, será la calidad de la gráfica de log. K contra p. Es decir, en un monitor monocromático se obtiene una baja resolución (200 pixeles \times 340 pixeles)²⁹; por consiguiente las curvas no se visualizan en detalle, mientras que con un monitor a color con VGA se obtiene una mayor resolución (300 pixeles \times 340 pixeles), lográndose que las curvas se visualicen en más detalle y cada curva tendrá diferente color.

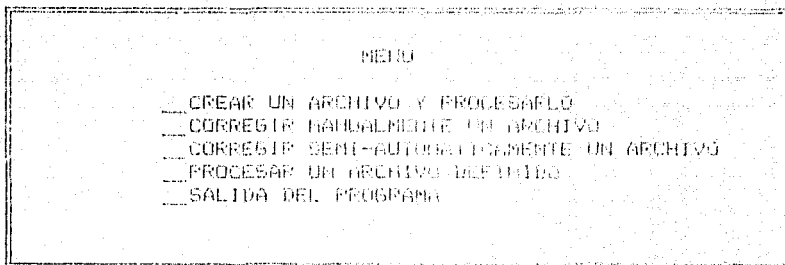


Fig. A.1 MENU PRINCIPAL DEL PAQUETE "VALCO".

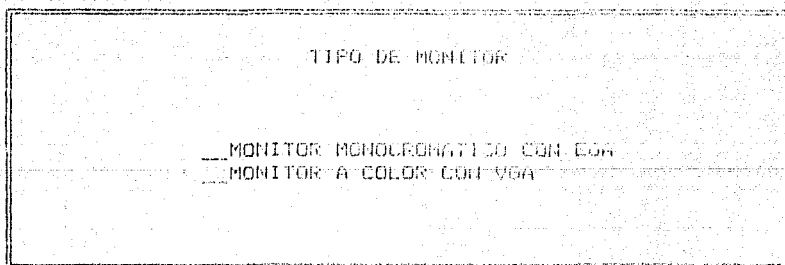


Fig. A.2 SELECCION DEL TIPO DE MONITOR.

A.1

CREACION DE UN ARCHIVO

Con el paquete se crea un archivo de datos tipo secuencial al introducir los datos a la computadora. Este archivo se graba automáticamente en el disco donde se encuentra el paquete.

Cada archivo debe identificarse con un nombre; al optar por la opción de crear un archivo y procesarlo, aparece la primera pantalla de introducción de datos con la pregunta : "NOMBRE DEL ARCHIVO QUE SE VA A CREAR ?".

El nombre de un archivo consta de dos partes : el nombre básico del archivo y una extensión opcional. El nombre básico puede contener hasta ocho caracteres y la extensión un máximo de tres; las dos partes del nombre están separadas por un punto. Cuando se asigna el nombre a un archivo, se recomienda escoger una designación que se relacione directamente con el contenido; por ejemplo en este paquete se podría usar como nombre básico el nombre del campo, del yacimiento ó del pozo de donde proviene la muestra, y como extensión el tipo de fluido o el número de la muestra. A continuación se muestra el ejemplo siguiente :

TAPECUA.GAS

De este nombre del archivo se puede interpretar que los datos son de una muestra que proviene del yacimiento Tapecua y el tipo de yacimiento es gas y condensado.

A.1.1 INTRODUCCION DE DATOS NUMERICOS Y ALFANUMERICOS

La introducción de datos a este paquete es interactiva, por medio de varias pantallas de datos. Antes de escribir los datos se debe de pulsar la tecla de "Capelock" para trabajar durante todo el proceso de introducción de datos con letras mayúsculas, de lo contrario los datos no serán procesados correctamente.

Después de haber introducido el nombre del archivo que se va a crear, aparece la primera pantalla de datos generales, colocándose automáticamente el cursor al final de la línea que requiere el dato, para que así se escriba directamente el valor del dato requerido, a continuación se presiona la tecla < ENTER >, de esta forma la máquina carga el valor del dato a la memoria y, a la vez, el cursor se coloca en la siguiente pregunta. Este procedimiento se repite hasta el final de la introducción de datos.

Las siguientes pantallas de datos dependen del tipo de fluido que se seleccionó en la primera pantalla de datos. Para seleccionar el tipo de fluido se debe de escribir literalmente cualquiera de las dos opciones mencionadas en la pregunta: "GAS Y CONDENSADO O ACEITE VOLATIL", de no escribir estos nombres la computadora no procesará esta pregunta.

A.1.2 CORRECCION DE LAS PANTALLAS DE DATOS

Al final de cada introducción de datos, la máquina escribe en la parte inferior de la pantalla la pregunta siguiente : "DESEA CORREGIR ALGUN VALOR < S/N ? ", por lo tanto en ese momento se deben de revisar los valores que se introdujeron, y si existe algún valor incorrecto, se debe de presionar la tecla alfanumérica < S > (letra mayúscula); entonces el cursor se posicionará en la primera línea de datos. Para corregir el valor incorrecto, se debe de colocar el cursor en la línea donde se encuentre el valor incorrecto, presionando las teclas < ↑ >, < ↓ >, < → > ó < ← > dependiendo de la pantalla de datos que se esta corrigiendo, luego se pulsa cualquier tecla numérica para borrar el valor incorrecto y escribir el valor correcto, posteriormente se debe de presionar la tecla < ENTER > y así la máquina carga el nuevo valor a la memoria.

Después de corregir todos los valores deseados se presiona la tecla < ENTER > para continuar con la siguiente pantalla de datos.

A.1.3 NUMERO Y TIPO DE COMPONENTES DE LA MEZCLA DE HIDROCARBUROS QUE ACEPTA EL PROGRAMA

El número máximo de componentes de una mezcla de hidrocarburos que acepta este programa es 12, divididos de la siguiente forma: 3 componentes no hidrocarburos y 9 componentes hidrocarburos. A continuación se enumeran los 12 componentes:

Componentes No Hidrocarburos:

NITROGENO	(N ₂)
DIOXIDO DE CARBONO	(CO ₂)
ACIDO SULFHDRIICO	(H ₂ S)

Componentes Hidrocarburos:

METANO	(C ₁)
ETANO	(C ₂)
PROPANO	(C ₃)
ISO-BUTANO	(I-C ₄)
BUTANO-NORMAL	(N-C ₄)
ISO-PENTANO	(I-C ₅)
PENTANO-NORMAL	(N-C ₅)
HEXANO	(C ₆)
HEPTANO Y MAS PESADOS	(C ₇₊)

Los componentes que contiene la mezcla de hidrocarburos, se introducen por medio de una pantalla de datos en donde se encuentran los doce componentes; el cursor se colocará automáticamente en el primer componente, luego se debe escribir con letra mayúscula "SI" ó simplemente presionar la tecla < ENTER > en caso de que este componente se encuentre en la mezcla, de lo contrario deberá escribirse "NO".

Después de introducir todos los componentes de la mezcla de hidrocarburos al paquete, la máquina lee el peso molecular y la temperatura de ebullición de cada componente, ya que estas propiedades están almacenadas en una biblioteca interna del paquete.

Cuando se van a corregir manualmente los valores de la composición de la fase gas, se recomienda al usuario usar el monitor a color, con el fin de observar más detalladamente el comportamiento de las curvas de la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio contra presión, y el monitor monocromático se debe de usar para mandar a imprimir la gráfica, por medio de la impresora. A continuación se describe brevemente el proceso para imprimir la gráfica de log. K contra presión: después que aparezca la gráfica en la pantalla del monitor se deben de presionar las teclas <SHIFT> y <PRINT SCREEN> simultáneamente para mandar a imprimir esta gráfica a cualquier tipo de impresora. Se enfatiza nuevamente que el proceso anterior solamente se puede usar cuando se ha seleccionado la opción de monitor monocromático.

A.2

CORRECCION MANUAL DE UN ARCHIVO Y PROCESARLO

Cuando se escoge la segunda opción del menú "CORREGIR MANUALMENTE UN ARCHIVO ", es porque ya se observó que los datos originales del análisis PVT tienen inconsistencias. Es decir, en esta opción el archivo original se corrige en cuanto a errores en las mediciones PVT. Si se desea conservar el archivo original, se debe de crear un duplicado para poder hacer las correcciones en este duplicado.

Por consiguiente la primera pantalla solicita al usuario el nombre del archivo que se desea corregir, para que la máquina lea del archivo los datos. Después aparece la segunda pantalla en donde se muestran los valores de la composición de todos los componentes en la fase gas. Para corregir cualquier valor de la composición se debe de colocar el cursor en la línea y columna donde se encuentre el valor incorrecto, presionando las teclas <↑>, <↓>, <→> o <←>; una vez que se ha colocado el cursor en la posición deseada se presiona cualquier tecla numérica para borrar el valor incorrecto y escribir el valor que se desea;

posteriormente se debe de pulsar la tecla < ENTER >, cargando de esta forma el nuevo valor al archivo que se está corrigiendo. Repitiendo el proceso anterior se pueden cambiar todos los valores deseados.

Si después de hacer una o varias correcciones, se desea observar como se comportan las curvas de la gráfica del logaritmo de las constantes de equilibrio (K) contra las etapas de agotamiento de presión (P), se debe de pulsar la tecla < ENTER > y se visualizará en la pantalla la gráfica mencionada. Si aún no es satisfactoria esta gráfica y por lo tanto se desea continuar con el proceso de corrección manual, se debe de pulsar la tecla < R > (regresar), así de nuevo aparecerá en la pantalla la tabla de los valores de la composición de todos los componentes, para poder continuar con el proceso de corrección. Pero si la gráfica es correcta y no se desean hacer más cambios, entonces se debe de presionar la tecla < ENTER > para imprimir los resultados corregidos.

A.3

CORRECCION SEMIAUTOMATICA

Si se escoge la tercera opción del menú "CORREGIR SEMIAUTOMATICAMENTE UN ARCHIVO", es porque ya se observó que los datos originales del análisis PVT tienen muchas inconsistencias, y se desean corregirlas rápidamente.

La primera pantalla solicita al usuario el nombre del archivo que se desea corregir, así la máquina lee del archivo los datos. Después aparece la segunda pantalla en donde se muestran los valores corregidos automáticamente de la composición de todos los componentes en la fase gas, pero con la sumatoria de las composiciones de los componentes diferente de cien; entonces se debe de ajustar la sumatoria a cien manualmente como se menciona en la sección A.1.

A.4

PROCESAR UN ARCHIVO DEFINIDO

Si se desea comprobar la consistencia de un análisis PVT cuyos datos se encuentran en un archivo, creado previamente, se debe escoger la cuarta opción "PROCESAR UN ARCHIVO DEFINIDO". Por supuesto que el paquete solamente acepta archivos creados ó modificados por este paquete.

A.5

SALIDA DEL PAQUETE

Después de procesar cualquiera de las primeras tres opciones del menú, el programa vuelve al menú principal. Si se desea continuar trabajando, solamente se escoge la opción que se desea; si por el contrario se desea abandonar el paquete, entonces se debe de seleccionar la opción "SALIDA DEL PROGRAMA", colocando el cursor en la línea que corresponde a esta opción y presionando la tecla <ENTER>.

Si se desea abandonar el paquete durante la etapa de introducción de datos, se debe de terminar la pantalla de datos donde se encuentre el usuario, cuando aparece el letrero "DESEA CORREGIR ALGUN VALOR (S/N)" se debe escribir "S" y presionar la tecla <ENTER>, posteriormente se presiona la tecla <ESC> y así aparece en la pantalla el menú principal.

A.6

UNIDADES DE LAS VARIABLES

Al paquete se le deben introducir los datos con las unidades que se describen a continuación :

VARIABLES	UNIDADES
Composición de las fases	% mol
Densidad	lb/pt ³
Peso Molecular	lb/lb-mol
Presión manométrica	lb/pg ²
Temperatura	°F.

APENDICE B

AJUSTE DE UNA RECTA POR EL METODO DE MINIMOS CUADRADOS

El ajuste de una recta a los valores K originales tiene como objetivo poder corregir los valores K incorrectos, substituyéndolos por los valores K de la recta ajustada, usando la ecuación de la recta siguiente :

$$K_{L(i,j)} = A_i(TE_j) + B_i \quad (B.1)$$

donde :

$K_{L(i,j)}$ = Constante de equilibrio de la recta ajustada, en la etapa de agotamiento i y del componente j .

A_i = Pendiente de la recta, en la etapa i .

TE_j = Temperatura de ebullición del componente j .

B_i = Ordenada al origen, en la etapa i .

Se calcula la diferencia o error entre las constantes de equilibrio originales y las constantes de equilibrio de la recta, por medio de la siguiente ecuación :

$$\epsilon_{(i,j)} = K_{(i,j)} - K_{L(i,j)} \quad (B.2)$$

donde :

$\epsilon_{(i,j)}$ = Error en la etapa i y del componente j .

$K_{(i,j)}$ = Constante de equilibrio original en la etapa de agotamiento i y del componente j .

El error global de la recta, es igual a la suma de los errores al cuadrado en cada punto de la recta :

$$S(x) = \epsilon_{(1,1)}^2 + \epsilon_{(1,2)}^2 + \dots + \epsilon_{(i,NC)}^2 \quad (B.3)$$

$$S(u) = \sum_{j=1}^{NC} \varepsilon^2(i, j) \quad (B.4)$$

Sustituyendo la ecuación B.2 en la ecuación B.4 se obtiene la expresión siguiente :

$$S(u) = \sum_{j=1}^{NC} (K(i, j) - K_L(i, j))^2 \quad (B.5)$$

Sustituyendo la ecuación B.1 en la ecuación B.5 se obtiene la siguiente ecuación :

$$S(u) = \sum_{j=1}^{NC} (K(i, j) - A_L * TE_j - B_L)^2 \quad (B.6)$$

En este método de ajuste de una recta por mínimos cuadrados, se desea trazar una recta que represente a los valores K lo mejor posible considerando el error experimental. Para esto se debe minimizar el error global, haciendo las derivadas parciales de S respecto de A y B iguales a cero, de la siguiente forma :

$$\partial S / \partial A = 0 = \sum_{j=1}^{NC} 2 * (K(i, j) - A_L * TE_j - B_L) * (-TE_j) \quad (B.7)$$

$$\partial S / \partial B = 0 = \sum_{j=1}^{NC} 2 * (K(i, j) - A_L * TE_j - B_L) * (-1) \quad (B.8)$$

Dividiendo cada una de las ecuaciones anteriores entre (-2) y expandiendo la sumatoria se obtiene :

$$\sum_{j=1}^{NC} K(\alpha, \beta) * TE_j - A_i \sum_{j=1}^{NC} TE_j^2 - B_i \sum_{j=1}^{NC} TE_j = 0 \quad (B.9)$$

$$\sum_{j=1}^{NC} K(\alpha, \beta) - A_i \sum_{j=1}^{NC} TE_j - B_i * NC = 0 \quad (B.10)$$

Despejando B_i de la ecuación B.10 se obtiene :

$$B_i = \frac{\sum_{j=1}^{NC} K(\alpha, \beta) - A_i \sum_{j=1}^{NC} TE_j}{NC} \quad (B.11)$$

Sustituyendo B_i en la ecuación B.9, y despejando A_i se obtiene la expresion final siguiente :

$$A_i = \frac{NC \sum_{j=1}^{NC} K(\alpha, \beta) * TE_j - \sum_{j=1}^{NC} K(\alpha, \beta) * \sum_{j=1}^{NC} TE_j}{NC \sum_{j=1}^{NC} TE_j^2 - \left(\sum_{j=1}^{NC} TE_j \right)^2} \quad (B.12)$$

Con los valores de A_i y B_i se puede ajustar la mejor recta a los valores K originales.