

01174



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TESIS

**APLICACION DE LA ECUACION DE BALANCE
DE MATERIA A LOS YACIMIENTOS CON ALTO
CONTENIDO DE CONDENSADO**

PRESENTADA POR:

BERNARDO MARTINEZ GARCIA

PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERIA
(PETROLERA)**

DIRIGIDA POR:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

Ciudad Universitaria,

Junio del 2001

295 502



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIAS

Como un homenaje imperecedero

A la memoria de mi padre:

Rodolfo Martínez García.

En memoria de mi suegro,
Sr. Evaristo Rodríguez Montero,
Su calidad de ser humano,
Nunca la olvidare.

DEDICATORIAS

A mi esposa Elena Rodríguez de Martínez,
que Dios siga bendiciendo nuestra unión,
gracias por estos años maravillosos llenos
de amor y comprensión.

A mis hijas María Elena y María Fernanda,
que Dios ilumine sus vidas y sirva este
trabajo como un ejemplo a seguir y superar.

A mi madre Rafaela García Vda. de Martínez,
tu amor y cariño siempre quedara en mi corazón
como algo imperecedero.

A mis hermanos: Sergio y Rafaela
Gracias por su apoyo.

AGRADECIMIENTOS

- A los Ingenieros: Arturo Ocampo Figueroa, Sergio Ayala Nieto, Víctor Manuel Tovar Cruz, Guillermo Ortega González, por la oportunidad de cumplir y alcanzar una meta profesional.
- A los M. en I. Luis A. Cabrera Pujol y Miguel A. Méndez García e Ing's. Jorge A. Pérez Fernández, Eleuterio Jiménez Bolón y Angel Vázquez Martínez (+), por su confianza y apoyo recibido en estos últimos años.
- Un Agradecimiento muy especial al Dr. Fernando Samaniego Verduzco y al M. en I. Alfredo León García por su paciencia y dirección en la realización de este trabajo.
- A la Srita. Silvia A. Cortes García y al Sr. Marco A. García Martínez, por su paciencia en la transcripción de este trabajo.

INDICE

"APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA A LOS YACIMIENTOS CON ALTO CONTENIDO DE CONDENSADO".

RESUMEN

1.- INTRODUCCIÓN

2.- YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

2.1.- Generalidades

2.2.- Constantes de equilibrio vapor - líquido

2.2.1.- Cálculo del equilibrio vapor - líquido

2.3.- Comportamiento del condensado en la región de dos fases

2.4.- Balance de Materia

2.5.- Predicción del comportamiento de un Yacimiento

3.- EVALUACIÓN DE RESERVAS

3.1.- Estimación del volumen original por medio del método volumétrico

3.2.- Ecuación de balance de materia

3.2.1.- Suposiciones

3.2.2.- Derivación

3.2.3.- Aplicación

3.3.- Predicción de la reserva y comportamiento del yacimiento

3.3.1.- Evaluación volumétrica

3.3.2.- Método de la curva p/Z

3.3.3.- Método de la línea recta

3.3.4.- Recuperación del líquido

3.4.- Yacimientos de gas con presión anormal (alta)

4.- DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE BALANCE DE MATERIA EN LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

- 4.1.- *Yacimientos de Gas y Condensado con agotamiento natural*
 - 4.1.1.- *Método de Craft y Hawkins o p/Z contra Gp*
 - 4.1.2.- *Método de Beggs*
 - 4.1.3.- *Método de Hagoort*
 - 4.1.4.- *Método de Dake*
 - 4.1.5.- *Método de Vo-Jones-Raghavan-Camacho*
- 4.2.- *Yacimientos de Gas y Condensado con entrada de agua*
 - 4.2.1.- *Evaluación de We*
 - 4.2.2.- *Ecuación de van Everdingen y Hurst para flujo transitorio*
 - 4.2.4.- *Ecuación de Stanley para flujo transitorio*
 - 4.2.2.- *Métodos para evaluar el volumen original de hidrocarburos considerando el empuje de agua.*
 - 4.2.4.1.- *Método de Havlena y Odeh*
 - 4.2.4.2.- *Método de Cole*

5.- CONSIDERACIONES Y PROGRAMA DE CÓMPUTO

- 5.1.- *Consideraciones*
 - 5.1.1.- *Validación del análisis composicional*
 - 5.1.2.- *Caracterización del fluido*
- 5.2.- *Programa de Cómputo*
 - 5.2.1.- *Diagrama de flujo*
 - 5.2.1.1.- *Entrada de datos*
 - 5.2.1.2.- *Salida de datos e impresión*

6.- APLICACIONES

- 6.1.- *Yacimiento con agotamiento natural*
 - 6.1.1.- *Campo Giraldas*
 - 6.1.2.- *Validación del análisis PVT*
 - 6.1.3.- *Caracterización del fluido*
 - 6.1.4.- *Cálculo del volumen original de hidrocarburos*

6.2.- Yacimiento con entrada de agua

6.2.1.- Campo Fénix

6.2.2.- Validación del análisis PVT

6.2.3.- Caracterización del fluido

6.2.4.- Cálculo del volumen original de hidrocarburos

7.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

APÉNDICE A. Programa de cómputo

RESUMEN

En este trabajo se hace una revisión de los métodos existentes para evaluar el volumen original de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado; también se presenta la aplicación de los mismos a yacimientos con alto contenido de condensado como son los que se explotan actualmente en el mesozoico Chiapas-Tabasco.

Se propone una metodología práctica y sencilla que consiste en utilizar información del sistema roca-fluidos, datos de presión-producción de su vida productiva, validación y caracterización del fluido, empleando paquetes de cómputo comerciales así como la elaboración de gráficas típicas para este tipo de yacimientos.

Se elaboró un programa de cómputo para calcular el volumen original de hidrocarburos con y sin entrada de agua, el cual fue aplicado para analizar y evaluar los yacimientos Giraldas y Fénix, presentando el primero un comportamiento volumétrico sin entrada de agua y el segundo un mantenimiento de presión por la presencia muy activa de un acuífero.

Finalmente se concluye que la Ecuación de Balance de Materia continúa siendo una herramienta práctica, sencilla y económica para evaluar y predecir el comportamiento global de un yacimiento, dado que los estudios con simuladores numéricos requieren bastante información a detalle y un alto costo económico para su realización.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas que presentan actualmente los yacimientos con alto contenido de condensado descubiertos en la Zona del Mesozoico Tabasco-Chiapas, es el de obtener una evaluación de su volumen original de hidrocarburos. Asimismo, es importante poder predecir su comportamiento futuro, en un principio en forma global, como puede ser considerando la variación de la presión media contra la producción.

La identificación de los mecanismos que actúan en este tipo de yacimientos, como la expansión del gas, condensación retrógrada y la entrada de agua, permitirá tomar las medidas adecuadas para una mejor explotación y recuperación de los fluidos.

En la actualidad se cuenta con simuladores numéricos que pueden predecir con exactitud el comportamiento de este tipo de yacimientos, pero debido a su gran complejidad y a la información detallada requerida tanto de los fluidos como de la formación productora, el método de balance de materia constituye una herramienta sencilla y práctica para realizar estudios de tipo global del comportamiento de yacimientos.

Adicionalmente, el costo económico de un estudio por medio de estos simuladores numéricos es elevado. Por lo tanto, estos métodos sencillos constituyen una alternativa viable, sobre todo en la etapa inicial de la explotación de estos yacimientos.

Este trabajo nació de la inquietud y experiencia adquirida en el campo, con base en la necesidad de conocer el tipo de ecuaciones que deben de utilizarse para realizar un estudio de balance de materia en los yacimientos de gas y condensado.

Con el empleo de los simuladores numéricos composicionales del comportamiento PVT, que se tienen desarrollados actualmente, este tipo de estudios se simplifican, debido a que se puede tener una caracterización adecuada del fluido del yacimiento, contrariamente a lo sucedido en el pasado, cuando debido a la carencia de éstos no se tenía confiabilidad en el manejo de la información.

La mayoría de los yacimientos de gas y condensado descubiertos hasta la fecha en México, se encuentran frecuentemente cerca de la presión de rocío.

El objetivo de este trabajo es presentar la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia (EBM), adecuada para el caso en el cual esté presente o no el agua en los yacimientos de gas y condensado, que se explotan actualmente en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas. Se discute la condensación de líquidos obtenidos para este tipo de yacimientos encontrados en México, los cuales difieren grandemente de los que se han presentado en la literatura técnica. Finalmente, se presenta un programa de cómputo, el cual simplifica el trabajo desarrollado por el ingeniero de yacimientos.

2. YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

2.1. GENERALIDADES

Como resultado de las mayores profundidades de los pozos perforados, los fluidos provenientes del yacimiento, han presentado una variación en su comportamiento termodinámico¹. Los fluidos de estos yacimientos son de composición variable (aceite volátil, gas y condensado), los cuales se han encontrado cada vez con mayor frecuencia durante los últimos años en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas, Tabla 2.1

Los yacimientos de gas a altas presiones (300-640 Kg/cm²) y temperaturas (200 - 400 °F) que se han descubierto, tienen propiedades² diferentes de los yacimientos de gas seco que se habían encontrado anteriormente. Estos fluidos del yacimiento son comúnmente llamados fluidos de gas y condensado. La Fig. 2.1. presenta³ un diagrama presión-temperatura general en que se muestran las condiciones existentes en los yacimientos de gas y condensado. La temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara (condiciones de presión máxima a la cual coexisten dos fases) y las líneas de calidad se encuentran predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja.

**TABLA 2.1 YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO EN EL
ÁREA MESOZOICA TABASCO-CHIAPAS**

| <i>YACIMIENTO</i> | <i>FORMACIÓN PRODUCTORA</i> | <i>PROFUNDIDAD MEDIA (m.b.N.M.)</i> | <i>TEMPERATURA (°C)</i> | <i>GRADOS API</i> | <i>PRESIÓN INICIAL (Kg/cm²)</i> | <i>PRESIÓN ROCIO (Km/cm²)</i> |
|-----------------------|-----------------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------|--|--|
| <i>AGAVE</i> | <i>KS-KM</i> | <i>4200</i> | <i>130</i> | <i>50</i> | <i>493</i> | <i>454</i> |
| <i>CARMITO</i> | <i>KS-KM</i> | <i>3205</i> | <i>104</i> | <i>39</i> | <i>348.9</i> | <i>324</i> |
| <i>CATEDRAL</i> | <i>KS-KM</i> | <i>2363</i> | <i>374</i> | <i>57</i> | <i>297.8</i> | <i>271</i> |
| <i>GIRALDAS</i> | <i>KM</i> | <i>4627</i> | <i>139</i> | <i>44</i> | <i>555</i> | <i>464.4</i> |
| <i>CHIAPAS-COPANO</i> | <i>KS</i> | <i>3630</i> | <i>126</i> | <i>44</i> | <i>491</i> | <i>390</i> |
| <i>MUSPAC</i> | <i>KS</i> | <i>2791</i> | <i>109</i> | <i>52</i> | <i>316.2</i> | <i>311.5</i> |
| <i>CHIRIMOYO</i> | <i>KM</i> | <i>5140</i> | <i>158.1</i> | <i>52</i> | <i>636.3</i> | <i>202.5</i> |
| <i>IRIS</i> | <i>CRETÁCICO</i> | <i>4495</i> | <i>134</i> | <i>44.9</i> | <i>543</i> | <i>472</i> |
| <i>MUNDO NUEVO</i> | <i>KM</i> | <i>3361</i> | <i>113</i> | <i>49.7</i> | <i>425</i> | <i>379.6</i> |
| <i>JACINTO</i> | <i>KI-JSK</i> | <i>5962</i> | <i>152</i> | <i>44.56</i> | <i>631.27</i> | <i>372.4</i> |
| <i>FÉNIX</i> | <i>KM</i> | <i>5482</i> | <i>156</i> | <i>43.8</i> | <i>610.2</i> | <i>423.2</i> |

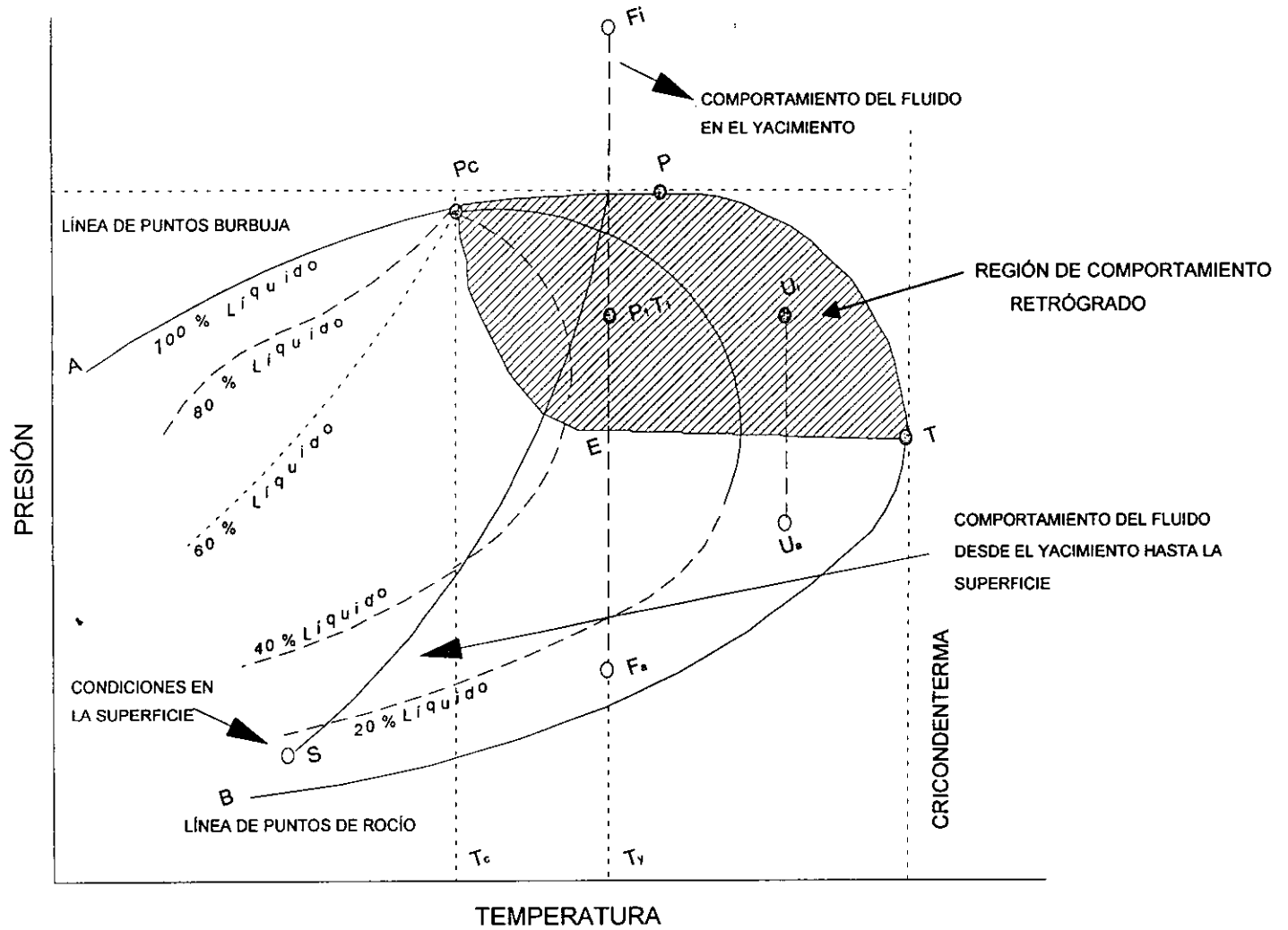


FIG. 2.1.- DIAGRAMA PRESIÓN - TEMPERATURA PARA UN FLUIDO DE GAS Y CONDENSADO.³

El estado inicial del yacimiento se encuentra en el punto F_i y el estado del yacimiento al abandonarse se muestra en el punto F_a ; el punto S representa las condiciones en la superficie (separador). A condiciones iniciales del yacimiento (F_i) el fluido es un gas. Al extraerse el gas del yacimiento, la presión en el yacimiento se reduce. Ya que la temperatura del yacimiento no cambia sensiblemente, la reducción de presión en el yacimiento es un proceso prácticamente isotérmico y está representado por la línea $F_i - F_a$. Mientras el fluido está en una sola fase, puede emplearse la ley de los gases para predecir el comportamiento del fluido, conociendo el factor de desviación del gas Z.

A medida que la presión disminuye, la composición del fluido producido permanece constante hasta alcanzar la presión del punto de rocío, p_r . Por debajo de esta presión, se condensa líquido del fluido del yacimiento en forma de rocío, y existe en el yacimiento un fluido en dos fases. Al presentarse la condensación, la fase gaseosa disminuye su contenido de líquido, debido a que el condensado se adhiere a los poros de la roca, permaneciendo como una película líquida inmóvil. Por tanto, el gas producido en la superficie tendrá una disminución en su contenido líquido, aumentando la relación gas-aceite.

Cuando la presión del yacimiento ha declinado hasta el punto P_1 , el fluido del yacimiento será, para el caso particular de esta Fig. 2.1, aproximadamente 70% de gas y 30% de líquido.

Este proceso, denominado condensación retrógrada, continúa hasta alcanzar un punto de volumen máximo de líquido, punto E.

La región de condensación retrógrada es el área sombreada de la Fig. 2.1. la cual puede ocurrir únicamente a temperaturas entre el punto crítico C y la cricondenterma.

El permitir la condensación retrógrada, tiende a disminuir la recuperación de las partes más licuables del fluido del yacimiento, que son generalmente los componentes más valiosos. En un yacimiento cerrado (volumétrico) de gas se tiene una recuperación aproximada de 85% del gas original³. En yacimientos de gas y condensado, aunque puede recuperarse 85 % del gas seco, no es raro perder de 50 % a 60 % de los hidrocarburos licuables debido a la condensación retrógrada. Es trabajo del ingeniero de yacimientos el planear medios de prevenir estas pérdidas. Su desarrollo y operación para una recuperación máxima requiere de métodos de ingeniería y operación diferentes de los yacimientos de aceite y de gas seco. Las propiedades de los fluidos gobiernan los programas de operación y desarrollo para la recuperación de los hidrocarburos, y determinan el mejor programa a seguir. Un conocimiento completo de las propiedades del fluido es por lo tanto necesario en la optimización de los yacimientos de gas y condensado. Otros aspectos económicos incluyen las condiciones geológicas, propiedades de la roca, costos de operación, etc.

2.2.- CONSTANTES DE EQUILIBRIO VAPOR LÍQUIDO

Los estudios de laboratorio en los fluidos de gas y condensado se realizan para evaluar su comportamiento a condiciones de yacimiento y en superficie. En estudios especiales de ingeniería realizados durante el agotamiento de un yacimiento de gas y condensado, se requiere conocer las composiciones de las fases (condensado y gas) a varias presiones. La composición de cada fase puede determinarse experimentalmente, pero requeriría demasiado trabajo. Sin embargo, pueden calcularse las composiciones de las fases y sus volúmenes, a cualquier presión y temperatura, usando datos de equilibrio vapor-líquido. La distribución de un componente en un sistema vapor-líquido puede relacionarse por medio de las constantes de equilibrio K_i , expresadas en la forma siguiente:

$$K_i = \frac{Y_i}{X_i} \dots\dots\dots (2.1)$$

donde :

K_i = constante de equilibrio del componente i

Y_i = fracción mol del componente i en la fase vapor

X_i = fracción mol del componente i en la fase líquida

El problema principal de aplicar los valores K_i a la ingeniería de yacimientos, es que para cada fluido de un yacimiento son diferentes, o sea, en principio es necesario medir físicamente los valores K_i de cada

fluido para determinar los valores correctos. Entonces, deben de buscarse^{4,5} procedimientos alternos para su estimación.

2.2.1.- CÁLCULO DEL EQUILIBRIO VAPOR-LÍQUIDO

El empleo de las constantes de equilibrio permite el cálculo de presiones de burbuja, presiones de rocío, y las proporciones de vapor y líquido en equilibrio, a presiones y temperaturas donde coexisten las dos fases.; Se supone que el sistema está en equilibrio termodinámico a la temperatura y presión dada.

Aplicando un balance de materia en el sistema de la Fig. 2.2

$$n = L + V \quad \dots\dots\dots (2.2)$$

Escribiendo un balance de materia para el componente i:

$$Z_i n = X_i L + Y_i V \quad \dots\dots\dots (2.3)$$

aplicando la ecuación 2.1:

$$Z_i n = X_i L + X_i K_i V \quad \dots\dots\dots$$

factorizando

$$Z_i n = X_i (L + K_i V) \quad \dots\dots\dots$$

Despejando X_i

$$X_i = \frac{n Z_i}{L + K_i V} \quad \dots\dots\dots (2.4)$$

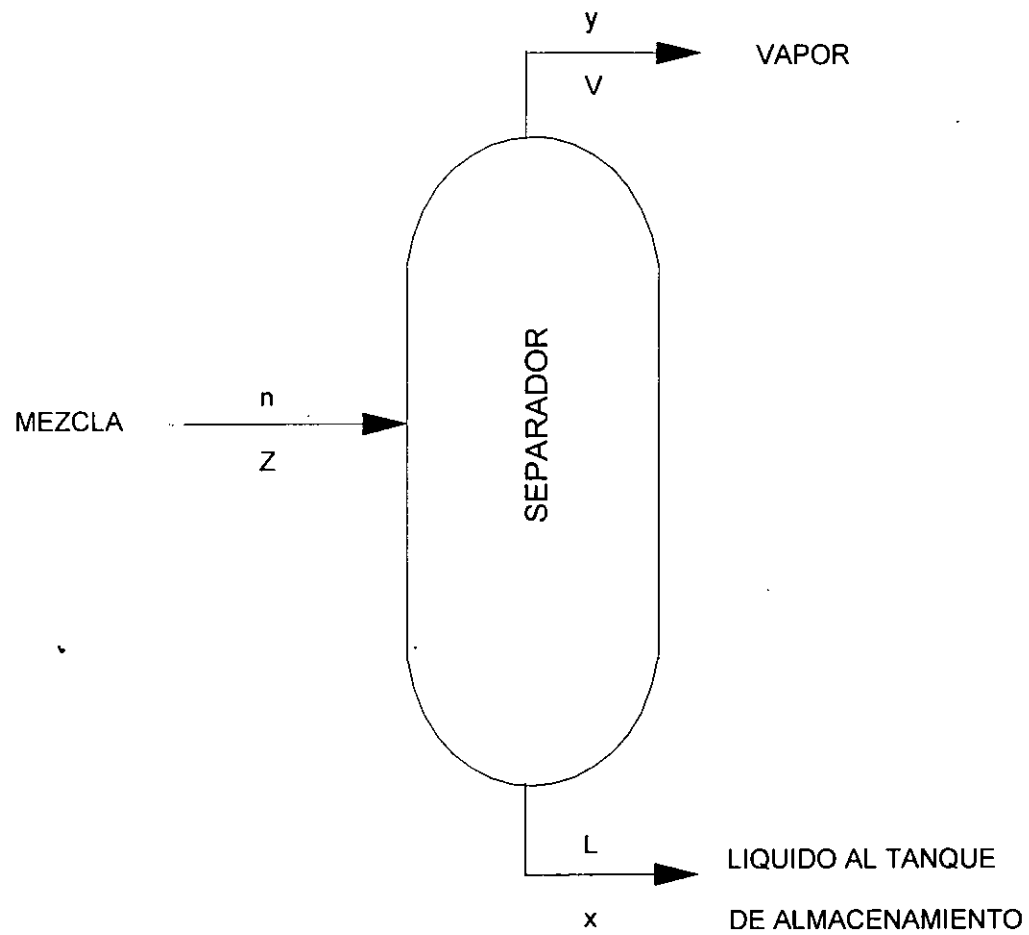


FIG2.2.2.-BALANCE DE MATERIA EN UN SISTEMA DE HIDROCARBUROS

Para condiciones de equilibrio, las fracciones mol de los componentes en ambas fases deben ser igual a la unidad, por tanto:

$$\sum_{i=1}^n X_i = 1 \quad \dots\dots\dots (2.5)$$

$$\sum_{i=1}^n Y_i = 1 \quad \dots\dots\dots (2.6)$$

usando 2.5 en 2.4:

$$\sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n \frac{n Z_i}{L + VK_i} = 1 \quad \dots\dots\dots (2.7)$$

similarmente para la fase vapor:

$$\sum_{i=1}^n Y_i = \sum_{i=1}^n \frac{n Z_i}{\frac{L}{K_i} + V} = 1 \quad \dots\dots\dots (2.8)$$

Los cálculos se simplifican considerando una mol de fluido, $n=1$, las ecuaciones 2.7 y 2.8 pueden expresarse.

$$\sum_{i=1}^n X_i = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{L + VK_i} = 1 \quad \dots\dots\dots (2.9)$$

$$\sum_{i=1}^n Y_i = \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{\frac{L}{K_i} + V} = 1 \quad \dots\dots\dots (2.10)$$

Para resolver la ecuación 2.9 o la ecuación 2.10, se emplea un procedimiento de ensaye y error. Por ejemplo, para resolver la ecuación 2.9, se supone un valor de L ; si $\sum_{i=1}^n X_i \neq 1.0$ el procedimiento debe repetirse hasta que el valor de L seleccionado cumpla la condición

$$\sum_{i=1}^n X_i = 0.$$

Existen en la literatura^{4,5} procedimientos adecuados para evaluar correctamente las constantes de equilibrio en yacimientos de condensación retrógrada. Es importante tener presente que para llevar a cabo un análisis confiable en el laboratorio deben tomarse muestras representativas de los fluidos del yacimiento.

2.3.- COMPORTAMIENTO DEL CONDENSADO EN LA REGIÓN DE DOS FASES.

La Figura 2.3 muestra una curva característica típica de los sistemas de gas y condensado, en la que se relaciona la variación de la cantidad de la fase líquida con la presión. Debido a la condensación retrógrada se forma una fase líquida en el yacimiento; consecuentemente, a medida que la presión disminuye el análisis y su estudio correspondiente se dificultan.

2.4.- BALANCE DE MATERIA

La ecuación de balance de materia⁷ para un yacimiento de gas y

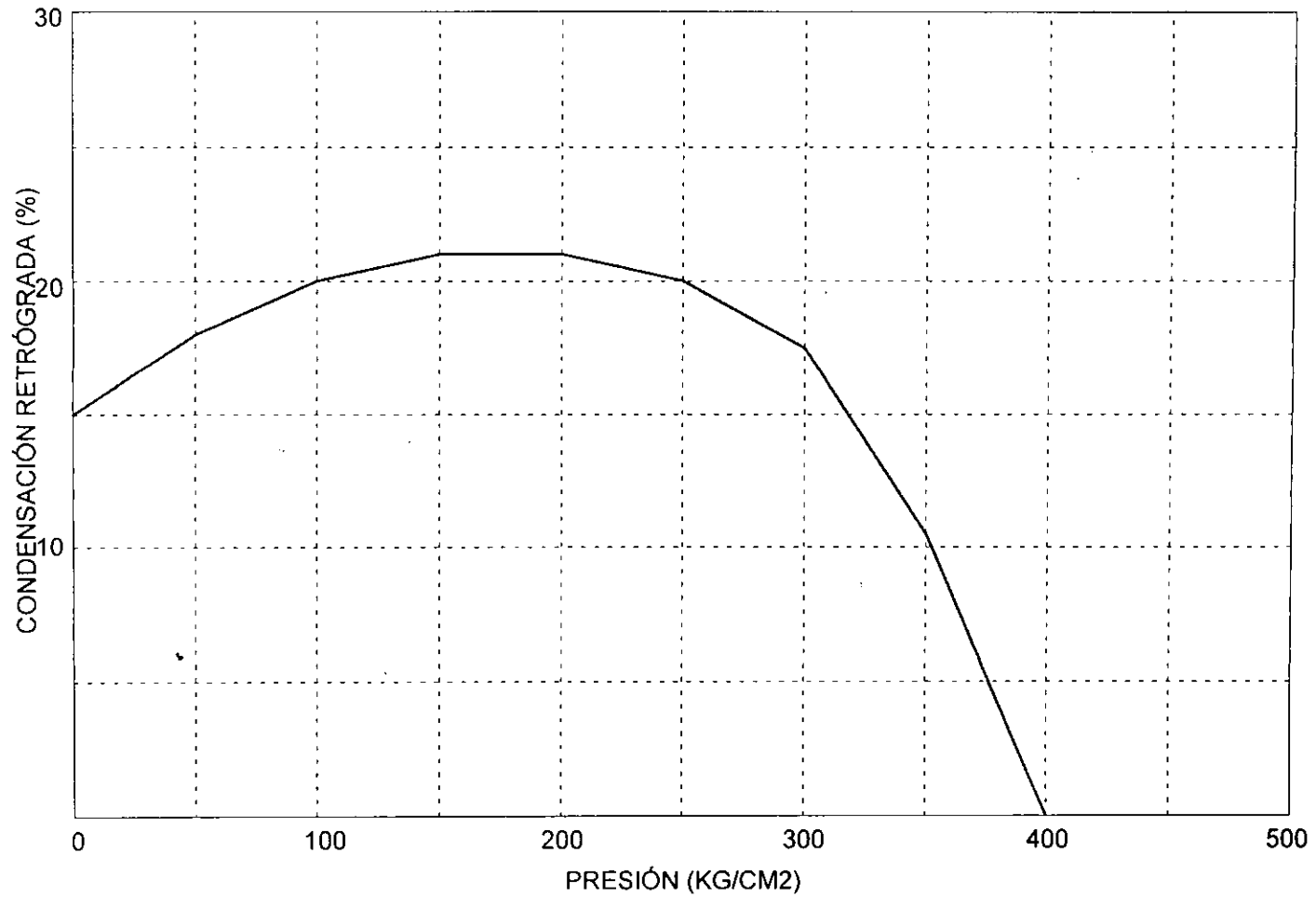


FIG. 2.3.- CURVA CARACTERÍSTICA QUE RELACIONA LA CANTIDAD DE LIQUIDO DEPOSITADO EN LA CONDENSACIÓN RETRÓGRADA.

condensado para presiones mayor a la presión de rocío, es de la misma forma que la ecuación para un yacimiento de gas seco. Considerando comportamiento volumétrico y empuje de agua, se obtiene:

$$\frac{p_{cc} G_p}{R T_{cc}} = \frac{p_i V_i}{Z_i RT} - \frac{p(V_i - W_e + W_p B_w)}{Z RT} \dots\dots\dots (2.11)$$

en función del factor de volumen del gas:

$$G(B_g - B_{gi}) + W_e = G_p B_g + B_w W_p \dots\dots\dots (2.12)$$

Estas ecuaciones pueden usarse para calcular G y W_e . Debe considerarse que los valores usados para la producción acumulativa G_p serán la suma de la producción de gas seco total y el gas equivalente de hidrocarburos líquidos, y que los factores de desviación de dos fases deben emplearse cuando la presión sea inferior a la presión de rocío.

2.5.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO

Predecir el comportamiento³ futuro de un yacimiento de gas y condensado es importante, para establecer un plan óptimo de su explotación.

Dentro de los programas de operación posibles, se pueden listar los siguientes:

- A) Un agotamiento de presión sin contemplar un mecanismo para el mantenimiento de la misma. Para los yacimientos que tienen un empuje de agua natural significa tener un método de operación económico y eficiente.*
- B) El fluido producido puede pasarse a través de una planta de gasolina, donde los líquidos se recuperan y el gas seco se regresa al yacimiento. Esto es, una forma de mantenimiento de presión, la cual se conoce como inyección cíclica. Este método de reinyección del gas al yacimiento ayuda a prevenir la condensación de líquidos en el yacimiento.*
- C) El yacimiento puede explotarse por agotamiento de presión hasta un límite económico.*

3.- EVALUACIÓN DE RESERVAS

3.1.- VOLUMEN ORIGINAL POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

La ecuación volumétrica es una herramienta útil para calcular el volumen original de gas, siendo de gran utilidad en la evaluación de reservas de gas. El volumen de espacio poroso en el yacimiento conteniendo el gas es convertido a un volumen de gas a condiciones estándar. Este volumen poroso ocupado por gas está relacionado con el volumen total del yacimiento por medio de la porosidad promedio y la saturación promedio del agua. El volumen de gas original en pies cúbicos a condiciones estándar de presión (p_{ce}) y temperatura (T_{ce}), está expresado por la Ec. 3.1

$$G = 43\,560 V_b \phi (1 - S_{wi}) B_{gi} \dots\dots\dots (3.1)$$

El volumen total de la formación productora V_b se determina usando mapas de isopacas, elaborados con información obtenida de registros geofísicos, núcleos, pruebas de formación y producción. El volumen se obtiene midiendo las áreas entre las líneas isopacas de todo el yacimiento a través del método tradicional en que se emplea un planímetro.

El factor de desviación del gas deberá utilizarse adecuadamente, ya que la omisión de este factor en los cálculos puede conducir a errores importantes. La porosidad y saturación de agua pueden calcularse del análisis de núcleos o información de registros geofísicos.

3.2.- ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA

La ecuación de balance de materia es una herramienta fundamental para la evaluación del comportamiento pasado y futuro del yacimiento, y está basada en la ley de conservación de masa. En su forma simple, el balance de materia establece que para cualquier tiempo la cantidad de hidrocarburos producidos, es igual a los hidrocarburos iniciales menos los hidrocarburos remanentes en el yacimiento.

3.2.1.- SUPOSICIONES

- a) El yacimiento puede tratarse como un "tanque" a volumen constante*
- b) Existe equilibrio de presión en todo el yacimiento.*
- c) Los datos del laboratorio PVT se aplican al yacimiento, a las condiciones de presiones promedio usadas.*
- d) Se dispone de datos de producción, inyección y mediciones de presión.*
- e) Para yacimientos con presión inicial normal (aproximadamente igual a la presión hidrostática), el cambio en volumen del agua intersticial con la presión, el cambio de la porosidad con la presión, y la evolución del gas disuelto en el agua intersticial con el decremento en la presión pueden despreciarse.*

3.2.2.- DERIVACIÓN

La ley de conservación de masa se aplica al yacimiento de gas, específicamente empleando un balance molar⁷. La expresión resultante está dada por la Ec. 2.11

$$\frac{p_{ce} G_p}{RT_{ce}} = \frac{p_i V_i}{\frac{Z_i}{RT}} - \frac{p(V_i - W_e + W_p B_w)}{ZRT} \dots\dots\dots (3.2)$$

Si el yacimiento es volumétrico, $W_e = 0$ y $W_p = 0$, la expresión anterior puede escribirse:

$$\frac{p}{z} = \frac{p_i}{Z_i} - (p_{ce} T/T_{ce} V_i) G_p \dots\dots\dots (3.3)$$

Estas son las Ecuaciones de Balance de Materia (EBM) para yacimientos de gas con entrada de agua, Ec. 3.2 y volumétrico, Ec. 3.3, respectivamente.

3.2.3.- APLICACIÓN

La EBM se puede aplicar para:

- a) Evaluar el volumen original de hidrocarburos
- b) Existencia y estimación del empuje de agua
- c) Predecir el comportamiento global futuro del yacimiento
- d) Evaluar las reservas y el factor de recuperación.

3.3.- PREDICCIONES DE LA RESERVA Y COMPORTAMIENTO GLOBAL DEL YACIMIENTO.

El desarrollo eficiente de un yacimiento dependerá de la predicción apropiada de su comportamiento futuro. Para predecir su recuperación será importante identificar el (los) mecanismo (s) que actúen en el yacimiento, como el de empuje de agua o la expansión del gas. La recuperación máxima de los hidrocarburos es de un gran interés, su estimación debe efectuarse a una presión de abandono, la cual se determina principalmente con base en condiciones económicas tales como un valor futuro del gas, costos de operación y mantenimiento en los pozos, costos de compresión y transporte del gas.

3.3.1.- EVALUACIÓN VOLUMÉTRICA

Antes de definir los límites del yacimiento durante su desarrollo, es conveniente calcular el volumen original de gas por unidad de volumen del yacimiento (acre.ft). A un tiempo de explotación avanzada del yacimiento, cuando el volumen dinámico del yacimiento ya se ha definido, a través del análisis de datos de producción-presión, los cálculos volumétricos constituyen una herramienta valiosa de comparación para las estimaciones del volumen original por medio del método de balance de materia.

Para yacimientos de gas volumétricos (sin entrada de agua) la producción acumulativa de gas G_p a cualquier presión está definido por:

$$G_p = 43\,560 V_b \phi (1 - S_w) (1 / B_{gi} - 1 / B_g) \dots\dots (3.4)$$

Como se comentó previamente, el factor de recuperación de un yacimiento de gas es función de la presión de abandono, la cual depende de factores tales como el precio del gas, de los índices de productividad en los pozos y de la dimensión del yacimiento.

Para yacimientos de gas cerrados o volumétricos, el factor principal que gobierna la eficiencia de recuperación es la presión de abandono; si esta presión se conoce se puede calcular, el factor de recuperación mediante la siguiente ec.

$$E_g = 100 \left(1 - \left(P_a Z_i / P_i Z_a \right) \right) \dots\dots\dots (3.5)$$

3.3.2.- MÉTODO DE LA CURVA P/Z.

La ecuación para un yacimiento volumétrico está definida por la Ec. 3.3

$$p / Z = - \left(p_{ce} T / T_{ce} V_i \right) G_p + p_i / Z_i \dots\dots\dots$$

Una gráfica de p/Z contra G_p deberá presentar una tendencia lineal para un yacimiento volumétrico de gas, en la forma mostrada en la Figura 3.1. La intercepción a un valor $p/Z = 0$, proporciona el volumen original. De esta manera, la línea puede extrapolarse para obtener el volumen original a un valor de $p = 0$, las reservas iniciales de gas a una presión de abandono, y la producción de gas acumulado a cualquier presión de interés.

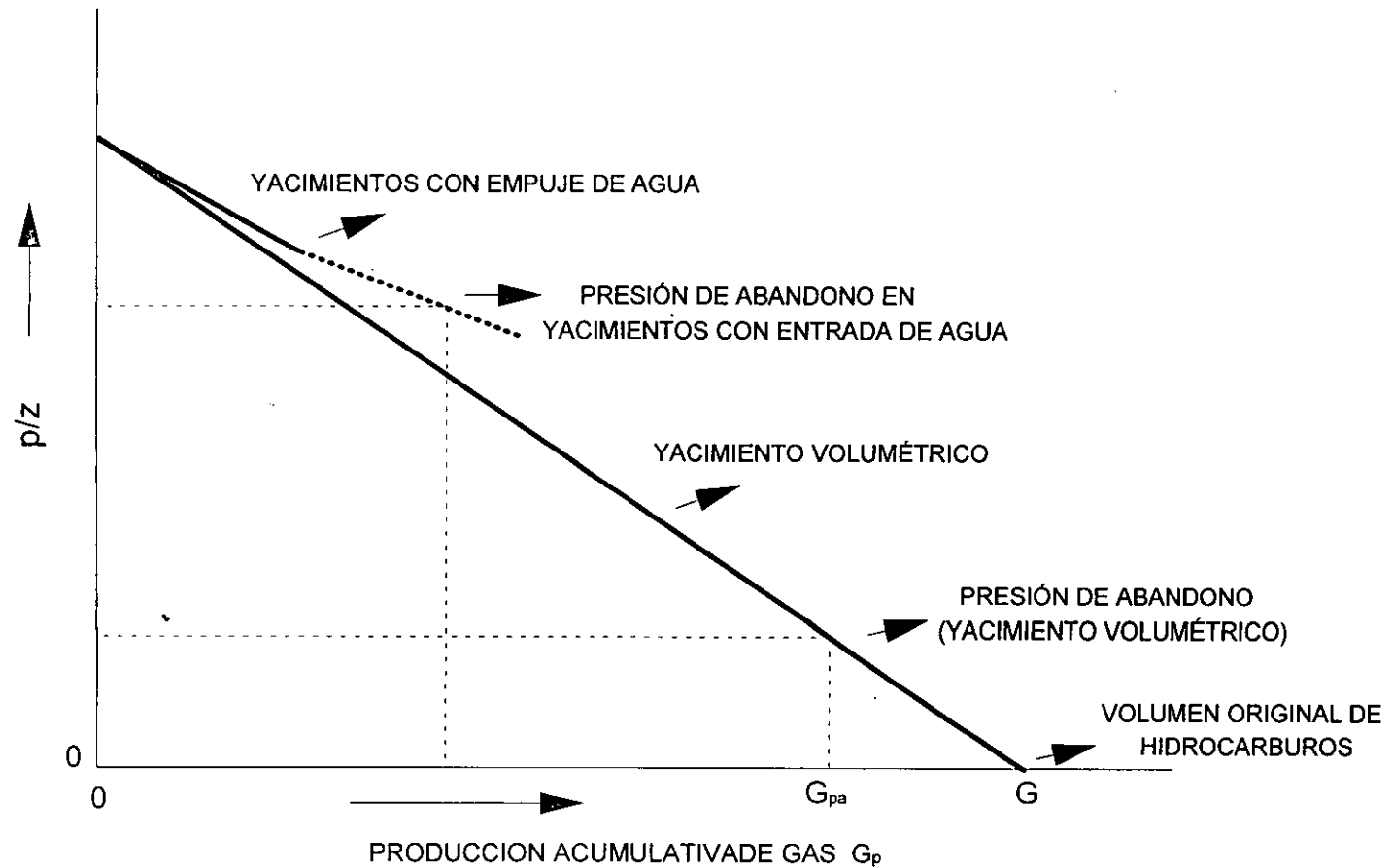


FIG.3.1.-GRÁFICA CARTESIANA DE p/z CONTRA G_p PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO CON COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO.

gráfica de p/Z contra G_p no dará como resultado una línea recta. Es decir, en un yacimiento con empuje de agua, normalmente su comportamiento resulta en una curva cóncava hacia arriba, Fig. 3.1.

Después que se ha producido una cantidad razonable de gas, la gráfica lineal de p/Z contra G_p para un yacimiento volumétrico, constituye un procedimiento satisfactorio para estimar el gas recuperable. Deberá tenerse presente que si se gráfica solo la presión contra G_p , el comportamiento no será lineal, y las extrapolaciones de esta curva presión - producción puede conducir a errores de cálculo, Fig. 3.2.

3.3.3.- MÉTODO DE LA LÍNEA RECTA.

De la ecuación 2.12 para un yacimiento volumétrico se tiene:

$$G_p B_g = G (B_g - B_{gi}) \quad \dots\dots\dots (3.6)$$

Corresponde a la ecuación de una recta de la forma $y = mx + b$ donde :

$$y = G_p B_g \quad \dots\dots\dots$$

$$x = (B_g - B_{gi}) \quad \dots\dots\dots$$

$$b = 0 \quad \dots\dots\dots$$

$$m = G \quad \dots\dots\dots$$

La ecuación 3.6 se ilustra en la Fig. 3.3. Una gráfica de $G_p B_g$ contra $(B_g - B_{gi})$ es una línea recta, que pasa a través del origen, con una pendiente igual al volumen original.

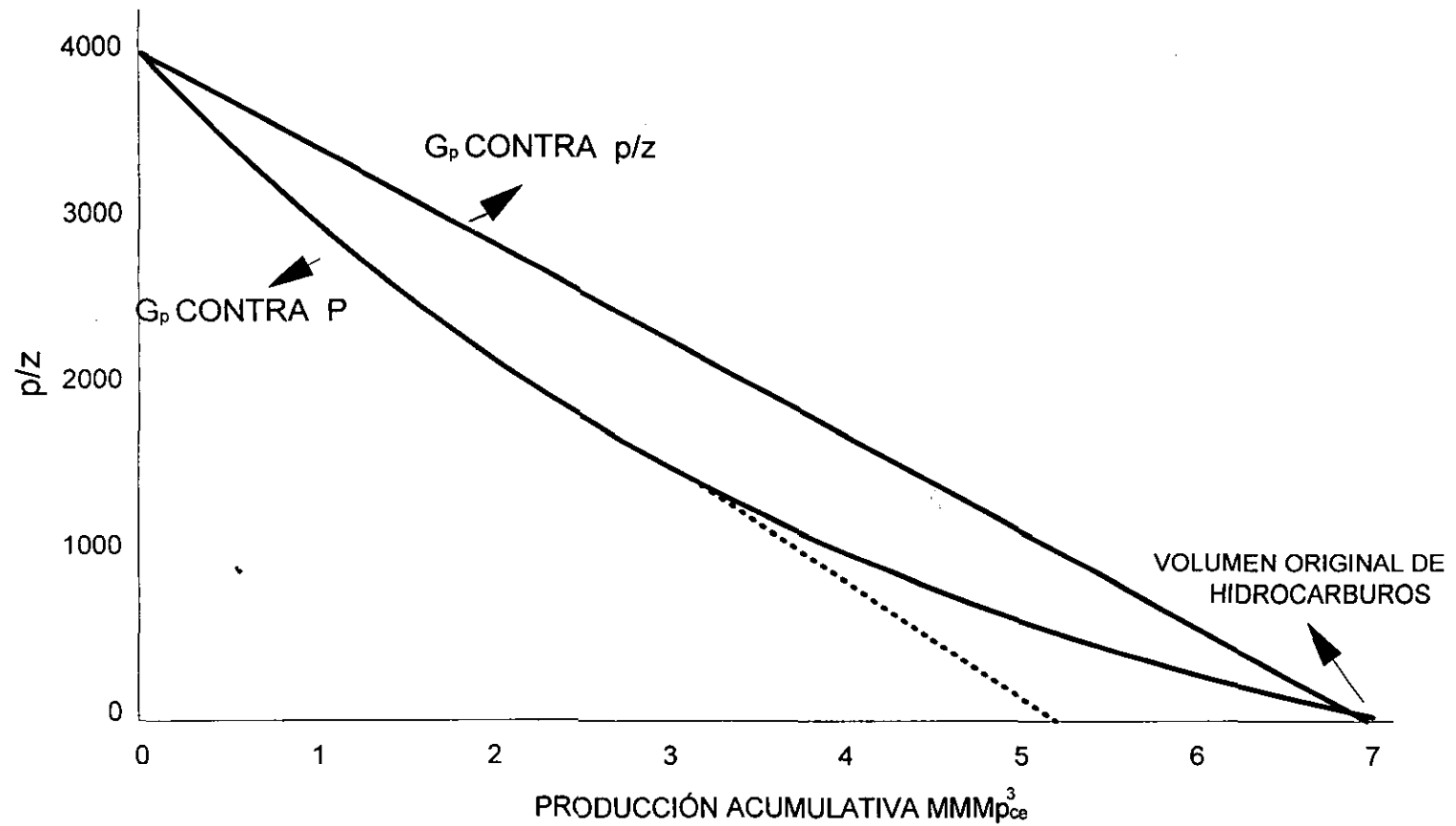


FIG.3.2.-COMPARACIÓN DE LA PRESIÓN Y p/z PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO, CON COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO.

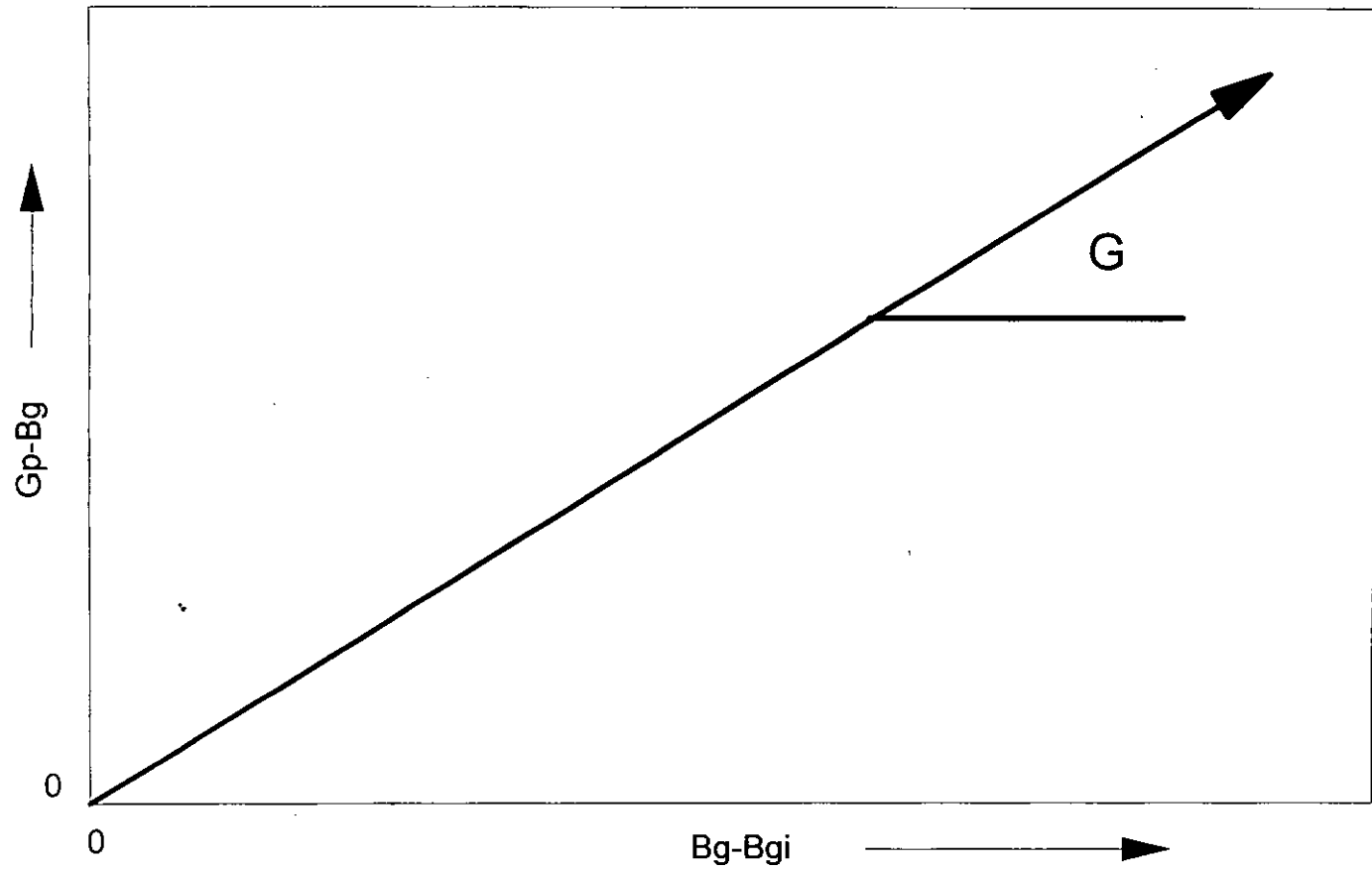


FIG.3.3.-MÉTODO DE LÍNEA RECTA PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO CON COMPORTAMIENTO VOLUMÉTRICO.

De la ecuación (2.12) para un yacimiento con empuje de agua, la cual se representa por medio del método de van Everdingen y Hurst², se tiene:

$$\frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} = C \frac{\sum Q_d \Delta p}{B_g - B_{gi}} + G \dots\dots\dots (3.7)$$

que nuevamente corresponde a la ecuación de una recta de la forma $y = mx + b$; donde :

$$y = \frac{G_p B_g + W_p B_w}{B_g - B_{gi}} \dots\dots\dots$$

$$x = C \frac{\sum Q_d \Delta p}{B_g - B_{gi}} \dots\dots\dots$$

$$b = G, \quad m = C \dots\dots\dots$$

La ecuación (3.7) se ilustra en la Fig. 3.4, la ordenada al origen representa el volumen original y la pendiente es igual a la constante de entrada de agua al yacimiento. La no-linealidad en la gráfica depende de la dimensión del acuífero que se tenga para un sistema yacimiento-acuífero en particular; esto se discutirá posteriormente en este trabajo.

3.3.4.- RECUPERACIÓN DEL LÍQUIDO CONDENSADO.

Después de que se han calculado las reservas de gas recuperable, el siguiente paso es calcular la cantidad de líquidos recuperables en la superficie. Se necesita efectuar un análisis en el laboratorio de una

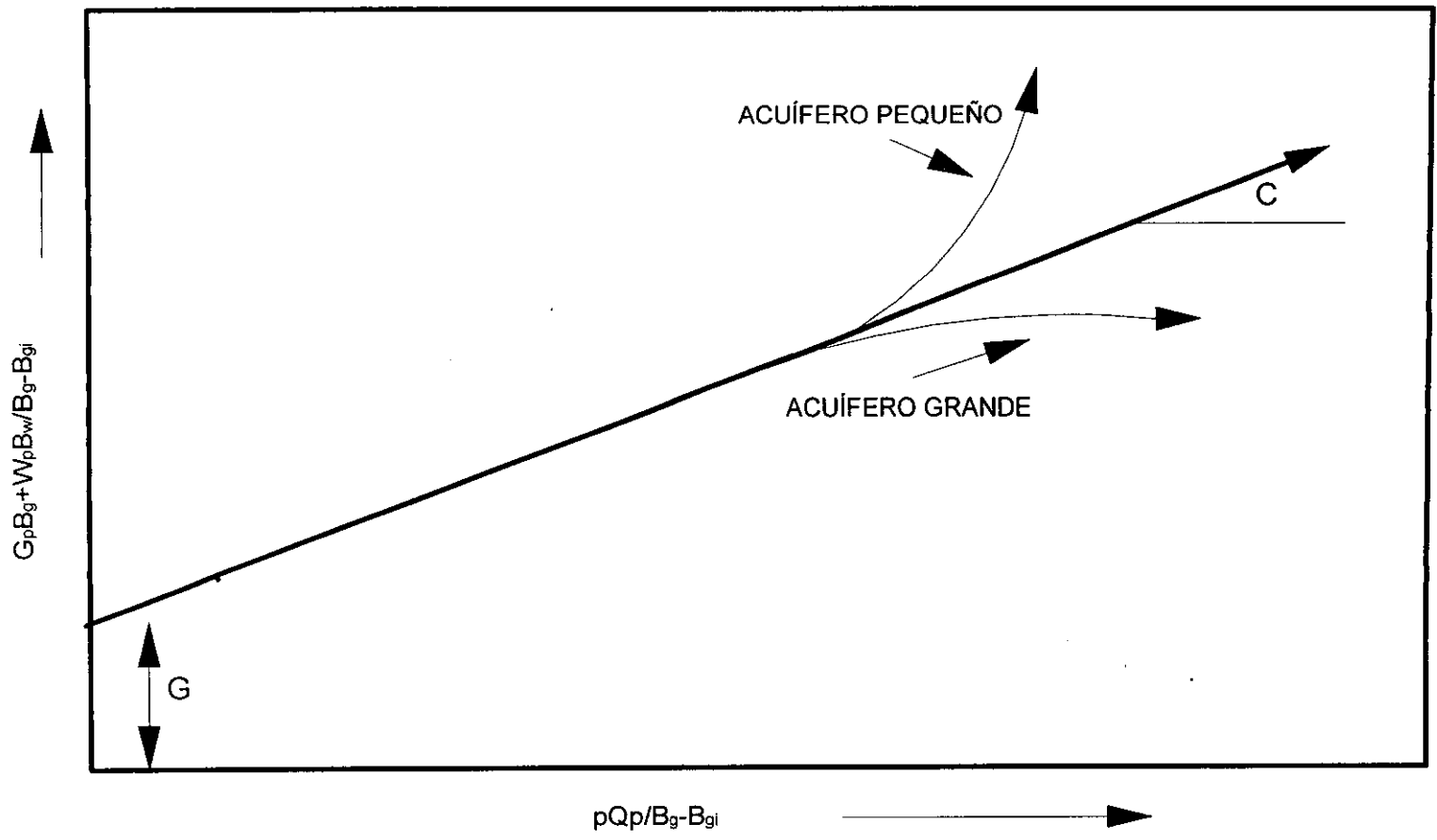


FIG.3.4.-MÉTODO DE LÍNEA RECTA PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO CON ENTRADA DE AGUA.

muestra del fluido para determinar cuando el yacimiento se encuentra en la etapa de gas y cuando en la de condensación. Si no se contara con un análisis del laboratorio, las variaciones de la razón gas-líquido medidas en la superficie ayudarían a resolver este problema. La Fig. 3.5 ilustra lo anteriormente expuesto.

3.4.- YACIMIENTOS DE GAS CON PRESIÓN ANORMAL

En yacimientos con presión anormalmente alta (mayor que la presión hidrostática) su comportamiento en una gráfica p/Z contra G_p como la que se presenta en la Fig. 3.6, muestra las pendientes distintas a causa de los efectos combinados de la compresibilidad de la formación y de los fluidos. La pendiente final en la gráfica de p/Z es diferente de la pendiente inicial, obteniéndose por lo tanto una estimación errónea para las reservas.

La pendiente inicial se debe a la expansión del gas y un efecto importante en el mantenimiento de la presión del yacimiento es causado por la compresibilidad de la formación y la expansión del agua (Fig. 3.6). La mayoría de las veces se toman decisiones basadas en el comportamiento inicial del yacimiento con base en una gráfica p/z , lo cual para estas condiciones conduce a resultados erróneos.

El comportamiento de un yacimiento de gas está relacionado a la compresibilidad efectiva total, no con respecto únicamente a la compresibilidad del gas. Cuando la presión es anormal y alta, la

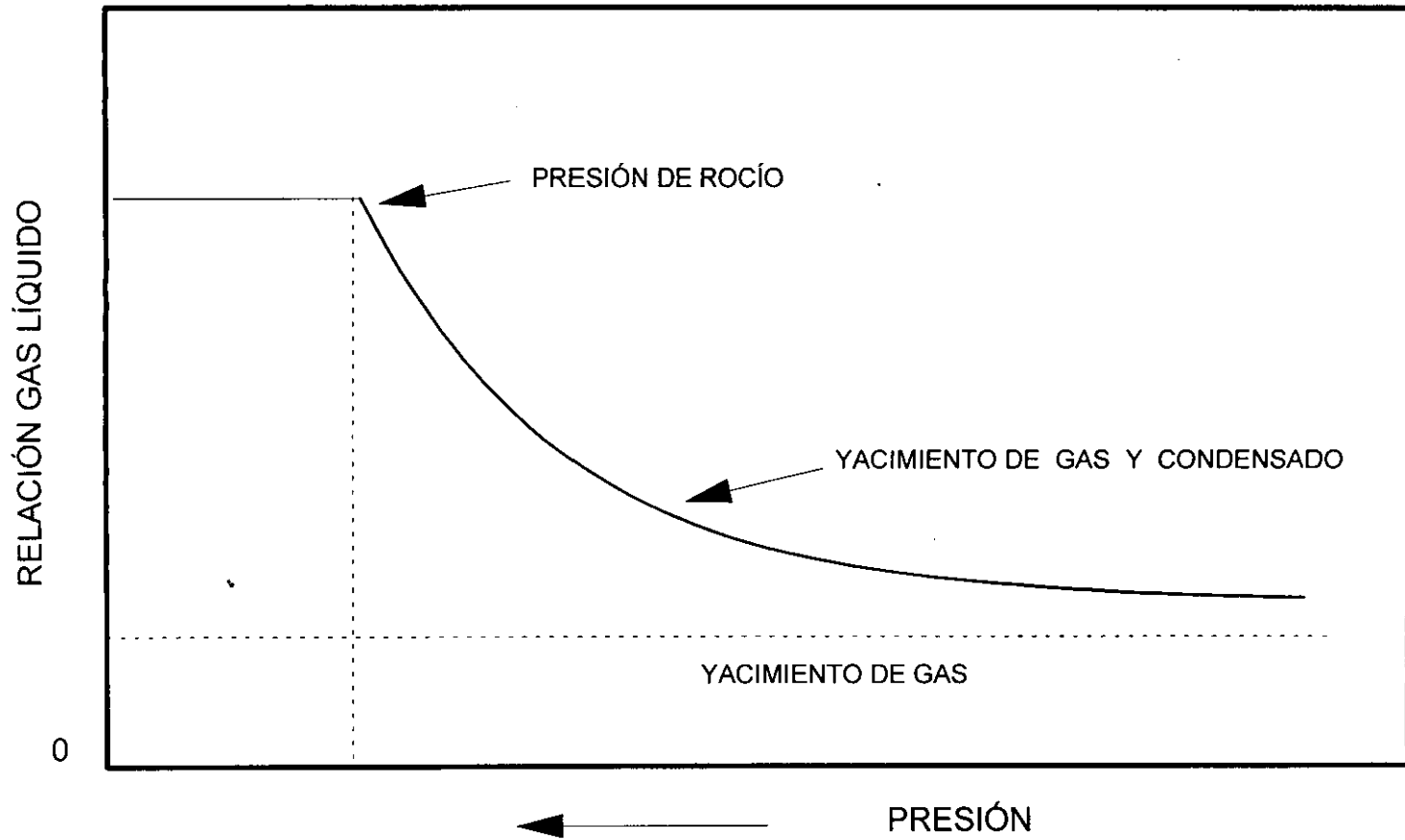


FIG.3.5.-VARIACIÓN DE LA RAZÓN GAS LÍQUIDO PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y UN YACIMIENTO CONDENSADO.

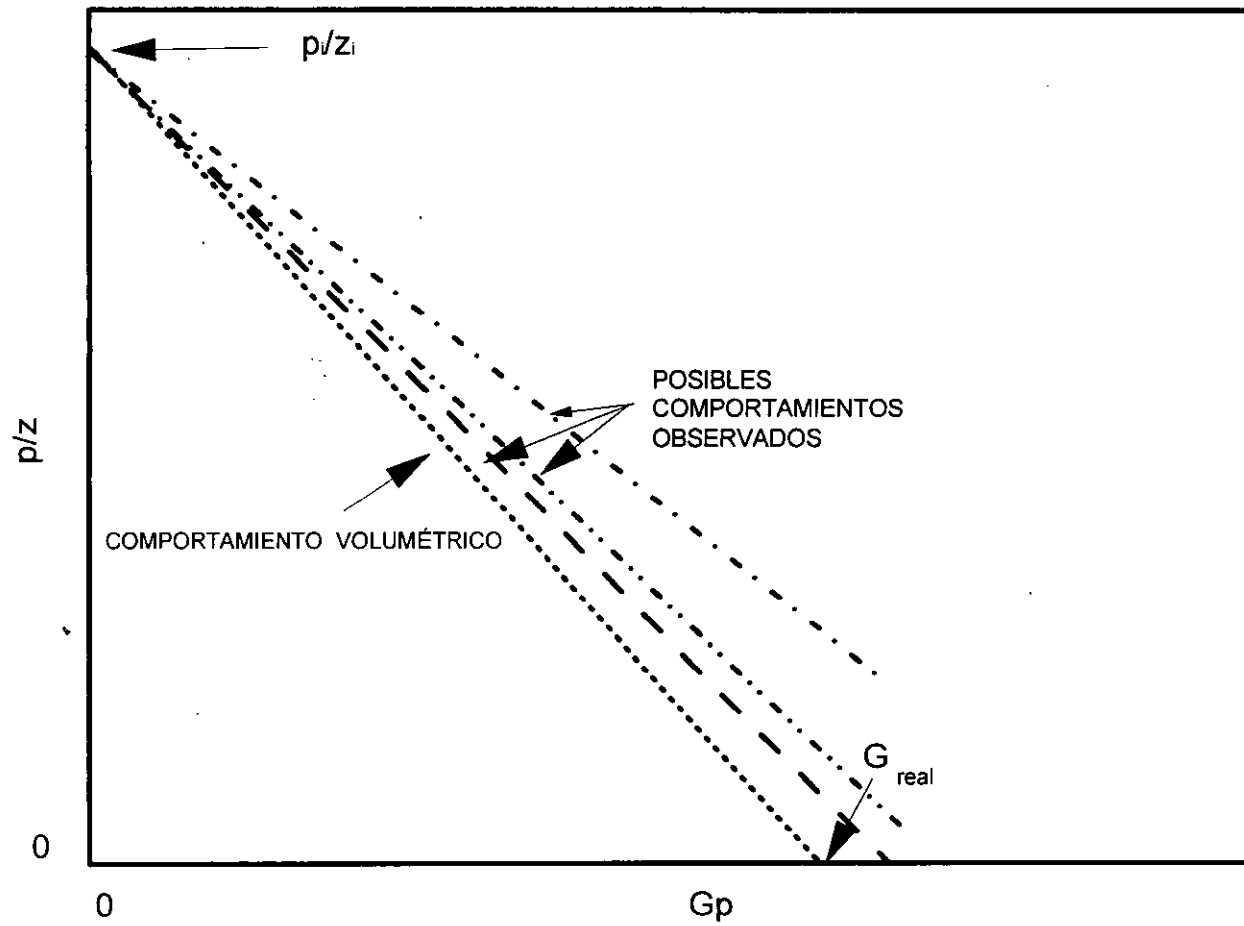


FIG.3.6.-COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS CON PRESIÓN ANORMAL.

compresibilidad efectiva puede ser bastante mayor que la compresibilidad del gas.

4.- DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE BALANCE DE MATERIA EN LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

Se han presentado en la literatura^{2-3,6-10,30-33}, técnicas o procedimientos para evaluar y analizar el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado empleando, la Ecuación de Balance de Materia (EMB), debido a que ésta constituye una herramienta valiosa para el ingeniero en los estudios de este tipo de yacimientos, principalmente para los casos siguientes: yacimientos con agotamiento natural (sin entrada de agua) y yacimientos con entrada de agua. Para el caso de México, algunos yacimientos que se explotan en el Mesozoico Chiapas-Tabasco, presentan¹¹ comportamiento volumétrico.

A continuación se presenta una descripción de los métodos utilizados en el análisis de este tipo de yacimientos.

4.1- YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO CON AGOTAMIENTO NATURAL.

4.1.1.- MÉTODO DE CRAFT - HAWKINS O MÉTODO P/Z.

Craft y Hawkins² han descrito el comportamiento de este tipo de yacimientos utilizando mediciones experimentales efectuadas en el laboratorio. Con la metodología descrita por los autores, se realizan cálculos de las recuperaciones de gas y líquido en por ciento y por acre-pie. Los resultados de las pruebas de laboratorio y cálculos del

ejemplo analizado, se presentan como función de la presión en la Fig. 4.1, observándose lo siguiente:

La relación gas-aceite aumenta gradualmente de 10060 p^3_{ce}/bl hasta cerca de 19000 p^3_{ce}/bl a una presión de 1600 lb/pg^2 . Los valores máximos de líquido retrógrado y relación gas-aceite no ocurren a la misma presión, debido a que el volumen de líquido retrógrado es mucho mayor que su volumen equivalente a condiciones estándar. La revaporización por debajo de 1600 lb/pg^2 ocasiona una disminución en la relación gas-aceite. Aunque la recuperación total a una presión de abandono de 500 lb/pg^2 es 80.4 %, la recuperación de líquido solo es del 50 %, debido a la condensación retrógrada. Los datos obtenidos de la recuperación acumulativa presentan una tendencia ligeramente curva, debido a la variación en el factor de desviación del gas con la presión, y también, a la composición de los fluidos del yacimiento.

La prueba efectuada en el laboratorio con fluido de condensado retrógrado para este ejemplo, es en si un estudio de balance de materia del comportamiento volumétrico del yacimiento de donde se obtuvo la muestra. La precisión del análisis depende, entre otras cosas, de lo representativas que sean las muestras de fluido, y de que el comportamiento del yacimiento pueda ser duplicado por las pruebas en el laboratorio.

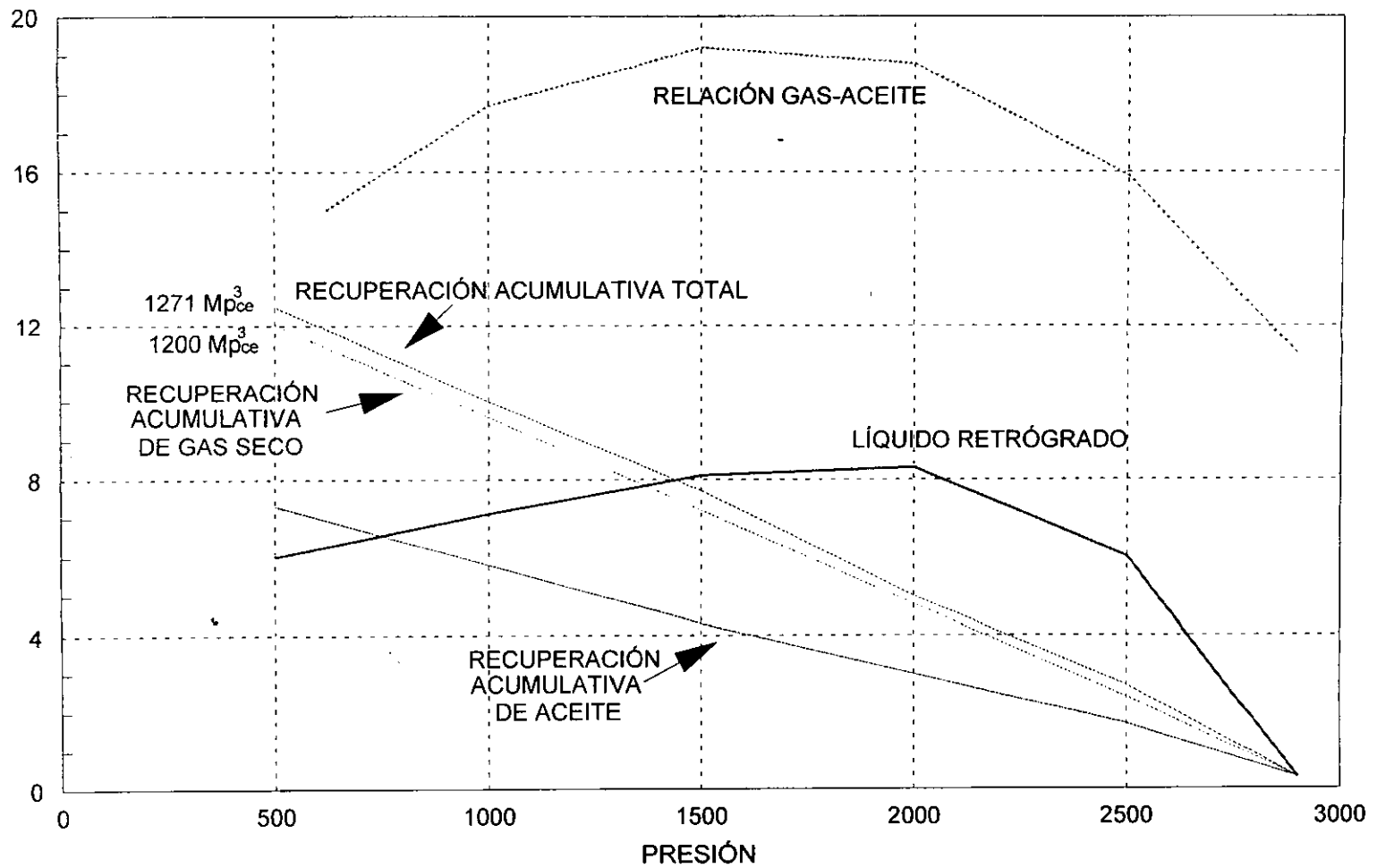


FIG. 4.1.- RESULTADOS DE RGA, VOLÚMENES DE LÍQUIDO RETRÓGRADO,₂ Y RECUPERACIONES EN UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO.

La ecuación de Balance de Materia considerando que no hay entrada de agua y la producción de agua es despreciable, se expresa por medio de la Ec. 2.11:

$$p_{ce} G_p / T_{ce} = p_i V_i / Z_i T - p V_i / Z T \dots\dots\dots (4.1)$$

Para un yacimiento volumétrico además de p_{ce} , T_{ce} , p_i , Z_i , el volumen de gas inicial V_i es constante, escribiéndose la Ec. 4.1 en la forma siguiente:

$$G_p = p_i V_i T_{ce} / Z_i T p_{ce} - p V_i T_{ce} / Z_{2f} T p_{ce} \dots\dots (4.2)$$

La ecuación 4.2 puede escribirse como la ecuación de una línea recta:

$$G_p = b - m (p / Z_{2f}) \dots\dots\dots (4.3)$$

o sea:

$$y = b - mx \dots\dots\dots$$

donde :

$$b = p_i V_i T_{ce} \dots\dots\dots$$

$$m = V_i T_{ce} / p_{ce} T \dots\dots\dots$$

A partir del desarrollo anterior, se desprende la importancia de evaluar correctamente el factor de desviación del gas en la región de dos fases a cada etapa de agotamiento. Craft y Hawkins propusieron utilizar esta variable en la ecuación 4.3, obteniendo:

$$G_p = b - m (p / Z_{2f}) \dots\dots\dots (4.4)$$

De la ecuación 4.4., se elabora una gráfica de la presión promedio de la formación dividida por el factor de desviación del gas en una o dos fases según sea el caso, contra la producción acumulativa, obteniéndose la Fig. 4.2. Esta solución gráfica produce una línea recta, la cual se ajusta y extrapola a un valor $p/Z = 0$, para obtener el volumen original de gas y condensado a condiciones estándar. Es evidente que se pueden presentar opiniones diversas al hacer una evaluación de los datos graficados.

Los valores de z en una y dos fases pueden ser obtenidos por medio de experimentos efectuados en el laboratorio a una muestra del fluido, es decir, llevando a cabo un experimento o proceso de agotamiento a composición constante (ACC).

4.1.2.- MÉTODO DE BEGGS

Beggs⁷ propuso un método gráfico para evaluar el comportamiento de yacimientos de gas y condensado; el autor reescribe la EBM en la forma siguiente:

$$p/z = p_i / Z_i - (p_{ce} T / T_{ce} B_{gi} G) \dots\dots\dots (4.5)$$

$$p/z = p_i / z_i - (p_{ce} T / (T_{ce} Z_i T_{p_{ce}} G / p_i T_{ce})) G_p \dots\dots (4.6)$$

$$p/z = p_i / z_i - (p_i / Z_i) (G_p / G) = (p_i / Z_i) (1 - G_p / G) \dots\dots (4.7)$$

$$(1 - G_p / G) = z_i p / p_i z \dots\dots\dots (4.8)$$

$$(1 - Z_i p / p_i Z) = G_p / G \dots\dots\dots (4.9)$$

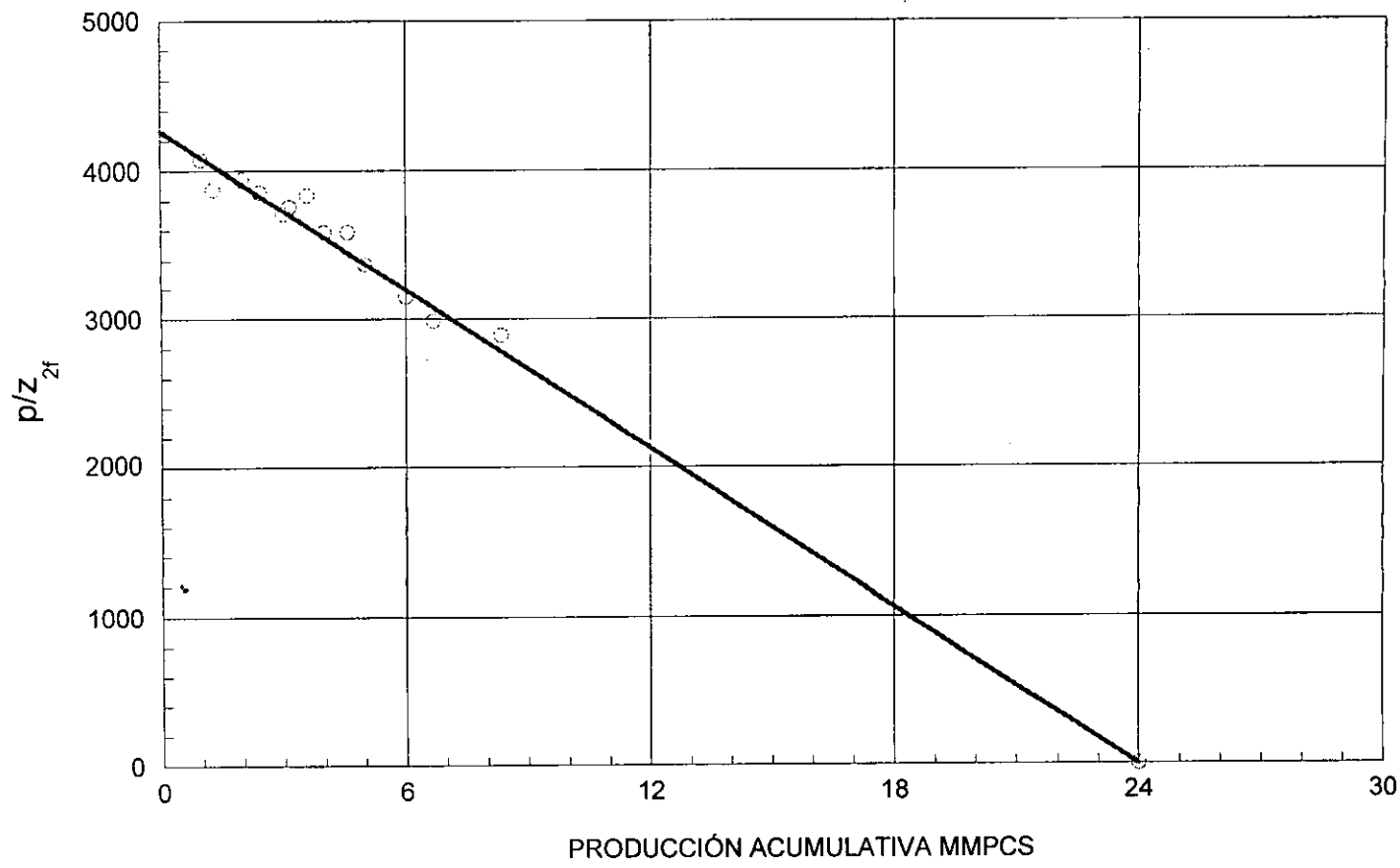


FIG.4.2.-GRÁFICA DE p/z_{2f} CONTRA PRODUCCIÓN ACUMULATIVA Gp^2

Tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación 4.9:

$$\log [1 - Z_i p / p_i Z] = \log G_p - \log G \dots\dots\dots (4.10)$$

De la ecuación (4.10) se observa que una gráfica de $(1 - Z_i p / p_i Z)$ contra G_p en coordenadas log-log, presenta una línea recta con una pendiente de uno (ángulo 45°). Extrapolando dicha línea a un valor de uno ($p=0$) en la escala vertical, se obtiene el volumen original G . Las gráficas obtenidas de este tipo de análisis son comúnmente conocidas como gráficas de energía, Fig. 4.3. En realidad esta es una gráfica de diagnóstico que permite determinar el mecanismo de producción en un yacimiento.

4.1.3.- METODO DE HAGOORT

Los fluidos del yacimiento en la EBM se consideran comúnmente compuestos de dos pseudocomponentes: gas seco y condensado. Por lo tanto, la EBM en yacimientos de gas y condensado se hace más compleja. Durante el agotamiento de estos yacimientos la separación del líquido en el yacimiento ocurre a presiones abajo de la presión de rocío. Si se supone que este líquido condensado es inmóvil y no puede ser producido, entonces, se puede derivar una EBM.

Bajo esta suposición, el proceso de agotamiento en un yacimiento puede simularse por medio de un experimento de laboratorio de agotamiento a volumen constante (AVC) empleando una muestra representativa de los

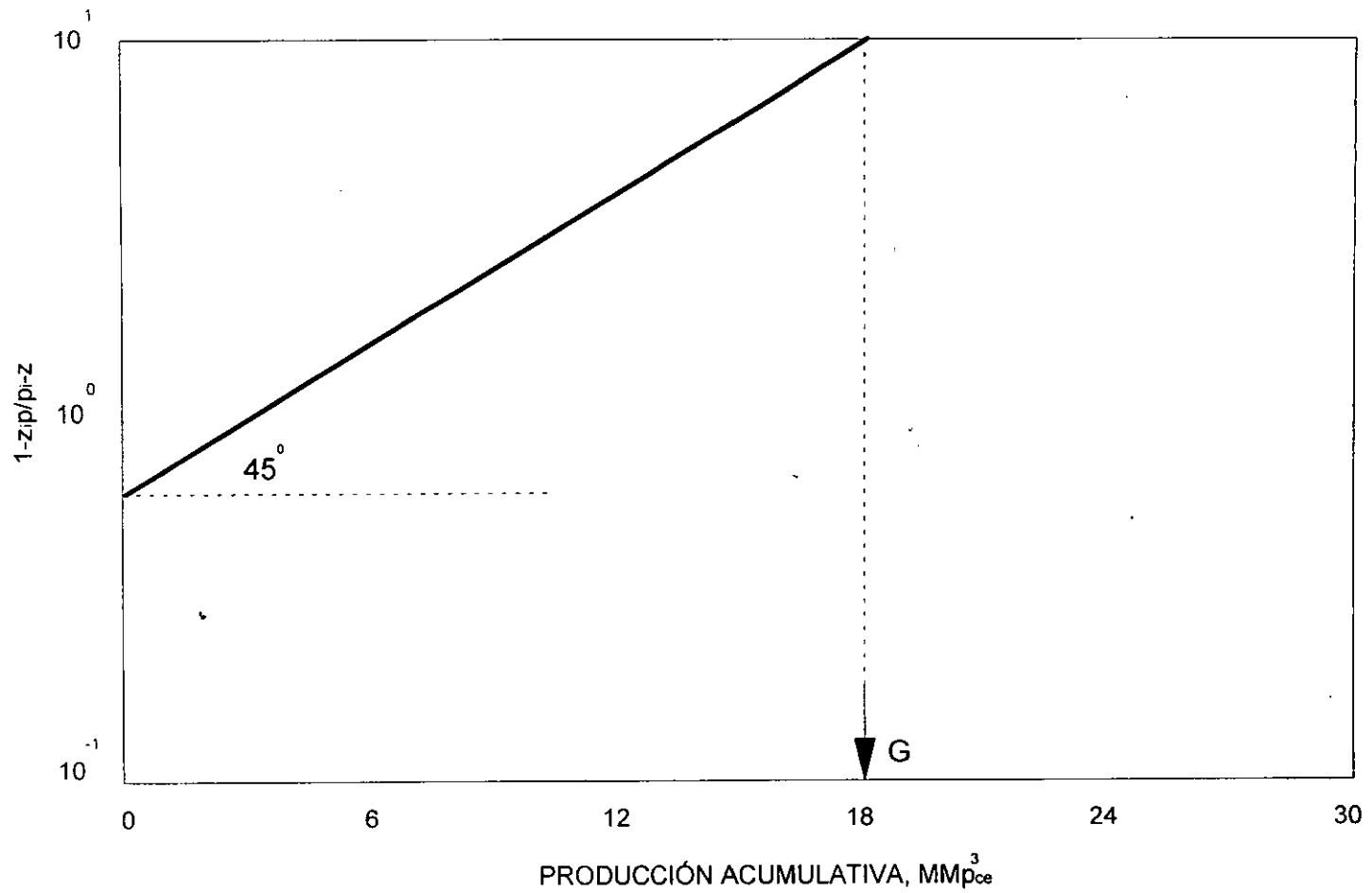


FIG.4.3.-GRÁFICA DE ENERGÍA,MÉTODO DE BEGGS.⁷

fluidos del yacimiento. La inmovilidad del condensado implica que la saturación del líquido condensado con el yacimiento debería ser relativamente pequeña, lo cual frecuentemente se cumple.

La cual puede escribirse de la forma siguiente:

$$n_h = n_{hi} - n_{hp} \dots\dots\dots (4.11)$$

$$n_h = n_{hi} (1 - n_{hp} / n_{hi}) \dots\dots\dots (4.12)$$

El número de moles de hidrocarburos (gas y condensado del yacimiento) a cualquier tiempo, está relacionado con el volumen poroso de hidrocarburos por la ley de los gases reales, con la condición de que el factor Z_{2f} en dos fases se emplee en lugar del factor Z en una sola fase. El factor Z_{2f} en dos fases se obtiene directamente de un experimento en el laboratorio de agotamiento a volumen constante (AVC).

El número de moles de hidrocarburos n_h a cualquier tiempo es:

$$n_h = (p / Z_{2f} RT) V_{hc} \dots\dots\dots (4.13)$$

Para los moles de hidrocarburos originales n_{hi} :

$$n_{hi} = (p_i / Z_{2fi} RT) V_{hci} \dots\dots\dots (4.14)$$

Para presiones arriba de la presión de rocío, el factor Z_{2f} en dos fases es idéntico al factor Z de una sola fase.

La producción acumulativa de los moles de hidrocarburos puede expresarse:

$$n_{hp} = n_{G_p} + n_{L_p} = n_{G_p} + \int_{p_i}^p R_{MLG}(p) dn_{G_p} / dp = n_{G_p} (1 + R_{MLG_p}). \quad (4.15)$$

donde :

n_{hp} = Moles de hidrocarburos producidos

n_{G_p} = Moles de gas producidos

n_{L_p} = Moles de condensado producidos

R_{MLG_p} = Relación molar acumulativa condensado/gas.

$$n_{G_p} = (p_{ce} / RT_{ce}) G_p \quad \dots\dots\dots (4.16)$$

El número de moles iniciales de hidrocarburos n_{hi} está dado por la Ec. 4.17:

$$n_{hi} = n_{G_i} + n_{L_i} = n_{G_i} (1 + R_{MLG_i}) \quad \dots\dots\dots (4.17)$$

R_{MLG_i} = Relación molar inicial condensado/gas y

$$n_{G_i} = (p_{ce} / RT_{ce}) G \quad \dots\dots\dots (4.18)$$

Combinando las ecuaciones (4.15) a (4.18) para el cociente (n_{hp} / n_{hi}) se tiene:

$$\frac{n_{hp}}{n_{hi}} = \frac{n_{G_p} (1 + R_{MLG_p})}{n_{G_i} (1 + R_{MLG_i})} = \frac{(p_{ce} G_p / RT_{ce}) (1 + R_{MLG_p})}{(p_{ce} G / RT_{ce}) (1 + R_{MLG_i})}$$

$$\frac{n_{hp}}{n_{hi}} = \frac{G_p}{G} = \frac{(1 + R_{MLG_p})}{(1 + R_{MLG_i})} \quad \dots\dots\dots (4.19)$$

Sustituyendo las ecuaciones (4.13), (4.14) y (4.19) en la Ec. (4.12):

$$\frac{p}{Z_{2f}} \frac{V_{hc}}{RT} = \frac{p_i}{Z_{2fi}} \frac{V_{hci}}{RT} \left[1 - \frac{G_p}{G} \frac{(1 + R_{MLG_p})}{(1 + R_{MLG_i})} \right]$$

$$\frac{p}{Z_{2f}} = \frac{p_i}{Z_{2fi}} \frac{V_{hci}}{V_{hc}} \left[1 - \frac{G_p}{G} \frac{(1 + R_{MLG_p})}{(1 + R_{MLG_i})} \right] \dots\dots (4.20)$$

La ecuación (4.20) es la EBM general para yacimientos de gas y condensado. Considerando el caso de agotamiento natural, o sea un yacimiento volumétrico ($V_{hci} = V_{hc} = \text{Constante}$), la ecuación (4.20) queda:

$$\frac{p}{Z_{2f}} = \frac{p_i}{Z_{2fi}} \left[1 - \frac{G_p}{G} \frac{(1 + R_{MLG_p})}{(1 + R_{MLG_i})} \right] \dots\dots\dots (4.21)$$

Así mismo, reorganizando la ecuación (4.20), se obtiene la recuperación (%) de gas seco.

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{p Z_{2fi} V_{hc}}{p_i Z_{2f} V_{hci}} \right) \left(\frac{1 + R_{MLG_i}}{1 + R_{MLG_p}} \right) \dots\dots\dots (4.22)$$

De la recuperación de gas seco y la relación molar acumulativa condensado / gas, puede calcularse la recuperación (%) de condensado:

$$\frac{G_{lp}}{G_l} = \frac{n_{lp}}{n_l} = \frac{n_{Gp} R_{MLG_p}}{n_G R_{MLG_i}} = \frac{G_p R_{MLG_p}}{G R_{MLG_i}} \dots\dots\dots (4.23)$$

Los factores de recuperación del gas seco y del condensado pueden obtenerse de las ecuaciones (4.22) y (4.23).

$$FR_{Gp} = \frac{G_{pa}}{G} = (1 - p_a Z_{2a} / p_i Z_{2i}) (1 + R_{MLG_i}) (1 + R_{MLG_{pa}}) \dots\dots\dots (4.24)$$

$$FR_L = (R_{MLG_{pa}} / R_{MLG_i}) \dots\dots\dots (4.25)$$

Es evidente que los términos correspondientes al condensado en la ecuación (4.21) se cancelan, para el rango de presión comprendido entre la presión inicial y la presión de rocío, y p/Z_{2j} es una función explícita y lineal de la recuperación fraccional de gas. Para presiones inferiores a la presión de rocío los términos de condensado causan una desviación de esta relación lineal, particularmente a presiones bajas. Debido a que la relación acumulativa condensado/gas depende de la presión, entonces la ecuación (4.21) se debe resolver a través de un proceso iterativo. Es decir, la recuperación de gas seco en el próximo nivel de presión inferior p_{j+1} puede calcularse por medio del procedimiento siguiente:

- 1.- Calcular $(G_p/G)_{j+1}$ suponiendo una relación lineal p/Z_{2j} contra G_p/G y de esta manera, se ignora el término condensado.

$$(G_p/G)_{j+1} = 1 - p_{j+1} + Z_{2j} / p_i Z_{2j+1} \dots\dots\dots (4.26)$$

- 2.- Calcular R_{MLG_p} por integración numérica

$$(R_{MLG_p})_{j+1} = 0.5(G/G_p)_{j+1} \sum_{j=1}^j [(R_{MLG})_j + (R_{MLG})_{j+1}] [(G_p/G)_{j+1} - (G_p/G)_j] \dots (4.27)$$

donde :

$$(R_{MLG_p})_{j=1} = R_{MLG_i}$$

3.- Calcular una nueva (G_p/G) usando la R_{MLG_p} del paso 2

$$(G_p / G)_{j+1} = \left(1 - \frac{P_{j+1} Z_{2f}}{P_i Z_{2f+1}} \right) \left(\frac{1 + R_{MLG_i}}{1 + (R_{MLG_p})_{j+1}} \right) \dots \dots (4.28)$$

La recuperación del condensado se obtiene directamente de la ecuación (4.25).

4.- Se verifica la exactitud de la nueva (G_p / G) calculada. Generalmente se necesita una iteración, por lo que se continúa con el nivel de presión siguiente.

Cabe aclarar, que la relación molar condensado/gas puede obtenerse de un reporte PVT. Se concluye que para propósitos prácticos una gráfica de p/z contra la recuperación (G_p/G) para el caso de un yacimiento volumétrico de gas y condensado, se presenta como una línea recta, siempre que el factor Z_{2f} de dos fases se use en lugar de el factor Z de una sola fase, (Fig. 4.4).

4.1.4.- MÉTODO DE DAKE⁹

Wang y Teasdaler plantean la ecuación de Balance de Materia para un yacimiento de gas y condensado:

$$F = G (E_g + E_{fw}) + W_c \dots \dots \dots (4.29)$$

en donde G es el volumen original de gas húmedo y

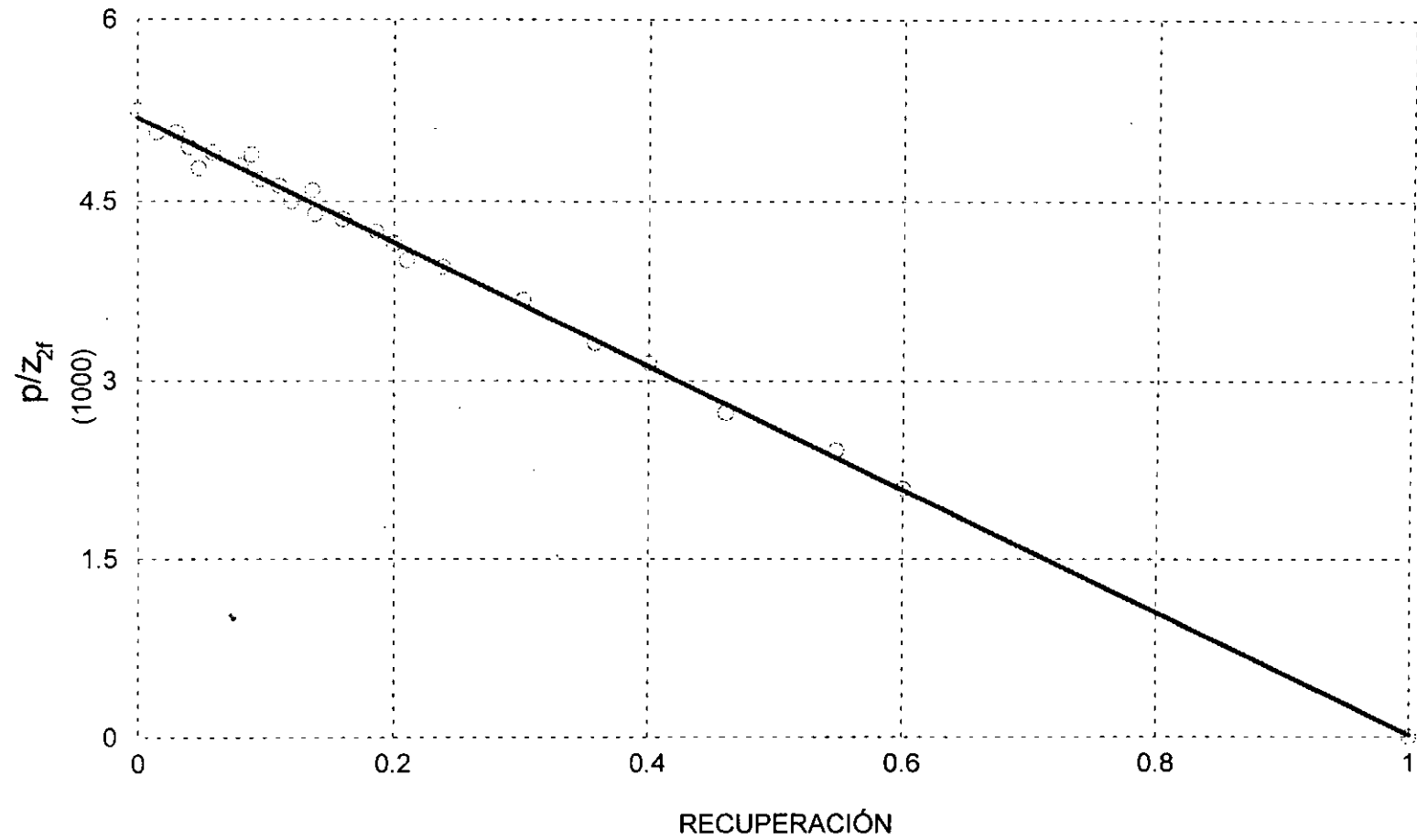


FIG.4.4.-GRÁFICA p/z_{2f} EN UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO CON AGOTAMIENTO NATURAL, MÉTODO DE HAGOORT.⁸

$$F = G_{wgp} B_g + W_p B_w = (G_p + K_c G_{lp}) B_g + W_p B_w \dots\dots\dots (4.30)$$

G_{wgp} = Producción acumulativa de gas húmedo

G_p = Producción acumulativa de gas seco

G_{lp} = Producción acumulativa de gas condensado

El factor de conversión del condensado es:

$$K_c = 132\,790 \gamma_c / M_{LC} \dots\dots\dots (4.31)$$

Entonces, la producción acumulativa de gas húmedo puede expresarse:

$$G_{wgp} = G_p + G_{lp} K_c \dots\dots\dots (4.32)$$

La expresión para la expansión del gas está definida por:

$$E_g = B_g - B_{gi} \dots\dots\dots (4.33)$$

Así mismo, la expresión que considera la expansión del agua y reducción en el volumen poroso se define:

$$E_{fw} = B_{gi} c_e (p_{2i} - p) = B_{gi} (c_w S_{wi} + c_f) / (1 - S_{wi}) \Delta p \dots\dots (4.34)$$

De acuerdo a Cragoe, el peso molecular del condensado está dado por:

$$M_{LC} = \frac{6084}{(^{\circ}API - 5.9)} \dots\dots\dots (4.35)$$

Finalmente la entrada de agua al yacimiento W_e se expresa en la forma siguiente:

$$W_e = U S (p, t) \dots\dots\dots (4.36)$$

En la cuál U es la constante de entrada del agua y $S(p, t)$ se define de acuerdo al tipo de acuífero.

Para yacimientos volumétricos W_e , W_p y E_{fw} pueden despreciarse, por lo que la ecuación (4.29) queda de la manera siguiente:

$$F = G E_e \dots\dots\dots (4.37)$$

sustituyendo para las condiciones de este caso las expresiones para el término de producción F y para el término de la expansión del gas, E_g , dados por las ecuaciones 4.30 y 4.33, se obtiene:

$$G_{wgp} B_g = G (B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots (4.38)$$

Dividiendo entre GB_g esta expresión:

$$\frac{G_{wgp}}{G} = \frac{B_g - B_{gi}}{B_g} = 1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \dots\dots\dots (4.39)$$

Rearreglando la expresión anterior:

$$B_{gi} / B_g = (1 - G_{wgp} / G) \dots\dots\dots (4.40)$$

Sabemos que $B_g = p_{ce} z T / T_{ce} p \dots\dots\dots (4.41)$

Usando la ecuación (4.40) en (4.39)

$$(p_{ce} z_i T / T_{ce} p_i) / (p_{ce} z T / T_{ce} p) = z_i p / z p_i = 1 - G_{wgp} / G \dots\dots\dots (4.42)$$

Despejando p/Z de la ecuación (4.41)

$$p/Z = p_i / Z_i (1 - G_{wgp} / G) \dots\dots\dots (4.43)$$

4.1.5- MÉTODO DE VO-JONES-RAGHAVAN-CAMACHO.

Vo y Cols⁶ han estudiado el comportamiento de los yacimientos de gas y condensados para condiciones de presión arriba y abajo de la presión de rocío. Los resultados obtenidos están basados en el modelo composicional en una dimensión desarrollado por Jones¹², el cual es completamente implícito y simula el flujo de fluidos en un yacimiento cilíndrico, con el pozo localizado en el centro.

Concluyen que datos arriba de la presión de rocío pueden ser usados para predecir el comportamiento del yacimiento abajo de la presión de rocío.

Vo y Cols, también concluyen que la expresión propuesta por Craft y Hawkins para evaluar el volumen original a partir de la relación:

$$Z_{2f}(p) = pV_p / (G_i - G_p) RT$$

no puede ser utilizada para propósitos prácticos, ya que V_p y G_i deben ser conocidas para obtener Z_{2f} como una función de la presión, y en las aplicaciones de campo el propósito de una gráfica p/Z_{2f} contra la producción acumulativa es justamente obtener G_i

Consecuentemente, V_o y V_g presentan un procedimiento para calcular el factor de desviación del gas en dos fases. Si m_t es el número de moles de los fluidos en el yacimiento y V_p es el volumen poroso del yacimiento, se puede definir una densidad molar promedio en la forma siguiente:

$$\rho = m_t / V_p \quad \dots\dots\dots (4.44)$$

donde :

$$V_p = V_o + V_g \quad \dots\dots\dots (4.45)$$

La ecuación (4.45) puede escribirse como:

$$V_p = V_o + V_g = m_t / \rho = (m_o / \rho_o) + (m_g / \rho_g) \dots\dots(4.46)$$

Si se definen a través de una ecuación de estado (EDE) tres factores de desviación Z:

$$Z = p / \rho RT \quad \dots\dots\dots (4.47)$$

$$Z_o = p / \rho_o RT \quad \dots\dots\dots (4.48)$$

$$Z_g = p / \rho_g RT \quad \dots\dots\dots (4.49)$$

Definiendo :

$$L = m_o / m_t \quad \dots\dots\dots (4.50)$$

$$V = m_g / m_t \quad \dots\dots\dots (4.51)$$

donde :

$$m_g + m_o = m_t \quad \dots\dots\dots (4.52)$$

Donde L y V son las fracciones mol de la fase líquida y vapor.

Sustituyendo las ecuaciones (4.47-4.51) en (4.46) se obtiene:

$$Z = L Z_o + V Z_g$$

La ecuación anterior en función de la presión puede expresarse:

$$Z(p) = L(p)Z_o(p) + V(p)Z_g(p) \dots\dots\dots (4.53)$$

En el presente estudio de yacimientos de gas y condensado, se concluyó que los parámetros de la ecuación (4.53) se deben calcular a partir de datos obtenidos de procesos de agotamiento a composición constante (ACC). Para probar esta idea usaron resultados de simulaciones composicionales para calcular valores del factor de desviación en dos fases usando la ecuación (4.43), los cuales se muestran para dos simulaciones, en la Fig. 4.5; los datos en círculo son valores de Z_{2f} para el caso de gasto constante, mientras los datos en cuadro son aquellos cálculos de Z_{2f} para el caso de presión constante, concluyendo que estos esquemas de producción (gasto y presión) no afectan los resultados. La línea continua representa los valores usando datos derivados de la ecuación (4.53), por lo que esta ecuación es una aproximación excelente en el cálculo de Z_{2f} . La Fig. 4.6 es una gráfica cartesiana de p/Z_{2f} contra G_p/G_i para los datos mostrados en la Fig. 4.5. Los datos representados por círculos y cuadros, son los resultados obtenidos de las simulaciones composicionales, mientras la línea continua son los datos calculados con la ecuación (4.53). Se obtiene una línea recta bien definida para condiciones de presión tanto superior como inferior a la presión de rocío.

Esta figura muestra que el procedimiento convencional puede utilizarse para calcular el volumen original con tal que Z_{2f} sea evaluado con base en la ecuación (4.53).

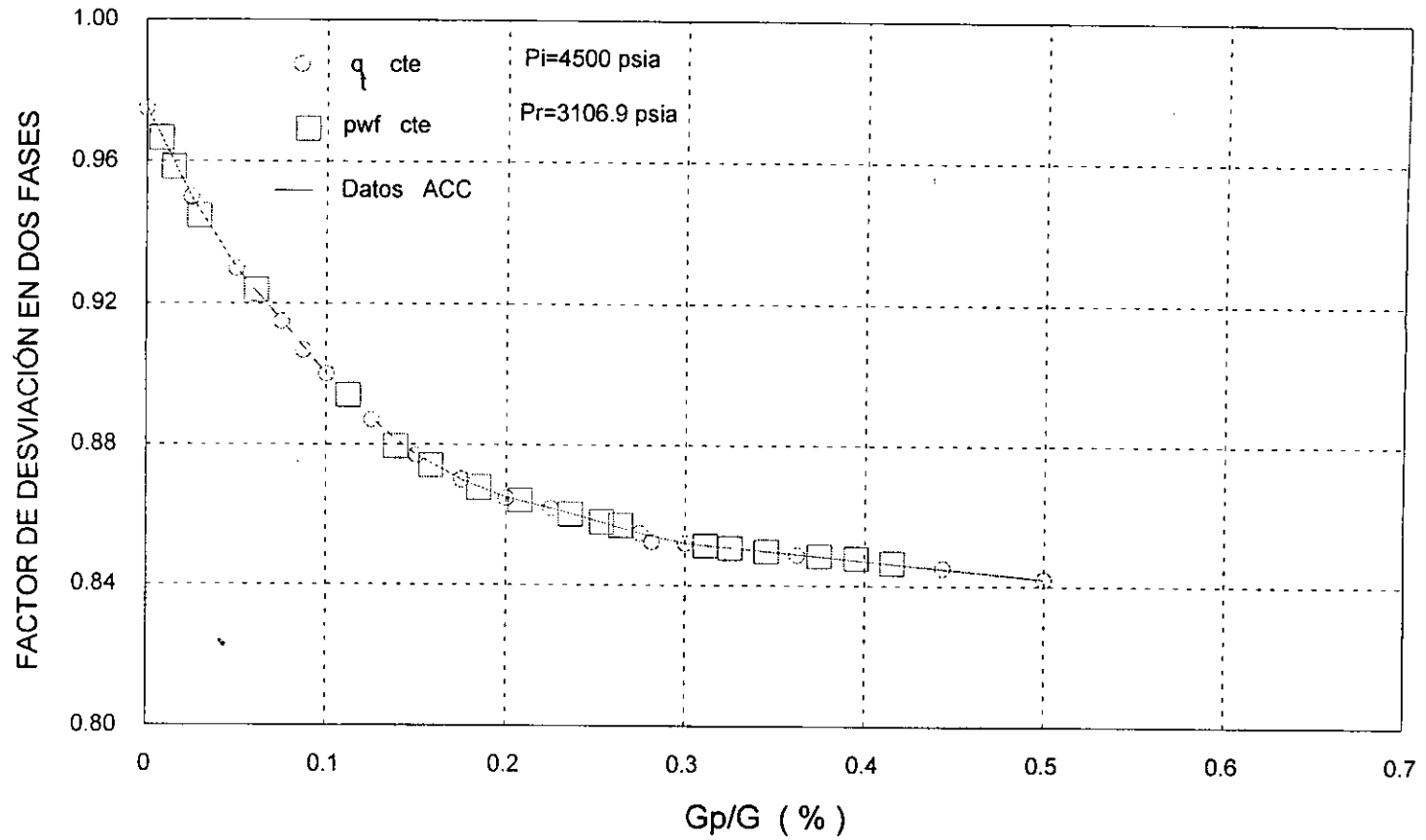


FIG.4.5.-FACTOR DE DESVIACIÓN EN DOS FASES,COMPARACIÓN CON ACC.⁶

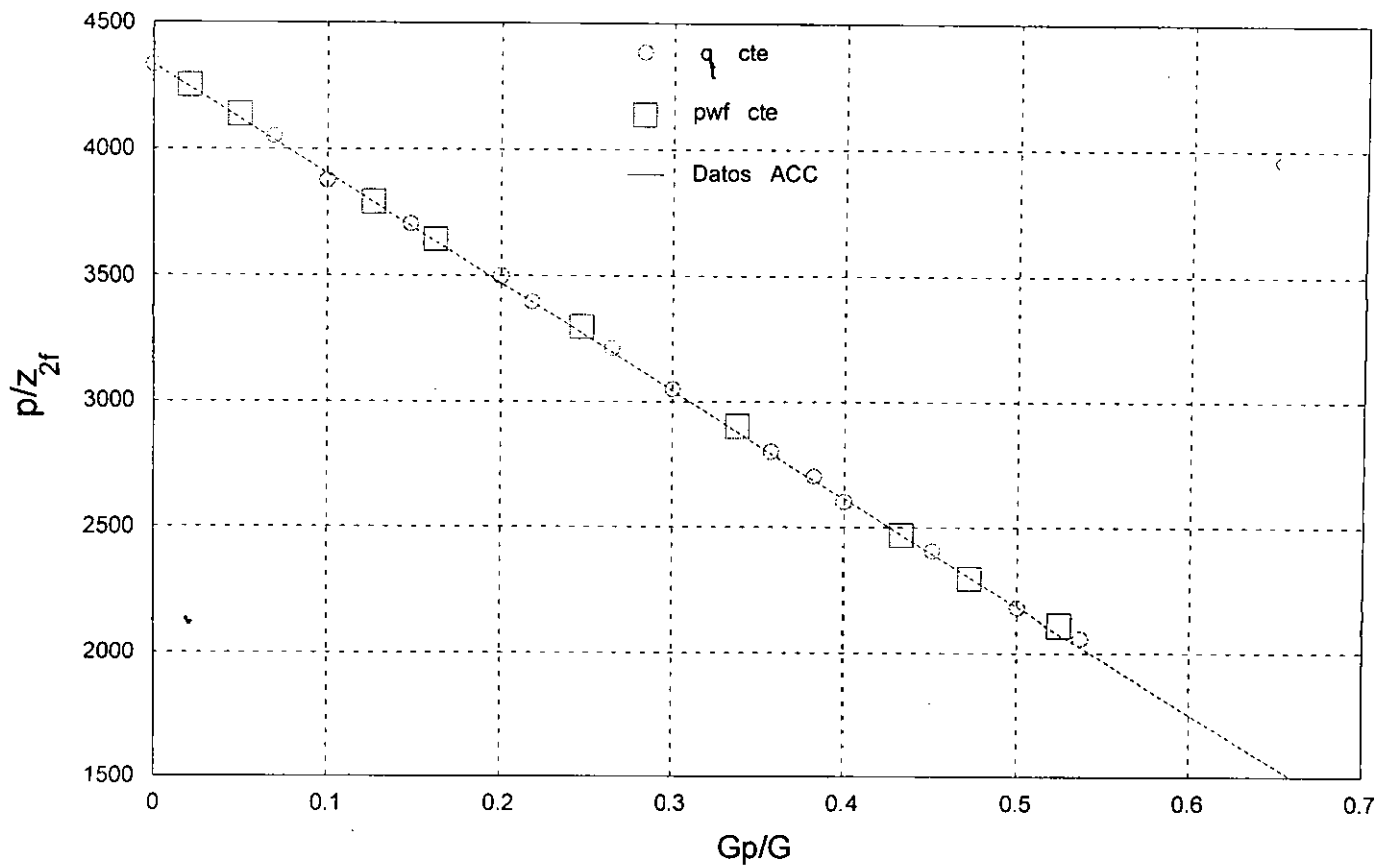


FIG.4.6.-BALANCE DE MATERIA : p/z_{2f} CONTRA PRODUCCIÓN ACUMULATIVA.⁶

En un trabajo posterior¹⁰ y utilizando los resultados presentados por Vo y Cols⁶, se presenta un método unificado para los estudios de balance de materia, considerando todos los fluidos de interés en la ingeniería petrolera. El objetivo se alcanza calculando factores de desviación en dos fases a partir de datos composicionales. Se señala la importancia de contar con una descripción apropiada del fluido, así como, la información que puede ser obtenida.

Concluyen que la ecuación 4.53 se aplica a cualquier sistema de dos fases. Otras conclusiones importantes que establecen son:

A) Los factores de desviación en dos fases pueden calcularse a través de procesos de expansión a composición constante o procesos "flash", para usarse en los cálculos de balance de materia en la evaluación del volumen original de hidrocarburos.

B) Una gráfica cartesiana de p/Z_{2f} contra la producción acumulativa permite estimar el volumen de hidrocarburos.

4.2.- YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO CON ENTRADA DE AGUA.

La entrada natural de agua en un yacimiento se presenta por la expansión volumétrica del acuífero asociado al yacimiento. El comportamiento de la presión en un yacimiento con entrada de agua dependerá del ritmo de explotación del mismo, de la magnitud del

acuífero y de sus propiedades y características, de ahí la importancia de determinar la magnitud de la entrada de agua existente.

Para el caso de yacimientos de gas con entrada de agua, la ecuación de Balance de Materia se ha empleado^{13,14} para mostrar el efecto de esta intrusión e importancia en las gráficas p/Z contra producción acumulativa.

Bruns y Cols¹³. demostraron el error en que se puede incurrir al extrapolar la curva P/Z a una presión $\bar{p} = 0$ para evaluar las reservas si no se considera la invasión del acuífero. Los métodos de intrusión de agua que ellos consideraron fueron el método de Schilthuis, van Everdingen-Hurst, y el método simplificado de Hurst.

Agarwal y cols¹⁴. muestran la importancia de la entrada de agua e indican que la recuperación de gas puede ser baja en algunos casos (menos del 45% del volumen original). La recuperación del gas con empuje de agua depende de:

- A) El gasto de producción y de la manera en que se produce.*
- B) La saturación residual de gas.*
- C) Propiedades del acuífero.*
- D) La eficiencia de desplazamiento volumétrico del agua al invadir el yacimiento.*

Por esta razón, es importante evaluar la influencia de la entrada de agua en los yacimientos de gas y condensado, para tener una planeación y optimización de las reservas.

Agarwal y cols. concluyen que si se identifica la entrada de agua, es recomendable tener una estimación pronta de la recuperación de gas. Empleando la EBM y el método de Carter-Tracy para evaluar la entrada de agua, efectúan cálculos del volumen original de gas, variando principalmente el gasto de producción y la permeabilidad del acuífero. La fig. 4.7 presenta las curvas típicas encontradas por Bruns¹³ y Agarwal¹⁴ para el caso en el cual esta presente el efecto del acuífero.

Para el caso de yacimiento de gas y condensado, se ha planteado una EBM con empuje de agua^{9,15}, expresada como la ecuación de una línea recta:

$$F = G E_g + W_e \dots\dots\dots (4.54)$$

donde :

$$F = (G_p + K_c G_{lp}) B_g + W_p B_w$$

$$E_g = (B_g - B_{gi})$$

$$G_{wgp} = (G_p + K_c G_{lp})$$

Es decir, para predecir el comportamiento de un yacimiento de gas y condensado con empuje hidráulico, es necesario establecer la ecuación que representa la entrada de agua al yacimiento; esta ecuación es de la forma:

$$W_e = W_e(p, t) \dots\dots\dots (4.55)$$

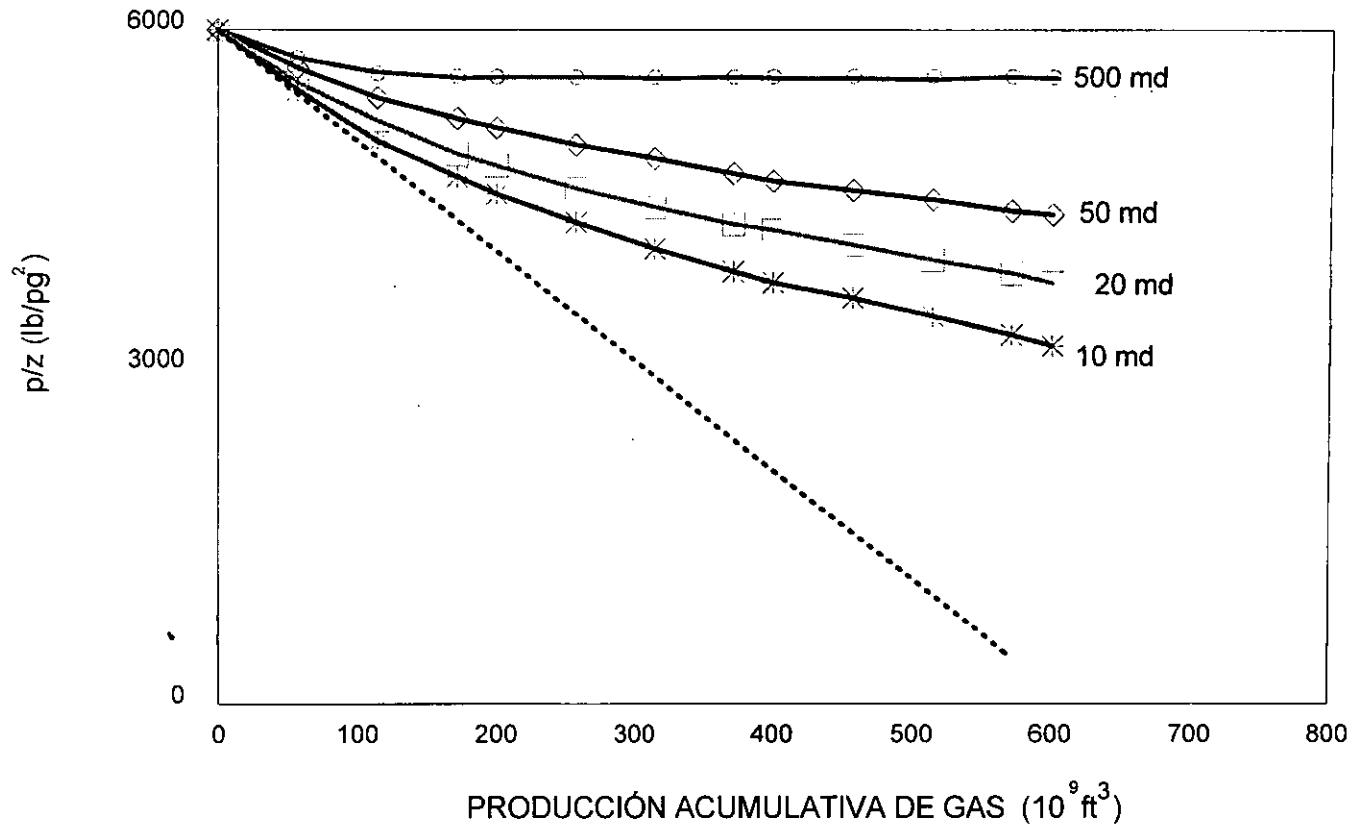


FIG.4.7.- CURVAS REPRESENTATIVAS DE p/z CONTRA G_p PARA MOSTRAR EL EFECTO DE PERMEABILIDAD DEL ACUÍFERO EN LA RECUPERACIÓN DE GAS, CONSIDERANDO EL EMPUJE DE AGUA.^{13,14}

Donde p es la presión en el contacto original yacimiento-acuífero $t=0$ y t es el tiempo de explotación.

4.2.1.- EVALUACIÓN DE W_e .

El régimen de flujo más comúnmente presente en un acuífero es el variable o transitorio, siendo las ecuaciones de van Everdingen-Hurst y Stanley las que se emplean para predecir¹⁷ la entrada de agua:

4.2.2.- ECUACIÓN DE VAN EVERDINGEN Y HURST PARA RÉGIMEN VARIABLE O TRANSITORIO.

$$W_e = B \sum \Delta p Q(t) \dots\dots\dots (4.56)$$

siendo B la constante de entrada de agua, dada por:

$$B = 1.19 \phi c_e r w^2 h \theta / 360 \dots\dots\dots (4.57)$$

4.2.3.- ECUACIÓN DE STANLEY PARA RÉGIMEN VARIABLE

Stanley propuso la aproximación siguiente para el método de Van Everdingen y Hurst para la entrada de agua, ecuación 4.56:

$$W_e = C \sum \Delta p t^{-\alpha} \dots\dots\dots (4.58)$$

El régimen de flujo más común en un acuífero es el variable, por lo que, las dos últimas ecuaciones 4.56 y 4.58 son las de más uso en la

Ingeniería de Yacimientos. La de Van Everdingen y Hurst es la más difundida, se obtuvo a partir de soluciones analíticas para la ecuación de difusión.

Stanley observó que las curvas de $Q(t)$ contra t_D para los casos de entrada de agua radial o lineal determinadas por Hurst y van Everdingen puede relacionarse mediante las siguientes expresiones:

$$\begin{aligned}
 Q(t) &= (t)^{0.8} \text{ para flujo radial} \\
 &\dots\dots\dots (4.59) \\
 Q(t) &= (t)^{0.5} \text{ para flujo lineal}
 \end{aligned}$$

El comportamiento de los acuíferos queda representado por una función exponencial. El valor del exponente representado por α variará entre los límites de 0.5 a 0.8, aunque se ha comprobado en la práctica que es suficiente ensayar con 0.5 ó 0.8 según sea el caso.

La ecuación (4.58) cuya confiabilidad es similar a la de van Everdingen y Hurst, ofrece la ventaja de evitar el manejo de tablas y permite simular el tamaño del acuífero, no como una relación de radios, sino como una función del tiempo.

Recientemente se presentó¹⁶ un ajuste polinomial para obtener valores de p_D o q_D para el caso en el cual se tenga un acuífero radial finito o infinito. Estas ecuaciones simples proporcionan valores de P_D o q_D similares a las tablas reportadas por van Everdingen-Hurst.

4.2.4.- MÉTODOS PARA EVALUAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS (G) CONSIDERANDO EL EMPUJE DE AGUA.

Normalmente usando solo la gráfica p/Z es difícil distinguir yacimientos que producen por agotamiento natural de otros cuyo mecanismo principal es la entrada de agua.

4.2.4.- MÉTODO DE HAVLENA Y ODEH¹⁵

Este método es la técnica más popular para evaluar G para yacimientos con empuje de agua.

Usando la ecuación 4.54:

$$F = G E_g + W_e$$

$$G_{wgp} B_g + W_p B_w = G E_g + W_e \dots\dots\dots (4.60)$$

Usando el método de Stanley para W_e , tenemos:

$$W_e = C \sum \Delta p t \dots\dots\dots (4.61)$$

Combinando las ecuaciones (4.60) y (4.61):

$$G_{wgp} B_g + W_p B_w = G E_g + C \sum_0^i \Delta p t^\alpha \dots\dots\dots (4.62)$$

Dividiendo (4.62) por E_g se obtiene:

$$(G_{wgp} B_g + W_p B_w) / E_g = G + C \sum_0^i \Delta p t^\alpha / E_g \dots\dots\dots (4.63)$$

La ecuación (4.63) es la expresión de línea recta, cumpliéndose el objetivo trazado por Havlena y Odeh^{18,19} de simplificar y facilitar el uso de la EBM, siendo esta una ecuación del tipo $y = mx + b$. Entonces, para la Ec. 4.63 las variables y los parámetros que intervienen en la ecuación de una línea recta son los siguientes:

$$y = (G_{wgp} B_g + W_p B_w) / E_g$$

$$x = \sum_0^t \Delta p t^\alpha / E_g$$

m = constante de entrada del agua,

b = volumen original de hidrocarburos (ordenada al origen)

La Fig. 4.8 muestra una gráfica de x contra y para el caso de la ecuación (4.63)

4.2.4.- MÉTODO DE COLE

Otro método propuesto para evaluar el volumen original de hidrocarburos en los yacimientos de gas y condensado considerando la entrada de agua es el propuesto por Cole. Este es un procedimiento muy similar al propuesto por Havlena y Odeh, en que se expresa la EBM en la forma de la ecuación de una línea recta. Usando la ecuación (4.54) y la ecuación de Stanley para expresar la entrada de agua W_e :

$$G_{wgp} B_g = GE_g + W_e - W_p B_w \dots\dots\dots (4.64)$$

Dividiendo la ecuación (4.64) por el término para la expansión del gas E_g se obtiene:

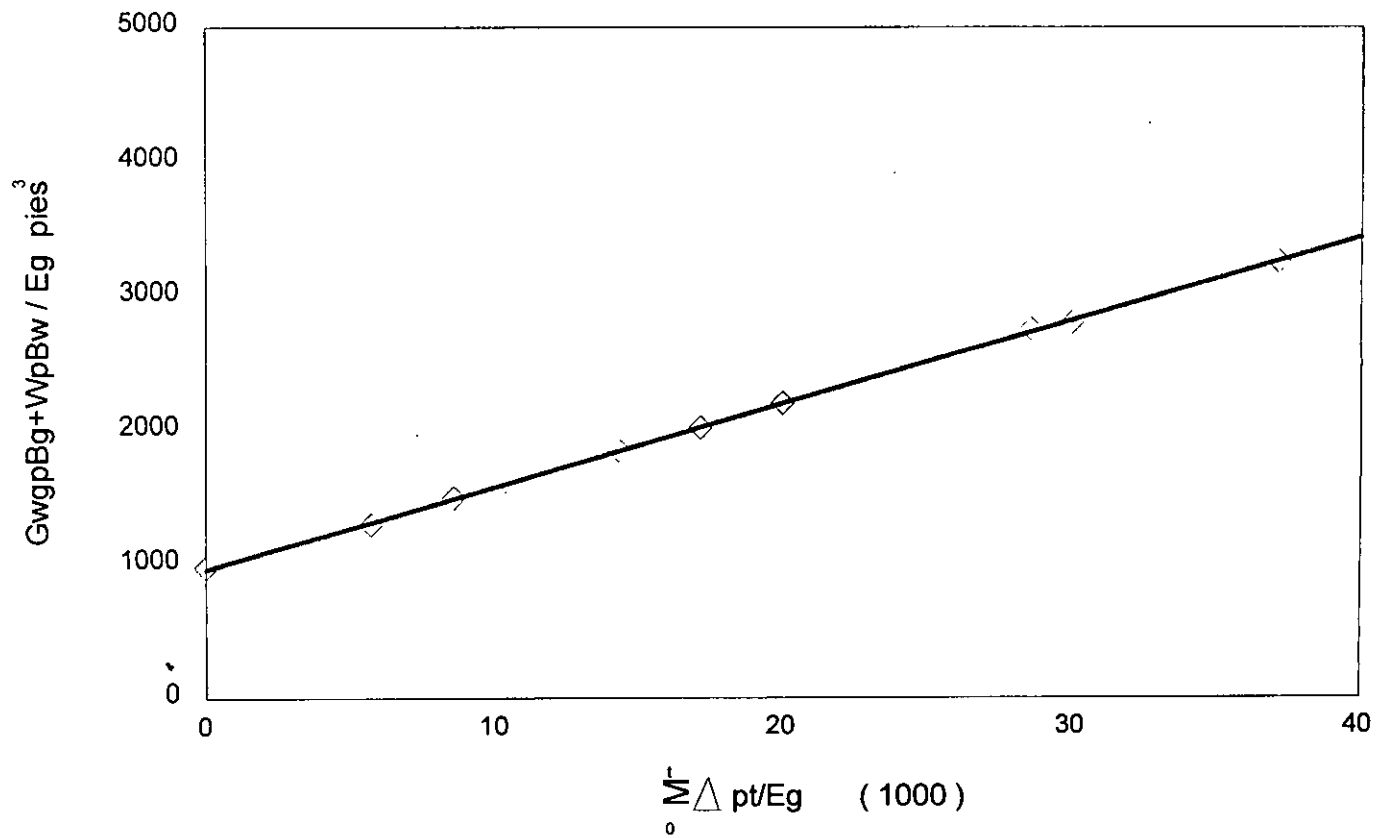


FIG.4.8.- ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA COMO UNA LÍNEA RECTA CONSIDERANDO W_e , MÉTODO DE HAVLENA - ODEH.

$$G_{wgp} B_g / E_g = G + \left(C \sum_0^t \Delta p t^a - W_p - B_w \right) / E_g \dots\dots\dots (4.65)$$

La ecuación (4.65) es la expresión de una línea recta, donde:

$$y = G_{wgp} B_g / E_g$$

$$x = \left(\sum_0^t \Delta p t^a - W_p - B_w \right) / E_g$$

$m = C =$ constante de entrada del agua ().

$b =$ volumen original de hidrocarburos (ordenada al origen)

La Fig. 4.9 muestra una gráfica de x contra y para el caso de la ecuación (4.65). Se puede concluir que los métodos de Havlena y Odeh y el de Cole son equivalentes.

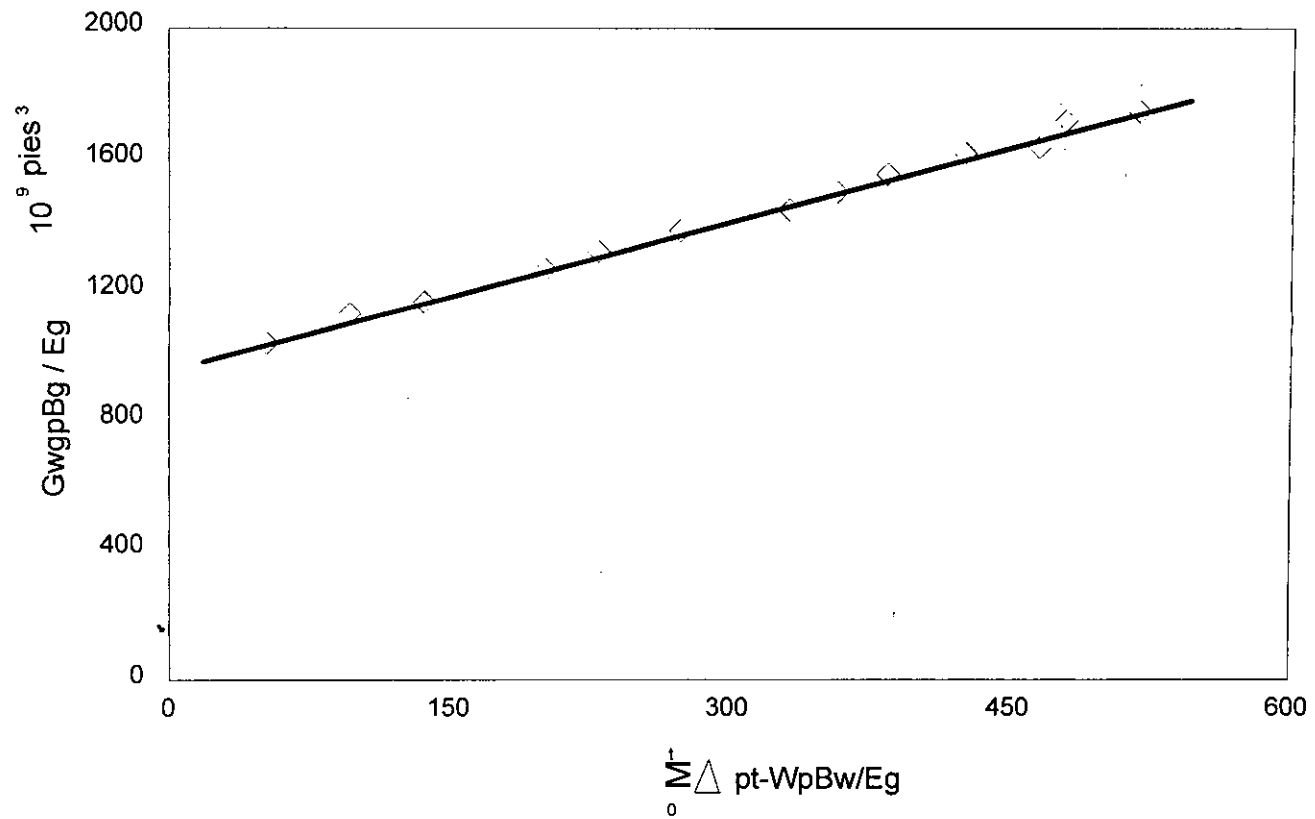


FIG.4.9.- ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA COMO UNA LÍNEA RECTA CONSIDERANDO We , MÉTODO DE COLE.¹⁵

5.- CONSIDERACIONES Y PROGRAMA DE CÓMPUTO

5.1.- CONSIDERACIONES

En los capítulos anteriores, se han descrito los métodos ó técnicas para evaluar el volumen original de hidrocarburos en los yacimientos de gas y condensado, con comportamiento volumétrico y entrada de agua. Se ha señalado la importancia¹⁰ de tener una descripción apropiada del fluido, resaltando el parámetro Z en dos fases empleado en la EBM.

En trabajos recientes^{20,21} se ha concluido que para emplear apropiadamente los resultados de un análisis PVT composicional se deben cumplir los criterios siguientes:

- A) Validar el análisis composicional.*
- B) Caracterizar el fluido.*

5.1.1.- VALIDACIÓN DEL ANÁLISIS COMPOSICIONAL.

Se valida el análisis realizado en el laboratorio, de acuerdo a metodologías establecidas por Bashbush, Withson, Torp y Mazariegos. Actualmente se cuenta⁵ con un programa de computo para corregir estas inconsistencias.

5.1.2.- CARACTERIZAR EL FLUIDO.

Una vez validado los resultados del análisis PVT composicional, se procede a realizar la caracterización del mismo por medio de un balance composicional empleando el proceso de agotamiento a volumen constante, y posteriormente una ecuación de estado^{22,23}.

Para la caracterización se cuenta con paquetes^{24,25} comerciales para realizar este tipo de estudios.

Para los objetivos del presente trabajo y principalmente en la evaluación del factor Z en una y dos fases, el empleo de procedimientos de la validación y caracterización es muy importante.

5.2.- PROGRAMA DE CÓMPUTO.

En los últimos años el empleo de la computadora se ha incrementado, constituyendo una herramienta de uso cotidiano, aunado a que los lenguajes de programación y paquetes de cómputo son cada día más accesibles, facilitando y simplificando las cargas de trabajo en cualquier actividad dentro de la industria petrolera.

Hoy en día, en la mayoría de los centros de trabajo de PEMEX se cuenta con este tipo de computadoras, las cuales pueden emplearse aún sin tener conocimientos de programación, ya que la gran mayoría de los paquetes de cómputo se presentan en forma conversacional, facilitando al usuario el empleo de los mismos.

Tomando como base la teoría y consideraciones expuesta en capítulos anteriores y con la finalidad de proporcionar al analista de yacimientos un medio de evaluar el volumen original de hidrocarburos para yacimientos de gas y condensado, con comportamiento volumétrico y entrada de agua, se desarrolló un programa en lenguaje Visual Basic (versión 6.0) para computadoras PC. Dicho programa es fácil de usar, ya que solamente se necesita proporcionar la información que solicita y despliega en pantalla los resultados graficados, además de realizar los cálculos en forma automatizada, permitiendo al analista una discretización de uno o más puntos para lograr un mejor ajuste.

Se han presentado para el caso de EBM en yacimientos de gas y condensado, programas^{15,26,34} de cómputo para evaluar el volumen original de hidrocarburos. Cabe mencionar, que ninguno señala la importancia de tener una evaluación correcta del factor Z en dos fases.

Wang¹⁵ y Cols presentan un programa de cómputo en lenguaje FORTRAN para la evaluación del volumen original de gas G para yacimientos de gas y condensado con y sin entrada de agua.

Humes²⁶ presenta un programa en lenguaje BASIC para el caso de yacimientos con agotamiento natural.

Para el caso de los yacimientos de gas y condensado que se explotan en México actualmente, no se cuenta con un programa que permita realizar este tipo de cálculos, incluso persiste la incertidumbre de las ecuaciones a emplear usando datos presión-producción, por lo que el programa

presente pretende ser una herramienta útil, aún cuando sencillo, fácil y práctico de usar, como se verá en el capítulo donde se emplea para casos de campo reales. Es importante resaltar que previo al programa es necesario validar y caracterizar adecuadamente el fluido para tener la certeza y seguridad de que el factor Z en una y dos fases es el correcto, y no incurrir en errores al evaluar el volumen original de hidrocarburos y la entrada de agua, cuando éste sea el caso.

5.2.1.- DIAGRAMA DE FLUJO

Un diagrama de flujo es una representación gráfica del orden lógico de un programa. Para tener la certeza que las instrucciones se integren lógicamente antes de codificar el programa, las Figuras 5.1 y 5.2 presentan el diagrama de flujo para la evaluación de la EBM en yacimientos de gas y condensado, con y sin entrada de agua, respectivamente.

5.2.1.1.- ENTRADA DE DATOS AL PROGRAMA.

La entrada de datos al programa es conversacional; por medio del teclado el usuario debe introducir los datos que el programa solicita:

- 1.- Número de datos*
- 2.- Densidad en °API*
- 3.- Densidad relativa*
- 4.- Presión inicial (Kg/cm²)*

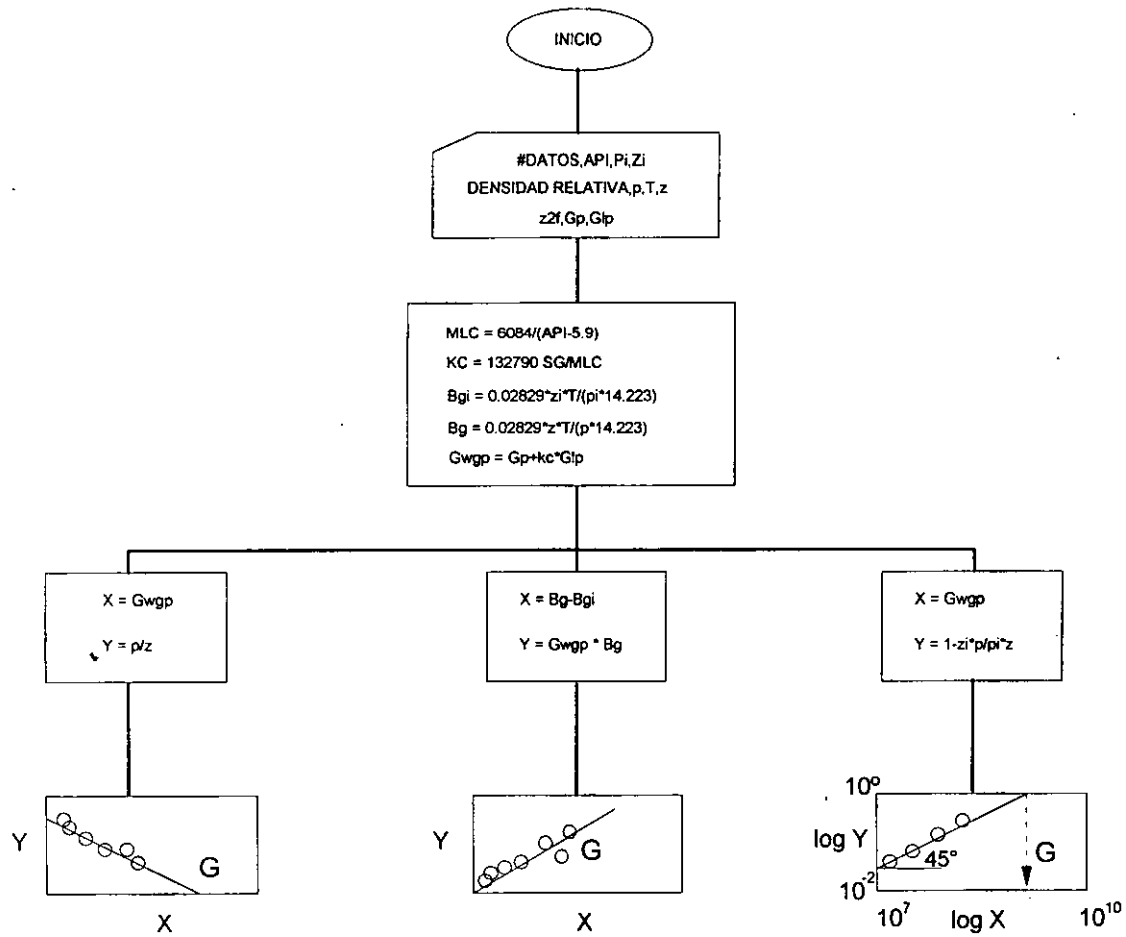


FIG. 5.1.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA EVALUACIÓN DE LA EBM EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO SIN ENTRADA DE AGUA.

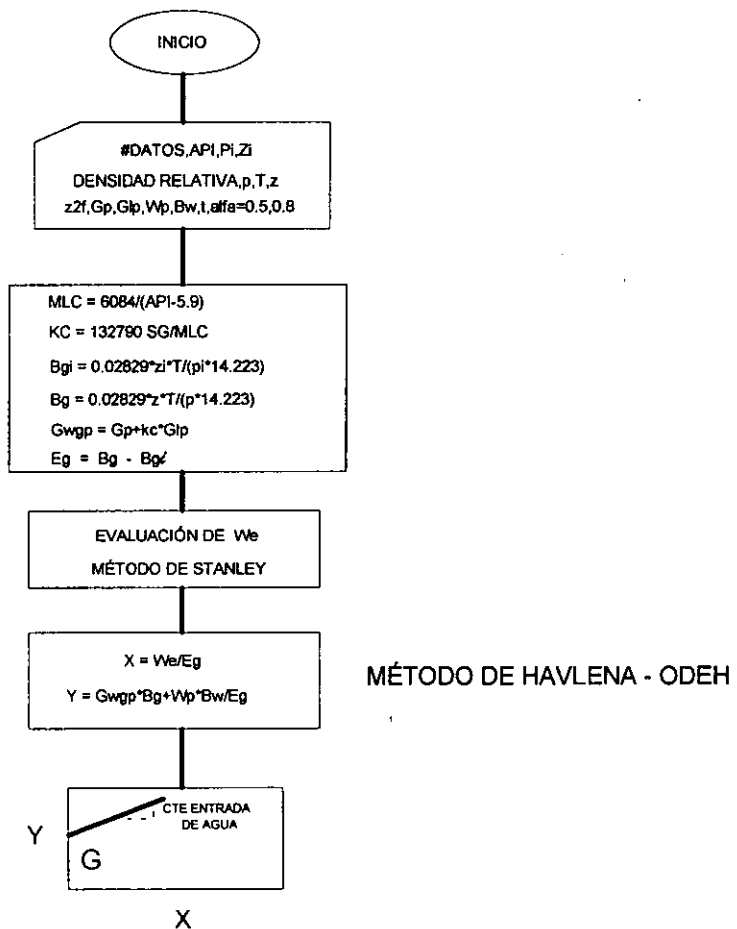


FIG. 5.2.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA EVALUACIÓN DE LA EBM EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO CON ENTRADA DE AGUA.

- 5.- Factor z_i a condiciones iniciales de presión
- 6.- Temperatura °R
- 7.- Presión (Kg/cm²)
- 8.- Factor de desviación en una o dos fases, según sea el caso
- 9.- Producción acumulativa de gas reportada en campo
(MMMP3ce)
- 10.- Producción acumulativa de condensado reportada en campo
(MMBce).
- 11.- Producción acumulativa de agua (MMBce)
- 12.- B_w Factor de volumen del agua
- 13.- $\alpha = 0.5$ (flujo lineal) ó $\alpha = 0.8$ (flujo radial), Método Stanley
- 14.- $t = 1, 2, 3$ etc., periodos para el cálculo de W_e

5.2.1.2.- SALIDA DE DATOS E IMPRESIÓN.

La salida de los resultados es por medio de la impresora:

- Datos empleados
- Resultados obtenidos
- Gráfica

Cabe mencionar finalmente que el diagrama de flujo de las Figuras 5.1 y 5.2 está integrado en un solo programa, presentándose al usuario la opción de usar cualquiera de las dos alternativas.

6.- APLICACIONES

Con la finalidad de demostrar la aplicación de las ecuaciones presentadas en este trabajo y de las observaciones a las mismas, así como la importancia de contar con información apropiada de los parámetros que intervienen en ellas, se presentan dos ejemplos, correspondientes al área Mesozoico Tabasco-Chiapas. Estos son: Campo Girdaldas y Fénix.

6.1.- YACIMIENTOS CON AGOTAMIENTO NATURAL.

6.1.1.- CAMPO GIRALDAS

Este yacimiento se localiza en la región Suroccidental del área de Huimanguillo, Tabasco (Fig. 6.1) y pertenece a uno de los diez yacimientos de gas y condensado descubiertas en esa área; de acuerdo a sus reservas es uno de los más importantes. Su producción proviene¹¹ de rocas carbonatadas de Edad Mesozoica, las cuales presentan porosidad del orden de 3 - 7 % y una permeabilidad relacionada con un sistema de fracturas y cavernas por disolución.

Este yacimiento fue descubierto en Junio de 1978 con la perforación del pozo Girdaldas 2, quedando productor en la formación Cretácico Medio. Con base en los resultados de los análisis²⁷⁻²⁸ PVT composicionales de los pozos Girdaldas 2 y 32, se clasificó como yacimiento de gas y condensado; de acuerdo a sus condiciones originales de presión y temperatura se encontraba en la etapa de bajo saturación.

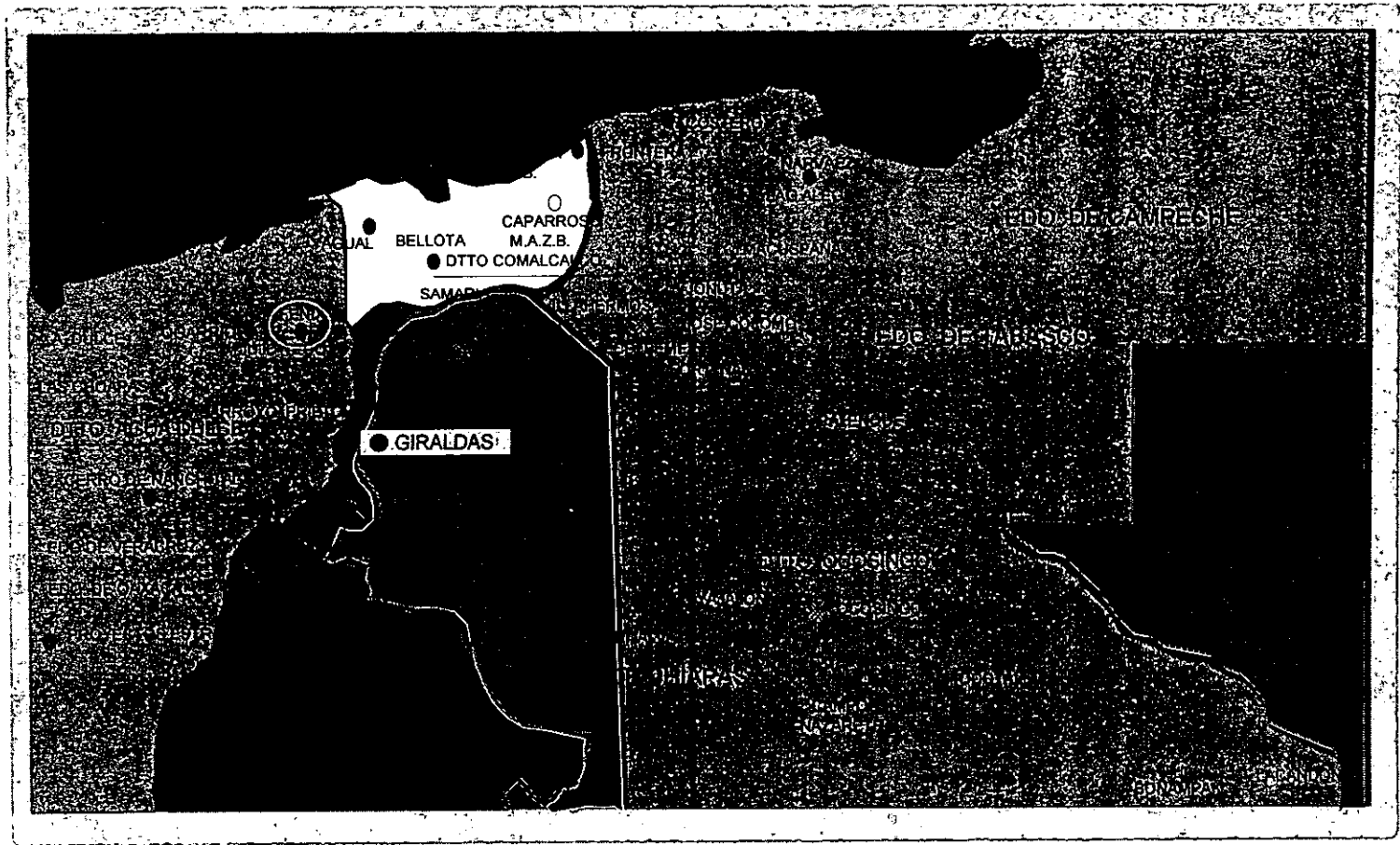


FIG. 6.1.- PLANO DE LOCALIZACIÓN DEL CAMPO GIRALDAS Y FENIX.

Las presiones iniciales en ambos pozos fueron de 454.28 y 464.39 Kg/cm², respectivamente, lo que significa que ambos PVT son representativos de los fluidos del yacimiento. En la tabla 6.1 se presenta la composición original de ambos fluidos, observándose una gran semejanza, además de otros parámetros característicos para este tipo de fluidos. Datos generales del yacimiento y características principales del sistema roca - fluidos se presentan en la Tabla 6.2.

Del análisis composicional de los pozos mencionados anteriormente, se observa que la depositación de líquidos retrógrados del gas original es del orden de 28-30 % (Fig. 6.2), por lo que al alcanzarse la presión de rocío se inicia la condensación de líquidos en los poros del yacimiento, los cuales permanecerán inmóviles, cambiando la composición del gas producido en la superficie, aumentando consecuentemente la relación gas - aceite producido.

De acuerdo al comportamiento de la historia de presión mostrado en la Fig. 6.3, el campo Girdaldas registró una presión original de 555 Kg/cm² en junio de 1977.

Inició su explotación (Fig. 6.4) en Junio de 1978 cuando entró a producción el pozo Girdaldas 2, posteriormente en Agosto de 1978 se agregó el pozo Girdaldas 6, manteniéndose en estas condiciones hasta Junio de 1981 cuando entraron a producción los pozos Girdaldas 4, 8, 11, 12, 14, 16, 22, 24. La presión de rocío se alcanzo a mediados de 1982. Cabe destacar en este punto, que el yacimiento de acuerdo al comportamiento de presión mostrada en la Fig. 6.3, originalmente se

TABLA 6.1.- COMPOSICION ORIGINAL DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO GIRALDAS.

| COMPONENTE | COMPOSICION ORIGINAL (% MOL.) | |
|---|--|--------------------|
| | GIRALDAS 2 | GIRALDAS 32 |
| <i>H₂S</i> | 0.17 | 0.14 |
| <i>CO₂</i> | 2.77 | 2.74 |
| <i>N₂</i> | 1.66 | 1.64 |
| <i>C₁</i> | 68.54 | 69.38 |
| <i>C₂</i> | 7.55 | 7.52 |
| <i>C₃</i> | 3.72 | 3.74 |
| <i>iC₄</i> | 0.86 | 0.86 |
| <i>nC₄</i> | 1.65 | 1.65 |
| <i>iC₅</i> | 0.78 | 0.75 |
| <i>NC₅</i> | 0.83 | 0.83 |
| <i>C₆</i> | 1.41 | 1.00 |
| <i>C₇₊</i> | 10.06 | 9.75 |
| <i>Presión de rocío (Kg/cm²)</i> | 454.28 | 464.39 |
| <i>Temp. del yacimiento (°F)</i> | 134.40 | 136.10 |
| <i>Peso mol C₇₊</i> | 184.00 | 190.00 |
| <i>Densidad relativa C₇₊</i> | 0.824 | 0.830 |
| <i>Factor Z del gas</i> | 1.260 | 1.254 |
| <i>Con. de líq. Retro. máxima (% Vol. Poros)</i> | 30.00 | 28.60 |
| <i>Presión a la cual ocurre la cond. Retrograda máxima (Kg/cm²).</i> | 232.06 | 210.90 |

TABLA 6.2.- DATOS GENERALES DEL CAMPO GIRALDAS

| | |
|--|---|
| FECHA DE INICIO DE PRODUCCIÓN | JUNIO 1978 |
| VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS | $91,238.6 \times 10^6 \text{ m}^3$ © C.S. |
| VOLUMEN ORIGINAL DE GAS | $91,144.2 \times 10^6 \text{ m}^3$ © |
| VOLUMEN ORIGINAL DE CONDENSADO | $94.364 \times 10^6 \text{ m}^3$ © C.S. |
| POZO PERFORADOS | 35 |
| POZOS EN PRODUCCIÓN (MARZO 1991) | 19 |
| POZOS PRODUCTORES INVADIDOS (CERRADOS) | 3 |
| GASTO DE GAS PROMEDIO (MARZO 1991) | $178.8 \times 10^6 \text{ PCD}$ |
| GASTO DE ACEITE PROMEDIO (MARZO 1991) | 11423 BL/D |
| PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (MARZO 1991) | $33.938 \times 10^9 \text{ m}^3$ © C.S. |
| PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE (MARZO 1991) | $23.976 \times 10^6 \text{ m}^3$ © C.S. |
| PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA (MARZO 1991) | $294.998.2 \text{ m}^3$ © C.S. |

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA

| | |
|---|--|
| AREA PRODUCTORA | 30.7 Km ² |
| PROFUNDIDAD AL PLANO DE REFERENCIA | 4627 m.b.n.m. |
| ESPESOR NETO PROMEDIO | 185.6 m |
| POROSIDAD PROMEDIO | 7 % |
| SATURACIÓN MEDIA DE AGUA | 13 % |
| VOLUMEN POROSO | $377.1 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ md}$ |

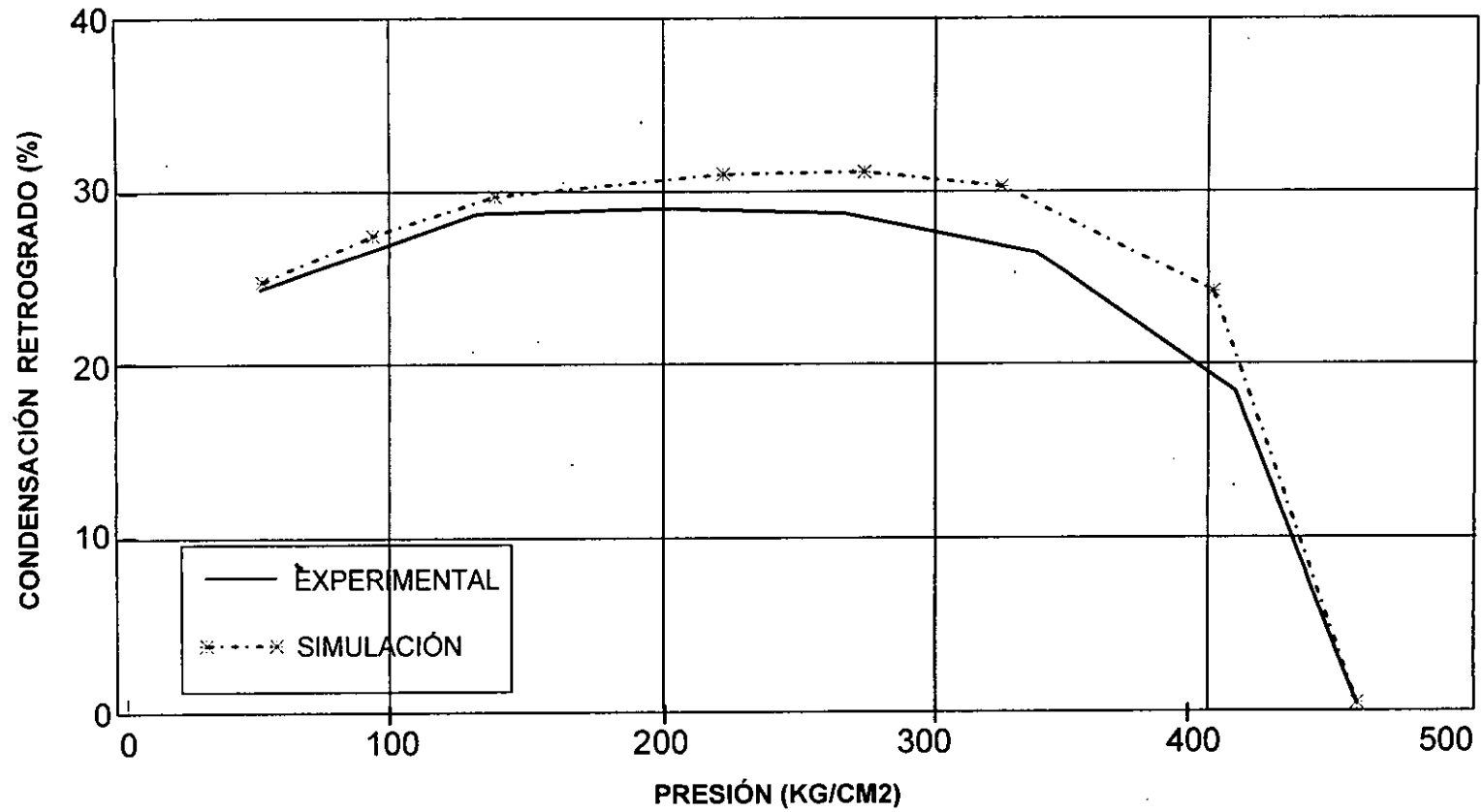


FIG. 6.2.- CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DEL CAMPO GIRALDAS, MUESTRA TOMADA EN EL POZO GIRALDAS 32

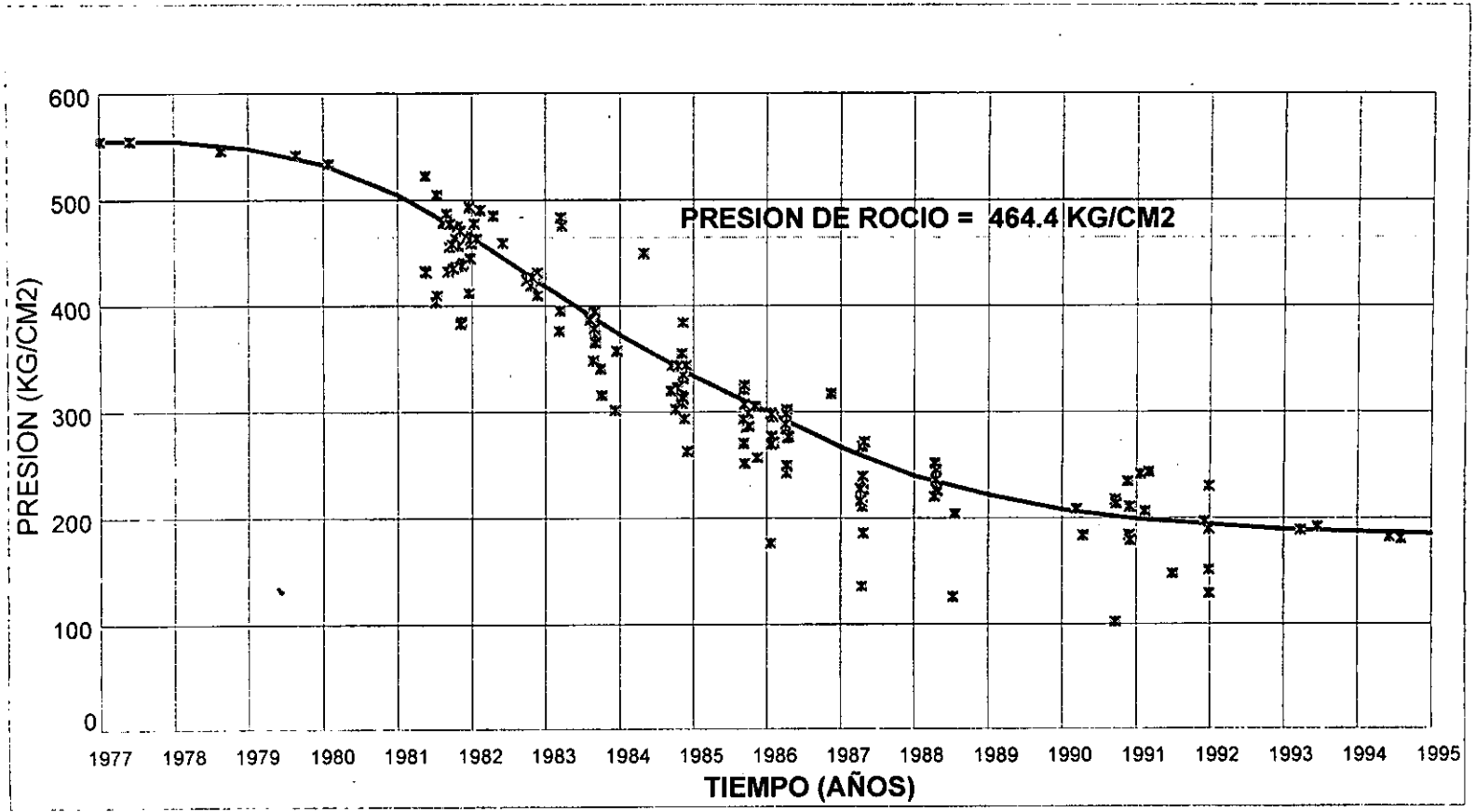


FIG. 6.3.- COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DEL CAMPO GIRALDAS.

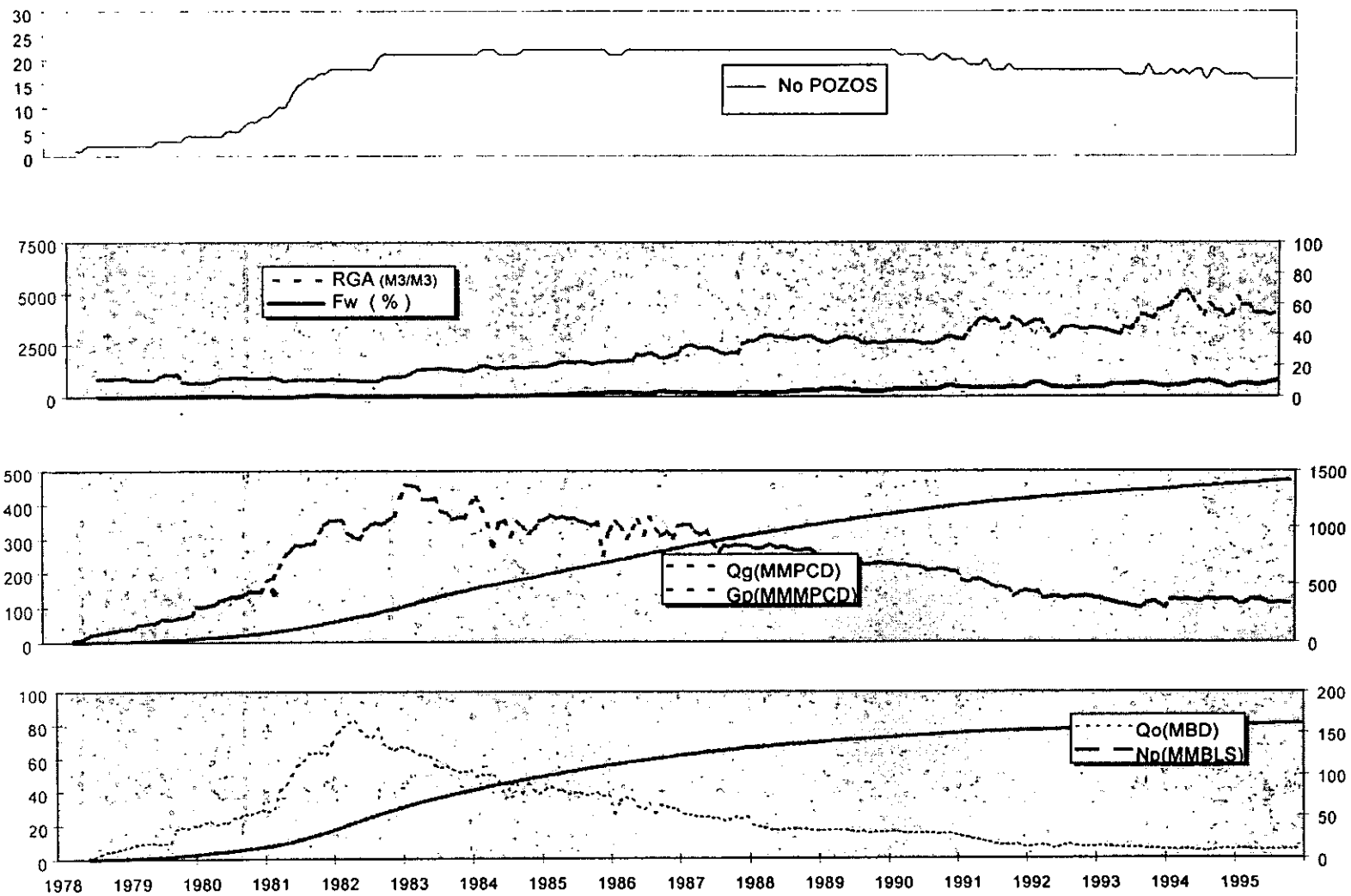


FIG.6.4.- HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO GIRALDAS

encontraba muy cercano a la región de dos fases de donde es evidente que el yacimiento prácticamente inicio su desarrollo a mediados de 1981 cuando se incorporaron a producción 8 pozos, alcanzándose un año después la presión de rocío.

De la Fig. 6.4 se observa que a principios de 1980 se manejó una producción de líquidos del orden de 20 MBPD, incrementándose a 60 MBPD a mediados de 1981, como consecuencia de lo anteriormente mencionado, de agregar 8 pozos más a producción, alcanzando su máxima producción de 82 MBPD en Abril de 1982; a partir de esta fecha se observó una fuerte disminución en su producción. El comportamiento de la relación gas-aceite se incrementó notablemente al alcanzarse la presión de rocío.

El gasto de agua no ha sido muy significativo, ya que hasta finales de 1984 fue del orden de 1 %, incrementándose hasta un valor de 5 % a mediados de 1989. Cabe mencionar, que los pozos Girdaldas 36, 54, 74 ubicados en la parte Oeste producen con 50, 26, 20 % de agua respectivamente. De un estudio¹¹ reciente se concluyó que todos los pozos del campo Girdaldas se encuentran en un bloque alto, lográndose fijar el contacto agua-hidrocarburos a una profundidad de 5016 mbNM por registros geofísicos del pozo Girdaldas 139, el cual fue el único con mayor penetración en la formación Cretácico Medio y de acuerdo a la producción de agua en todos los pozos, a excepción del 6, 36, 54 y 74, el acuífero existente no es activo.

El bloque correspondiente a la falla inversa se encuentra invadido de agua salada, como se concluyó de las pruebas de producción efectuadas a los pozos Giralda 42, 43.

6.1.2.- VALIDACIÓN DEL ANÁLISIS PVT.

Para tener la seguridad de que el fluido que se está utilizando representa apropiadamente las características del yacimiento, es importante validarlo y caracterizarlo, para posteriormente usarlo con confiabilidad en los simuladores numéricos.

El método que nos permite encontrar variaciones en la composición de los yacimientos de gas y condensado, es el llamado agotamiento a volumen constante.

Bashbush⁴ aplicó un balance composicional para encontrar posibles errores en el proceso de agotamiento a volumen constante efectuado en el laboratorio. Lo importante de este método es que calcula las fracciones de líquido por componente en cada etapa de agotamiento de presión, ya que el procedimiento convencional de laboratorio únicamente reporta este valor en la última etapa. Este procedimiento permite calcular directamente las constantes de equilibrio.

Una vez obtenidos los valores para las constantes de equilibrio K , se grafican en papel semilogarítmico contra los valores de presión de las etapas de separación, para observar posibles cruces de las curvas para

los diferentes componentes de la mezcla de hidrocarburos, lo cual indicaría una medición errónea en la composición del gas.

Tomando como base lo propuesto por Bashbush, se desarrolló⁵ una metodología y programa de cómputo para corregir estas inconsistencias. Lo anteriormente expuesto, se aplicó para validar el análisis composicional del pozo Giraldas 32, mostrándose en la Fig. 6.5 y tabla 6.3 los valores originales para las constantes K_i obtenidas y a partir del proceso de agotamiento a volumen constante. Puede observarse en esta figura, la inconsistencia que se presenta principalmente en los componentes H_2S y C_3 a través de las diferentes etapas de separación. Es importante resaltar que el nitrógeno presenta un valor negativo en la constante de equilibrio en la última etapa de separación. Asimismo se observan ciertas anomalías en las 3 primeras etapas de separación de los componentes iC_4, nC_4 .

Empleando el programa de cómputo VALCO⁵ se procedió a corregir dichas inconsistencias, obteniéndose resultados satisfactorios, los cuales se presentan en la Fig. 6.6 y Tabla 6.4.

6.1.3.- CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

Efectuada la validación del análisis PVT, procedemos a caracterizar el fluido por medio de una ecuación de estado. Para trabajar esta ecuación de estado es necesario caracterizar la fracción pesada C_7^+ ; si no se realizara la caracterización de esta fracción se podría incurrir en conclusiones erróneas al emplearse como un componente puro en el

**TABLA 6.3.- CONSTANTES DE EQUILIBRIO ORIGINALES PARA
EL POZO GIRALDAS 32 A TEMPERATURA DE
277 °F.**

| PRESIONES (lb/pg²) | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| COMPONENTE | 6605 | 5700 | 4800 | 3900 | 3000 | 2100 | 1200 | 700 |
| <i>N2</i> | 1.644 | 1.745 | 1.829 | 2.232 | 2.886 | 4.000 | 11.545 | -39.499 |
| <i>C1</i> | 1.205 | 1.345 | 1.545 | 1.819 | 2.219 | 2.758 | 4.833 | 11.433 |
| <i>CO2</i> | 1.112 | 1.170 | 1.217 | 1.376 | 1.561 | 1.906 | 3.008 | 5.377 |
| <i>C2</i> | 1.034 | 1.047 | 1.049 | 1.077 | 1.150 | 1.328 | 1.860 | 2.821 |
| <i>H2S</i> | 0.990 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.000 | 1.370 | 1.477 |
| <i>C3</i> | 0.940 | 0.948 | 0.936 | 0.913 | 0.935 | 0.978 | 1.147 | 1.306 |
| <i>iC4</i> | 0.797 | 0.803 | 0.800 | 0.761 | 0.710 | 0.738 | 0.771 | 0.859 |
| <i>nC4</i> | 0.811 | 0.796 | 0.773 | 0.684 | 0.634 | 0.651 | 0.662 | 0.687 |
| <i>iC5</i> | 0.756 | 0.723 | 0.657 | 0.566 | 0.495 | 0.461 | 0.429 | 0.419 |
| <i>nC5</i> | 0.757 | 0.654 | 0.564 | 0.495 | 0.435 | 0.401 | 0.376 | 0.368 |
| <i>C6</i> | 0.572 | 0.475 | 0.385 | 0.306 | 0.247 | 0.216 | 0.199 | 0.197 |
| <i>C7+</i> | 0.473 | 0.290 | 0.162 | 0.091 | 0.051 | 0.034 | 0.025 | 0.030 |

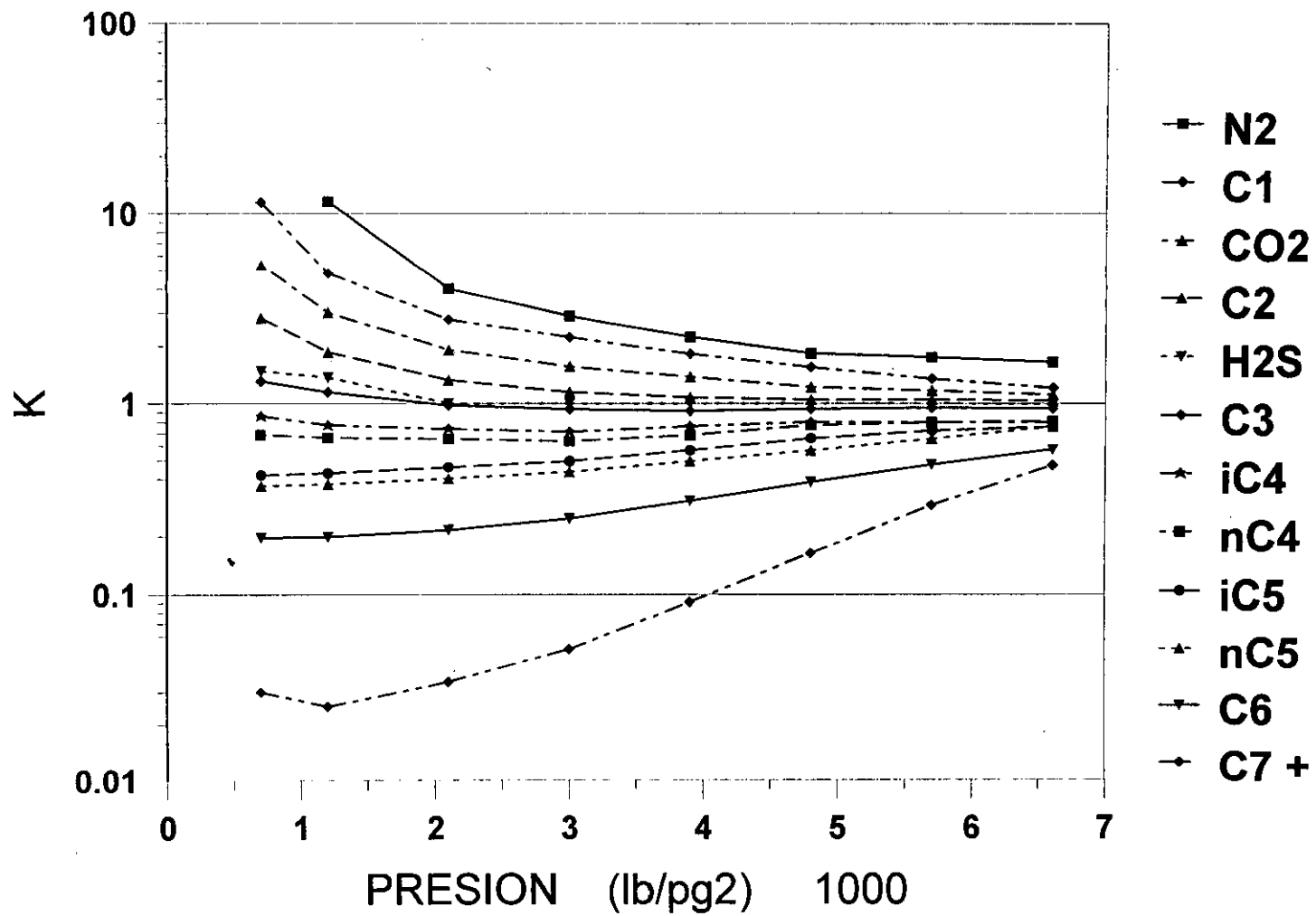


FIG.6.5.- VALORES K DEL ANALISIS ORIGINAL DEL AVC DEL POZO GIRALDAS 32

**TABLA 6.4.- CONSTANTES DE EQUILIBRIO CORREGIDAS POR
EL PROGRAMA VALCO, POZO GIRALDAS 32 A
TEMPERATURA DE 277 °F.**

| P R E S I O N E S (lb/pg²) | | | | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| COMPONENTE | 6605 | 5700 | 4800 | 3900 | 3000 | 2100 | 1200 | 700 |
| <i>N2</i> | 1.598 | 1.790 | 2.167 | 2.745 | 3.510 | 4.639 | 24.028 | 51.768 |
| <i>C1</i> | 1.242 | 1.353 | 1.538 | 1.808 | 2.206 | 2.752 | 4.801 | 11.297 |
| <i>CO2</i> | 1.087 | 1.177 | 1.279 | 1.406 | 1.592 | 1.936 | 3.031 | 5.626 |
| <i>C2</i> | 1.028 | 1.054 | 1.069 | 1.111 | 1.185 | 1.343 | 1.946 | 2.979 |
| <i>H2S</i> | 1.024 | 1.051 | 1.038 | 1.075 | 1.121 | 1.261 | 1.783 | 1.445 |
| <i>C3</i> | 0.881 | 0.909 | 0.941 | 0.916 | 0.941 | 0.989 | 1.162 | 1.404 |
| <i>iC4</i> | 0.771 | 0.804 | 0.795 | 0.756 | 0.705 | 0.735 | 0.764 | 0.846 |
| <i>nC4</i> | 0.744 | 0.790 | 0.767 | 0.678 | 0.628 | 0.647 | 0.655 | 0.710 |
| <i>iC5</i> | 0.700 | 0.681 | 0.651 | 0.561 | 0.491 | 0.458 | 0.425 | 0.445 |
| <i>nC5</i> | 0.670 | 0.636 | 0.561 | 0.492 | 0.432 | 0.400 | 0.372 | 0.383 |
| <i>C6</i> | 0.584 | 0.477 | 0.382 | 0.304 | 0.245 | 0.216 | 0.198 | 0.195 |
| <i>C7+</i> | 0.480 | 0.283 | 0.160 | 0.090 | 0.051 | 0.034 | 0.025 | 0.029 |

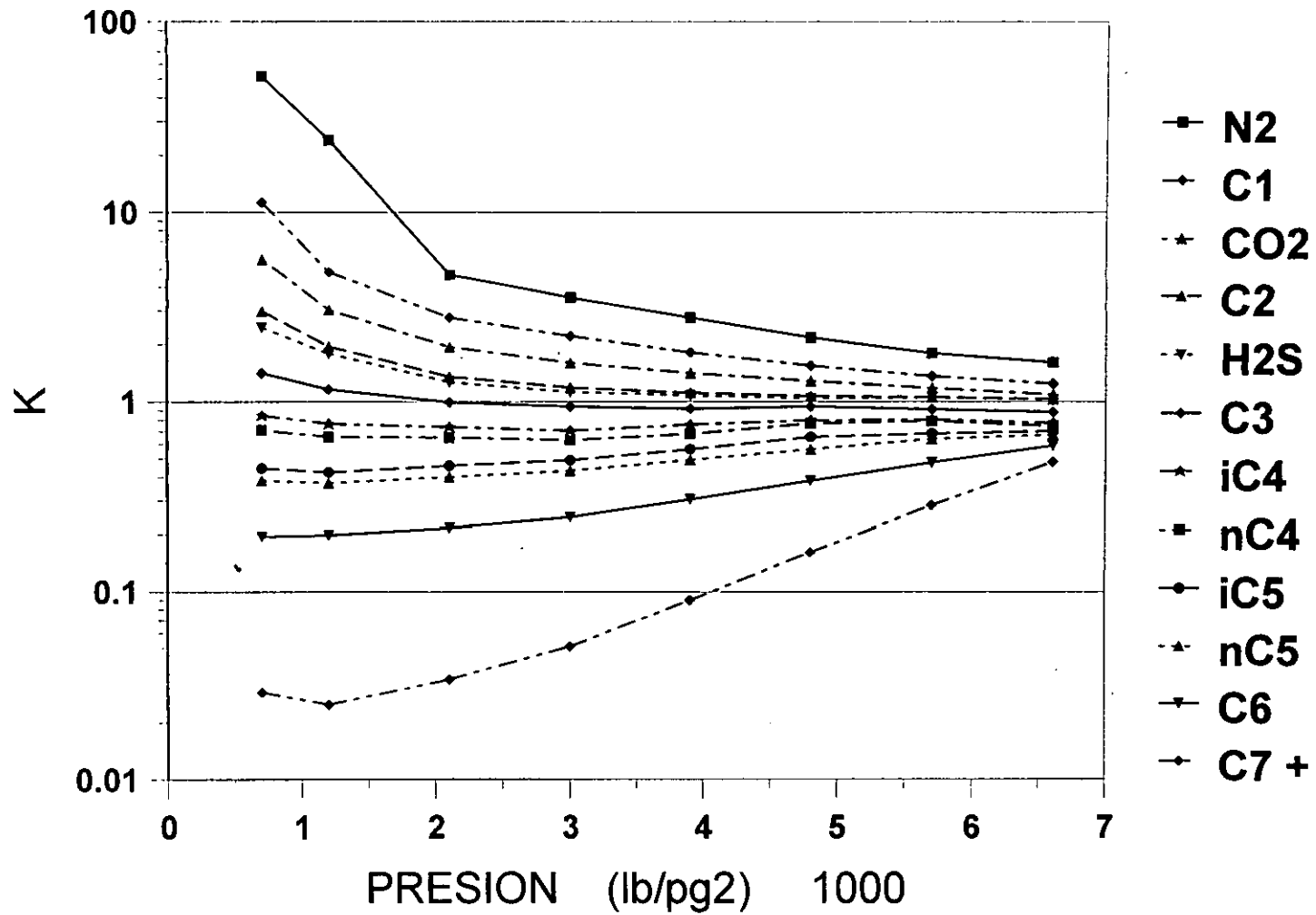


FIG.6.6.- VALORES K DEL ANALISIS CORREGIDO DEL AVC DEL POZO GIRALDAS 32

cálculo del comportamiento de fases. El expandir y caracterizar esta fracción en nuevos componentes de número simple de carbonos, es importante en el cálculo del equilibrio vapor-líquido; sin embargo, esta expansión ocasiona el problema de trabajar con varios componentes en los simuladores numéricos composicionales. Debido al alto costo de tiempo originado en las unidades de cómputo, es importante²³ realizar una pseudoización de componentes, empleando comúnmente entre 3 a 5.

La segunda pseudoización o agrupación final de componentes con la finalidad de ajustar la ecuación de estado debe efectuarse con bastante precaución. Coats²² afirma que con tres pseudocomponentes es suficiente para realizar una simulación composicional. La forma más antigua y común de efectuar la agrupación final de componentes se basa en las temperaturas de ebullición, agrupándose estas por temperaturas de ebullición muy parecidas.

En la actualidad se cuenta con paquetes comerciales muy sofisticados, de bastante exactitud, para realizar la caracterización del fluido. Para los fines de este trabajo, un parámetro que siempre se evalúa, es el factor de desviación del gas Z, el cual tiene un papel importante en la graficación de los datos presión- producción.

La caracterización del fluido se efectuó²⁵ con el simulador "Intercomp PVT", consiguiéndose reproducir la curva de condensación retrógrada y la presión de rocío con bastante exactitud. La presión de rocío calculada con el simulador fue de 6604.5 psi, la cual es muy cercana a la

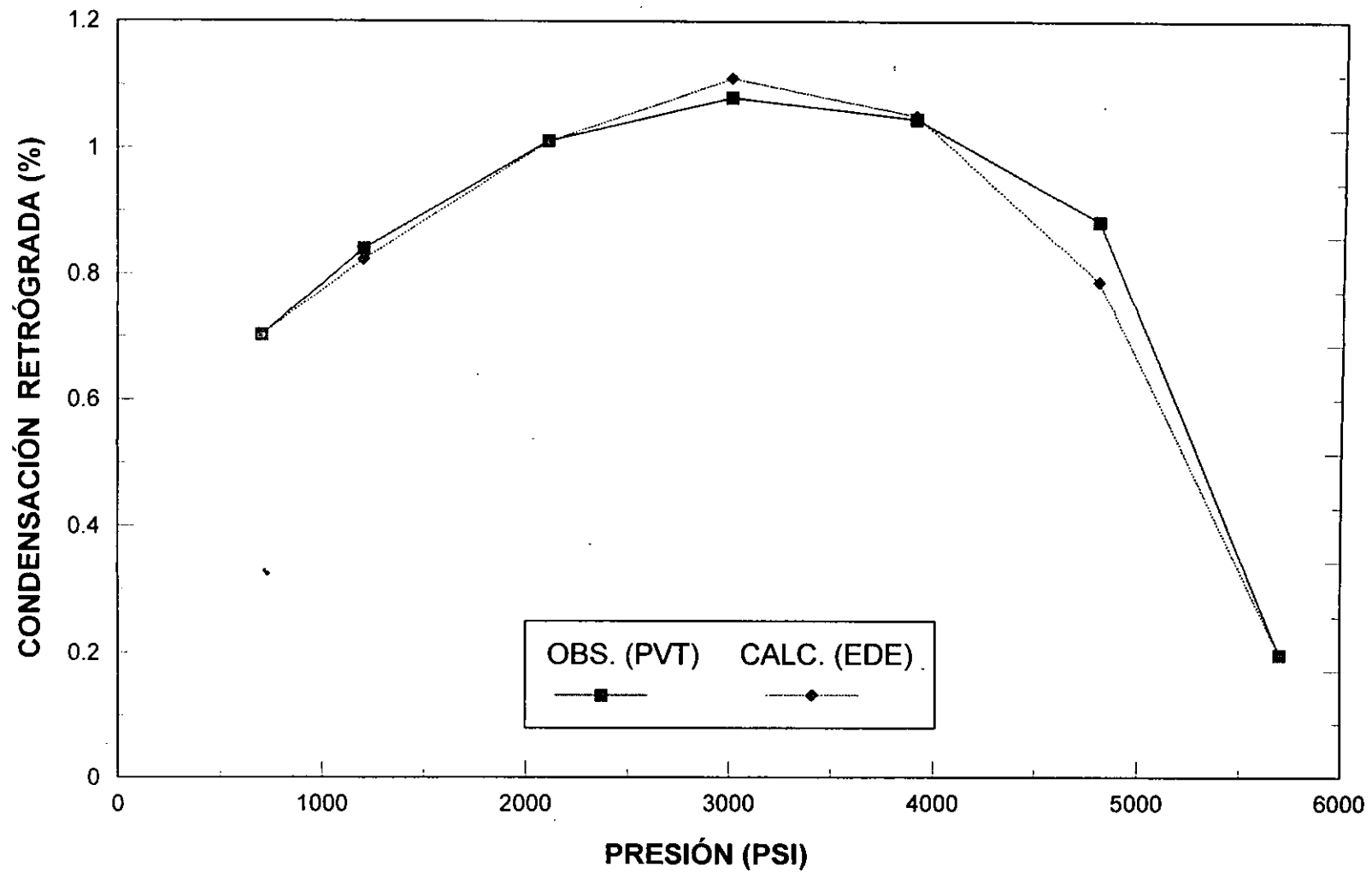


FIG. 6.7.- CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO POZO GIRALDAS 32

obtenida en el análisis PVT 6605 psi. En la Fig. 6.7 se presenta la comparación entre la curva de rocío retrógrada obtenida con el simulador PVT y los datos obtenidos del laboratorio. Cabe mencionar que el fluido fue caracterizado por medio de 3 pseudocomponentes. La Fig. 6.8 presenta una comparación de los resultados PVT experimentales y los obtenidos por medio de la EDE.

6.1.4.- CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

La Tabla 6.5 muestra las propiedades del fluido del pozo Girdaldas 32 como una función de la presión; estas fueron obtenidas empleando la ecuación de estado (EDE) desarrollada por Redlich-Kwong. La presión inicial es 565.38 kg/cm² y una temperatura de 277 °F, densidad relativa de 0.7, 41 °API, una presión de rocío de 465.14 kg/cm²; como se comentó anteriormente los hidrocarburos del campo Girdaldas presentan una alta condensación retrógrada de 29 %.

TABLA 6.5.- PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO GIRALDAS 32

| PRESION KG / CM ² | VOLUMEN LIQUIDO | Z | DENSIDAD | | VISCOSIDAD | |
|---------------------------------|--------------------|--------|----------|--------|------------|--------|
| | | | LIQUIDO | GAS | LIQUIDO | GAS |
| 465.20 | 0.0000 | 1.2163 | 0.0000 | 1.2919 | 0.0000 | 0.0585 |
| 465.10 | 0.0007 | 1.2160 | 0.4517 | 1.2917 | 0.0692 | 0.0585 |
| 401.41 | 0.1830 | 1.0849 | 0.4569 | 1.2096 | 0.0698 | 0.0495 |
| 328.03 | 0.2519 | 0.9723 | 0.4665 | 1.1207 | 0.0719 | 0.0409 |
| 274.65 | 0.2826 | 0.8837 | 0.4810 | 1.0291 | 0.0758 | 0.0325 |
| 211.27 | 0.2895 | 0.8491 | 0.5002 | 0.9450 | 0.0818 | 0.0246 |
| 147.89 | 0.2779 | 0.8597 | 0.5233 | 0.8837 | 0.0897 | 0.0188 |
| 84.51 | 0.2560 | 0.9067 | 0.5481 | 0.8541 | 0.0983 | 0.0155 |
| 49.29 | 0.2420 | 0.9416 | 0.5620 | 0.8582 | 0.1023 | 0.0145 |

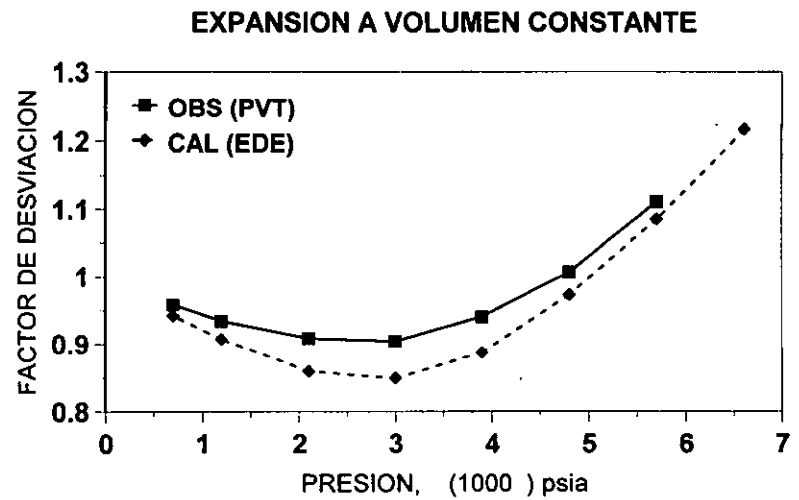
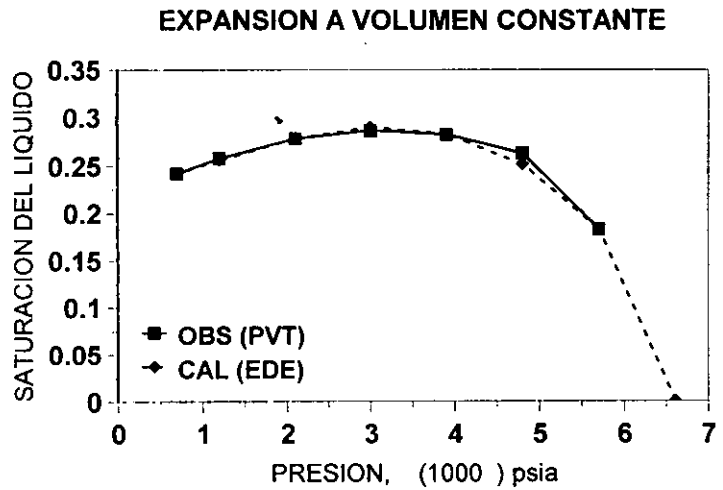
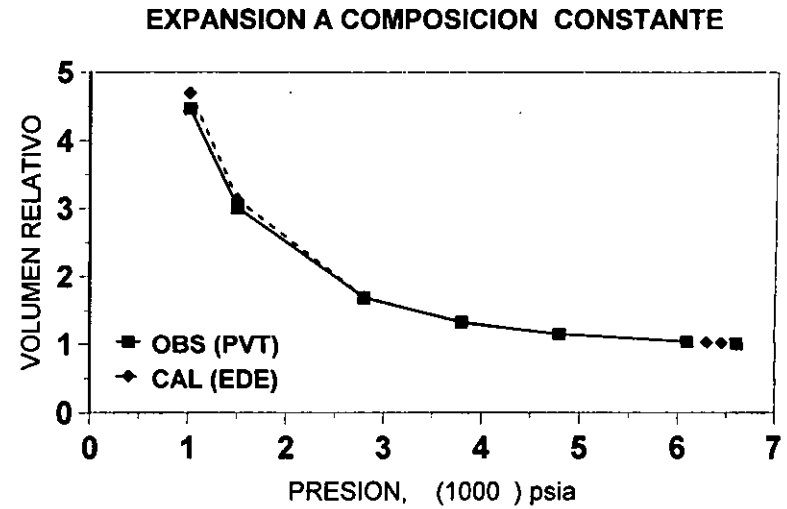
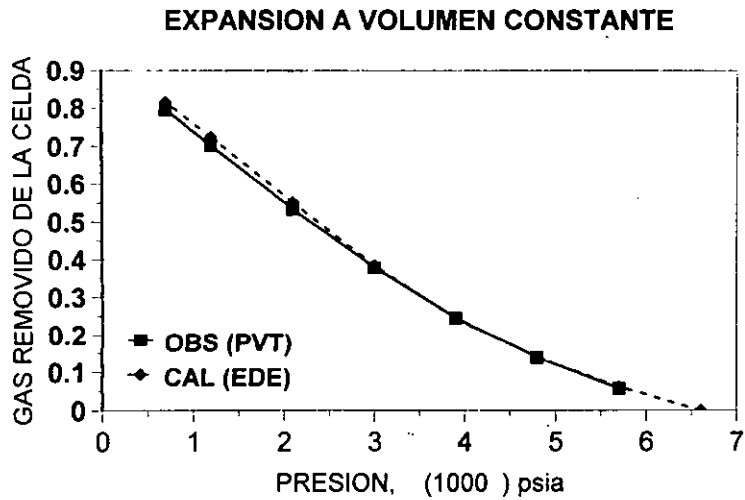


FIG.6.8.- COMPARACION DE LOS RESULTADOS PVT EXPERIMENTALES Y LOS OBTENIDOS POR MEDIO DE LA EDE.

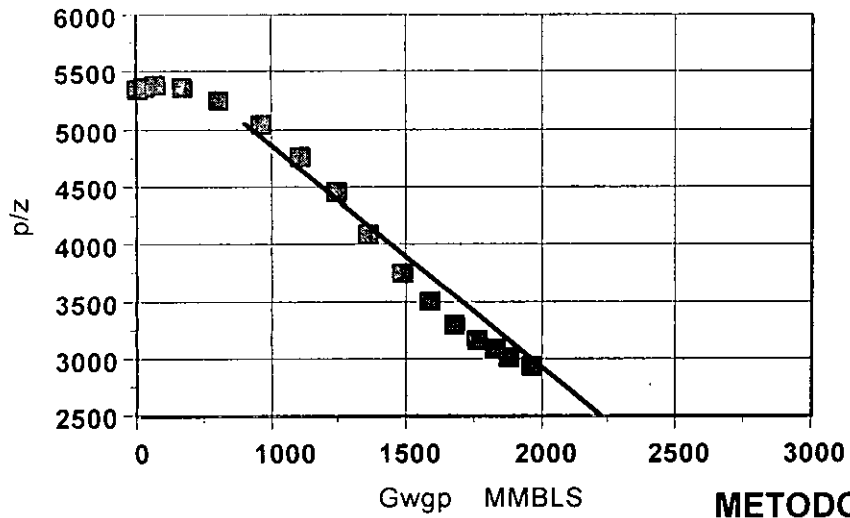
La Tabla 6.6 presenta información de comportamiento de la presión y producción de líquido y gas desde el inicio de su vida productiva.

TABLA 6.6.- DATOS DE PRESIÓN - PRODUCCIÓN REALES

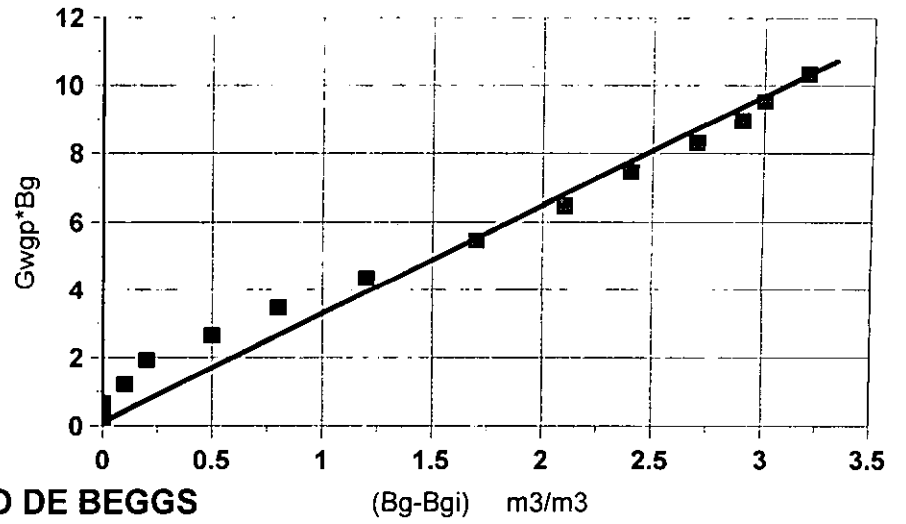
| <i>F E C H A</i> | <i>PRESION (KG / CM²)</i> | <i>GLP (MMBLS)</i> | <i>GP (MMMP³)</i> |
|------------------|--|------------------------|----------------------------------|
| 31-DIC-77 | 555 | 0.0 | |
| 31-DIC-78 | 555 | 0.0 | |
| 31-DIC-79 | 548 | 0.798 | 3.8 |
| 31-DIC-80 | 532.5 | 5.200 | 22.991 |
| 31-DIC-81 | 504 | 13.835 | 63.925 |
| 31-DIC-82 | 465 | 33.016 | 150.328 |
| 31-DIC-83 | 418 | 59.922 | 272.842 |
| 31-DIC-84 | 372.5 | 80.973 | 421.027 |
| 31-DIC-85 | 333 | 97.136 | 548.696 |
| 31-DIC-86 | 300 | 111.519 | 677.336 |
| 31-DIC-87 | 267 | 121.879 | 784.952 |
| 31-DIC-88 | 240 | 131.609 | 905.678 |
| 31-DIC-89 | 222 | 137.983 | 1005.704 |
| 31-DIC-90 | 208 | 143.819 | 1094.525 |
| 31-DIC-91 | 199 | 149.252 | 1174.10 |
| 31-DIC-92 | 194 | 152.699 | 1236.262 |
| 31-DIC-93 | 189 | 155.247 | 1284.480 |
| 31-DIC-94 | 185 | 159.235 | 1368.731 |

En la Fig. 6.9 puede observarse el empleo de los métodos de Dake, Beggs y Craft para evaluar el volumen original de hidrocarburos en un yacimiento de gas y condensado con alto contenido de condensado, asimismo

METODO DE DAKE



METODO DE CRAFT



METODO DE BEGGS

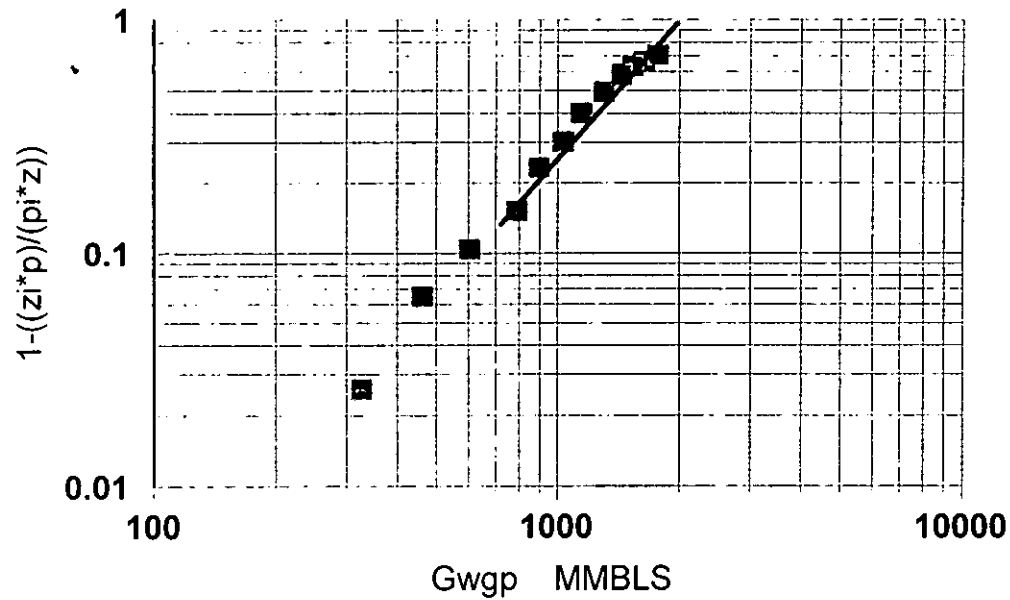


FIG.6.9.- CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL PARA EL CAMPO GIRALDAS

en la Tabla 6.7 se hace una comparación de estos valores con los obtenidos³⁵ por medio de un simulador numérico composicional y por PEMEX.¹¹

TABLA 6.7.- COMPARACIÓN DE LOS VALORES OBTENIDOS DEL VOLUMEN ORIGINAL PARA EL YACIMIENTO GIRALDAS

| MÉTODO | VOLUMEN ORIGINAL (MMMP³) |
|---------------|--|
| <i>DAKE</i> | 2250 |
| <i>BEGGS</i> | 2300 |
| <i>CRAFT</i> | 2400 |
| <i>PEMEX</i> | 2220 |

La diferencia de los valores obtenidos en este trabajo respecto al de PEMEX (Ref. 11, Gráfica No. 3) se debe a que PEMEX no llevó a cabo una validación y caracterización del fluido, para tener la certeza que el valor Z en dos fases sea representativo del fluido analizado.

6.2- YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRÁULICO

6.2.1.- CAMPO FÉNIX

Este yacimiento se localiza en el municipio de Huimanguillo, en el Estado de Tabasco, a 58.389 Km S65° 10 W de la Ciudad de Villahermosa Fig. 6.1. Su estructura³⁶ es de tipo anticlinal con orientación NW-SE, limitado

en la parte superior por la formación Cretácico Superior compuesta de caliza arcillosa y en sus partes laterales por fallas inversas y normales, en su parte inferior por el contacto agua-aceite. Se considera que el yacimiento es un solo bloque.

La superficie del campo comprende un área de 8 Km², un espesor neto impregnado de hidrocarburos de 69 m, la formación productora esta constituida por Dolomías con porosidad primaria y secundaria. Este yacimiento produce únicamente a través de la formación Cretácico Medio.

Este yacimiento fue descubierto en Noviembre de 1979 con la perforación del pozo Fénix 2, quedando productor en la formación Cretácico Medio a través del intervalo 5300-5315 m.b.m.r.

Del análisis³⁷ PVT del pozo Fénix 2, se clasificó como yacimientos de gas y condensado; de acuerdo a sus condiciones originales de presión y temperatura se encontraba en la etapa de bajo saturación.

La presión inicial del yacimiento fue de 609.69 kg/cm² y la presión de rocío de 423.2 kg/cm². En la Tabla 6.8 se presenta la composición del fluido. Datos generales del yacimiento y características principales del sistema roca-fluidos se presentan en la Tabla 6.9.

**TABLA 6.8.- COMPOSICION ORIGINAL DEL FLUIDO
FÉNIX No. 2**

| COMPONENTE | COMPOSICION ORIGINAL (% MOL.) |
|---|--|
| <i>H₂S</i> | 0.0 |
| <i>CO₂</i> | 2.31 |
| <i>N₂</i> | 1.37 |
| <i>C₁</i> | 65.83 |
| <i>C₂</i> | 8.03 |
| <i>C₃</i> | 4.17 |
| <i>iC₄</i> | 0.78 |
| <i>nC₄</i> | 1.84 |
| <i>iC₅</i> | 0.75 |
| <i>nC₅</i> | 1.08 |
| <i>C₆</i> | 1.16 |
| <i>C₇₊</i> | 12.68 |
| <i>Presión de rocío (Kg/cm²)</i> | 437.0 |
| <i>Temperatura del yacimiento (°F)</i> | 313 |
| <i>Peso mol C7+</i> | 191 |
| <i>Densidad relativa C7+</i> | 0.831 |
| <i>Factor Z del gas</i> | 1.212 |
| <i>Con. de líquido retrograda máxima</i> | 36% |
| <i>Presión a la cual ocurre la cond. Retrograda máxima (Kg/cm²).</i> | 288.73 |

TABLA 6.9.- DATOS GENERALES DEL CAMPO FÉNIX

| | |
|--|--------------------------------|
| FECHA DE INICIO DE PRODUCCIÓN | NOVIEMBRE 1979 |
| VOLUMEN ORIGINAL A CONDICIONES ATMOSFÉRICAS | |
| GAS NATURAL | 346 MMMPC |
| ACEITE | 103.8 MMBLS |
| POZO PERFORADOS | 17 |
| POZOS EN PRODUCCIÓN | 1 |
| POZOS TAPONADOS | 10 |
| POZOS PENDIENTES DE TAPONAMIENTO | 6 |
| GASTO DE GAS (PROMEDIO) DIC. 97 | 10.7 MMPC |
| GAS ACEITE (PROMEDIO) DIC. 97 | 2.937 MBPD |
| PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE DIC.97 | 53.1 MMBLS |
| PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS DIC.97 | 201.2 MMMPC |
| PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA | |
| PROFUNDIDAD AL PLANO DE REFERENCIA | 5360 M |
| PRESIÓN INICIAL | 610.8 KG/CM² |
| PRESIÓN ROCÍO | 423.2 KG/CM² |
| PRESIÓN ACTUAL (Feb 94) | 436.6 KG/CM² |

CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA

| | |
|---------------------------------|---------------------------|
| AREA PRODUCTORA | 8.1 Km² |
| ESPESOR NETO PROMEDIO | 113.8 m |
| POROSIDAD PROMEDIO | 4.6 % |
| SATURACIÓN MEDIA DE AGUA | 10.3 % |
| PERMEABILIDAD | 0.41 - 4.1 md |
| FORMACIÓN PRODUCTORA | Cretácico |

Del análisis composicional del mencionado pozo se observa que la depositación de líquido retrógrado del gas original es del orden de 36 %

Fig. 6.10, por lo que si se alcanzará la presión de rocío se iniciaría la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual permanecería inmóvil, cambiando la composición del gas productor en la superficie, aumentando consecuentemente la relación gas-aceite producido.

Del comportamiento de la historia de presión mostrada en la Fig. 6.11, el campo Fénix registró en noviembre 1979 una presión original de 609.7 Kg/cm².

Este yacimiento inicio su explotación en noviembre 1979, Fig. 6.12, cuando entró a producir el pozo Fénix 2, manteniéndose en estas condiciones hasta julio de 1981, en que entraron a producción los pozos Fénix 12 y 42.

Se continuó con el desarrollo y explotación del yacimiento al iniciar producción durante 1982 los pozos Fénix 42, 63, 22B, y 24; es en este año cuando se alcanza el número máximo de productores con 7 y una producción máxima del orden de 22090 BPD, presentándose a finales de ese mismo año una disminución en su producción por el cierre de los pozos Fénix 12, 42 y 24.

Durante un período de 5 años (1984-1989) estuvieron en explotación solamente 4 pozos (Fénix 2, 22B, 43,63) con una producción promedio del orden de 12 000 BPD, siendo el pozo Fénix 2 el de mayor producción.

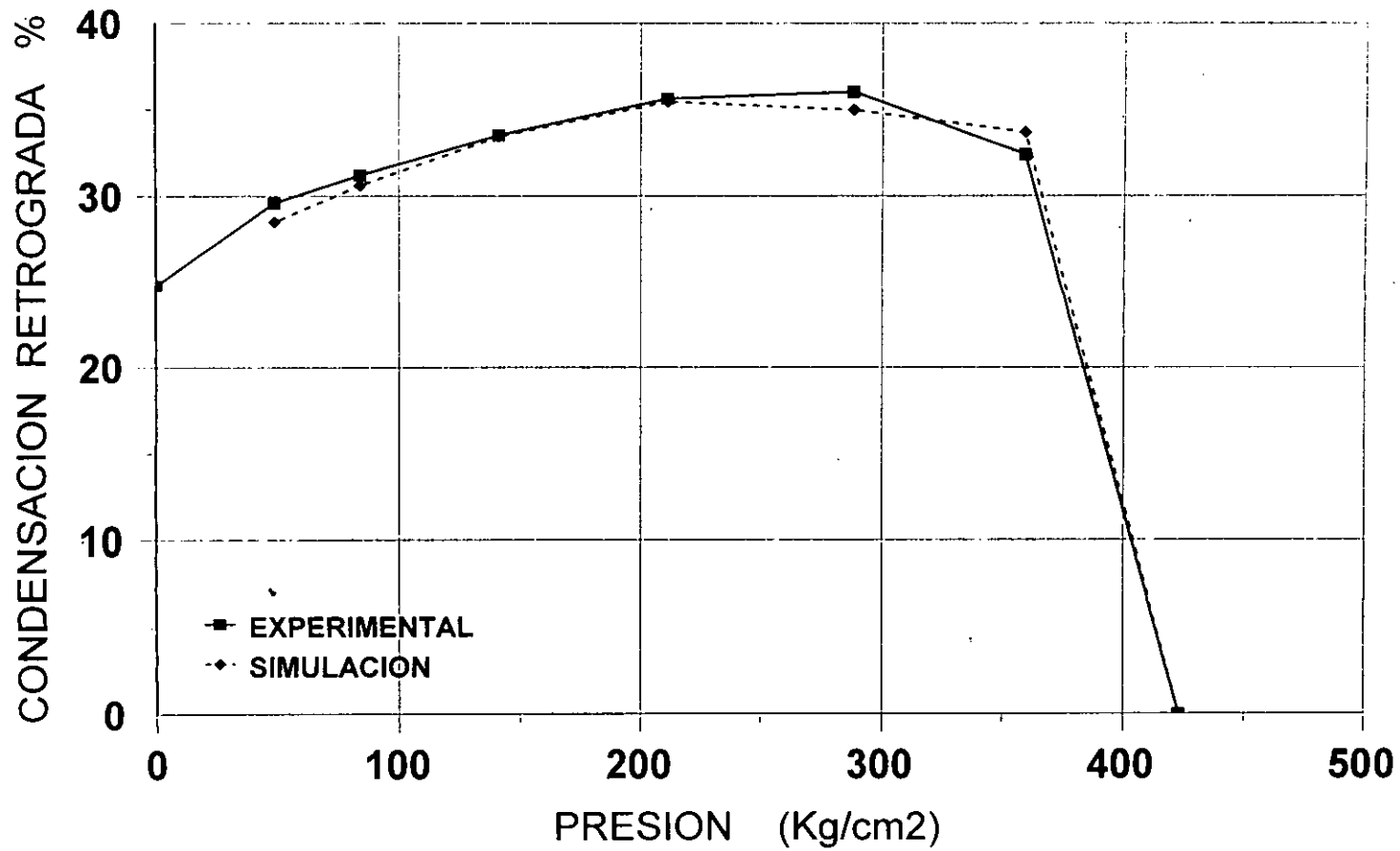


FIG.6.10.- CARACTERIZACION DEL FLUIDO DEL CAMPO FENIX, MUESTRA TOMADA EN EL POZO FENIX 2.

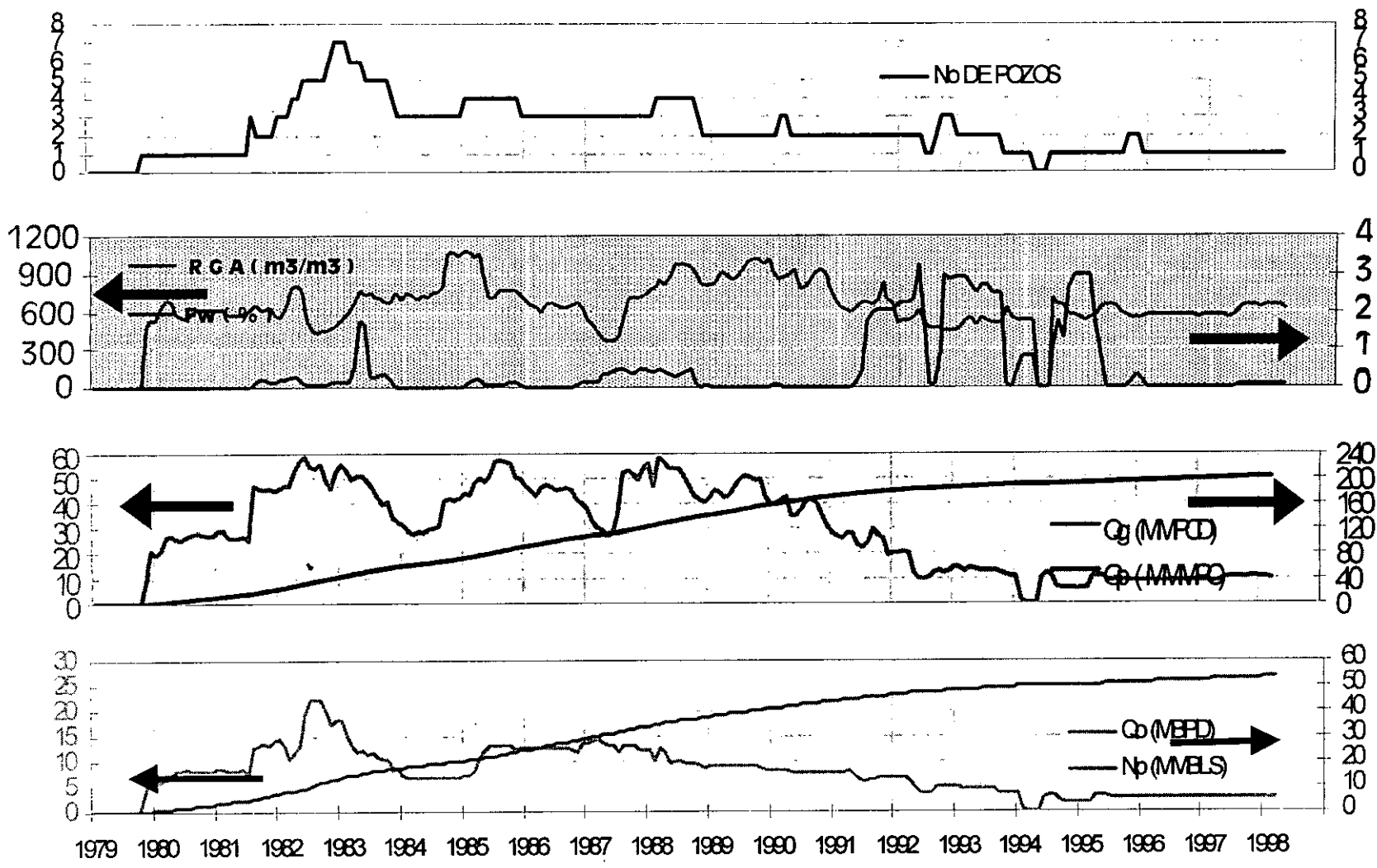


FIG. 6.12 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO FENIX

A partir de 1989 se inicia una disminución en su producción por la invasión de agua y cierre de los pozos Fénix 43, 63 y 12.

De 1989 a 1994 solamente producen los pozos Fénix 2 y 22B con una producción promedio entre 5 000 y 7 000 BPD, y es a partir de 1994 donde prácticamente queda como único pozo productor el Fénix 2 con una producción promedio del orden de 3 000 BPD.

Cabe mencionar que de la producción acumulada, el pozo Fénix 2 ha drenado el 65% de esa producción, manteniendo en los últimos 3 años (1996-1998) una producción prácticamente constante de 3 000 BPD.

Es evidente que el acuífero del yacimiento ha proporcionado energía al mismo durante prácticamente 19 años de explotación (Fig. 6.11), permitiendo que la presión del yacimiento se encuentre por arriba de la presión de saturación.

Posiblemente³⁸ el avance del agua al yacimiento a través del sistema de fracturas fue de tal magnitud que invadió prematuramente los pozos Fénix 12, 43, 63, 22B.

6.2.2.- VALIDACIÓN DEL ANÁLISIS PVT

Para tener la certeza del fluido que se está utilizando represente las características del yacimiento y encontrar variaciones en la composición del gas y condensado, se aplicó la metodología propuesta por Bashbush⁴ de un balance composicional, para encontrar posibles errores en el

proceso de agotamiento a volumen constante efectuado³⁷ en el laboratorio al PVT del pozo Fénix 2, empleando el programa VALCO⁵ para realizar esta validación.

La Fig. 6.13 y Tabla 6.10 presentan los valores originales de las constantes de equilibrio a volumen constante; se observa la inconsistencia principalmente de los componentes nC_5 y C_6 a través de las diferentes etapas de separación.

Como se estableció previamente, empleando el programa VALCO⁵ se procedió a corregir dichas inconsistencias, obteniéndose resultados satisfactorios, los cuales se presentan en la Fig. 6.14 y Tabla 6.11.

6.2.3. CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

Efectuada la validación del PVT se procede a caracterizar el fluido empleando una ecuación de estado; para llevarla a cabo es necesario caracterizar la fracción C_7^+ , ya que de no realizarse la caracterización de esta fracción se podría incurrir en conclusiones erróneas al emplearse como un componente puro en el cálculo del comportamiento de fases, por lo que es importante²³ realizar una pseudoización de componentes, empleando únicamente entre 3 a 5.

La segunda pseudoización final de componentes con la finalidad de ajustar la ecuación de estado debe efectuarse con precaución. Coats²³ afirma que tres pseudocomponentes es suficiente para realizar una simulación composicional. La forma tradicional es efectuar la agrupación final de

**TABLA 6.10. CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) ORIGINALES
PARA EL POZO FENIX 2 TEMPERATURA DE
313 °F.**

| PRESIONES (lb/pg²) | | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|
| COMPONENTE | 6010 | 5100 | 4100 | 3000 | 2000 | 1200 | 700 |
| <i>N2</i> | 1.389 | 1.782 | 2.252 | 3.624 | 5.719 | 11.502 | 21.389 |
| <i>C1</i> | 1.199 | 1.356 | 1.663 | 2.125 | 2.828 | 4.341 | 7.318 |
| <i>CO2</i> | 1.163 | 1.207 | 1.340 | 1.549 | 1.941 | 2.767 | 4.517 |
| <i>C2</i> | 1.077 | 1.069 | 1.089 | 1.201 | 1.411 | 1.955 | 2.905 |
| <i>C3</i> | 1.044 | 0.948 | 0.895 | 0.868 | 0.934 | 1.165 | 1.654 |
| <i>iC4</i> | 0.934 | 0.794 | 0.703 | 0.649 | 0.699 | 0.884 | 1.125 |
| <i>nC4</i> | 0.907 | 0.763 | 0.666 | 0.605 | 0.631 | 0.751 | 0.925 |
| <i>iC5</i> | 0.873 | 0.689 | 0.564 | 0.492 | 0.477 | 0.542 | 0.644 |
| <i>nC5</i> | 0.891 | 0.700 | 0.560 | 0.462 | 0.437 | 0.475 | 0.524 |
| <i>C6</i> | 0.909 | 0.829 | 0.685 | 0.429 | 0.321 | 0.300 | 0.315 |
| <i>C7+</i> | 0.518 | 0.300 | 0.150 | 0.077 | 0.049 | 0.036 | 0.038 |

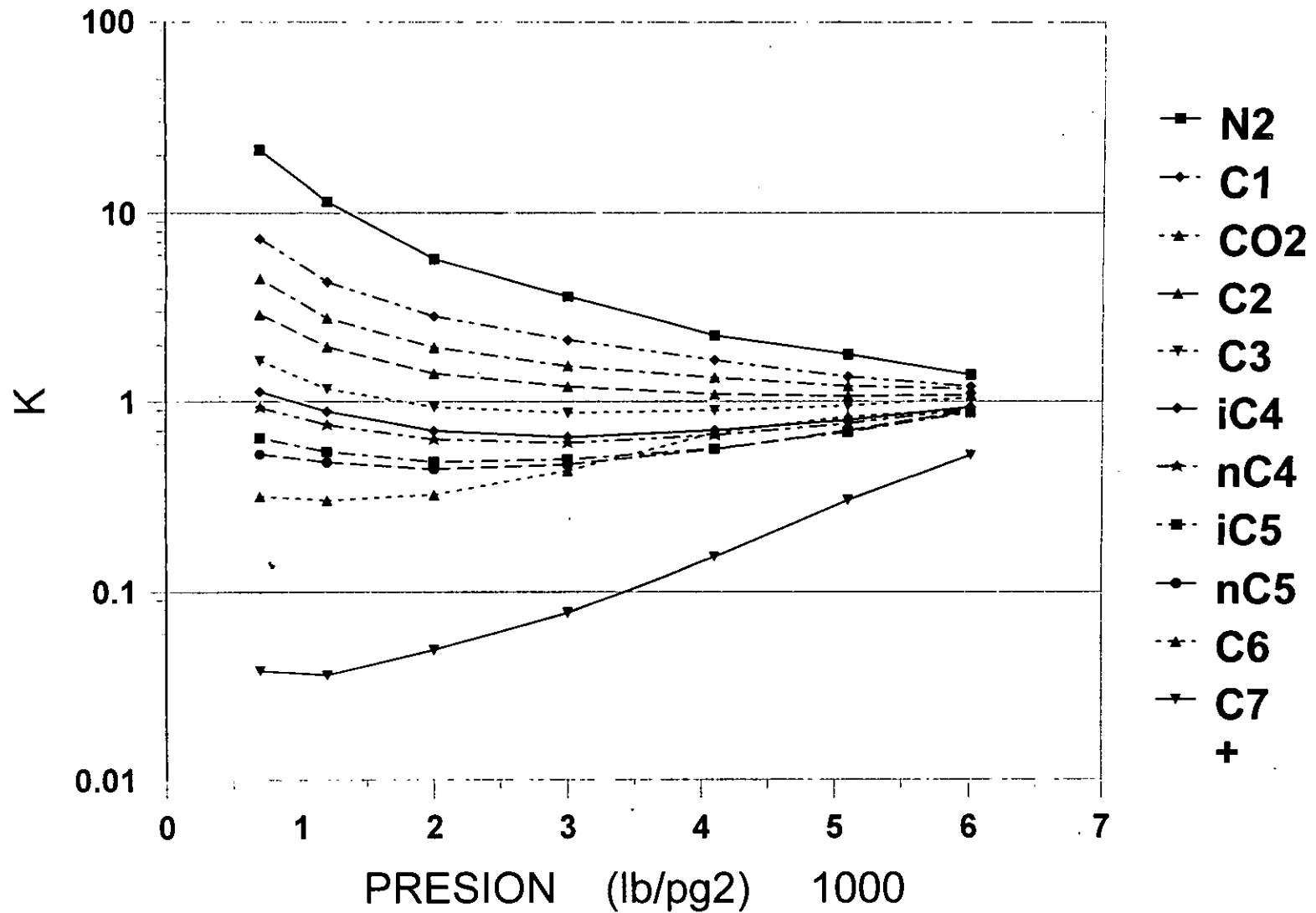


FIG.6.13.- VALORES K DEL ANALISIS ORIGINAL DEL AVC DEL POZO FENIX 2

**TABLA 6.11. CONSTANTES DE EQUILIBRIO (K) CORREGIDAS
PARA EL POZO FENIX 2 TEMPERATURA DE
313 °F.**

| <i>P R E S I O N E S (lb/pg²)</i> | | | | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| <i>COMPONENTE</i> | <i>6010</i> | <i>5100</i> | <i>4100</i> | <i>3000</i> | <i>2000</i> | <i>1200</i> | <i>700</i> |
| <i>N2</i> | <i>1.694</i> | <i>1.767</i> | <i>2.384</i> | <i>3.673</i> | <i>5.870</i> | <i>12.329</i> | <i>25.437</i> |
| <i>C1</i> | <i>1.207</i> | <i>1.365</i> | <i>1.666</i> | <i>2.123</i> | <i>2.797</i> | <i>4.256</i> | <i>7.178</i> |
| <i>CO2</i> | <i>1.146</i> | <i>1.207</i> | <i>1.375</i> | <i>1.653</i> | <i>1.109</i> | <i>3.185</i> | <i>4.945</i> |
| <i>C2</i> | <i>1.055</i> | <i>1.069</i> | <i>1.141</i> | <i>1.261</i> | <i>1.505</i> | <i>2.121</i> | <i>3.139</i> |
| <i>C3</i> | <i>0.995</i> | <i>0.932</i> | <i>0.894</i> | <i>0.866</i> | <i>0.941</i> | <i>1.204</i> | <i>1.667</i> |
| <i>iC4</i> | <i>0.964</i> | <i>0.832</i> | <i>0.737</i> | <i>0.670</i> | <i>0.710</i> | <i>0.903</i> | <i>1.176</i> |
| <i>nC4</i> | <i>0.940</i> | <i>0.797</i> | <i>0.689</i> | <i>0.608</i> | <i>0.636</i> | <i>0.759</i> | <i>1.009</i> |
| <i>iC5</i> | <i>0.897</i> | <i>0.712</i> | <i>0.578</i> | <i>0.494</i> | <i>0.480</i> | <i>0.546</i> | <i>0.649</i> |
| <i>nC5</i> | <i>0.882</i> | <i>0.686</i> | <i>0.546</i> | <i>0.460</i> | <i>0.435</i> | <i>0.473</i> | <i>0.536</i> |
| <i>C6</i> | <i>0.824</i> | <i>0.602</i> | <i>0.434</i> | <i>0.321</i> | <i>0.293</i> | <i>0.271</i> | <i>0.280</i> |
| <i>C7+</i> | <i>0.515</i> | <i>0.300</i> | <i>0.150</i> | <i>0.077</i> | <i>0.049</i> | <i>0.036</i> | <i>0.038</i> |

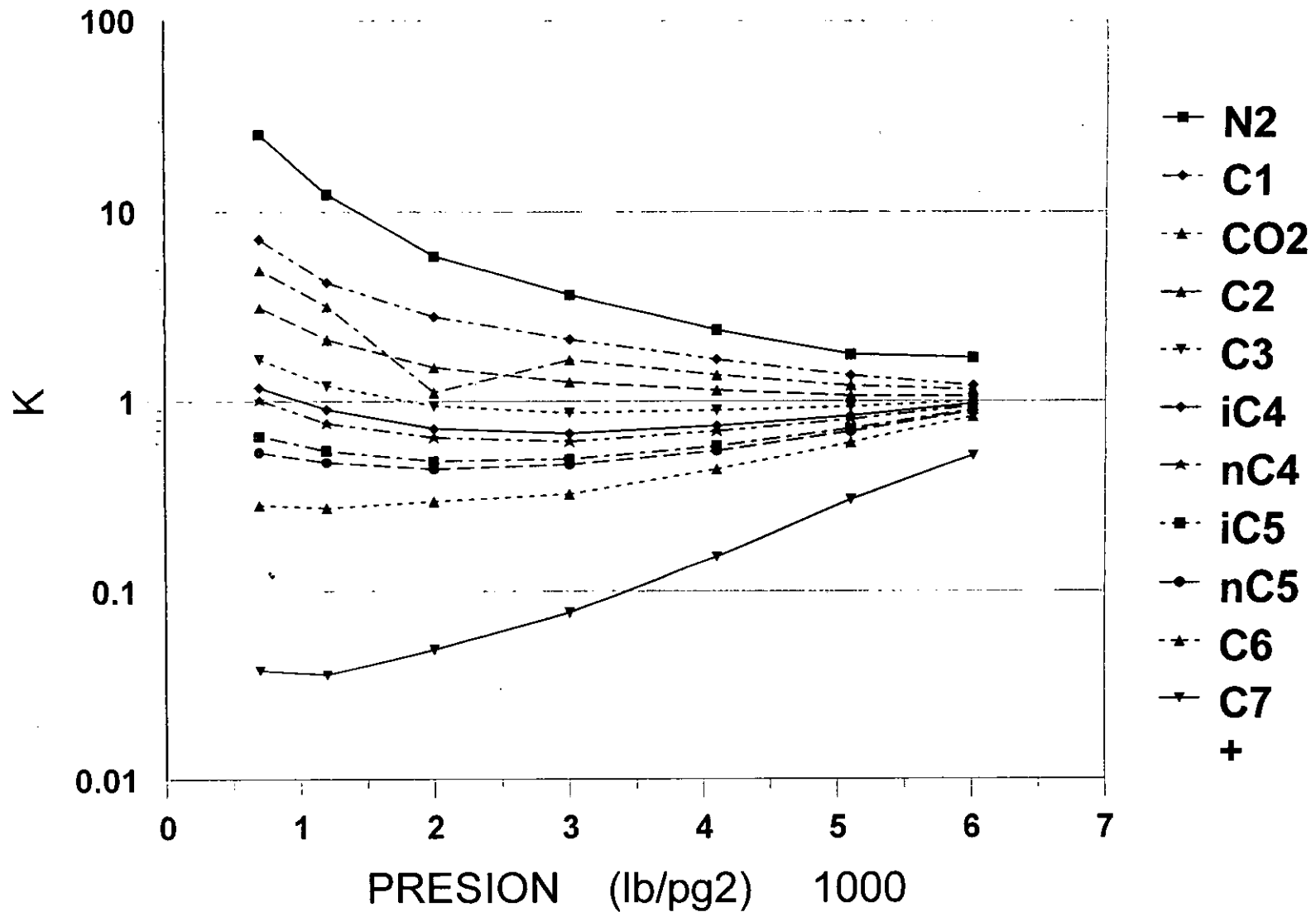


FIG.6.14.- VALORES K DEL ANALISIS CORREGIDO DEL AVC DEL POZO FENIX 2

componentes en base a las temperaturas de ebullición, agrupándose por temperaturas de ebullición muy parecidas.

Hoy en día, se cuenta con paquetes comerciales de bastante exactitud para realizar la caracterización del flujo, para los fines de este trabajo, un parámetro que siempre es evaluado es el factor de desviación en dos fases, el cual tiene un papel importante en la graficación de los datos presión-producción.

La caracterización del fluido se efectuó con el simulador "Intercomp PVT", lográndose reproducir la curva de condensación retrograda y presión de rocío con bastante exactitud. La presión de rocío calculada con el simulador fue de 436.5 kg/cm^2 , valor muy cercano al obtenido en el laboratorio de 437 kg/cm^2 . La Fig. 6.15 presenta la comparación entre la curva de rocío retrograda obtenida con el simulador y los datos obtenidos del laboratorio. La Fig. 6.16 presenta una comparación de los resultados PVT experimentales y los obtenidos por medio de la ecuación de estado (EDE)

6.2.4.- CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

La Tabla 6.12 muestra las propiedades del pozo Fénix 2 como una función de la presión; estas fueron obtenidas empleando la ecuación de estado (EDE) desarrollada por Redlich – Kwong. La presión inicial es 610.2 Kg/Cm^2 y una temperatura de $156 \text{ }^\circ\text{C}$, $43.8 \text{ }^\circ\text{API}$, una presión de rocío de 423.2 Kg/Cm^2 como se comentó anteriormente los

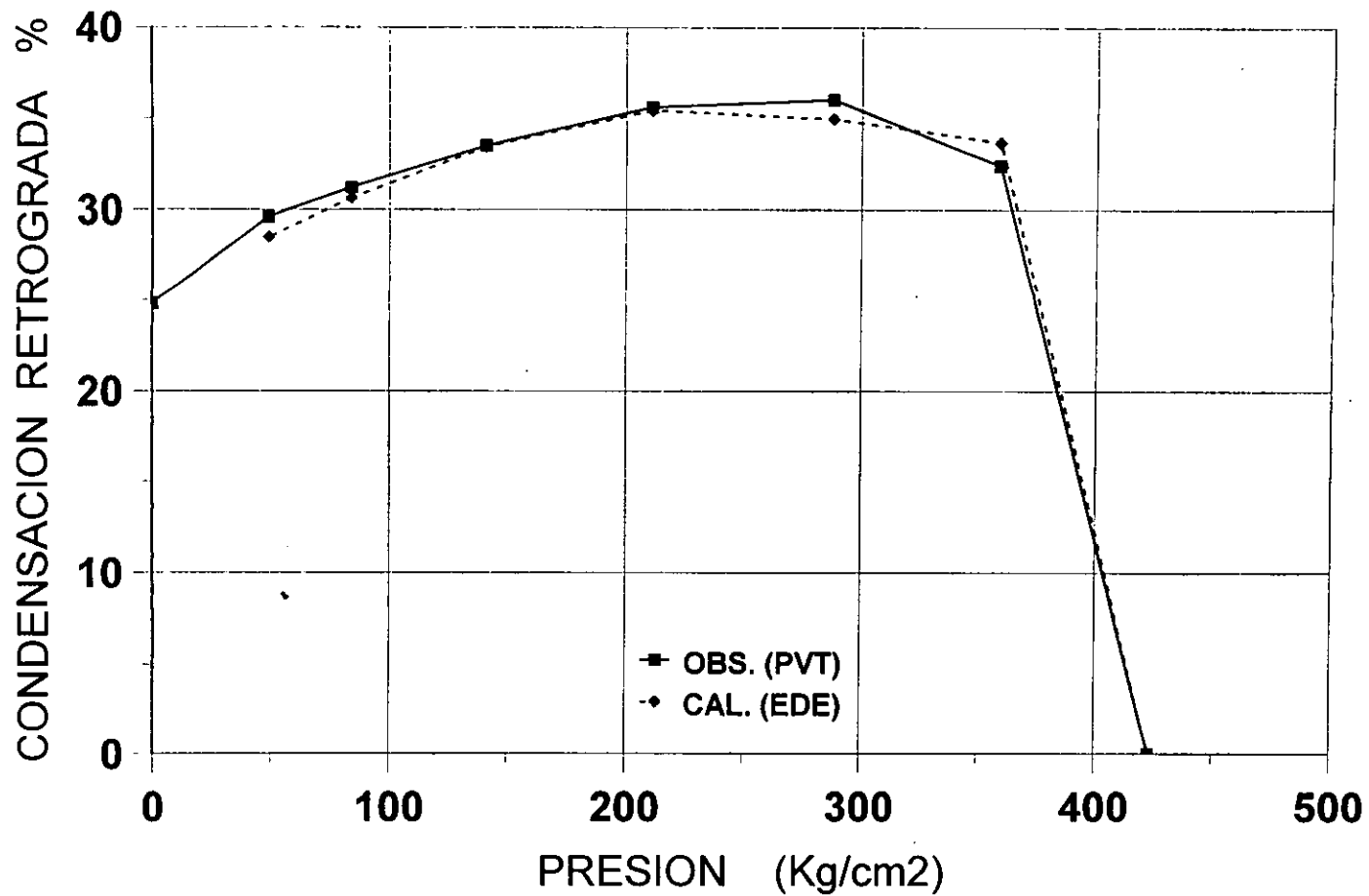


FIG.6.15.- CARACTERIZACION DEL FLUIDO DEL POZO FENIX 2.

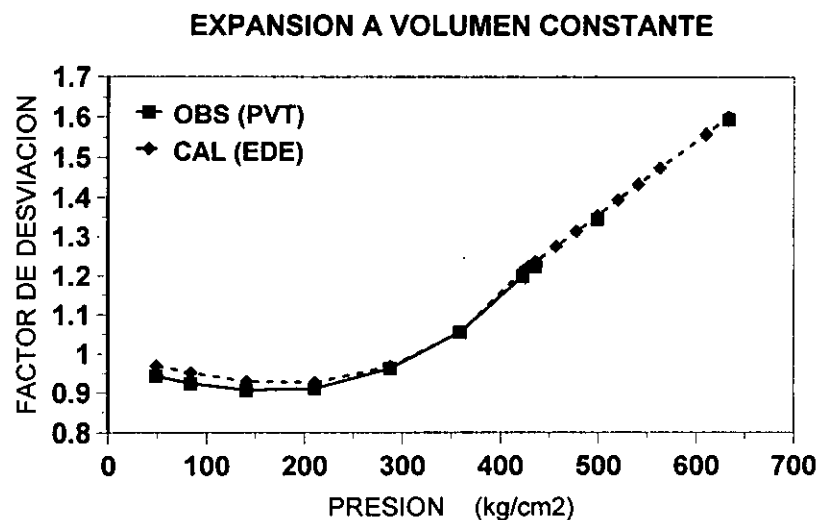
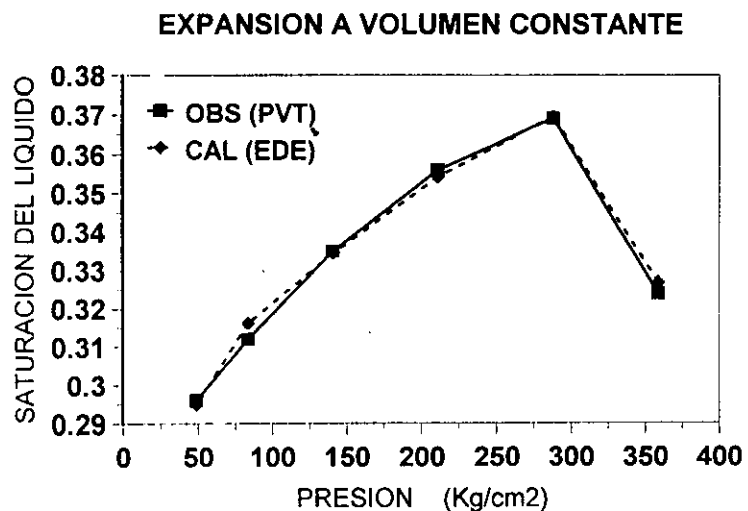
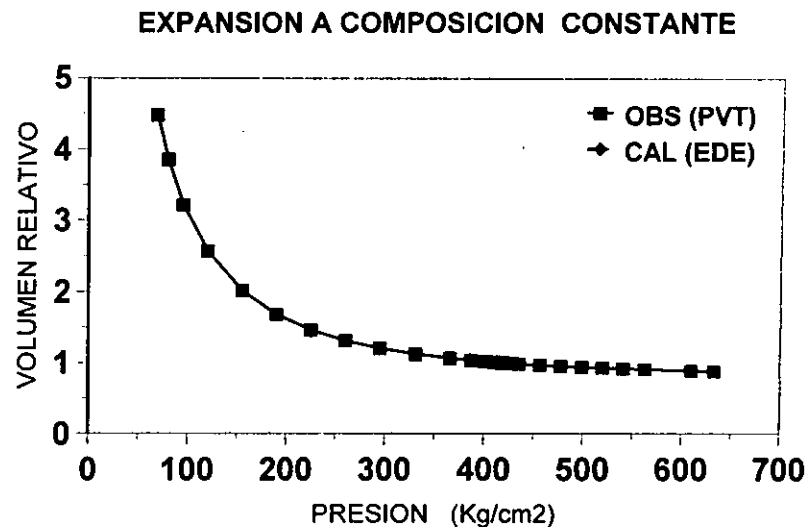
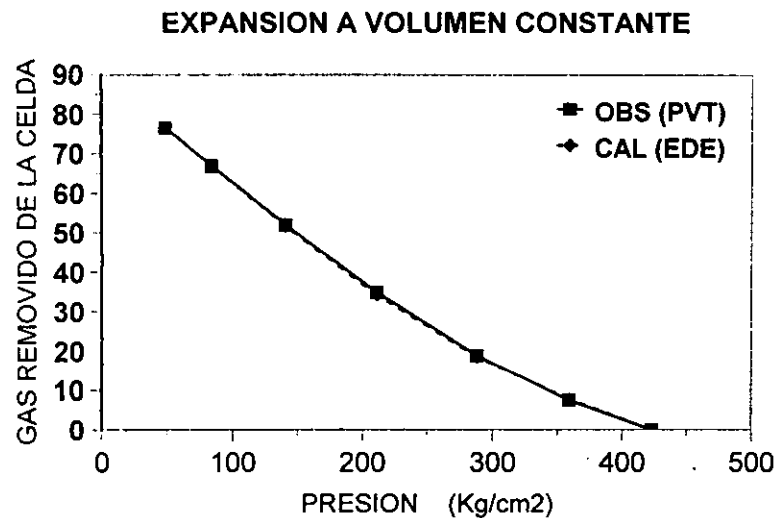


FIG.6.16.- COMPARACION DE LOS RESULTADOS PVT EXPERIMENTALES Y LOS OBTENIDOS POR MEDIO DE LA EDE.

hidrocarburos del campo Fénix presentan una alta condensación retrógrada del 36 %.

TABLA 6.12. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS POZO FÉNIX 2

| PRESION KG / CM² | VOLUMEN LIQUIDO | Z | DENSIDAD | | VISCOSIDAD | |
|--|----------------------------|----------|-----------------|------------|-------------------|------------|
| | | | LIQUIDO | GAS | LIQUIDO | GAS |
| 423 | 0.0000 | 1.1977 | 0.0000 | 1.2919 | 0.0723 | 0.0612 |
| 422 | 0.0000 | 1.1972 | 0.4517 | 1.2917 | 0.0723 | 0.0612 |
| 359 | 0.3368 | 1.0545 | 0.4569 | 1.2096 | 0.1006 | 0.0420 |
| 288 | 0.3495 | 0.963 | 0.4665 | 1.1207 | 0.1182 | 0.0319 |
| 211 | 0.3542 | 0.9109 | 0.4810 | 1.0291 | 0.1367 | 0.0231 |
| 141 | 0.3344 | 0.9066 | 0.5002 | 0.9450 | 0.1657 | 0.0180 |
| 84 | 0.3062 | 0.9241 | 0.5233 | 0.8837 | 0.2010 | 0.0158 |
| 49 | 0.2849 | 0.9431 | 0.5481 | 0.8541 | 0.2284 | 0.0148 |

La Tabla 6.13 presenta información de comportamiento de la presión y producción de líquido y gas desde el inicio de su vida productiva.

TABLA 6.13. DATOS DE PRESIÓN – PRODUCCIÓN REALES.

| <i>FECHA</i> | <i>PRESIÓN</i> <i>Kg/Cm2 PSIA</i> | <i>GLP</i> <i>MMBLS</i> | <i>Gp</i> <i>MMMPC</i> |
|--------------------|--------------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| <i>31-Ene-1980</i> | <i>601.1</i> | <i>0.527</i> | <i>1.536</i> |
| <i>31-Ene-1981</i> | <i>567.9</i> | <i>3.390</i> | <i>11.256</i> |
| <i>31-Ene-1982</i> | <i>542.0</i> | <i>7.363</i> | <i>24.508</i> |
| <i>31-Ene-1983</i> | <i>522.3</i> | <i>13.707</i> | <i>43.733</i> |
| <i>31-Ene-1984</i> | <i>507.9</i> | <i>17.712</i> | <i>59.525</i> |
| <i>31-Ene-1985</i> | <i>497.7</i> | <i>20.273</i> | <i>72.101</i> |
| <i>31-Ene-1986</i> | <i>491.1</i> | <i>24.609</i> | <i>90.886</i> |
| <i>31-Ene-1987</i> | <i>487.3</i> | <i>29.269</i> | <i>107.016</i> |
| <i>31-Ene-1988</i> | <i>485.4</i> | <i>34.019</i> | <i>122.242</i> |
| <i>31-Ene-1989</i> | <i>484.9</i> | <i>37.636</i> | <i>140.175</i> |
| <i>31-Ene-1990</i> | <i>485.1</i> | <i>40.826</i> | <i>156.983</i> |
| <i>31-Ene-1991</i> | <i>485.8</i> | <i>43.725</i> | <i>170.580</i> |
| <i>31-Ene-1992</i> | <i>486.5</i> | <i>46.250</i> | <i>179.685</i> |
| <i>31-Ene-1993</i> | <i>487.0</i> | <i>48.054</i> | <i>184.770</i> |
| <i>31-Ene-1994</i> | <i>487.2</i> | <i>49.586</i> | <i>189.360</i> |
| <i>31-Ene-1995</i> | <i>487.0</i> | <i>50.133</i> | <i>191.187</i> |
| <i>31-Ene-1996</i> | <i>486.6</i> | <i>51.127</i> | <i>194.486</i> |

En la Figura 6.17 puede observarse el empleo del método de Havlena – Odeh para evaluar el volúmen original de hidrocarburos en un yacimiento de gas y condensado con alto contenido de condensado y entrada de agua, así mismo, en la tabla 6.14 se hace una comparación

de este valor con el obtenido por medio de un simulador numérico composicional.

TABLA 6.14. COMPARACIÓN DEL VALOR OBTENIDO DEL VOLÚMEN ORIGINAL PARA EL CAMPO FÉNIX

| METODO | VOLÚMEN ORIGINAL |
|---------------------------|-------------------------|
| | (MMMPC) |
| <i>HAVLENA - ODEH</i> | 283.463 |
| <i>SIMULADOR NUMÉRICO</i> | 320 - 350 |

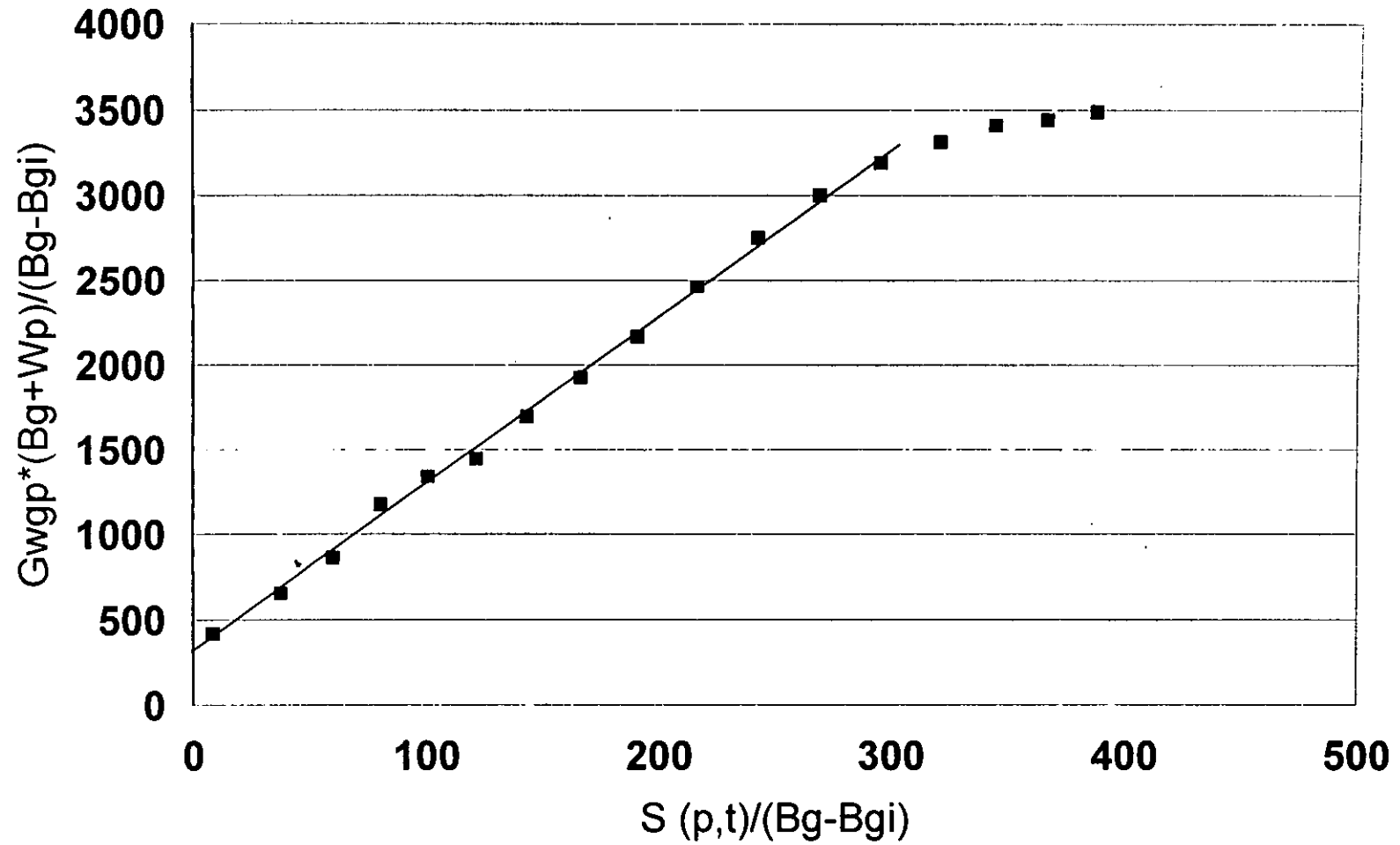


FIG.6.17 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL PARA EL CAMPO FENIX.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo principal de esta tesis ha sido el presentar la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia (EBM), a los yacimientos de gas y condensado que se explotan actualmente en el área del Mesozoico Tabasco-Chiapas

Con base en los resultados de esta tesis, se pueden presentar las conclusiones siguientes:

- 1.- El Balance de Materia constituye una herramienta sencilla y práctica para evaluar el volumen de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado.*
- 2.- La condensación de líquidos obtenida para los yacimientos encontrados en México, difiere de la mayoría de los casos presentados en la literatura técnica, debido a que es en general bastante más elevada.*
- 3.- Se presenta una descripción de los métodos utilizados en el análisis de este tipo de yacimientos.*
- 4.- Algunos yacimientos de gas y condensado descubiertos, se encuentran frecuentemente cerca o inicialmente a sus presiones de punto de rocío, como es el caso del Campo Giraldas presentado en este trabajo.*

- 5.- *Los métodos de Havlena-Odeh y de Cole son los más útiles para evaluar el volumen original de hidrocarburos considerando el empuje de agua.*
- 6.- *Con la finalidad de evaluar de manera más rápida y precisa el volumen original de hidrocarburos, las ecuaciones de Balance de Materia para yacimientos de gas y condensado se expresan frecuentemente en la forma de una ecuación de línea recta.*
- 7.- *Se desarrolló un paquete de cómputo con la finalidad de proporcionar al analista de yacimientos un medio simplificado de evaluar el volumen original de hidrocarburos para yacimientos de gas y condensado, con comportamiento natural y entrada de agua.*

REFERENCIAS

- 1.- Méndez, L. T., y Teyssier, S.J.: "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", *Revista I.M.P. (octubre 1979) vol XI, N° 4, 21- 23.*
- 2.- Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering, Prentice Hall Inc., Englewood Clifts, N.J. (1959).
- 3.- Cole, F.W.: Reservoir Engineering Manual, Gulf Publishing Company, Houston 1969. Capítulos 11 y 12.
- 4.- Bashbush, J. L.: " A Method to Determine K Values From Laboratory Data and Its Applications ", Artículo SPE N° 10127 presentado en el 56 th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio Texas, Octubre 5-7, 1981.
- 5.- Mazariegos, C. E.: " Desarrollo de un Paquete de Cómputo (VALCO) para Determinar la Consistencia de un Análisis Composicional ", Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1990.
- 6.- Vo, T. D., Jones, R. J., y Raghavan, R.: "Performance Predictions for Gas-Condensate Reservoirs", *SPE Formation Evaluation J. (Dec. 1989) 576 - 584.*
- 7.- Samaniego, V. F.: "Apuntes de Clase: Ingeniería de Yacimientos de Gas ", División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 1990.
- 8.- Hagoort, J.: Fundamentals of Gas Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam (1988).
- 9.- Dake, L.P.: Fundamentals of Gas Reservoir Engineering, Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, 1978.
- 10.- Vo., T. D., Camacho, V. R. y Raghavan, R.: " A Unified Treatment of Materials Balance Computations", Artículo CIM/SPE- 90 - 37 presentado en el CIM PETROL SOC/SPE INT TECHT MTG, Calgary, Can., 10 - 13/Jun, 1990.

- 11.- Martínez, M. V. H., Camas, J. I. y Ortega, G. H. G: " Campo Girdaldas: "Análisis de las Condiciones Actuales de Explotación", Ingeniería de Yacimientos, Z. S., Petróleos Mexicanos, Marzo 1990.
- 12.- Jones, J. R.: "Computation and Analysys of Simple Well Responses for Gas Condensate Systems, Ph. D. Dissertation, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma (1985).
- 13.- Bruns, J. R., Fetkovich, M. J. y Meitzen, V.C.: "The Effect of Water on P/Z Cumulative Gas Production Curves", Jour. Pet. Tech. (Marzo 1965) 287 - 291.
- 14.- Agarwal, R.G., Al-Hussainy, R. y Ramey Jr. H.: "The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs", Jour. Pet. Tech. (Nov. 1965) 1336-1342.
- 15.- Wang, B., y Teasdale, T.S.: " Gaswat-PC: A Microcomputer Program for Gas Material Balance with Water Influx, " artículo SPE 16444 presentado en el 2nd SPE Petrol. Ind. Appl. of Microcomputers Symp. , Montgomery, Texas; June 1987.
- 16.- Klins, M. A., Bouchard, A.J. y Cable C.L.: " A Polynomial Approach to the Van Everdingen - Hurst Dimensionless Variables for Water Encroachment", SPE Reservoir Engineering, Jour. (Feb 1988) 320-326.
- 17.- Facultad de Ingeniería, Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos, U.N.A.M., México, D.F.
- 18.- Havlena, D.; Odeh, A. S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight Line", Jour. Pet. Tech. (Agosto, 1963) 896 - 900.
- 19.- Havlena, D., Odeh, A.S.: "The Material Balance as an Equation of a Straight Line Part II, Field Cases", Jour. Pet. Tech. (julio 1964) 815-822.
- 20.- Fong, A. J.L.: " Caracterización Composicional, la Importancia de la Discretización de la Información y Estudios PVT para la Simulación Matemática del Campo Jujo-Tecominoacán", Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1990.

- 21.- Fong, A. J.L. y Samaniego V. F.: "Método para Caracterizar los Fluidos de Yacimientos que presentan Composición Variable", *Ingeniería Petrolera* (Febrero 1992) 5-20.
- 22.- Coats, K. H., " Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance", *J. Pet. Tech.* (october, 1985) 1870 - 1886.
- 23.- Coats, K. H., y Smart, G.T.: "Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data, *SPE Reservoir Engineering* (Mayo 1986) 277-299.
- 24.- Computer Modeling Group (CMG).: " Equation of State Compositional Model, GEM", Calgary, Canada.
- 25.- Scientific Software - Intercomp PVT Program, Versión 4.0.2., Denver, Colorado.
- 26.- Humes, R.: " Computer Analysis Performance Curves", *Oil and Gas Journal*, V.69, N° 5 (Feb 1, 1971) 76-78.
- 27.- Core Laboratories Inc.: "Reservoir fluid Study for Petróleos Mexicanos, Giralda32 Well México", RFL 80341, November 4, 1980.
- 28.- Core, Laboratories Inc.: " Reservoir Fluid Study for Petróleos Mexicanos, Giralda 2, Well México, RFL 77531, December 16, 1977.
- 29.- García, Hernández Héctor.: "Desarrollo de un Simulador Numérico Radial para Yacimientos de Gas y Condensado, Considerando el Efecto de Alta Velocidad", Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 1995
- 30.- Sinha, Mihir K.: " Estimación of Gas in Place Using Optimal Control Theory ", *SPE* 5894.
- 31.- Walsh, M.P.: Artículo " A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations ", *J. Can. Pet. Tech.* Vol 34, No. 1 (Enero 1995) 55 - 63.

- 32.- *Walsh, M.P., Ansah, J., y Raghavan R.: " The New Generalized Material Balance As an Equation of a Straight - Line: Part I Applications to Undersaturated and Volumetric Reservoirs, artículo SPE 27684 presentado en el 1994 Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Marzo 16 - 18, 1994, Midland, TX.*
- 33.- *Walsh, M.P., Ansah, J., y Raghavan R.: " The New Generalized Material Balance As an Equation of a Straight-Line: Part II Applications to Saturated and Non Volumetric Reservoirs", artículo SPE 27728 presentado en el 1994 Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Marzo 16 - 18, 1994, Midland, TX.*
- 34.- *Santos, R. y Whittaker, R.: " PC Program Corrects Dry - Gas Data to Get Wet-Gas Production", Oil and Gas Journal (23 Enero 1989) 61 - 64.*
- 35.- *Alfredo León García, Fernando Samaniego V., José Luis Pérez H., Pemex y U.N.A.M., Fabián López C., Edgar Urguieta y Santiago Rivas G, I.M.P.: A study of Water Injection In Structural Relief Gas and Condensate Reservoirs" artículo SPE No. 39887 presentado en el SPE International Petroleum Conference and Exhibition of México, Villahermosa, Tabasco, México, Marzo 3-5, 1998.*
- 36.- *Región Sur, Distrito. Cárdenas, Superintendencia de Producción. "Informe Anual y Memoria Descriptiva de las Instalaciones del Distrito" 1996. Pags. 170-177.*
- 37.- *Core Laboratories Inc. " Reservoir Fluid Study for Petróleos Mexicanos, Fénix No 2 well", RFL 81 140, Agust 4, 1981.*
- 38.- *León, Alfredo G, Comunicación personal.*

NOMENCLATURA

- B_g = Factor de Volumen del gas, m_{ce}^3 / m_{cy}^3
- B_{gi} = Factor de Volumen del gas a la presión inicial, m_{cy}^3 / m_{ce}^3
- B_w = Factor de Volumen del agua, m_{cy}^3 / m_{ce}^3
- c_e = Compresibilidad Efectiva, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c = Compresibilidad de la formación, $(lb/pg^2)^{-1}$
- c_w = Compresibilidad del agua, $(lb/pg^2)^{-1}$
- E_g = Expansión del gas, definida en la Ec. 4.31
- E_R = Eficiencia de Recuperación, %
- G = Volumen Original de Gas, MMP_{ce}^3
- G_{LP} = Producción Acumulativa de Condensado, MMP_{ce}^3
- G_p = Producción Acumulativa de Gas Seco, MMP_{ce}^3
- G_{WGP} = Producción Acumulativa de Gas Húmedo, MMP_{ce}^3
- h = Espesor neto.
- K_c = Factor de Conversión del Condensado.
- K_i = Constante de Equilibrio del Componente, i
- L = Fracción mol líquido.
- M_{COND} = Peso molecular del condensado, definido por Ec. 4.34
- n = 1 Mole de fluido.
- n_h = Número de moles de hidrocarburos.

- n_{hi} = *Número original de moles.*
 n_{hp} = *Número original de moles acumulativos.*
 p = *Presión, lb/pg².*
 p_a = *Presión de abandono, lb/pg².*
 p = *Presión inicial, lb/pg².*
 p_{ce} = *Presión a condiciones standard, lb/pg².*
 R_{MLGp} = *Relación molar acumulativa condensado/gas.*
 R_{MLG} = *Relación molar inicial condensado/gas.*
 S_w = *Saturación promedio de agua, %.*
 S_{wi} = *Saturación promedio de agua inicial. %.*
 t = *Tiempo, días*
 T = *Temperatura del yacimiento, °F.*
 T_{ce} = *Temperatura a condiciones standard, °F.*
 V = *Fracción mol de vapor.*
 V_b = *Volumen poroso de la formación productora, P³.*
 W_e = *Entrada de agua al yacimiento.*
 W_p = *Producción Acumulativa de agua, m³.*
 X_i = *Fracción mol del componente i, fase vapor.*
 Y_i = *Fracción mol del componente i, fase líquida.*
 z = *Factor de desviación del gas.*

z_i = *Factor de desviación del gas a la presión inicial.*

z_{zf} = *Factor de desviación del gas en dos fases.*

ρ = *Densidad molar, definida por la Ec. 4.44*

Φ = *Porosidad, %.*

APÉNDICE A

Programa de cómputo empleado para estimar por medio de la ecuación de Balance de materia el volumen original en yacimientos con alto contenido de condensado, a continuación se presenta el listado del programa en lenguaje de programación Visual Basic (Versión 6.0).

FrmAcercade

Option Explicit

'Derechos reservados (2000-2001) Carlos Ernesto Custodio Cadena
(carlos1975@lycos.com)

' Opciones de seguridad de clave del Registro...

Const READ_CONTROL = &H20000

Const KEY_QUERY_VALUE = &H1

Const KEY_SET_VALUE = &H2

Const KEY_CREATE_SUB_KEY = &H4

Const KEY_ENUMERATE_SUB_KEYS = &H8

Const KEY_NOTIFY = &H10

Const KEY_CREATE_LINK = &H20

Const KEY_ALL_ACCESS = KEY_QUERY_VALUE + KEY_SET_VALUE +
KEY_CREATE_SUB_KEY + KEY_ENUMERATE_SUB_KEYS +
KEY_NOTIFY + KEY_CREATE_LINK + READ_CONTROL

' Tipos ROOT de clave del Registro...

Const HKEY_LOCAL_MACHINE = &H80000002

Const ERROR_SUCCESS = 0

Const REG_SZ = 1 ' Cadena Unicode terminada en valor nulo

Const REG_DWORD = 4 ' Número de 32 bits

Const gREGKEYSYSINFOLOC = "SOFTWARE\Microsoft\Shared Tools Location"

Const gREGVALSYSINFOLOC = "MSINFO"

Const gREGKEYSYSINFO = "SOFTWARE\Microsoft\Shared Tools\MSINFO"

Const gREGVALSYSINFO = "PATH"

Private Declare Function RegOpenKeyEx Lib "advapi32" Alias "RegOpenKeyExA"
(ByVal hKey As Long, ByVal lpSubKey As String, ByVal ulOptions As Long, ByVal
samDesired As Long, ByRef phkResult As Long) As Long

Private Declare Function RegQueryValueEx Lib "advapi32" Alias "RegQueryValueExA"
(ByVal hKey As Long, ByVal lpValueName As String, ByVal lpReserved As Long, ByRef
lpType As Long, ByVal lpData As String, ByRef lpcbData As Long) As Long

Private Declare Function RegCloseKey Lib "advapi32" (ByVal hKey As Long) As Long

Private Sub cmdSysInfo_Click()

Call StartSysInfo

End Sub

Private Sub cmdOK_Click()

Unload Me

End Sub

```

Private Sub Form_Load()
    Me.Caption = "Acerca de " & App.Title
    lblVersion.Caption = "Versión " & App.Major & "." & App.Minor & "." &
App.Revision
    lblDescription.Caption = App.FileDescription
    lblTitle.Caption = App.Title
    lblDisclaimer = App.LegalCopyright
End Sub

Public Sub StartSysInfo()
    On Error GoTo SysInfoErr

    Dim rc As Long
    Dim SysInfoPath As String

    ' Intentar obtener ruta de acceso y nombre del programa de Info. del sistema a partir del
Registro...
    If GetKeyValue(HKEY_LOCAL_MACHINE, gREGKEYSYSINFO,
gREGVALSYSINFO, SysInfoPath) Then
        ' Intentar obtener sólo ruta del programa de Info. del sistema a partir del Registro...
        ElseIf GetKeyValue(HKEY_LOCAL_MACHINE, gREGKEYSYSINFOLOC,
gREGVALSYSINFOLOC, SysInfoPath) Then
            ' Validar la existencia de versión conocida de 32 bits del archivo
            If (Dir(SysInfoPath & "\MSINFO32.EXE") <> "") Then
                SysInfoPath = SysInfoPath & "\MSINFO32.EXE"

                ' Error: no se puede encontrar el archivo...
            Else
                GoTo SysInfoErr
            End If
        ' Error: no se puede encontrar la entrada del Registro...
    Else
        GoTo SysInfoErr
    End If

    Call Shell(SysInfoPath, vbNormalFocus)

    Exit Sub
SysInfoErr:
    MsgBox "La información del sistema no está disponible en este momento", vbOKOnly
End Sub

Public Function GetKeyValue(KeyRoot As Long, KeyName As String, SubKeyRef As
String, ByRef KeyVal As String) As Boolean
    Dim i As Long                                ' Contador de bucle
    Dim rc As Long                                ' Código de retorno

```

```

Dim hKey As Long                ' Controlador de una clave de Registro
abierta
Dim hDepth As Long            '
Dim KeyValType As Long        ' Tipo de datos de una clave de Registro
Dim tmpVal As String          ' Almacenamiento temporal para un valor
de clave de Registro
Dim KeyValSize As Long        ' Tamaño de variable de clave de
Registro
'-----
' Abrir clave de registro bajo KeyRoot {HKEY_LOCAL_MACHINE...}
'-----
rc = RegOpenKeyEx(KeyRoot, KeyName, 0, KEY_ALL_ACCESS, hKey) ' Abrir clave
de Registro

If (rc <> ERROR_SUCCESS) Then GoTo GetKeyError    ' Error de controlador...

tmpVal = String$(1024, 0)        ' Asignar espacio de variable
KeyValSize = 1024                ' Marcar tamaño de variable

'-----
' Obtener valor de clave de Registro...
'-----
rc = RegQueryValueEx(hKey, SubKeyRef, 0, _
    KeyValType, tmpVal, KeyValSize) ' Obtener o crear valor de clave

If (rc <> ERROR_SUCCESS) Then GoTo GetKeyError    ' Controlar errores

If (Asc(Mid(tmpVal, KeyValSize, 1)) = 0) Then    ' Win95 agregar cadena terminada
en valor nulo...
    tmpVal = Left(tmpVal, KeyValSize - 1)        ' Encontrado valor nulo, se va a
quitar de la cadena
Else                                            ' En WinNT las cadenas no terminan en valor nulo...
    tmpVal = Left(tmpVal, KeyValSize)            ' No se ha encontrado valor nulo, sólo
se va a extraer la cadena
End If
'-----
' Determinar tipo de valor de clave para conversión...
'-----
Select Case KeyValType                    ' Buscar tipos de datos...
Case REG_SZ                                ' Tipo de datos String de clave de Registro
    KeyVal = tmpVal                        ' Copiar valor de cadena
Case REG_DWORD                            ' Tipo de datos Double Word de clave del
Registro
    For i = Len(tmpVal) To 1 Step -1        ' Convertir cada bit
        KeyVal = KeyVal + Hex(Asc(Mid(tmpVal, i, 1))) ' Generar valor carácter a
carácter
    Next

```

```

    KeyVal = Format$("&h" + KeyVal)           ' Convertir Double Word a cadena
End Select

GetKeyValue = True                          ' Se ha devuelto correctamente
rc = RegCloseKey(hKey)                      ' Cerrar clave de Registro
Exit Function                               ' Salir

GetKeyError: ' Borrar después de que se produzca un error...
    KeyVal = ""                             ' Establecer valor a cadena vacía
    GetKeyValue = False                     ' Fallo de retorno
    rc = RegCloseKey(hKey)                  ' Cerrar clave de Registro
End Function

```

FrmEBMConAgua

Option Explicit

'Derechos reservados (2000-2001) Carlos Ernesto Custodio Cadena
(carlos1975@lycos.com)

```
Private Sub AGN_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And AGN.Text <> "" Then
    RGA3m3.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub AGN_LostFocus()
If AGN.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal AGN
End If
End Sub
```

```
Private Sub AMN_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And AMN.Text <> "" Then
    AGN.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub AMN_LostFocus()
If AMN.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal AMN
End If
End Sub
```

```
Private Sub cmdAgregar_Click()
On Error GoTo Z
Dim NDias As Byte
Dim Anio As Integer
Dim Mes As Byte
Dim AnioL As Integer
Dim AnioR As Integer
Dim W As Integer
Dim U As Integer
Dim V As Integer
Dim GMN As Double
Dim GA As Double
```

```

Dim AMNV As Double
Dim AACummmmp3 As Double
Dim AGNV As Double
Dim AGN1 As Double
Dim PISA As Double
Dim Tmp As Long
Dim Z As Double
Dim Bg As Double
Dim Bg1 As Double
Dim BgBg1 As Double
Dim GAA As Double
Dim GAP3 As Double
Dim GA1 As Double
Dim GMN1 As Double
Dim GPWL As Double
Dim WP As Double
Dim SDptDA As Double
If Pozo.Text = "" Or T.Text = "" Or Fecha.Text = "" Or AMN.Text = "" Or AGN.Text = ""
Or RGAm3m3.Text = "" Or RGAPO.Text = "" Or Tiempo.Text = "" Or
SumDptDAIfa.Text = "" Then
    MsgBox "Debe proporcionar todos los datos que se le piden", 32, "EBMygc"
    Exit Sub
End If
'Poner los datos en la tabla de datos.
Datos.Rows = Datos.Rows + 1
Datos.Row = Datos.Rows - 1
If Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "01" Or Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "03" Or Mid$(Fecha.Text, 4,
2) = "05" Or Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "07" Or Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "08" Or
Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "10" Or Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "12" Then
    NDias = 31
End If
If Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "04" Or Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "06" Or Mid$(Fecha.Text, 4,
2) = "09" Or Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "11" Then
    NDias = 30
End If
If Mid$(Fecha.Text, 4, 2) = "02" Then
    NDias = 28
    Anio = CInt(Mid$(Fecha.Text, 7, 4))
    AnioL = CInt(Mid$(Fecha.Text, 7, 2))
    AnioR = CInt(Mid$(Fecha.Text, 9, 2))
    W = Anio Mod 400
    U = AnioL Mod 4
    V = AnioR Mod 4
    If W = 0 And V = 0 Then
        NDias = 29
    End If
    If W <> 0 And V = 0 Then

```



```

    NDias = 29
End If
End If
Datos.Col = 0 'Número de días en el mes
Datos.Text = NDias
Datos.Col = 1 'Fecha
Datos.Text = Fecha.Text
Datos.Col = 2 'Aceite mensual neto
AMNV = CSng(AMN.Text)
Datos.Text = Format$(AMNV, "#0.0000000000")
Datos.Col = 3 'Aceite diario promedio mensual
    Datos.Text = AMNV / NDias
    Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 4 'Gas acumulado
If Datos.Row = 1 Then
    GA = AMNV / 1000000
    Datos.Text = Format$(GA, "#0.0000000000")
Else
    Datos.Row = Datos.Rows - 2
    GA1 = CSng(Datos.Text)
    Datos.Row = Datos.Rows - 1
    GA = (AMNV / 1000000) + GA1
    Datos.Text = Format$(GA, "#0.0000000000")
End If
Datos.Col = 5 'Gas mensual neto
GMN = AMNV * CSng(RGAm3m3.Text) * 5.615 / 1000000
Datos.Text = Format$(GMN, "#0.0000000000")
Datos.Col = 6 'Gas diario promedio mensual
Datos.Text = GMN / NDias
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 7 'Agua acumulada
If Datos.Row = 1 Then
    AAcummmmp3 = GMN / 1000
    Datos.Text = Format$(AAcummmmp3, "#0.0000000000")
Else
    Datos.Row = Datos.Rows - 2
    GMN1 = CSng(Datos.Text)
    Datos.Row = Datos.Rows - 1
    AAcummmmp3 = (GMN / 1000) + GMN1
    Datos.Text = Format$(AAcummmmp3, "#0.0000000000")
End If
Datos.Col = 8 'Agua mensual neta
AGNV = CSng(AGN.Text)
Datos.Text = Format$(AGNV, "#0.0000000000")
Datos.Col = 9 'RGA FW %
Datos.Text = AGNV / (AGNV + AMNV) * 100
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")

```

```

Datos.Col = 10 'RGA (m3/m3)
Datos.Text = Format$(RGAm3m3.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 11 'RGA Pozos operando
Datos.Text = RGAPO.Text
Datos.Col = 12 'Agua acumulada (WP)
If Datos.Row = 1 Then
    WP = AGNV / 1000
    Datos.Text = Format$(WP, "#0.0000000000")
Else
    Datos.Row = Datos.Rows - 2
    AGN1 = CSng(Datos.Text)
    Datos.Row = Datos.Rows - 1
    WP = (AGNV * 5.614) + AGN1
    Datos.Text = Format$(WP, "#0.0000000000")
End If
Datos.Col = 13 'Aceite@Gas acumulado
GAA = (GA * 0.5729002) * 1000000000
Datos.Text = Format$(GAA, "#0.0000000000")
Datos.Col = 14 'Gas acumulado (pies 3)
GAP3 = AAacummmmp3 * 1000000000
Datos.Text = Format$(GAP3, "#0.0000000000")
Datos.Col = 15 'Tiempo
Tmp = CLng(Tiempo.Text)
Datos.Text = Tmp
Datos.Col = 16 'Presión (PISA)
If Datos.Row = 1 Then
    PISA = 609.59 * 14.23
    Datos.Text = Format$(PISA, "#0.0000000000")
Else
    PISA = (610 + (11.514311 * Tmp) - (0.0013523938 * Tmp ^ 2) + (0.0000000594941 *
    Tmp ^ 3) - (1.162288E-12 * Tmp ^ 4) + (8.508957E-18 * Tmp ^ 5)) * 14.223
    Datos.Text = Format$(PISA, "#0.0000000000")
End If
Datos.Col = 17 'Z
Z = 0.4250738611 + (0.0001306810547 * PISA) + (9.12696E-12 * PISA ^ 2)
Datos.Text = Format$(Z, "#0.0000000000")
Datos.Col = 18 'bg
Bg = 0.02829 * ((Z * CSng(T.Text)) / PISA)
Datos.Text = Format$(Bg, "#0.0000000000")
Datos.Col = 19 'gpwl
GPWL = GAA + GAP3
Datos.Text = Format$(GPWL, "#0.0000000000")
Datos.Col = 20 'Sum(Dp)*tD*Alfa
SDptDA = CSng(SumDptDAAlfa.Text)
Datos.Text = Format$(SDptDA, "#0.0000000000")
Datos.Col = 18
Datos.Row = 1

```

```

Bg1 = CSng(Datos.Text)
Datos.Row = Datos.Rows - 1
Bg = CSng(Datos.Text)
Datos.Col = 21 '(bg-bgi)
Datos.Row = Datos.Rows - 1
BgBg1 = Bg - Bg1
Datos.Text = Format$(BgBg1, "#0.0000000000")
Datos.Col = 22 'gpwl*bg
Datos.Text = GPWL * Bg
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 23 'gpwl*bg+wp
Datos.Text = GPWL * Bg + WP
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 24 'X
If BgBg1 = 0 Then
    Datos.Text = 0
    Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Else
    Datos.Text = SDptDA / BgBg1
    Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
End If
Datos.Col = 25 'Y
If BgBg1 = 0 Then
    Datos.Text = 0
    Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Else
    Datos.Text = ((GPWL * Bg + WP) / BgBg1) / 1000000000
    Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
End If
'-----
'Reinicializar los campos de captura de datos
'-----
Fecha.Text = ""
AMN.Text = ""
AGN.Text = ""
RGAm3m3.Text = ""
RGAPO.Text = ""
Tiempo.Text = ""
SumDptDAIfa.Text = ""
Fecha.SetFocus
Exit Sub
Z:
    Select Case Err
        Case 0: 'nada
        Case Else: MsgBox Error$, 16, Err
    End Select
    Exit Sub
End Select

```

```
Resume Next
End Sub
```

```
Private Sub cmdCargar_Click()
Dim C, D, E, F As Long
Dim TC, T1 As String
Dim LT, LT1 As Long
Dim DA As Long
On Error GoTo Z
DatosPozo.LoadFile App.Path & "\" & Pozo.Text & "eca.rtf"
Pozo.Enabled = False
T.Enabled = False
cmdCargar.Enabled = False
'poner los datos en la tabla de datos
Datos.Col = 0
Datos.Row = 1
C = 1
D = 1
LT = Len(DatosPozo.Text)
While C < LT
    If Mid$(DatosPozo.Text, C, 1) = Chr(13) Then
        TC = Mid$(DatosPozo.Text, D, C - D)
        If D = 1 Then
            'son los datos del encabezado
            T1 = TC
            T.Text = T1
            D = C
        Else
            'son los datos de la tabla
            T1 = TC
            LT1 = Len(T1)
            T1 = Mid$(T1, 3, LT1 - 2)
            E = 1
            F = 1
            Datos.Col = 0
            While E <= LT1
                If Mid$(T1, E, 1) = " " Then
                    If Datos.Col = 0 Then
                        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
                    End If
                    If Datos.Col = 1 Then
                        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
                    End If
                    If Datos.Col = 2 Then
                        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
                    End If
                    If Datos.Col = 3 Then
```

```

    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 4 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 5 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 6 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 7 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 8 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 9 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 10 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 11 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 12 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 13 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 14 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 15 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 16 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 17 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 18 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If

```

```

    If Datos.Col = 19 Then
        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 20 Then
        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 21 Then
        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 22 Then
        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 23 Then
        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 24 Then
        Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    F = E
    Datos.Col = Datos.Col + 1
End If
E = E + 1
Wend
If Datos.Col = 25 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
Datos.Row = Datos.Row + 1
End If
D = C
End If
C = C + 1
Wend
TC = Mid$(DatosPozo.Text, D, C - D)
T1 = TC
LT1 = Len(T1)
T1 = Mid$(T1, 3, LT1 - 2)
E = 1
F = 1
Datos.Col = 0
While E <= LT1
    If Mid$(T1, E, 1) = " " Then
        If Datos.Col = 0 Then
            Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
        End If
        If Datos.Col = 1 Then
            Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
        End If

```

```

If Datos.Col = 2 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 3 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 4 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 5 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 6 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 7 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 8 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 9 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 10 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 11 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 12 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 13 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 14 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 15 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 16 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 17 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))

```

```

End If
If Datos.Col = 18 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 19 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 20 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 21 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 22 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 23 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 24 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
F = E
Datos.Col = Datos.Col + 1
End If
E = E + 1
Wend
If Datos.Col = 25 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
Exit Sub
Z:
Select Case Err
Case 0: 'nada
Case 75: MsgBox "El archivo no existe, introduzca los datos necesarios para crearlo",
32, "EBMygc"
    Pozo.Enabled = True
    T.Enabled = True
    Fecha.Enabled = True
    AMN.Enabled = True
    AGN.Enabled = True
    RGA3m3.Enabled = True
    RGAPO.Enabled = True
    Tiempo.Enabled = True
    SumDptDAIfa.Enabled = True
    cmdCargar.Enabled = True
    T.SetFocus

```



```

Exit Sub
Case 30009:   Datos.Rows = Datos.Rows + 1
Resume 0
Case Else: MsgBox Error$, 16, Err
Exit Sub
End Select
Resume Next
End Sub

```

```

Private Sub cmdGraficos_Click()
If Datos.Rows = 1 Then
MsgBox "Error, No hay datos cargado que graficar, proporcione el nombre del archivo a
carga o bien introduzca nuevos valores para graficar", 32, "EBMygc"
Else
frmGraficoConAgua.Show 1
End If
End Sub

```

```

Private Sub cmdGuardar_Click()
On Error GoTo Z
Dim TXT As String
Dim X, Y As Long
If Pozo.Text = "" Or T.Text = "" Then
MsgBox "Error, Faltan los datos acerca del campo", 32, "EBMygc"
Exit Sub
End If
If Datos.Text = "" Then
MsgBox "Error, No hay datos que guardar para este pozo, por favor introduzca los
valores de al menos un día e intentelo de nuevo", 32, "EBMygc"
Exit Sub
End If
DatosPozo.Text = ""
TXT = T.Text & Chr(10)
DatosPozo.Text = DatosPozo.Text & TXT
For X = 1 To Datos.Rows - 2
Datos.Row = X
Datos.Col = 0
TXT = Datos.Text & " "
Datos.Col = 1
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 2
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 3
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 4
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 5

```

```

TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 6
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 7
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 8
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 9
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 10
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 11
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 12
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 13
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 14
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 15
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 16
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 17
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 18
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 19
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 20
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 21
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 22
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 23
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 24
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 25
TXT = TXT & Datos.Text & Chr(10)
DatosPozo.Text = DatosPozo.Text & TXT
Next
Datos.Row = Datos.Rows - 1
Datos.Col = 0
TXT = Datos.Text & " "
Datos.Col = 1

```

TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 2
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 3
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 4
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 5
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 6
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 7
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 8
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 9
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 10
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 11
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 12
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 13
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 14
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 15
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 16
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 17
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 18
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 19
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 20
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 21
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 22
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 23
TXT = TXT & Datos.Text & " "
Datos.Col = 24
TXT = TXT & Datos.Text & " "

```

Datos.Col = 25
TXT = TXT & Datos.Text
DatosPozo.Text = DatosPozo.Text & TXT & 0
DatosPozo.SaveFile App.Path & "\" & Pozo.Text & "ECA.RTF"
MsgBox "Los datos han sido Guardados", 32, "EBMygc"
Exit Sub
Z:
    Select Case Err
        Case 0 'nada
        Case Else: MsgBox Error$, 16, Err
    Exit Sub
End Select
Resume Next
End Sub

Private Sub cmdLimpiar_Click()
Form_Load
cmdCargar.Enabled = True
Pozo.SetFocus
End Sub

Private Sub cmdSalir_Click()
Unload Me
End Sub

Private Sub Fecha_KeyPress(KeyAscii As Integer)
Mayusculas KeyAscii
If KeyAscii = 13 And Fecha.Text <> "" Then
    AMN.SetFocus
End If
End Sub

Private Sub Fecha_LostFocus()
If Fecha.Text <> "" Then
    ValidaFechaMenorOIgual Fecha
End If
End Sub

Private Sub Form_Load()
Datos.Rows = 1
Datos.Cols = 26
Datos.ColWidth(0) = 2000
Datos.ColWidth(1) = 2000
Datos.ColWidth(2) = 2000
Datos.ColWidth(3) = 2000
Datos.ColWidth(4) = 2000
Datos.ColWidth(5) = 2000

```

Datos.ColWidth(6) = 2000
Datos.ColWidth(7) = 2000
Datos.ColWidth(8) = 2000
Datos.ColWidth(9) = 2000
Datos.ColWidth(10) = 2000
Datos.ColWidth(11) = 2000
Datos.ColWidth(12) = 2000
Datos.ColWidth(13) = 2000
Datos.ColWidth(14) = 2000
Datos.ColWidth(15) = 2000
Datos.ColWidth(16) = 2000
Datos.ColWidth(17) = 2000
Datos.ColWidth(18) = 2000
Datos.ColWidth(19) = 2000
Datos.ColWidth(20) = 2000
Datos.ColWidth(21) = 2000
Datos.ColWidth(22) = 2000
Datos.ColWidth(23) = 2000
Datos.ColWidth(24) = 2000
Datos.ColWidth(25) = 2000
Datos.Row = 0
Datos.Col = 0
Datos.Text = "Días"
Datos.Col = 1
Datos.Text = "Fecha"
Datos.Col = 2
Datos.Text = "Aceite Mensual Neto"
Datos.Col = 3
Datos.Text = "Aceite Diario Prom Men"
Datos.Col = 4
Datos.Text = "Gas Acum"
Datos.Col = 5
Datos.Text = "Gas Men Neto"
Datos.Col = 6
Datos.Text = "Gas Diario Prom Men"
Datos.Col = 7
Datos.Text = "Agua Acum"
Datos.Col = 8
Datos.Text = "Agua Men Neta"
Datos.Col = 9
Datos.Text = "RGA FW %"
Datos.Col = 10
Datos.Text = "RGA (m3/m3)"
Datos.Col = 11
Datos.Text = "RGA Pozos Op"
Datos.Col = 12
Datos.Text = "Agua Acum"

```

Datos.Col = 13
Datos.Text = "Aceite@Gas Acum"
Datos.Col = 14
Datos.Text = "Gas Acum Pies3"
Datos.Col = 15
Datos.Text = "Tiempo"
Datos.Col = 16
Datos.Text = "Presión (PISA)"
Datos.Col = 17
Datos.Text = "z"
Datos.Col = 18
Datos.Text = "bg"
Datos.Col = 19
Datos.Text = "gpwl"
Datos.Col = 20
Datos.Text = "sum(Dp)*tD*alfa"
Datos.Col = 21
Datos.Text = "(bg-bgi)"
Datos.Col = 22
Datos.Text = "gpwl*bg"
Datos.Col = 23
Datos.Text = "gpwl*bg+wp"
Datos.Col = 24
Datos.Text = "X"
Datos.Col = 25
Datos.Text = "Y"
Pozo.Text = ""
T.Text = ""
Fecha.Text = ""
AMN.Text = ""
AGN.Text = ""
RGAm3m3.Text = ""
RGAPO.Text = ""
Tiempo.Text = ""
SumDptDAIffa.Text = ""
Pozo.Enabled = True
T.Enabled = True
End Sub

```

```

Private Sub Pozo_KeyPress(KeyAscii As Integer)
MayusculasSinCaracteresEspeciales KeyAscii
If Pozo.Text <> "" And KeyAscii = 13 Then
    cmdCargar.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub RGAm3m3_KeyPress(KeyAscii As Integer)

```

```
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And RGAm3m3.Text <> "" Then
    RGAPO.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub RGAm3m3_LostFocus()
If RGAm3m3.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal RGAm3m3
End If
End Sub
```

```
Private Sub RGAPO_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumero KeyAscii
If KeyAscii = 13 And RGAPO.Text <> "" Then
    Tiempo.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub SumDptDAIfa_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If SumDptDAIfa.Text <> "" And KeyAscii = 13 Then
    cmdAgregar.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub SumDptDAIfa_LostFocus()
If SumDptDAIfa.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal SumDptDAIfa
End If
End Sub
```

```
Private Sub T_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And T.Text <> "" Then
    Fecha.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub T_LostFocus()
If T.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal T
End If
End Sub
```

```
Private Sub Tiempo_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumero KeyAscii
```

```
If KeyAscii = 13 And Tiempo.Text <> "" Then
    SumDptDAIfa.SetFocus
End If
End Sub
```


FrmEBMSinAgua

Option Explicit

'Derechos reservados (2000-2001) Carlos Ernesto Custodio Cadena
(carlos1975@lycos.com)

```
Private Sub Api_KeyPress(KeyAscii As Integer)
```

```
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
```

```
If Api.Text <> "" And KeyAscii = 13 Then
```

```
    Temperatura.SetFocus
```

```
End If
```

```
End Sub
```

```
Private Sub Api_LostFocus()
```

```
If Api.Text <> "" Then
```

```
    ValidaNumeroConDecimal Api
```

```
End If
```

```
End Sub
```

```
Private Sub cmdAgregar_Click()
```

```
On Error GoTo Z
```

```
Dim PSIA, GPEquivAcum As Double
```

```
Dim Gwgp, Z As Double
```

```
Dim Bg, Bg1 As Double
```

```
Dim PSIA1, Z1 As Double
```

```
Dim BgBg1 As Double
```

```
If Pozo.Text = "" Or Gravedad.Text = "" Or Temperatura.Text = "" Or Mlc.Text = "" Or  
Kc.Text = "" Then
```

```
    MsgBox "Error, Faltan los datos acerca del campo", 32, "EBMygc"
```

```
    Exit Sub
```

```
End If
```

```
If Fecha.Text = "" Or Presion.Text = "" Or GLPAceiteAcumulado.Text = "" Or
```

```
GPGasAcumulado.Text = "" Then
```

```
    MsgBox "Error, Debe proporcionar todos los datos del día de captura", 32, "EBMygc"
```

```
    Exit Sub
```

```
End If
```

```
'Poner los datos en la tabla de datos.
```

```
Datos.Rows = Datos.Rows + 1
```

```
Datos.Row = Datos.Rows - 1
```

```
Datos.Col = 0
```

```
Datos.Text = Fecha.Text
```

```
Datos.Col = 1
```

```
Datos.Text = Format$(Presion.Text, "#0.0000000000")
```

```
Datos.Col = 2
```

```

PSIA = 14.233 * CSng(Presion.Text)
Datos.Text = Format$(PSIA, "#0.0000000000")
Datos.Col = 3
Datos.Text = Format$(GLPAceiteAcumulado.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 4
Datos.Text = Format$(GPGasAcumulado.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 5
GPEquivAcum = CSng(Kc.Text) * CSng(GLPAceiteAcumulado)
Datos.Text = Format$(GPEquivAcum, "#0.0000000000")
Datos.Col = 6
Gwgp = CSng(GPGasAcumulado.Text) + GPEquivAcum
Datos.Text = Format$(Gwgp, "#0.0000000000")
Datos.Col = 7
Z = 1.0161 - (0.0001 * PSIA) + (0.00000002 * PSIA ^ 2)
Datos.Text = Format$(Z, "#0.0000000000")
Datos.Col = 8
Bg = 0.02829 * Z * Temperatura.Text / PSIA
Datos.Text = Format$(Bg, "#0.0000000000")
Datos.Col = 8
Datos.Row = 1
Bg1 = CSng(Datos.Text)
Datos.Col = 9
Datos.Row = Datos.Rows - 1
BgBg1 = Bg - Bg1
Datos.Text = Format$(BgBg1, "#0.0000000000")
Datos.Col = 10
Datos.Text = Format$(Gwgp, "#0.0000000000")
Datos.Col = 11
Datos.Text = PSIA / Z
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 12
Datos.Text = Format$(BgBg1, "#0.0000000000")
Datos.Col = 13
Datos.Text = Gwgp * Bg
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")
Datos.Col = 14
Datos.Text = Format$(Gwgp, "#0.0000000000")
Datos.Col = 7
Datos.Row = 1
Z1 = CSng(Datos.Text)
Datos.Col = 2
Datos.Row = 1
PSIA1 = CSng(Datos.Text)
Datos.Col = 15
Datos.Row = Datos.Rows - 1
Datos.Text = 1 - (((Z1 * PSIA) / (PSIA1 * Z)))
Datos.Text = Format$(Datos.Text, "#0.0000000000")

```

'Reinicializar los campos de captura de datos

Fecha.Text = ""

Presion.Text = ""

GLPAceiteAcumulado.Text = ""

GPGasAcumulado.Text = ""

Fecha.SetFocus

Exit Sub

Z:

 Select Case Err

 Case 0: 'nada

 Case Else: MsgBox Error\$, 16, Err

 Exit Sub

End Select

Resume Next

End Sub

Private Sub cmdCargar_Click()

Dim C, D, E, F As Long

Dim T, T1 As String

Dim LT, LT1 As Long

Dim DA As Long

On Error GoTo Z

DatosPozo.LoadFile App.Path & "\" & Pozo.Text & "esa.rtf"

Pozo.Enabled = False

Gravedad.Enabled = False

Api.Enabled = False

Temperatura.Enabled = False

cmdCargar.Enabled = False

'poner los datos en la tabla de datos

Datos.Col = 0

Datos.Row = 1

C = 1

D = 1

LT = Len(DatosPozo.Text)

While C < LT

 If Mid\$(DatosPozo.Text, C, 1) = Chr(13) Then

 T = Mid\$(DatosPozo.Text, D, C - D)

 If D = 1 Then

 'son los datos del encabezado

 T1 = T

 LT1 = Len(T1)

 E = 1

 F = 1

 DA = 1

 While E <= LT1

```

If Mid$(T1, E, 1) = " " Then
  If DA = 1 Then
    Gravedad.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
  End If
  If DA = 2 Then
    Api.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
  End If
  If DA = 3 Then
    Temperatura.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
  End If
  If DA = 4 Then
    Mlc.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
  End If
  F = E
  DA = DA + 1
End If
E = E + 1
Wend
If DA = 5 Then
  Kc.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
Else
'son los datos de la tabla
T1 = T
LT1 = Len(T1)
T1 = Mid$(T1, 3, LT1 - 2)
E = 1
F = 1
Datos.Col = 0
While E <= LT1
  If Mid$(T1, E, 1) = " " Then
    If Datos.Col = 0 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 1 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 2 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 3 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 4 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 5 Then

```

```

    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 6 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 7 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 8 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 9 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 10 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 11 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 12 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 13 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
If Datos.Col = 14 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
F = E
Datos.Col = Datos.Col + 1
End If
E = E + 1
Wend
If Datos.Col = 15 Then
    Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
Datos.Row = Datos.Row + 1
End If
D = C
End If
C = C + 1
Wend
T = Mid$(DatosPozo.Text, D, C - D)
T1 = T
LT1 = Len(T1)
T1 = Mid$(T1, 3, LT1 - 2)

```

```

E = 1
F = 1
Datos.Col = 0
While E <= LT1
  If Mid$(T1, E, 1) = " " Then
    If Datos.Col = 0 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 1 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 2 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 3 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 4 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 5 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 6 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 7 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 8 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 9 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 10 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 11 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 12 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
    If Datos.Col = 13 Then
      Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
    End If
  End If

```

```

        If Datos.Col = 14 Then
            Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
        End If
        F = E
        Datos.Col = Datos.Col + 1
    End If
    E = E + 1
Wend
If Datos.Col = 15 Then
    . Datos.Text = Trim$(Mid$(T1, F, E - F))
End If
Exit Sub
Z:
    Select Case Err
        Case 0: 'nada
        Case 75: MsgBox "El archivo no existe, introduzca los datos necesarios para crearlo",
32, "EBMygc"
        Pozo.Enabled = True
        Gravedad.Enabled = True
        Api.Enabled = True
        Temperatura.Enabled = True
        cmdCargar.Enabled = True
        Gravedad.SetFocus
        Exit Sub
        Case 30009:    Datos.Rows = Datos.Rows + 1
        Resume 0
        Case Else: MsgBox Error$, 16, Err
        Exit Sub
    End Select
Resume Next
End Sub

Private Sub cmdGraficos_Click()
If Datos.Rows <> 1 Then
    frmGraficoSinAgua.Show 1
Else
    MsgBox "No hay nada que graficar", 32, "EBMygc"
End If
End Sub

Private Sub cmdGuardar_Click()
On Error GoTo Z
Dim T As String
Dim X, Y As Long
If Pozo.Text = "" Or Gravedad.Text = "" Or Api.Text = "" Or Temperatura.Text = "" Or
Mlc.Text = "" Or Kc.Text = "" Then
    MsgBox "Error, Faltan los datos acerca del campo", 32, "EBMygc"

```

```

Exit Sub
End If
If Datos.Text = "" Then
    MsgBox "Error, No hay datos que guardar para este pozo, por favor introduzca los
valores de al menos un día e intentelo de nuevo", 32, "EBMygc"
Exit Sub
End If
DatosPozo.Text = ""
T = Gravedad.Text & " " & Api.Text & " " & Temperatura.Text & " " & Mlc.Text & " " &
Kc.Text & Chr(10)
DatosPozo.Text = DatosPozo.Text & T
For X = 1 To Datos.Rows - 2
    Datos.Row = X
    Datos.Col = 0
    T = Datos.Text & " "
    Datos.Col = 1
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 2
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 3
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 4
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 5
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 6
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 7
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 8
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 9
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 10
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 11
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 12
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 13
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 14
    T = T & Datos.Text & " "
    Datos.Col = 15
    T = T & Datos.Text & Chr(10)
    DatosPozo.Text = DatosPozo.Text & T
Next

```



```

Datos.Row = Datos.Rows - 1
Datos.Col = 0
T = Datos.Text & " "
Datos.Col = 1
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 2
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 3
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 4
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 5
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 6
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 7
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 8
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 9
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 10
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 11
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 12
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 13
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 14
T = T & Datos.Text & " "
Datos.Col = 15
T = T & Datos.Text
DatosPozo.Text = DatosPozo.Text & T & 0
DatosPozo.SaveFile App.Path & "\" & Pozo.Text & "ESA.RTF"
MsgBox "Los datos han sido Guardados", 32, "EBMygc"
Exit Sub
Z:
    Select Case Err
        Case 0 'nada
        Case Else: MsgBox Error$, 16, Err
    Exit Sub
End Select
Resume Next
End Sub

Private Sub cmdLimpiar_Click()

```

```
Form_Load
Pozo.Enabled = True
Gravedad.Enabled = True
Api.Enabled = True
Temperatura.Enabled = True
cmdCargar.Enabled = True
Pozo.SetFocus
End Sub
```

```
Private Sub cmdSalir_Click()
Unload Me
End Sub
```

```
Private Sub Fecha_KeyPress(KeyAscii As Integer)
Mayusculas KeyAscii
If KeyAscii = 13 And Fecha.Text <> "" Then
    Presion.SetFocus
End If
End Sub
```

```
Private Sub Fecha_LostFocus()
If Fecha.Text <> "" Then
    ValidaFechaMenorOigual Fecha
End If
End Sub
```

```
Private Sub Form_Load()
On Error GoTo Z
Pozo.Text = ""
Gravedad.Text = ""
Api.Text = ""
Temperatura.Text = ""
Mlc.Text = ""
Kc.Text = ""
Fecha.Text = ""
Presion.Text = ""
GLPAceiteAcumulado.Text = ""
GPGasAcumulado.Text = ""
DatosPozo.Text = ""
'limpiar y dar formato a la tabla
Datos.Clear
Datos.Cols = 16
Datos.Rows = 1
Datos.Row = 0
Datos.Col = 0
Datos.Text = "FECHA"
Datos.Col = 1
```

```
Datos.Text = "PRESION"  
Datos.Col = 2  
Datos.Text = "PSIA"  
Datos.Col = 3  
Datos.Text = "GLP ACEITE ACUM"  
Datos.Col = 4  
Datos.Text = "GP GAS ACUM"  
Datos.Col = 5  
Datos.Text = "GP EQUIV ACUM"  
Datos.Col = 6  
Datos.Text = "GWGP ACUM"  
Datos.Col = 7  
Datos.Text = "Z"  
Datos.Col = 8  
Datos.Text = "BG"  
Datos.Col = 9  
Datos.Text = "(BG-BGi)"  
Datos.Col = 10  
Datos.Text = "X DAKE"  
Datos.Col = 11  
Datos.Text = "Y DAKE"  
Datos.Col = 12  
Datos.Text = "X CRAFT"  
Datos.Col = 13  
Datos.Text = "Y CRAFT"  
Datos.Col = 14  
Datos.Text = "X BRILL"  
Datos.Col = 15  
Datos.Text = "Y BRILL"  
Datos.ColWidth(0) = 2000  
Datos.ColWidth(1) = 2000  
Datos.ColWidth(2) = 2000  
Datos.ColWidth(3) = 2000  
Datos.ColWidth(4) = 2000  
Datos.ColWidth(5) = 2000  
Datos.ColWidth(6) = 2000  
Datos.ColWidth(7) = 2000  
Datos.ColWidth(8) = 2000  
Datos.ColWidth(9) = 2000  
Datos.ColWidth(10) = 2000  
Datos.ColWidth(11) = 2000  
Datos.ColWidth(12) = 2000  
Datos.ColWidth(13) = 2000  
Datos.ColWidth(14) = 2000  
Datos.ColWidth(15) = 2000  
Exit Sub  
Z:
```

```

Select Case Err
    Case 0: 'nada
    Case Else: MsgBox Error$, 16, Err
    Exit Sub
End Select
Resume Next
End Sub

```

```

Private Sub GLPAceiteAcumulado_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And GLPAceiteAcumulado.Text <> "" Then
    GPGasAcumulado.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub GLPAceiteAcumulado_LostFocus()
If GLPAceiteAcumulado.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal GLPAceiteAcumulado
End If
End Sub

```

```

Private Sub GPGasAcumulado_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If GPGasAcumulado.Text <> "" And KeyAscii = 13 Then
    cmdAgregar.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub GPGasAcumulado_LostFocus()
If GPGasAcumulado.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal GPGasAcumulado
End If
End Sub

```

```

Private Sub Gravedad_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And Gravedad.Text <> "" Then
    Api.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub Gravedad_LostFocus()
If Gravedad.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal Gravedad
End If
End Sub

```

```

Private Sub Pozo_KeyPress(KeyAscii As Integer)
MayusculasSinCaracteresEspeciales KeyAscii
If Pozo.Text <> "" And KeyAscii = 13 Then
    cmdCargar.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub Presion_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And Presion.Text <> "" Then
    GLPAceiteAcumulado.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub Presion_LostFocus()
If Presion.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal Presion
End If
End Sub

```

```

Private Sub Temperatura_KeyPress(KeyAscii As Integer)
SoloNumeroConDecimal KeyAscii
If KeyAscii = 13 And Temperatura.Text <> "" Then
    Fecha.SetFocus
End If
End Sub

```

```

Private Sub Temperatura_LostFocus()
If Temperatura.Text <> "" Then
    ValidaNumeroConDecimal Temperatura
    If Gravedad.Text <> "" And Api.Text <> "" Then
        Mlc.Text = 6084 / (CSng(Api.Text) - 5.9)
        Kc.Text = ((132790 * CSng(Gravedad.Text)) / CSng(Mlc.Text)) / 1000
        Mlc.Text = Format$(Mlc.Text, "#0.0000000000")
        Kc.Text = Format$(Kc.Text, "#0.0000000000")
    Else
        MsgBox "Error, introduzca los valores de Gravedad específica, API para poder
realizar los cálculos", 32, "EBMygc"
        Temperatura.Text = ""
    End If
End If
End Sub

```

FrmGraficoConAgua

Option Explicit

'Derechos reservados (2000-2001) Carlos Ernesto Custodio Cadena
(carlos1975@lycos.com)

Private SumX As Double
Private SumY As Double
Private SumXY As Double
Private SumX2 As Double
Private MaxX As Double
Private MaxY As Double
Private A As Double
Private B As Double
Private X As Double
Private Y As Double
Private NDatos As Long

Private Sub Calculos(SumXY As Double, SumX2 As Double, MaxX As Double, MaxY As Double, A As Double, B As Double, X As Double, Y As Double)

On Error GoTo Z

Dim N As Long

Dim XY As Double

Dim X2 As Double

Dim YPrima As Double

Dim MedX As Double

Dim MedY As Double

X = 0

Y = 0

SumX = 0

SumY = 0

XY = 0

X2 = 0

SumXY = 0

SumX2 = 0

MaxX = 0

MaxY = 0

A = 0

B = 0

NDatos = Datos.Rows - 1

'Calcular la XY e X2 para cada punto

For N = 1 To NDatos

 Datos.Row = N

 Datos.Col = 0