



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS
HIDROCARBUROS, CASO
PRÁCTICO DE CAMPO**

T E S I S

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
CRUZ OSORNIO EDGAR**



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO.**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. 2005



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.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por permitirme lograr mis sueños.

Gracias a mi madre, Erendira, por todo su apoyo incondicional y por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas, por todo su amor y comprensión, a ti te dedico este triunfo, que además es tuyo también, gracias, pero muchas gracias, por todo.

Gracias a mis hermanos Neri y Fermín, por apoyarme y ayudarme a salir adelante en este sueño, sin ustedes nada de esto hubiera sido posible, este triunfo es de los tres, muchas gracias.

Gracias Mireya, por todo tu amor y tu cariño, sin ti no hubiera logrado nada de esto y por que siempre me has apoyado en todo, muchas gracias.

Gracias al Ingeniero Martín Carlos Velázquez Franco, director de esta tesis, por guiarme con sus conocimientos y sus consejos y por todo el apoyo que me brindo, gracias por ser mi amigo, muchas, pero muchas, gracias, por todo.

Gracias a mi tía:

- *Oliva, por que siempre ha estado pendiente de todos mis proyectos y me ha apoyado de manera incondicional.*
- *Luz María, por que a pesar de no estar cerca, siempre se preocupa por mí y siempre que ha tenido oportunidad me ayudado.*
- *Guilsermina, por el apoyo que me brindo.*

Gracias a mi tío:

- *Juan Carlos, por que con sus consejos y su apoyo, logre realizar mi sueño.*
- *Fernando, por que siempre me apoyo en todo.*
- *Daniel, quien me ha enseñado a luchar siempre por lo que quiero.*
- *Marco Antonio, quien siempre me ha apoyado.*

Gracias a mis amigos de la facultad, por que con ustedes pase momentos inolvidables.

Gracias a los sinodales, por tomarse un tiempo y dedicárselo a la tesis.

Gracias a todos los profesores que me dieron clases.

Y gracias a todas las personas que me faltan de nombrar pero que saben que fueron parte de este sueño, muchas gracias.

Introducción	
Contenido	
	Paginas
Resumen	vi
I.1 Introducción.....	vii
I.2 Antecedentes.....	viii
I.3 Objetivo del Trabajo de Tesis	viii
Capítulo I.- Fluidos Hidrocarburos	
I.1 Físicoquímica de los Hidrocarburos.....	1
I.1.1 Conceptos Generales.....	1
I.1.2 Química de los Hidrocarburos.....	5
I.1.3 Mezcla de los Fluidos Hidrocarburos.....	13
I.1.4 Comportamiento de Fases.....	17
I.1.5 Equilibrio Gas - Líquido.....	19
I.2 Propiedades Volumétricas de los Hidrocarburos.....	22
I.2.1 Definición y Comportamiento de las Propiedades Volumétricas De los Hidrocarburos.....	22
I.2.2 Obtención de las Propiedades de los Hidrocarburos a través De Correlaciones.....	26
<i>I.3 Clasificación General de los Yacimientos de acuerdo a su diagrama de fase.....</i>	<i>30</i>
I.3.1 Yacimiento de Aceite Negro.....	31
I.3.2 Yacimiento de Aceite Volátil.....	32
I.3.3 Yacimiento de Gas y Condensado.....	33
I.3.4 Yacimiento de Gas Húmedo.....	34
I.3.5 Yacimiento de Gas Seco.....	34
<i>I.4 Ecuaciones de Estado.....</i>	<i>35</i>
I.4.1 <u>Gas ideal</u>	35
I.4.2 Van der Waals.....	36
I.4.3 Redlich - Kwong.....	37
I.4.4 Soave y Peng- Robinson.....	38
Capítulo II.- Objetivo de la Caracterización PVT	
II.1 ¿Cual es el Objetivo de la Caracterización PVT?.....	40
II.2 ¿En que consiste la Caracterización PVT?.....	40
II.3 Resultados de la Caracterización PVT.....	41
Capítulo III.- Muestreo de Fluidos	
III.1 Preparación del Pozo.....	45
III.2 Muestreo de Fondo.....	48
III.3 Tipos de Muestras.....	51

Capítulo IV.- Experimentos de Laboratorio

IV.1 Separación Flash o Instantánea.....	52
IV.2 Separación Diferencial Convencional.....	53
IV.3 Separación Diferencial a Volumen Constante.....	55
IV.4 Análisis Cromatográfico.....	56

Capítulo V.- Caracterización de un Campo de Aceite Ligero de la Zona Marina

V.1 Análisis de los datos reportados por el Laboratorio del campo Puma.....	62
V.2 Validación de los Datos de Laboratorio utilizando el simulador PVTi.....	65
V.3 Comportamiento de los Datos Reportados por el Laboratorio.....	65
V.4 Simulación y Ajuste de los Datos de Laboratorio.....	68

Capítulo VI.- Problemas Encontrados Durante la Caracterización de los Fluidos Hidrocarburos

VI.1 Falta de Información y Confiabilidad.....	98
VI.2 Experiencia y Responsabilidad del Analista.....	104
VI.3 Ajuste de los Datos para Varias Ecuaciones de Estado.....	105
VI.4 Ajuste del Factor Acentrico.....	105

Conclusiones y Recomendaciones.....	107
--	------------

Recomendaciones.....	110
-----------------------------	------------

Nomenclatura.....	111
--------------------------	------------

Bibliografía.....	113
--------------------------	------------

Artículos Técnicos.....	114
--------------------------------	------------

INTRODUCCIÓN

Dentro de la Industria petrolera, la correcta caracterización de los hidrocarburos producidos tiene un papel de suma importancia, ya que de ello dependerá en gran medida la correcta evaluación y elección de los diferentes esquemas de explotación aplicables a nuestros campos.

Para una correcta caracterización de los fluidos hidrocarburos, es indispensable contar con información suficiente y confiable, la cual deberá ser corroborada con respecto al tiempo recordando que:

“La información más costosa, es la que no se toma”

El conocimiento del comportamiento de los fluidos en el yacimiento es de gran importancia para las diferentes áreas de la industria petrolera, como por ejemplo en:

- 1.-Yacimientos, para el balance de materia, determinación de volúmenes originales, recuperación mejorada y la estimación de reservas.
- 2.-Producción, para determinar sistemas artificiales, diseño de aparejos de producción y para determinar el IPR.
- 3.-Perforación en la técnica de bajo balance, elaboración de diseños de tuberías.

Esta información ayudara a tomar decisiones para la adecuada explotación del yacimiento, pero toda esta información debe sustentarse en muestras representativas del yacimiento y aplicar los experimentos del laboratorio de acuerdo a las necesidades propias de cada campo.

Para la caracterización de los fluidos del yacimiento, es indispensable la toma de información, la cual deberá ser suficiente y confiable, es decir, se deberá tomar en cuenta toda la logística, personal y equipo disponible para la obtención de muestras representativas del yacimiento desde la superficie hasta la cara de los disparos, con el objetivo de conservar a condiciones de yacimiento el fluido recuperado.

El comportamiento de los yacimientos hidrocarburos esta determinado por el grado y naturaleza de la energía disponible por el movimiento de los fluidos y por las propiedades de flujo de los sistemas comprendidos por el aceite, gas, agua y medio poroso.

La explotación racional de los hidrocarburos requiere, entre otras cosas, de un entendimiento claro del comportamiento de dichos fluidos, tanto en el yacimiento, como en las instalaciones superficiales de separación, almacenamiento y transporte.

Los datos básicos sobre los cuales se hacen las predicciones, pueden obtenerse experimentalmente o mediante correlaciones generales. Puesto que las

propiedades químicas del aceite y en consecuencia las físicas, varían ampliamente de yacimiento a yacimiento, las predicciones generalizadas de las propiedades de los fluidos son difíciles e inciertas por lo tanto las mediciones experimentales de fluidos particulares de los yacimientos son más recomendables que los valores estimados.

Algunas de las ventajas de tener bien definido los fluidos de un yacimiento son:

1. Evaluación del volumen original de hidrocarburos.
2. Determinación de los fluidos producidos en función del tiempo.
3. Datos de entrada para el diseño de instalaciones superficiales.
4. Evaluación de los mecanismos de empuje en el yacimiento.
5. Evaluación de diferentes alternativas de explotación inicial y futuras, propuestas de recuperación secundaria y/o mejorada.
6. Determinación de los factores de recuperación final, ya sea natural o artificial.
7. Predicciones y determinación del movimiento de los fluidos y la energía que podría aportar cada uno de ellos.
8. Detectar y proponer alternativas para comportamientos anómalos.
9. Obtención de un correcto balance de materia.

Antecedentes.

En la industria petrolera se hacen esfuerzos diariamente en investigación, con objeto de tener la mejor caracterización posible de los fluidos hidrocarburos, lo cual mejora la explotación de los campos petroleros, pero es importante considerar toda la problemática que esto representa, desde no contar con una buena muestra, la cual sea representativa del fluido del yacimiento, hasta la falta de calidad a los procesos de experimentación de donde provienen los datos que ayudan a la caracterización.

El laboratorio, entrega un reporte donde se caracteriza la muestra a través de los diferentes experimentos, dicho reporte, contiene la cantidad en por ciento mol, de cada uno de los componentes de la muestra desde C_1 , hasta C_n^+ , donde C_n^+ es la caracterización de un pseudo componente que agrupa a la fracción pesada, también reporta información de otros elementos, no hidrocarburos, que conforman la muestra como son CO_2 , H_2O , H_2S , así como la cantidad de sólidos, también contiene información de a que presión y a que temperatura se encuentra la muestra.

Con esta información a través del uso de software comercial podemos caracterizar al fluido, con el objeto de conocer el comportamiento de la mezcla a cambios de presión, volumen y temperatura. Para lo anterior se comparan los valores reportados contra los valores calculados, observando que no siempre se logra un buen ajuste, por lo que habría que explicar las diferentes causas de desviación.

Objetivo de la Tesis. Conocer y analizar los procesos utilizados para la caracterización de los fluidos hidrocarburos y la problemática que surge al caracterizarlos, aplicado a un caso de campo.

RESUMEN.

La correcta caracterización del comportamiento de las mezclas de hidrocarburos a cambios de presión-volumen-temperatura, juega un papel muy importante en la toma de decisiones, de explotación de los campos petroleros, ya que si se puede predecir adecuadamente el comportamiento de estas mezclas, se podrá elegir con mayor certidumbre el esquema de explotación óptimo.

En el presente trabajo, se caracterizó el fluido de un campo de aceite ligero de la zona marina, tratando de discriminar problemas que se puedan presentar, desde la toma de la muestra en el pozo, así como la experimentación en el laboratorio y verificar que se puede llegar a diferentes ajustes y que todos ellos pueden ser representativos, debido a lo anterior queda la incertidumbre, de que tan representativa es la ecuación de estado para mezclas de hidrocarburos.

Sin embargo, contar con las ecuaciones de estado, así como los experimentos del laboratorio, serán sin duda, las herramientas necesarias para caracterizar el hidrocarburo y que si bien es cierto hay incertidumbre en los resultados que arrojan las ecuaciones de estado, también la hay en los resultados del laboratorio, por que en éste, algunas veces no se dejan los experimentos el tiempo suficiente para que alcancen el equilibrio termodinámico, perdiendo confiabilidad los datos.

Tanto los datos del laboratorio, como los resultados del simulador, se analizaron, encontrando diferencias en ambos, formando parte de la problemática de la caracterización, concluyendo que no hay una caracterización de los hidrocarburos idealizada, pero el contar con una correcta caracterización, ayudara a la adecuada explotación de los yacimientos.

CAPÍTULO I

FLUIDOS HIDROCARBUROS.

I.1 Fisicoquímica de los Hidrocarburos.

Introducción

Los hidrocarburos son una mezcla compleja de elementos compuestos principalmente de Carbono (C) e Hidrogeno (H) los cuales son extraídos del subsuelo donde se encuentran almacenadas en yacimientos de aceite y/o gas, cada yacimiento tiene características propias y comportamiento de las fases únicas. Para su mejor comprensión analizaremos en este capítulo la composición de los hidrocarburos así como su fisicoquímica.

I.1.1 Conceptos Generales.

Masa (m).- Es la cantidad de materia contenida en una sustancia y las unidades en las que se mide son: Kilogramos (Kg_m), gramos (gr_m), libras (lb_m), otras.

Peso (W=m*g).- Es la fuerza con que un cuerpo es atraído hacia el centro de la tierra.

En esta ecuación **g** tiene un valor fijo en el lugar determinado y las unidades del peso son: Kilogramos fuerza (Kg_f), gramos fuerza (gr_f), libras fuerza (lb_f), otras,

Densidad.- Es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que éste ocupa.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad \left[\frac{gr_m}{cm^3} \right], \left[\frac{Kg_m}{m^3} \right] \quad (1)$$

Peso Específico.- Es el peso de la unidad de volumen de una sustancia.

$$Pe = \frac{mg}{V} = \rho * g \quad \left[\frac{gr_m}{cm^2 s^2} \right], \left[\frac{Kg_m}{m^2 s^2} \right] \quad (1.1)$$

Volumen Específico.- Es el volumen de la unidad de masa de una sustancia.

$$v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho} \quad \left[\frac{cm^3}{gr_m} \right], \left[\frac{m^3}{Kg_m} \right] \quad (1.2)$$

Densidad Relativa.- Es un número adimensional que está dado por la relación de la masa del cuerpo a la masa de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia. Los sólidos y líquidos se refieren al agua a 4 ° C, mientras que los gases se refieren al aire.

$$\gamma = \frac{\text{masa de la sustancia}}{\text{masa de igual volumen de agua}} \quad [\text{Adimensional}] \quad (1.3)$$

Temperatura.- Es un indicio de la actividad molecular de una sustancia. Esta propiedad afecta la actividad molecular, por ejemplo, cuando se dice que un cuerpo esta mas caliente o mas frío, se quiere indicar que tiene mayor o menor temperatura, esto se debe a la actividad molecular de dicho cuerpo, que es mayor cuando se trata de una temperatura alta.

Presión.- La presión en un fluido en reposo en un punto dado, es la misma en todas direcciones y se define como la componente normal de fuerza que actúa en una unidad de superficie (Figura 1).

$P=F/A$ se mide en: Kg/cm², lb/pg², atm, bar, dina/cm², etc.

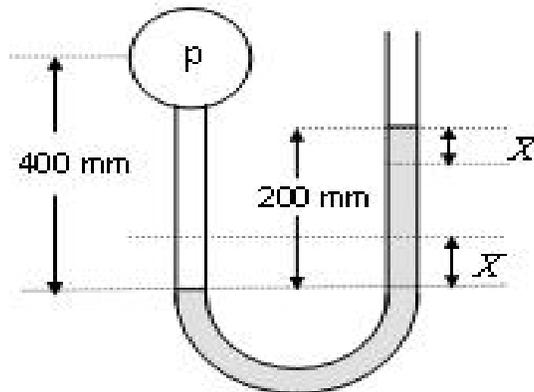


Figura 1, Presión

Presión Absoluta.- Es la suma del valor de la presión manométrica, más el valor de presión barométrica (local) (Figura 2).

$P_{abs} = P_{man} + P_{atm}$

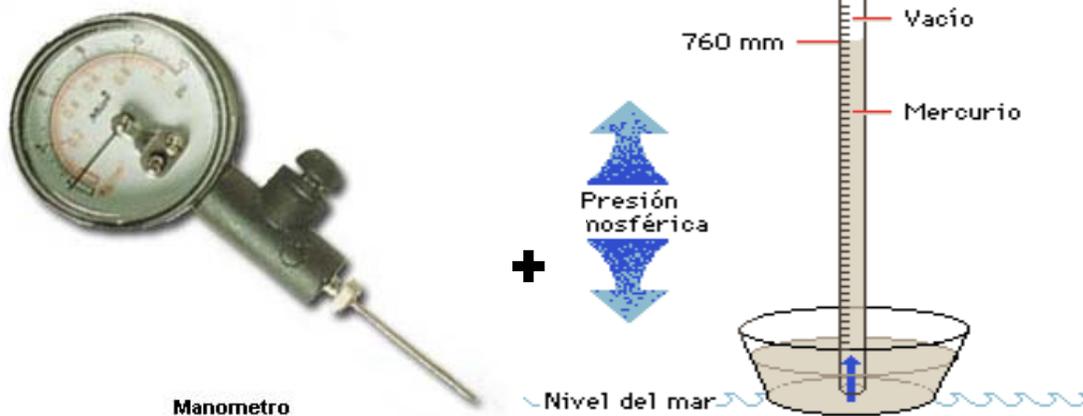


Figura 2, Presión Absoluta

Presión de Vapor.- Es la presión parcial generada por las moléculas de vapor cuando se tiene el fenómeno de vaporización dentro de un espacio cerrado.

Estado de un Sistema.- Es una condición física descrita por una lista de parámetros como son, presión, temperatura y el volumen.

Fase.- Es una cantidad de materia homogénea en todas sus partes. Cuando está presente más de una fase, las fases están separadas una de otra por los límites de fases llamados interfases. Las fases de la materia son sólida, líquida y gaseosa.

Mol de un Compuesto.- Es el número de unidades de masa igual a su masa molecular.

$$n = \frac{m}{M} \quad \text{Donde: } m, \text{ es la masa y } M, \text{ el peso molecular} \quad (1.4)$$

Masa Molecular o Peso Molecular- Es la suma de las masas atómicas de los elementos que forman la molécula, por ejemplo, una vez que se ha establecido que la molécula de metano se compone de un átomo de carbono y cuatro de hidrogeno, se deduce que la masa molecular del metano es igual a la masa atómica del carbono (12.01) más cuatro veces la masa atómica del hidrogeno (1.008).

$$\text{Masa Molecular del Metano} = 12.01 + (4)(1.008) = 16.04 \text{ (lb}_m \text{ / mol)}$$

Densidad Relativa de un Gas.- Es el peso molecular de un gas entre el peso molecular del aire. El metano, con un peso molecular de 16.04 lb tiene una densidad relativa de $16.04 / 28.97 = 0.55$; donde 28.97; es el valor del peso molecular del aire.

Propiedades Intensivas.- Son aquellas que no dependen de la masa del sistema, por ejemplo, la temperatura, la presión, la densidad, el volumen específico, etc. En el caso de un sistema homogéneo, una propiedad intensiva tiene igual valor en todo el sistema y en cualquier parte de éste.

Propiedades Extensivas.- Son aquellas que si dependen de la masa del sistema, por ejemplo, el volumen, el peso, etc. Es decir el valor de una propiedad extensiva en todo el sistema es igual a la suma de los valores de las diferentes partes que lo constituyen.

Si el valor de una propiedad extensiva se divide entre la masa del sistema, la propiedad resultante se conoce como propiedad específica, por ejemplo el volumen específico (propiedad intensiva) que resulta de dividir el volumen entre la masa.

Condiciones Estándar.- Son las cantidades a las que la presión y la temperatura deberán ser referidas. Para el sistema ingles son 14.73 lb_f/in² para la presión y 60 °F para la temperatura.

Gas Disuelto.- Es el conjunto de hidrocarburos que a condiciones atmosféricas constituyen un gas, pero que forman parte de la fase líquida a condiciones de yacimiento.

Encogimiento.- Es la disminución del volumen que experimenta una fase líquida por efecto de la liberación de gas disuelto y por su contracción térmica. El factor de encogimiento es el recíproco del factor de volumen o de formación.

Factor de Compresibilidad.- Se denomina también factor de desviación o factor de súper compresibilidad, a lo largo del texto lo usaremos indistintamente. Es un factor que se introduce a la ley de los gases ideales para tomar en cuenta la desviación que experimenta un gas real con respecto a un gas ideal, es decir $PV=ZnR(T+ 460)$, donde Z es el factor de compresibilidad y $Z=1$ en esta ecuación para los gases ideales, es una cantidad adimensional que varía usualmente entre 0.7 y 1.2.

Aceite.- Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Tiene una viscosidad menor o igual a 10,000 centipoises, a la temperatura original del yacimiento, a presión atmosférica, y libre de gas (estabilizado). Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

Petróleo, líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”. Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Las sociedades industriales modernas lo utilizan sobre todo para lograr un grado de movilidad por tierra, mar y aire impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad.

Gas Natural.- La mayor parte del gas natural se ha formado a partir del plancton —pequeños organismos acuáticos, incluyendo algas y protozoos— acumulado en el lecho oceánico. Esos organismos fueron enterrados y comprimidos lentamente bajo capas de sedimentos. A lo largo de millones de años, la presión y el calor generados por los sedimentos acumulados convirtieron ese material orgánico en gas natural. El gas natural se compone principalmente de metano y otros hidrocarburos ligeros.

Densidad °API.- Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Densidad \text{ } ^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.5)$$

Aceite Pesado.- Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API. En México el crudo Maya, es el aceite pesado, con una densidad de 22 grados API.

Aceite Ligero.- La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados API. En México el crudo Istmo, es el aceite ligero, con una densidad de 32 grados API.

Aceite Superligero.- Su densidad es mayor a los 38 grados API. En México el crudo Olmecca, es el aceite superligero, con una densidad de 39 grados API.

1.1.2 Química de los Hidrocarburos.

Los hidrocarburos son compuestos en los que existe únicamente carbono e hidrogeno, son los compuestos orgánicos más simples y de ellos hacemos derivar el resto de los compuestos orgánicos para facilitar su estudio. Atendiendo a su estructura los podemos dividir en hidrocarburos de cadena abierta e hidrocarburos de cadena cerrada (Figura 4), estos últimos llamados hidrocarburos carbocíclicos.

Los hidrocarburos de cadena abierta, a su vez, se dividen en saturados e insaturados, los hidrocarburos saturados son aquellos donde los enlaces carbono-carbono son sencillos, como los alcanos.

Hidrocarburos insaturados son aquellos que poseen enlaces múltiples carbono-carbono en la molécula; los doble enlace se conocen como alquenos y los triple enlace como alquinos.

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

Los hidrocarburos aromáticos incluyen fundamentalmente al benceno (Figura 3) y sus derivados.

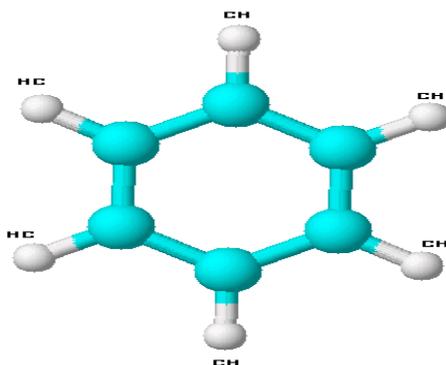


Figura 3, Molécula del Benceno.

La Figura 4 Clasificación de los hidrocarburos de cadena abierta y de cadena cerrada.

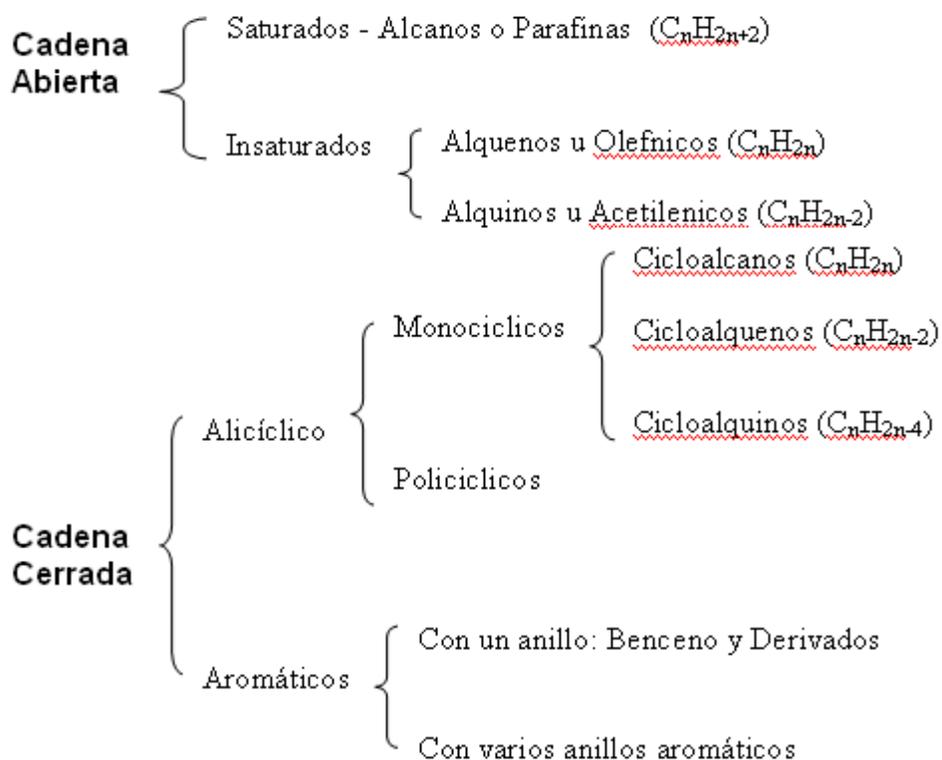


Figura 4, Clasificación de los Hidrocarburos

Prefijo	Alcanos (C_nH_{2n+2})	Alquenos (C_nH_{2n})	Alquinos (C_nH_{2n-2})
Met-	Metano $\begin{array}{c} \\ -C- \\ \end{array}$	—	—
Et-	Etano $\begin{array}{c} & \\ -C- & -C- \\ & \end{array}$	Etano $\begin{array}{c} >C=C< \\ & \backslash \end{array}$	Etano (acetileno) $-C \equiv C-$
Prop-	Propano $\begin{array}{c} & & \\ -C- & -C- & -C- \\ & & \end{array}$	Propano $\begin{array}{c} >C=C-C- \\ & \backslash \end{array}$	Propano $-C \equiv C-C-$
But-	Butano $\begin{array}{c} & & & \\ -C- & -C- & -C- & -C- \\ & & & \end{array}$	Butano $\begin{array}{c} >C=C-C-C- \\ & \backslash \end{array}$	Butano $-C \equiv C-C-C-$
Pent-	Pentano $\begin{array}{c} & & & & \\ -C- & -C- & -C- & -C- & -C- \\ & & & & \end{array}$	Pentano $\begin{array}{c} >C=C-C-C-C- \\ & \backslash \end{array}$	Pentano $-C \equiv C-C-C-C-$

Las líneas entre átomos de carbono representan enlaces carbono-carbono; el resto de las líneas representan enlaces carbono-hidrógeno.
Los prefijos griegos se utilizan a partir de cinco átomos de carbono: pent-, hex-, hept-, oct-, non-, dec-, etc.

Figura 5, Hidrocarburos más Simples de la Cadena Abierta.

Alcanos.

Son la primera clase de hidrocarburos simples y contienen sólo enlaces sencillos de carbono-carbono, los alcanos son denominados al combinar un prefijo que describe el número de los átomos de carbono en la molécula con el la raíz que termina en 'ano'.

En un alcano cada átomo de carbono esta tetraédricamente enlazado a otros cuatro átomos, C o H. las formulas estructurales de los tres primeros alcanos son el metano (CH₄) (Figura 8), etano (C₂H₆) (Figura 7) y propano (C₃H₈) y se muestran en la Tabla 2.

Alcanos Normales.

Los alcanos en que no hay cadenas ramificadas se llaman normales, de cadena lineal o simplemente alcanos. Todos son compuestos no polares y se encuentran en el gas natural o en el petróleo. Tienen diferentes puntos de ebullición y se separan por destilación fraccionada, el aumento en el punto de fusión con el número de átomos de carbono se debe al aumento de las fuerzas de London en el líquido.

La Tabla 1, muestra algunas formulas estructurales condensadas para los primeros catorce alcanos normales.

Nótese que en los alcanos normales, también llamados alcanos de cadena lineal, no significa que los átomos de la cadena estén alineados, si no que la cadena puede presentar "zig-zag". El termino lineal significa que no esta ramificado.

TABLA 1. ALCANOS

Nombre	Formula	PF °C	PE °C	ρ
Metano	CH ₄	-183.0	-162.0	
Etano	CH ₃ CH ₃	-172.0	-88.5	
Propano	CH ₃ CH ₂ CH ₃	-187.0	-42.0	
n-Butano	CH ₃ (CH ₂) ₂ CH ₃	-138.0	0.0	
n-Pentano	CH ₃ (CH ₂) ₃ CH ₃	-130.0	36.0	0.626
n-Hexano	CH ₃ (CH ₂) ₄ CH ₃	-95.0	69.0	0.659
n-Heptano	CH ₃ (CH ₂) ₅ CH ₃	-90.5	98.0	0.684
n-Octano	CH ₃ (CH ₂) ₆ CH ₃	-57.0	123.0	0.703
n-Nonano	CH ₃ (CH ₂) ₇ CH ₃	-54.0	151.0	0.718
n-Decano	CH ₃ (CH ₂) ₈ CH ₃	-30.0	174.0	0.730
n-Undecano	CH ₃ (CH ₂) ₉ CH ₃	-26.0	196.0	0.740
n-Dodecano	CH ₃ (CH ₂) ₁₀ CH ₃	-10.0	216.0	0.749
n-Tridecano	CH ₃ (CH ₂) ₁₁ CH ₃	-6.0	234.0	0.757
n-Tetradecano	CH ₃ (CH ₂) ₁₂ CH ₃	5.5	252.0	0.764

Estructura química y molecular.

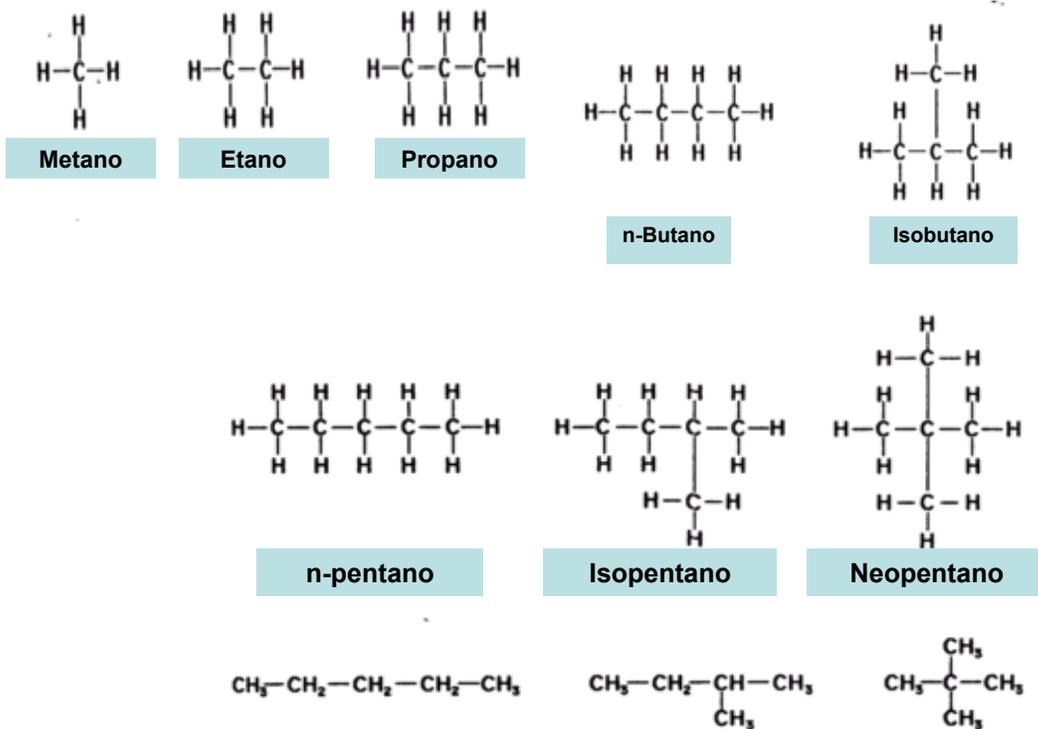


Figura 6, Estructura Química de Algunos Alcanos

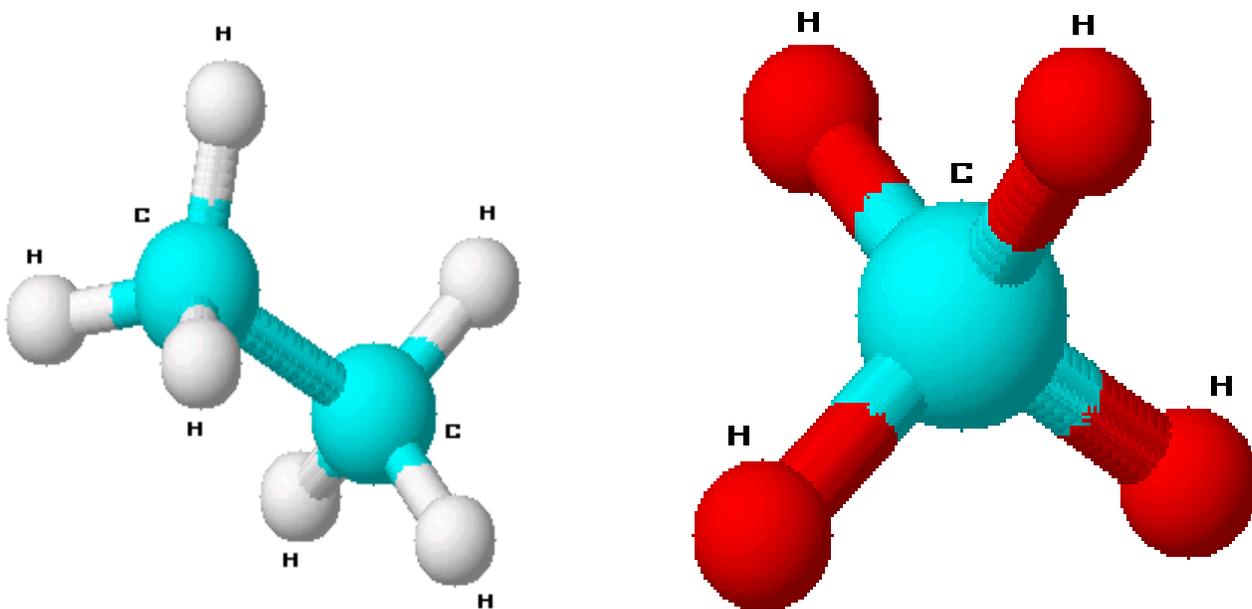


Figura 7, Molécula del Etano, C_2H_6 Figura 8, Molécula del Metano, CH_4 **Alcanos de Cadena Ramificada.**

La molécula de un alcano de cadena ramificada, como su nombre indica, tiene los átomos de carbono disponibles de forma ramificada. Si por ejemplo, se reemplaza uno de los átomos de hidrógeno en una molécula de pentano, por un grupo metilo, CH_3 , se obtiene una molécula ramificada. Un alcano que se conoce como 2-metilpentano.

El nombre es tal que significa que tiene un grupo metilo en el segundo átomo de carbono de la cadena de cinco átomos de carbono (pentano). Observe que un grupo metilo es justo una molécula de metano, CH_4 , menos uno de sus átomos de hidrógeno.

Alcanos Superiores Serie Homologa.

Una serie de compuestos cuyos miembros difieren del siguiente en un valor constante se denomina serie homologa y sus miembros son homólogos. La familia de los alcanos forma tal serie homologa (ya que si examinamos las formulas moleculares de los alcanos, observamos que el butano contiene un átomo de carbono y dos de hidrogeno mas que el propano, que, a su vez, tiene un carbono y dos de hidrogeno mas que el etano, y así sucesivamente), siendo la diferencia constante entre miembros sucesivos igual a CH_2 . También apreciamos que en cada uno de estos alcanos, el numero de átomos de hidrogeno es mas de dos veces el doble del numero de átomos de carbono. Por lo que podemos escribir una formula general para sus miembros que es C_nH_{2n+2} .

Isomería de Alcanos

A la posibilidad de tener el mismo número de átomos unidos en diferente forma se le conoce como isomería. Los isómeros son compuestos que tienen la misma fórmula molecular pero diferente distribución atómica o espacial. En la serie de los alcanos, el número posible de isómeros se incrementa notablemente conforme se incrementa el número de átomos de carbono (Figura 9).

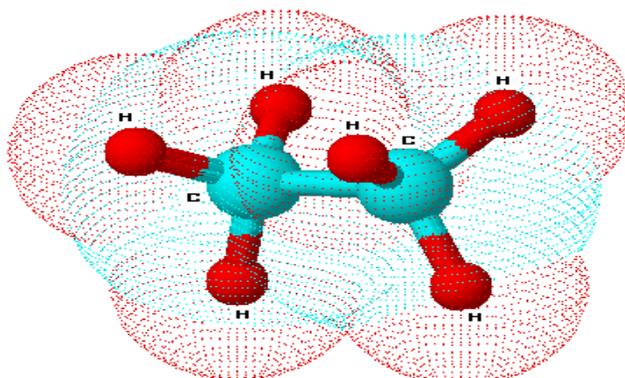
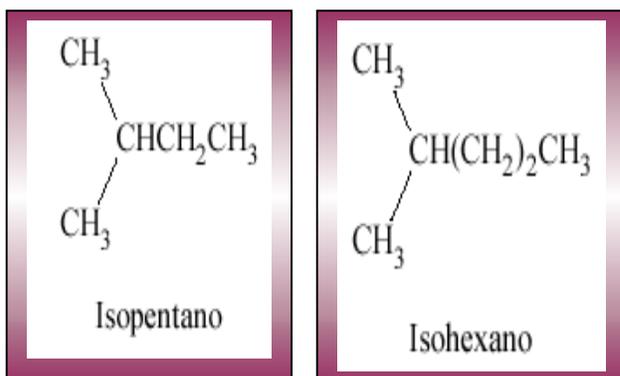


Figura 9, Ejemplo de los Isoalcanos y la Molécula del Etano, C₂H₆

Alquenos

Formados por moléculas que contienen por lo menos un par de carbonos de enlace doble. Los alquenos siguen la misma convención que la usada por los alcanos. Un prefijo (para describir el número de átomos de carbono) se combina con la terminación 'eno' para denominar un alqueno. El eteno (Figura 10), por ejemplo consiste de dos moléculas de carbono que contienen un enlace doble. La fórmula química para los alquenos simples sigue la expresión C_nH_{2n}. Debido a que uno de los pares de carbono esta doblemente enlazado, los alquenos simples tienen dos átomos de hidrógeno menos que los alcanos.

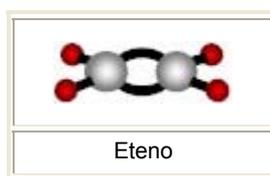


Figura 10, Eteno

Alquinos

Son la tercera clase de hidrocarburos simples y son moléculas que contienen por lo menos un par de enlaces de carbono. Como los alcanos y alquenos, a los alquinos se los denomina al combinar un prefijo con la terminación 'ino' para denotar un enlace triple. La fórmula química para los alquinos simples sigue la expresión C_nH_{2n-2}.

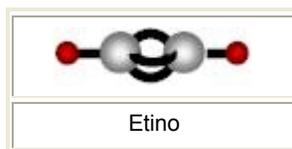


Figura 11, Etino

Isómeros

Ya que el carbono puede enlazarse de tantas diferentes maneras, una simple molécula puede tener diferentes configuraciones de enlace (Figura 12.)

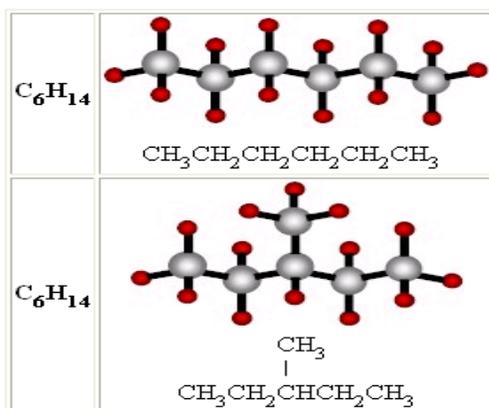


Figura 12, Isómeros

Alquilos

Los grupos hidrocarburos que derivan de los alcanos por pérdida de un átomo de hidrógeno se llaman **grupos alquilo**. Así, los alquilos son nombres que se dan a ciertos grupos de átomos que aparecen constantemente como unidades estructurales de moléculas orgánicas (Tabla 2).

Este grupo se nombra cambiando simplemente la terminación **ano** del alcano por **ilo**. Colectivamente se le conoce como grupo alquilo, la fórmula general para el grupo alquilo es C_nH_{2n+1} , ya que contiene un hidrógeno menos que el alcano correspondiente C_nH_{2n+2} .

Otra vez encontramos problemas de isomería entre los grupos alquilo, solo existe un cloruro de metilo o de etilo y correspondientemente un grupo metilo o etilo. Sin embargo podemos apreciar que hay dos cloruros de propilo, ambos contienen la cadena de propano, pero difieren en el punto de unión con el cloro; se denominan n-propilo e iso-propilo.

Podemos distinguir los dos cloruros por los nombres del cloruro de n-propilo y de iso-propilo, respectivamente; de la misma forma se hace con los dos bromuros, yoduros, alcoholes, etc., correspondientemente.

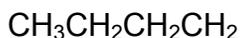


n-Propilo

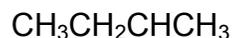


iso-Propilo

Hay cuatro grupos butilo, dos que derivan del n-butano de cada recta y dos del isobutano ramificado; se les designa n- (normal), sec- (secundario), iso- y t- (terciario), como se ilustra a continuación, nuevamente la diferencia se encuentra en el punto de unión del grupo alquilo con el resto de la molécula.



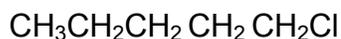
n-Butilo



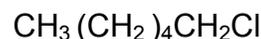
n-Butilo

Más allá de butilo, el número de grupos de isómeros derivados de cada alcano se hace tan grande que resulta impráctico designarlos todos con prefijos.

El prefijo n- siempre se emplea para indicar un grupo alquilo cuyos carbonos forman una sola cadena continua y cuyo punto de enlace es el carbono del extremo; por ejemplo:



Cloruro de n-Pentilo



Cloruro de n-Hexilo

El prefijo iso- se usa para designar cualquier grupo alquilo (de seis carbonos o menos) que tiene una sola ramificación monocarbonada en el penúltimo carbono de la cadena y con el punto de unión en el extremo opuesto de ella. Si la ramificación aparece en otra posición cualquiera, o si el punto de unión está en otra posición, este prefijo no es aplicable.

TABLA 2. ALQUILOS

Nombre	Formula	Comentarios
Metilo	CH ₃	
Etilo	CH ₃ CH ₂	
Propilo	CH ₃ CH ₂ CH ₂	
n-Butilo	CH ₃ (CH ₂) ₂ CH ₂	n- significa cadena lineal
n-Pentilo	CH ₃ (CH ₂) ₃ CH ₂	
n-Hexilo	CH ₃ (CH ₂) ₄ CH ₂	
n-Heptilo	CH ₃ (CH ₂) ₅ CH ₂	
n-Octilo	CH ₃ (CH ₂) ₆ CH ₂	
n-Nonilo	CH ₃ (CH ₂) ₇ CH ₂	
n-Decilo	CH ₃ (CH ₂) ₈ CH ₂	
n-Undecilo	CH ₃ (CH ₂) ₉ CH ₂	
n-Dodecilo	CH ₃ (CH ₂) ₁₀ CH ₂	
Isopropilo	(CH ₃) ₂ CH	Iso- significa que hay un grupo metilo sobre el punto de carbono del extremo de la cadena.
Isobutilo	(CH ₃) ₂ CHCH ₂	
Sec-Butilo	CH ₃ CH ₂ CH	Sec- significa que el primer carbono está enlazado a otros dos carbonos.
Ter-Butilo	CH ₃ C	Ter- significa que hay otros tres carbonos enlazados con el primer carbono.
Isopentilo	(CH ₃) ₂ CH(CH ₂) ₂	
Neo-Pentilo	(CH ₃) ₃ CH ₂ C	Neo- significa que hay cuatro carbonos enlazados en el último carbono.
Isohexilo	(CH ₃) ₂ CH(CH ₂) ₃	

Isomería de grupos alquilo

También hay isomería entre los grupos alquilo. Por ejemplo, podemos apreciar que hay dos cloruros de propilo, (A) y (B), por lo que deben de existir dos grupos propilo. Ambos contienen la cadena del Propano, pero difieren en el punto de unión con el cloro, y se denominan n-Propilo e Isopropilo (Figura 13).

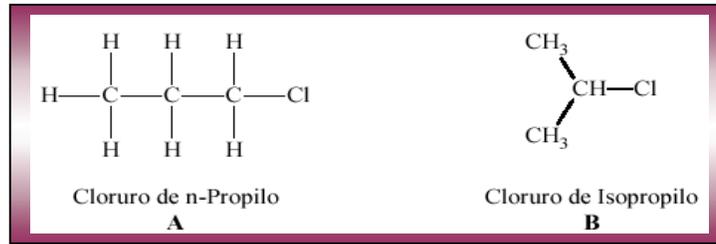


Figura 13, Isomeros Grupo Alquilo

I.1.3 Mezcla de Fluidos Hidrocarburos.

Propiedades de la mezcla.

Masa molecular Media (\bar{M}). Dado que una mezcla de gas esta compuesta de moléculas de varios tamaños, no es estrictamente correcto decir que una mezcla de gas tiene una masa molecular. Sin embargo una mezcla de gases se comporta como si fuera un gas puro con una masa molecular definida. Esta masa molecular es conocida como masa molecular media y esta definida como:

$$\bar{M} = \sum_{i=1}^n \eta_i M_i \tag{1.6}$$

Donde M_i es la masa molecular del componente i y η_i es la fracción molar del componente i en la mezcla.

Ejemplo I-1.- el aire seco es una mezcla de gas, consistiendo esencialmente de Nitrógeno, Oxígeno y pequeñas cantidades de de otros gases (Tabla 3). Calcular la masa molecular media del aire dado la siguiente composición aproximada.

Componente	Fracción Molar (η_i)
Nitrógeno	0.78
Oxígeno	0.21
Argón	<u>0.01</u>
	1.00

Tabla 3, ejemplo I-1

Solución:

Por medio de la definición de masa molecular media, se tiene,

$$\bar{M} = \eta_{N_2} M_{N_2} + \eta_{O_2} M_{O_2} + \eta_A M_A \tag{1.7}$$

Componentes C _i	Fracción Molar η _i	M _i (lb/ mole-lb)	(1)*(2)
Nitrógeno	0.78	28.85	21.85
Oxígeno	0.21	31.99	6.72
Argón	0.01	39.94	0.40
Total	1.00		28.97

Tabla 4, resultados del ejemplo I-1

Por lo tanto, la masa molecular promedio del aire seco es de 28.97.

Densidad (ρ). La densidad de una sustancia se define como su masa por unidad de volumen, por lo tanto puede obtenerse la densidad de un gas ideal, ρ_g a determinadas condiciones de presión y temperatura, sustituyendo m/M por n, en la ecuación de estado del gas ideal en función del numero de moles, donde, m, es la masa del gas y M su masa molecular, se tiene:

La densidad de un gas ideal es igual a:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{PM}{RT} \tag{1.8}$$

Para una mezcla de gas con comportamiento ideal, la densidad de la misma es:

$$\rho_m = \frac{M_t}{V_t} = \frac{PM}{RT} \tag{1.9}$$

Donde, M_t, es la masa total de la mezcla, V_t, es el volumen total de la mezcla; y \bar{M} , es la masa molecular media de la mezcla.

Densidad Relativa (γ). La densidad relativa de un gas se define como la razón de la densidad del gas a determinada presión y temperatura entre la densidad del aire a la misma temperatura y presión, generalmente a las condiciones base.

De la ecuación:

$$\rho_{aire} = \frac{P(28.97)}{RT} \tag{1.10}$$

Por lo tanto, la densidad relativa de un gas es:

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} = \left(\frac{\frac{PM_g}{RT}}{\frac{P(28.97)}{RT}} \right) = \left(\frac{M_g}{28.97} \right) \tag{1.11}$$

Donde M_g , es la masa molecular del gas, R es la constante universal de los gases y 28.97, es la masa molecular media del aire seco.

Propiedades Pseudocríticas y Pseudoreducidas.

Kay, W. B. introdujo el concepto de propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas cuando se trata de mezclas de gas natural. Las propiedades pseudocríticas son obtenidas aplicando la ley de Amargat, de volúmenes parciales para mezclas a las propiedades críticas de los componentes individuales de la mezcla.

La presión pseudocrítica y la temperatura pseudocrítica son definidas matemáticamente:

$${}_pP_c = \sum_{i=1}^n \eta_i P_{ci} \quad y \quad {}_pT_c = \sum_{i=1}^n \eta_i T_{ci} \quad (1.12)$$

Donde:

${}_pP_c$ = Presión Pseudocrítica.

${}_pT_c$ = Temperatura Pseudocrítica.

P_{ci} = Presión Crítica.

T_{ci} = Temperatura Crítica.

η_i = Fracción molar del componente i en la mezcla.

n = Número de componentes.

Las propiedades pseudocríticas son usadas para mezclas de gases, exactamente de la misma manera como la temperatura crítica y la presión crítica se usa para gases puros. Estas propiedades pseudocríticas fueron definidas simplemente para normalizar la correlación de los factores de compresibilidad.

Las propiedades pseudoreducidas son definidas como la razón de las propiedades de la mezcla a las propiedades pseudocríticas de la mezcla. Así la presión y la temperatura pseudoreducidas son definidas matemáticamente como:

$${}_pP_r = \frac{P}{{}_pP_c} \quad y \quad {}_pT_r = \frac{T}{{}_pT_c} \quad (1.13)$$

Los factores de compresibilidad, determinados experimentalmente para un gran número de gases naturales fueron correlacionados con la presión y la temperatura pseudoreducidas.

Calculo del Factor de Compresibilidad (Z).

El factor de desviación del gas natural se obtiene generalmente en el laboratorio, de muestras de gas obtenidas en superficie. Si existe líquido condensado en el lugar donde se obtiene la muestra, debe tenerse cuidado para que represente el

estado gaseoso a las condiciones del yacimiento. Esto se puede lograr con una boquilla especial para tomar muestras de recombinado, muestras de gas del separador.

El factor de desviación del gas se determina por lo general midiendo el volumen de una muestra de gas a determinadas condiciones de presión y temperatura y luego midiendo el volumen de la misma cantidad de gas a presión atmosférica y a una temperatura suficientemente alta para que todo el material permanezca en estado gaseoso. Por ejemplo, el volumen de una muestra tiene el valor de 364.6 cm³ a una temperatura de 213 °F y una presión de 3250 lb/pg² abs, y un volumen de 70,860 cm³ a una temperatura de 82 °F y una presión de 14.8 lb/pg² abs. Usando la ecuación de estado de los gases reales expresada en la siguiente forma.

$$\left(\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} \right) = \left(\frac{P_2 V_2}{Z_2 T_2} \right) \tag{1.14}$$

Considerando para la presión menor un factor de desviación del gas de (Z₁) unitario. El factor de desviación del gas a la P₂ de 3250 lb/pg² abs, una T₂ de 213 °F y una V₂ de 364.6 cm³ es de:

$$Z_2 = \left(\frac{P_2 V_2 T_2}{P_1 V_1 T_1} \right) = \left(\frac{(3250)(364.6)(82 + 460)}{(14.8)(70,860)(213 + 460)} \right) = 0.910 \tag{1.15}$$

El factor de desviación del gas, Z, se puede calcular a partir de la composición de la mezcla o por medio de su densidad relativa (γ_g), utilizando correlaciones de variación del factor de compresibilidad con la presión y la temperatura de la mezcla de gases conocidos. Sin embargo estas correlaciones no están hechas directamente con temperatura y presión, sino con temperatura y presión pseudoreducidas.

Ejemplo I-2.- Calcular el factor de desviación del gas natural del campo Poza Rica, Veracruz a partir de su composición, a una P= 772 (lb/pg² abs) y T 190 °F.

Datos:

Componentes C _i	η _i	Tc [°R]	Pc (lb/pg ² abs)	(2)x(3) P _r T _r	(2)x(4) P _r P _r
Metano	0.36518	343.37	667.8	125.39	243.9
Etano	0.2388	550.09	707.8	128.66	165.5
Propano	0.1993	666.01	616.3	132.74	122.8
nButano	0.20164	765.65	550.7	154.38	111.0
Total	1.00000			541.17	643.2

Tabla 5, ejemplo I-2

El procedimiento consiste en obtener los valores pseudocríticos de presión y temperatura a partir de la composición de la mezcla, utilizando la expresión (1.12). Una vez calculados estos valores, se procede a calcular los valores pseudoreducidos de presión y temperatura, utilizando la expresión (1.13). Con estos últimos valores se entra a las graficas de correlación del factor de compresibilidad (Z), Figura 38, al final del capítulo y se obtiene su correspondiente valor.

Los valores pseudocríticos son: ${}_pP_c = 643.2$ (lb/pg² abs) y ${}_pT_c = 541.17$ [°R]

A 800 (lb/pg² abs) y 120 °F, la temperatura y la presión pseudoreducida son:

$${}_pP_r = \frac{772}{643.2} = 1.20 \quad \text{y} \quad {}_pT_r = \frac{190 + 460}{541.17} = 1.20 \quad (1.16)$$

Entrando a la Figura 26, al final del capítulo, con estos valores de ${}_pP_r$ y ${}_pT_r$ se obtiene el factor de desviación Z , el cual es igual a 0.73, para este ejemplo.

1.1.4 Comportamiento de Fases.

Sistema.- Para estudiar las propiedades físicas de los fluidos, es necesario primero tener un conocimiento de los sistemas simples, un hidrocarburo de un solo componente puede ser obtenido solamente, después de un proceso extensivo; ya que no se presenta en forma natural. Sin embargo, las propiedades físicas de un hidrocarburo de un solo componente y su comportamiento, cuando esta sujeto a cambios de presión y de temperatura, son cualitativamente similares a los de los sistemas más complejos.

Como en otros sistemas de fluidos, un sistema de hidrocarburos puede ser homogéneo u heterogéneo; en un sistema homogéneo, todas las partes del sistema tienen las mismas propiedades físicas y químicas. Un sistema heterogéneo, es aquel en el cual, las propiedades físicas y químicas son distintas.

Sistema Monocomponente.- Un sistema monocomponente se comporta diferente de los sistemas en los cuales se tiene dos o más componentes. En lo particular se tomará interés en el comportamiento de fase; es decir, las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases. Así como el manejo de tres variables: la presión, la temperatura y el volumen. Las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad.

Un diagrama de fase es una gráfica de presión contra temperatura, la cual muestra las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de una sustancia.

La Figura 14, muestra un diagrama de fase para un sistema de un solo componente.

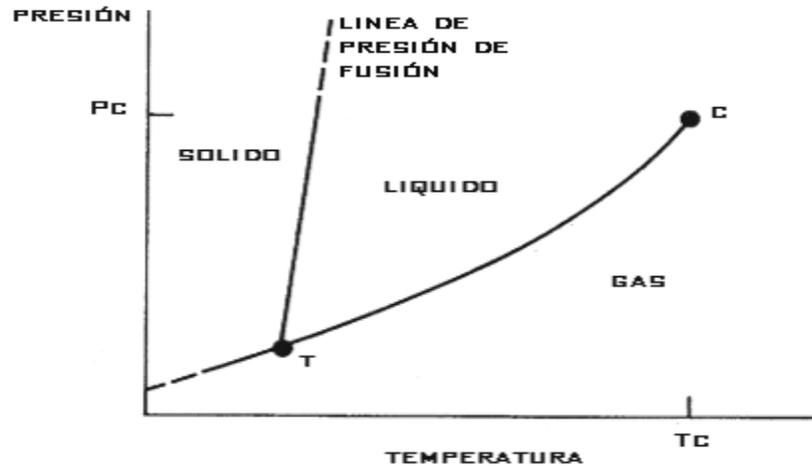


Figura 14, Diagrama de fase de una sustancia pura.
(Sistema monocomponente).

La línea TC de la Figura 14, se conoce como línea de Presión-Vapor, esta línea separa las condiciones de presión-temperatura, en donde la sustancia es un líquido o un gas. El punto de presión-temperatura, que esta sobre la línea, indica las condiciones para que la sustancia sea un líquido. De igual manera, el punto debajo de la línea de presión-vapor representa las condiciones para que la sustancia sea un gas. El punto de presión-temperatura que cae exactamente en la línea indica las condiciones para que el líquido y el gas coexistan.

Punto Crítico.- Se llama punto crítico al punto máximo de la línea de presión de vapor y es el punto C mostrado en la Figura 14. La presión y la temperatura que se representa a este punto son llamadas presión crítica y temperatura crítica, P_c y T_c , respectivamente, y representan las condiciones de P y T más altas a las que puede existir el material puro en equilibrio vapor-líquido.

Estas definiciones de propiedades críticas no son validas para sistemas de dos o más componentes.

Punto Triple.- El punto T es llamado punto triple Figura 14, el cual representa la presión y la temperatura en donde el sólido, líquido y gas coexisten en equilibrio.

Línea de presión de fusión.- Es la línea vertical que termina en el punto triple. Esta línea separa las condiciones del estado líquido de las condiciones del estado sólido. Nuevamente los puntos de presión y temperatura que caen exactamente sobre la línea, indican el caso donde coexisten el sólido y el líquido.

Sistemas Binarios.- Cuando se agrega un segundo componente en un sistema de un solo componente, el comportamiento de fase es mas complejo. En lugar de una línea recta que represente la curva de presión - vapor, se tiene una región amplia, en la cual coexisten las dos fases. La región de dos fases en el diagrama

de fase, esta limitada en un lado por la línea del punto de burbujeo y el otro lado por la línea de puntos de rocío, las dos líneas se unen en el punto crítico.

Componentes Definidos.- Son todos aquellos componentes presentes en la mezcla, los cuales fueron definidos en el laboratorio y para los cuales existe valores para sus propiedades críticas, es decir están completamente caracterizados y para los cuales la presión crítica P_c , temperatura crítica T_c y el factor céntrico ω son conocidos, incluyendo no hidrocarburos e hidrocarburos menores C_n^+ .

Propiedades Críticas.- Las propiedades críticas de una mezcla o de un componente son de mucha importancia y generalmente son utilizadas para la determinación de los parámetros de las ecuaciones de estado, para lo anterior es necesario conocer la caracterización de la mezcla para su cálculo.

Para la determinación de los parámetros de las ecuaciones de estado, es necesario caracterizar las fracciones pesadas presentes en la mezcla de hidrocarburo.

Dichas fracción pesada deben ser representadas como un pseudo-componente. La presión crítica P_c , la temperatura crítica T_c y el factor acentrico ω son usados en el cálculo de los parámetros de las ecuaciones de estado, estas propiedades pueden ser determinadas a partir del punto de ebullición, el peso molecular y la densidad, usando correlaciones empíricas.

En la Tabla siguiente se muestran valores de presión crítica, temperatura crítica y factor acentrico, de algunos de los componentes más comunes dentro de una mezcla de hidrocarburos.

La Tabla 6, muestra los valores de P_c , T_c y el factor acentirco ω de algunos componentes de la mezcla de hidrocarburos más comunes.

Componentes	T_c [°K]	P_c [atm]	ω
N_2	126.2	33.5	0.040
CO_2	304.2	72.6	0.225
H_2S	373.2	88.2	0.100
C_1	190.6	45.4	0.008
C_2	305.4	48.2	0.098
C_3	369.8	41.9	0.152
iC_4	408.1	36.0	0.176
nC_4	425.2	37.5	0.193
iC_5	460.4	33.4	0.227
nC_5	469.5	33.3	0.251
nC_6	507.4	29.3	0.296

Tabla 6, valores de P_c , T_c y el factor acentirco ω

Sistemas Multicomponentes.- Estos sistemas son ampliamente clasificados como aceites o gases, son además subdivididos dependiendo de los cambios de estado de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento y los fluidos producidos en la superficie.

Aceites. Las mezclas de hidrocarburos, las cuales existen en el estado líquido a condiciones de yacimiento son comúnmente clasificados como aceites crudos y subdivididos en base al líquido producido en la superficie en aceites de bajo y alto encogimiento.

I.1.5 Equilibrio Gas - Líquido.

Desarrollo de las ecuaciones para el cálculo de las constantes de equilibrio del sistema gas - líquido.

El uso de las constantes de equilibrio hace posible el cálculo de las presiones en la curva de burbujeo y en la curva de rocío, así como la composición de las fases gaseosa y líquida en equilibrio y las fracciones que existen en cada fase a presiones y temperaturas donde las dos fases pueden existir.

En todos los cálculos se asume que el sistema se encuentra en un equilibrio termodinámico a una temperatura y presión dadas. Las ecuaciones usadas para el cálculo de las fracciones de gas y líquido son obtenidas de un balance de materia, para esto se define un grupo de símbolos y términos como sigue:

En un balance de materia de la mezcla, se tiene:

$$N = L + V \tag{1.17}$$

Esto es, el numero total de moles de la mezcla es igual a las moles en la fase líquida más los moles en la fase gaseosa.

Por definición de la fracción molar para un componente i, se tiene:

$$\eta_i N = x_i L + y_i V \tag{1.18}$$

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} \tag{1.19}$$

Por definición de la constante de equilibrio para un componente i, se tiene:

De aquí, $y_i = x_i K_i$, sustituyendo en la ecuación (1.18) y resolviendo para x_i , se tiene la fracción molar del componente en la fase líquida.

$$x_i = \frac{N \eta_i}{L + V K_i} \tag{1.20}$$

Si consideramos que el sistema esta en equilibrio, las fracciones molares de los componentes en ambas fases debe sumar la unidad, es decir,

$$\sum_{i=1}^m x_i = 1 \tag{1.21}$$

$$\sum_{i=1}^m y_i = 1 \tag{1.22}$$

Aplicando las condiciones de la ecuación (1.21) a la ecuación (1.22), se tiene:

$$\sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m \frac{N \eta_i}{L + VK_i} = 1 \tag{1.23}$$

Ahora, de la ecuación (1.19), $x_i = y_i / K_i$, sustituyendo en la ecuación (1.18) y resolviendo para y_i , se obtiene la fracción molar del componente de la fase gaseosa.

$$y_i = \frac{N \eta_i}{\frac{L}{K_i} + V} \tag{1.24}$$

Y aplicando le las condiciones de la ecuación (1.22), a la ecuación (1.24), se tiene:

$$\sum_{i=1}^m y_i = \sum_{i=1}^m \frac{N \eta_i}{\frac{L}{K_i} + V} = 1 \tag{1.25}$$

Las ecuaciones (1.23) y (1.25) pueden ser solucionadas por métodos de ensayo y error. El procedimiento de solución es como sigue:

- 1.- De acuerdo a la mezcla de interés, seleccionar las graficas de las constantes de equilibrio a utilizar.
- 2.- De las graficas de las constantes de equilibrio seleccionadas, determinar el valor de K_i para cada componente a la presión y temperatura deseada.
- 3.- Suponer un valor de L o V y ajustar el otro valor por la ecuación:

$$L + V = 1 \tag{1.26}$$

4.- Resolver la ecuación (1.23): (1.27)

$$N=1$$

$$\sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m \frac{N \eta_i}{L + V K_i} = 1 \quad (1.28)$$

5.- Si la $\sum_{i=1}^m x_i = 1$, el problema esta resuelto y el valor tomado para L o V es el correcto. Los valores calculados para x_i , representa el análisis del liquido. Ahora si, $\sum_{i=1}^m x_i \neq 1$, entonces el valor asumido de L o V no es correcto, por lo que es necesario suponer otro valor de L o V y repetir el paso 4.

Donde:

N = Número total de moles en la mezcla.

V = Número total de moles de gas en equilibrio.

L = Número total de moles de líquido en equilibrio.

η_i = Fracción molar de cualquier componente de la mezcla.

x_i = Fracción molar de cualquier componente en el liquido.

y_i = Fracción molar de cualquier componente en el gas.

Presión de Burbujeo de una Mezcla.

El punto de burbujeo de una mezcla ha sido definido como el estado, en el cual una cantidad infinitesimal de gas se encuentra en equilibrio con una gran cantidad de líquido. Esta definición conduce a una ecuación para calcular la presión de burbujeo de una mezcla. Como ya se vio, en el punto de burbujeo, la cantidad de gas es infinitesimal; de la ecuación (1.24), por lo tanto:

$V \rightarrow 0, L \rightarrow N$, así que:

$$\sum_{i=1}^m y_i = \lim_{V \rightarrow 0} \sum_{i=1}^m \frac{N \eta_i}{\frac{L}{K_i} + V} = \sum_{i=1}^m K_i \eta_i = 1 \quad (1.29)$$

Así, para calcular la presión de burbujeo de una mezcla, es necesario determinarla por métodos de ensayo y error, hasta que la sumatoria de los productos de las fracciones molares y las constantes de equilibrio de los componentes de la mezcla sean iguales a la unidad.

Presión de Rocío de una Mezcla.

El punto de rocío de una mezcla ha sido definido como el estado, en el cual una cantidad infinitesimal de líquido se encuentra en equilibrio con una gran cantidad de gas. La ecuación para condición del punto de rocío puede ser desarrollada por la ecuación (1.23) y como la fase líquida es infinitesimalmente en el estado del punto de rocío, por lo tanto:

$$\sum_{i=1}^m x_i = \lim_{L \rightarrow 0} \sum_{i=1}^m \frac{N\eta_i}{L + VK_i} = \sum_{i=1}^m \frac{\eta_i}{K_i} = 1 \quad (1.30)$$

La evaluación de la presión en el punto de rocío (presión de rocío) requiere una solución de ensayo y error, de la misma manera que la presión de burbujeo.

1.2 Propiedades Volumétricas de los Hidrocarburos.

1.2.1 Definición y Comportamiento de las Propiedades volumétricas de los Hidrocarburos.

Factor de Volumen del Aceite (Bo).

Para una masa dada de aceite, el volumen medido en superficie es menor que el volumen medido en el yacimiento. Este cambio en el volumen de aceite, es debido a tres factores; los cuales son el cambio de presión, la disminución de la temperatura y por lo tanto el cambio de volumen y el volumen de gas disuelto en el yacimiento que a las condiciones superficiales es liberado.

El factor más importante es la liberación de gas del aceite a medida que la presión declina de las condiciones de yacimiento a las condiciones superficiales. Esto causa una disminución relativamente grande en el volumen del aceite, cuando se tiene una cantidad significativa de gas disuelto en el aceite.

Otros factores son, la disminución en la presión, causando que el aceite remanente se expanda ligeramente; pero esto es compensado por la contracción del aceite debido a la disminución en la temperatura.

De acuerdo a lo anterior el volumen de aceite medido en el fondo del pozo es diferente al que se tiene en superficie, para evaluar que tanto cambia el volumen se utiliza el factor del volumen del aceite, Bo (Figura 9), el cual es definido como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir 1.0 m³ de aceite medido en la superficie. Donde el aceite del yacimiento incluye el gas disuelto, es decir:

$$Bo = \frac{\text{Volumen de aceite más su gas disuelto a c.y.}}{\text{Volumen de aceite a c.s.}} \quad (1.31)$$

Nota: el aceite remanente @ condiciones estándar (c.s.), ya no contiene gas disuelto en él y la gráfica del Bo es:

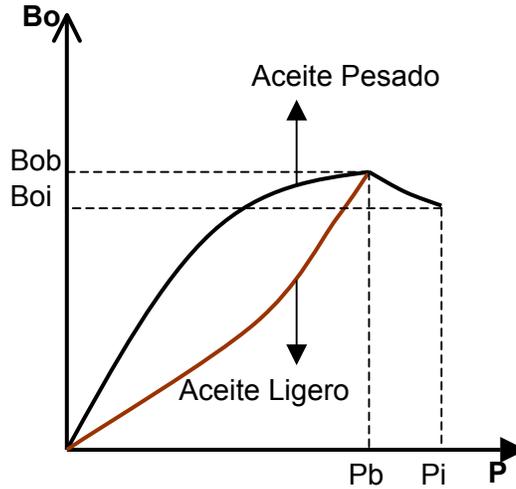


Figura 15, Factor de Volumen del Aceite

Factor de Volumen del Gas (Bg).

De forma similar el gas en el yacimiento sufre cambios por efectos de la presión, el volumen y la temperatura, por lo que el factor de volumen del gas, Bg (Figura 16), se define como, el volumen de gas a las condiciones del yacimiento requerido para producir 1.0 m³ de gas en la superficie. Puede ser calculado como la relación del volumen ocupado por el gas a las condiciones de yacimiento al mismo volumen de gas a las condiciones superficiales, es decir:

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @ c.y.}}{\text{Volumen de gas @ c. s.}} \tag{1.32}$$

Y la gráfica que representa al factor de volumen del gas es:

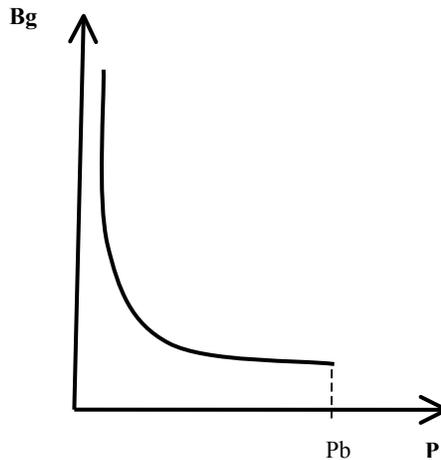


Figura 16, Factor de Volumen del Gas

Relación de Solubilidad (Rs).

La relación de solubilidad, Rs, es función de la presión y la temperatura del yacimiento, así como de la composición del gas y del aceite. Para un aceite y un gas de composiciones conocidas, a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta al incrementarse la presión, y a una presión constante, la cantidad de gas en solución aumenta a medida que las composiciones del gas y del aceite se asemejan; es decir, es mayor en gases de alta densidad relativa y también en aceites de baja densidad relativa.

La relación de solubilidad, Rs (Figura 17), se define como la relación del volumen de gas disuelto a la presión y a la temperatura del yacimiento y medido a las condiciones estándar, al volumen de aceite residual y medido a las condiciones estándar, es decir;

$$Rs = \frac{\text{Volumen de gas disuelto a } P_y, T_y \text{ @ c.s.}}{\text{Volumen de aceite @ c.s.}} \tag{1.33}$$

Nota: condiciones de yacimiento se abrevia (c.y.), condiciones estándar (c.s.), presión y temperatura del yacimiento (Py, Ty) respectivamente.

La Figura 17, muestra la forma típica de la relación de solubilidad, como una función de la presión del yacimiento.

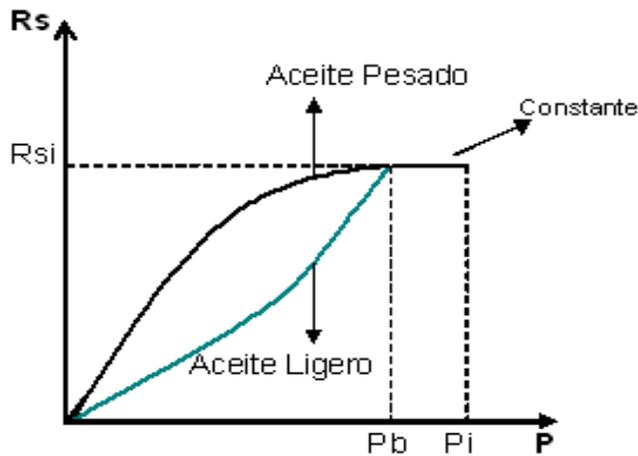


Figura 17, Relación de Solubilidad

Factor de Volumen Total (Bt).

Cuando la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo, se presenta la formación de gas y aceite, en este caso, conviene usar el término llamado el factor de volumen total, de dos fases o de la fase mixta, Bt, definido como el volumen en barriles que ocupa un barril a condiciones estándar junto con su volumen inicial de gas disuelto a cualquier presión y temperatura.

$$B_t = \frac{\text{vol. (aceite + gd + gl) a c.y.}}{\text{vol. aceite sin gd, a c.s.}} \quad (1.34)$$

Donde gd y gl significan gas disuelto y gas libre, respectivamente.

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \quad (1.35)$$

En la Figura 18, se muestra la grafica del factor de volumen total, como una función de la presión.

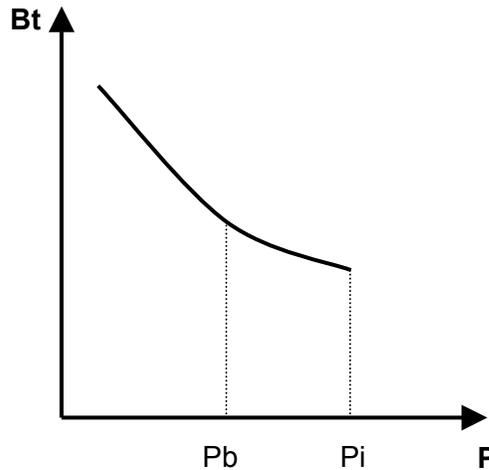


Figura 18, Factor de Volumen de la Fase Mixta

1.2.2 Obtención de las Propiedades Volumétricas de los Hidrocarburos a través de Correlaciones.

Correlación de M. B. Standing.

Esta correlación establece las relaciones empíricas observadas entre la presión de saturación y el factor de volumen del aceite, en función de la relación de gas disuelto-aceite, las densidades del gas y del aceite producido, la presión y la temperatura. La correlación se estableció para aceites y gases producidos en California y para otros sistemas de crudo de bajo encogimiento, simulando una separación instantánea en dos etapas a 100 °F. La primer etapa se realizo a una presión de 250 a 450 lb/pg² abs. Y la segunda etapa a la presión atmosférica.

Debe entenderse que la densidad del aceite producido en el tanque de almacenamiento dependerá de las condiciones de separación (etapas, presiones y temperaturas). Mientras más etapas de separación sean, el aceite será más ligero (mayor densidad API).

La presión del aceite saturado se correlaciono en la siguiente forma:

$$P = 18 \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_{gd}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 T - 0.0125 \text{ } ^\circ \text{API})} \right) \quad (1.36)$$

Por lo que despejando la relación de solubilidad (Rs) de la ecuación anterior se tiene:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{P}{18} \right)^{10^{(0.0125 \text{ } ^\circ \text{API} - 0.00091 T)}} \right)^{\frac{1}{0.83}} \quad (1.37)$$

El factor de volumen del aceite fue correlacionado con la relación de solubilidad, la temperatura, la densidad relativa del gas y la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente expresión:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 (F)^{1.128} \quad (1.38)$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \quad (1.39)$$

Bo, Factor de volumen, pie³@ c. esc./pie³@ c.s. y la temperatura en °F
 P, Presión de Saturación, lb/pg².
 T, Temperatura, °F
 Densidad del Aceite, ° API

Correlación de Vázquez

Para establecer esta correlación se usaron mas de 6000 datos de Rs, Bo y μ_o , a varias presiones y temperaturas. Como el valor de la densidad relativa del gas es un parámetro de correlación importante, se decidió usar un valor de dicha densidad relativa normalizado a una presión de separación de 100 lb/pg² manométrica. Por lo tanto, el primer paso para usar estas correlaciones consiste en obtener el valor de la densidad relativa del gas a dicha presión. Para esto se propone la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left(1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ \text{API} * T_s \log(P_s/114.7) \right) \quad (1.40)$$

La correlación para determinar Rs se afino dividiendo los datos en dos grupos, de acuerdo con la densidad del aceite. Se obtuvo la siguiente ecuación:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left(C_3 \frac{\text{API}}{T + 460} \right) \tag{1.41}$$

Los valores de los coeficientes son:

Coeficiente	°API ≤ 30°	°API >30°
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.724	23.931

Tabla 7, valores de los coeficientes, para Rs

La expresión que se obtuvo para determinar el factor de volumen es:

$$B_o = 1 + C_1 R_s + (T - 60) \left(\frac{\text{API}}{\gamma_{gs}} \right) (C_2 + C_3 R_s) \tag{1.42}$$

Los valores de los coeficientes son:

Coeficiente	°API ≤ 30°	°API >30°
C ₁	4.677 x 10 ⁻⁴	4.67 x 10 ⁻⁴
C ₂	1.751 x 10 ⁻⁵	1.1 x 10 ⁻⁵
C ₃	-1.811 x 10 ⁻⁸	1.337 x 10 ⁻⁹

Tabla 8, valores de los coeficientes, para Bo

R_s, Relación de solubilidad, pie³_{gd} @ c.s./bl_o@c.s.

T_s, Temperatura en la primer etapa de separación, °F

γ_{gp}, Densidad relativa del gas a condiciones de Ps y Ts

Correlación de Oistein.

Esta correlación fue establecida utilizando muestras de aceite producido en el Mar del Norte, donde predominan los aceites tipo volátil.

Los valores de Rs y Bo se obtienen de la forma siguiente:

1.- Calcule P* con:

$$\log P^* = -2.57364 + 2.35772 \log P - 0.703988 \log^2 P + 0.098479 \log^3 P$$

2.- Calcule Rs con:

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\frac{P^* \text{ API}^{0.989}}{T^a} \right)^{\frac{1}{0.816}} \tag{1.43}$$

Las unidades de la relación de solubilidad (Rs) son, $\text{pie}^3_{\text{gd}} @ \text{c.s.}/\text{bl}_o @ \text{c.s.}$

Donde:

$a = 0.130$, para aceites Volátiles.

$a = 0.172$, para aceites Negros.

Para lograr un mejor ajuste, se puede variar el valor del exponente a.

3.- Calcular Bo^* con:

$$Bo^* = Rs \left(\gamma_{gd} / \gamma_o \right)^{0.526} + 0.968 T \tag{1.44}$$

4.- Determinar Bo con:

$$Bo = 1 + 10^a$$

Donde:

$$a = -6.58511 + 2.91329 \log Bo^* - 0.27683 \log^2 Bo^*$$

Bo, Factor de volumen, $\text{pie}^3_o @ \text{c. esc.}/\text{pie}^3_o @ \text{c.s}$

T, Temperatura, °F

γ_o , densidad relativa del aceite, en ° API

Correlación de J. A. Lasater.

La correlación de Lasater se basa en 158 mediciones experimentales de la presión en el punto de burbujeo de 137 sistemas independientes, producidos en Canadá; en el Centro y Oeste de los Estados Unidos y América del Sur. El error promedio en la representación algebraica es del 3.8% y el máximo error encontrado es del 14.7%.

Las ecuaciones siguientes corresponden a la correlación de Lasater para un aceite saturado:

$$P = \frac{P_f (T + 460)}{\gamma_{gd}} \tag{1.45}$$

Donde P_f es el factor de la presión en el punto de burbujeo, el cual fue relacionado con la fracción molar del gas (Y_g), a cuya curva resultante le fue ajustada la siguiente ecuación:

$$P_f = 504.3 \times 10^{-2} Y_g^3 + 310.526 \times 10^{-2} Y_g^2 + 136.226 \times 10^{-2} Y_g + 119.118 \times 10^{-3}$$

La fracción molar del gas se calcula con la siguiente expresión:

$$Y_g = \frac{Rs / 379.3}{Rs / 379.3 + \frac{350 \gamma_o}{Mo}} \tag{1.46}$$

El peso molecular del aceite en el tanque (M_o) se correlaciona con los grados °API del aceite el tanque de almacenamiento, a cuya curva se le ajustaron las siguientes expresiones:

Si $15 \leq \text{°API} < 40$, $M_o = (63.506 - \text{°API}) / 0.0996$

Si $40 \leq \text{°API} < 55$, $M_o = (1048.33 / \text{°API})^{1.6736}$

La expresión para determinar R_s se obtuvo a partir de la ecuación (1.46):

$$R_s = 132755 \frac{Y_g \gamma_o}{(1 - Y_g) M_o} \tag{1.47}$$

A la fracción molar del gas en función de P_f , se le ajusto la siguiente ecuación:

$$Y_g = 419.545 \times 10^{-5} P_f^3 - 591.428 \times 10^{-4} P_f^2 + 334.519 \times 10^{-3} P_f + 169.879 \times 10^{-4}$$

- P_f , factor de presión en el punto de burbujeo, lb/plg²
- M_o , peso molecular del aceite, bl_{m0}^{oo} @ c.s. /bl_o^{oo} @ c.s.
- γ_{gd} , densidad relativa del gas total
- γ_{gs} , densidad relativa del gas normalizada a una presión de separación de 100 lb/plg² manométricas.
- γ_o , densidad del aceite, en ° API
- γ_{ro} , densidad relativa del aceite

1.3 Clasificación General de los Yacimientos de Acuerdo a su Diagrama de Fase.

Diagrama de fases Temperatura-Presión.

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos, puede utilizarse para propósitos de clasificación, tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual indicara dependiendo la presión y la temperatura, la fase en la que se encuentran los fluidos del yacimiento (Figura 19).

En una grafica temperatura-presión, la curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir los puntos de burbujeo y de rocío que presenta la muestra a diferentes temperaturas, las curvas se unen en el punto denominado crítico (P_c).

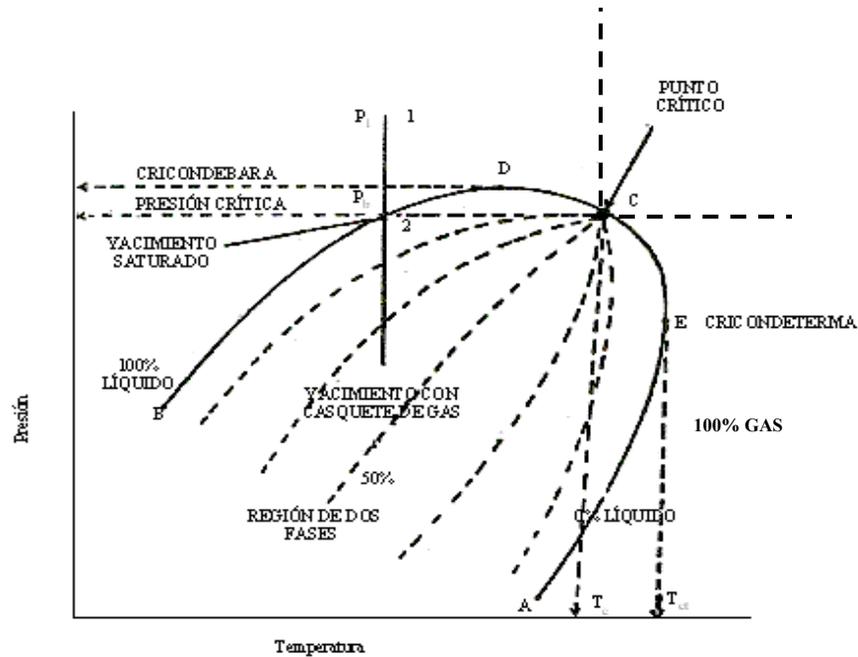


Figura 19, Diagrama de Fase

La envolvente de fase divide el diagrama en tres regiones, la primera, llamada región de líquidos, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica; la segunda, llamada región de gases, también está situada fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica; la última, encerrada por la envolvente de fases, se conoce como región de dos fases; en esta región, se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la muestra de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido. Todas estas curvas inciden en el punto crítico. Se distinguen, además, en el mismo diagrama la Cricondenbará y la Cricondeneterma, que son la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

1.3.1 Yacimiento de Aceite Negro.

En este tipo de yacimientos al alcanzar la presión de burbujeo, empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambia el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes. El punto en el que se tiene la presión y la temperatura en el separador, indica que aproximadamente el 85 % del aceite producido es líquido, esto es un porcentaje promedio alto, de ahí que este aceite es denominado aceite de bajo encogimiento. Estos tipos de yacimientos producen generalmente un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite instantánea menor a 200 (m^3 de gas/ m^3 de aceite).

En nuestro país este tipo de yacimientos es de los que producen mayor volumen y se les denomina como de aceite negro o de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, por que la reducción en el volumen de aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque, es relativamente pequeña, normalmente su reducción es menor a un 30 %.

Dependiendo de la viscosidad y de la densidad del líquido, se usan los calificativos "pesado" o "ligero". El encogimiento de un crudo ligero es mayor que el presentado por un crudo pesado.

En la Figura 20, se muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento de aceite negro, sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C₃ a C₆, es comparativamente bajo y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara, la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica.

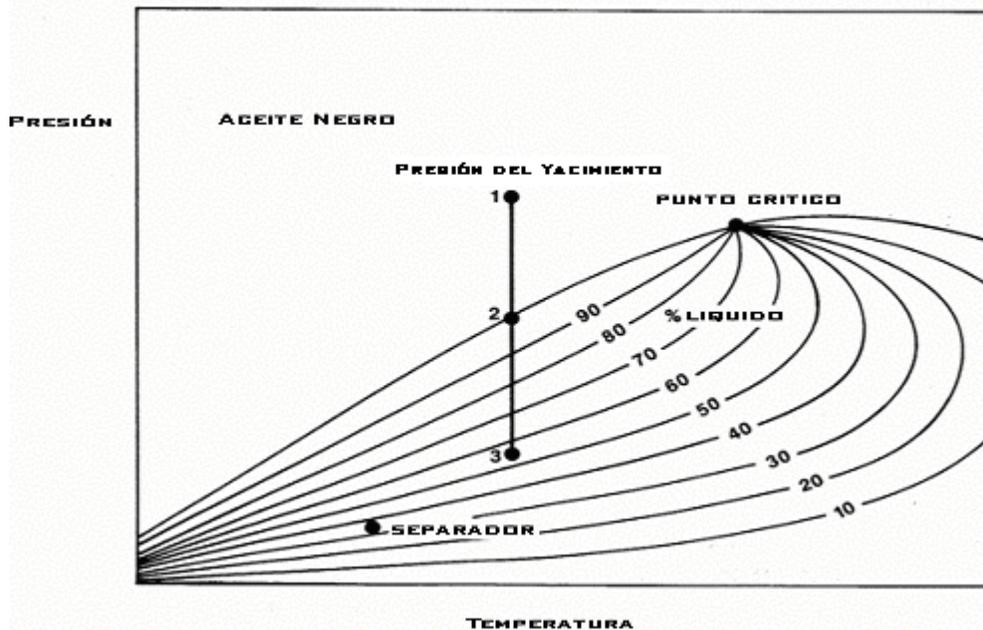


Figura 20, Diagrama de Fase de un Yacimiento de Aceite Negro.

1.3.2 Yacimiento de Aceite Volátil.

Contiene más intermedios (C₂ - C₆) que el aceite negro, la división práctica entre el aceite negro y el aceite volátil se da cuando las ecuaciones de aceite negro dejan de ser adecuadas. La $T_c > T_y$ pero son muy cercanas. Llamado de alto encogimiento dado que pequeñas caídas de presión liberan grandes cantidades de gas. La R_{si} anda en el rango de 2000 a 3200 [pie³/ bl], el B_o es mayor de 2, la densidad es mayor de 40 °API, color café, verde y naranja.

Los yacimientos de aceite volátil o también denominado de alto encogimiento (Figura 21), contienen fluidos que, como su nombre lo indica, tienden a volatilizarse o evaporarse significativamente con reducciones en la presión, una vez alcanzado el punto de burbujeo. Como resultado de este fenómeno, el volumen ocupado por el líquido se reduce considerablemente y de ahí el nombre de aceite de alto encogimiento.

Se caracterizan por tener una RGA relativamente alta (con valores intermedios entre la RGA de los yacimientos saturados y la RGA de los yacimientos de gas y condensado) y un factor de volumen del aceite bastante alto (cercano o mayor a dos).

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

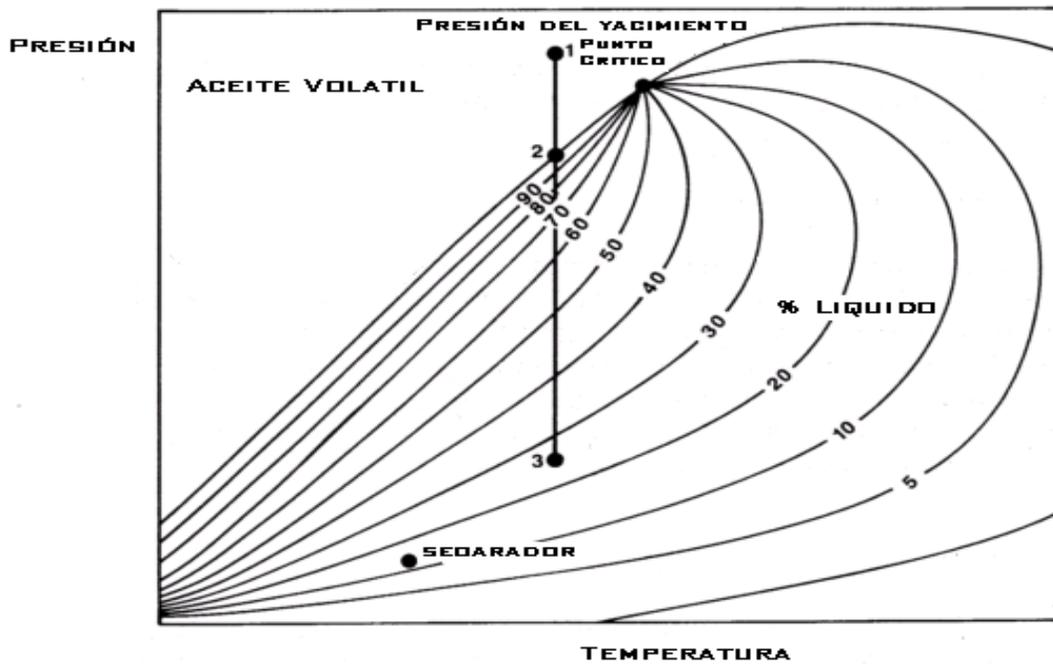


Figura 21, Diagrama de fase de un yacimiento de aceite volátil

1.3.3 Yacimiento de Gas y Condensado.

Contiene menos componentes pesados que los aceites, la temperatura del yacimiento se encuentra entre la T_c y la cricondenterma $T_c < T_y$.

En este tipo de yacimientos si se encuentra por arriba de la presión de rocío, se tiene gas 100% en el yacimiento, pero al bajar la presión se condensará formando liquido (este fenómeno va en contra de la naturaleza general de los gases, por lo cual se le llama condensación retrograda).

Este tipo de yacimientos se encuentra en fase gaseosa a las condiciones iniciales, la condensación retrograda, en el yacimiento es mayor que la indicada en curvas presentadas en los reportes de análisis PVT a volumen constante a la temperatura del yacimiento con decrementos de presión relativamente grandes (500 a 1000 psi). Esto se explica por el hecho de que una vez que empieza la condensación de líquidos (los cuales permanecen inmóviles dentro de la roca) la composición de la mezcla de los fluidos remanentes en el yacimiento se va haciendo cada vez más rica en compuestos pesados y como consecuencia la tendencia a la acumulación de líquidos se incrementa, esto se evidencia por el hecho de que a bajo de la presión de rocío, el contenido de condensado por unidad de volumen de fluido producido disminuye considerablemente y generalmente aumenta la RGA.

La Figura 22, corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbujeo.

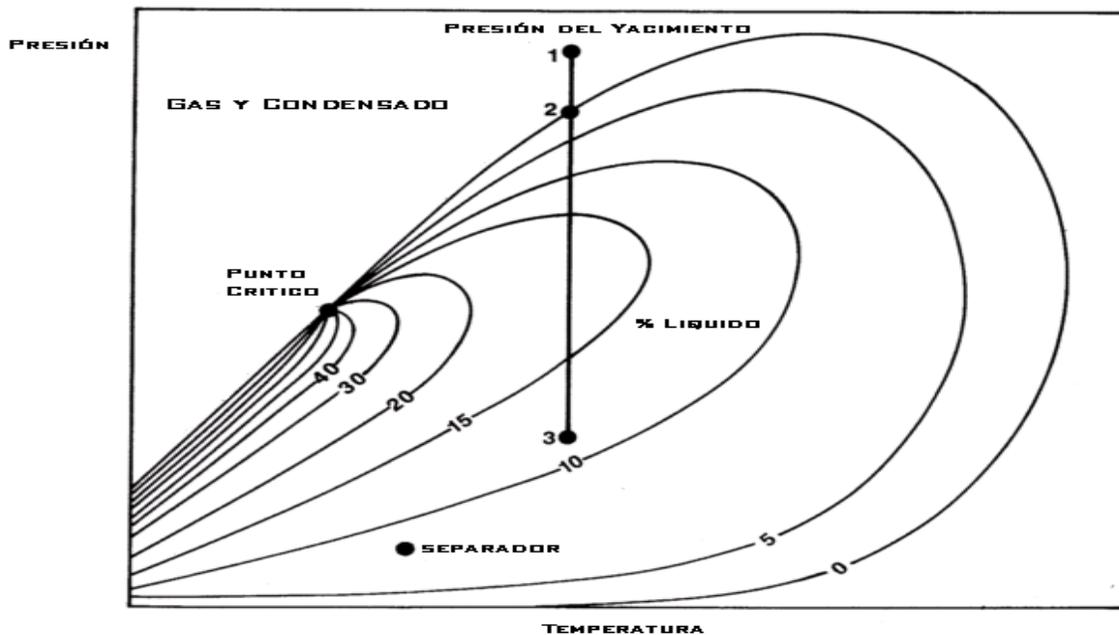


Figura 16, Diagrama de fase de un yacimiento de Gas y Condensado

1.3.4 Yacimiento de Gas Húmedo.

No se forma líquido en el yacimiento en ninguna etapa de su explotación, durante su producción se forma líquido en algún punto de las tuberías de producción llamado "condensado", cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran en la región de dos fases, generando que la RGA varié entre 10000 y 20000 m³/m³, el líquido recuperable tiende a ser transparente, con densidades menores a 0.75 gr/cm³ y el contenido de licuables en el gas, generalmente es bajo, menos de 30 Bls/10⁶ pies³ (Figura 23).

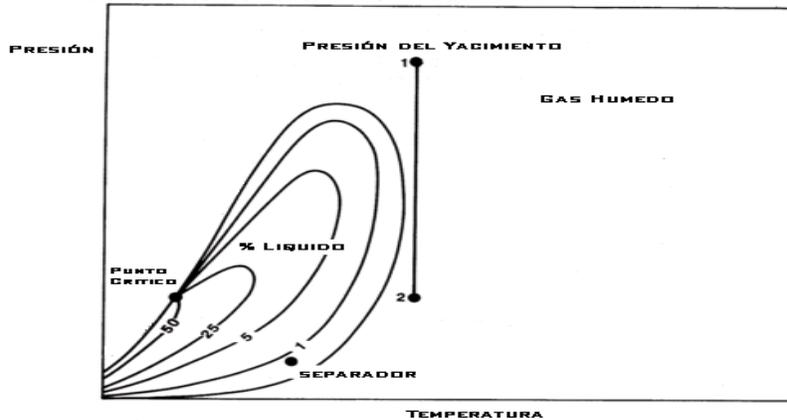


Figura 23, Diagrama de fase de un yacimiento de Gas Húmedo

1.3.5 Yacimiento de Gas Seco.

Constituido principalmente por metano, posee algunos intermedios, no se forma líquido en el yacimiento ni en ningún punto del sistema integral de producción. La palabra **seco** se refiere a que este gas no contiene los suficientes componentes pesados para formar líquidos a condiciones superficiales, los yacimientos de gas seco (Figura 24), contienen solamente gas a lo largo de toda la vida productiva de éste, ni a las condiciones de yacimiento, ni a las condiciones de superficie se entra en la región de dos fases, durante su explotación por lo que siempre se esta en la región de estado gaseoso, teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquidos en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación gas-aceite mayor de 20000 m³/m³, se considera gas seco.

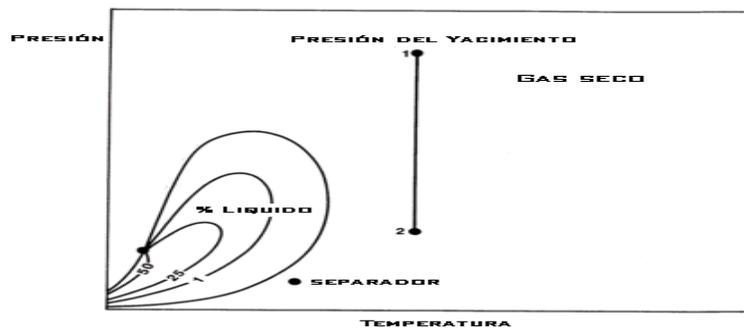


Figura 24, Diagrama de fase de un Yacimiento de Gas Seco

1.4 Ecuaciones de Estado.

Introducción.

Las ecuaciones de estado son expresiones semi-empíricas que solo proporcionan resultados aceptables al aplicarlas a mezclas semejantes a aquellas utilizadas para la obtención de la ecuación original, o en rangos limitados de presión y temperatura, por lo que es norma aceptada, que ninguna ecuación de estado es capaz de predecir con exactitud el comportamiento de las mezclas complejas que se recuperan de los yacimientos de hidrocarburos en general.

Una ecuación de estado es una expresión analítica que relaciona el comportamiento de las mezclas de hidrocarburos a cambios de presión – volumen- temperatura.

Su utilidad radica en la eficiencia y versatilidad de predecir funciones termodinámicas a partir de datos PVT; es decir es la mejor forma de manejar grandes cantidades de datos PVT. Sin embargo ninguna ecuación de estado satisface completamente todas las aplicaciones Científicas y/o de Ingeniería.

Si bien uno de los objetivos perseguidos en la formulación de una ecuación de estado es la de su validez general, el compromiso entre su sencillez analítica y su universalidad resulta difícil de satisfacer. También se hace necesario buscar una solución de compromiso respecto de la presión en las diferentes zonas (equilibrio de fases, zona de líquido, etc.).

La complejidad del comportamiento PVT de una sustancia pura sugiere la dificultad de su descripción mediante una ecuación.

1.4.1 Gas Ideal

De la regla de las fases se sabe que la energía interna de un gas real es una función de la presión y la temperatura. Esta dependencia con la presión aparece como resultado de las fuerzas entre las moléculas. Si estas fuerzas no existieran, entonces no se necesitaría energía alguna para alterar la distancia intermolecular promedio y, por consiguiente, no se requeriría energía para originar cambios de volumen y presión en un gas a temperatura constante. Por tanto, se concluye que en ausencia de interacciones moleculares, la energía interna del gas depende exclusivamente de la temperatura. Estas consideraciones conducen a la definición de un gas ideal como aquel cuyo comportamiento macroscópico está caracterizado por:

La ecuación de estado:

$$PV=RT$$

(1.48)

Una energía interna que es función únicamente de la temperatura y que, como consecuencia tiene una capacidad calorífica C_v que también depende exclusivamente de la temperatura.

1.4.2 Van der Waals

La primera ecuación cúbica de estado práctica fue propuesta por J.D. Van der Waals en 1873:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} \tag{1.49}$$

En esta ecuación, a y b son constantes positivas; cuando son cero, lo que se obtiene es la ecuación del gas ideal.

Dados los valores de a y b para un fluido en particular, puede calcularse P como una función de V a diferentes valores de T , a cada una de estas trayectorias se les llama isoterma, debido a que el proceso es a temperatura constante.

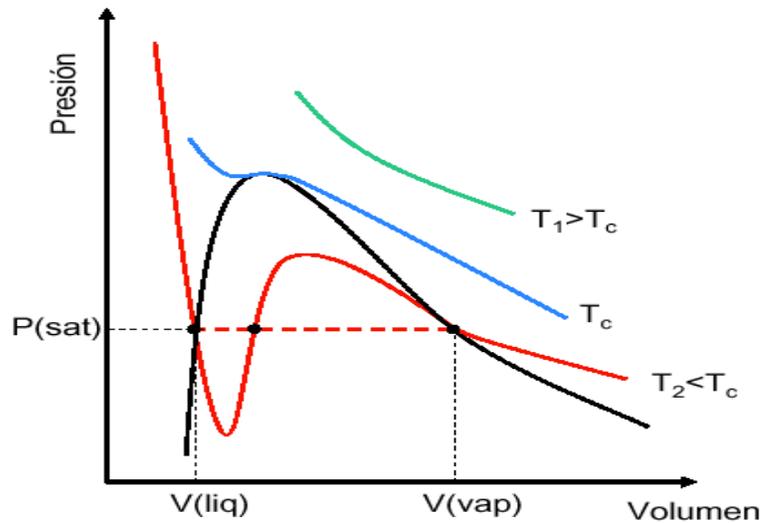


Figura 25, Isotermas de Van der Waals

La Figura 25, es un diagrama PV donde se muestran tres de esas isotermas. La curva sobrepuesta representa los estados de líquido y vapor saturados. Para la isoterma $T_1 > T_c$, la presión es una función monótonamente decreciente con un volumen molar creciente. La isoterma crítica (que es la que está indicada con T_c) contiene el punto de inflexión horizontal en C característico del punto crítico. Para la isoterma $T_2 < T_c$, la presión disminuye con rapidez en la región líquida con un aumento en V ; después de cruzar la línea de líquido saturado, la curva pasa por un mínimo, aumenta hasta un máximo y luego disminuye, cruzando la línea de vapor saturado y continuando hacia la región de vapor. Las isotermas experimentales no exhiben esta transición suave de la región líquida a la de vapor;

en su lugar, éstas contienen una línea horizontal dentro de la región de dos fases donde coexisten el líquido y el vapor saturados en distintas proporciones a la presión de vapor o saturación.

La ecuación de Van der Waals permite justificar los cambios de estado, cuya razón debe buscarse en la tendencia general de la Naturaleza a las configuraciones de estado de energía mínima.

Las constantes en esta ecuación de estado pueden evaluarse mediante un ajuste de los datos PVT disponibles. Sin embargo, al tratarse de una ecuación cúbica sencilla, las estimaciones adecuadas provienen de las constantes críticas T_c y P_c . Puesto que la isoterma crítica exhibe una inflexión horizontal en el punto crítico, entonces pueden imponerse las siguientes condiciones matemáticas:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{T_c} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2}\right)_{T_c} = 0 \quad (1.50)$$

Donde el subíndice c denota el punto crítico.

La diferenciación de estas ecuaciones proporciona expresiones para ambas derivadas, las cuales pueden igualarse a cero para $P=P_c$, $T=T_c$ y $V=V_c$. Por otra parte, la ecuación de estado también puede escribirse para las condiciones críticas, obteniéndose tres ecuaciones de las cinco constantes P_c , V_c , T_c , a y b . Las expresiones que se obtienen son:

$$a = \frac{27R^2T_c^2}{64P_c} \quad b = \frac{RT_c}{8P_c} \quad (1.51) \text{ y } (1.52)$$

Aunque esta ecuación tal vez no proporcione los mejores valores posibles, ellos son razonables y casi siempre pueden determinarse, debido a que a menudo se conocen las temperaturas y presiones críticas (en contraste con los datos PVT extensos) o pueden estimarse de manera confiable.

I.4.3 Redlich – Kwong

El desarrollo moderno de las ecuaciones cúbicas de estado comenzó en 1949 con la publicación de la ecuación de Redlich-Kwong:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b)T^{1/2}} \quad (1.53)$$

Esta ecuación, al igual que otras ecuaciones cúbicas de estado, tiene tres raíces para el volumen, de las cuales es posible que dos sean complejas. Los valores de

V que tienen un significado físico son siempre reales, positivos y mayores que la constante b . En la Figura 25 se observa que cuando $T > T_c$, la solución de V para cualquier valor positivo de P proporciona sólo una raíz positiva real. Cuando $T = T_c$, esto también es cierto, excepto a la presión crítica, donde existen tres raíces, todas iguales a V_c . Para $T < T_c$, se tiene únicamente una raíz real positiva cuando la presión es alta, pero para un intervalo de presiones menores existen tres raíces reales positivas. En este caso, la raíz intermedia no tiene significado; la raíz más pequeña es un líquido o un volumen similar al de un líquido, y la raíz más grande es un vapor o un volumen parecido a un vapor. Los volúmenes de líquido y vapor saturados están dados por las raíces más pequeña y más grande cuando P es la presión de saturación o de vapor.

Las constantes para esta ecuación de estado se obtienen de igual modo que para la ecuación de Van der Waals y sus valores son:

$$a = \frac{0.42748 R^2 T_c^{5/2}}{P_c} \quad b = \frac{0.08664 RT_c}{P_c} \quad (1.54) \text{ y } (155)$$

Al tratarse de una ecuación cúbica de estado, como la de Van der Waals, no proporciona los mejores valores posibles, pero ellos son razonables y casi siempre pueden determinarse.

1.4.4 Soave y Peng- Robinson

Otras ecuaciones cúbicas bien conocidas son las de Soave y Peng-Robinson. Como la mayoría de las ecuaciones cúbicas de dos parámetros, estas pueden expresarse mediante la ecuación:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2 + uV + wb^2} \quad (1.56)$$

Para las ecuaciones de Soave y Peng-Robinson, u y w toman los valores de integración siguientes:

	Peng-	Soave:	Robinson:
$u = 2$	$w = -1$	$u = 1$	$w = 0$

Existen numerosas aproximaciones que se han usado para establecer los valores de los parámetros a y b que aparecen en la ecuación (1.56). Una de ellas es elegir a y b para que las dos condiciones críticas se satisfagan.

$$\left(\frac{\partial P}{\partial V} \right)_T = 0 \quad \left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2} \right)_T = 0 \quad (1.57) \text{ y } (1.58)$$

Estas ecuaciones son sólo aplicables a sustancias puras. Tanto la ecuación de Soave como la de Peng-Robinson utilizan estas ecuaciones para hallar a y b en el

punto crítico. Luego hacen el parámetro a función del factor acentrico ω , del que se trata a continuación y de la temperatura para reproducir las presiones de vapor de los hidrocarburos. Las expresiones de a y b que resultan de este procedimiento se muestran a continuación:

(1.59), (1.60) y (1.61)

Soave:

$$a = \frac{0.42748 R^2 T_c^2}{P_c} \left(1 + f\omega \left(1 - T_r^{1/2} \right) \right)$$

$$b = \frac{0.08664 RT_c}{P_c}$$

$$f\omega = 0.48 + 1.54\omega - 0.176\omega^2$$

(1.62), (1.63) y (1.64)

Peng-Robinson:

$$a = \frac{0.45724 R^2 T_c^2}{P_c} \left(1 + f\omega \left(1 - T_r^{1/2} \right) \right)^2$$

$$b = \frac{0.07780 RT_c}{P_c}$$

$$f\omega = 0.37464 + 1.54229\omega - 0.2992\omega^2$$

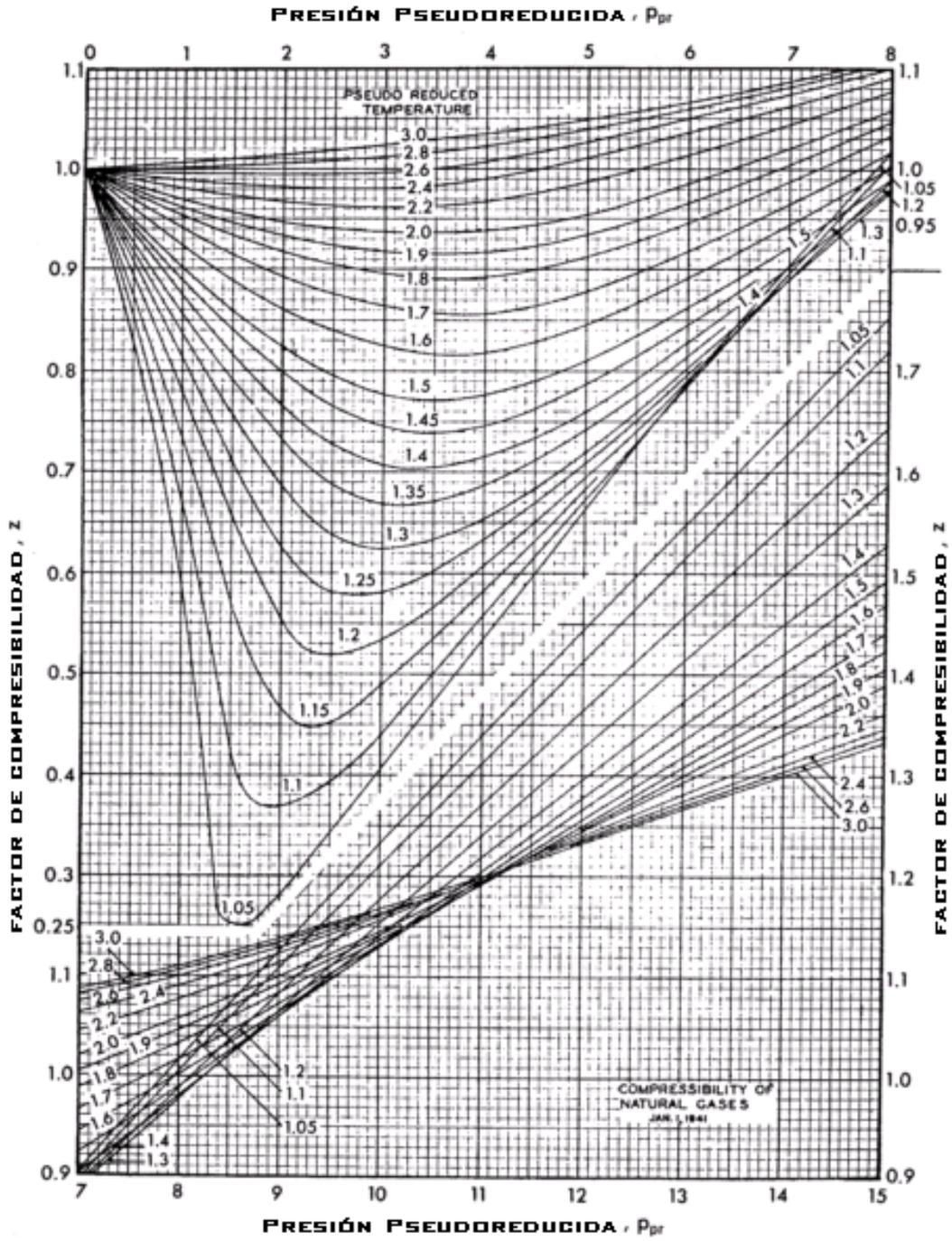


Figura 26, Factor de Compresibilidad del Gas Natural a Baja Presión (Standing y Katz 1942).

CAPÍTULO II

OBJETIVO DE LA CARACTERIZACIÓN PVT.

Introducción.

Como se ha mencionado anteriormente, predecir el comportamiento de los hidrocarburos nos ayudara a tomar mejores decisiones y sobre todo a optimizar la explotación de nuestros campos, para lo cual la caracterización Presión-Volumen-Temperatura (PVT) debe efectuarse sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento.

II.1 ¿Cuál es el objetivo de la Caracterización PVT?

El objetivo de la caracterización PVT es el de predecir el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos, en cualquier punto donde estos se muevan, desde el yacimiento hasta las baterías de separación, para lo cual es necesario contar con una muestra representativa del yacimiento y sobre ella se realizaran análisis en el laboratorio, haciendo uso de los diferentes experimentos como son: Separación Flash, Separación Diferencial Convencional, Separación Diferencial a Volumen Constante y para el caso de los gases con un análisis cromatográfico, finalmente la información obtenida será reproducida a través de ecuaciones de estado, las cuales para un uso mas amigable se encuentran programadas en software comercial, por medio de las cuales podemos determinar el comportamiento futuro de los hidrocarburos.

II.2 ¿Qué es la caracterización PVT?

- La caracterización empieza con el muestreo en el pozo, por medio del cual, tenemos físicamente la muestra, que será utilizada en el laboratorio para realizarle los experimentos.
- El transporte de las muestras, se debe hacer en celdas perfectamente selladas, donde no se permite la transferencia de masa, ni de calor, quedando la muestra totalmente independiente al medio ambiente.
- El análisis que se debe realizar a la muestra debe incluir validación de los siguientes puntos:
 - Preparación del pozo
 - Operaciones de toma de la muestra
 - Transporte de la muestra
 - Tiempo entre muestreo y análisis en el laboratorio
 - Validación de los datos obtenidos en el laboratorio con formulas básicas.
 - Validación a través de software comercial
- Considerando entonces que la caracterización PVT, comienza desde que se prepara el pozo para tomar la muestra, el transporte de la muestra, el análisis en el laboratorio y la predicción por medio del simulador, el cual maneja las ecuaciones de estado; donde toda la información resultante será, la mejor herramienta para la toma de decisiones en la explotación del yacimiento.

- Pero toda esta información, será muy importante, después de que el ingeniero petrolero la haya analizado, discriminando la que no le sea tan útil y dándole mayor auge a la que más le sirva.
- Por lo tanto la caracterización PVT, son todos los pasos antes mencionados, para conocer los parámetros más representativos de los hidrocarburos como son; presiones críticas, factores acentricos, coeficientes de iteración binaria, etc.

II.3 Proceso de la Caracterización PVT.

Experimentación PVT.-Se efectúa en una celda cerrada o con celda visual a la temperatura del yacimiento, mediante diferentes experimentos de laboratorio, algunos de los cuales se explicaran en el capítulo siguiente, los mismos se efectúan a temperatura constante y se generan cambios de volumen, presión y composición de la muestra.

La viscosidad del aceite a presión atmosférica y a diferentes temperaturas se mide experimentalmente con un viscosímetro tipo Saybolt (Figura 27).

Viscosímetro, instrumento utilizado para medir la viscosidad de los líquidos. Consiste en una pequeña vasija en cuyo fondo existe un orificio calibrado y de tamaño conocido, y en la que se vierte un volumen conocido de líquido. El tiempo que éste emplea en fluir por el orificio es una medida de su viscosidad.

Los líquidos no son perfectamente fluidos sino viscosos, es decir, tienden a oponerse a su flujo cuando se les aplica una fuerza. La viscosidad viene determinada por la fuerza con la que una capa de fluido en movimiento arrastra consigo a las capas adyacentes. Con el viscosímetro se mide la viscosidad relativa del líquido respecto a la del agua, que se toma como unidad. La viscosidad relativa es directamente proporcional a la densidad del líquido y al tiempo que éste tarda en fluir por el orificio, e inversamente proporcional al tiempo que invierte en fluir el mismo volumen de agua. Como la temperatura influye mucho en el valor de la viscosidad, las medidas deben realizarse a la misma temperatura. Los puntos de debilidad de la viscosidad son la temperatura y la densidad, ya que la viscosidad depende directamente de estas dos propiedades.

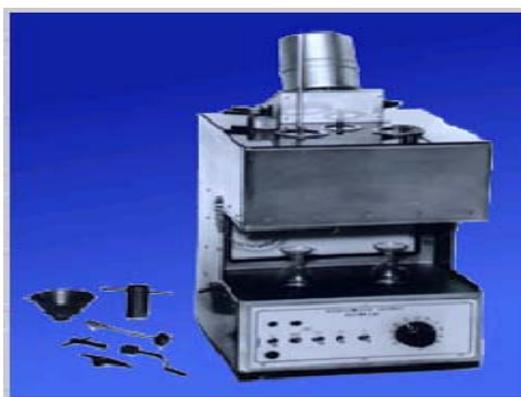


Figura 27, Viscosímetro tipo Saybolt

La variación de la viscosidad del aceite con la presión a temperatura del yacimiento, se obtiene experimentalmente en un viscosímetro tipo canica rodante. Para determinar la composición del gas, correspondiente a diferentes presiones de agotamiento diferencial, se determina aplicando técnicas de destilación criogénica, crioscopia y cromatografía en columna empacada.

La cromatografía es el método de separación más usual y tiene varias modalidades dependiendo de la naturaleza de la columna cromatográfica y de la interacción de los componentes de la muestra. Las dos formas más importantes son la cromatografía por filtración de geles, en la que grandes moléculas se separan según su tamaño, y la cromatografía por intercambio iónico, donde se separan los componentes iónicos. En la cromatografía en fase gaseosa son los componentes volátiles los que se separan de la muestra, y en la cromatografía en fase líquida, las pequeñas moléculas neutras de una disolución.

El gas liberado en cada una de las etapas de agotamiento de presión, se estabiliza y se extrae hacia un equipo de destilación criogénica, del cual se obtienen cortes que posteriormente se analizan por cromatografía (Figura 28) y un residuo constituido por heptanos y más pesados, al que posteriormente se le determina densidad y peso molecular por gravimetría y crioscopia.

La masa molecular de una sustancia desconocida o no identificada puede determinarse midiendo la cantidad que desciende el punto de solidificación de un disolvente, cuando se disuelve en él una cantidad conocida de la sustancia no identificada. Este proceso que determina las masas moleculares se denomina crioscopia.

Punto de solidificación o Punto de congelación, temperatura a la que un líquido sometido a una presión determinada se transforma en sólido.



Figura 28, Cromatógrafo de Gases

Los resultados de la composición del gas se procesan para obtener: el peso molecular aparente, la pseudo presión y la pseudo temperatura crítica, la densidad relativa los volúmenes líquidos de etano y de propano y más pesados. Composición de las fases y características del gas a 160 °C.

Fase	Líquido	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Líquido
Etapas	0	1	2	3	4	5	5
Presión	295	250	200	150	100	50	50
Componente	% Mol						
Nitrógeno	0.333	0.358	0.41	0.438	0.431	0.37	0.036
Bióxido de Carbono	1.671	1.977	2.063	2.116	2.123	1.933	0.455
Acido sulfhídrico	1.981	1.921	1.924	2.019	2.117	2.225	1.111
Metano	52.488	69.725	70.197	69.264	66.349	62.479	11.121
Etano	10.953	11.251	11.255	11.555	12.819	13.882	4.398
Propano	6.599	5.622	5.772	6.102	6.705	8.12	4.344
Iso-Butano	1.207	0.941	0.88	0.938	1.066	1.293	1.082
n-Butano	2.488	2.345	2.482	2.522	2.813	3.24	2.44
Iso-Pentano	0.91	0.803	0.742	0.748	0.743	0.83	1.451
n-Pentano	1.4	1.12	1.067	1.104	1.268	1.488	2.973
Hexanos	1.734	1.428	1.342	1.282	1.273	1.465	5.122
Heptanos +	18.236	2.509	1.866	1.912	2.293	2.675	65.467
Total	100						

Tabla 9, Composición de la fase y características del gas a 160 °C.

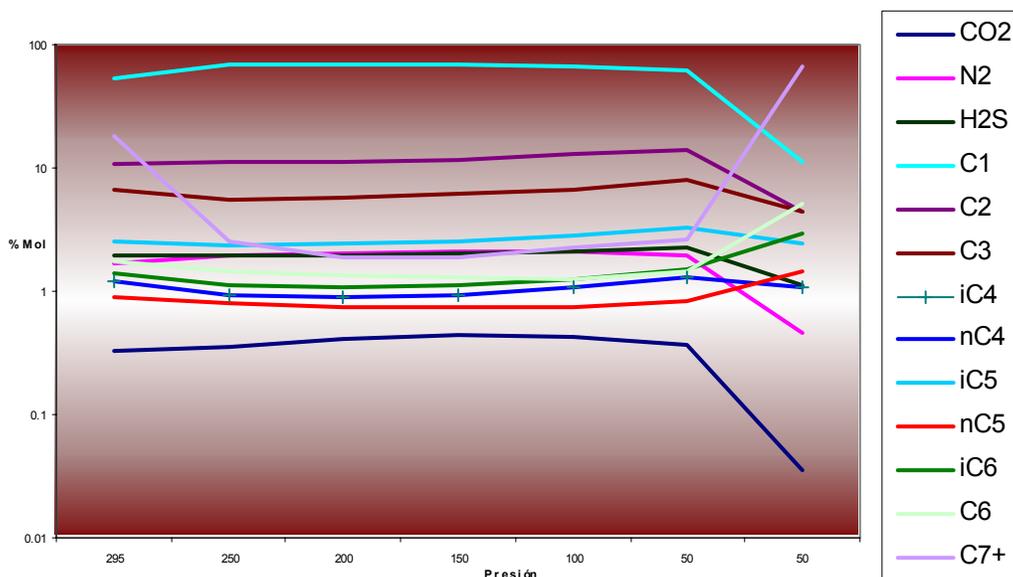


Figura 29, Grafica de Presión Vs % Mol, Tabla 4

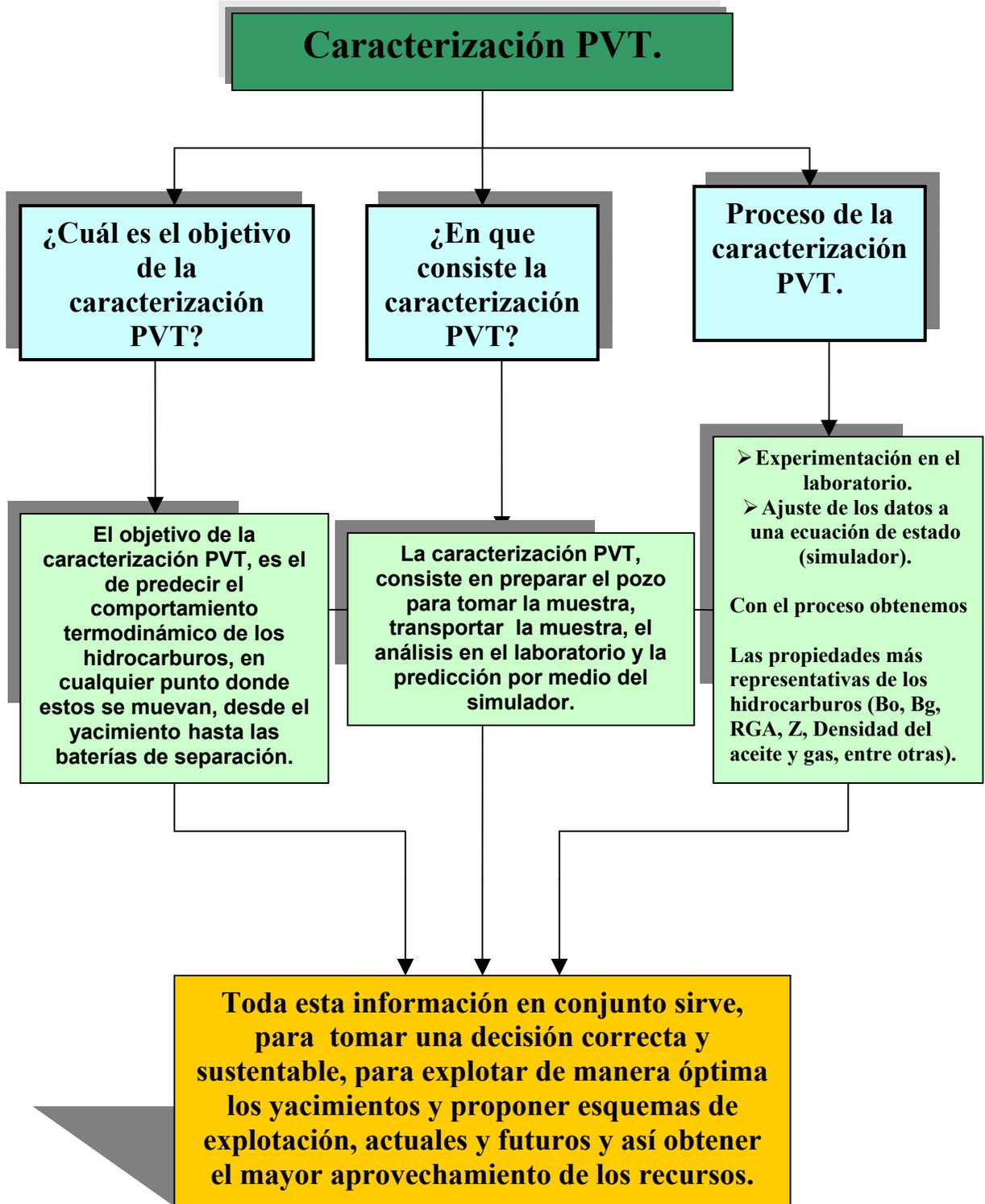


Figura 30, Esquema Representativo de la Caracterización PVT

CAPÍTULO III

MUESTREO DE FLUIDOS.

Introducción.

Las muestras para el estudio de los fluidos del yacimiento, pueden obtenerse mediante muestreo de fondo o superficial, para la determinación experimental de las propiedades volumétricas y de fase de los hidrocarburos, se utilizan celdas que soportan altas presiones y temperaturas.

Junto con las celdas se tiene baños de aceite o aire para mantener la temperatura constante durante los análisis, como equipo auxiliar se utilizan bombas de alta presión que utilizan como fluido de control mercurio.

III.1 Preparación del Pozo.

El objetivo de preparar el pozo antes de ser muestreado, es el de obtener muestras representativas del fluido del yacimiento, para esto es necesario reemplazar el fluido no representativo de la vecindad del pozo mediante el desplazamiento hacia el pozo del fluido original situado en porciones más distantes del fondo del pozo.

Para muestrear un pozo en un yacimiento, debe procurarse que la presión de fondo fluyendo sea la mayor posible, ya que cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación, se libera gas alrededor del pozo que estuvo en solución, parte de este gas se produce y parte de este gas se segrega en el yacimiento; de este modo se alteran las características originales del fluido del yacimiento.

El pozo se acondiciona produciéndolo a gastos de flujo sucesivamente mas bajos (mayor presión de fondo fluyendo), hasta que se haya producido todo el aceite no representativo. Después de cada reducción de flujo, debe medirse cuidadosamente las cantidades de aceite y gas (para medir la RGA) y la presión de fondo fluyendo, hasta que los valores de RGA, se estabilicen. Si durante el primer cambio no se altera la RGA, indica que se trata de un flujo en el fondo del pozo en estado bajo-saturado, en cuyo caso no habrá problemas de muestreo y la muestra será representativa del yacimiento.

Cuando la RGA disminuye después de la disminución del gasto de producción, esto indica que se ha formado alrededor del pozo una zona de saturación de gas libre. Después de cada reducción en el gasto de flujo, la RGA debe estabilizarse; en caso contrario la muestra no será representativa.

Cuando la RGA aumenta después de una reducción en el gasto de flujo, esto indica una producción simultánea de gas de la zona de gas y aceite de la zona de aceite, en este caso es preferible tomar muestras en otro pozo.

La duración del periodo de preparación del pozo a ser muestreado depende de:

1. Volumen de fluido del yacimiento que ha sido alterado como resultado de la producción del pozo con una presión de fondo fluyendo menor que la presión de saturación.
2. El gasto al cual el yacimiento es producido. Puesto que estos volúmenes y gastos varían ampliamente no es posible dar una regla general para determinar el tiempo requerido para el acondicionamiento.

Operación de Muestreo.

Después de que el pozo ha sido preparado, se le puede cerrar, o mejor aun, se le puede dejar fluyendo a un gasto de producción muy pequeño, con el objetivo de bajar el muestreador al pozo sin mayores problemas.

Como ya se explicó se puede muestrear con el pozo cerrado o fluyendo, existiendo las dos posibilidades, pero cuando se hace con el pozo fluyendo, se tendrán que verificar las medidas de seguridad, por que en pozos donde el flujo es muy fuerte, al meter el muestreador se puede generar que se enredé la línea de acero provocando que no se pueda recuperar el muestreador, si el pozo es desviado, se tienen que considerar los problemas mecánicos para recuperar el muestreador.

Inmediatamente antes de bajar la herramienta, se debe de tomar la presión de fondo fluyendo, con una bomba de presión debidamente calibrada. Esta misma operación puede ser utilizada para tomar la temperatura del yacimiento. Es recomendable, sin embargo, correr una prueba completa de presión de fondo a pozo cerrado, para determinar los contactos agua-aceite y gas-aceite, si es que se cierra el pozo.

El muestreador se baja al pozo, seleccionando el punto medio del intervalo productor, como el mejor punto de muestreo, sin embargo cuando hay agua o sedimentos en el fondo del pozo, las muestras deberán tomarse arriba del contacto agua-aceite o sedimento-aceite, la presión en este punto debe ser igual o mayor que la presión de saturación estimada del yacimiento.

La presencia de agua o sedimentos en el fondo del pozo, son indicativos de que el periodo de limpieza, no fue lo suficientemente largo, en caso de que se vayan a tomar muestras de fondo el lapso de limpieza debe ser mayor que el de una limpieza ordinaria.

Es recomendable obtener en cada trabajo, dos muestras del mismo pozo, en dos muestreadores diferentes, para efectos de verificar los resultados de la muestra tomada.

Puesto que al explotar un yacimiento, los hidrocarburos no siempre alcanzan su equilibrio termodinámico; las pruebas de laboratorio no se ajustan totalmente al proceso de explotación; también se tiene que considerar que en el yacimiento tenemos segregación gravitacional, canalización, conificación, entre otros factores

que obligan, por lo consiguiente, a tomar otras muestras en etapas avanzadas en la vida productiva del yacimiento, para confirmar los datos obtenidos del muestreo inicial, la última información es la más representativa de las condiciones prevalecientes.

Preparación del Pozo (Figura 31).- El primer paso para preparar el pozo es verificar que el fluido producido no contenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, la terminación y en su caso de la estimulación.

Cuando un pozo ha sido seleccionado para tomar muestras de fondo, el criterio para determinar si el pozo esta limpio, debe ser más estricto y el tiempo de limpieza debe ser más largo de lo que se acostumbra ordinariamente.

En ocasiones se han tomado muestras de lodo, debido a que el lapso de limpieza se ha hecho terminar prematuramente.

El criterio para considerar si el pozo esta limpio es el siguiente:

- El contenido de agua debe ser menor al 5%
- El contenido de sólidos debe ser menor de 0.5%
- La salinidad del agua producida debe ser igual al agua de formación
- Si el pozo se acidificó, el pH debe ser igual a 7
- El volumen de líquido producido debe ser de 5 a 10 veces el volumen de pozo.

Cuando se han llenado los requisitos anteriores, se podrá determinar el periodo de limpieza; sin embargo, si este lapso ha resultado relativamente corto (menor de 12 horas), se recomienda que se deje fluir el pozo un tiempo adicional, igual a la mitad del tiempo en que se consideró que estaba limpio.

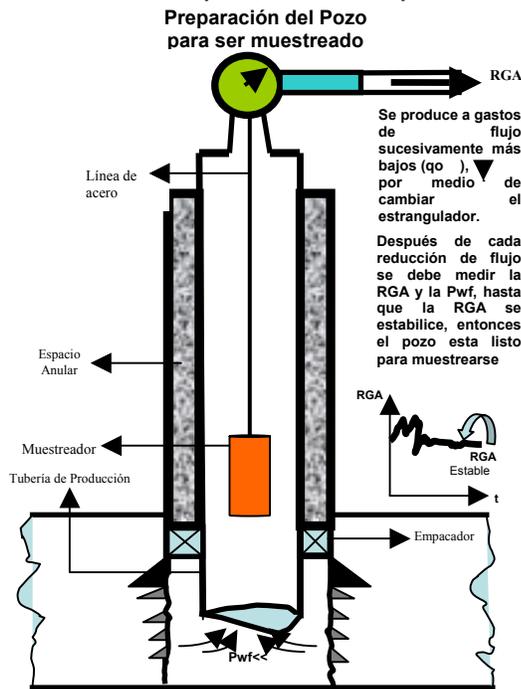


Figura 31, Esquema de la Preparación del Pozo para ser Muestreado.

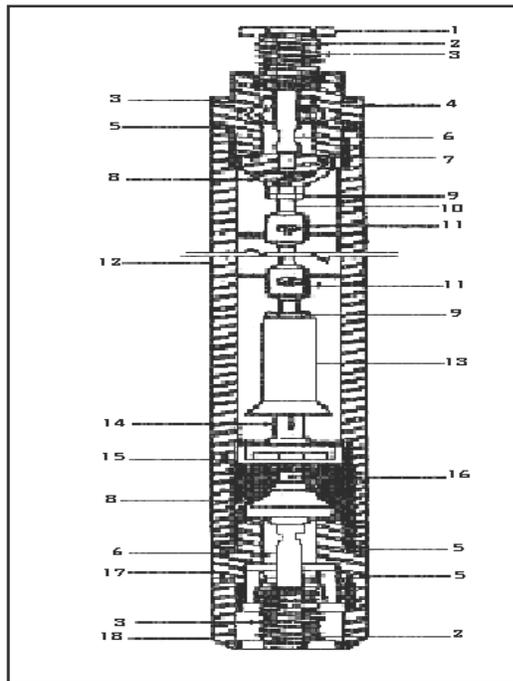
III.2 Muestreo de Fondo.

Equipo Utilizado.- en general se puede decir que hay dos tipos de muestreadores de fondo, los de circulación y los de admisión.

Un muestreador de fondo se introduce en el pozo mediante línea de acero, por lo cual para tomar las muestras puede usarse el mismo equipo que se utiliza para bajar un registrador de presión de fondo o el equipo que se emplea para efectuar las operaciones llamadas de línea, lo único diferente en ambos casos será el muestreador, pero también se pueden bajar juntos o como se conoce en el campo en tandas donde en una misma corrida se baja, el muestreador y el registrador de presión, lo cual ahorra corridas y tiempo.

La velocidad de bajada debe ser de 120 m/min. Como máximo, si la densidad y viscosidad del aceite lo permiten, ya en aceites muy viscosos, la velocidad máxima de bajada puede ser bastante menor que la indicada, durante la bajada del muestreador, deben evitarse los cambios bruscos de velocidad y debe tenerse cuidado de llegar al contacto gas-aceite, dentro de la T.P. con una velocidad baja con objeto de evitar que se cierren las válvulas del muestreador accidentalmente y se tome la muestra a esa profundidad.

Un tipo de muestreador común es el de la marca Wofford (Figura 32), es un muestreador por circulación, que baja dentro de la T.P. con las válvulas abiertas, por lo cual el primer aceite que penetra al interior del muestreador es el aceite que se encuentra en la parte superior de la T.P. el cual, generalmente, tiene menos gas en solución que el aceite de fondo. Este aceite superficial, se adhiere a las paredes interiores del muestreador y obstruye parcialmente los orificios de entrada y salida.



1. Tuerca para el vástago de la válvula
2. Tuerca hexagonal de 1/4"-28-NF
3. Resorte
4. Cuerpo de la válvula superior
5. Empaque anular 10" ring 1PÑP 902-20
6. Vástago de la válvula
7. Empaque anular 10" ring 1prp 902-11
8. Válvula
9. Tuerca hexagonal No.10-32-NF
10. Varilla del candado
11. Centrador de varilla
12. Cámara
13. Manga del candado
14. Cuerpo del candado
15. Tuerca para el cuerpo del candado
16. Vástago del candado
17. Cuerpo de válvula inferior
18. Funda protectora

Figura 32, Muestreador de Fondo

Al continuar bajando, el aceite menos viscoso de la parte inferior del pozo, va desplazando al aceite contenido en el interior del muestreador y a su vez lavando el aceite superficial adherido a las paredes pero al llegar al fondo, siempre existe la probabilidad, sobre todo en aceites viscosos, de que dentro del muestreador se encuentre todavía aceite de la parte superior de la T.P. este es el motivo por el cual es necesario subir y bajar el muestreador varias veces antes de tomar la muestra. De lo anterior, puede inferirse que para muestrear aceites muy pesados y viscosos, no es conveniente usar el muestreador Wofford, ni ningún otro del tipo por circulación, si no que se debe utilizar un muestreador del tipo de admisión.

Recuperación del muestreador.- Se sube el muestreador hasta la parte superior de la T.P. y cuando se encuentra cerca de la boca del pozo se va disminuyendo la velocidad paulatinamente, hasta parar totalmente cuando se encuentra 10m. abajo del lubricador estos diez metros se sube a mano, para evitar que el muestreador choque con el estopero y se rompa el alambre.

Una vez que el muestreador se encuentra fuera del pozo, es conveniente verificar que no haya fugas en las válvulas o en el extremo del muestreador, para lo cual se sumerge en agua. En el caso que esta prueba acuse fugas, la muestra tomada deberá desecharse y tomarse otra a la misma profundidad.

a) Equipo Empleado.- el equipo utilizado para determinar la presión de apertura del muestreador, es el mismo que se utiliza para obtener la presión de saturación de la muestra a la temperatura ambiente y se puede ver, en forma esquemática en la Figura 33 y consiste de los siguientes componentes:

- Una bomba de desplazamiento de mercurio.
- Un recipiente de mercurio.
- Un manómetro.
- Una cabeza de traspaso.
- Una línea flexible de acero inoxidable de 1/8" de diámetro.
- Válvulas de agua de acero inoxidable para alta presión.

La bomba de desplazamiento de mercurio, también llamada bomba de traspaso, es un dispositivo diseñado para inyectar volúmenes precisos de líquido (en este caso mercurio), cuando dicho líquido se encuentra a altas presiones. Las bombas que se usan para esta operación, ordinariamente tienen un rango de 0 a 700 kg/cm².

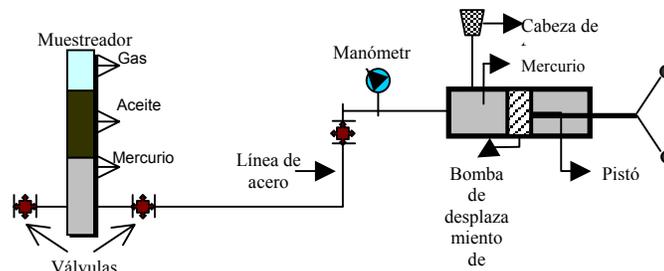


Figura 33, Sistema de traspaso para determinar la presión de apertura y la presión de saturación.

Determinación de la presión de saturación de la muestra a temperatura ambiente.- Cuando se toma una muestra de fondo en un pozo de aceite, dicha muestra se encuentra en estado líquido, a la presión y temperatura del punto de muestreo, pero al sacar al muestreador del pozo, la presión y temperatura de la muestra va disminuyendo, de manera que cuando el muestreador se encuentra fuera del pozo, una parte de la muestra se ha transformado en gas y la otra parte continúa en estado líquido.

En estas condiciones, se inyecta mercurio dentro del muestreador, el volumen de la muestra se irá reduciendo y su presión se incrementará, con lo cual aumenta la capacidad del líquido para absorber gas en solución, de manera que llegara un momento en que todo el gas libre haya sido obligado a disolverse en el aceite y solo exista fase líquida.

La presión mínima a la cual solamente exista fase líquida, será la presión de saturación de la muestra a la temperatura que se encuentre, la cual casi siempre coincidirá con la atmosférica.

Para determinar la presión de saturación de la muestra, se aprovecha la diferencia de compresibilidad del gas y del aceite, ya que cuando hay gas libre dentro del muestreador, el incremento de presión originado por cada centímetro cúbico de mercurio inyectado, es mucho menor que cuando solo hay líquido. De manera que se traza una grafica del volumen de mercurio inyectado, contra la presión en el interior del muestreador se obtendrán dos curvas (casi rectas), cuya intersección dará el valor de la presión de saturación. (Figura 34).

Tanto la compresibilidad del gas como la del aceite varían de una muestra a otra, ya que dependen de la composición, la presión y la temperatura.

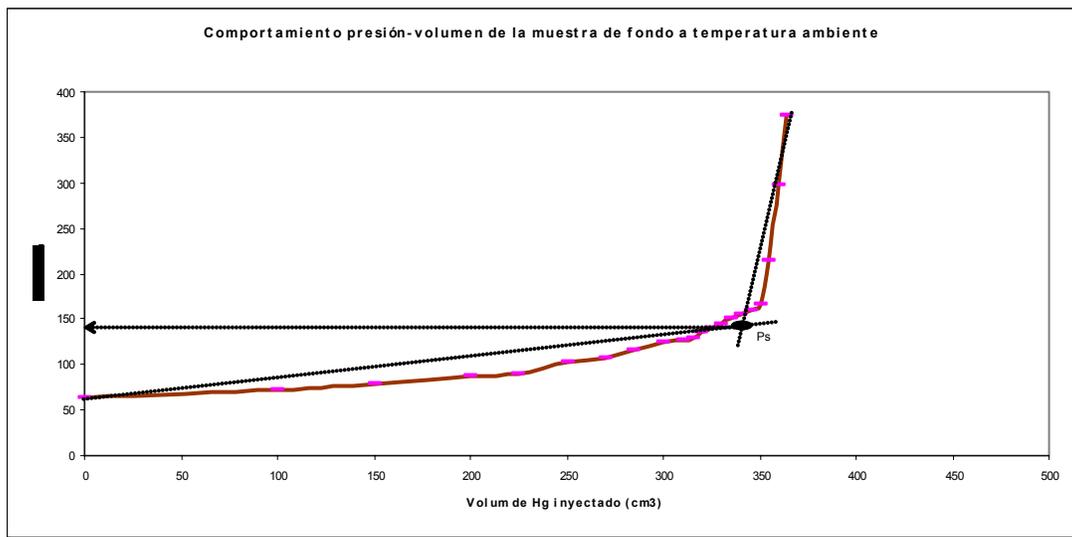


Figura 34, Presión de Saturación a Temperatura Ambiente.

III.3 Tipos de Muestras.

Para considerar los tipos de muestras, es importante saber que hay dos tipos de muestreo, el de fondo y el superficial.

El muestreo de Fondo, se utiliza en:

- Yacimientos de aceite Bajosaturado o sea cuando la presión en el fondo sea mayor a la presión de saturación.
- Yacimientos en que la presión de fondo sea igual a la de saturación (aceite saturado) cuando se aplica un proceso de preparación del pozo.

El muestreo de Superficie, se utiliza en:

- Yacimientos de Gas y Condensado
- Yacimiento de Gas Seco
- Yacimientos de Aceite Volátil.

El objetivo del muestreo de superficie es el de obtener muestras del fluido contenido en el yacimiento cuando las condiciones mecánicas del pozo o las políticas de explotación no permiten recuperar muestras de fondo.

El muestreo puede realizarse tanto en los separadores de campo como en la cabeza del pozo, esto último, dependiendo de las condiciones de presión de fondo y de saturación de la muestra.

El éxito de una buena muestra superficial depende de que se cuente de datos precisos de RGA, ya que éstos son la base para recombinar en la proporción debida, el aceite y el gas obtenida en la superficie y reconstruir una muestra con las mismas características de los hidrocarburos del yacimiento.

Los tipos de muestras dependerán del tipo de yacimiento y del tipo de muestreo de fluidos (fondo o superficial), los cuales se analizaran en el laboratorio PVT, para así obtener la caracterización de dichas muestras, las cuales pueden ser:

- Muestra de Aceite Negro.
- Muestra de Aceite Volátil.
- Muestra de Gas y Condensado.
- Muestra de Gas Seco.
- Muestra de Gas Húmedo.
- Muestra de Recombinado.

Cabe señalar que el experimento que se le realiza a los gases para determinar su composición y su caracterización es el análisis cromatográfico el cual se vera en el siguiente capítulo.

CAPITULO IV

EXPERIMENTOS DE LABORATORIO.

Introducción.

En una celda PVT, se carga una muestra del fluido del yacimiento con la temperatura del yacimiento y una presión superior a la presión de saturación y presión del yacimiento, se permite al sistema estabilizarse en este punto debemos recordar que estamos en una sola fase.

Los experimentos que se explican a continuación, son para muestras de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, para aceite volátil y para los gases la cromatografía, los cuales deben efectuarse sobre muestras representativas de los fluidos contenidos en el yacimiento.

IV.1 Separación Flash o Instantánea.

Se define como el proceso en el cual, todo el gas liberado de una mezcla de hidrocarburos, permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida de la que se separa y consiste en efectuar cambios en la presión del sistema variando el volumen total ocupado en la muestra (Figura 35).

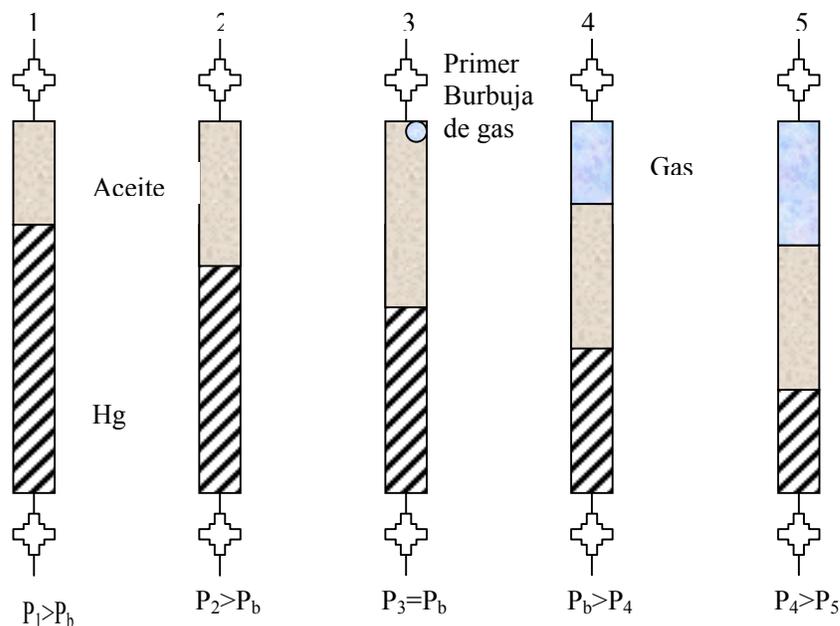


Figura 35, Separación Flash

En cada paso la presión y el volumen del fluido del yacimiento son medidos, el volumen es tomado como el volumen total V_t , el volumen incluye ambos el gas y el líquido, la presión es graficada contra el volumen total (Figura 36).

Mediante esta separación de fases se determina el punto de saturación a la temperatura aplicada a la muestra y las relaciones presión-volumen a composición constante.

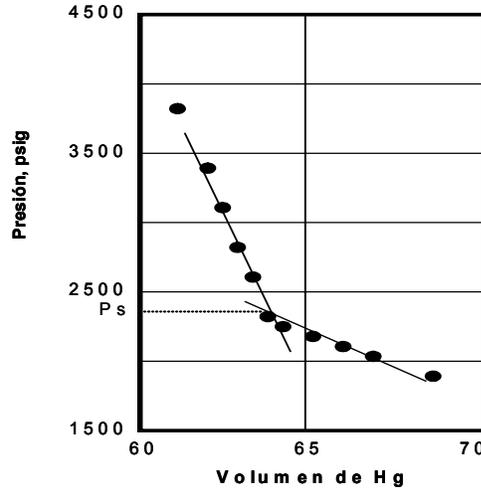


Figura 36, Determinación de la Presión de Saturación.

IV.2 Separación Diferencial Convencional

En este proceso, el gas liberado mediante reducciones de la presión es removido del contacto con la fase líquida inmediatamente después que ocurre la separación, con lo cual, la composición y la masa del sistema cambian constantemente.

Durante el depresionamiento, desde la presión inicial, se lleva a cabo la extracción de gas que se libera a presiones menores que la de saturación, dejando como aceite residual en cada etapa de agotamiento, el aceite con su gas disuelto a ese valor de presión el proceso se continúa hasta agotar totalmente el gas disuelto.

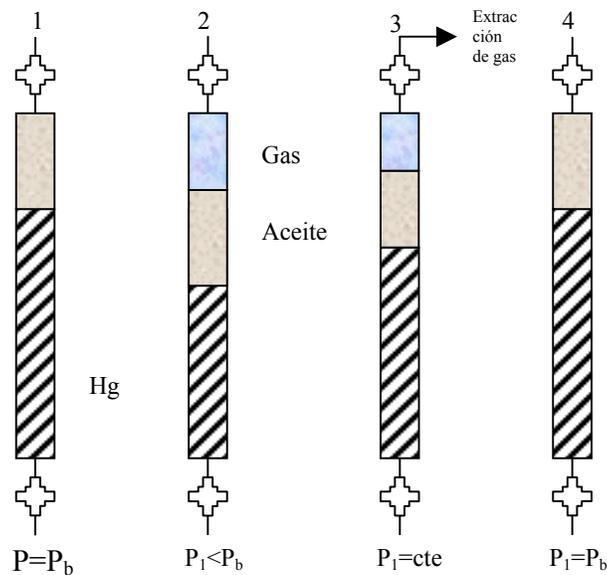


Figura 37, Separación Diferencial Convencional



Este tipo de experimentos se realiza a temperatura del yacimiento y a partir de la presión de saturación hasta la presión atmosférica, el proceso consiste en que a partir de la P_b , generar decrementos de presión (por incrementos de volumen) con lo cual se libera gas dentro de la celda, una vez estabilizado se extrae el gas (disminuyendo su volumen), hasta obtener la nueva P_b .

La celda es agitada constantemente para asegurar el equilibrio entre el gas y el líquido.

Cada valor de volumen de líquido en la celda V_o , es dividido entre el volumen de aceite residual, resultando el factor de volumen del aceite B_o .

El volumen de gas removido durante cada paso, es medido a condiciones de la celda y a condiciones estándar y con estos datos y la ecuación (4.1), se calcula el factor de compresibilidad del gas Z .

$$Z = \frac{V_R P_R T \text{ a c.s.}}{V \text{ a c.s.} P \text{ a c.s.} T_R} \quad (4.1)$$

El factor de volumen del gas removido es calculado utilizando el factor de compresibilidad del gas Z , usando la ecuación (4.2).

$$B_g = 0.0282 \frac{ZT}{P} \quad (4.2)$$

El volumen total de gas removido, durante todo el proceso, es la cantidad de gas en solución hasta el punto de burbuja. Este volumen total de gas es dividido por el volumen de aceite residual, resultando la R_{si} .

El gas que permanece en solución es calculado a cualquier presión mas baja, substrayendo la suma del gas removido, incluyendo la presión de interés del volumen total de gas removido, el resultado es dividido por el volumen de aceite residual, resultando la R_s .

Utilizando la ecuación (4.2), la R_{si} y la R_s calculadas obtenemos el factor de la fase mixta.

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \quad (4.2)$$

Donde:

V_R = Volumen de gas a condiciones de la celda

P_R = Presión del gas a condiciones de la celda

T_R = Temperatura del gas a condiciones de la celda

T = Temperatura a condiciones estándar

V = Volumen a condiciones estándar

P = Presión a condiciones estándar

B_g = Factor de volumen de gas, las unidades son, $\text{pie}^3/\text{pie}^3 @ \text{c.s.}$



IV.3 Separación Diferencial a Volumen Constante.

Esta técnica de separación se aplica a fluidos de tipo de aceite volátil. Consiste que durante el agotamiento de la presión se extrae solo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto mas un casquete gaseoso cada vez mayor.

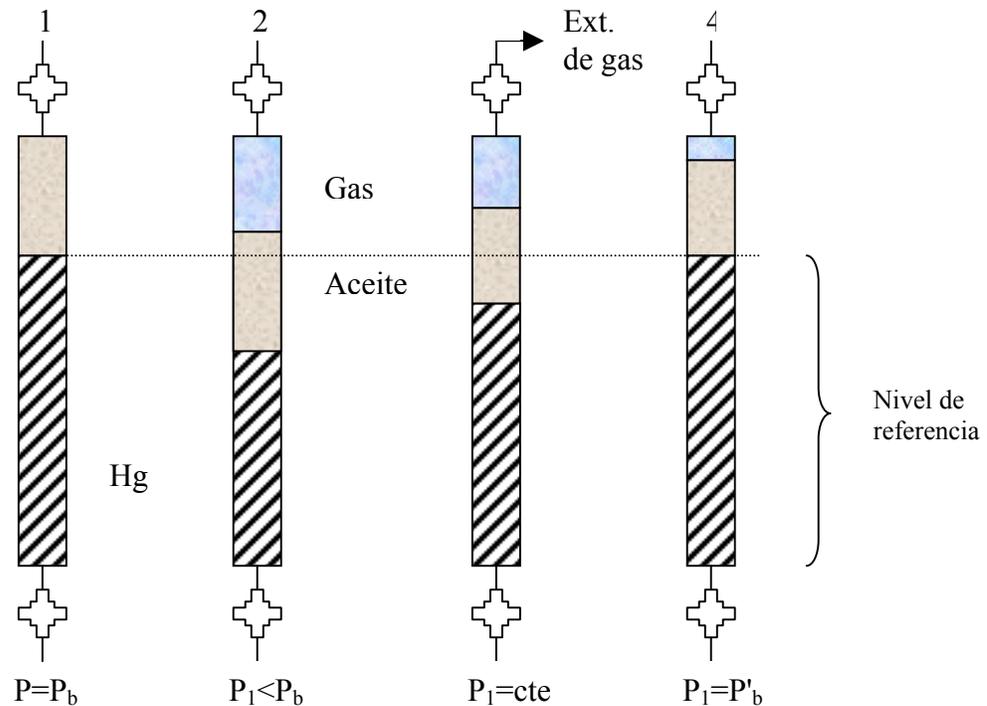


Figura 38, Separación Diferencial a Volumen Constante



IV.4 Análisis Cromatográfico.

Cromatografía, técnica de análisis químico utilizada para separar sustancias puras de mezclas complejas. Esta técnica depende del principio de adsorción selectiva (no confundir con absorción). La cromatografía fue descubierta por el botánico ruso, de origen italiano, Mijaíl Tswett en 1906, pero su uso no se generalizó hasta la década de 1930. Tswett separó los pigmentos de las plantas (clorofila) vertiendo extracto de hojas verdes en éter de petróleo sobre una columna de carbonato de calcio en polvo en el interior de una probeta. A medida que la disolución va filtrándose por la columna, cada componente de la mezcla precipita a diferente velocidad, quedando la columna marcada por bandas horizontales de colores, denominadas cromatogramas. Cada banda corresponde a un pigmento diferente.

El término "cromatografía" se empleó para un grupo de métodos que, aún cuando aparentemente son diferentes, por ejemplo: todas las separaciones cromatográficas involucran el transporte de una muestra a través de la columna. La muestra puede ser líquido o gas y la columna tiene una sustancia (fase estacionaria) que consiste de un sólido absorbente o un líquido particionante, soportado por un sólido. El transporte de los componentes de la muestra se efectúa por un líquido o gas (fase móvil). Los componentes de la muestra se mueven a través de la columna a diferentes velocidades debido al retardamiento, selectivo de la fase estacionaria, lo cual hace que los componentes se separen en bandas aisladas; estas bandas individuales, a la salida de la columna, se dirige hacia un detector para su identificación.

El tiempo que las moléculas ligeras permanezcan en la columna será más corto que el de las moléculas pesadas, esta diferencia de tiempos de retención proporciona la separación, la identificación o análisis cualitativo se efectúa con la secuencia de un detector que mide la concentración relativa de cada componente.

Análisis del gas.- la determinación del por ciento mol de los componentes de una mezcla gaseosa de hidrocarburos, se obtiene mediante cromatografía cuyos procedimientos de cálculo no tienen mucha dificultad. Cabe hacer notar que existen columnas cromatográficas que separan componentes no hidrocarburos, aunque para fines de explicación se puede suponer que la mezcla solo contiene bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y la serie de hidrocarburos parafínicos del metano al hexano y más pesados.

Análisis de los hidrocarburos.- Como se mencionó anteriormente, la cromatografía se utiliza para obtener la composición química de los gases. En términos generales, la cromatografía es un método físico de separación en el que los componentes al ser separados se distribuyen entre dos fases, una de ellas constituye un cuerpo estacionario de gran área superficial y la otra un fluido que se mueve a través del cuerpo estacionario.

Adicionalmente a la composición de la mezcla existen otros parámetros que son el objetivo de un análisis PVT algunos de ellos son: el factor de volumen del aceite (B_o), el factor de volumen del gas (B_g), la densidad relativa del gas ρ_g , la densidad del aceite ρ_o , la relación de solubilidad (R_s), el factor de la fase mixta (B_t), entre otros parámetro

CAPITULO V

CARACTERIZACIÓN DE UN CAMPO DE ACEITE LIGERO DE LA ZONA MARINA.

Introducción.

El campo Puma esta localizado a 140 Km. al NE de la Terminal marítima de Dos Bocas, Tabasco (Figura 39), en tirantes de agua de 26 m. fue descubierto en 1983 con la perforación del pozo Puma-1.

El modelo geológico actualizado en el 2000, indica que el yacimiento esta constituido por la formación Brecha Paleoceno con abundante presencia de fracturas y vórgulos, limitado en la parte superior por formaciones calcáreo-arcillosas del paleoceno inferior a 3382 mvbnm y el límite inferior por el contacto original agua aceite a 3850 mvbnm y cuenta con una extensión áreal de 52.8 Km².

El campo inicio su explotación en septiembre de 1985 con el pozo Puma-1, produciendo aceite de 36 °API de la formación Brecha Paleoceno a una presión de 352 Kg/cm². La producción de aceite se incremento en septiembre de 1995 por el desarrollo del campo para un total de 33 pozos productores. La declinación en la presión del yacimiento (Py) de 351 a 229 Kg/cm² a marzo de 2004 menor que la presión de saturación (Pb) es de 295 Kg/cm², favorece la formación de un casquete de gas, teniendo a marzo de 2004 avances del contacto gas-aceite a 3161 mvbnm y contacto agua-aceite a 3731 mvbnm, estableciendo un intervalo productor entre estos dos avances. A través del análisis de las pruebas de variación de la presión, se determino un yacimiento de alta permeabilidad, con valores de hasta de 6.0 Darcys.

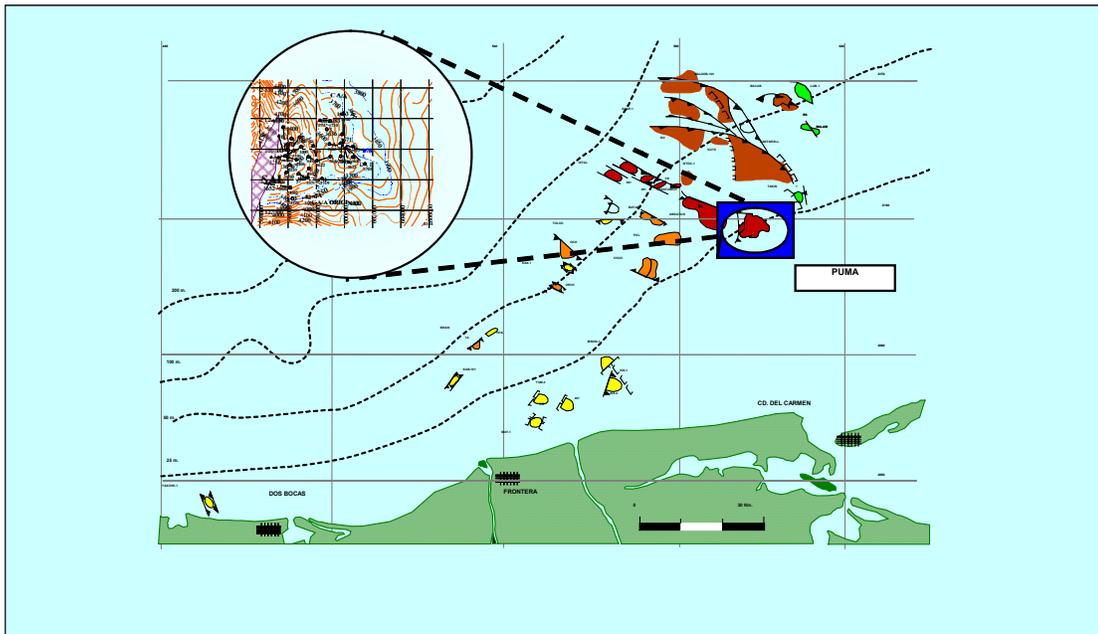


Figura 39, Ubicación Geográfica del Campo Puma.

Desarrollo del campo.

El campo Puma esta localizado en la sonda de Campeche aproximadamente a 140, Km. al NE de la Terminal Marítima del puerto de Dos Bocas, Tabasco, en tirantes de agua de 26 m., fue descubierto en 1983, con la perforación del pozo Puma-1 alcanzando la profundidad de 5425 m.

Modelo Geológico.

De 1998 a 1999 se llevo acabo la toma de información, con la técnica de cable de fondo, conteniendo 2,240 Km. lineales de información migradas en 3D, de 1999 al año 2000 se actualizo el modelo geológico (Figura 40).

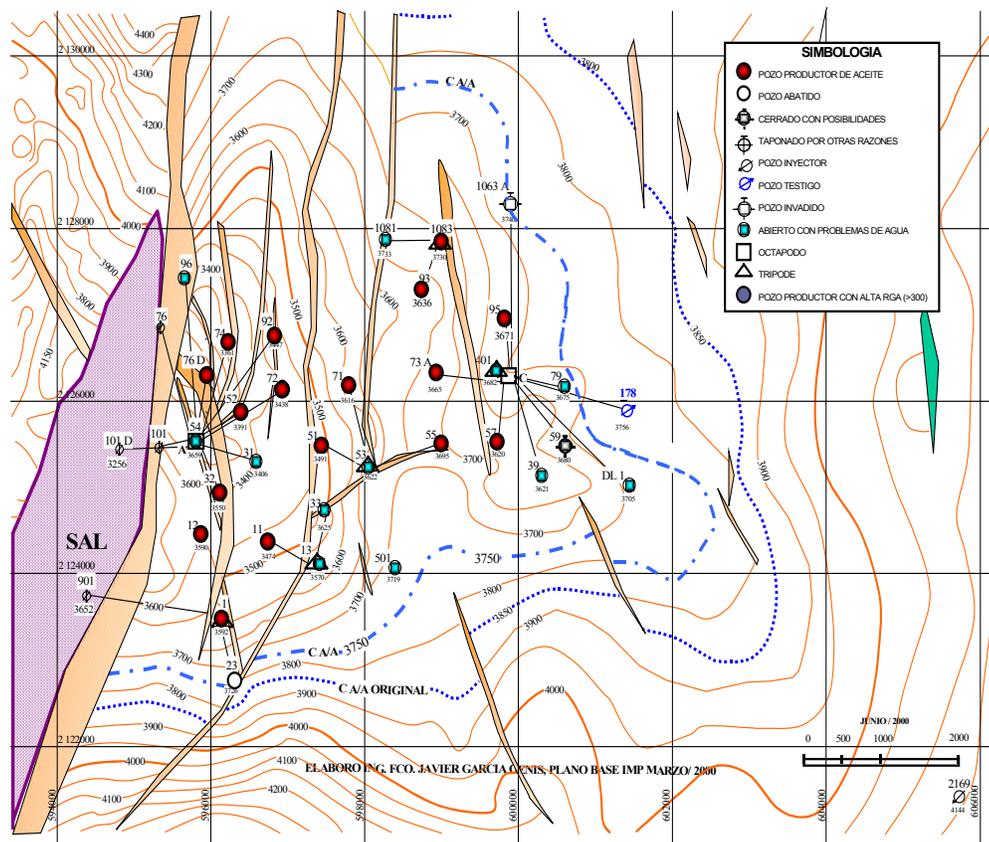


Figura 40, Plano Estructural Formación Brecha Paleoceno

Columna Geológica.

La columna geológica (Figura 41), fue determinada por las curvas de registros geofísicos (principalmente por la de Rayos Gama), subdividiendo las formaciones del Mesozoico en cuatro unidades litoestratigráficas BP-CS, el Cretácico Medio en tres unidades y el Cretácico Inferior en cinco unidades y en las formaciones de edad Cretácico Superior y Jurásico Superior no se efectúan subdivisiones.

La columna geológica con impregnaciones de hidrocarburos comprende formaciones del Paleoceno Inferior, Cretácico Superior, Medio e Inferior, siendo la de mayor importancia la Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior (BP-CS). La brecha esta constituida por clastos y bioclastos dolomitizados, con porosidad vugular, ínter cristalina y por fracturas y las formaciones del Cretácico por micro a mesodolomia con porosidad similar a la anterior pero con menos intensidad.

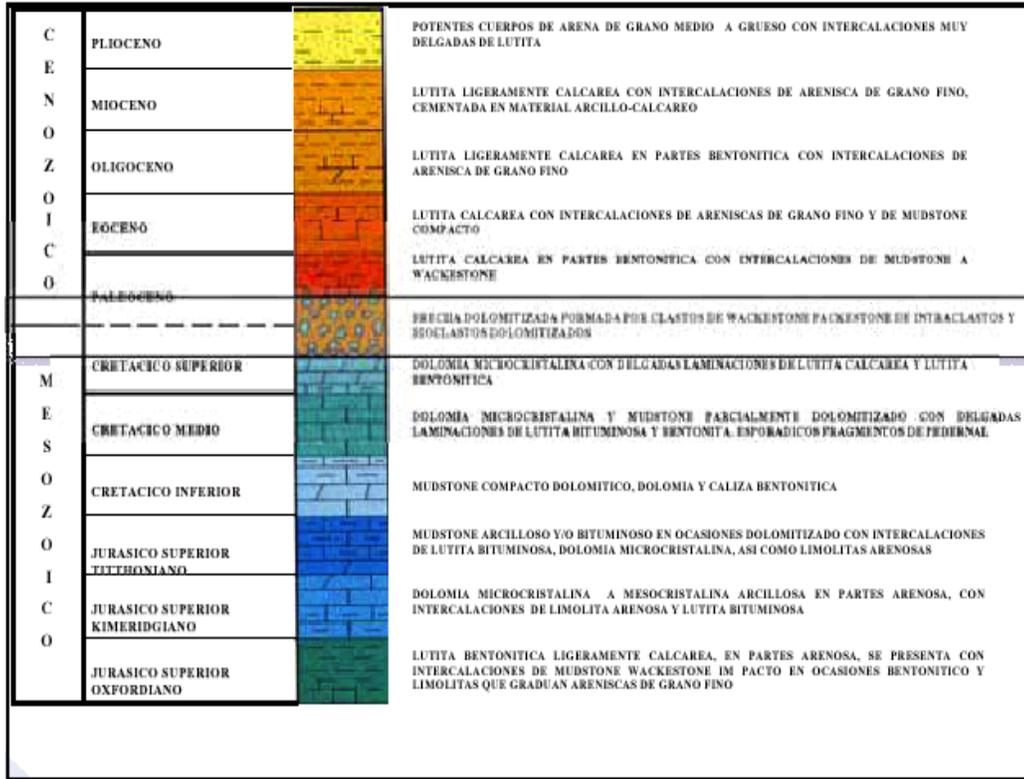


Figura 41, Columna Geológica Marcando la Formación BP-CS

Modelo Estructural.

El modelo estructural de la formación almacenadora, se definió a partir de la interpretación de líneas sísmicas 3D, poca información de núcleos, muestras de canal y registros geofísicos provenientes de 38 pozos.

Para la interpretación estructural, se generaron 13 sismo gramas, se identificaron y se interpretaron 15 horizontes: 7 dentro del terciario y 6 dentro del Mesozoico correspondiente a las cimas BP-CS ©, KM, JST, JSK y JSO.

Modelo de Fracturamiento.

En términos generales en la formación BP-CS se reconocen dos sistemas principales de fracturamiento y microfracturamiento. El sistema principal esta conformado por planos verticales con dirección N 10° E y con dirección N 30° W, derivado esfuerzos horizontales emplazando fallas laterales. El segundo sistema corresponde a fracturas inclinadas entre 60° y 70° con dirección N-S, donde el esfuerzo máximo compresivo es vertical con el emplazamiento de fallas normales.

Petrográfica y Diagenesis.

Se analizaron 21 núcleos de 13 pozos y muestras de canal, realizándose la petrografía de 330 láminas delgadas (13 de núcleos y 256 de muestras de canal). En el estudio de las láminas delgadas y muestras de canal se observaron 21 litofacies en las que fue dividida la columna de la formación BP-CS hasta el JSO.

La formación de la estructura del yacimiento, es un anticlinal con orientación NW-SE, seccionada por fallas laterales normales e inversas con rumbo promedio N-S, cuyos saltos varían de 0 a 500m.

Historia de Producción.

El campo inició su explotación en septiembre de 1985 con la terminación del pozo Puma-1 (Figura 42), produciendo aceite de 36 °API de la formación Brecha Paleoceno a una presión de 351 Kg/cm².

La producción de aceite, se incremento de 35 a 175 mbpd a septiembre de 1995 por la incorporación de 24 pozos de desarrollo para un total de 33 pozos productores. Para el año de 1997 alcanzó la producción máxima de 200 mbpd y a marzo de 2004 produce 105 mbpd y 187 mmpcd a través de 24 pozos.

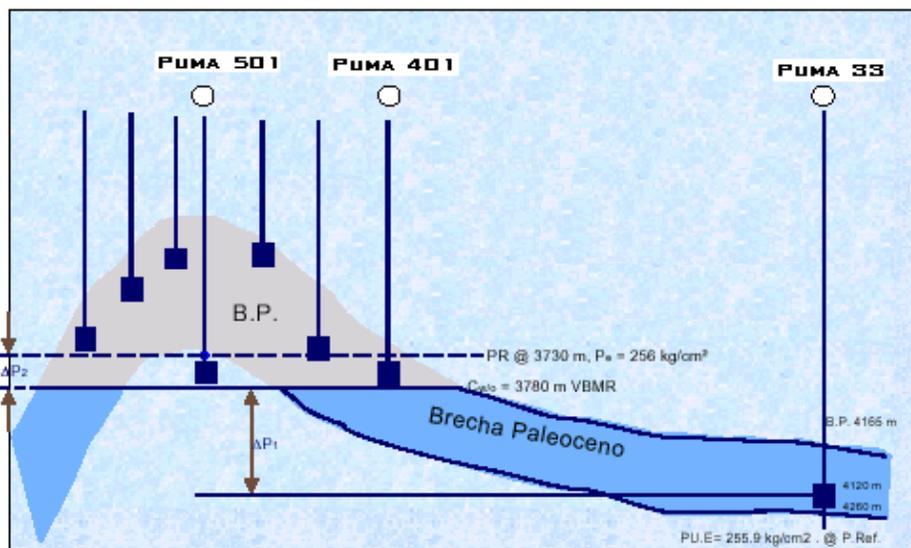


Figura 42, Arreglo de los pozos en el yacimiento.

La declinación en la presión del yacimiento (P_y) disminuyó de 351 de presión inicialmente a 229 Kg/cm² a marzo de 2004, alcanzando la presión de saturación (P_b) de 295 Kg/cm² en 1992, favoreciendo la formación de un casquete de gas, el contacto gas-aceite avanza a la fecha a una profundidad de 3161 mvbnm y el contacto agua-aceite a 3731 mvbnm, estableciéndose un intervalo de explotación entre estos dos avances.

V.1 Análisis de los datos reportados por el Laboratorio del campo Puma.

Para el análisis de los datos se contó con la información de 10 PVT's, reportados por el laboratorio de yacimientos del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), solicitados por la gerencia de ingeniería de yacimientos.

De dicho análisis se descartaron los siguientes PVT's; Puma 1, Puma 401, Puma 1081, por no ser representativas las muestras tomadas en el fondo de los pozos, mostrando resultados distintos a los esperados, tanto en la presión de apertura como en la presión de saturación, pero los datos reportados de los PVT's Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063, son datos de muestras representativas del fondo del pozo y son estos datos los que se utilizaron.

Los datos reportados de los experimentos de separación diferencial a una temperatura de 160 °C en promedio, para cada PVT, fueron analizados de la siguiente manera:

- Se graficaron los datos del factor de volumen contra la presión de cada uno de los PVT's obtenidos de las muestras de los pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063 (Figura 44).

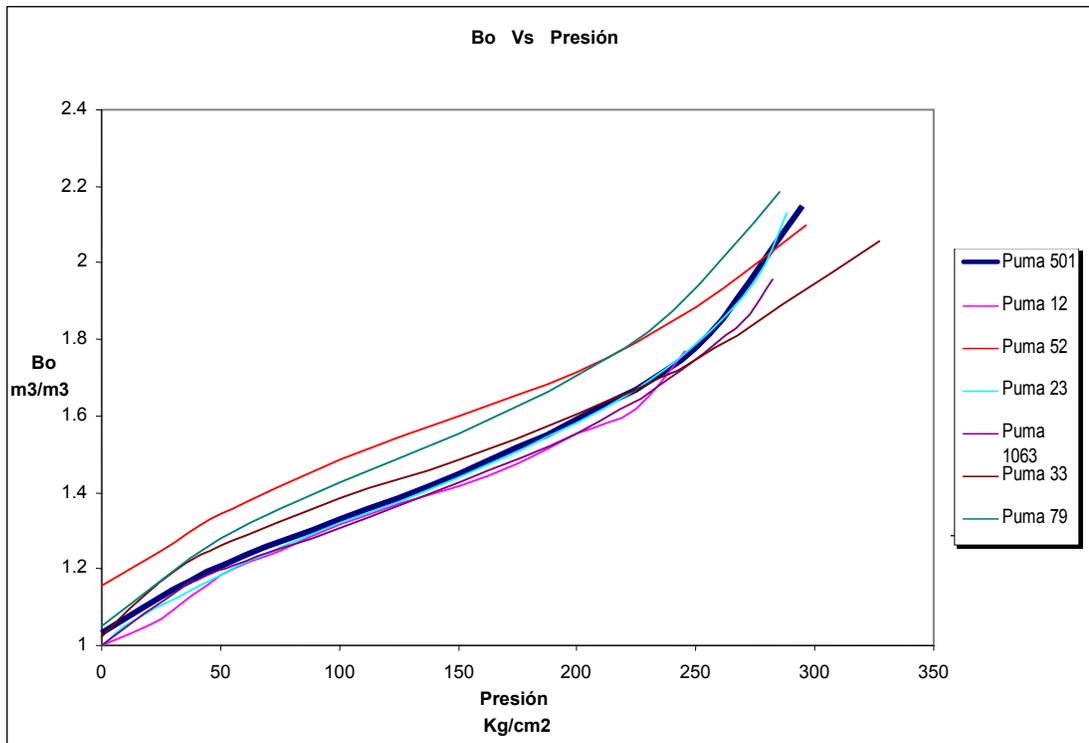


Figura 44, Grafica del Factor de Volumen, Para los Pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063

- Se graficaron los datos de relación gas disuelto aceite contra la presión de cada uno de los PVT's obtenidos de las muestras de los pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063 (Figura 45).

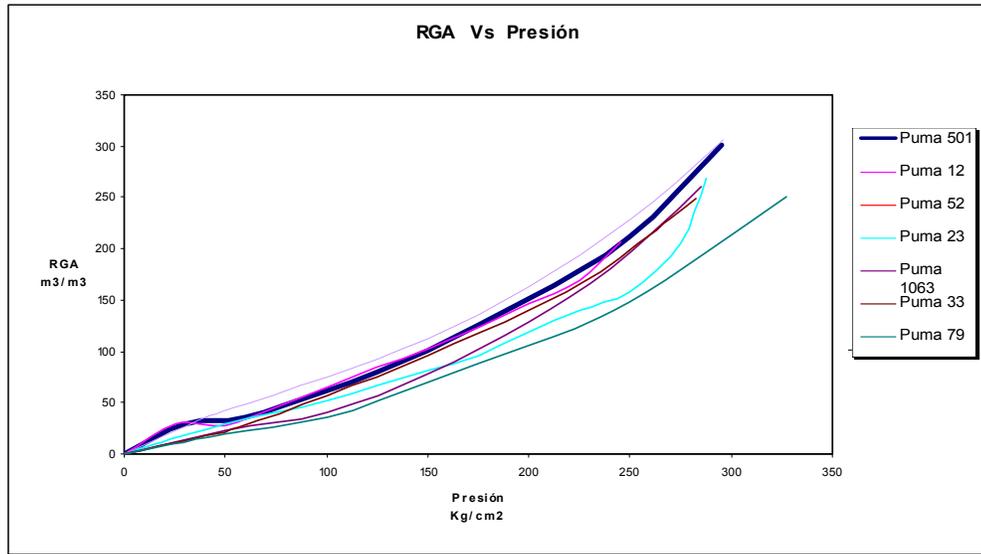


Figura 45, Grafica de la RGA, Para los Pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063

- Se graficaron los datos del factor de volumen de la fase mixta contra la presión de cada uno de los PVT's obtenidos de las muestras de los pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063 (Figura 46).

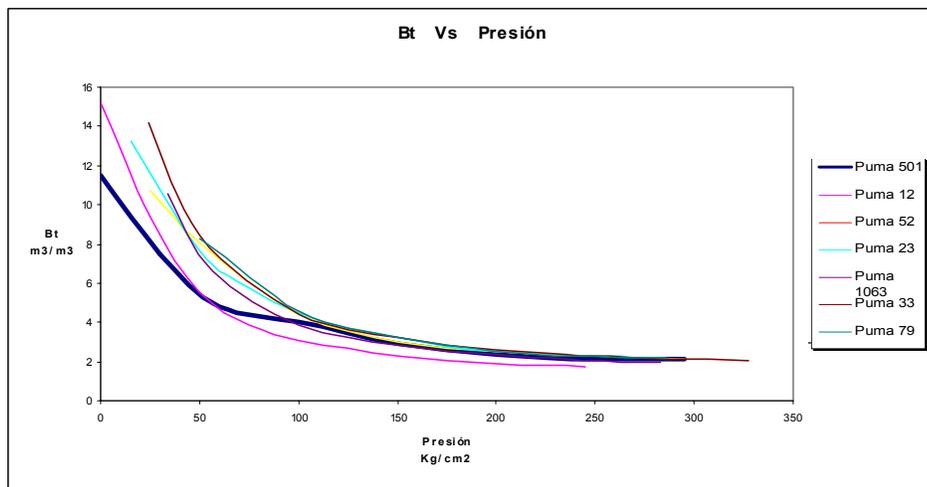


Figura 46, Grafica de Factor de Volumen de la Fase Mixta, Para los Pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063

- Se graficaron los datos del volumen relativo del líquido contra la presión de cada uno de los PVT's obtenidos de las muestras de los pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063 (Figura 47).

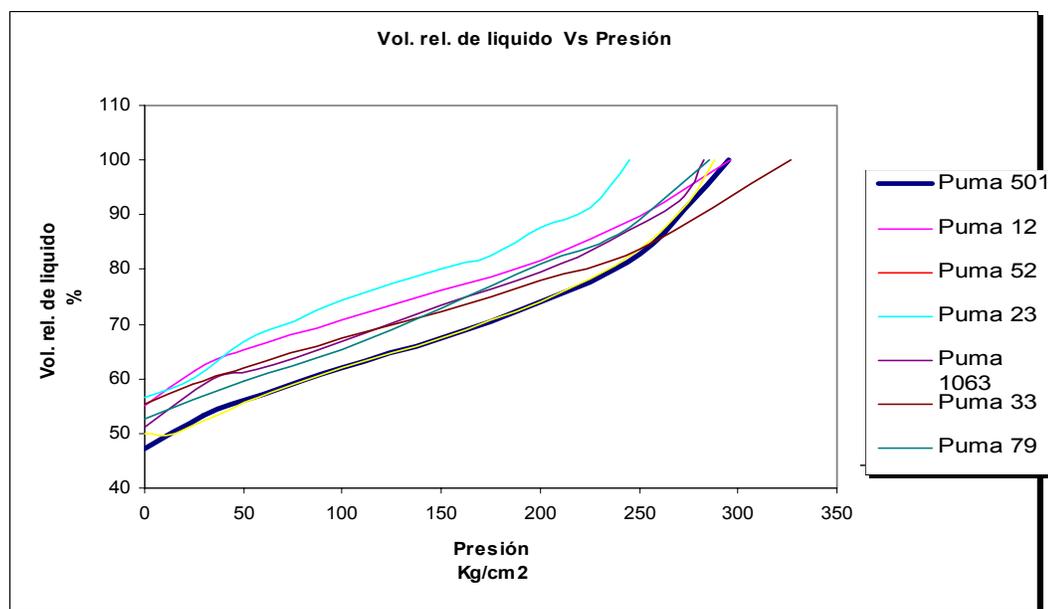


Figura 47, Grafica del Volumen Relativo de Líquido, Para los Pozos Puma 12, 23, 33, 52, 79, 501 y 1063

El resultado de este análisis fue el siguiente:

- Se determinó que las muestras de aceite del pozo Puma 501, son las más representativas del yacimiento, por que presentan un comportamiento adecuado para su estudio.
- Se considero representativo del yacimiento el pozo Puma 501, por que su profundidad, corresponde a la profundidad del plano de referencia del yacimiento que es de 3730 m.
- El comportamiento de las gráficas de B_o , B_t , RGA y Volumen relativo del líquido, todas contra la presión, del pozo Puma 501, es un comportamiento intermedio, entre las demás gráficas de los demás pozos, por lo consiguiente, se puede usar como representativo de las demás muestras.
- Las muestras de aceite del pozo Puma 501, al analizarse en el laboratorio PVT, presentaron menos problemas, que las demás muestras, según lo reporto el laboratorio PVT, del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Por lo tanto, los datos PVT del pozo Puma 501, son los que se analizaran en el simulador, PVTi de Eclipse, considerándose como un fluido representativo del yacimiento.

Sin embargo, a pesar de los comentarios anteriores, habría que considerar los errores reportados en la siguiente sección del análisis, al no apegarse las mediciones a los cálculos obtenidos al aplicar las definiciones.

V.2 Validación de los Datos de Laboratorio utilizando el simulador PVTi.

La validación de los datos se realizó por medio del simulador PVTi de eclipse, pero antes de hacer esta validación, se analizaron los datos resultantes del experimento de la separación diferencial a 160 °C del Pozo Puma 501, con las formulas de Bg y Bt tomadas del capítulo 10 llamado "**Properties of Black Oils-Reservoir Fluid Studies**" del libro "**The Properties of petroleum fluids**", autor **William McCain, Jr.**

Presión Kg/cm ²	RGA m ³ /m ³	Bo m ³ /m ³	Bg x 10 ⁻³ m ³ /m ³	Bt m ³ /m ³	ρ _o @ c,y, gr/cm ³	Z
295	301.51	2.148	-	2.148	0.5134	-
250	211.483	1.776	6.274	2.156	0.5765	0.9103
200	152.109	1.589	6.735	2.395	0.6153	0.8893
150	101.329	1.45	8.33	2.885	0.6455	0.8798
100	62.594	1.33	12.55	4	0.6612	0.8882
60	36.566	1.232	18.96	4.83	0.693	0.9165
30	29.765	1.145	26.137	7.496	0.7436	0.9501
0	0	1.03	-	11.49	0.8081	1

Tabla 10, Resultados de la Separación Diferencial a 160 °C, Pozo Puma 501

Las formulas tomadas del McCain, para la validación son las siguientes:

$$Bg = 0.0282 \frac{zT}{P} \tag{5.1}$$

Factor de Volumen del gas

Factor de Volumen de la fase mixta

$$Bt = Bo + Bg(R_{sDb} - R_{sD}) \tag{5.2}$$

La validación consistió en hacer los cálculos de las ecuaciones tomadas del McCain y compararlas, con los resultados del laboratorio, dicha comparación se presenta en las Tablas siguientes, en el punto **V.3 comportamiento de los datos reportados por el laboratorio**.

V.3 Comportamiento de los Datos Reportados por el Laboratorio.

Como se puede apreciar en las gráficas del comportamiento volumétrico, la tendencia entre las muestras de los diferentes pozos, es muy similar y esto ayuda para tomar uno como referencia y hacer las pruebas en el simulador, para este estudio se tomo la muestra del pozo Puma 501, el cual resulta ser el más representativo de los fluidos del yacimiento.

De la comparación de los datos reportados por el laboratorio y los resultados obtenidos de las diferentes expresiones matemáticas, tomadas del libro de W. McCain se encontraron algunas diferencias, las cuales fueron grandes entre un valor y otro, como se puede apreciar en la Tabla siguiente.

P (lb/in ²)	P Kg/cm ²	Z	Bg ec. De McCain	Bg de Lab.	% Error
4189	295				
3550	250	0.9103	0.004483	0.006274	28.541
2840	200	0.8893	0.005475	0.006735	18.711
2130	150	0.8798	0.007222	0.00833	13.303
1420	100	0.8882	0.010936	0.01255	12.859
852	60	0.9165	0.018808	0.01896	0.803
426	30	0.9501	0.038994	0.026137	9.191
0	0	1	0		0

Tabla 11, comparación de los resultados de Bg, Entre el laboratorio y las ecuaciones de McCain

- La tendencia entre las dos curvas del factor de volumen del gas es similar, pero la variación entre los datos es grande, por lo tanto, la muestra de aceite tiene problemas de estabilidad (Figura 48).

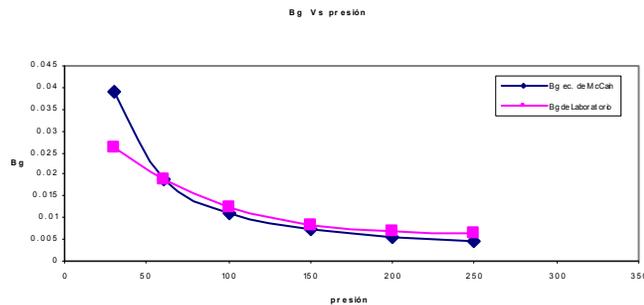


Figura 48, Bg Vs Presión, Comparativo

- El porcentaje de error, refleja la diferencia entre los datos medidos en el laboratorio y los datos calculados con las definiciones matemáticas (Figura 49).

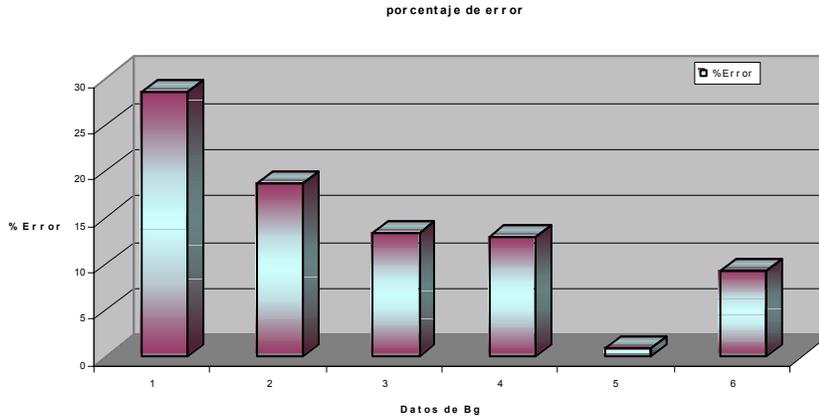


Figura 49, % de Error de Bg

Rs	Rsi-Rs	Bt McCain	Bo	Bt Lab.	% Error
301.51	0	2.148	2.148	2.148	0
211.483	90.027	2.269	1.776	2.156	0.52411874
152.109	149.401	2.668	1.589	2.395	1.13987474
101.329	200.181	3.639	1.45	2.885	2.6135182
62.594	238.916	5.823	1.33	4	4.5575
36.566	264.944	11.563	1.232	4.83	13.9399586
29.765	271.745	1.145	1.145	7.496	8.47251868
0	301.51	1.030	1.03	11.49	9.10356832

Tabla

comparación de los resultados de Bt,
Entre el laboratorio y las ecuaciones de McCain

12,

- El comportamiento entre las curvas del factor de volumen de la fase mixta es diferente, existiendo entre ellas una separación considerable, como si fueran dos tipos de aceite distintos (Figura50).

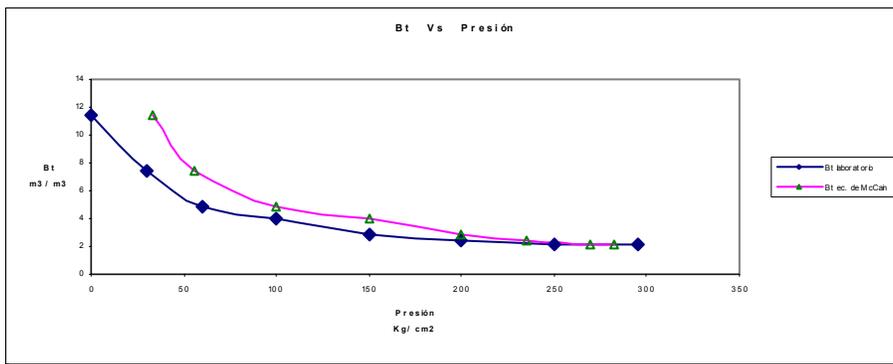


Figura 50, Bt Vs Presión, comparativo

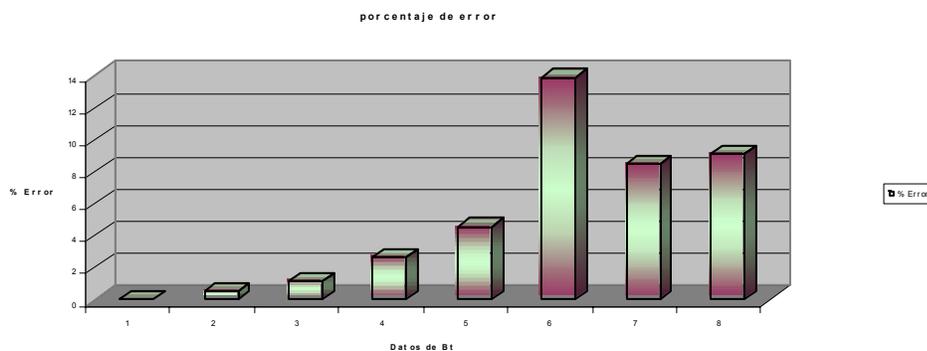


Figura 51, % de Error de Bg

Los errores calculados pueden ser debido a que durante el desarrollo de la experimentación PVT, no se le dio el suficiente tiempo de estabilización a la muestra en la celda o no se realizó el experimento con el suficiente cuidado.

V.4 Simulación y Ajuste de los Datos de Laboratorio.

El simulador de comportamiento de fase PVTi es una herramienta que nos permite predecir el comportamiento de una mezcla de hidrocarburo, cuando se ha logrado ajustar el comportamiento volumétrico reportado por el laboratorio, asociado a una mezcla medida por medio de una ecuación de estado, el simulador utilizado contiene programadas varias ecuaciones de estado como son:

- Peng-Rpbinson 2-Parámetros
- Soave-Redlich-Kwong 2-Parámetros
- Redlich-Kwong
- Zudkevitch-Joffe
- Peng-Rpbinson 3-Parámetros
- Soave-Redlich-Kwong 3-Parámetros
- Schmidt-Wenzel

El ajustar del comportamiento de un fluido por medio de una ecuación de estado consiste en ajustar las graficas del comportamiento volumétrico reportado por el laboratorio, se reproduce su comportamiento en el PVTi de Eclipse, presentando dos graficas y entre estas una variación, la cual hay que reducir, para considerar adecuado el ajuste, para lo anterior PVTi grafica en forma conjunta los datos de laboratorio y los calculados con la ecuación de estado.

La diferencia entre los valores calculados y reportados, es el objetivo de la caracterización PVT y se logra por medio de la variación de parámetros que intervienen en la ecuación de estado como son: P crítica, T crítica, Z crítica, V crítica, Factor acentrico, omega alfa, omega Beta, etc.; no podemos dar por buena una caracterización en donde las curvas del simulador y el laboratorio, no se aproximen lo más que se pueda, minimizando esta distancia entre ellas, por medio

de modificar los parámetros de ajuste sin embargo el cambio en los valores de los parámetros de ajuste no puede ser indiscriminado ya que valores fuera de rango ocasionaran inestabilidad en el comportamiento PVT y por lo tanto en los resultados donde se apliquen.

Para el análisis de los resultados se contó con el simulador, al cual se le ingresan datos de la composición de la muestra, tomados del pozo Puma 501, datos de los diferentes experimentos reportados por el laboratorio PVT del IMP.

Tablas típicas de los datos reportados que se introducen en el simulador.

Expansión a Composición Constante a 160 °C

Composición	% Mol
N ₂	0.333
CO ₂	1.671
H ₂ S	1.981
C ₁	52.488
C ₂	10.953
C ₃	6.599
iC ₄	1.207
nC ₄	2.488
iC ₅	0.91
nC ₅	1.4
C ₆	1.734
C ₇ ⁺	18.236

Presión Kg/cm ²	Volumen Relativo	Densidad del Aceite.
350	0.9709	0.5288
340	0.9756	0.5262
330	0.9811	0.5233
320	0.9866	0.5204
310	0.9924	0.5173
295	1	0.5134

Tabla, 14 Expansión a Composición Constante a 160 °C

Tabla 13, Composición del Aceite del Pozo Puma 501

- Grafica de los datos reportados por el laboratorio PVT, del experimento Expansión a Composición Constante a 160 °C, obtenidos de la muestra de aceite del pozo Puma 501.

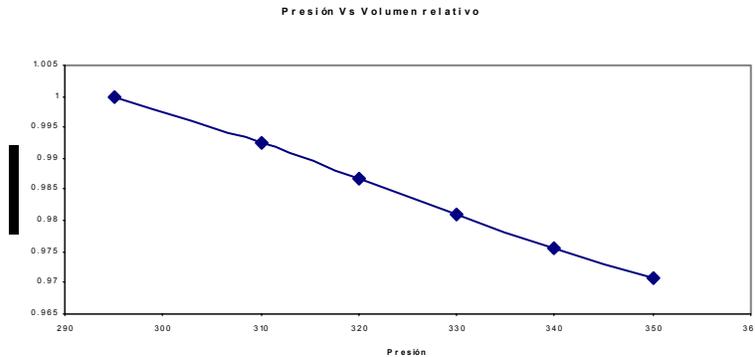


Figura 52, Volumen Relativo del Experimento, Expansión a Composición Constante a 160 °C, Tabla 9

Separación Diferencial a 160 °C

Presión Kg/cm ²	RGA	Bg	Densidad del liquido	Densidad del Gas	Vol. r el. Del aceite	Z
295	301.51		0.5134		2.148	
250	211.483	0.006274	0.5765	0.895	1.776	0.9103
200	152.109	0.006735	0.6153	0.875	1.589	0.8893
150	101.329	0.00833	0.6455	0.883	1.45	0.8798
100	62.594	0.01255	0.6612	0.915	1.33	0.8882
60	39.566	0.01896	0.693	0.95	1.232	0.9165
30	29.765	0.026137	0.7435	0.9949	1.145	0.9501
0	0		0.8081	1.05	1.03	1

Tabla 15, Separación Diferencial a 160 °C

- Graficas de los datos reportados por el laboratorio PVT, del experimento Separación Diferencial a 160 °C, obtenidos de la muestra de aceite del pozo Puma 501.

Presión Vs RGA

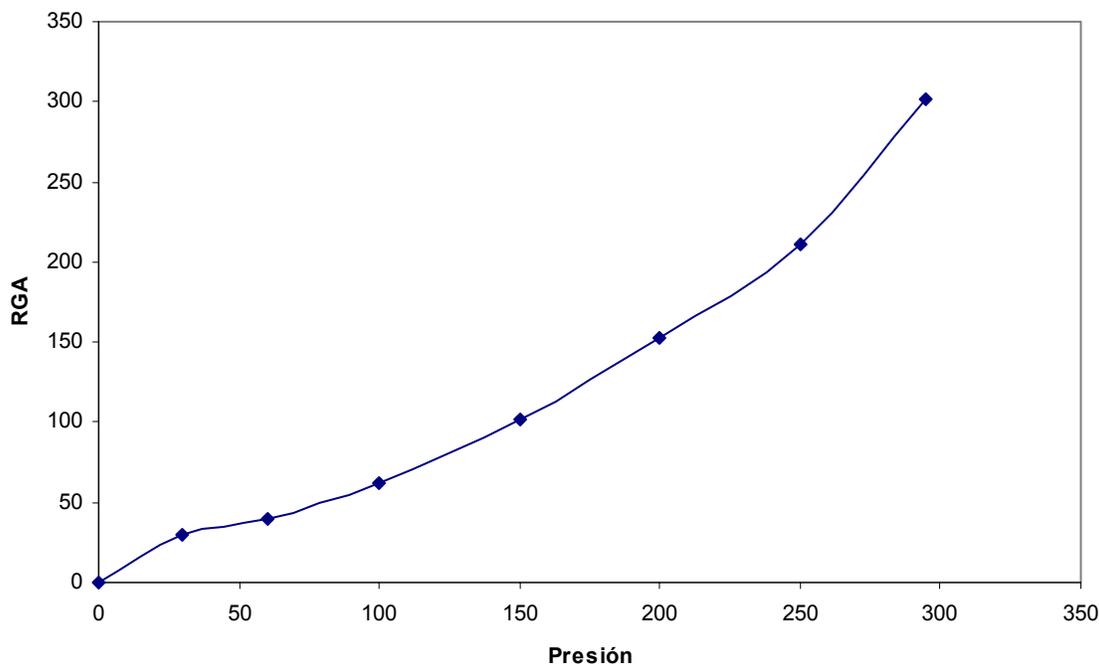


Figura 53, RGA, del Experimento Separación Diferencial a 160 °C, Tabla 10

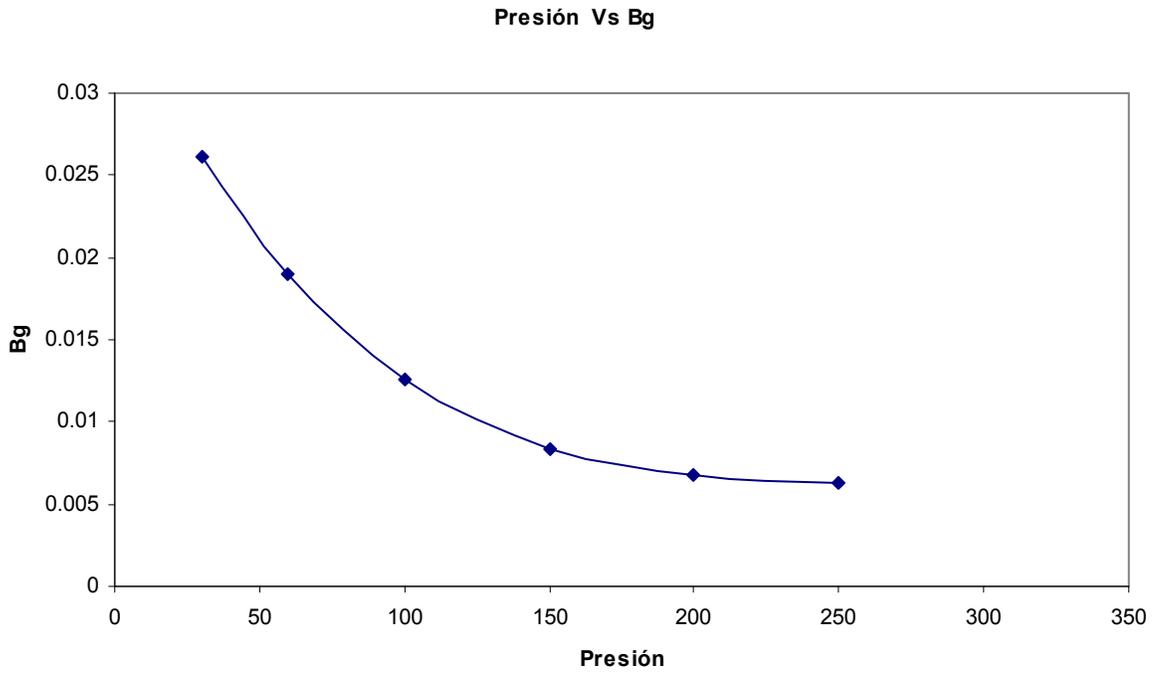


Figura 54, Bg, del Experimento Separación Diferencial a 160 °C, Tabla 10

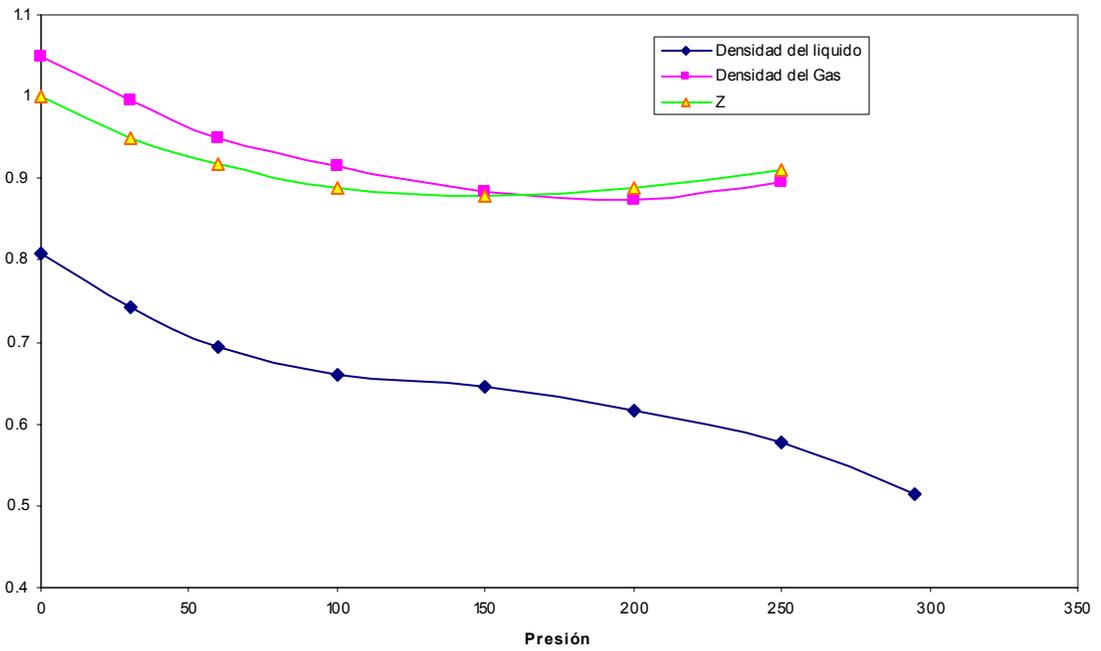


Figura 55, ρ_o, ρ_g, Z , Vs Presión, Experimento Separación Diferencial a 160 °C, Tabla 10

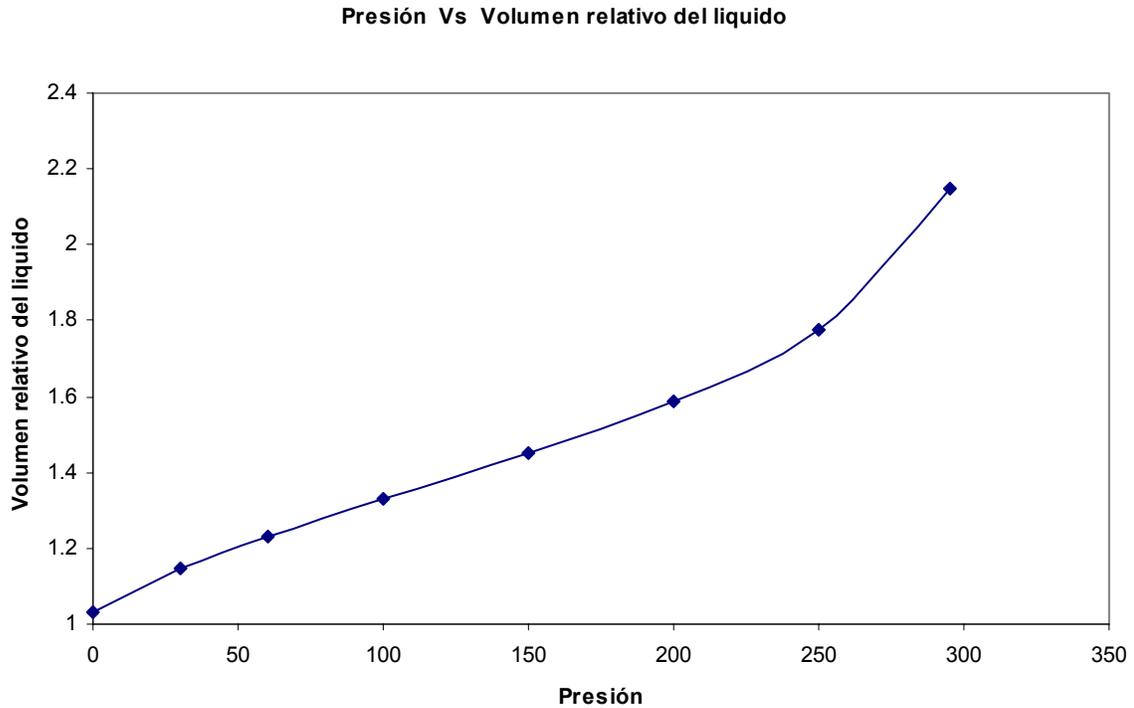


Figura 56, Volumen Relativo del Líquido del Experimento Separación Diferencial a 160 °C, Tabla 10

El análisis de estos datos, se realizo de la siguiente manera:

- Se elige en el menú de Eclipse, el panel de PVTi (Figura 57).

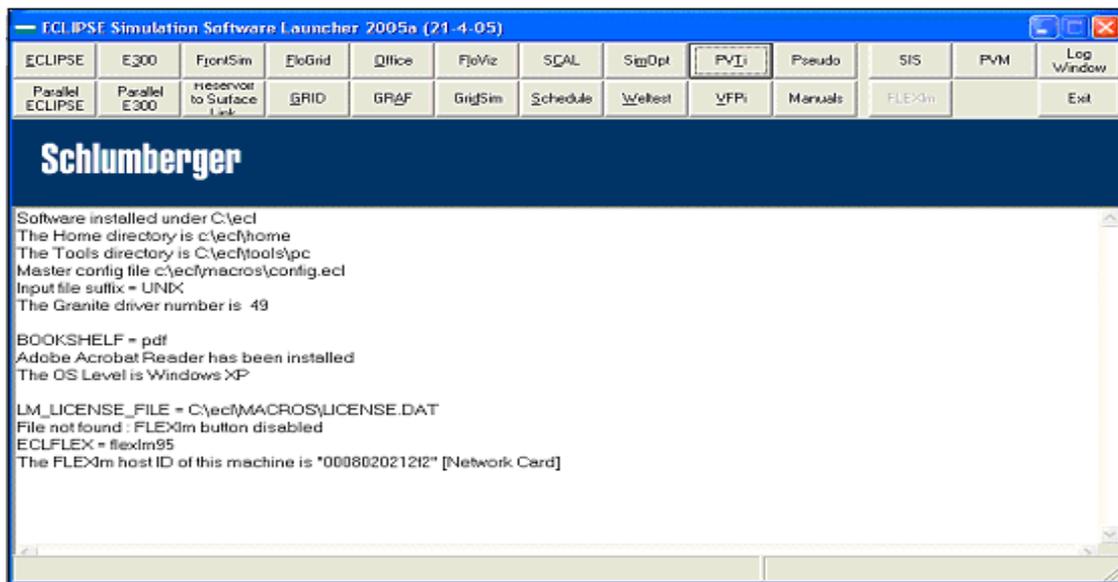


Figura 57, Menú de Eclipse

- Se abre el archivo de trabajo en el PVTi (Figura 58).

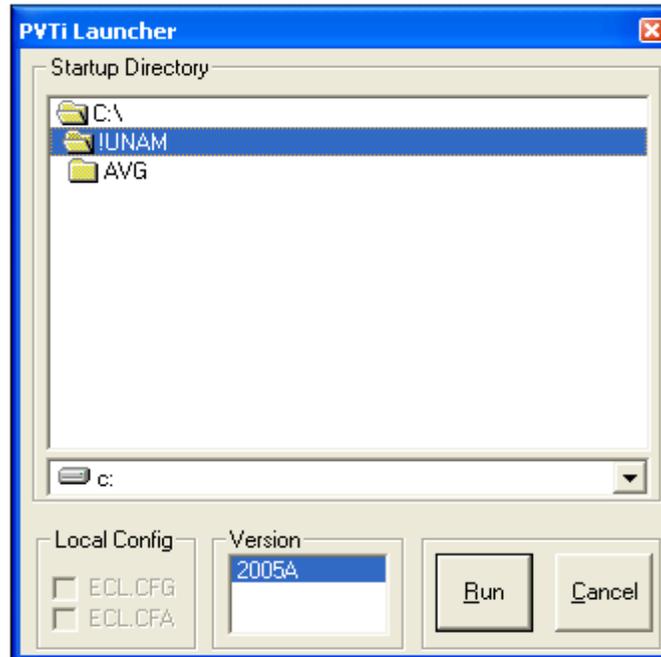


Figura 58, Archivo de trabajo

- Se abre la ventana del PVTi (Figura 59).

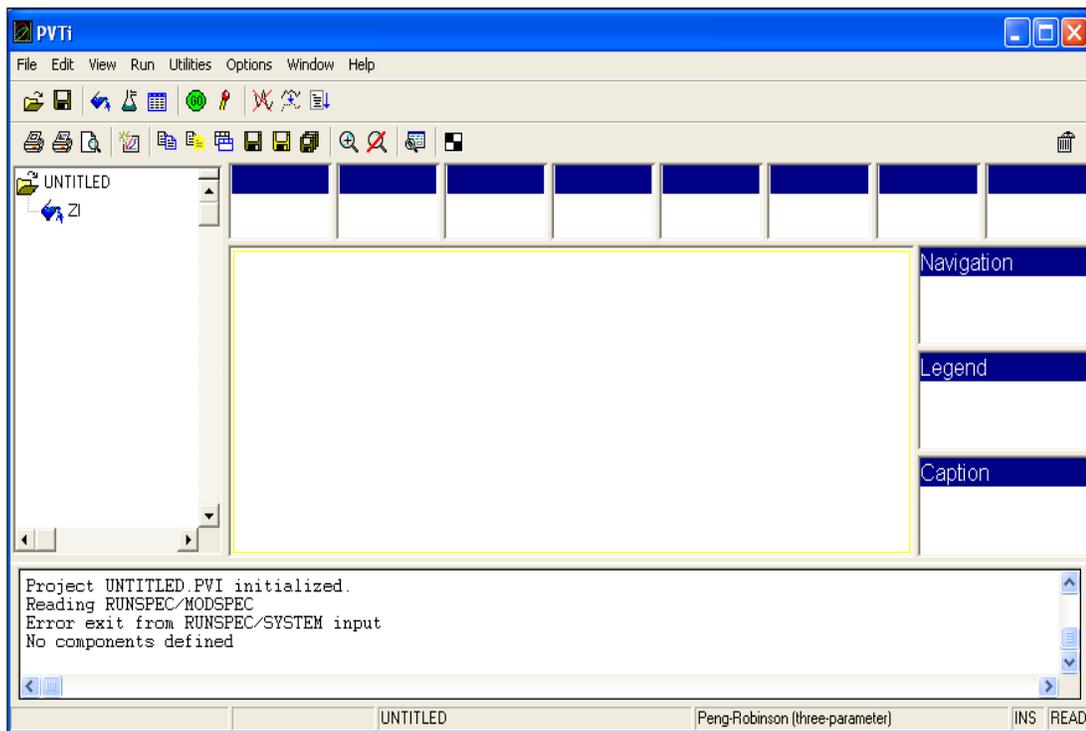


Figura 59, Ventana de Entrada del PVTi.

- Se ingreso la composición de la muestra al simulador (Figura 60).

Row	Components	ZI (percent)	Weight fraction (percent)	Mol Weight (gm-mole)	Spec Gravity
1	N2	0.333	0.17203		
2	CO2	1.671	1.3562		
3	H2S	1.981	1.2449		
4	C1	52.488	15.529		
5	C2	10.953	6.074		
6	C3	6.599	5.3666		
7	IC4	1.207	1.2938		
8	NC4	2.488	2.667		
9	IC5	0.91	1.2109		
10	NC5	1.4	1.8629		
11	C6	1.734	2.6862		
12	C7+	18.236	60.536	180	0.8479

Los valores del peso molecular y de la densidad que faltan para N2 hasta C6, están programados en la librería del PVTi

Figura 60, Composición de la Muestra

- Se elige del menú principal una ecuación de estado, para iniciar la caracterización, en este caso se comenzó con la de Peng-Robinson de 3 parámetros.
- Se elige del menú la opción (experiments) y se ingresan los datos de la separación diferencial y los de expansión a composición constante.
- Se grafican las propiedades volumétricas Vs la presión, analizando estas y modificando los parámetros que fueron necesarios, para lograr el ajuste (Figura 61).

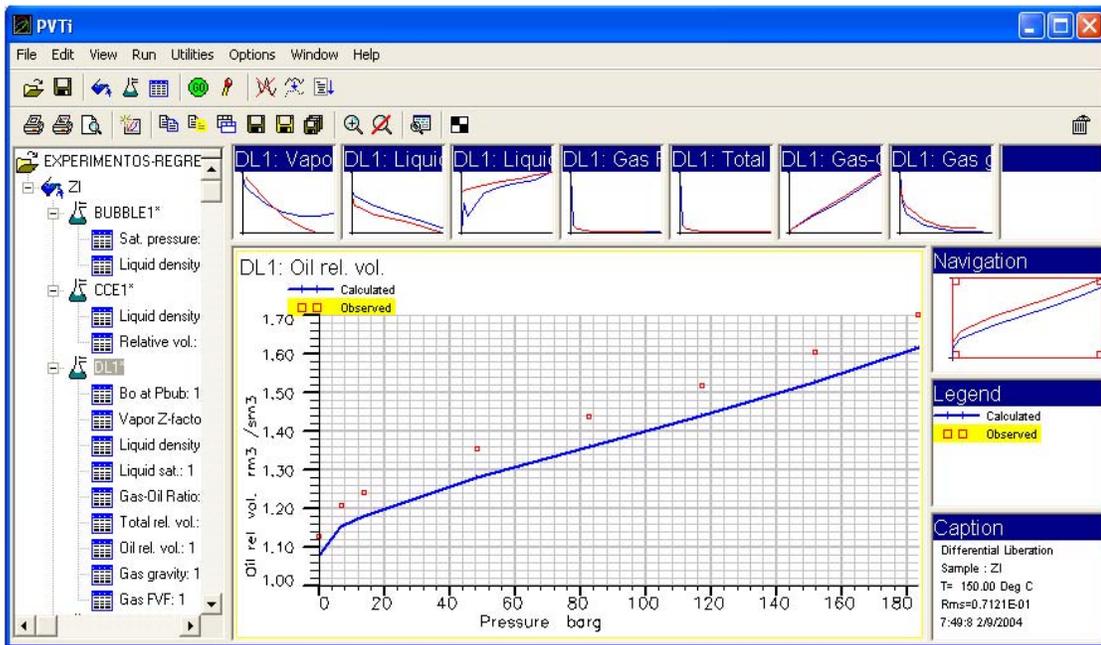


Figura 61, Graficas de los Experimentos

- Una de las primeras graficas realizadas, es la envolvente de fase (Figura 62), con el objeto de verificar que tan cercanos estamos de los valores reportados por el laboratorio.
- La presión de burbujeo (P_b), para la temperatura del experimento a $160\text{ }^\circ\text{C}$, es de 285 Kg/cm^2 ; el laboratorio reporto una (P_b) de 295 Kg/cm^2 , existiendo una diferencia entre estas dos presiones de 10 Kg/cm^2 , sin embargo no afecta tanto para los experimentos.

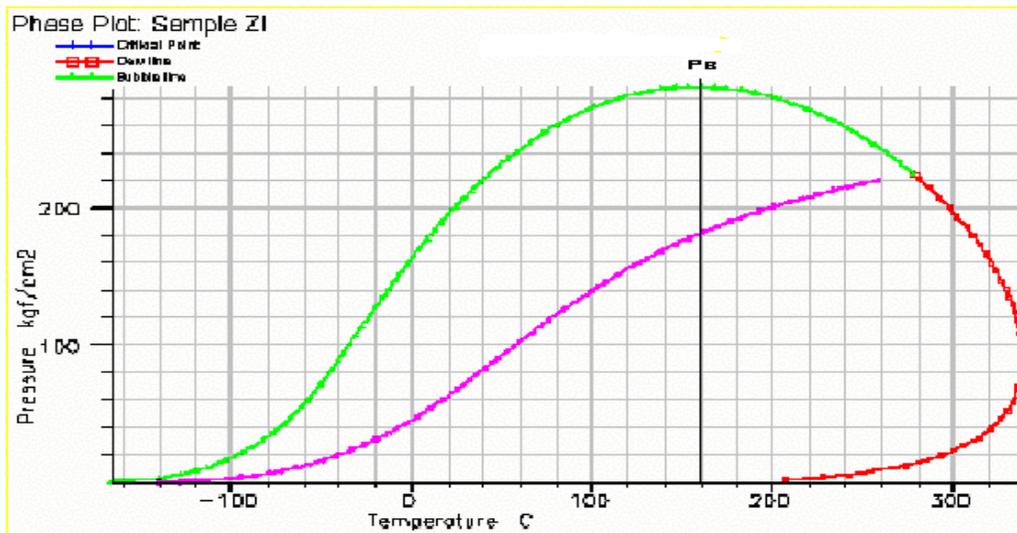


Figura 62, Envlovente de Fase

- Se grafica la envolvente de fase con sus curvas de calidad (Figura 63), para conocer el porcentaje de líquido y de gas, durante la explotación del yacimiento, hasta el abandono, sabiendo que para los aceites ligeros, la tendencia de las curvas de calidad será más hacia la curva de rocío.

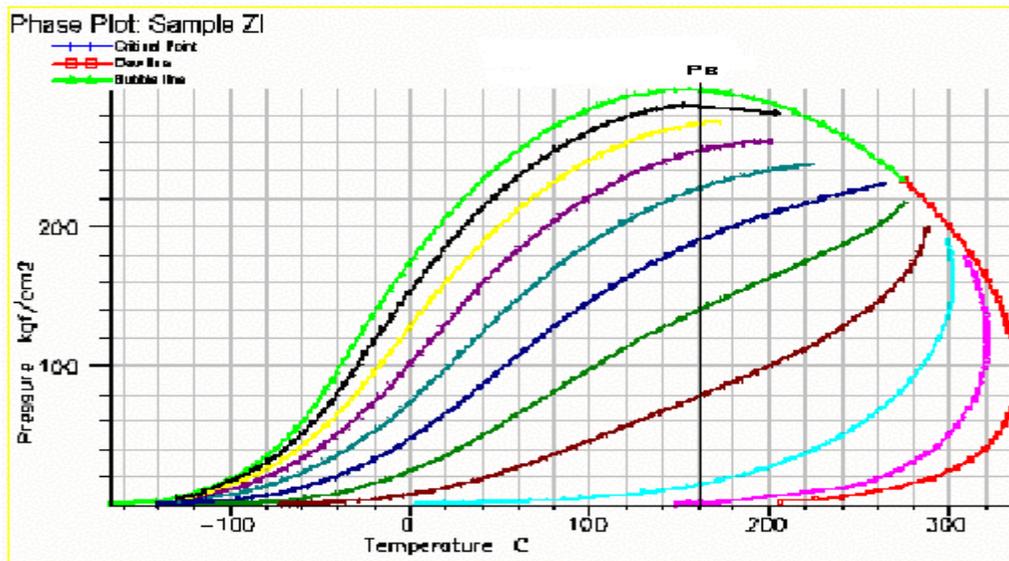


Figura 63, Curvas de Calidad de la Envolvente de Fase.

- **Separación Diferencial** a una temperatura de 160 °C, con la ecuación de Peng-Robinson de tres parámetros.
- La grafica de RGA Vs Presión (Figura 64), se aprecia una separación entre la curva observada (laboratorio) y la curva calculada (simulador), con un 89 % de error, el cual se logro reducir hasta en un 16 % (Figura 65), al variar los parámetros de ajuste.

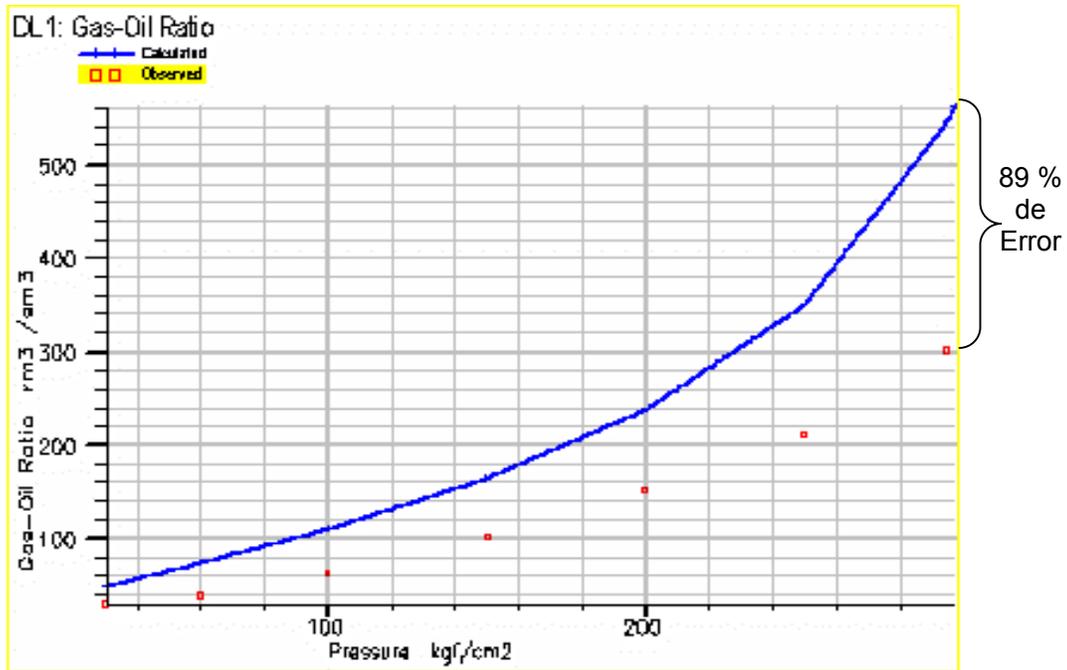


Figura 64, RGA sin Ajustar

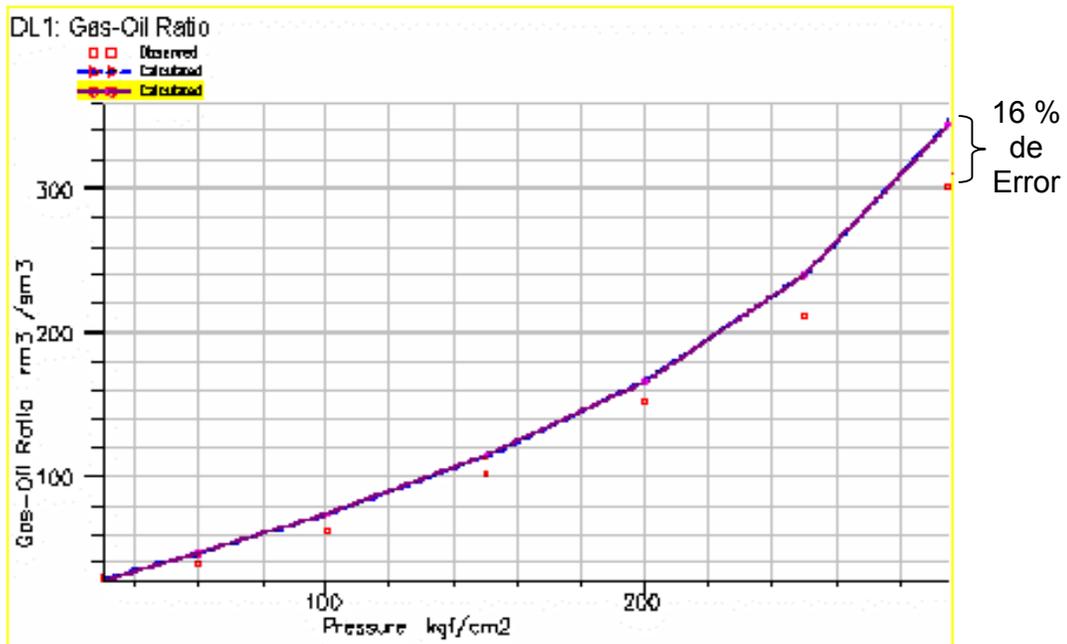


Figura 65, RGA Ajustado

- En la grafica del Volumen relativo del aceite Vs Presión (Figura 66), se observa un error del 48 %, el cual se logro disminuir hasta en un 5.6% (Figura 67)

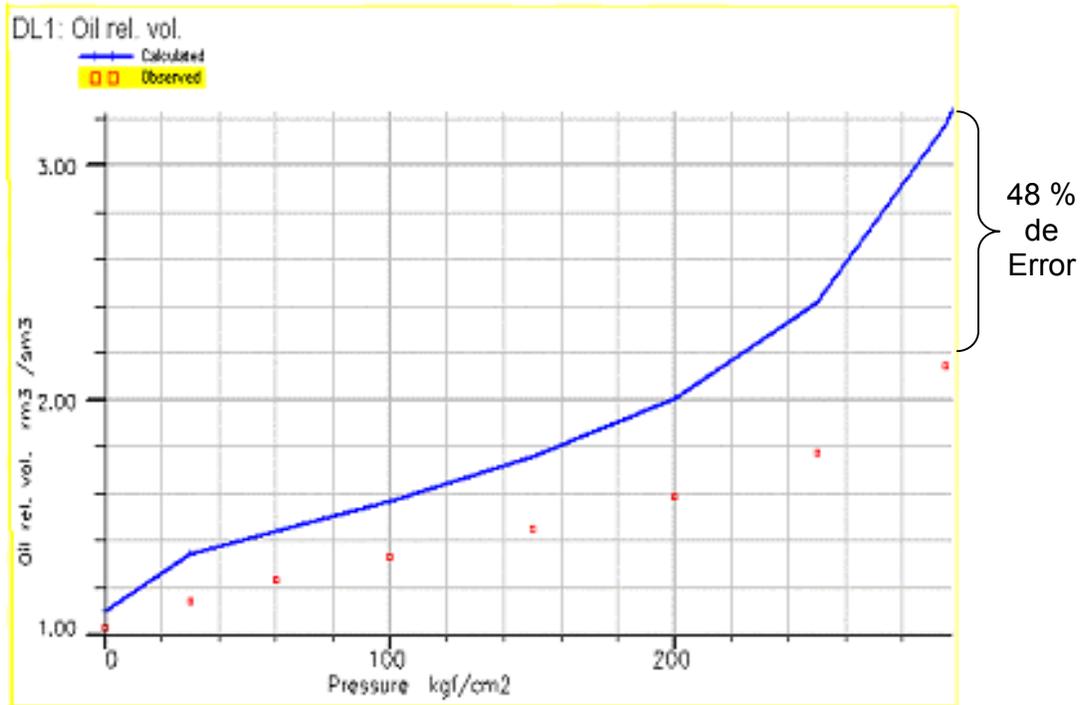


Figura 66, Volumen Relativo de Aceite sin Ajustar

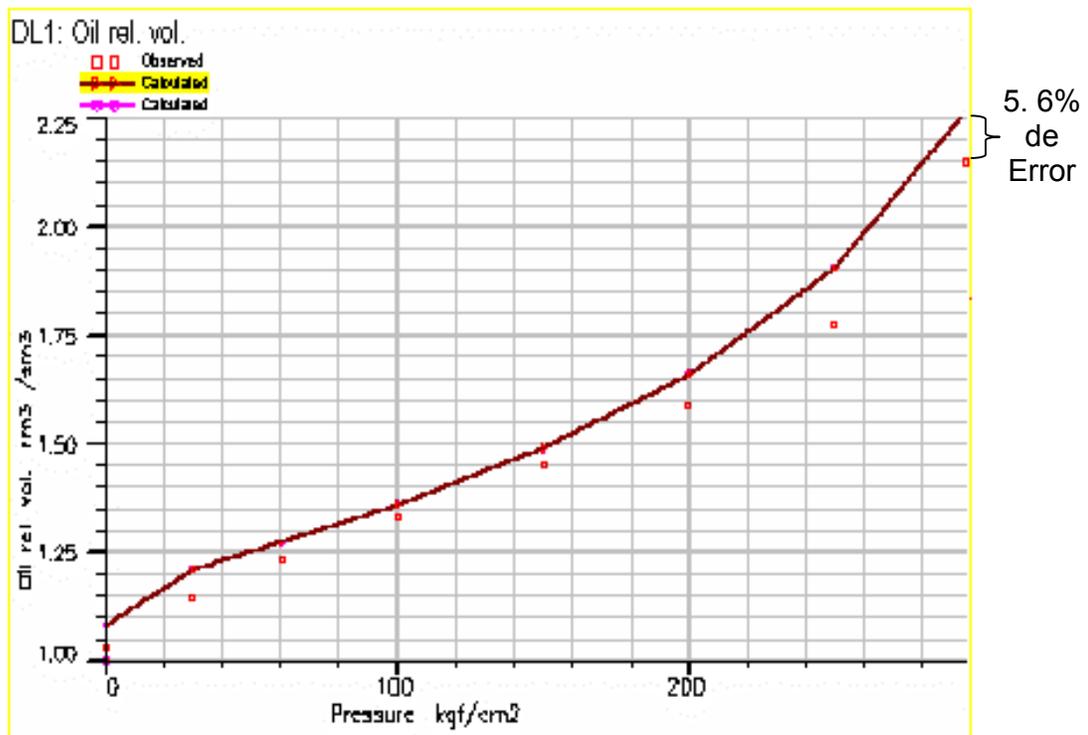


Figura 67, Volumen Relativo de Aceite Ajustado

- Se grafico el Bg Vs Presión, el cual no se altero como se observa en las Figuras 68 y 69, a pesar de variar los parámetros de ajuste.

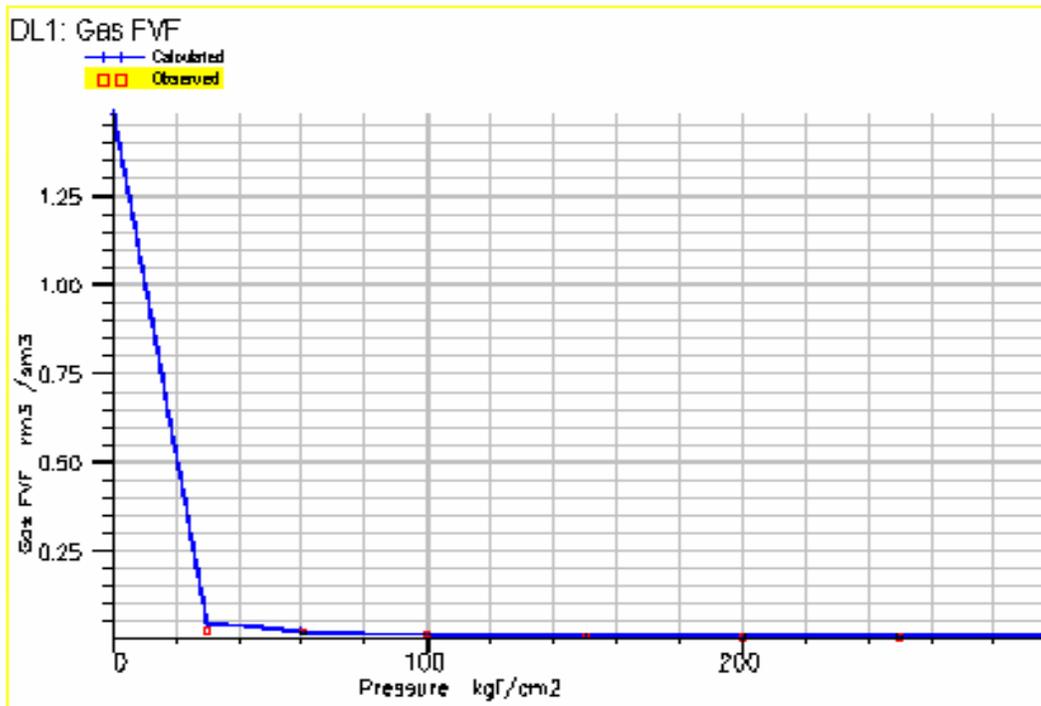


Figura 68, Factor de Volumen del Gas sin Ajustar

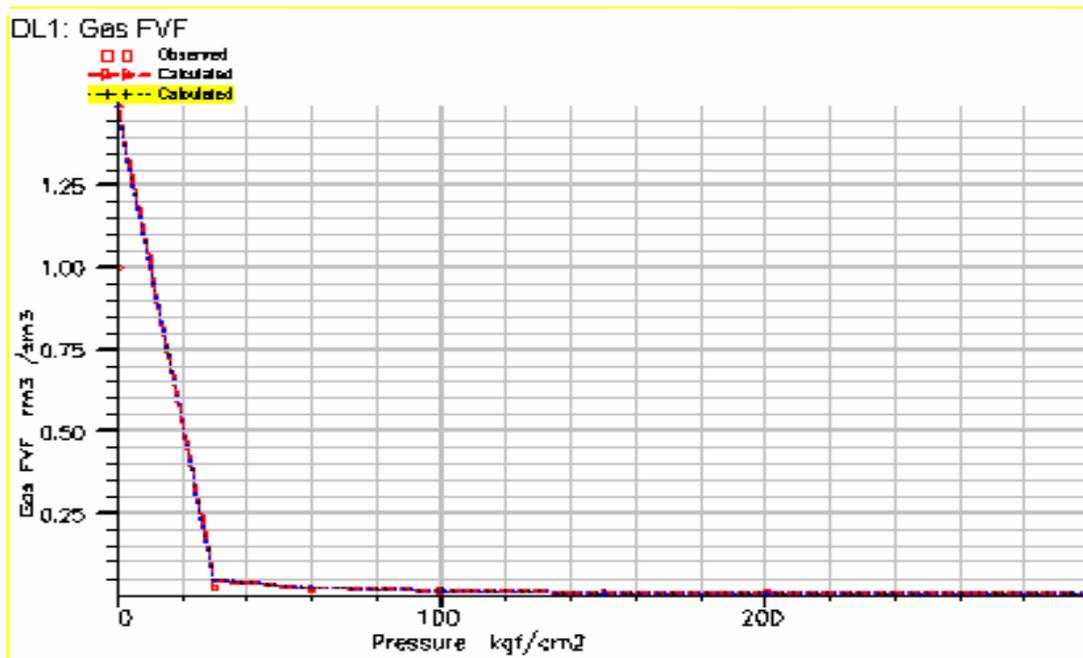


Figura 69, Factor de Volumen del Gas Ajustado

- La Densidad del Gas Vs Presión (Figura70), no sufrió cambios considerables, aun y cuando se variaron los parámetros de ajuste, sin embargo, después de los 200 Kg/cm² de presión las curvas se separan (Figura71), considerando que los datos reportados no fueron bien medidos.

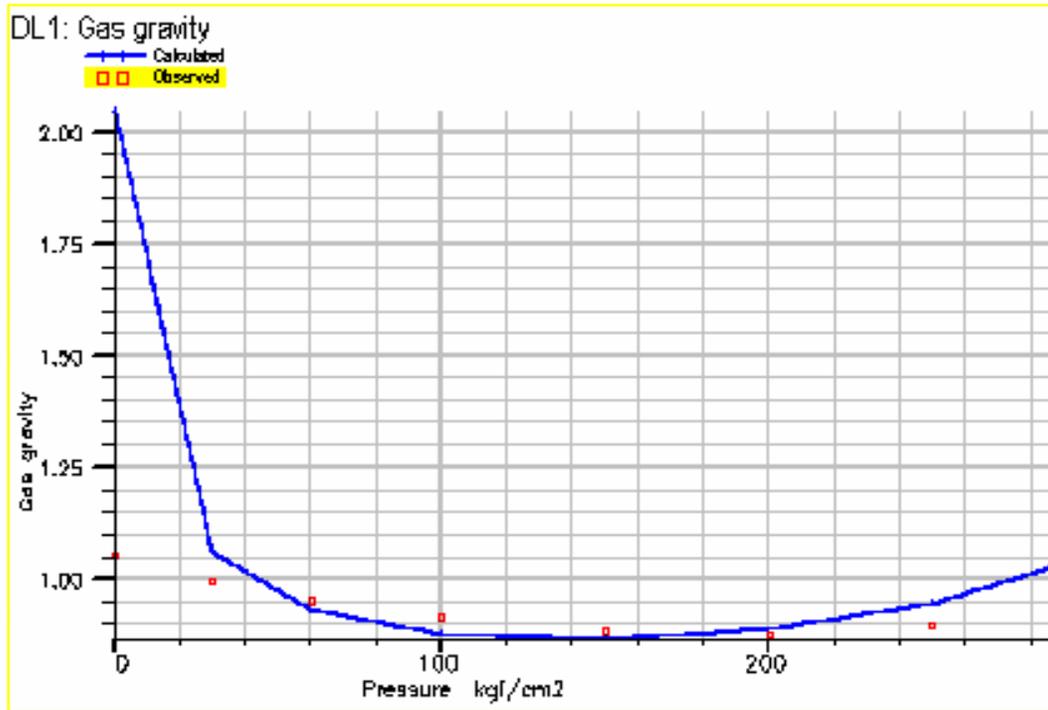


Figura 70, Densidad del Gas sin Ajustar

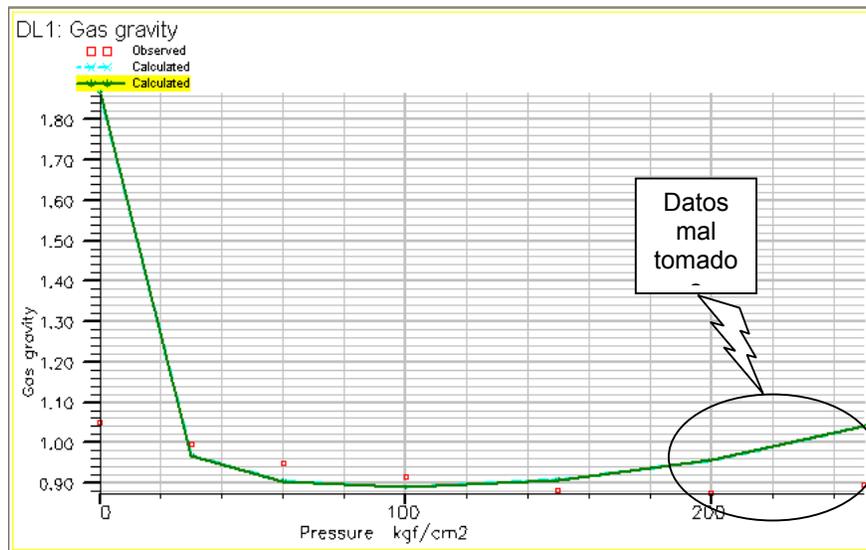


Figura 71, Densidad del Gas Ajustada

- La grafica de la densidad del liquido Vs Presión (Figura 72), no presenta demasiado desajuste, sin embargo, al variar los parámetros de ajuste mejoro, si embargo, los datos intermedios se desajustaron, considerando que estos datos no son consistentes, sospechándose que no alcanzo el equilibrio termodinámico el experimento (Figura 73).

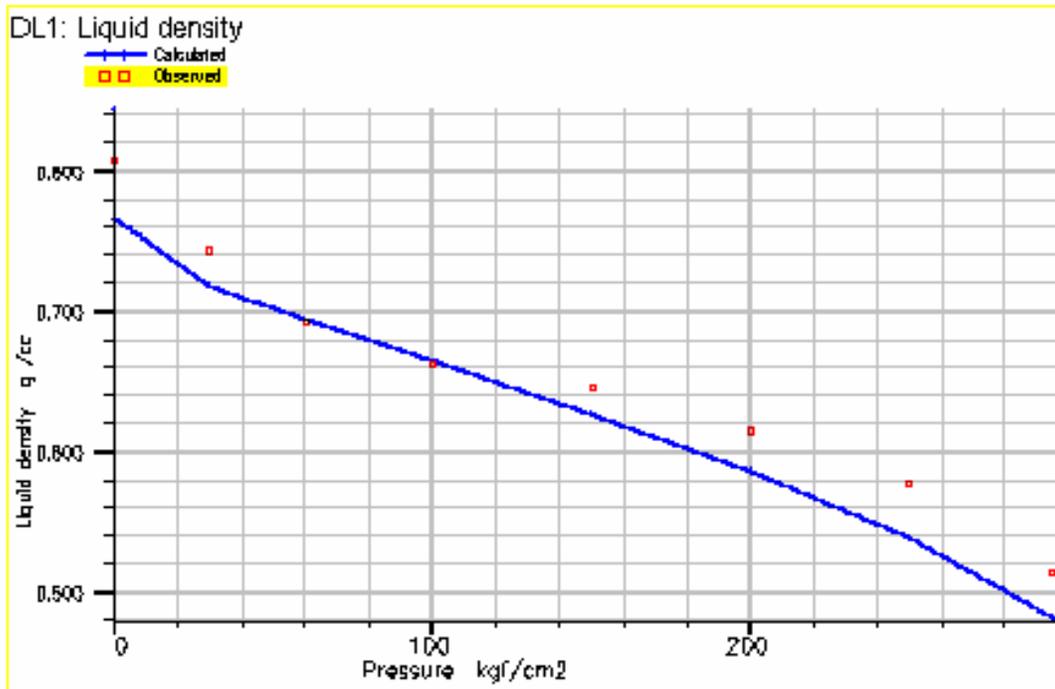


Figura 72, Densidad del Líquido sin Ajustar

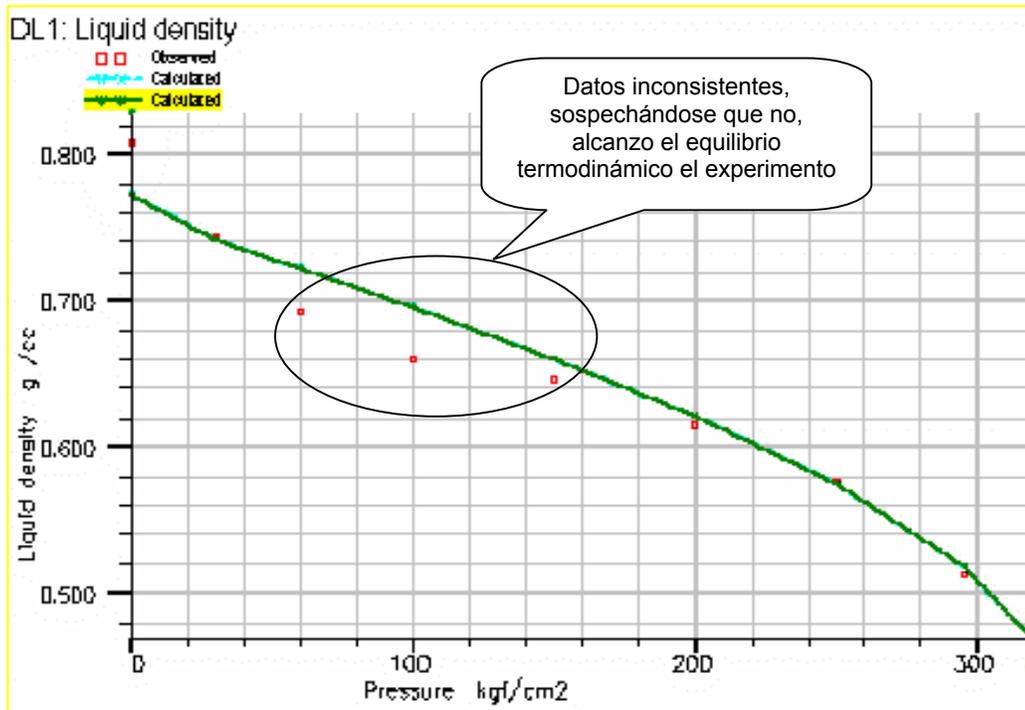


Figura 73, Densidad del Líquido Ajustada

- Grafica del factor de compresibilidad del Gas (Z) Vs Presión (Figura 74), presentándose nuevamente la inconsistencia de los datos reportados (Figura 75).

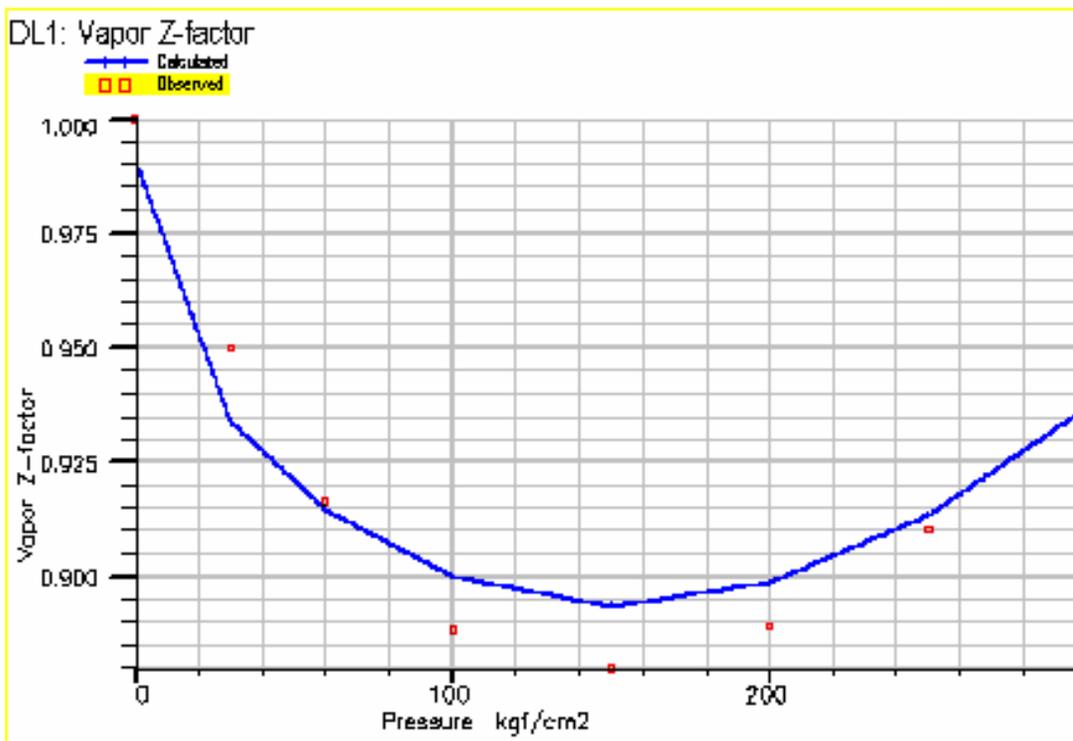


Figura 74, Factor Z sin Ajustar

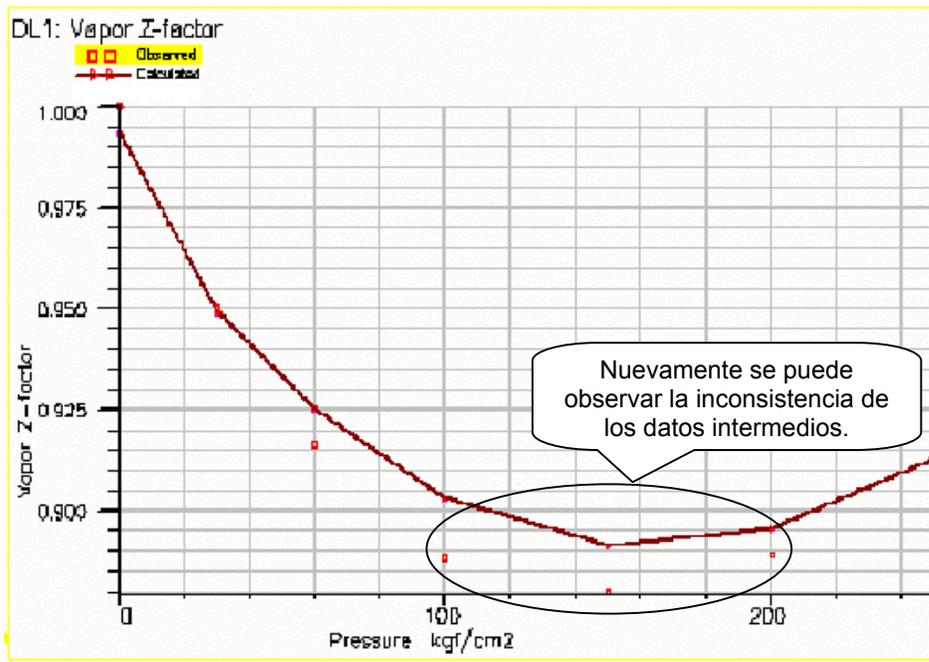


Figura 75, Factor Z Ajustado

- Presión de saturación no hay variación (Figuras 76 y 77).

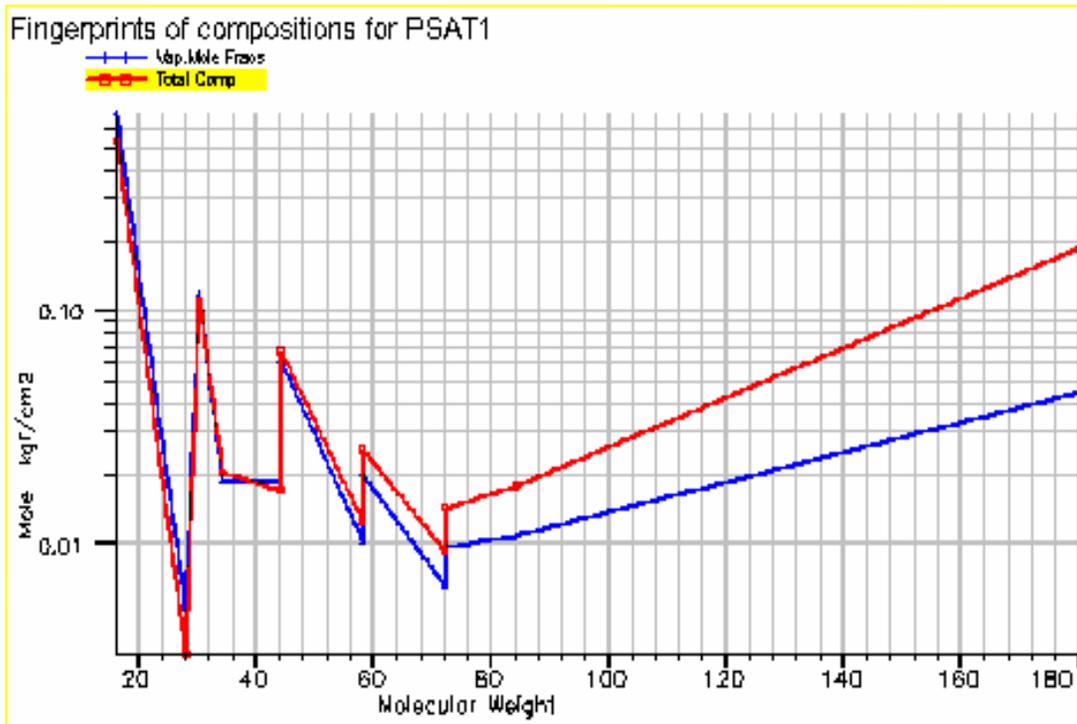


Figura 76, Presión de Saturación sin Ajustar

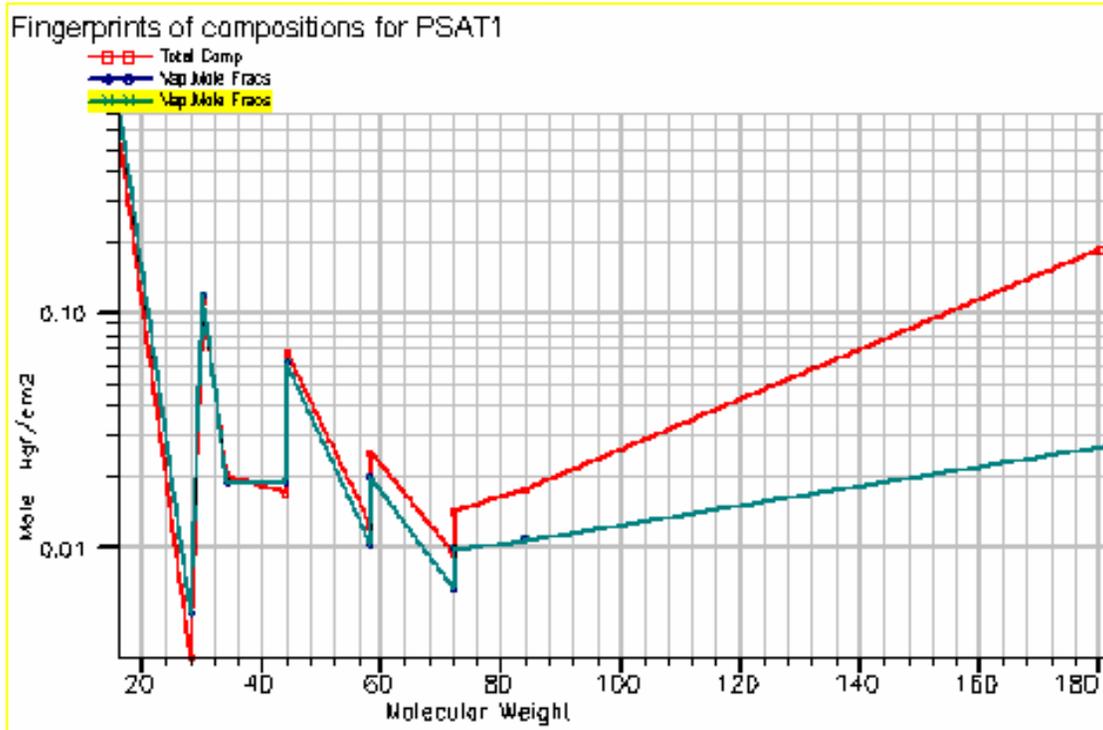


Figura 77, Presión de Saturación, Ajustada

- **Expansión a Composición Constante** a una temperatura de 160 °C, con la ecuación de Peng-Robinson de tres parámetros.
- Se grafica la densidad del líquido Vs presión, observando que hay un error del 5.6 % (Figura 78), logrando un ajuste casi del 100 % (Figura 79).

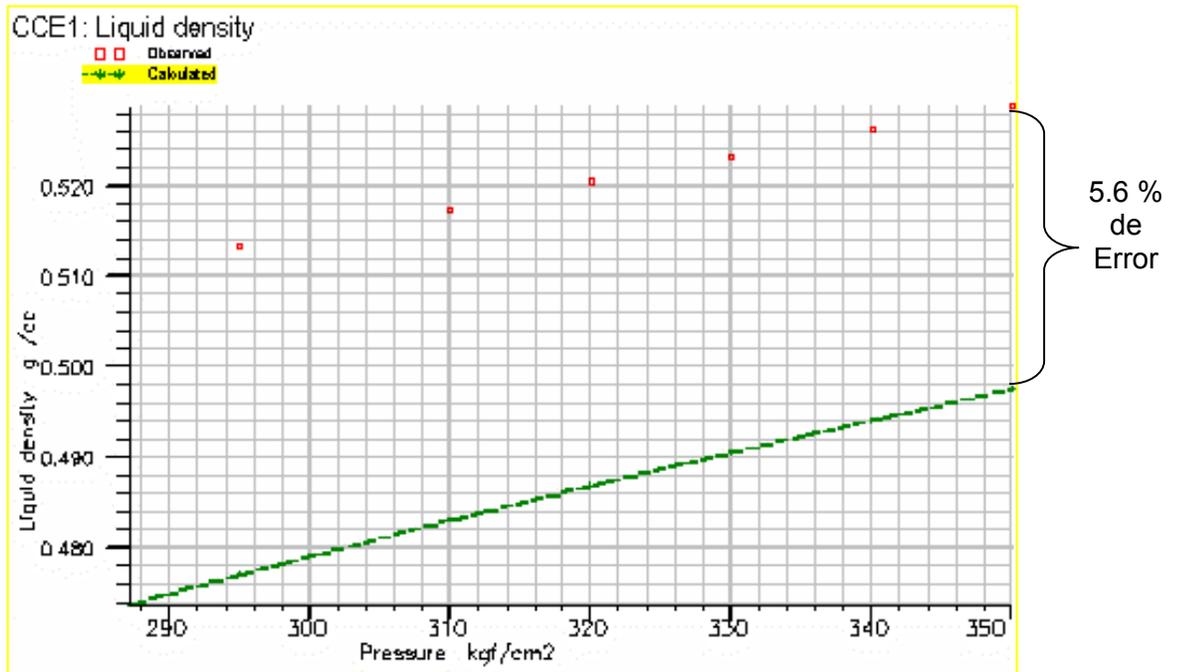


Figura 78, Densidad del Líquido, Experimento ECC, sin Ajustar

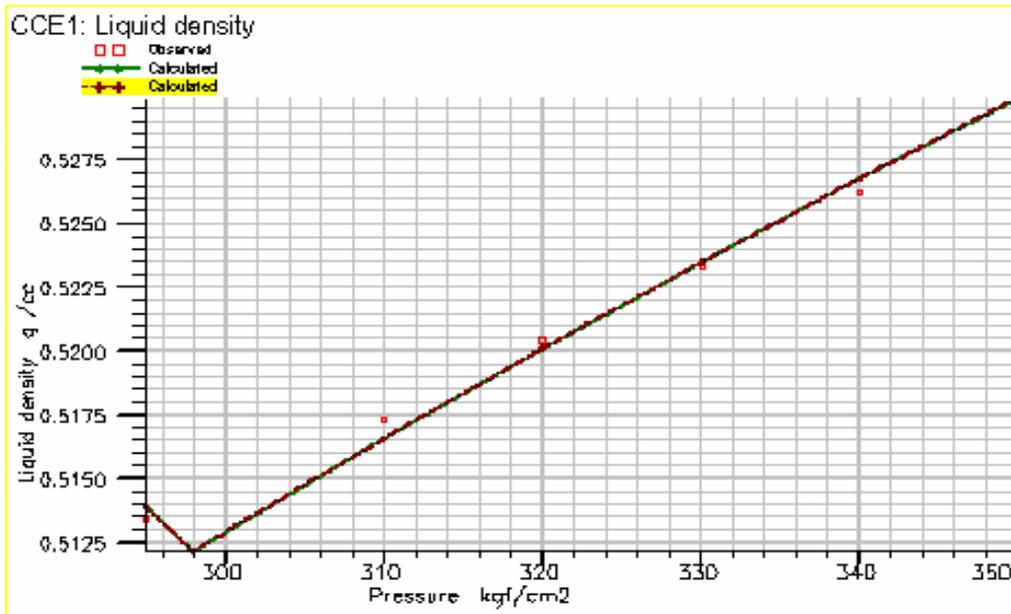


Figura 79, Densidad del Líquido, Experimento ECC, Ajustada

- La densidad del Volumen relativo Vs presión, con 2.25 % de error (Figura 80), el cual se redujo hasta 0.6 % de error (Figura 81).

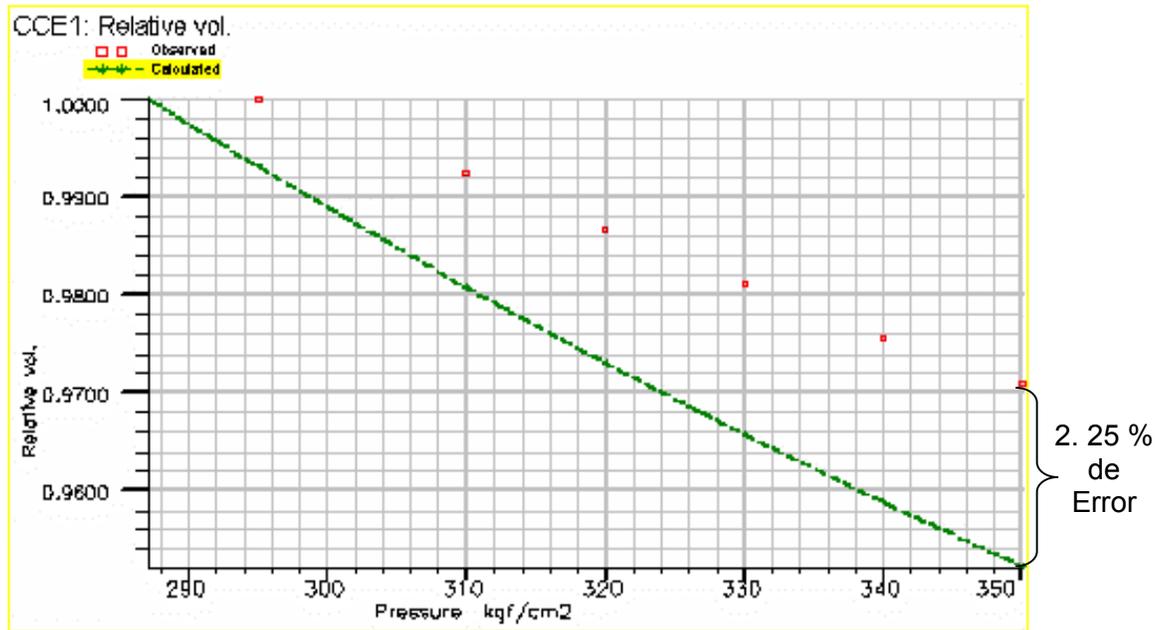


Figura 80, Volumen Relativo, Experimento ECC, sin Ajustar

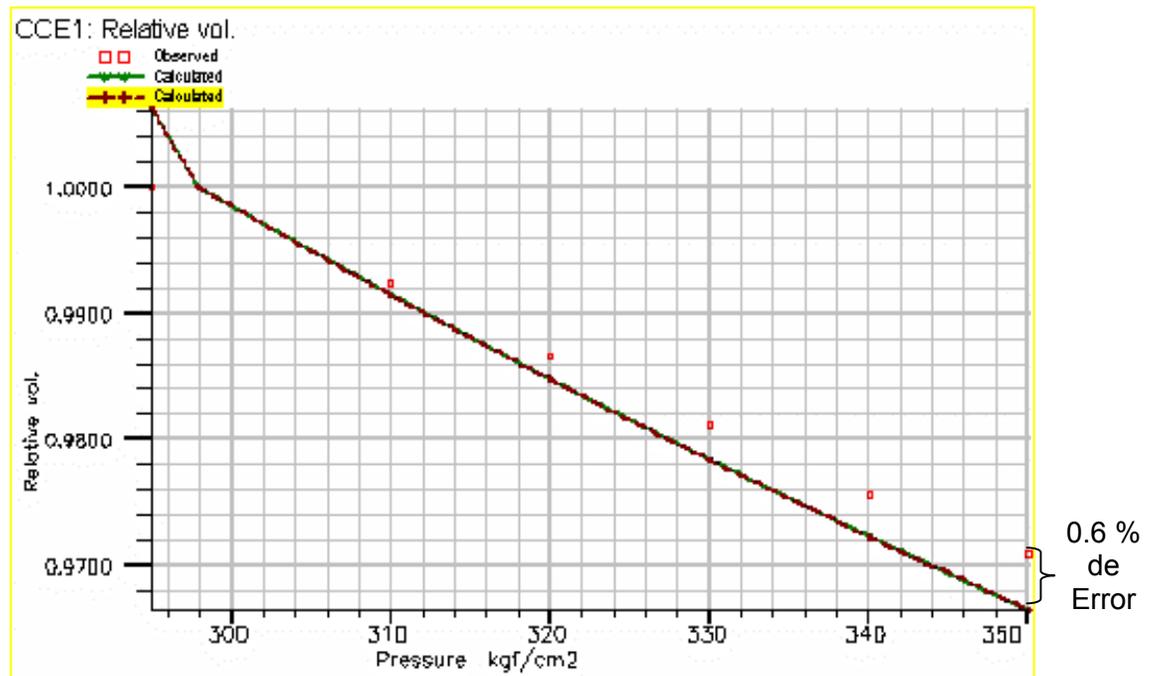


Figura 81, Volumen Relativo, Experimento ECC, Ajustado

- Los parámetros de ajuste fueron los siguientes (Figura 82):

- La combinación de la variación de los parámetros, de C_1 , C_2 , C_3 y C_7^+ , con sus respectivos valores críticos, fue la manera en la que se logro el ajuste de las curvas.
- Después de haber realizado la combinación anterior, se vario el factor acentrico para cada uno de los componentes C_1, C_2, C_3 y C_7^+ , logrando el ajuste deseado.

Mnem	Omega_A	Omega_B	Pcrit	Tcrit	Vcrit	Zcrit	AcerFac
H2S							
C1			1	1	1	1	1
C2			2	2	2	2	2
C3			3	3	3	3	3
IC4							
NC4							
IC5							
NC5							
C6							
C7+			4	4	4	4	4

Figura 82, Parámetros de Ajuste

- Parte de la combinación para lograr el ajuste de las curvas fue variar, los coeficientes de iteración binaria, de C_1 , C_2 , C_3 e iC_4 , con respecto a C_6 y C_7^+ , considerando que los coeficientes de iteración binaria, tienen la función de interactuar entre un componente y otro, de esta manera se logro el ajuste (Figura 83).

Mnem	H2	CO2	H2S	C1	C2	C3	IC4
H2S							
C1							
C2							
C3							
IC4							
NC4							
IC5							
NC5							
C6				1	2	3	4
C7+				1	2	3	4

Figura 83, Coeficientes de Iteración Binaria

Los parámetros críticos junto con el factor acentrico fueron los primeros parámetros que se variaron, para las fracciones del gas, dejando la parte del líquido sin ajustar.

Análisis de Resultados de la Ecuación de Estado de Peng Robinson (PR):

- Las primeras graficas, son el resultado de la combinación entre la ecuación de estado y la composición, mostrando la grafica del laboratorio y la grafica propuesta por el simulador.
- Para lograr el ajuste, se pueden modificar los parámetros, de P_{crit} , T_{crit} , V_{crit} , Z y el factor acentrico, se recomienda iniciar con los componentes cuyo % Mol sea mayor, ya que el modificar estos valores en pequeños cambios ayudara a lograr en efecto, a ajustar las graficas.
- Uno de los principales parámetros de ajuste, es la presión de saturación la cual es de 295 kg/cm^2 , a la cual se le incremento el peso a 20 unidades, con objeto de ajustarse en lo posible a la presión sin permitir que las demás graficas sufrieran cambios que no estaban contemplados.
- Una primera corrida deo ver que los valores críticos, son muy representativos en la muestra y juegan un papel fundamental en la ecuación de estado, permitiendo que de manera fehaciente se puedan aproximar las curvas de laboratorio y las del simulador.
- El segundo parámetro que se vario fue coeficiente de iteración binaria, modificando las fracciones del gas con respecto a C_6 y C_7 , de esta manera las dos combinaciones ayudaron a obtener un buen ajuste.
- Encontrar la combinación correcta de ajuste no fue fácil, por que la sensibilidad entre las curvas del simulador y las del laboratorio, es muy grande, resultando que al modificar algún parámetro y volver a hacer la corrida, las curvas variaban bastante, algunas veces acercándose a lo esperado, pero otras alejándose, por lo cual no existe una regla general, que pueda ser aplicada a todos los casos.

Problemática que surgió durante, el ajuste de los datos de laboratorio en el simulador.

- No hay que olvidar en ningún momento que lo que estamos haciendo en el simulador, es reproducir los experimentos de laboratorio, pero estos datos se están ajustando a una ecuación de estado, la cual dependerá de que tan bien este caracterizado el fluido, recordando que la mezcla de hidrocarburos es una combinación que normalmente la reportan hasta C_n^+ , agregando en este componente todos los de mayor peso molecular y que en el laboratorio

los experimentos se realizan físicamente, con muestras de aceite, en celdas PVT, midiendo volúmenes y presiones.

- Todo el estudio consistió en analizar las graficas, en lo que respecta al ajuste de los datos de laboratorio y los del simulador, considerando que no fue fácil y requirió de un arduo esfuerzo para alcanzar la caracterización, logrando finalmente el ajuste de las graficas como se puede apreciar.
- Lo problemas principales se presentaron en el ajuste de las graficas del gas, donde no se ajustaron muy bien, sin embargo fue un ajuste considerable y el liquido presento menos problemas.
- Otro problema fue que al modificar los parámetros de iteración binaria, sin considerar un patrón, las graficas no se ajustaban, al contrario se alejaban entre si, por lo cual se siguió un patrón el cual fue modificar, los parámetros de iteración binaria de C_1 , C_2 y C_3 con respecto a la fracción no caracterizada C_7^+ , logrando mejores resultados.
- La combinación al mismo tiempo de los omegas y de las propiedades críticas, no es recomendable ya que pertenecen a grupos distinto de ajuste.
- Los parámetros que más se variaron para lograr el ajuste fueron, la P_{crit} , la T_{crit} , el V_{crit} , la Z_{crit} y el factor ecentrico, para C_1 , C_2 , C_3 y C_7^+ , encontrando la combinación que permite un ajuste adecuado, para la ecuación de estado de Peng-Robinsón de 3 parámetros.
- Una vez encontrando la combinación de parámetros y poder ajustar las curvas de una manera adecuada podemos decir que la ecuación de estado de Peng-Robinsón, se puede utilizar para el campo Puma, por que se ajusta bien, sin embargo, no podemos decir en este momento que presenta el mejor comportamiento, ya que falta el análisis de ajuste con la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, que se explicara más adelante.

Ajuste del Pozo Puma 501, con la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong.

- Se ingreso la composición de la muestra por analizar, el peso molecular y la densidad de la fracción plus, ya que no esta caracterizada y por lo tanto no forma parte de la librería del PVTi (Figura 84).

Row	Components	ZI (percent)	Weight fraction (percent)	Mol Weight (gm-mole)	Spec Gravity
1	N2	0.333	0.17203		
2	CO2	1.671	1.3562		
3	H2S	1.981	1.2449		
4	C1	52.488	15.529		
5	C2	10.953	6.074		
6	C3	6.599	5.3666		
7	IC4	1.207	1.2938		
8	NC4	2.488	2.667		
9	IC5	0.91	1.2109		
10	NC5	1.4	1.8629		
11	C6	1.734	2.6862		
12	C7+	18.236	60.536	180	0.8479

Los valores del peso molecular y de la densidad que faltan para N2 hasta C6, están programados en la librería del PVTi

Figura 84, Composición de la Muestra, Para la Ecuación de Estado de Soave-Redlich-Kwong

- Se eligió la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong de tres parámetros, considerando que al cambiar de ecuación de estado el comportamiento de las curvas sería distinto y después de ver las gráficas, podemos apreciar que son distintas entre las de Peng-Robinson de tres parámetros y las curvas de Soave-Redlich-Kwong de tres parámetros.
- Se graficó la presión Vs temperatura, obteniendo la envolvente de fase, para comprobar que tan alejados estamos de la presión de burbujeo (Figura 85).

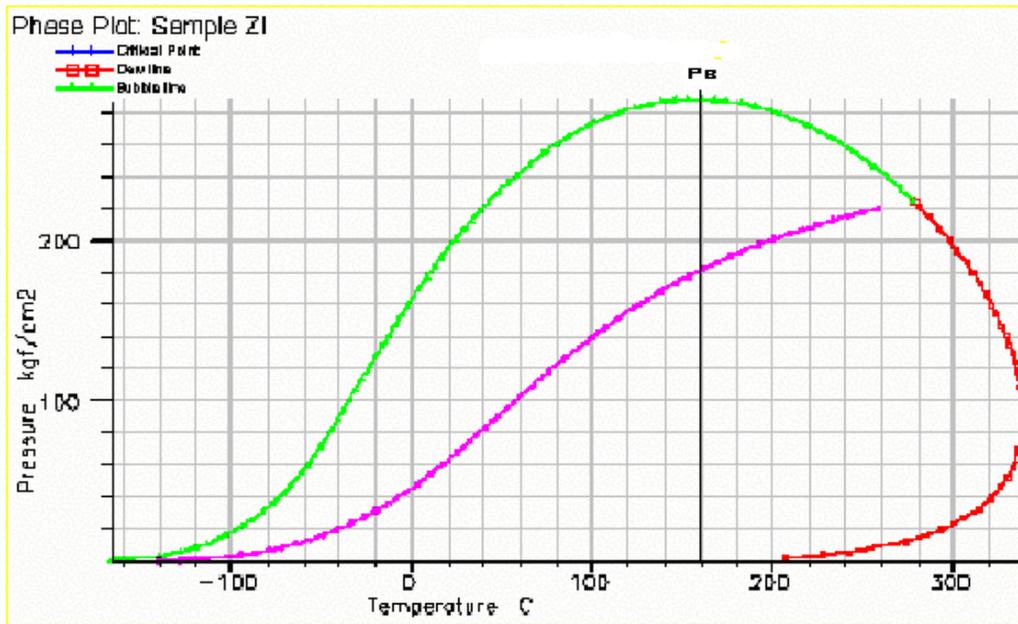


Figura 85, Diagrama de Fase, Para la Ecuación de Estado de SRK

- La grafica de la envolvente de fase con sus curvas de calidad proporcional el porcentaje de liquido y el de gas, según en la etapa de explotación que se encuentre el yacimiento (Figura 86).

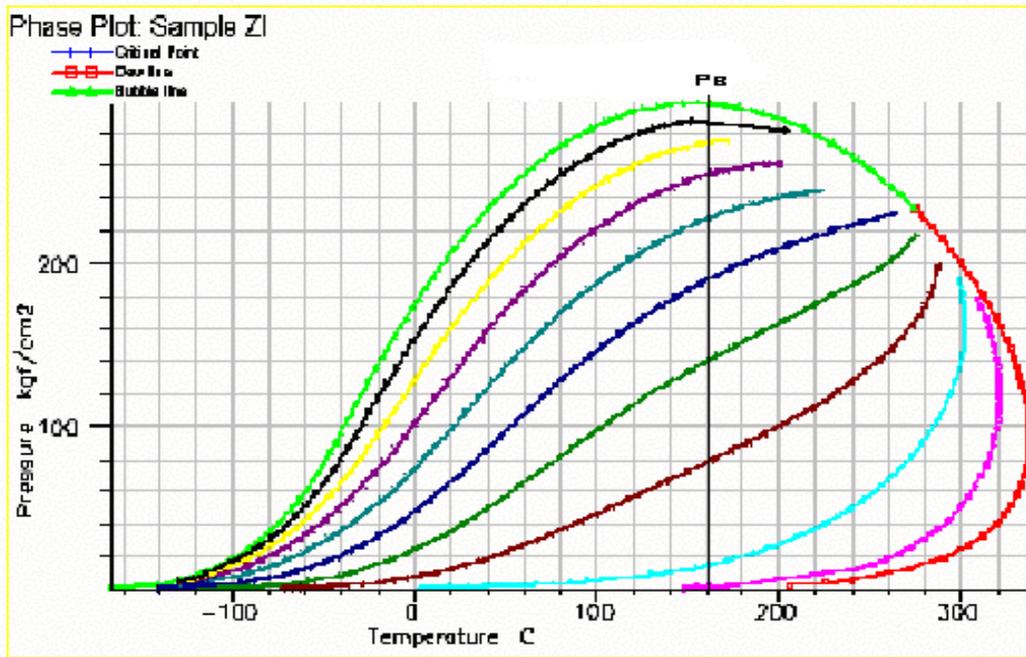


Figura 86, Curvas de Calidad del Diagrama de Fase, Para la Ecuación de Estado de SRK,

- **Separación Diferencial** a una temperatura de 160 °C, utilizando la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong de tres parámetros.
- La grafica de Volumen relativo de aceite Vs Presión, con un 46 % de error entre las curvas (Figura 87), el cual se disminuyo hasta en un 4 %, considerando un ajuste muy bueno (Figura 88).

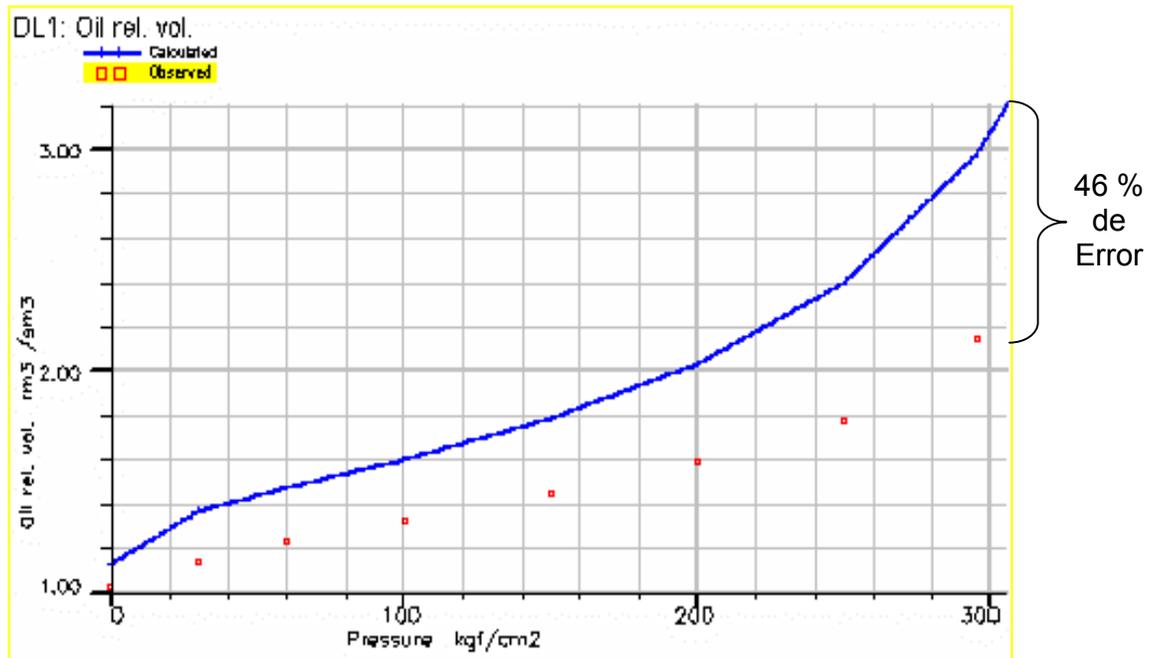


Figura 87, Volumen Relativo del Líquido con la ecuación de estado de SRK, sin ajustar

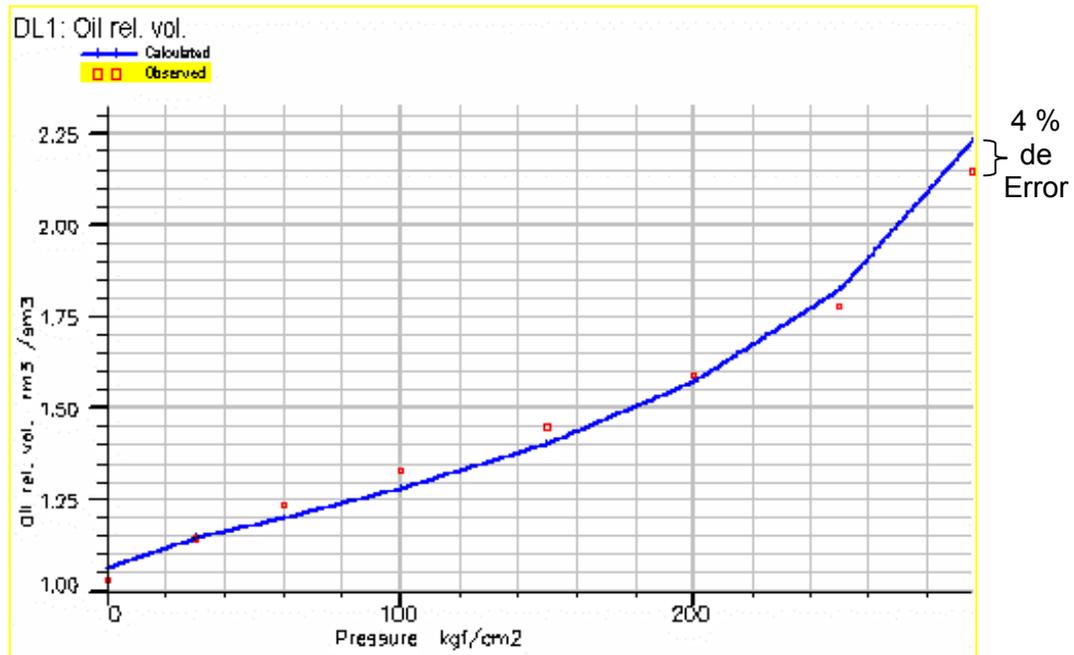


Figura 88, Volumen Relativo del Líquido con la ecuación de estado de SRK, ajustado

- La grafica de RGA Vs Presión, con un 80 % de error entre curvas (Figura 89), el cual se redujo hasta un 15 %, considerando bueno el ajuste (Figura 90).

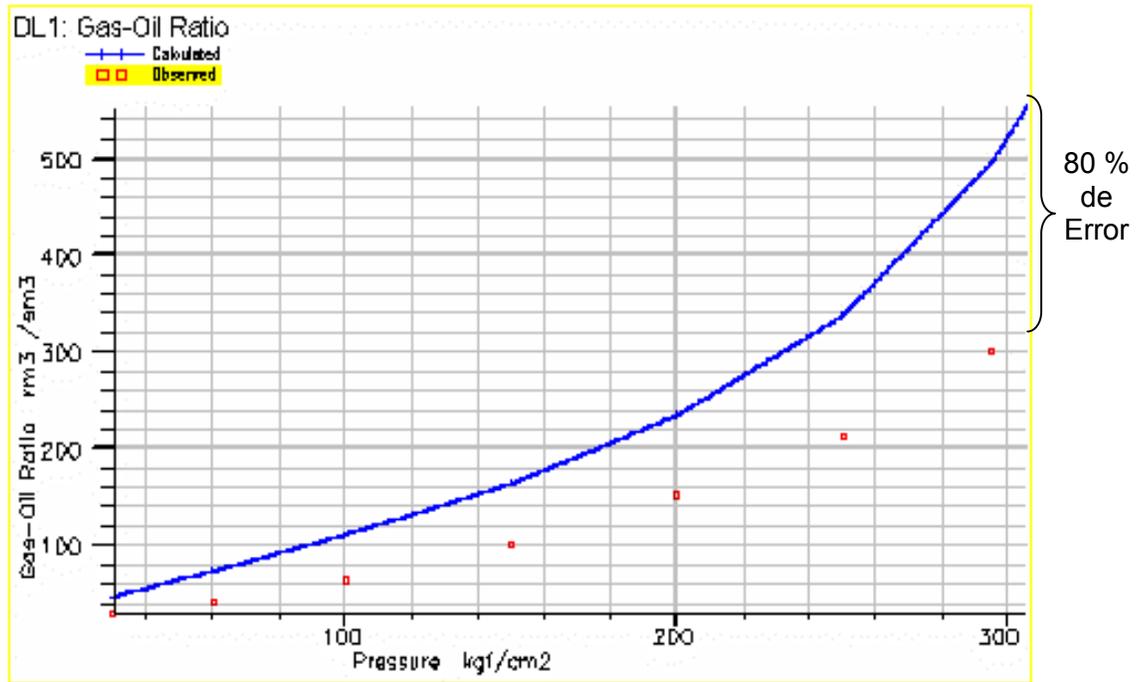


Figura 89, RGA con la Ecuación de Estado de SRK, sin ajustar

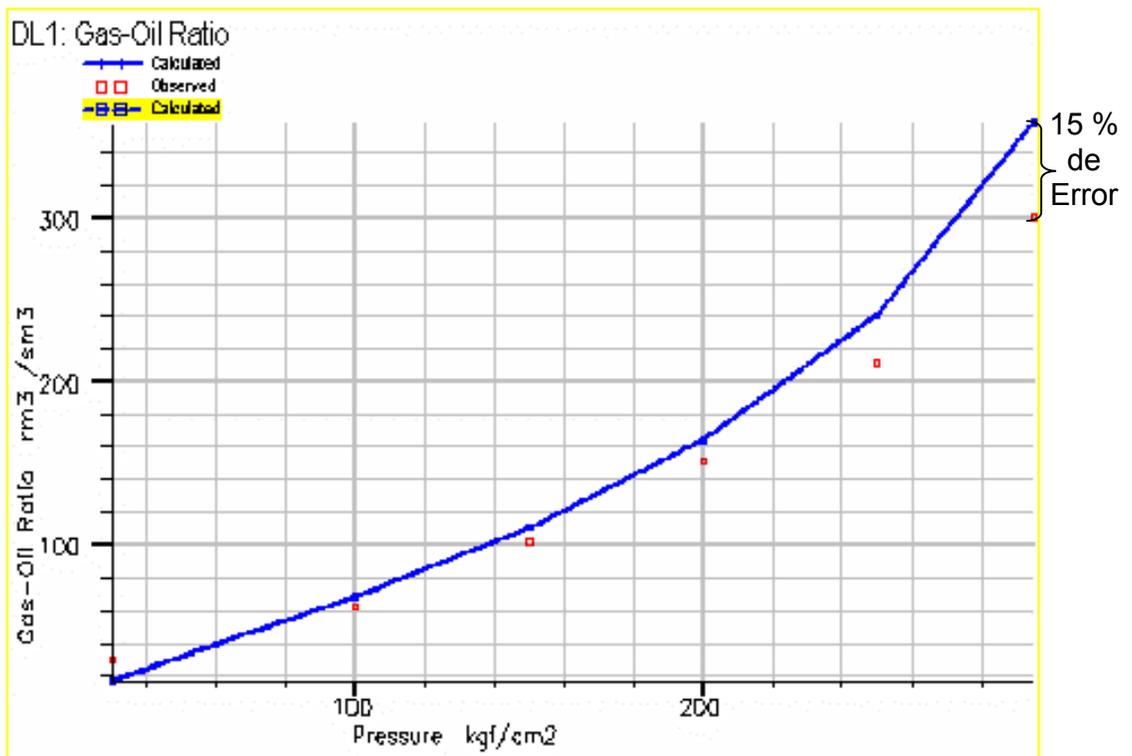


Figura 90, RGA con la Ecuación de Estado de SRK, ajustada

- Grafica de la densidad del liquido Vs presión (Figura 91), después de variar los parámetros de ajuste, se obtuvo el ajuste de las curvas, sin embargo los datos después de la presión de 200 Kg/cm², son inestables, presentándose otra vez el problema del equilibrio termodinámico del experimento (Figura 92).

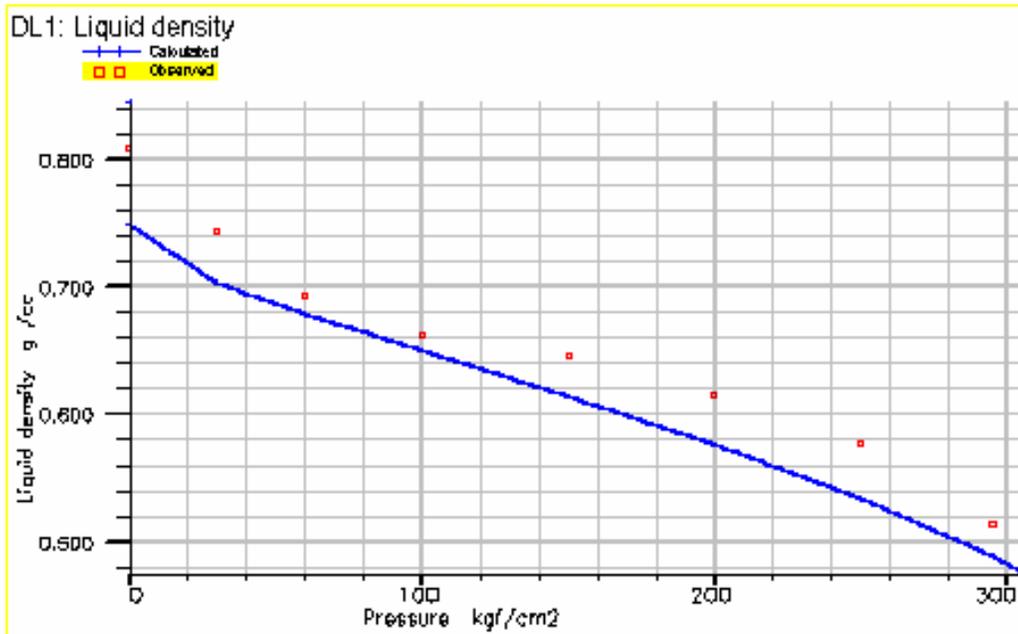


Figura 91, Densidad del Líquido, con la Ecuación de Estado de SRK, sin ajustar

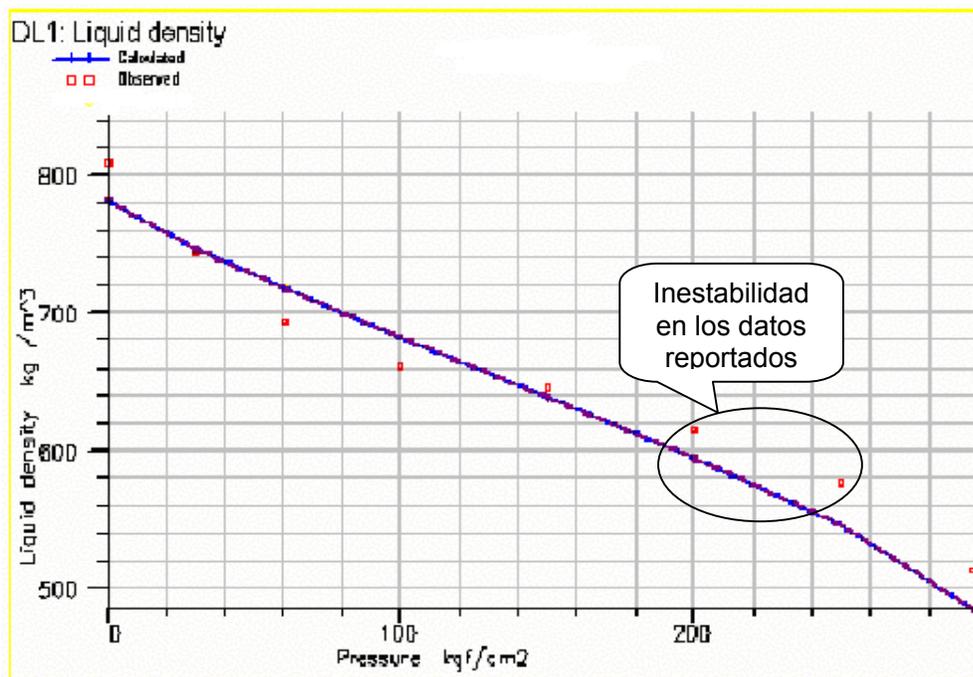


Figura 92, Densidad del Líquido, con la Ecuación de Estado de SRK, ajustada

- El Bg Vs presión, no presento cambios, a pesar de variarse los parámetros de ajuste (Figura 93 y Figura 94).

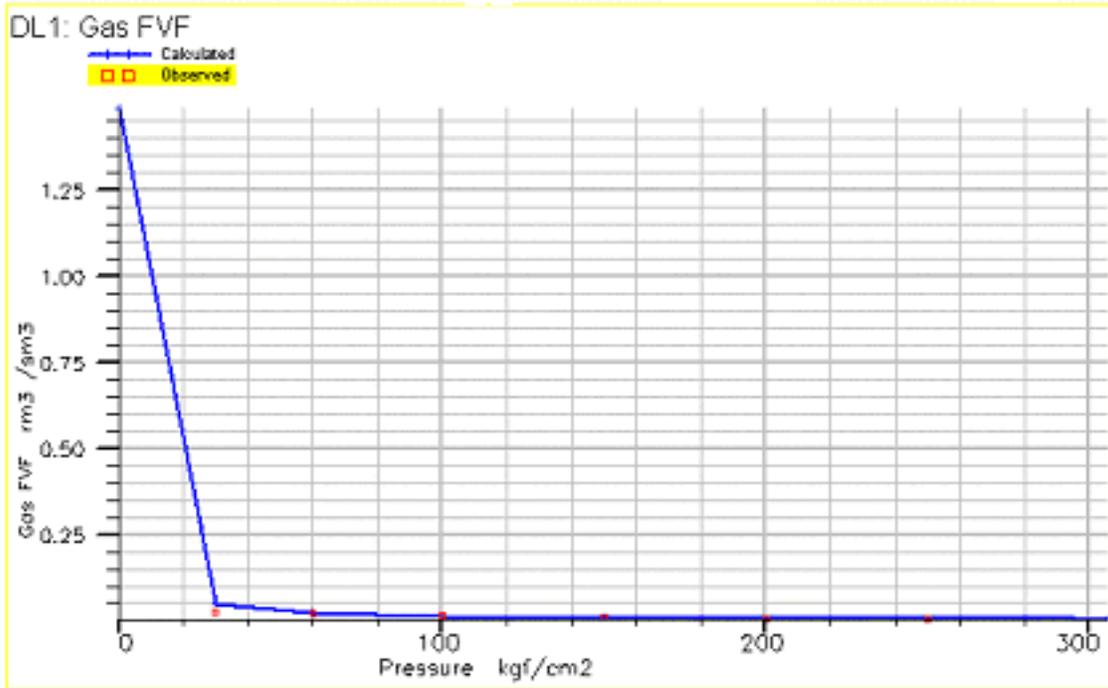


Figura 93, Factor de Volumen del Gas, con la Ecuación de Estado de SRK, sin ajustar

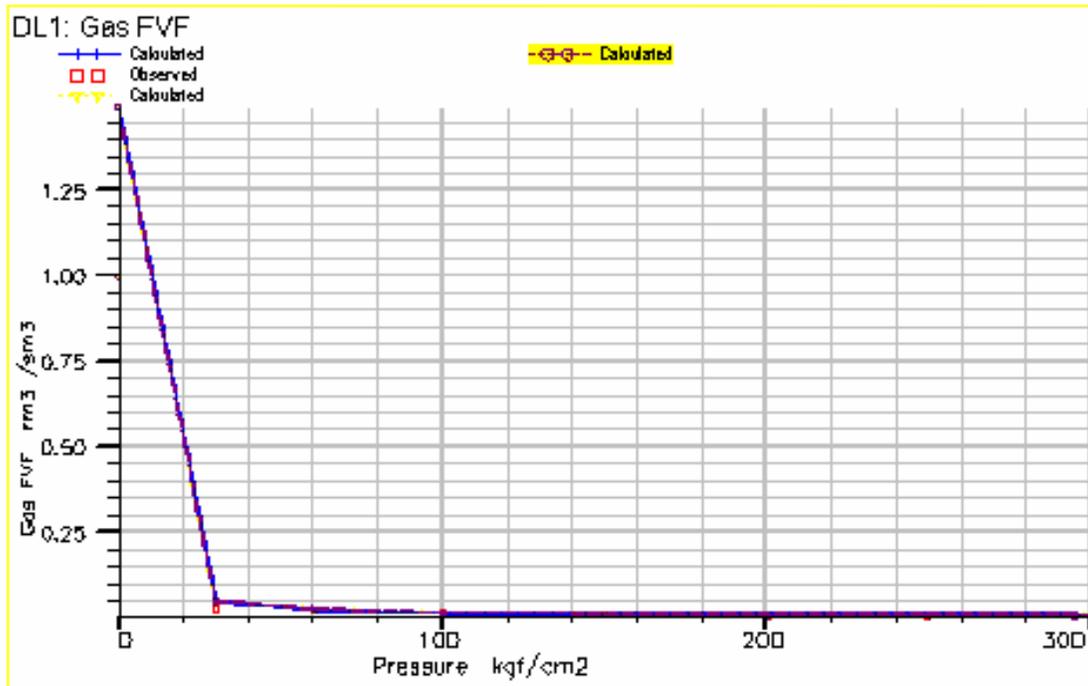


Figura 94, Factor de Volumen del Gas, con la Ecuación de Estado de SRK, ajustado

- La grafica de Z Vs presión), muestra una tendencia similar entre las curvas (Figura 95), pero inestabilidad en los datos intermedios, suponiendo que el experimento no alcanzo el equilibrio termodinámico (Figura 96).

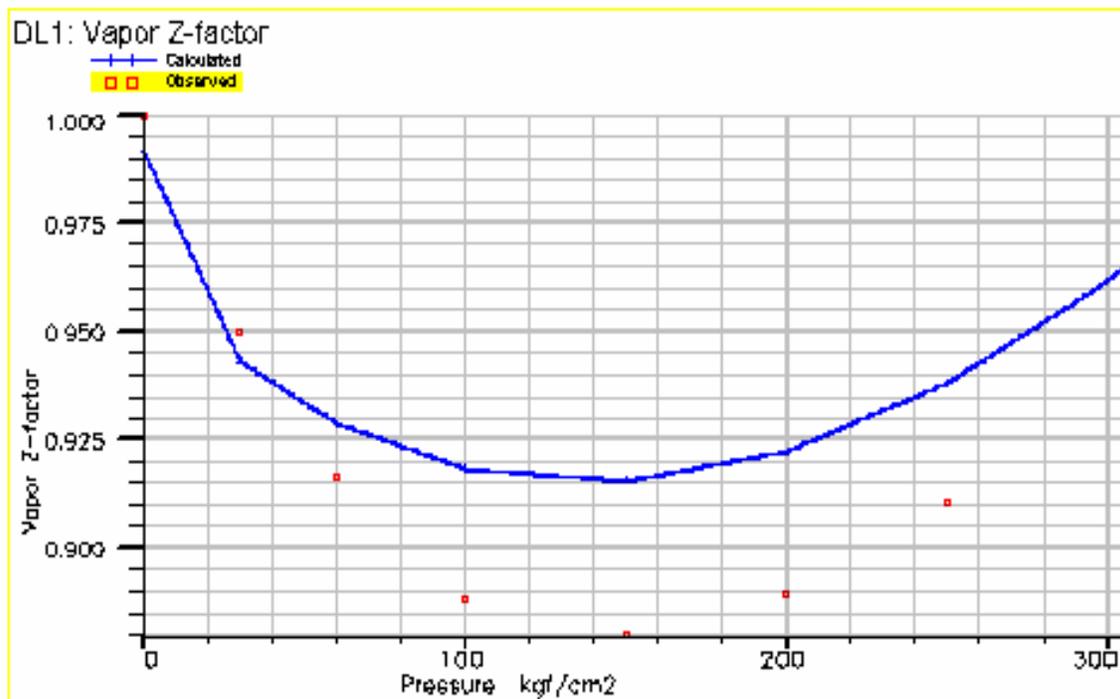


Figura 95, Factor Z para SRK, sin Ajustar

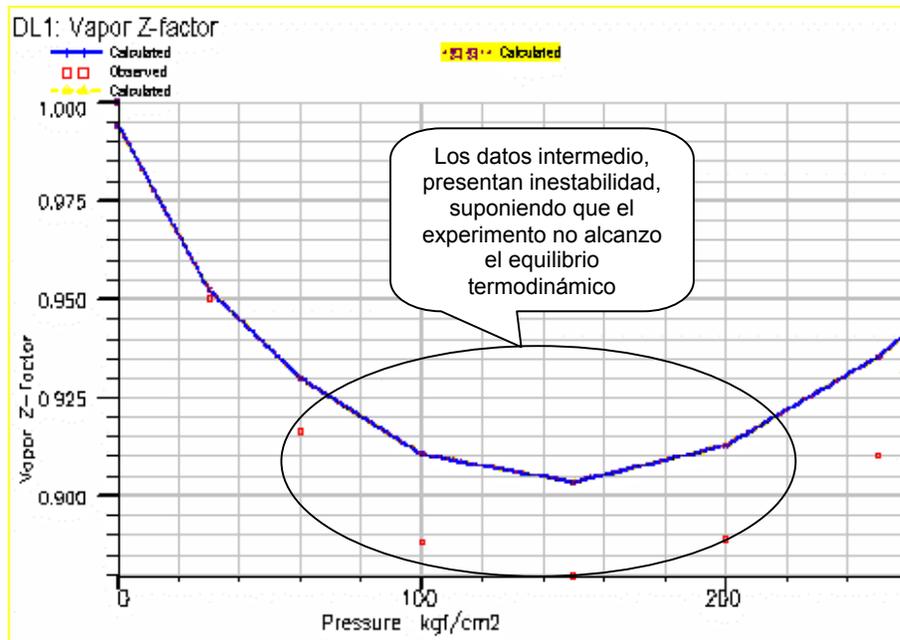


Figura 96, Factor Z para SRK, Ajustada

- Expansión a composición constante a una temperatura de 160 °C, con la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong.
- Grafica del volumen relativo Vs presión, presentando un comportamiento adecuado entre las curvas desde el inicio (Figura 97) y después de variar los parámetros de ajuste se redujo el error hasta un 0.18% (Figura 98).

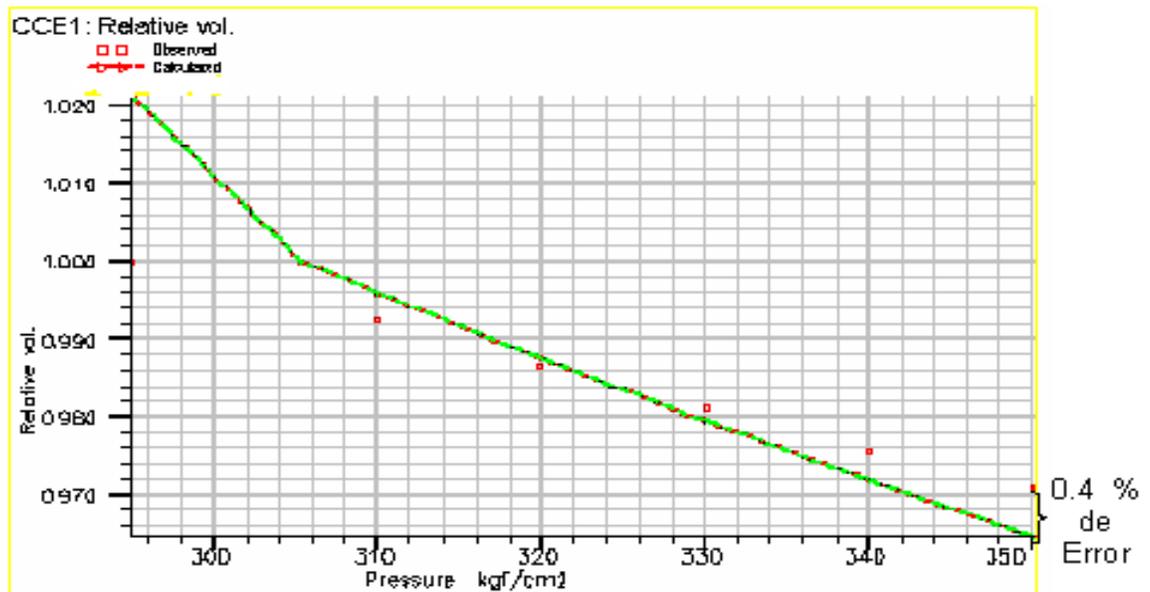


Figura 97, Volumen Relativo para SRK, sin Ajustar

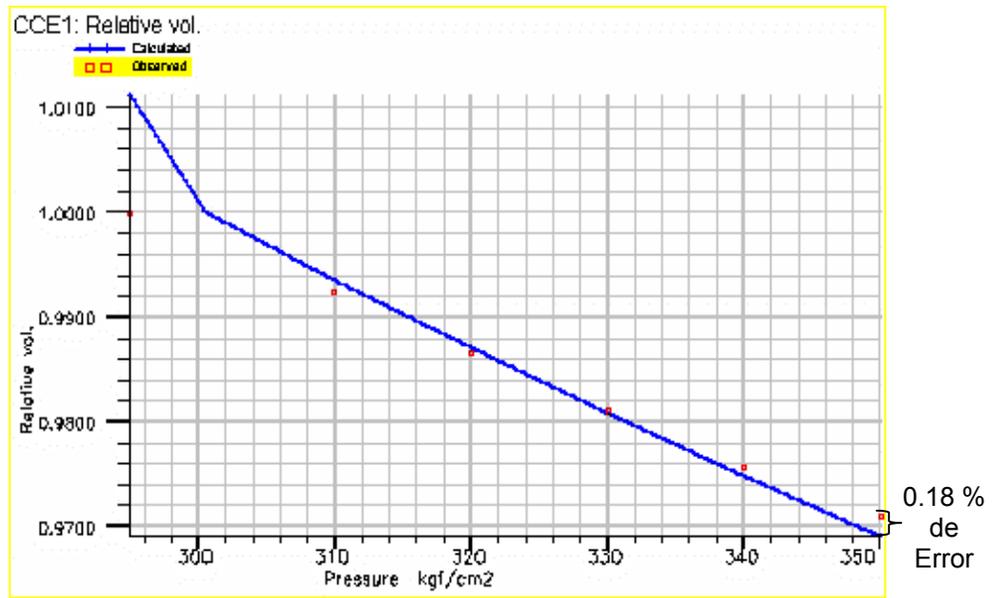


Figura 98, Volumen Relativo para SRK, Ajustado

- Los parámetros de ajuste fueron los siguientes (Figura 99):

Mnem	Omega_A	Omega_B	Pcrit	Tcrit	VcritV	ZcritV	AcenFac
H2S							
CO2							
N2							
C1			1	1	1	1	1
C2			2	2	2	2	2
C3							
IC4							
NC4							
IC5							
NC5			3	3	3	3	3

Figura 99, Parámetros de Ajuste para SRK

- Para la ecuación de Soave-Redlich-Kwong, se variaron menos parámetros de ajuste, en este caso solo se vario la Pcrit., la Tcrit., la Vcrit., la Zcrit., y el factor acentrico, de C₁, C₂, C₃, respectivamente, presentando menos problemas las curvas y ajustándose mejor entre ellas.

Mnem	H2S	CO2	N2	C1	C2	C3	IC4
N2							
C1							
C2							
C3							
IC4							
NC4							
IC5							
NC5							
C6							
C7+				1	1	1	

Figura100, Coeficientes de Iteración Binaria para SRK

- Tan poco los parámetros de iteración binaria, se modificaron más que el de C_1 , C_2 , C_3 , con respecto a C_7^+ , logrando la combinación necesaria para ajustar las curvas, sin presentar mayor problema.

Análisis de Resultados de la Ecuación de Estado de Soave-Redlich-Kwong (SRK).

- Toda la información utilizada, para reproducir el comportamiento del hidrocarburo se tomo del experimento de separación diferencial, efectuado en el laboratorio PVT, a una temperatura de 160 °C.
- Se comenzó por proponer la modificación de los parámetros críticos de las fracciones C_1, C_2, C_3 , sin modificar los omegas, ni el factor acentrico.
- Se decidió modificar el factor acentrico junto con los parámetros críticos, de las fracciones mencionadas en el punto anterior.
- Se observo que el ajuste entre las curvas del simulador y las del laboratorio, era adecuado a partir de las dos modificaciones anteriores.
- Por ultimo se le incremento el peso a la presión de saturación, permitiendo con esto que la curva propuesta por el simulador, para las demás graficas, no variara en rangos mayores a los de la presión de saturación.

Comparación entre los resultados de las ecuaciones de estado de PR y SRK.

En las graficas podemos apreciar que para la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, presenta un mejor comportamiento de ajuste, en comparación de la

ecuación de Peng-Robinson (Tabla 16), sugiriendo el uso de la misma para el estudio en cuestión.

	PR	SRK
Separación Diferencial		
<i>RGA sin ajustar</i>	89 % de Error	80 % de Error
<i>RGA ajustada</i>	16 % de Error	15 % de Error
<i>Vol. Rel. de aceite sin ajustar</i>	48 % de Error	46 % de Error
<i>Vol. Rel. de aceite ajustado</i>	5.6 % de Error	4 % de Error
<i>Bg sin ajustar</i>	No cambia	No cambia
<i>Bg ajustado</i>	No cambia	No cambia
ρ_g , <i>sin ajustar y ajustada</i>	Después de 200 Kg/cm ² , datos mal tomados	Después de 200 Kg/cm ² , datos mal tomados
<i>Z, sin ajustar y ajustada</i>	Datos intermedios inconsistentes	Datos intermedios inconsistentes
ECC		
<i>Vol. Rel. sin ajustar</i>	2.25 % de Error	0.4 % de Error
<i>Vol. Rel. ajustado</i>	0.6 % de Error	0.18 % de Error

Tabla 16, comparación de resultados entre las ecuaciones de estado de PR y SRK. En la simulación se ajustaron los parámetros de iteración binaria, así como el factor acéntrico, también las propiedades críticas, sin modificar la omega α y la omega β , por que al hacerlo, se desajustaban las curvas, sin ayudar a la aproximación entre estas, el ajuste de las graficas se intento con las demás ecuaciones de estado programadas en el simulador, sin tener el éxito deseado; por lo tanto se pueden utilizar cualquiera de las dos ecuaciones de estado (PR. o la de SRK), para la caracterización del hidrocarburo del Campo Puma, sin embargo la que presento un mejor ajuste, es la ecuación de estado de SRK, sugiriéndose esta para la caracterización de los hidrocarburos del campo Puma.

La llave del éxito de la simulación fue, repetir varias veces las corridas en el simulador modificando los parámetros necesarios para el ajuste buscado, la continua revisión y análisis de los resultados arrojados después de cada corrida, la previa verificación de los datos reportados y la correcta combinación de los parámetros de ajuste y un adecuado control y registro de las acciones realizadas.

Interpretar los resultados del simulador, se debe hacer con respecto al los datos del reporte PVT del laboratorio, para que sean estos los datos de inicio y final de la simulación y sean los valores de comparación, El análisis de resultados consiste en determinar, que los resultados tanto del simulador como los del laboratorio sean similares; para considerar un ajuste de la ecuación de estado como bueno, se recomienda que los valores ajustados en el simulador y los datos reportados por el laboratorio no excedan en un 5%. Sin embargo también hay que considerar el análisis inicial que se realiza en la muestra, ya que si se tienen valores

considerados como no confiables, este margen de error, podrá incrementarse para dichos valores.

CAPITULO VI

**ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS
ENCONTRADOS DURANTE LA
CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO DE
ACEITE LIGERO DE LA ZONA
MARINA.**



Introducción.

Para que se pueda considerar la caracterización de un hidrocarburo aceptable, se deben considerar todos los problemas que surgen desde la toma de la muestra hasta su caracterización, de ello dependerá en gran medida el éxito de este.

Los problemas son variados, pueden iniciar desde, la preparación del pozo, la experimentación de laboratorio al no tener tiempo suficiente para dejar estabilizar la muestra y esta no pueda alcanzar el equilibrio termodinámico, hasta ajustar el comportamiento a la ecuación de estado con parámetros fuera de orden.

VI.1 Falta de Información y Confiabilidad.

Uno de los problemas más frecuentes es la falta de información, este problema se inicia cuando, en la operación para tomar la muestra hay algún problema y éste no se reporta.

En el laboratorio la falta de información es un problema que no permite caracterizar adecuadamente la muestra, muchas veces los datos reportados no son los correctos y se tienen que verificar, ejemplo de ello, es la presión de saturación, cuando llega del pozo la muestra, reporta una presión de saturación y pasa que después de practicarle los experimentos, resulta otra presión de saturación, poniendo en duda los datos reportados por el personal del pozo, teniendo que consultarles nuevamente y aceptando ellos, que la presión de saturación resultante del laboratorio es la correcta, o de plano la muestra no es representativa.

Los datos muchas veces no son suficientes, anteriormente el reporte que entregaba el laboratorio, contenía Tablas con los datos resultantes de los experimentos, donde solo caracterizaba la muestra, obteniendo los parámetros volumétricos, como son el factor de volumen del aceite y el del gas, la relación gas disuelto aceite entre otros, pero no reportaba la composición de la muestra, tal vez por que no contaba con equipo necesario (cromatógrafo) para obtener la composición, ejemplo de esto, es el PVT del pozo Puma 1, el cual no presenta su composición y por lo tanto esta limitado a la caracterización, por medio de un simulador.

La confiabilidad de los datos dependerá de la verificación de los mismos, esto sólo se puede lograr en el laboratorio, al reproducir las condiciones termodinámicas de los hidrocarburos a condiciones del yacimiento.

Un ejemplo de la confiabilidad de los datos, es el PVT del pozo Puma 401, en el cuales, según el reporte que entrega el IMP, las muestras de fondo no son representativas del fluido contenido en el yacimiento, ya que la presión de apertura y de separación que reporta el personal de Campo es diferente a la presión de apertura y de separación obtenidas en el laboratorio.



Para lo cual se proporciona toda la información del PVT del Pozo Puma 401, el reporte señalan que recibieron tres muestras del fondo del pozo, tomadas por personal de Petróleos Mexicanos, con objeto de efectuar un análisis PVT composicional, dos pruebas de separación de fluidos en etapas y estudios especiales de comportamiento de fluidos del Yacimiento-Gas Natural.

- La información recibida del registro de temperatura por estación se presenta en la Tabla 17, (Figura 101).

Pozo Puma-401
Registro de temperatura por Estación

Profundidad Vertical (m)	Presión (Kg/cm ²)	Gradiente (Kg/cm ² /m)	Temperatura (°C)
0	----	----	----
500	93.66	----	136.2
1000	111.48	0.03564	142.2
1500	131.71	0.04047	147.5
2000	154.80	0.04617	152.0
2500	179.21	0.04895	155.9
3000	205.50	0.05259	159.1
3500	233.48	0.05585	161.6
3770	246.72	0.05882	161.8

Tabla 17, Registro de temperatura por Estación



Profundidad Vs Presión

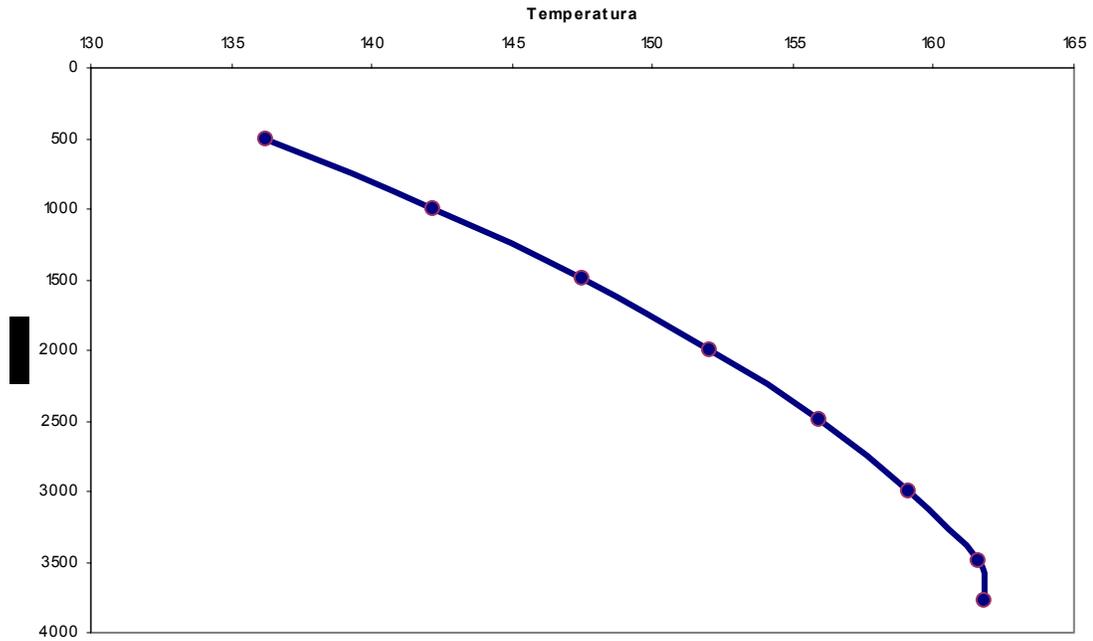


Figura 101, Registro de Temperatura por Estaciones

- Datos del muestreo, proporcionados por el personal del Pozo Puma 401.

Pozo Puma-401
Datos de Muestreo

<u>Datos generales</u>	
Región:	Región Marina Suroeste
Campo:	PUMA
Nombre y No. del Pozo:	Puma-401
<u>Datos del Pozo</u>	
Fecha de Terminación:	-----
Elevación Mesa rotaria:	12.35 m
Profundidad Total:	3999 m.b.m.r.
Intervalo Productor:	3755-3785 m.b.m.r.



Tubería de Producción:	4 1/2" - 1803.85 m.b.m.r.		
<u>Datos del Muestreo</u>			
Fecha:	4 de Febrero de 1999		
Tipo:	Muestreo de Fondo		
Estado del Pozo:	Fluyendo		
Profundidad del Muestreo:	3770 m.b.m.r.		
Presión a Profundidad del Muestreo:	246.72 Kg/cm ²		
Temperatura a Profundidad del Muestreo:	161.8 °C		
Temperatura Ambiente:	29 °C		
<u>Datos de las Muestras</u>			
Muestra:	2	3	5
Fecha:	Feb. 4-99	Feb. 4-99	Feb. 4-99
P. Apertura del Muestreo (psi)	1500	1590	1450
Pb a Temperatura Ambiente (psi)	2500	2670	2130
P. Traspaso (psi)	3500	3500	3500
P. Botella al Envío (cm ³)	870	1220	720
P. Botella (cm ³)	722	720	720
V _{Hg} Dejado en la Botella (cm ³)	20	30	40
Botella	Core Lab SS72		

Tabla 18, Datos del Muestreo

- En el reporte de saturación realizada por línea de acero se analizaron las muestras marcadas como 2,3 y 5, para conocer las características de las muestras recibidas, se realizó una prueba de comportamiento presión-volumen a temperatura ambiente, Tabla 19 (Figura 102).

Pozo Puma-401



Muestra 2		Muestra 3		Muestra 5	
Vol. De Hg Inyectado cm ³	Presión Kg/cm ²	Vol. De Hg Inyectado cm ³	Presión Kg/cm ²	Vol. De Hg Inyectado cm ³	Presión Kg/cm ²
0	67	0	93	0	52
50	73	50	100	50	59
100	80	100	110	100	65
150	89	140	118	160	77
220	105	180	129	185	84
245	111	200	135	210	95
260	118	230	147	230	105
275	125	250	159	250	118
285	130	270	173	260	126
295	135	290	193	270	137
305	143	300	208	280	155
315	150	310	226	285	248
325	160	320	253	287	289
330	165	330	288	288	321
335	170	334	306	289	337
340	178	340	340	290	350

Tabla 19, Prueba de las muestras de fondo en el laboratorio

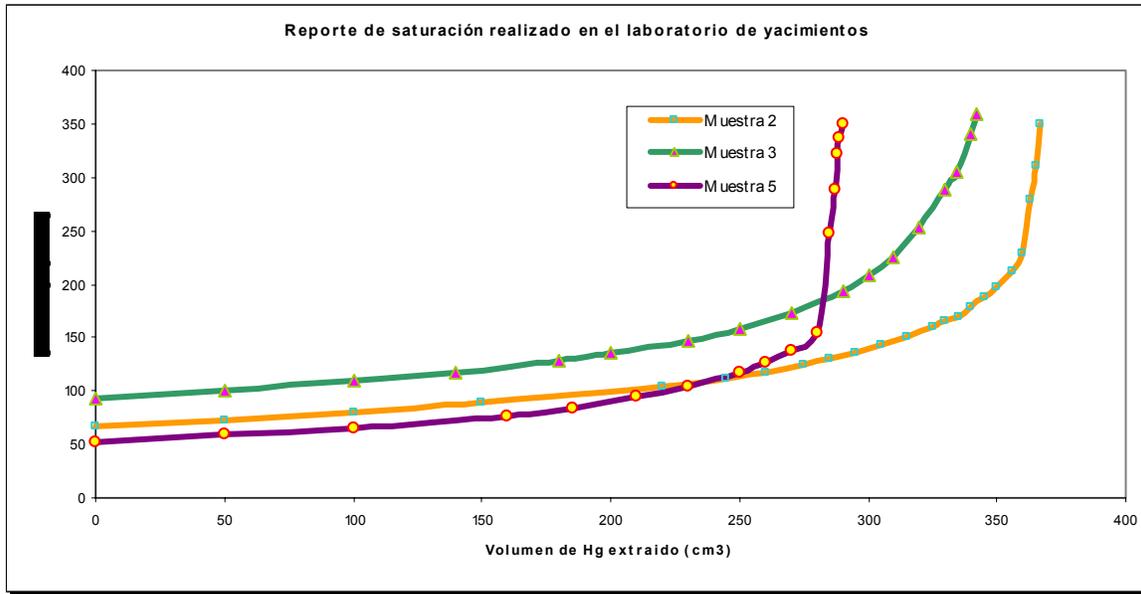


Figura 102, Saturación Realizada en Laboratorio

- Del reporte de saturación realizado por línea de acero (Tabla 20), se puede observar que hay diferencias en la presión de separación de las tres muestras (Figura 103).

Pozo Puma-401

Reporte de saturación realizado por línea de acero

Muestra 2		Muestra 3		Muestra 5	
Vol. Total Hg Extraído cm³	Presión psi	Vol. Total Hg Extraído cm³	Presión psi	Vol. Total Hg Extraído cm³	Presión psi
0	3500	0	3500	0	
2	3080	2	3300	2	3500
4	2950	4	3170	4	2540
6	2810	6	3050	6	2100
8	2700	8	2920	8	2040
10	2580	10	2770	10	1980
12	2480	12	2740	12	1930
14	2410	14	2640	14	1870
16	2350	16	2600	16	1810
18	2300	18	2530	18	1730
20	2240	20	2480	20	1690
22	2170	22	2430		1650
24	2120	24	2380		
26	2070	26	2340		
		28	2300		

Tabla 20, Reporte de saturación realizado por línea de acero



Pb sep=2500 psi

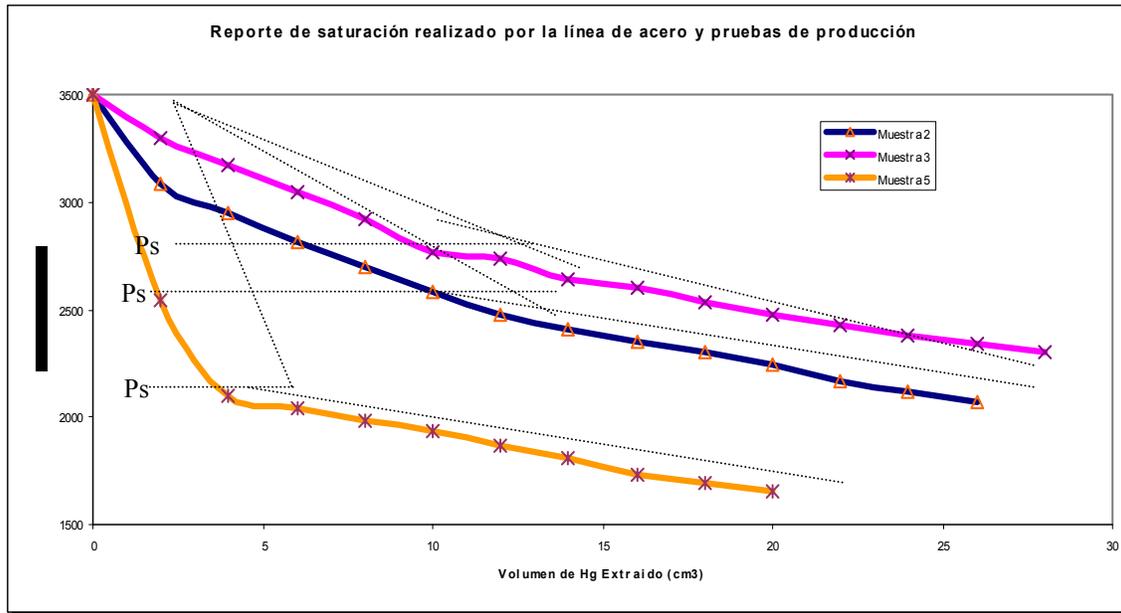


Figura 103, Saturación Realizada con Línea de Acero

- Los datos de campo de presión de apertura y presión de saturación (Tabla 21), son comparados con los datos obtenidos de la prueba presión-volumen del laboratorio (Tabla 22).

Pozo Puma-401

Campo	Muestra 2		Muestra 3		Muestra 5	
	psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²
Pap	1500	105.4	1590	111.8	1450	102.0
Psat	2500	175.8	2670	187.7	2130	149.8
T prueba		28		27		24

Tabla 21, Datos reportados de presión de apertura y saturación por el personal de campo

Laboratorio	Muestra 2		Muestra 3		Muestra 5	
	psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²	psi	Kg/cm ²
Pap	952.7	67	1322	93	739	52
Psat	3199.5	225	2700	190	2204	152
T prueba		22		23		22

Tabla 22, Resultados del laboratorio de la presión de apertura y presión de saturación



- El porcentaje de error de entre los datos de las presiones del campo y los datos del laboratorio se presenta en la Tabla 23.

Muestra 2	Laboratorio	Campo	% de Error
Psat. Kg/cm ²	225	175.8	27.9
Pap. Kg/cm ²	67	105.4	36.4
Muestra 3	Laboratorio	Campo	
Psat. Kg/cm ²	190	187.7	1.2
Pap. Kg/cm ²	93	111.8	20.2
Muestra 5	Laboratorio	Campo	
Psat. Kg/cm ²	152	149.8	1.4
Pap. Kg/cm ²	52	102	96

Tabla 23, % de Error

- Como se puede apreciar en la Tabla 23, el porcentaje de error en la mayoría de los casos de presión de apertura y presión de saturación es muy grande por lo tanto, la muestra no es representativa de los fluidos contenidos en el yacimiento Puma, por lo tanto el laboratorio PVT, del IMP no puede realizarle los experimentos necesarios.

VI.2 Experiencia y Responsabilidad del Analista.

La experiencia que tiene el analista, esta en función del análisis de los resultados de una manera minuciosa cuantas veces haya realizado los experimentos o las corridas en el simulador, e incluso cayendo en la desconfianza de los resultados y si algunos datos no son consistentes con lo observado tiene que repetir el experimento o repetir la corrida en el simulador y debe tener presente todo el tiempo que los resultados deben ser similares entre los datos del laboratorio y los resultados del simulador.

El analista debe considerar lo siguiente:

- Los datos de campo pueden no ser confiables, como se vio con el pozo Puma 401, donde la muestra no era representativa de los fluidos originales del yacimiento.
- Los datos del laboratorio, pueden no ser confiables ya que las muestras requieren bastante tiempo en cada uno de los experimentos, para alcanzar el equilibrio termodinámico y muchas veces no se les deja el tiempo suficiente para alcanzar dicho equilibrio.



- Otro punto es el cuidado con el que se realice el experimento, ya que en ocasiones el extraer el volumen de gas liberado, en el experimento de separación diferencial, se puede acarrear componentes de líquido.
- La información resultante del simulador, puede no ser confiable, por que muchas veces entrega resultados que no concuerdan con los del laboratorio o los de campo, teniendo que repetir las corridas o revisar los datos con los que se esta alimentando el simulador.

También debe considerar que:

- Los datos de campo, son producto de una operación mecánica donde se introduce el muestreador al pozo y se obtiene una muestra, en la cual puede haber errores de carácter mecánico(operación), así como errores humanos los cuales no se pueden predecir, pero pueden variar el resultado esperado.
- La preparación del pozo requiere diferir producción cosa que no es bien vista y puede obligar a tomar la muestra cuando el pozo no esta bien preparado, en el laboratorio también se puede presentar, el error humano, como el error mecánico, algunas veces las celdas no son acondicionadas de manera adecuada o no se le permite a la presión mantenerse en un valor fijo y se toma esa lectura.
- En el simulador estamos trabajando con ecuaciones de estado las cuales fueron generadas para una base de datos específicos y cuando las queremos ocupar para otros campos tenemos que ajustar varios valores los cuales ya están forzando de alguna manera la ecuación de estado, para que represente el comportamiento esperado.

Cuando el analista consigue que los datos del laboratorio PVT y los resultados del simulador sean similares puede decir que tiene bien caracterizado el hidrocarburo de ese yacimiento y puede decirse también, que la ecuación de estado empleada en el simulador, es la que mejor se ajusta al comportamiento del hidrocarburo de ese yacimiento.

La responsabilidad del analista se demuestra cuando se encuentra con problemas al caracterizar la muestra en el laboratorio o en el simulador y los resuelve de manera honesta y oportuna, utilizando los métodos establecidos para darle solución a estos problemas como son, volver ha realizar el experimento si esté presento problemas y no alcanzo el equilibrio termodinámico.

VI.3 Ajuste de los Datos para Varias Ecuaciones de Estado.

El ajuste de los datos se hizo para cada una de las ecuaciones de estado que contiene el simulador pero se llego a la conclusión después de un análisis minucioso, que solo las ecuaciones de estado, de Peng-Robinson y la de Soave-Redlich-Kwong de tres parámetros ambas, se ajustaban mejor al comportamiento deseado.



VI.4 Ajuste del Factor Acentrico.

La ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, es más confiable para sustancias de valores pequeños de factor acentrico, mientras que la de Peng-Robinson, de valores confiables al valor acentrico que este cercano a 1/3, basado en lo anterior, Schmidt y Wenzel, introdujeron el factor acentrico como el tercer parámetro de atracción.

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a_c \alpha}{v^2 + (1 + 3\omega)bv - 3\omega b^2} \tag{6.1}$$

Donde ω , es el factor acentrico y a,b son constantes positivas.

Sustituyendo los valores de factor acentrico entre cero y 1/3 en la ecuación anterior, se reduce a la ecuación de Soave-Redlich-Kwong y a la de Peng-Robinson, respectivamente, donde estas ecuaciones predecirán una densidad de líquido confiable.

Para el ajuste del campo en estudio, se modificaron el factor acentrico de la siguiente manera:

Mnem	Omega_A	Omega_B	Pcrit	Tcrit	VcritV	ZcritV	AcenFac
H2S							
C1			1	1	1	1	1
C2			2	2	2	2	2
C3			3	3	3	3	3
IC4							
NC4							
IC5							
NC5							
C6							
C7+			4	4	4	4	4

Figura 104, Ajuste del Factor Acentrico, para la Ecuación de PR.



Mnem	Omega_A	Omega_B	Pcrit	Tcrit	VcritV	ZcritV	AcenFac
H2S							
CO2							
N2							
C1			1	1	1	1	1
C2			2	2	2	2	2
C3							
IC4							
NC4							
IC5							
NC5			3	3	3	3	3

Figura 105, Ajuste del Factor Acentrico,
para SRK.

Al comparar el ajuste entre el factor de las ecuaciones de estado de PR (Figura 104) y la de SRK (Figura 105), podemos apreciar, que el primero sufrió más cambios, ya que el factor acentrico de C₃ para la ecuación de estado de SRK no se modifico, permitiendo así el ajuste deseado.

Se relaciono el factor acentrico con C₁, C₂, C₃ y C₇ a cada uno se le asigno un valor de grupo a cada uno, para mantener fijo esos valores y los demás, pudieran cambiar, logrando con esta combinación el ajuste deseado, pero encontrar esta combinación requirió de mucho tiempo

Conclusiones y Recomendaciones.

Introducción

Como se puede observar en los capítulos anteriores, no es fácil caracterizar un hidrocarburo, se debe tener un conocimiento previo de estos, así como de las propiedades volumétricas más representativas; cada yacimiento es distinto y el fluido contenido en el también, por lo consiguiente cada caracterización es diferente.

Pero una vez teniendo estos conocimientos previos podremos caracterizar cualquier fluido hidrocarburo y conocer de una manera más confiable el comportamiento de estos.

La parte que respecta a la sensibilidad de la caracterización, solo se puede adquirir con la práctica y con la experiencia que da el hacer una y otra vez el análisis de una o varias muestras PVT's. Y aprender, a reconocer los errores en los que se puede caer, siendo honestos y corrigiendo dichos errores aunque se tenga que repetir el experimento o la corrida en el simulador.

Conclusiones.

Esta tesis se hace con el objetivo de caracterizar un caso de campo y dar a conocer la problemática, que se presenta al querer caracterizar un hidrocarburo y por lo tanto se muestra información que es necesaria conocer como antecedente, la cual es la química y la fisicoquímica de los hidrocarburos, en forma general, las propiedades volumétricas de los hidrocarburos, la clasificación de los yacimientos, las ecuaciones de estado, toda esta información es básica para lograr nuestro objetivo.

Otro punto importante es considerar los beneficios de caracterizar un hidrocarburo, Algunas de las ventajas y beneficios de tener bien definido los fluidos de un yacimiento son:

1. Evaluación del volumen original de hidrocarburos.- para obtener el volumen original de hidrocarburos es necesario tener, los parámetros necesarios como son el factor de volumen del aceite B_o , a las condiciones iniciales de explotación.
2. Determinación de los fluidos producidos en función del tiempo.- las propiedades de los hidrocarburos no son constantes durante su explotación, es por eso que es conveniente, hacer la caracterización en periodos distintos de explotación, para estimar los cambios que ha sufrido el hidrocarburo desde el inicio de su explotación.
3. Datos de entrada para el diseño de instalaciones superficiales.- cuando caracterizamos el hidrocarburo, sabemos que tipo de instalaciones superficiales

vamos a necesitar, para explotar el yacimiento, ya que por medio de la caracterización, sabemos si es gas, aceite o gas y condensado.

4. Evaluación de los mecanismos de empuje en el yacimiento.- para la evaluación de los mecanismos de empuje es necesario conocer los parámetros más representativos del hidrocarburo y esto solo se logra por medio de la caracterización.

5. Evaluación de diferentes alternativas de explotación iniciales y futuras propuestas de recuperación secundaria y/o mejorada.- para determinar las alternativas de explotación es necesario conocer el hidrocarburo que se va a recuperar, ya que es necesario saber si es o no miscible a los diferentes fluidos de inyección para la recuperación o si es factible utilizar métodos más sofisticados para su recuperación.

6. Determinación de los factores de recuperación final, ya sea natural o artificial.- estos parámetros se determinan por medio de expresiones matemáticas, que requieren del conocimiento de los datos proporcionados por la caracterización.

7. Predicciones y determinación del movimiento de los fluidos y la energía que podría aportar cada uno de ellos.- Por medio de la caracterización podemos saber cuando, alcanzara el yacimiento la presión de saturación, para el caso del aceite negro y con esto, los cambios de energía, que son necesarios conocer, para tener un yacimiento rentable.

8. Detectar y proponer alternativas para comportamientos anómalos.- en aquellos cambios inesperados en el yacimiento o en el aparejo de producción, los podemos predecir, con anterioridad, para proponer alternativas solución y evitar tales situaciones.

9. Obtención de un correcto balance de materia.- varios de los datos utilizados en la ecuación de Balance de Materia son resultado de la caracterización.

Pero nada de lo antes mencionado es posible, sin conocer los experimentos de laboratorio, como es la separación diferencial (a volumen constante o a volumen variable), la separación flash y la cromatografía de los gases, que nos proporcionan la información necesaria para caracterizar el hidrocarburo en un simulador, tal información es la composición y las propiedades volumétricas del hidrocarburo.

La caracterización PVT, se realiza a todos los fluidos hidrocarburos, sin embargo es necesario tomar en cuenta que:

- No se puede caracterizar un hidrocarburo, sin tener un conocimiento previo de la química y la fisicoquímica de los mismos.
- Para poder caracterizar un hidrocarburo hay que conocer las ecuaciones de estado.

- Se deben conocer los experimentos realizados en el laboratorio.
- Se debe tener claro el objetivo de caracterizar un hidrocarburo.
- Los datos reportados por el laboratorio, se deben verificar con las definiciones matemáticas de las propiedades volumétricas.
- Los resultados que obtendremos del laboratorio deben ser verificados y en su momento ajustarlos a una ecuación de estado, para su caracterización.

La problemática más común al caracterizar un hidrocarburo es:

- La falta de información y la confiabilidad de la misma.
- La experiencia y responsabilidad del analista.
- El tiempo que se dejan las muestras estabilizar, en el laboratorio para que alcancen el equilibrio termodinámico.
- Los reportes del laboratorio, algunas veces carecen de datos que no permiten, hacer la comprobación de los mismos y a la hora de alimentar el simulador, nos falta esta información.
- La confiabilidad de los datos reportados, no siempre es la adecuada por lo mismo hay que verificarlos para poderlos utilizar en el simulador.
- La caracterización dependerá en gran medida de la fracción pesada de la muestra C_n^+ , ya que en esta se agregan los valores de las fracciones posteriores, las cuales en el reporte de laboratorio no se caracterizan y se supone un comportamiento similar al de la fracción plus.

- La problemática más común en simulador es:

- Al alimentar el simulador con la información de la composición de la muestra, debemos ingresar también los valores de la densidad y el peso molecular de la fracción pesada C_n^+ , por que está no viene caracterizada en la librería del simulador, recordemos que en la fracción pesada se agrupan las fracciones posteriores.
- Encontrar la combinación correcta de los valores de iteración binaria, los factores acenticos y el incremento del peso de confiabilidad que se le dará al experimento en cuestión.
- La sensibilidad de los datos al modificar un parámetro en el simulador, es muy grande y cambia el comportamiento de las graficas considerablemente, sobre todo en aquellos valores de mayor % Mol en la muestra.
- Cada ajuste representa la modificación de los parámetros, esto significa que cualquier cambio en los parámetros afectara de manera directa el comportamiento de las curvas, por tal situación es conveniente, no hacer cambios de manera aleatoria, si no de tal forma que no se pierda los posibles logros del ajuste.

Bibliografía

1. Ahmed T.: "**Hydrocarbon phase behavior**", Contributions in Petroleum Geology & Engineering. Volumen 7, 1989. 42 – 50, 298 – 300, 310 – 312, 325 – 327.
2. Institut Algerien du Petrole: "**Apuntes para la carrera de Ingeniería Petrolera**", Thermodynamique, Calcul des equilibres liquid vapor, octubre 2000. 39-52
3. Curtis H. Withson and Michael R. Brule: "**Phase Behavior**", 1ª edición, Society of Petroleum Engineering Inc, Monograph Volumen 20 SPE, Richardson, Texas 2000, 48,49,50,71, 80, 81, 82.
4. Fernández Montes Carlos Alberto: "**Ajuste semiautomático de una ecuación de estado generalizada**", Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, división de estudios de posgrado, 1998, 11 – 18, 22 – 34.
5. Pemex Exploración y Producción: "**Hydrocarbon reserves of Mexico**", 1999, volumen 1, 23-30,77-84.
6. Mc. Cain D. William: "**Petroleum Fluids**", 2ª edición, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma 1989, 48 - 50, 58 – 63, 73-75.
7. Pedersen K. S., Fredenslund Aa.; Thomassen P.: "**Properties of oils and Natural gases**", Gulf Publishing Company, Houston, London, Paris, volumen 5, 114 - 116,122.
8. Stanley Wallas M.: "**Phase equilibria in Chemical Engineering**", Butterworth Publishers, 1985.
9. Abbas Firoozabadi: "**Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs**", Library of Congress Cataloging-in-Publication Data, 1-54, 55-141.
10. Salvador Becerra R.: "**Análisis PVT en Sistemas de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento**", Tesis, Instituto Politécnico Nacional, México, D.F. 1986, 2-50, 65-100.

Artículos Técnicos

1. Durán V. C.: ***“1. Ecuaciones de Estado, Peng – Robinson, Soave Redlich – Kwong, 2. Diagramas de cálculo para la presión de saturación y cálculo flash”***, información interna, Instituto Mexicano del Petróleo. Mayo 2001. 1–7.
2. American Chemical Society: ***“Influence of the optimized temperatura – dependent interaction parameter on vapor – liquid equilibrium binary prediction of supercritical methane with some alkanes by means of the soave equation state”***, 1987, 618 – 621.
3. American Chemical Society: ***“Correlation for the second virial coefficient for non polar compounds using cubic equation of state”***. American Chemical Society, 1989, 127 – 130.
4. Fernández C., Fuentes F. y Samaniego V.: ***“Coeficientes de interacción binaria k_{ij} 's para el ajuste de una ecuación de estado generalizada”***, delegación México, febrero 2001, 33-45.
5. Fussell, Yanosik.: ***“An iterative sequence for phase – equilibrium calculations incorporating the Redlich – Kwong equation of state”***. SPE, paper 6050, 1976, Tulsa Oklahoma. 1 - 12.
6. Galicia L. A.: ***“Desarrollo de las ecuaciones analíticas para calcular los puntos críticos; 1. Regla de mezclado clásica, 2. Regla de mezclado generalizada”***, información interna, Instituto Mexicano del Petróleo. Mayo 2001. 1 – 7.
7. Jhaverl Sharat S., Youngren Gary K.: ***“Three parameter modification of the Peng – Robinson equation of state to improve volumetric predictions”***, SPE, 1 – 20.
8. López Cambrón Fabian.: ***“Esquema de solución Newton Rapson de mínimas variables”***, IMPEVETE, 25 – 29.
9. Montel Francois, Gao Guanghua.: ***“A simple correlations to evaluate binary interaction parameters of the Peng Robinson equation state: binary light hydrocarbon systems”***; Elsevier Science Publishers, fluid phase equilibria, 1992, B, V, Amsterdam. 85-93
10. Pedersen Karen Shout, Per Thomassen.: ***“On the dangers of tuning equation of state parameters”***, Chemical Engineering Science, Volume 43 no. 2 pp269 - 278, 1988.; 272, 273.