



UNAM



“Estudio del Comportamiento Volumétrico y Composicional de Fluidos de Yacimientos”

Tesis de Licenciatura

Director de Tesis: Ing. Manuel Villamar Viguera

Miguel Alejandro González Chávez

22 de Julio de 2002



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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.

Contenido

Pag

Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tablas.....	x
Resumen.....	xi
I. Introducción.....	1
II. Análisis Composicional pVT.....	4
• Composición del fluido hasta C7+, C11+, C20+.....	4
• Rastreo de envolvente de fase p vs. T.....	8
♦ Descripción de tipos de fases.....	10
* Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.....	10
* Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.....	11
* Yacimientos de Gas y Condensado.....	13
* Yacimientos de Gas Húmedo.....	14
* Yacimientos de Gas Seco.....	15
♦ Parámetros pVT.....	16
* Volumen Relativo.....	16
· Procedimiento de Cálculo.....	16
* Coeficiente de Expansión Térmica de los Fluidos.....	17
· Procedimiento de Cálculo.....	17
- Coeficiente de Expansión de la Muestra Original.....	17
- Coeficiente de Expansión del Aceite Residual.....	18
* Compresibilidad de los Fluidos Originales.....	19
· Compresibilidad Isotérmica de Gases.....	19
· Compresibilidad de Hidrocarburos Líquidos.....	23
- Procedimiento de Cálculo.....	26

* Factor de Volumen del Aceite	27
· Procedimiento de Cálculo	30
* Factor de Volumen del Gas	31
· Procedimiento de Cálculo	31
* Relación Gas Disuelto en el Aceite	32
· Procedimiento de Cálculo	35
* Factor de Volumen Total.....	36
· Procedimiento de Cálculo	38
* Viscosidad	38
· Viscosidad de Mezclas de Gas	38
· Viscosidad del Aceite	40
- Procedimiento de Cálculo	43
/ Viscosímetro Saybolt.....	43
/ Viscosímetro de Canica Rodante.....	45
* Composición de Gases a Diferentes Etapas de Agotamiento.....	46
· Separación Instantánea	46
· Separación Diferencial Convencional	47
· Separación Diferencial a Volumen Constante	48
* Composición del líquido en equilibrio en la última etapa de agotamiento	50
* Simulación Experimental de Separación de Fluidos	50
III. Ecuaciones de Estado	52
• Ley de Boyle	52
• Ley de Charles y Gay Lussac.....	53
• Ley de Abogadro.....	56
• Gas Ideal	57
• Fugacidad.....	60
• Ecuación Virial y sus modificaciones	61
• Ecuación de Estado Cúbica.....	62

• Ecuación de van der Waals	63
• Ecuación General.....	65
• Ecuación de Estado con 2 Parámetros	67
♦ Ecuación de Redlich Kwong.....	67
♦ Ecuación de Soave-Redlich – Kwong.....	67
♦ Ecuación de Peng-Robinson.....	68
• Ecuación de Estado con 3 Parámetros	69
♦ Ecuación de Schmidt-Wenzel	69
♦ Ecuación de Patel – Teja	72
• Regla de Mezclado.....	74
• Método de Newton-Raphson	77
IV. Ajuste del comportamiento pVT Experimental.....	82
V. Usos del Comportamiento pVT Ajustado en la Simulación de Comportamiento de Yacimientos	97
VI. Conclusiones y Recomendaciones.....	117
Nomenclatura.....	119
Bibliografía	121

Agradecimientos

A Dios.

Gracias por siempre la oportunidad que me ha brindado, la familia, los amigos y la pareja que tengo.

A mi Madre.

No hay palabras que sirvan para agradecerte lo que has hecho por mi, solamente te puedo decir TE AMO, y te dedico este trabajo con toda mi admiración y respeto.

A mi Familia.

Gracias Abuela por todo el amor que me has dado, a mi Abuelo que siempre te tengo en mi mente y recuerdo sus consejos con cariño.

A mis Tíos: Julia Esther, Guillermo, Josefina, Ricardo, Carlos y Cesar los quiero mucho.

A todos mis primos que los quiero mucho.

A mis Madrina, Vicky y Padrino, Francisco por todo su cariño.

A mis Asesores.

Gracias al Ing. Tiburcio Méndez e Ing. Edgar Urquieta por dirigirme la tesis y tenerme tanta paciencia.

Gracias al Ing. Villamar, Dr. Samaniego, Dr. Nieto, M.I. Néstor Martínez, M.I. José Martínez por sus correcciones

A mi Escuela.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, por la generosa educación que me dio.

Gracias a mis profesores, que les debo lo que en ahora se.

Gracias a Vicky y a Leo por toda su ayuda.

Al IMP.

Gracias al IMP, por darme la oportunidad de realizar mi tema de tesis con ustedes.

Gracias a la Ing. Ma. de Jesús, Cesar Miranda, Rocío Ríos, Elvia Sofía, Francisco Guerrero, Edith Suárez, Luis Aguilar, David Colin, Ing. Alfonso Ortiz, Adolfo Cabrera, Ing. Hermilo Pérez, Charly, Rubén Mercado, Beatriz Martínez

Gracias a Guido Sánchez por su ayuda en el procedimiento de laboratorio.

A mis Amigos.

Gracias a Blanca Arroyo, Edgar Meza y Hegel Rey, por dejarme ser parte de esta nueva aventura de seguir estudiando juntos. A Denidey Nava, Iván Arango, Delliany Castro, Javier Pineda, Miguel Maruri, Octavio Velásquez, Yazmín García, Gerardo Romero, Oscar Rodríguez, Maribel Jaime, Ignacio Díaz, Iván Guerrero, Vicuña, Nacho por las alegrías y tristezas que compartimos juntos y que por siempre los llevaré en mi corazón.

Gracias a Miguel García Moran por todos sus consejos.

A Norma

Gracias por todo el apoyo, tu amor, y por todo este tiempo de alegría que me has dado y gracias a tu familia por su cariño.

Gracias a mi Tía Anita, Tía Isabel, Tía Martha, Tío Fernando los quiero mucho.

Tía Maria y Tío Carlos por siempre apoyarme los quiero mucho.

Lista de Figuras

Capítulo 2

Fig 2.1.a Propiedades Pseudocriticas del Heptano Plus	6
Fig 2.1.b Propiedades Pseudocriticas del Heptano Plus	7
Fig 2.2 Grafica p vs. T, de C3 – C7	8
Fig 2.3 Grafica p vs. T	9
Fig 2.4 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento	11
Fig 2.5 Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento	12
Fig 2.6 Yacimientos de Gas y Condensado	13
Fig 2.7 Yacimientos de Gas Húmedo	14
Fig 2.8 Yacimientos de Gas Seco	15
Fig 2.9 Envoltentes de Fluidos de Yacimientos	15
Fig 2.10 Volumen Relativo	16
Fig 2.11 Lb vs. p	18
Fig 2.12 Grafica de Factor de Compresibilidad	21
Fig 2.13 Gráfica de Compresibilidad Pseudoreducida	22
Fig 2.14 Gráfica de Compresibilidad Pseudoreducida	22
Fig 2.15 Gráfica de Condiciones Pseudocriticas vs. Densidad	24
Fig 2.16 Gráfica de Compresibilidad vs Densidad Relativa	25
Fig 2.17 Gráfica de Compresibilidad vs p	27
Fig 2.18 Gráfica de Bo vs p @ Ty para aceite negro	28
Fig 2.19 Gráfica de Bo vs p @ Ty para aceite negro	29
Fig 2.20 Gráfica de Bo vs p @ Ty para aceite negro	30
Fig 2.21 Gráfica de Bg vs p	32
Fig 2.22 Gráfica de Rs vs p	33
Fig 2.23 Gráfica de Standing	34
Fig 2.24 Gráfica Rs vs p	36
Fig 2.25 Comportamiento de Bt	36

Fig 2.26 Gráfica Bt vs p.....	37
Fig 2.27 Gráfica de Viscosidad a 1 atm.....	39
Fig 2.28 Gráfica de Relación de Viscosidad	39
Fig 2.29 Gráfica de μ_0 vs p	41
Fig 2.30 Viscosidad del Aceite sin Gas en solución.....	42
Fig 2.31 Viscosidad de Aceites Saturados a Condiciones de Presión y Temperatura	42
Fig 2.32 Viscosímetro Saybolt	43
Fig 2.33 Viscosímetro de Canica Rodante	45
Fig 2.34 Comportamiento Instantáneo (Flash)	46
Fig 2.35 Comportamiento Diferencial.....	47
Fig 2.36 Comportamiento Diferencial A Volumen Constante	48
Fig 2.37 Gráfica de % Comp vs P	49
Fig 2.38 Esquema de Separadores	51
Fig 2.39 Grafica p vs T para Separadores.....	51

Capítulo 3

Fig 3.1 Relación Presión-Volumen (Ley de Boyle)	52
Fig 3.2 Gráfica Presión-Volumen.....	53
Fig 3.3 Relación Temperatura-Volumen (Ley de Gay Lussac).....	54
Fig 3.4 Gráfica Temperatura – Volumen.....	55
Fig 3.5 Gráfica Temperatura – Volumen.....	56
Fig 3.6 Gráfica Presión – Volumen.....	63
Fig 3.7 Factor Acentrico	70

Capítulo 4

Fig 4.1 Gráfica de Volumen Relativo	85
Fig 4.2 Gráfica de Densidad del Aceite.....	86

Fig 4.3 Gráfica de Rs	87
Fig 4.4 Gráfica de Bo.....	87
Fig 4.5 Gráfica de Bg.....	88
Fig 4.6 Gráfica de Bt	88
Fig 4.7 Gráfica de ρ_o	89
Fig 4.8 Gráfica de Z.....	90
Fig 4.9 Gráfica de So	90
Fig 4.10 Gráfica de Volumen Relativo Ajustado	91
Fig 4.11 Gráfica de Densidad del Aceite Ajustado	92
Fig 4.12 Gráfica de Rs Ajustado.....	92
Fig 4.13 Gráfica de Bo Ajustado	93
Fig 4.14 Gráfica de Bg Ajustado	93
Fig 4.15 Gráfica de Bt Ajustado	94
Fig 4.16 Gráfica de ρ_o Ajustado.....	94
Fig 4.17 Gráfica de Z Ajustado	95
Fig 4.18 Gráfica de So Ajustado.....	95

Capítulo 5

Fig 5.1 Índice de Productividad Constante	98
Fig 5.2 Comportamiento de Afluencia	98
Fig 5.3 Curvas de distribución de presiones en una tubería vertical	99
Fig 5.4 Comportamiento de flujo.....	100
Fig 5.5 Comportamiento de Afluencia	100
Fig 5.6 F vs Eo	105
Fig 5.7 F/Eo vs Eg/Eo	106
Fig 5.8 F vs Eo+m*Bti*Eg/Bgi	107
Fig 5.9 F/Eo vs C* $\Sigma(\Delta p*Q(t_D))/Eo$	108
Fig 5.10 Yacimiento Inclinado un ángulo α	109
Fig 5.11 Yacimiento Inclinado produciendo a 2 gastos constantes	110

Fig 5.12 Comportamiento de Presión en las celdas	111
Fig 5.13 Comportamiento de Presión en las celdas	111
Fig 5.14 Comportamiento de Presión vs. Posición.....	112

Lista de Tablas

Capítulo 2

Tabla 2.1. Punto de Ebullición de componentes.....	5
Tabla 2.2. Características de Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.....	11
Tabla 2.3. Características de Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento	12
Tabla 2.4. Características de Yacimientos de Gas y Condensado	13
Tabla 2.5. Características de Yacimientos de Gas Húmedo.....	14
Tabla 2.6 Datos de Compresibilidad	26

Capítulo 4.

Tabla 4.1. Composición de la muestra.....	82
Tabla 4.2. Resultados de Separación Flash.	83
Tabla 4.3. Resultados de Separación Diferencial a Volumen Constante.	83
Tabla 4.4. Resultados de Separación Diferencial.	84
Tabla 4.5. Resultados de Separación Diferencial.....	85
Tabla 4.6. Resultados de Separación Diferencial.....	86

Resumen

Esta tesis tiene como objetivo obtener en el laboratorio los parámetros más importantes de los fluidos para ajustar el comportamiento en yacimientos petroleros y mostrar parte del análisis que se hace en un laboratorio, para motivar futuras investigaciones sobre el tema.

En el Capítulo 2 se muestran los diferentes tipos de yacimientos petroleros más comunes, con sus características para poder identificarlos en un diagrama Presión - Temperatura, así como también se ven los principales parámetros que se obtienen en el laboratorio y si tienen alguna correlación que sea comúnmente empleada.

En el Capítulo 3 se presentan algunas leyes útiles para las relaciones de comportamiento de Presión – Volumen – Temperatura, así como conceptos para el equilibrio termodinámico, como el término de fugacidad y el coeficiente de fugacidad; se ven algunas de las ecuaciones de estado principales más empleadas en la industria, analizando las características principales y cómo se obtienen sus parámetros, dependiendo de que si se trata de una sustancia simple o una mezcla de componentes.

En el Capítulo 4 se muestra un ejemplo práctico a partir de una mezcla de un yacimiento en México, donde se realiza un ajuste para poder representar el comportamiento de ese fluido mediante la ecuación de estado de Peng–Robinson.

En el Capítulo 5 se estudian algunas aplicaciones que se le pueden dar a los resultados de un análisis pVT, en las distintas ramas que tiene la industria petrolera, como yacimientos, producción y perforación.

En el Capítulo 6 se presentan algunas conclusiones, que surgieron a partir de la realización de esta tesis.

Introducción

El desarrollo apropiado de ingeniería y producción de yacimientos de aceite y gas requiere una buena planeación. Los planes pueden ser hechos con un programa de recopilación de datos que facilite la ingeniería de yacimientos por meses o inclusive años.

La recopilación de datos debe incluir suficiente información y variedad de registros eléctricos y núcleos de los pozos para describir el yacimiento adecuadamente. Si los cálculos en ingeniería de yacimientos son hechos para optimizar la producción del yacimiento, incluyendo recuperación mejorada, entonces las propiedades de los fluidos deben conocerse.

Muestras representativas de las propiedades originales del yacimiento pueden obtenerse sólo cuando su presión es igual o mayor que la presión de burbuja.

En ciertas condiciones de presión y temperatura, la mayoría de las sustancias puede existir en cualquiera de los tres estados de la materia: sólido, líquido o gaseoso. Por ejemplo, el agua existe en estado sólido como hielo, en estado líquido como agua y en estado gaseoso como vapor de agua. Las propiedades físicas de una sustancia dependen de su estado.

El conocimiento del comportamiento de los fluidos en el yacimiento es de gran importancia para diferentes áreas de la industria petrolera, como por ejemplo en yacimientos en el balance de materia, en producción al conocer el IPR y en perforación bajo balance.

El conocimiento del comportamiento de los fluidos, dependiendo de las condiciones de presión – temperatura que tengan, se puede obtener de correlaciones o por medio de un análisis de laboratorio. En esta tesis se verá lo referente al laboratorio.

Dentro de las pruebas de separación que se hacen en el laboratorio, están la Separación Instantánea, la Separación Diferencial Convencional y la Separación Diferencial a Volumen Constante.

Experimentos de Separación Diferencial a Volumen Constante se desarrollan para gas y condensados y aceites volátiles, para simular el comportamiento de presión del yacimiento y la variación composicional. La información medida puede ser usada en una variedad de cálculos de ingeniería de yacimientos; entre los más útiles están el cálculo de balance de materia, propiedades pVT del aceite negro, y ajuste de una ecuación de estado empírica.

Los cálculos para la determinación del equilibrio vapor-líquido para mezclas de hidrocarburos son de gran interés para los estudios de ingeniería del yacimiento. Este tipo de determinación, obtenida usando un modelo numérico, puede ser aplicada para verificar la consistencia de los datos experimentales; también para obtener información adicional con el fin de predecir el desarrollo de un yacimiento o definir las características de separación. En este caso, si el modelo es apropiadamente apto con datos disponibles experimentales, dará resultados confiables con diferentes condiciones.

Los procedimientos desarrollados para determinar el equilibrio vapor-líquido se pueden dividir en dos principales categorías.

El primer grupo está basado en el uso de gráficas del coeficiente de equilibrio (K), para determinar la composición en dos fases. Este método fue usado ampliamente antes de que las computadoras tuvieran el desarrollo numérico actual. Sin embargo, presenta varias desventajas, entre las que está la dificultad para determinar la presión de convergencia; además las gráficas disponibles están limitadas para un número de componentes, por lo que en algunos casos es necesario interpolar valores; y por otro lado, este procedimiento da la composición de fases solamente. Las características volumétricas tienen que ser calculadas por otro método, usando una ecuación de estado o correlaciones empíricas.

El segundo grupo de métodos, es actualmente más usado; emplea una ecuación de estado para determinar las características volumétricas de la composición de las fases simultáneamente. Estos métodos utilizan el de Newton-Raphson, para la soluciones de ecuaciones no lineales.

Análisis Composicional pVT

Composición del fluido original hasta C7+, C11+, C20+.⁷

El petróleo se encuentra impregnado en formaciones de tipo arenoso o calcáreo en el subsuelo, ocupando los espacios o poros que existen entre los granos que constituyen la roca y, en algunos casos, ocupando las fracturas causadas por esfuerzos que sufre la roca debido a movimientos geológicos.

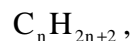
El petróleo es un compuesto químico, una combinación compleja de los elementos carbono e hidrógeno, principalmente hidrocarburos, en una proporción que varía de 76 a 86% de carbono y de 14 a 26% de hidrógeno.

En ocasiones esta combinación tiene mezcladas impurezas como oxígeno, y nitrógeno, así como huellas de compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales. También ácidos orgánicos, como sulfhídrico, bióxido de carbono y sustancias asfálticas.

Las propiedades de los hidrocarburos dependerán del número de moléculas de hidrógeno y carbono que tengan y de sus propios arreglos moleculares. Estructuras similares presentan propiedades similares; sin embargo, en ocasiones los hidrocarburos tienen la misma composición pero diferente estructura molecular y por consiguiente, diferentes propiedades físicas, como el punto de fusión y de ebullición. A estos compuestos se les conoce como isómeros.

Los hidrocarburos saturados son insolubles en el agua, pero solubles en el alcohol, éter y benceno. Son combustibles y forman mezclas explosivas con el oxígeno.

La fórmula química de los alcanos es:



donde “n” es el número de átomos de carbono.

Los cuatro primeros C₁ a C₄ son gases; del C₅ C₁₂ a C₁₂ C₁₈ son gasolinas; son kerosene y petróleo; a partir de C₁₆ son lubricantes; del C₂₀ + son parafinas y del C₃₆ + son asfaltos, todos medidos a condiciones estándar.

Para poder obtener la composición de la mezcla de hidrocarburos por medio de análisis de laboratorio se tendrá que pasar la mezcla de una celda a las condiciones deseadas a un destilador criogénico, donde se podrán obtener componentes de C_1 a C_6 , esto se hace debido a que los componentes hidrocarburos tienen una temperatura de ebullición a una cierta presión, como por ejemplo la siguiente a presión atmosférica:

Componente	Punto de ebullición (°C)
N_2	-195.8
CO_2	-78.5
H_2S	-60.3
C_1	-161.5
C_2	-88.6
C_3	-42.1
C_4	-11.7
n- C_4	-0.5
C_5	27.9
n- C_5	36.1
n- C_6	68.7
Tabla 2.1. Punto de Ebullición de componentes	

Para la presión atmosférica es necesario tener una temperatura de -200 °C para poder destilar nitrógeno (aire) y el destilador marcará una curva conforme aumente la temperatura hasta que se acabe el componente por lo que marcará una horizontal volverá a marcar una curva cuando vuelva a encontrar un componente a su correspondiente temperatura de ebullición.

Esta longitud que recorre cada componente es afectada por un factor para convertirlo en volumen.

Es recomendable efectuar el análisis a presión atmosférica a temperatura de -200 a -50 °C, a presión 300 mmHg a temperatura de -100 a -20 °C y presión de 100 mmHg a

temperatura de -80 a 20 °C, esto es para tener una mejor separación de los componentes hidrocarburos y no destilar otros componentes.

Al final de esta destilación quedará un residuo formado por heptano y más pesados, las propiedades de densidad y peso molecular de esta fracción se obtienen por gravimetría y crioscopia.

Para el caso de que se necesite estimar la información acerca de componentes mayores a C₆, se pueden utilizar Fig 2.1.a y Fig 2.1.b, como la que sugiere McCain².

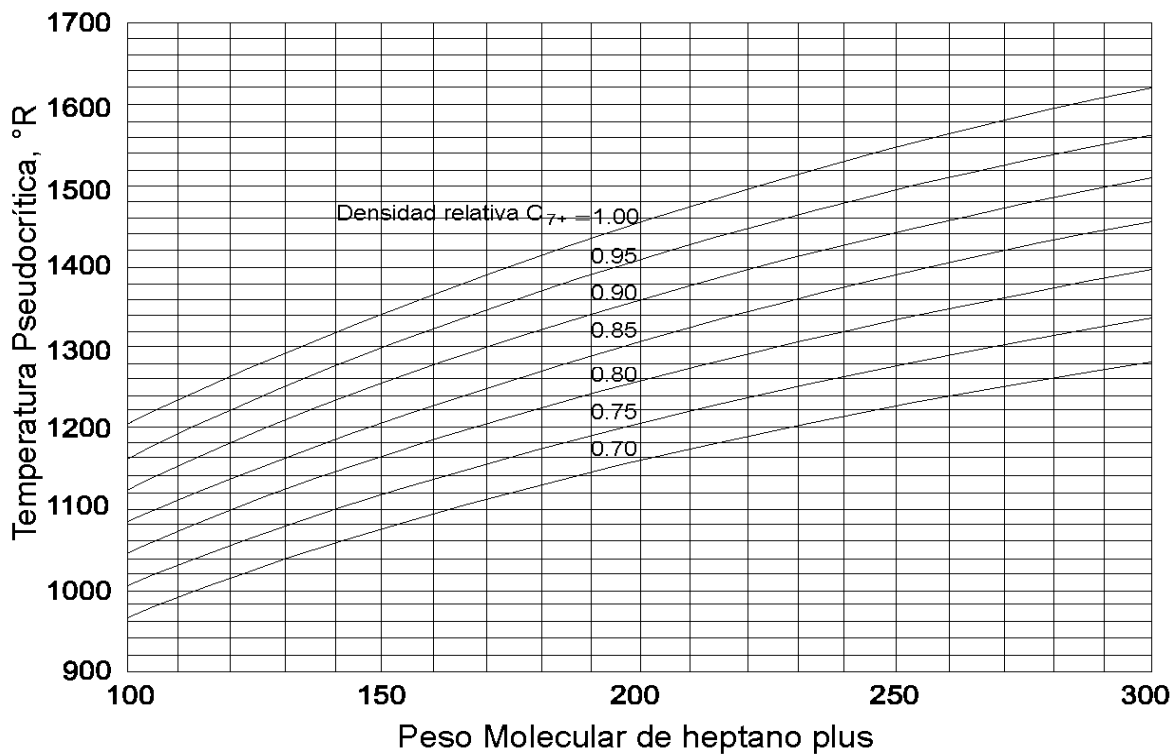


Fig. 2.1.a Temperatura Pseudocrítica para heptano plus

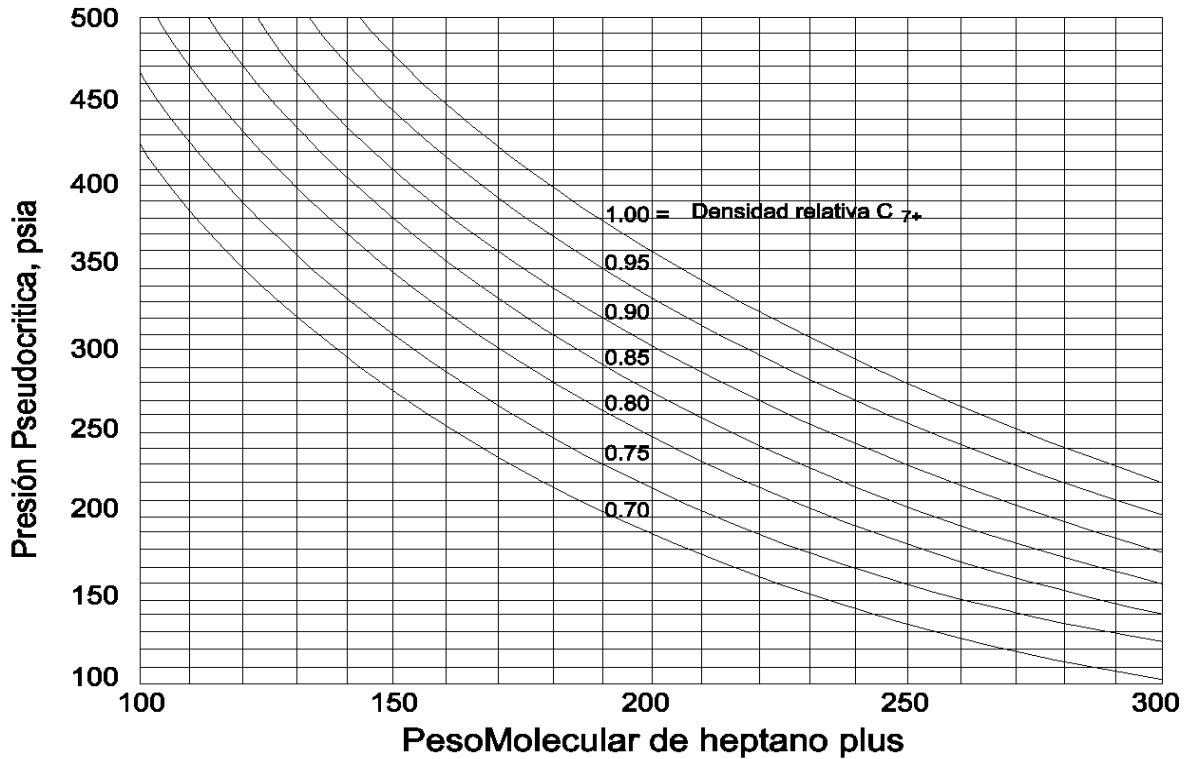


Fig. 2.1.b Presión Pseudocrítica para heptano plus

Por medio de un Crioscopio mide un Δt que se traduce en un peso molecular de los componentes que quedaron; este aparato funciona por el principio de crioscopia el cual un soluto se le pone un disolvente, en este caso el soluto es la mezcla residual y el disolvente es el benceno.

También se toma una muestra de la mezcla en unos balones para poder hacer el análisis de cromatografía para tener valores más exactos y que por medio de la destilación criogenica validan los resultados.

La densidad gravimétrica se determina por medio de pesados.

Para el caso de que se quiera mayor detalle en la composición se puede hacer una desgloce de componentes de C11+, C20+, esto se puede hacer mediante una destilación a alta temperatura.

Rastreo de envolvente de fase p vs T.

El comportamiento termodinámico de una mezcla de hidrocarburos depende de las condiciones de presión y temperatura en que se encuentre, por lo que un diagrama p vs T del fluido nos dará una clara idea de que tipo de fluido se trata, y el comportamiento que podría tener a diferentes condiciones de Presión y Temperatura.

Dentro de las características importantes que clasifican a un fluido se puede resaltar tres: el Bo, densidad y Rs. Veremos estas propiedades mas adelante:

A continuación se describirá el comportamiento para dos componentes hidrocarburos.

En una mezcla de dos componentes, el comportamiento del sistema no es tan simple. Hay una región en que dos fases (líquido y gas) coexisten.

La Fig 2.2 es un diagrama de un comportamiento de fase de una mezcla 50:50 de dos hidrocarburos como el propano y heptano. Superpuesto en una correlación de curvas de presión – vapor de dos componentes en un estado puro.

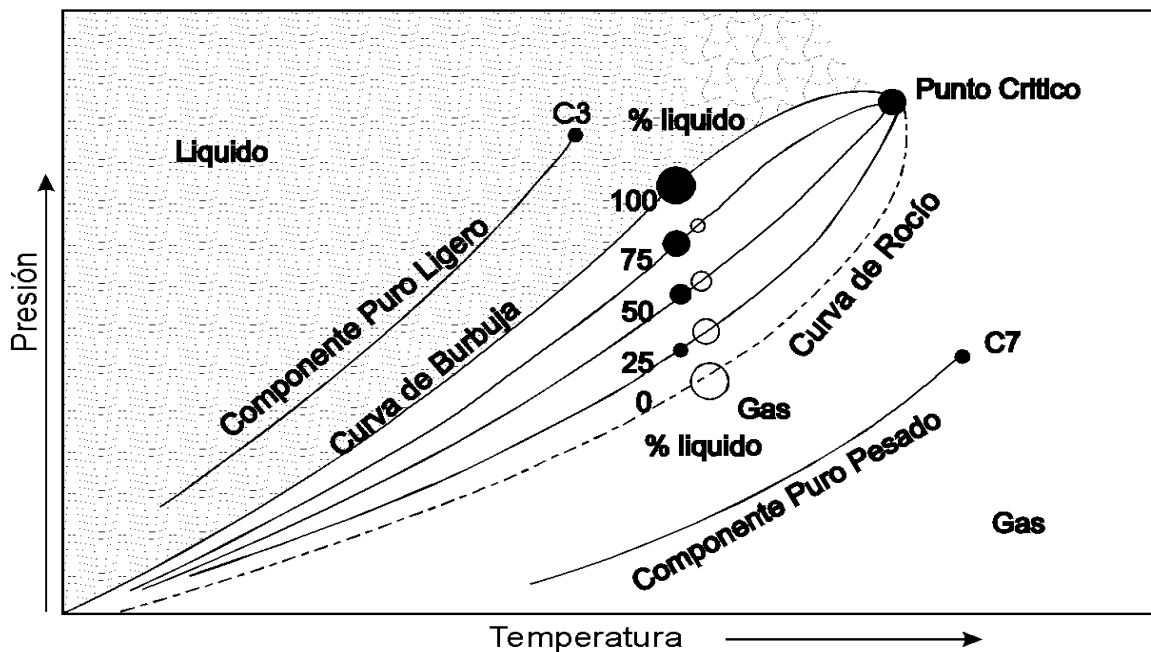


Fig. 2.2 Gráfica P vs T, de C3 - C7

En la región de dos fases el diagrama de fase está delimitada por la línea de puntos de burbuja y línea de puntos de rocío, que se unen en el punto crítico. En la línea de puntos de burbuja, el gas empieza a salir del aceite disminuyendo la presión. En la línea de puntos de rocío, el líquido generalmente empieza a condensarse del gas incrementando la presión; así, arriba de la temperatura crítica, la condensación puede ocurrir en algunos puntos a lo largo de la curva de rocío incrementando la presión, y otros puntos disminuyendo la presión.

Un diagrama de fase presión – temperatura idealizado de un aceite crudo en un yacimiento con una temperatura T_y es mostrada en la Fig 2.3. El aceite crudo en su punto de saturación o presión de saturación es representado por el punto A.

El mismo aceite será “bajosaturado” si la presión de yacimiento estuviera en el punto A'. Las temperaturas y presión del separador y del tanque de almacenamiento son mostradas en la Fig 2.3.

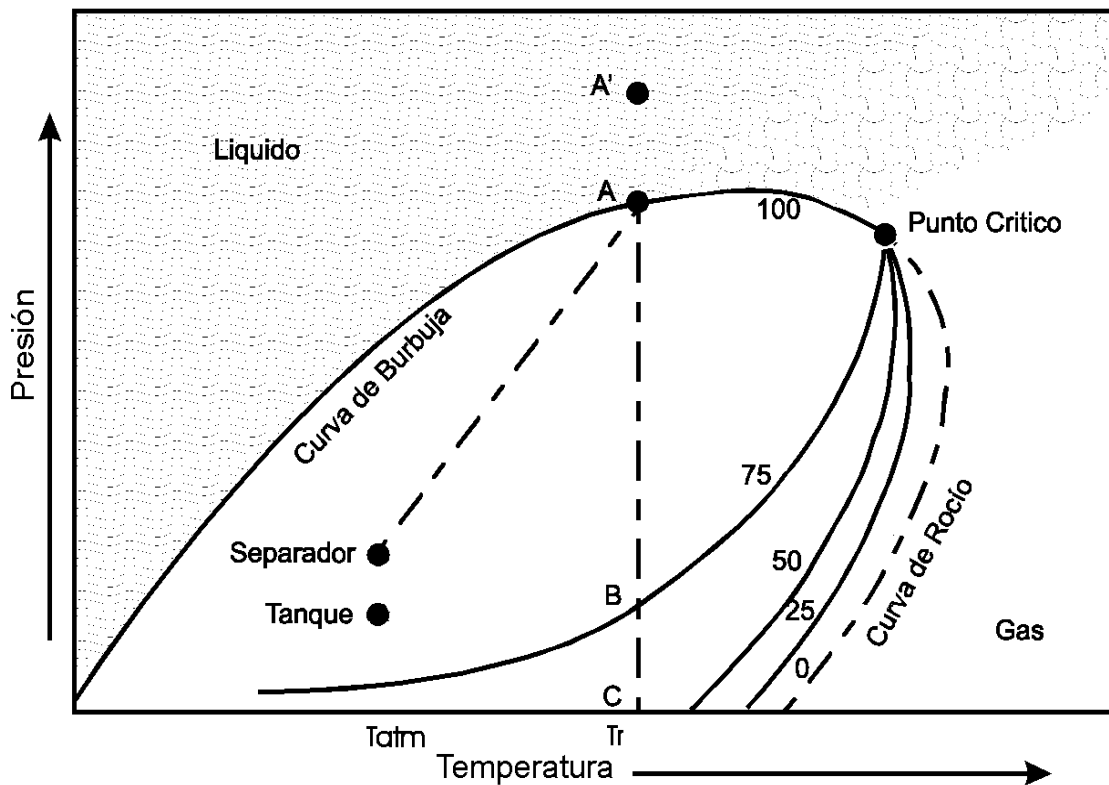


Fig. 2.3 Gráfica P vs T

La línea vertical, A – B, representan las cantidades relativas de líquido y gas que existen en equilibrio a una presión particular conforme la presión de yacimiento es abatida a una temperatura de yacimiento constante. En el proceso de producción, esto es físicamente representado por la salida del gas en solución en el yacimiento, la cantidad en que es gobernado por la reducción de la presión de yacimiento.

Cada mezcla de hidrocarburos que se encuentre en un yacimiento, tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante, mientras permanezca constante la proporción de componentes en la mezcla

Las cantidades de líquido y gas están representadas por el “separador” en la Fig 2.3, sin embargo, no se indica que podría ocurrir en el tanque de almacenamiento porque la composición de la mezcla original ha cambiado en el separador.⁵

La cricondenterma y la cricondenbara son la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Descripción de tipos de diagramas de Fases.⁶

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento.⁶

También llamado de aceite negro, tiene componentes intermedios, C₃ a C₆, comparativamente bajos y alto el de componentes pesados; la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

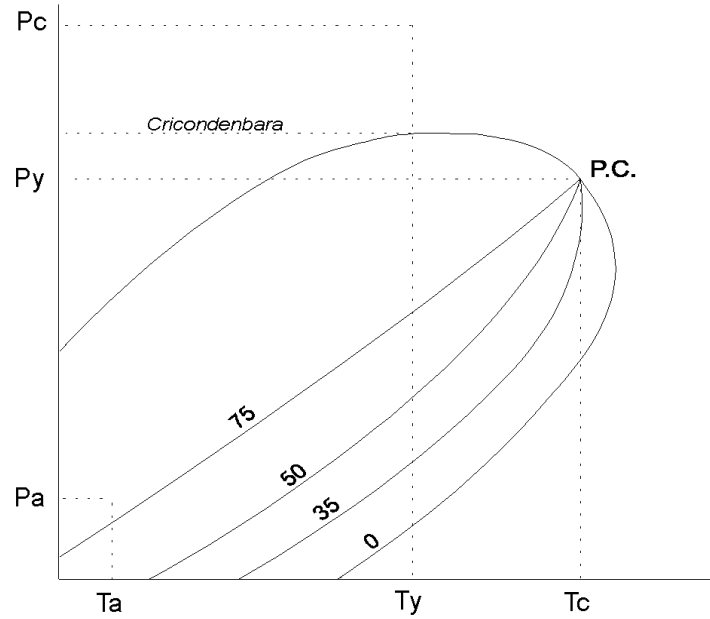


Fig. 2.4 Yacimientos de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento

En términos generales, los parámetros principales tienen las siguientes características:

R_s (m^3/m^3)	≤ 200
Densidad ($^{\circ}API$)	< 35
B_o (m^3/m^3)	≤ 2.0
Tabla 2.2. Características de Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Bajo Encogimiento	

Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento.⁶

También llamado volátil, se observa que la temperatura de la formación, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, que su punto crítico está cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de puntos de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedio.

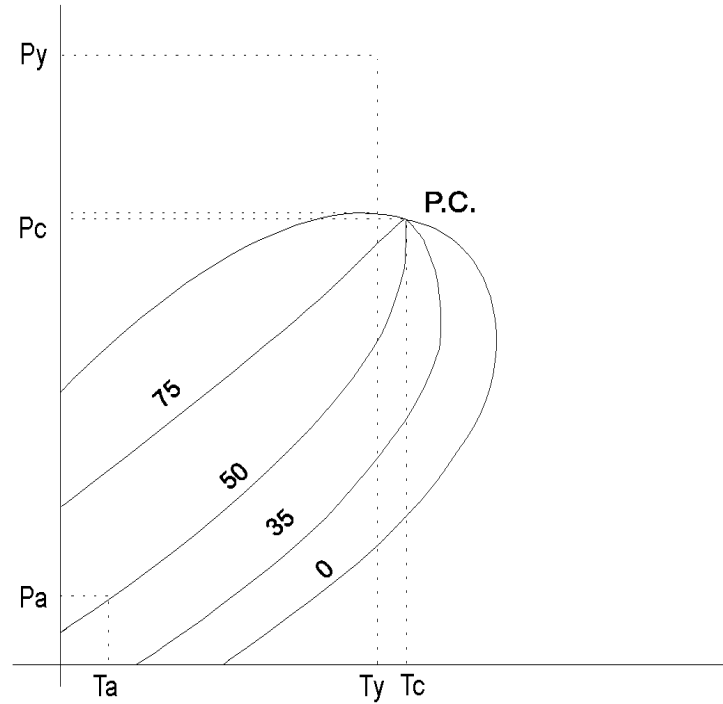


Fig. 2.5 Yacimientos de aceite y gas disuelto de alto encogimiento

Se llama Volátil debido a que la temperatura del yacimiento es cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, lo que hace que el equilibrio de fases sea difícil y que cambios pequeños de presión o temperatura, produzcan modificaciones importantes en los volúmenes de líquido y gas coexistentes.

En términos generales, los parámetros principales tienen las siguientes características:

R_s (m^3/m^3)	200 – 1,000
Densidad ($^{\circ}$ API)	> 35
B_o (m^3/m^3)	> 2.0
Tabla 2.3. Características de Yacimientos de Aceite y Gas Disuelto de Alto Encogimiento	

Yacimientos de Gas y Condensado.⁶

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente está a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso.

Cuando el yacimiento se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias, que se depositan como líquido en los poros de la roca.

En términos generales, los parámetros principales tienen las siguientes características:

Rs (m^3/m^3)	1,000 – 5,000
Densidad ($^{\circ}\text{API}$)	40 – 60
Bo (m^3/m^3)	No Existe
Tabla 2.4. Características de Yacimientos de Gas y Condensado	

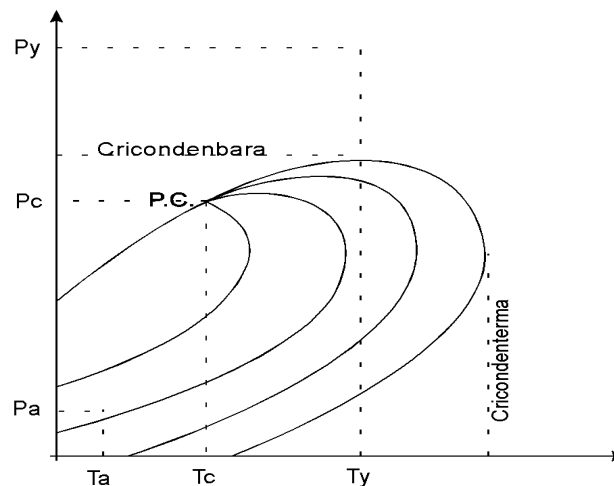


Fig. 2.6 Yacimientos de Gas y Condensado

Yacimientos de Gas Húmedo.⁶

Se presenta cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, solamente fase gaseosa.

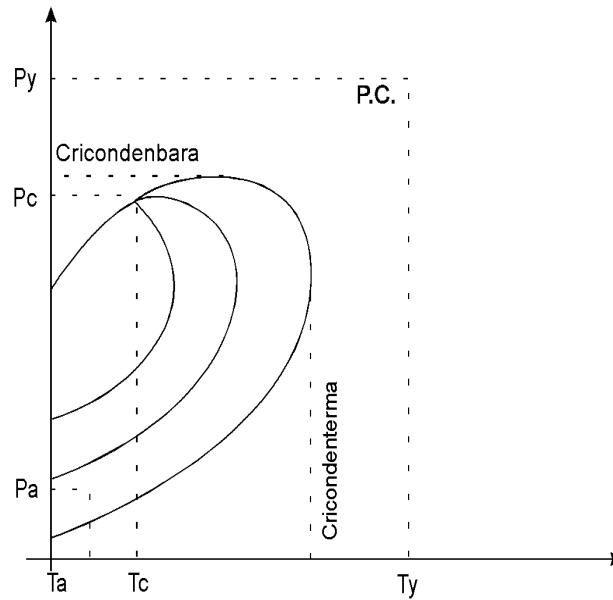


Fig. 2.7 Yacimientos de Gas Húmedo

Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases.

En términos generales, los parámetros principales tienen las siguientes características:

R_s (m^3/m^3)	5000 – 20,000
Densidad ($^{\circ}$ API)	> 50
B_o (m^3/m^3)	No Existe
Tabla 2.5. Características de Yacimientos de Gas Húmedo.	

Yacimientos de Gas Seco.⁶

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Tanto a condiciones de yacimiento como en la superficie no entra a la región de dos fases.

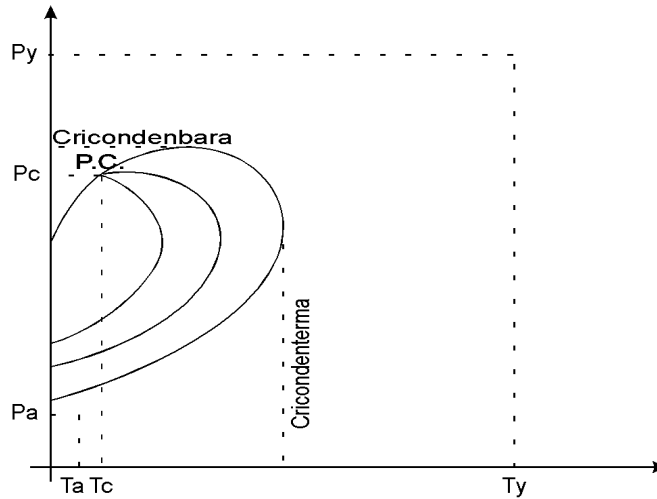


Fig. 2.8 Yacimientos de Gas Seco

En la siguiente figura¹² se muestra en que región se encontraría cada una de los tipos de fluidos.

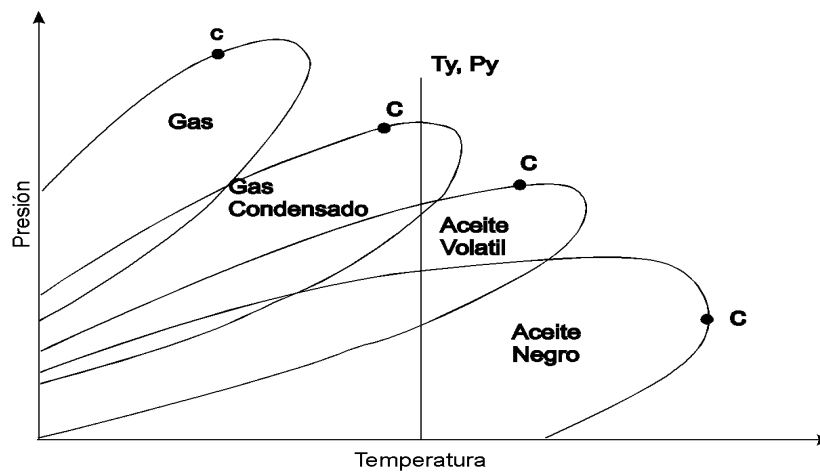


Fig. 2.9 Envolventes de fluidos de yacimiento

Parámetros pVT.

Los volúmenes que se están considerando en esta sección, ya están corregidos por expansión de mercurio de la bomba, y en la celda por temperatura y presión

Volumen relativo.

Se define como el cociente del volumen de aceite a presión y temperatura de yacimiento y el volumen de aceite a la presión de saturación y temperatura de yacimiento, esto es:

El Volumen relativo se define como:

$$V_r = \frac{V_{o@P_y T_y}}{V_{o@P_{sat} T_y}}; \left[\frac{m^3 @ C.Y.}{m^3 @ P_b, T_y} \right] \quad (2.1)$$

Procedimiento de Cálculo

Esto se hace fijando la celda a la temperatura de yacimiento y tomando las alturas de cada etapa por medio del catetómetro y se dividen entre la altura que se obtenga a la presión de saturación. Estas alturas son multiplicadas por un factor para convertir las medidas del catetómetro en centímetros cúbicos de volumen.

El comportamiento se muestra en la siguiente Fig 2.10.

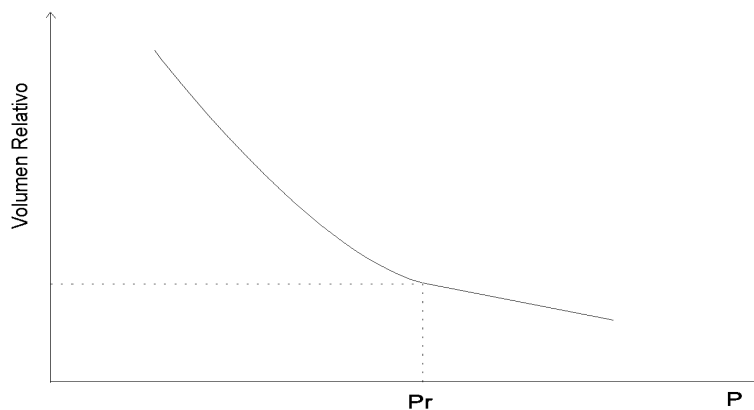


Fig. 2.10 Gráfico de Volumen Relativo

Coefficiente de expansión térmica de los fluidos originales.

Ya que la temperatura a la que nos interesa conocer el comportamiento de los fluidos es la de yacimiento y esta es diferente a la temperatura ambiente, este factor sirve para corregir los valores que se obtienen para pasarlos a las condiciones que se requieran.

Debido a lo anterior se tendrá que hacer una corrección de temperatura manteniendo una presión constante de traspaso.

El *coeficiente de expansión térmica a presión constante* es definido como el cambio fraccional en volumen de líquido con respecto a un cambio de temperatura a presión constante.²

$$= \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p; \quad \left[\frac{1}{^\circ\text{C}} \right] \quad (2.2)$$

La definición en términos de la densidad es la siguiente

$$\mathbf{b} = -\frac{1}{\mathbf{r}_o} \left(\frac{\partial \mathbf{r}_o}{\partial T} \right)_p$$

El *coeficiente de expansión térmica a presión constante* usualmente se considera constante en pequeños cambios de temperaturas. La ecuación anterior puede aproximarse como

$$V_2 = V_1 [1 + \mathbf{b}(T_2 - T_1)] \quad (2.3)$$

o

$$\mathbf{r}_{o2} = \mathbf{r}_{o1} [1 + \mathbf{b}(T_2 - T_1)]$$

Procedimiento de Cálculo

En el laboratorio hace pueden calcular dos tipos de coeficientes de expansión térmica:

Coefficiente de Expansión de la muestra original

Este coeficiente se calcula después de que la muestra ha sido cargada a al celda a una presión de traspaso y a temperatura ambiente, después se eleva la temperatura de la muestra

a la temperatura de yacimiento y a la presión de traspaso se registra el ΔV que ocurrió para esa presión y el ΔT y se emplea la ec 2.3.

Coefficiente de Expansión del aceite residual.

Una vez terminada la separación en etapas (ya no hay gas disuelto en el aceite) la muestra es llevada a una temperatura T_1 a una presión P_1 se toma la lectura de bomba, después a la misma temperatura se disminuye la presión y se mide nuevamente la lectura de bomba y así hasta tener tres o cuatro puntos. Después se cambia la temperatura T_2 y se vuelve a tomar las lecturas de bomba a las presiones que T_1 , una vez terminado, se gráfica L_b vs. p

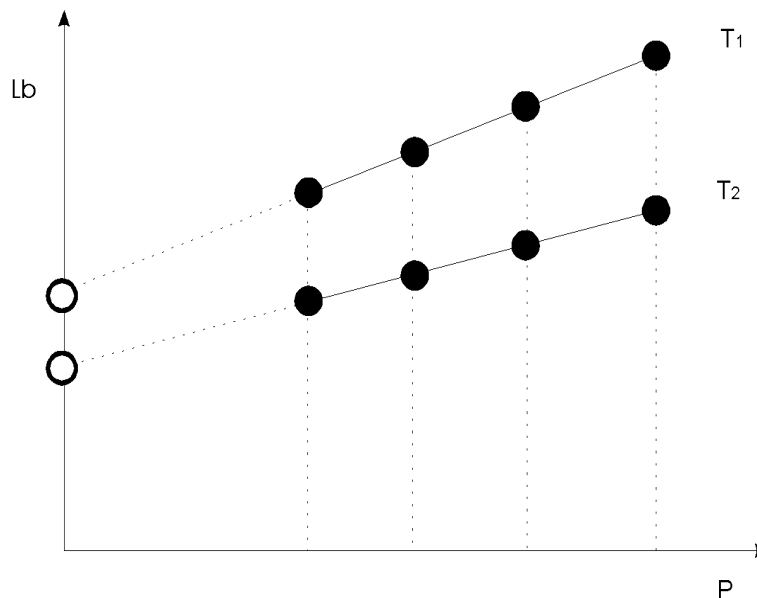


Fig. 2.11 L_b vs P

Después para T_1 se tiene un comportamiento lineal al graficar L_b vs p y se extrapola a la presión cero para obtener el volumen a las condición atmosférica, lo mismo se hace para la T_2 y ese ΔV se utiliza en la ec. 2.2 con su correspondiente ΔT , y como V se utiliza el promedio.

Compresibilidad de los fluidos originales.

Compresibilidad Isotérmica de gases³

En ingeniería de yacimientos, frecuentemente necesitamos conocer qué cantidad puede comprimirse un gas con un incremento de presión o qué cantidad puede expandirse dicho gas con decremento de presión. Esto lo podemos saber por medio de la compresibilidad, que se define como:

Compresibilidad Isotérmica del gas se define como es el cambio de volumen fraccional del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante²

$$C = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T ; \left[\frac{1}{\text{kg/cm}^2} \right] \quad (2.4)$$

Debido a que el término de $\frac{\partial V}{\partial P}$ es negativo, a la ecuación anterior se le pone signo negativo para que “C” sea positivo.

Utilizando la ecuación de volumen de la ecuación de gas real podemos desarrollar el siguiente procedimiento:

$$V = \frac{nRTZ}{P}$$

derivando con respecto a la presión a temperatura constante

$$\left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T = nRT \left[\frac{P \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right) - Z}{P^2} \right]$$

Sustituyendo en la ec. 2.4

$$C_g = \left[-\frac{P}{nRTZ} \right] \left[\frac{nRT}{P^2} \left(P \frac{dZ}{dP} - Z \right) \right]$$

Simplificando queda

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left[\frac{\partial Z}{\partial P} \right]_T$$

en la ecuación anterior se aprecia que la compresibilidad de un gas real se puede calcular teniendo como dato el factor de compresibilidad del gas (Z) en función de la presión, en el caso particular de que se trate de un gas ideal la ecuación quedaría

$$C_g = \frac{1}{P}$$

ya que la compresibilidad del gas, como otras propiedades de los gases puede ser relacionado usando el Teorema de Estados Correspondientes, es conveniente considerar los estados reducidos de mezclas de gases. Esto puede ser mostrado como:

$$C_g P_{pc} = \frac{1}{P_{pr}} - \frac{1}{Z} \left[\frac{\partial Z}{\partial P_{pr}} \right] = C_{pr}$$

el término C_{pr} es la Compresibilidad Pseudoreducida.

Utilizando la gráfica de factor de compresibilidad para gases naturales y haciendo una pequeña manipulación, es posible obtener Z y $\partial Z/\partial P_{pr}$, entonces C_{pr} puede ser calculado y poder calcular C_g haciendo C_{pr}/P_{pc} (psi^{-1}).

Standing desarrollo una grafica donde se muestra el comportamiento de z con respecto a P_{pr} y T_{pr} . Fig 2.12

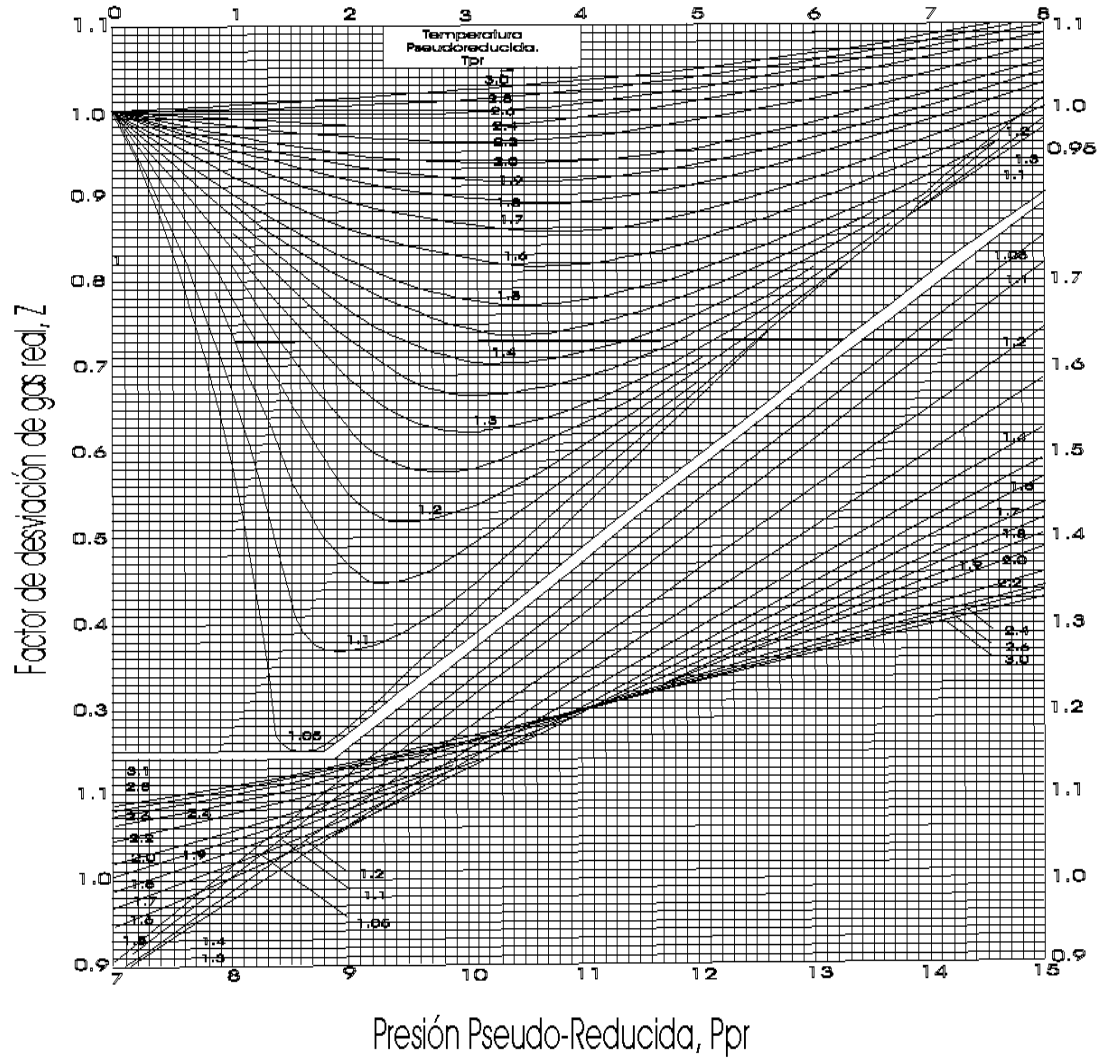


Fig. 2.12 Gráfica de Factor de Compresibilidad

Trube⁴ ha presentado gráficas para estimar la compresibilidad de los gases naturales, (Fig 2.13). la compresibilidad pseudoreducida es leída de la gráfica. Este número es dividido por la presión pseudocrítica para obtener C_g .

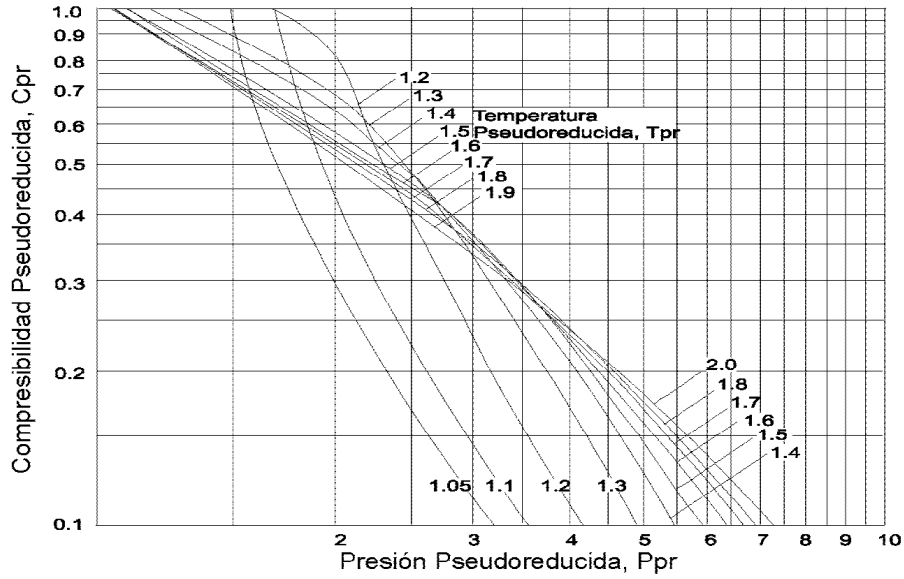


Fig. 2.13 Gráfica de Compresibilidad Pseudoreducida

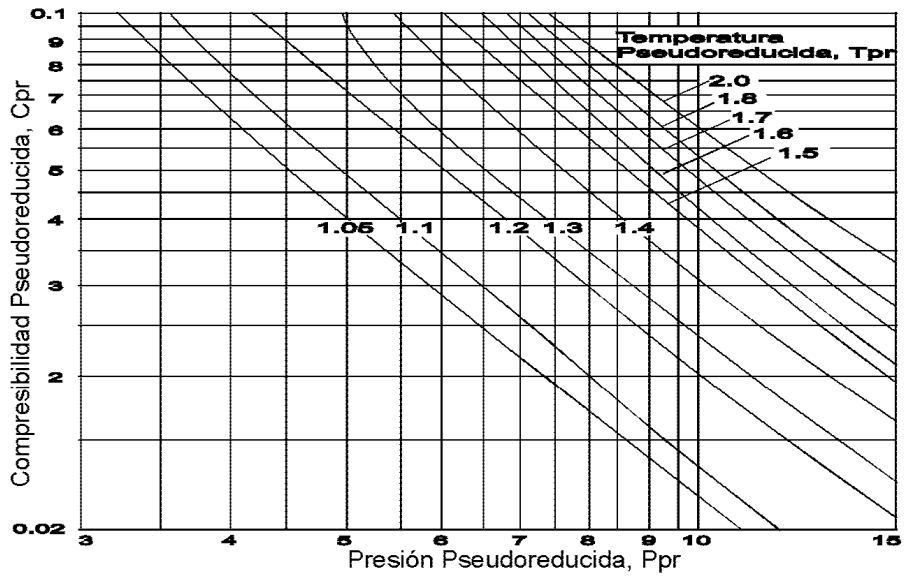


Fig. 2.14. Gráfica de Compresibilidad Pseudoreducida

Otro método para determinar la compresibilidad del gas fue publicado en 1975 por Mattar.

Esta correlación incluye un rango de baja presión y es valido para $1.05 \leq T_{pr} \leq 3.0$; $0.2 \leq P_{pr} \leq 15.0$

Compresibilidad Isotérmica de Hidrocarburos Líquidos

Como su nombre lo indica, esta propiedad calcula el cambio de volumen por unidad de volumen ocurrido en un cambio de presión a temperatura constante.

Compresibilidad Isotérmica del aceite se define como es el cambio de volumen fraccional del aceite debido al cambio de presión a una temperatura constante²

$$C_o = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T ; \left[\frac{1}{\text{kg/cm}^2} \right] \quad (2.5)$$

Al igual que en el caso del gas se define matemáticamente como:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial P} \right]_T$$

Haciendo separación de variables, la expresión anterior puede quedar

$$\ln(\mathbf{u}_2) = \ln(\mathbf{u}_1) + C_o (P_1 - P_2)$$

donde “v” es el volumen específico (1/densidad).

Si tenemos información disponible del laboratorio de la compresibilidad del aceite, volumen específico y presión, entonces el segundo volumen específico puede ser determinado.

Información de la compresibilidad del aceite es particularmente importante arriba del punto de saturación de un yacimiento, ya que la producción es primordialmente influenciada por la expansión del líquido.

Algunas correlaciones publicadas son usadas para estimar la compresibilidad del aceite. La correlación de Trube hace uso del teorema de los estados correspondientes. Recordando que la densidad es el recíproco del volumen específico, la ec 2.5 quedaría:

$$C_{pr} = \frac{1}{r} \left[\frac{\partial r}{\partial P_{pr}} \right]$$

Que como en el caso de los gases C_o se obtiene de $C_o = C_{pr}/P_{pc}$

Desafortunadamente, en ingeniería de yacimientos difícilmente se tienen disponibles los valores de las propiedades pseudocríticas de un yacimiento de aceite. Trube desarrollo la Fig. 2.15 para estimar estas propiedades y utilizando la densidad de un yacimiento bajosaturado, los resultados son aproximados.

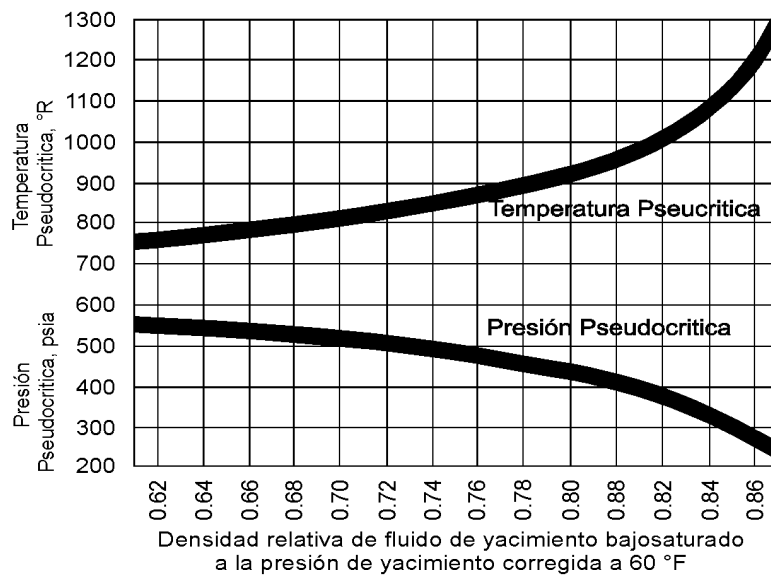


Fig. 2.15 Gráfica de condiciones Pseudocríticas vs Densidad

Otro método para calcular la compresibilidad isotérmica del aceite arriba del punto de saturación es la de Calhoun y descrita por Burcik. Este método probablemente no es tan exacto como el análisis de Trube, pero es más sencillo de realizar. Primero, se calcula el peso específico del aceite en el punto de saturación, para hacer esto, se calcula el peso del gas disuelto en un tanque de almacenamiento en el punto de saturación, para esto, el peso de un barril de aceite es añadido. Este aceite y gas en solución ocupan un volumen en el yacimiento en el punto de saturación de B_b barriles. El peso de una cantidad equivalente de agua (Barriles B_{ob}) es dividido entre el peso del aceite y gas.

El resultado es el peso específico. Estas operaciones pueden apreciarse en la siguiente fórmula

$$g_{ob} = \frac{2.181 \times 10^{-4} R_{sb} g_g + \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5}}{B_{ob}}$$

donde

γ_{ob} = Peso específico del aceite en el punto de saturación

R_{sb} = relación gas-aceite, SCF/Bbl

γ_g = Peso específico del gas

°API = Grados API en el tanque

B_{ob} = Factor de volumen del aceite en el punto de saturación, Bbl/STB

Después de que el peso específico ha sido calculado en el punto de saturación, la compresibilidad del aceite en bajosaturado puede ser estimado con la Fig 2.16, aquí puede verse que la compresibilidad en yacimientos de aceite arriba del punto de saturación normalmente puede estar 5×10^{-6} y $25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

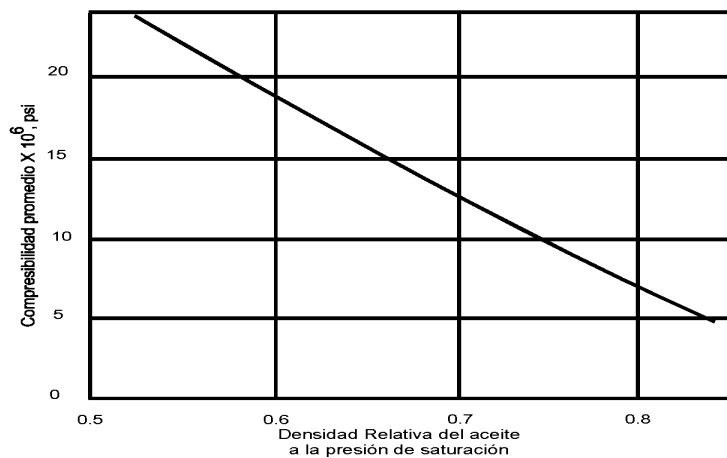


Fig 2.16 Gráfica Compresibilidad vs Densidad Relativa

Procedimiento de Cálculo

El cálculo de la compresibilidad del aceite se efectúa a presiones mayores que la presión de saturación de acuerdo a la fórmula

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T$$

Teniendo la muestra de fluido (L') en fase líquida esto es a la presión de traspaso se realiza un decremento de presión lo que genera un aumento de volumen de líquido, cuando la presión se estabiliza se toma la lectura en la bomba.

El paso anterior se repite hasta que la presión sea igual a la presión de saturación.

Para cada uno de los pasos anteriores se calcula la compresibilidad del aceite. Por ejemplo:

Si la presión de traspaso es de 260 kg/cm², la presión de saturación es de 200 kg/cm² y considerando caídas de presión de 10 kg/cm² en los que se deberá tomar la lectura en bomba podremos generar una tabla como la siguiente.

p	L _b	ΔL _b	Δp	V _{prom} = (V _i +V _{i+1})/2	$\frac{\Delta L_b}{V_{prom} * \Delta p}$
260	V ₀	-	-	-	-
250	V ₁	V ₁ - V ₀	10	V _{prom2}	C ₁
240	V ₂	V ₂ - V ₁	10	V _{prom2}	C ₂
230	V ₃	V ₃ - V ₂	10	V _{prom3}	C ₃
220	V ₄	V ₄ - V ₃	10	V _{prom4}	C ₄
210	V ₅	V ₅ - V ₄	10	V _{prom5}	C ₅
200	V ₆	V ₆ - V ₅	10	V _{prom6}	C ₆

Tabla 2.6 Datos de Compresibilidad

En donde C₁, C₂, ... , C₅ son los valores de compresibilidad de aceite para cada Δp.

La compresibilidad promedio del aceite saturado se calcula sumando las compresibilidades promedios y se divide entre el número de decrementos de presión.

Las unidades de este parámetro serán $(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$ obtenidas de la fórmula anterior.

El comportamiento de la compresibilidad con la presión se muestra en la siguiente figura para el ejemplo anterior.

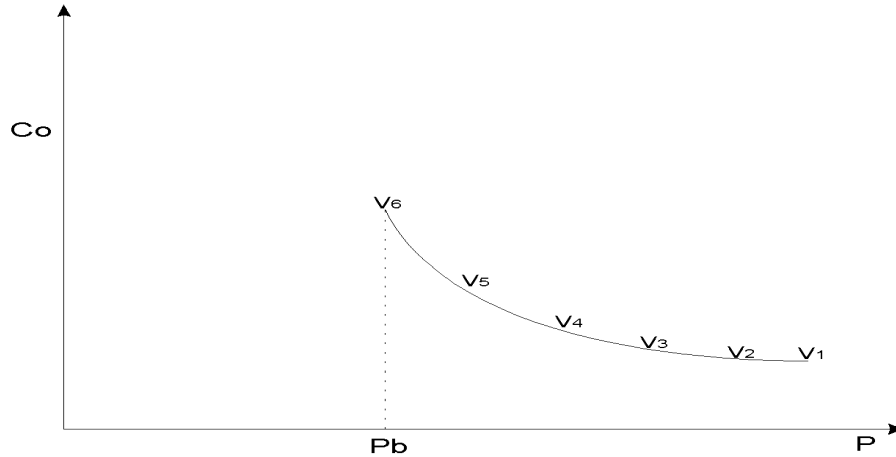


Fig. 2.17 Gráfica de Compresibilidad vs P

Factor de volumen del Aceite.²

El volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento es menor que el volumen de aceite que fluye dentro del pozo del yacimiento. Este cambio de volumen que acompaña el cambio de las condiciones de yacimiento a condiciones de superficie es debido a tres factores.

El factor más importante es la liberación de gas del aceite conforme la presión del yacimiento decrece a la presión de superficie. Esto causa una disminución en el volumen de aceite cuando hay una cantidad significativa de gas disuelto.

La reducción en la presión también causa otra pequeña expansión del aceite, pero esto se compensa un poco por la contracción del aceite debido a la reducción de temperatura.

El cambio en el volumen de aceite debido a estos tres factores es expresado en términos del factor de volumen del aceite.

El factor de volumen del aceite es definido como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un barril de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto,

$$B_o = \frac{\text{volumen (de aceite + gas disuelto) @C.Y}}{\text{volumen (de aceite) @ C.S}} \left[\frac{m^3 @C.Y}{m^3 @C.S} \right] \quad (2.6)$$

La Fig 2.18 representa el comportamiento del factor de volumen del aceite

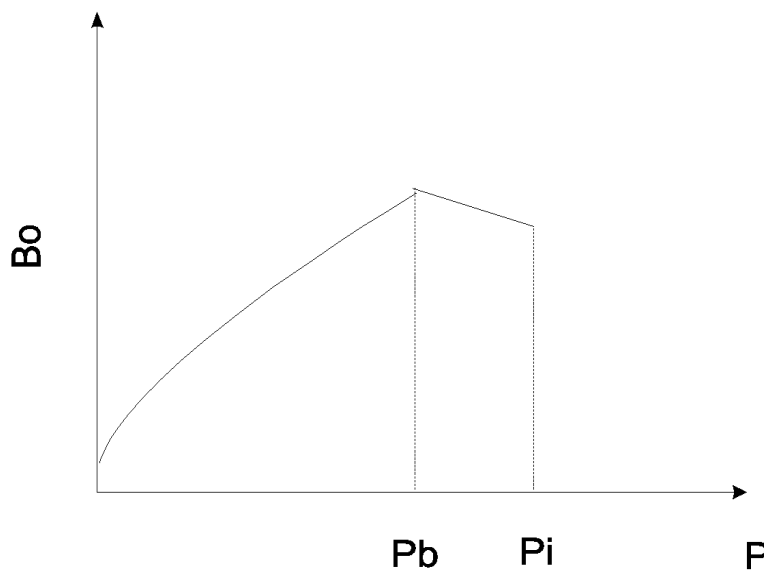


Fig 2.18 Gráfica de B_o vs P @ T_y para aceite negro

Hay que mencionar que la figura anterior es el comportamiento típico para un aceite negro, en el caso de aceite ligeros la curva a la izquierda de la presión de saturación se observara una doble curva como se muestra en la Fig 2.19, donde a la izquierda del punto de saturación a un cambio de presión el cambio de volumen es mayor, lo que en un diagrama de fase las curvas de calidad estarían mas pegadas a la curva de puntos de burbuja.

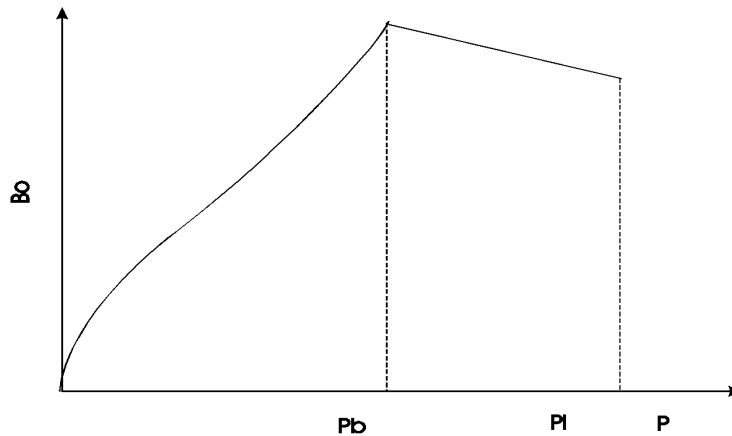


Fig. 2.19 Gráfico de B_o vs P @ T_y para aceite negro

de las figuras anteriores hay que notar que:

1. La gráfica es válida solamente para temperatura de yacimiento. Pero, el punto del eje Y, (a la presión atmosférica) muestra la expansión térmica del aceite del tanque de almacenamiento que puede ocurrir en el yacimiento.
2. La pendiente de la curva es positiva entre la presión atmosférica y la presión de saturación. Esto es porque teniendo más gas en solución a presiones altas con un correspondiente incremento de volumen.
3. La pendiente negativa en la curva arriba de la presión de saturación está indicada ya que no hay gas libre en el sistema. Altas presiones de este punto causa una compresión de líquido. Así, el aceite crudo tiene el mayor volumen (o menor densidad) en el punto de saturación.

Con un incremento en la presión arriba del punto de saturación, el factor de volumen del aceite decrece de este punto debido a que no hay gas libre disponible para estar en solución, de aquí, el líquido es comprimido. Porque esto es estrictamente una compresión isotérmica, el comportamiento puede ser relacionado con la compresibilidad isotérmica. Esto es:

$$B_o = B_{ob} * e^{-C_o(P-P_b)}$$

Las unidades son de metros cúbicos medido a condiciones de yacimiento por metros cúbicos de aceite en el tanque de almacenamiento, $m^3 @ C.Y. / m^3 @ C.S.$

Procedimiento de Cálculo

Lo que se hace en el laboratorio es tener la muestra a temperatura de yacimiento y a una presión mayor a la de saturación lo que se hace es tomar lecturas con el catetómetro que mide las alturas del contacto gas-aceite menos mercurio-líquido, lo cual representa un volumen de líquido a esas condiciones; en este caso no hay liberación de gas y al disminuir presión lo que está pasando es que el aceite se expande.

Cuando se llega a la presión de saturación se fija esa altura en el catetómetro con el contacto líquido – mercurio (L_c), después se disminuye la presión que se desea y se habrá formado una cantidad de gas, una vez estabilizada la muestra, se sacará el gas hasta la medida del catetómetro que se fijo, manteniendo la presión, una vez que se llegó a la medida de ese desplazamiento en la bomba se le resta al volumen de aceite que se tenía en la presión de saturación, al llegar a la altura en el catetómetro quedará algo de gas.

Este proceso se realiza a diferentes presiones según se desee y al final se lleva el fluido en la celda a condiciones estándar, para que cada volumen de líquido que se obtuvo a cada presión sea dividido por el volumen de aceite a condiciones estándar

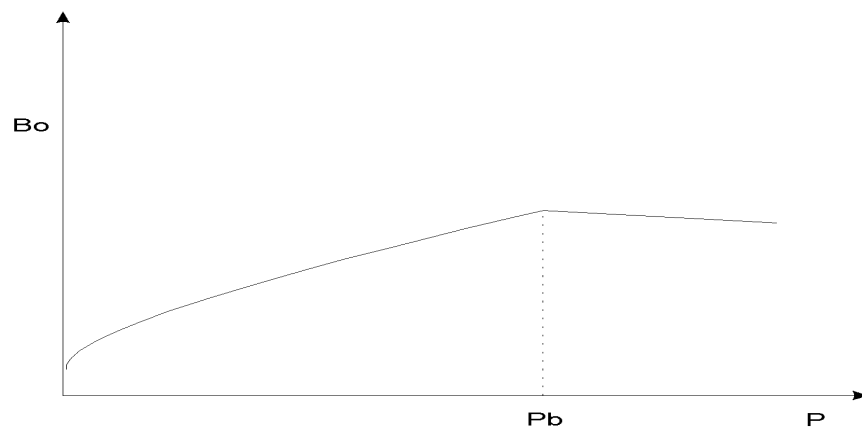


Fig. 2.20 Gráfica de B_o vs $P @ T_y$ para aceite negro

Factor de volumen del Gas.²

El factor de volumen del gas, B_g , es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{volumen de gas @C.Y}}{\text{volumen de gas @ C.S}} \left[\frac{m^3 @ C.Y}{m^3 @ C.S} \right] \quad (2.7)$$

El recíproco del factor de volumen del gas algunas veces es llamado factor de expansión del gas.

La forma de la gráfica de factor del volumen del gas contra la presión de yacimiento a temperatura constante es la siguiente.

El factor de volumen del gas puede ser calculado como el volumen ocupado por el gas a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas medido a condiciones estándar.

Procedimiento de Cálculo

Lo que se hace en el laboratorio es tener la muestra a temperatura de yacimiento y a la presión de saturación, fijar el volumen de líquido que se tiene, esto se hace con el contacto líquido – mercurio (L_c) del catetómetro a la presión de saturación, después se disminuye la presión que se desea y se habrá formado una cantidad de gas, una vez estabilizada la muestra, se sacará el gas hasta la medida del catetómetro que se fijó, manteniendo la presión, una vez llegado a la medida L_c , se contabilizará el gas que se extrajo tanto en el gasómetro como en los balones que se llevan a cromatografía y el gas que queda en la línea, todo ese gas es el gas a condiciones estándar, y la diferencia de lecturas de la bomba será el volumen de gas medidos a condiciones de yacimiento y con el cociente de volúmenes se calcula el B_g , para esa presión.

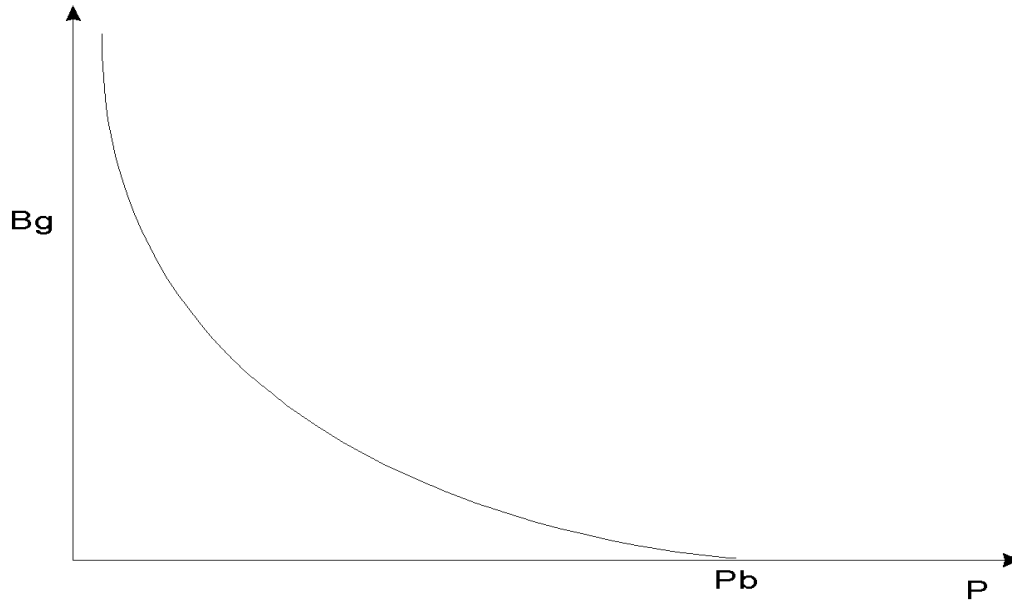


Fig. 2.21 Gráfica de Bg vs P

Relación gas disuelto en el aceite³

La relación gas disuelto en el aceite, R_s , es definido como el volumen de gas disuelto en un volumen unitario de un tanque de almacenamiento de aceite a la temperatura y presión del yacimiento.

$$R_s = \frac{(\text{Volumen de gas disuelto en el aceite}_{CY})_{CS}}{(\text{Volumen de aceite})_{CS}} \left[\frac{m^3_{3g} @ C.S}{m^3_{3o} @ C.S} \right] \quad (2.8)$$

Las unidades comunes son metros cúbicos estándar por metros cúbicos estándar (m^3/m^3) y metros cúbicos estándar por metro cúbico, la Fig 2.22 incluye una gráfica típica de R_s vs p.

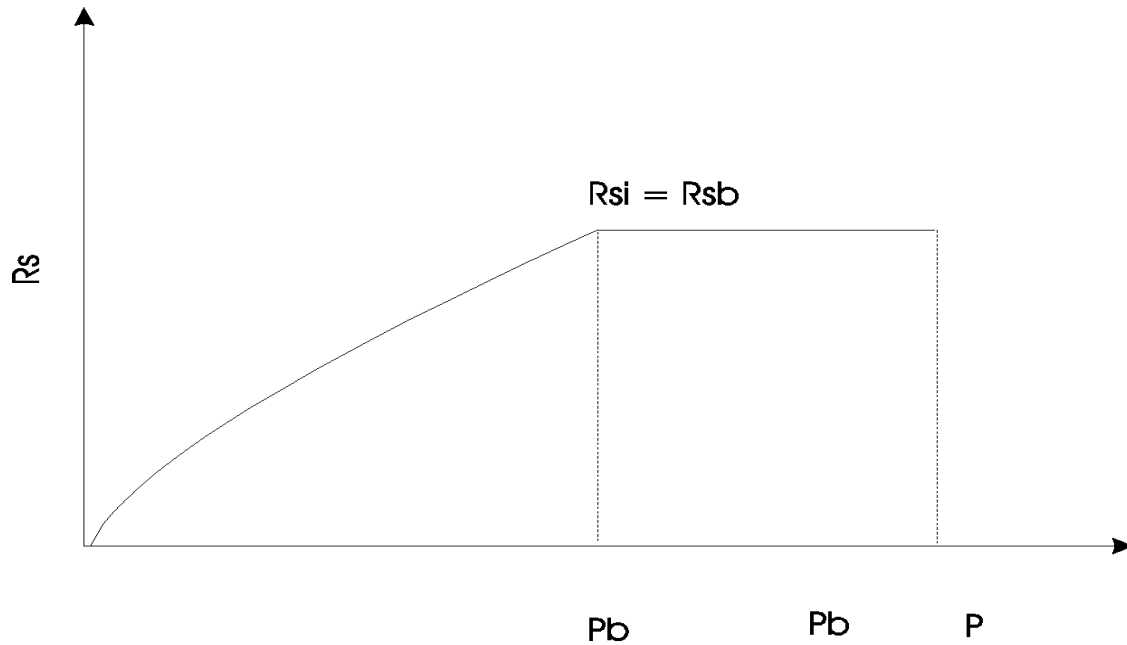


Fig. 2.22 Gráfica de R_s vs P

Hay que notar que en este caso, la presión inicial P_i , es mayor que la de saturación, P_b . Para yacimiento de aceite con casquete de gas, la presión inicial es igual a la presión de saturación.

Se podría decir en la historia de un fluido que estuvo represionado, que el punto de saturación fue la presión a la cual el fluido liberó el gas, o todo el gas disponible que estuvo en solución.

Hay que notar que R_s es una recta horizontal (indicando cantidades constantes de gas en solución) para presiones arriba del punto de saturación. Abajo del punto de saturación, con decrementos de presión, el líquido puede retener cada vez menos gas, por lo que se libera el gas en solución. El punto de saturación es el punto de discontinuidad (cambio abrupto de pendiente) en la curva R_s .

Los análisis pVT no siempre están disponibles en la ingeniería de yacimientos, por lo que será necesario construir aproximaciones razonables para las propiedades de interés. Es de mucha utilidad tener análisis pVT para tener una mayor exactitud.

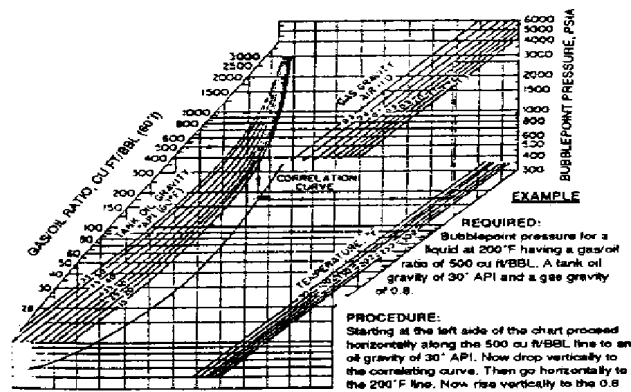
Standing observó que la presión de saturación varía con el tipo de líquido, gas, temperatura y R_s .

$$P_b = 18 \left\{ \left(\frac{R_s}{g_s} \right)^{0.83} \left(\frac{10^{0.00091T_f}}{10^{0.0125API}} \right) \right\} \tag{2.9}$$

la ecuación anterior son de muestras de aceite y gas de California y tiene los siguientes rangos.

- P_b , psia 130-7000
- T , °F 100-258
- R_s , SCF/STB 20-1425
- °API 16.5-63.8
- γ_g 0.59-0.95

estos gases no contienen nitrógeno



Note that if CO₂, H₂S, and/or N₂ are present, then the predicted bubblepoint pressure will be low by approximately:

Nonhydrocarbon	Mole % present in the gas	Predicted Low by:
CO ₂	x	x/2 %
H ₂ S	y	y/2 %
N ₂	z	z %

Example: 2 mole % N₂ present in the gas will cause the chart-predicted p_b to be around 2% low.

Fig. 2.23 Gráfica de Standing

la figura anterior o la ec 2.9 pueden ser usada para determinar en forma aproximada la P_b donde la densidad del aceite en el tanque, temperatura del yacimiento, y R_s en el tiempo de descubrimiento son conocidos. Puede ser que la P_b calculada coincida con la presión

descubierta, por lo que esperaríamos que el campo tenga asociado un casquete de gas (quizás aún no encontrado). Siempre que la R_b indicada sea menor (en un 10% o más) que la presión encontrada, entonces estaríamos hablando de un fluido bajosaturado (sin casquete de gas).

La correlación de Standing fue preparada utilizando información de una separación flash a las condiciones de separación. Podemos calcular R_s de la presión de saturación a la presión atmosférica ya que arriba de la P_b la R_s es la misma por lo que la ec 2.9 ordenándola para R_s en el intervalo ($p \leq P_b$)

$$R_s = g_g \left[\left(\frac{P}{18} \right) \frac{10^{0.0125API}}{10^{0.000917f}} \right]^{1.20482}$$

Otra correlación para R_s es la de Borden y Rzasa, está restringida en la densidad del gas ya que está definido para pentanos o más ligeros en el sistema

Procedimiento de Cálculo

Lo que se hace en el laboratorio es tener la muestra a temperatura de yacimiento y a la presión de saturación, es fijar el volumen de líquido que se tiene, esto se hace con el contacto líquido – mercurio (L_c) del catetómetro a la presión de saturación, después se disminuye la presión que se desea y se habrá formado una cantidad de gas, una vez estabilizada la muestra, se sacará el gas hasta la medida del catetómetro que se fijo, manteniendo la presión, una vez llegado a la medida L_c , se contabilizará el gas que se extrajo tanto en el catetómetro como en los balones que se llevan a cromatografía y el gas que queda en la línea, todo ese gas es el gas a condiciones estándar para cada etapa de presión que se quiera, al final la suma de todos los volúmenes de gas será el gas total disuelto en el aceite y su diferencia con el gas en una etapa entre será el volumen de gas disuelto en el aceite a esa etapa de presión, después se calcula el volumen de aceite a condiciones estándar y el cociente será la R_s , a una presión mayor que la de saturación no hay más gas disuelto por lo que la R_s se mantiene constante

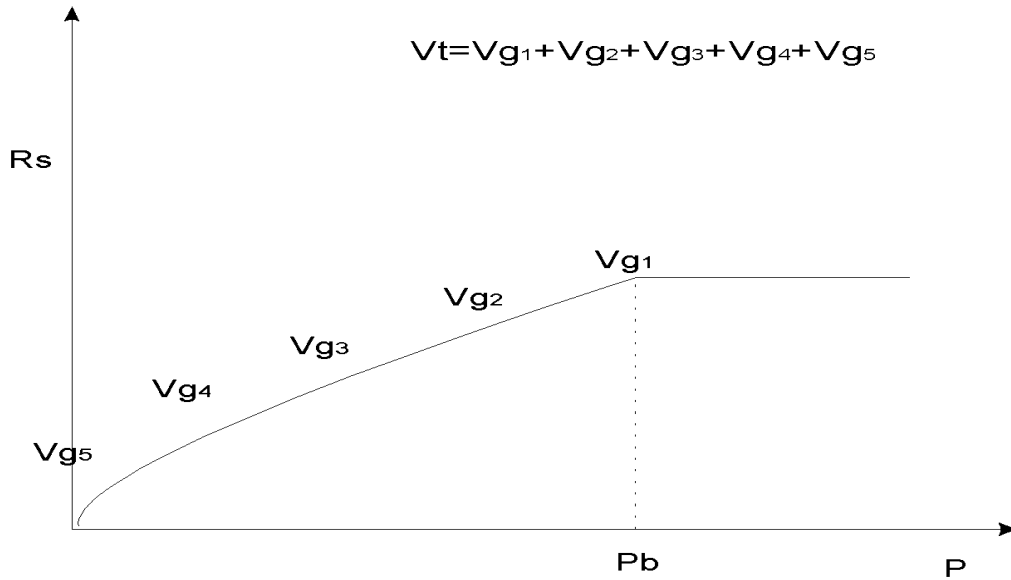


Fig. 2.24 Gráfica R_s vs P

Factor de Volumen Total²

Como se muestra en la Fig 2.25 el volumen ocupado por un barril de un tanque de almacenamiento mas su gas disuelto la presión de saturación. La Fig 2.26 muestra el volumen ocupado por la misma masa después de un incremento en el volumen de la celda ha causado una reducción en la presión. El volumen de aceite ha decrecido; sin embargo el volumen total ha aumentado.

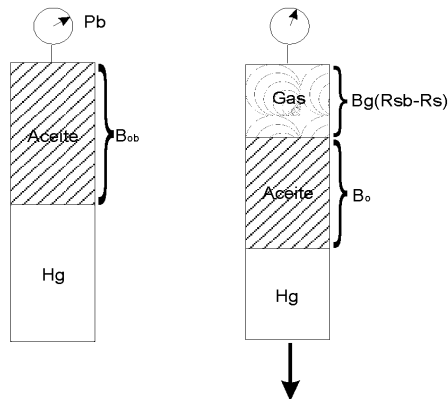


Fig. 2.25 Comportamiento de Bt

El volumen de aceite a una presión menor es B_o . La cantidad de gas involucrada es la cantidad en solución a la presión de Saturación, R_{sb} menos la cantidad remanente en solución a una presión menor, R_s . El gas involucrado es llamado *gas libre*. Este es convertido a condiciones de yacimiento por la multiplicación del factor de volumen del gas, B_g .

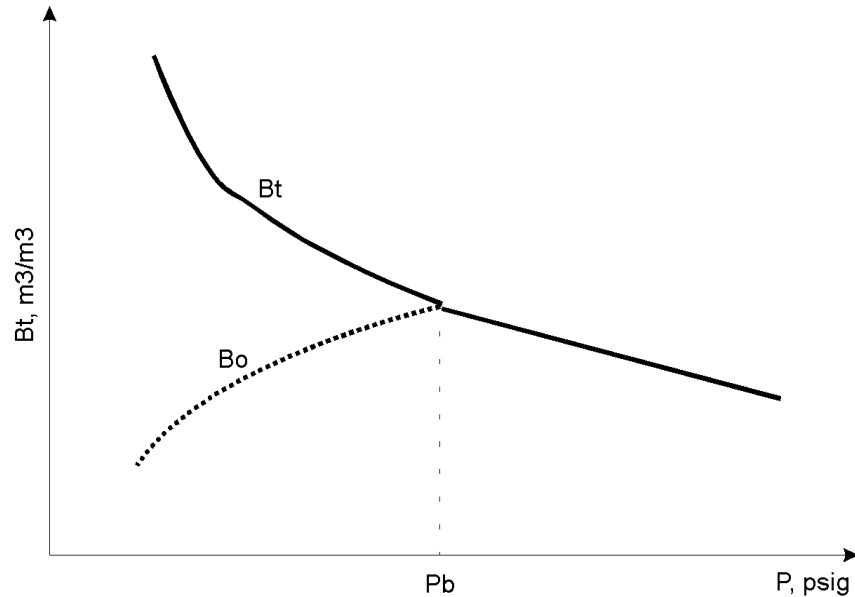


Fig. 2.26 Gráfica de B_t vs P

Este volumen es el factor de volumen total.

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s) \left[\frac{\text{m}^3_{\text{HC}} @ \text{C.Y.}}{\text{m}^3 @ \text{C.S.}} \right] \quad (2.10)$$

El factor de volumen del gas debe ser expresado en unidades de $\text{m}^3_{\text{g}} @ \text{C.Y.} / \text{m}^3_{\text{g}} @ \text{C.S.}$; y el factor de volumen total tiene unidades de $\text{m}^3_{\text{HC}} @ \text{C.Y.} / \text{m}^3_{\text{o}} @ \text{C.S.}$

La figura compara el factor de volumen total y el factor de volumen del aceite. Los dos factores son idénticos a presiones arriba de la presión de saturación ya que no hay gas liberado en el yacimiento a esas presiones.

La diferencia entre los dos factores a presiones debajo de la presión de saturación representa el volumen de gas liberado en el yacimiento. El volumen de este gas es $B_g(R_{sb} - R_s) m^3_o @ C.Y. / m^3_o @ C.S$

El factor de volumen total es también llamado *factor de volumen en dos fases*.

Procedimiento de Cálculo

Es procedimiento es mediante la ec. 2.10, ya que se conocen B_o , B_g , R_{si} y R_s se calcula el B_t que le corresponde, este parámetro no se calcula en la celda ya que como se puede ver en la Fig 2.26 el B_t aumenta conforme disminuye la presión, lo que significa que hay más gas libre por lo que para obtener esos valores de B_t se necesitaría tener una celda muy grande para poder contener esos volúmenes de gas, por lo que su obtención se vuelve impracticable.

Viscosidad³

Viscosidad de mezclas de gas

La viscosidad del gas puede ser medida en el laboratorio, pero una correlación útil es la de Carr, Kobayashi y Burrows (1954). Valores relativamente buenos pueden ser desarrollados por correlaciones publicadas. Donde un gas contenga una cantidad excesivamente alta de componentes no hidrocarburos, la medición de laboratorio sería justificable.

Carr desarrollo la Fig 2.27 que pueden ser usadas para predecir la viscosidad del gas donde la composición es primariamente hidrocarburos.

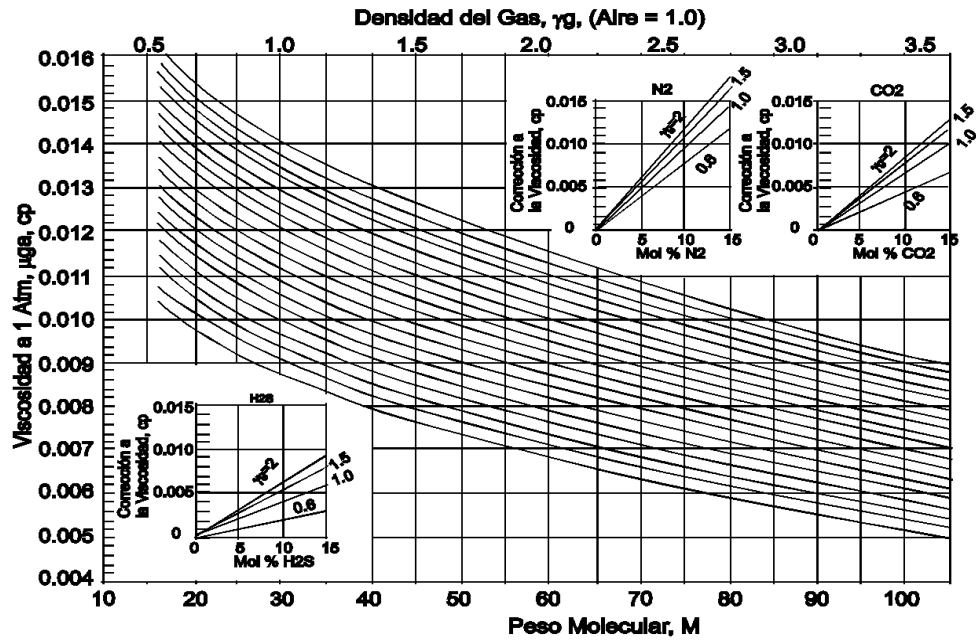


Fig. 2.27 Gráfica de Viscosidad a 1 atm

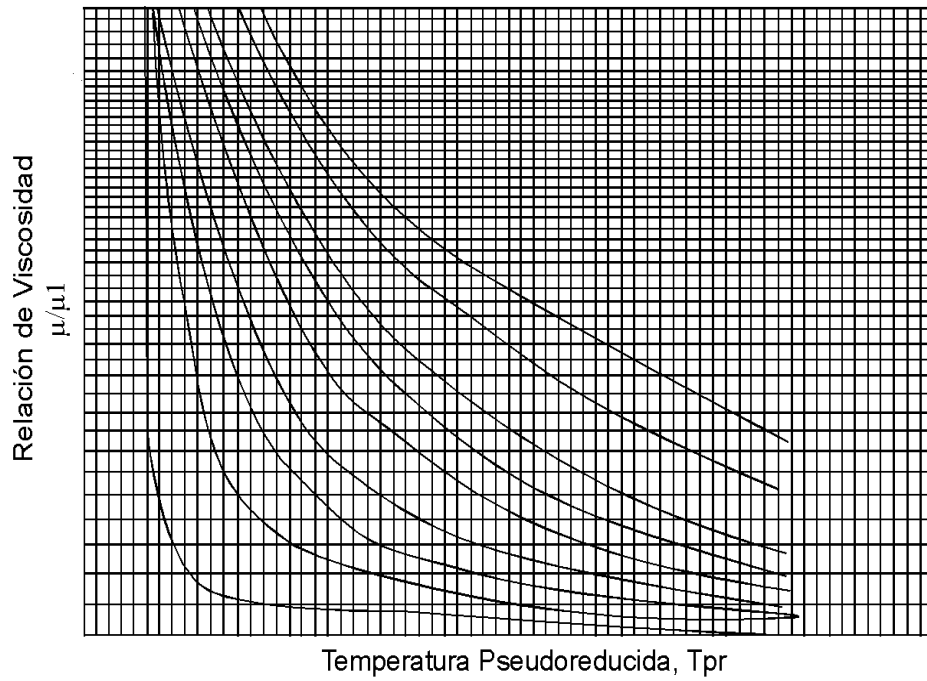


Fig. 2.28 Gráfica de Relación de Viscosidad

De la Fig 2.27¹ conociendo el peso molecular de la muestra, temperatura que se desea se obtendrá μ_1 que es la viscosidad de la muestra a una atmósfera de presión. Ahí mismo se incluye la gráfica de corrección por H₂S, N₂ y CO₂ son incluidas y deberán sumarse al valor de μ_1 que se obtenga, estos componentes no deben ser mayores de 15% de la muestra.

Una vez que se conoce μ_1 con la grafica 2.28² y conociendo las condiciones pseudoreducidas de la muestra se puede conocer la relación μ/μ_1 .

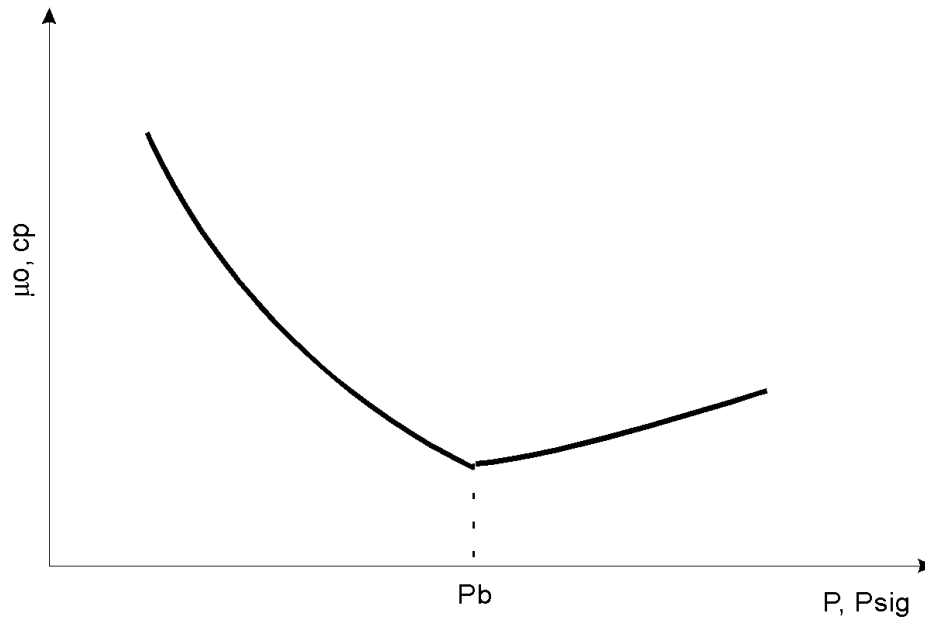
Y la multiplicación del cociente μ/μ_1 y μ_1 nos dará como la viscosidad del la muestra a las condiciones que queremos.

Viscosidad del aceite

La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran manera de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una gran viscosidad que un líquido ligero que fluye fácilmente.

La viscosidad del aceite de yacimiento, μ_o , está directamente relacionado con la densidad del aceite en el tanque, densidad del gas, gas en solución en el aceite, presión y temperatura del yacimiento. Con una amplia variedad de composiciones de aceite crudo, esperaríamos encontrar una variación grande de viscosidades con densidad parecida, relación Gas-Aceite, y temperatura de yacimiento. Y, de las propiedades físicas más importantes para el aceite necesaria en Ingeniería de Yacimientos, la viscosidad del aceite crudo tiene la correlación más pobre.

Las características típicas de viscosidad del aceite crudo son graficadas en la Fig 2.29

Fig. 2.29 Gráfica de μ_o vs P

Esta gráfica está a la temperatura de yacimiento. Hay que notar que la viscosidad del aceite muerto (gas libre a la presión atmosférica) es mucho mayor que la viscosidad del aceite a las condiciones del yacimiento.

Presiones arriba del punto de saturación representan un aumento en el gas disuelto en el crudo, causando una disminución en la viscosidad, el gas en solución aparentemente tiene un efecto de un “lubricante” y reduce la resistencia interna de los líquidos al movimiento de corte. Alternativamente, el gas en solución puede ser visto.

Así, con más gas disuelto en el aceite, la viscosidad será menor. Pero, la viscosidad mínima es obtenida a la presión de saturación.

Arriba de esta presión, con no más gas libre disponible para estar en solución, la viscosidad aumenta con el aumento de la presión como las moléculas de líquido son forzadas a estar juntas.

La correlación de Beal es bien conocida y está basada en un amplio número de muestras de aceite la Fig 2.30 muestra la correlación

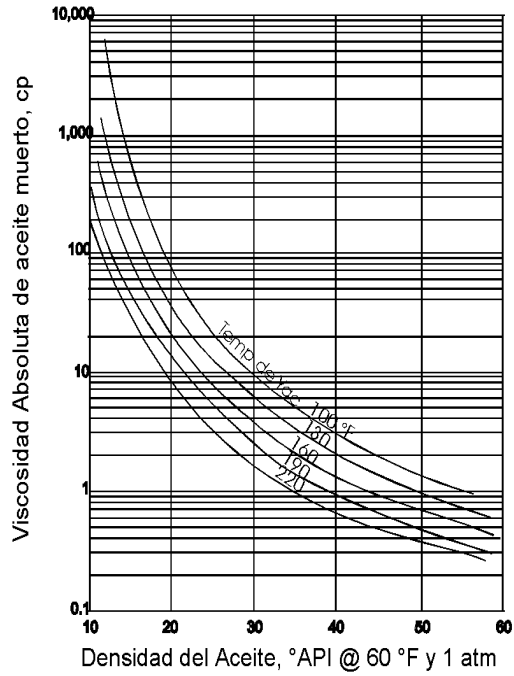


Fig. 2.30 Viscosidad del Aceite sin Gas en Solución

Con este valor y el valor del gas en solución, la viscosidad de aceite en el aceite se lee directamente de la siguiente Fig 2.31.

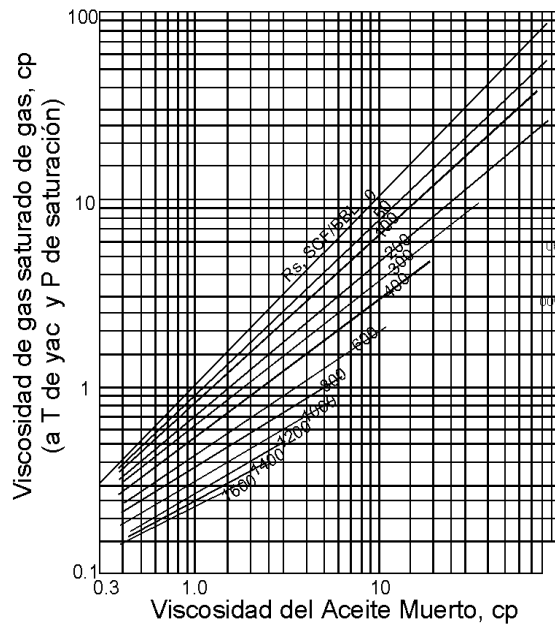


Fig. 2.31 Viscosidad de Aceites Saturados a Condiciones de Presión y Temperatura

Procedimiento para el Cálculo de la viscosidad en el laboratorio.

El procedimiento para el cálculo de la viscosidad en el laboratorio se puede hacer por dos diferentes procedimientos que son:

Viscosímetro Saybolt

Viscosímetro de Canica Rodante

Viscosímetro Saybolt.

Este Viscosímetro calcula la viscosidad del aceite residual que ha salido del análisis de una muestra y que ya no contiene gas, En este procedimiento se necesitan como 100 cm³ del aceite residual a analizar. En la parte superior del aparato tiene un recipiente donde se pone la muestra, tiene dos termómetros en la parte superior; uno para seleccionar la temperatura deseada y el otro para verificar la que tiene.

Cuando estos dos termómetros coinciden en la temperatura, se espera un tiempo para estabilización de la muestra (es importante que el recipiente que contiene la muestra este completamente lleno, ya que la viscosidad puede variar debido a la densidad)

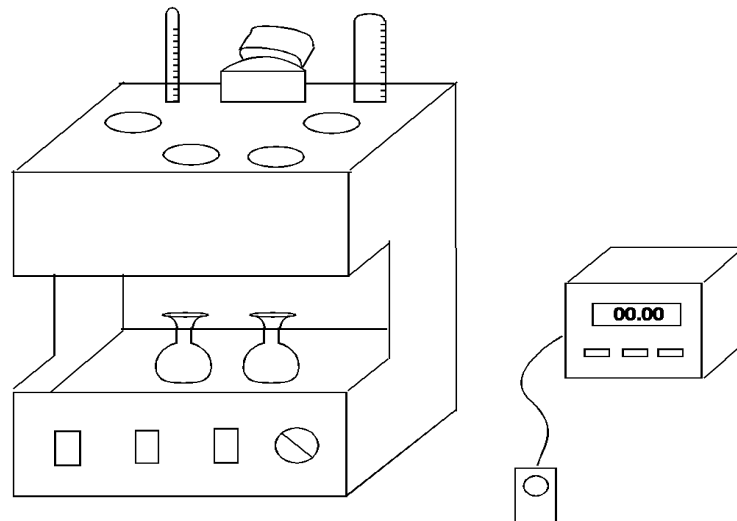


Fig. 2.32 Viscosímetro Saybolt

La viscosidad estará en función del tiempo que tarda el fluido en llenar una copa aforado PYREX a este tiempo tiene unidades de Segundo Saybolt Universal (SSU).

Para la primera medición se realiza a temperatura ambiente (aproximadamente 20 °C), por lo que se quitará el tapón para que la muestra pueda fluir y se tomará el tiempo que tarde en llenar la copa aforado que contiene 60 cm³, tomada este tiempo se llenará el recipiente y se calentará a la siguiente temperatura, se usará otra copa limpia para la siguiente prueba.

Este procedimiento se repite para temperatura ambiente, 30, 40 y 50 °C, no se utilizan temperaturas mayores ya que se empezaría a liberar componentes ligeros a temperaturas mayores a 50 °C.

Una vez tomados los tiempos a diferentes temperaturas, se utiliza el siguiente procedimiento para obtener la viscosidad del aceite residual

Con los diferentes tiempos, aplicaremos la fórmula

$$g_{od} = 0.226 * t - \frac{195}{t}, \quad 40 < t < 100 \text{ seg}$$

$$g_{od} = 0.220 * t - \frac{135}{t}, \quad t > 100 \text{ seg}$$

Por lo que obtendremos una viscosidad cinemática por cada tiempo que tengamos.

Usaremos las gráficas ASTM Estándar Viscosity – Temperature Charts for Liquid Petroleum Product (D341) donde se graficarán los puntos obtenidos en la gráfica

Utilizar la fórmula

$$m_d = g_{od} \Big|_T * r \Big|_T$$

T=misma temperatura de medición

Viscosímetro de Canica Rodante.

Este Viscosímetro calcula la viscosidad del aceite bajosaturado desde la botella de muestra, Este método consiste en correr una canica en una celda con muestra a diferentes ángulos calculando el tiempo que tardaría en llegar la canica de un extremo a otro.

Los ángulos en que se corre la canica son 23° , 45° y 70° .

Se tienen gráficas de calibración que nos dan directamente la viscosidad para los diferentes ángulos en función de los tiempos de caída.

La Fig 2.33 siguiente muestra el aparato

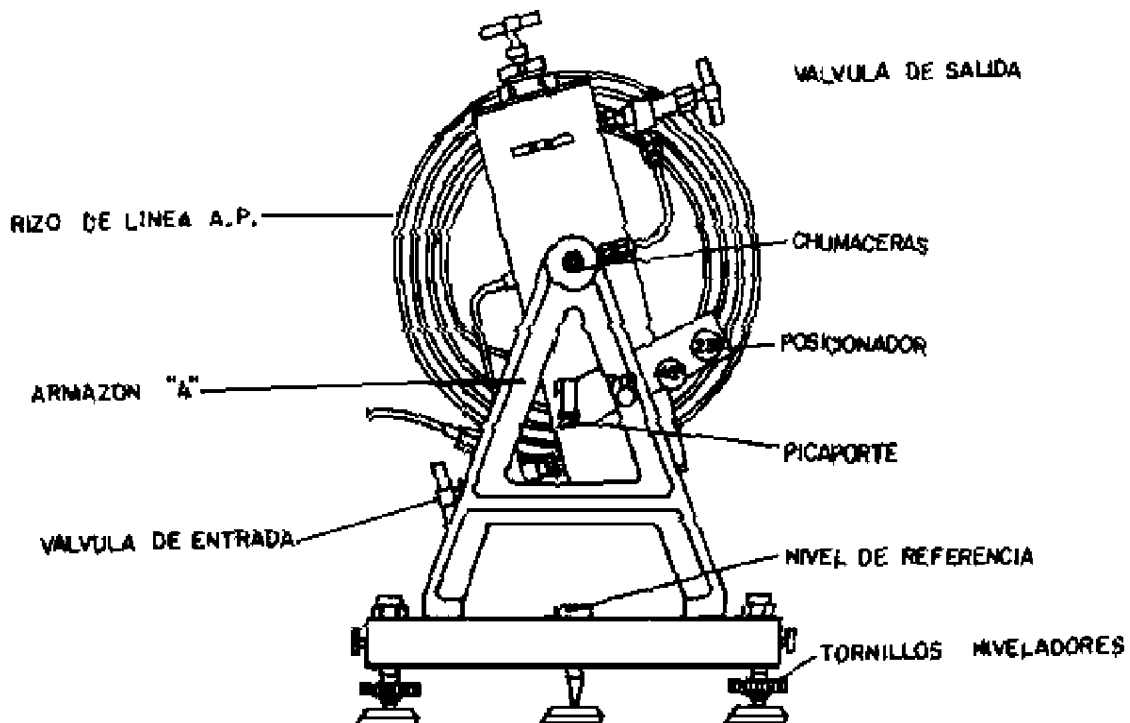


Fig. 2.33 Viscosímetro de Canica Rodante

Composición de gases a diferentes etapas de agotamiento.^{12, 2, 8}

Durante la producción de un yacimiento se presentan dos procesos de separación: Diferencial e Instantánea

Separación Instantánea (Flash.)^{12, 2, 8}

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 por la muestra (Fig 2.34)

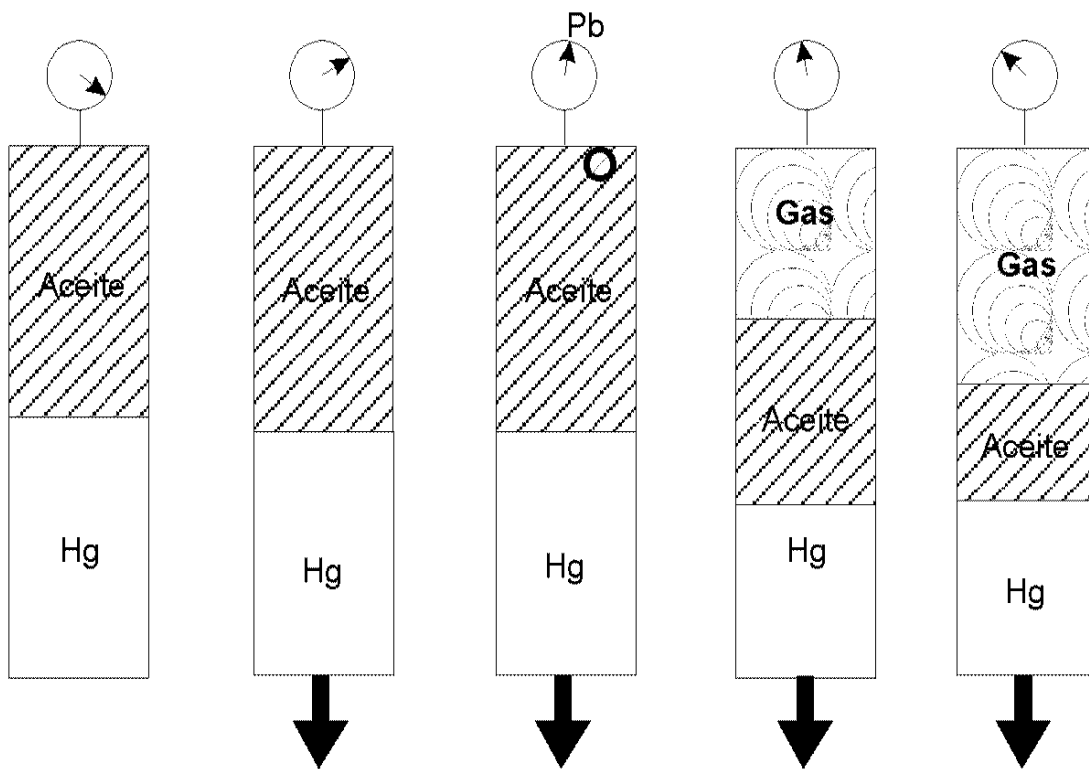


Fig. 2.34 Comportamiento Instantáneo (Flash)

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

Separación diferencial convencional. ^{12, 2, 8}

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.

Desde la presión inicial, se lleva a cabo la extracción de gas que se libera a presiones menores que la saturación, dejando como aceite residual en cada etapa de agotamiento, el gas que se extrae se guardan en unos balones de vidrio que después se llevan a cromatografía para conocer su composición, el aceite con su gas disuelto a ese valor de presión. El proceso se continúa hasta agotar totalmente el gas disuelto (Fig 2.35)

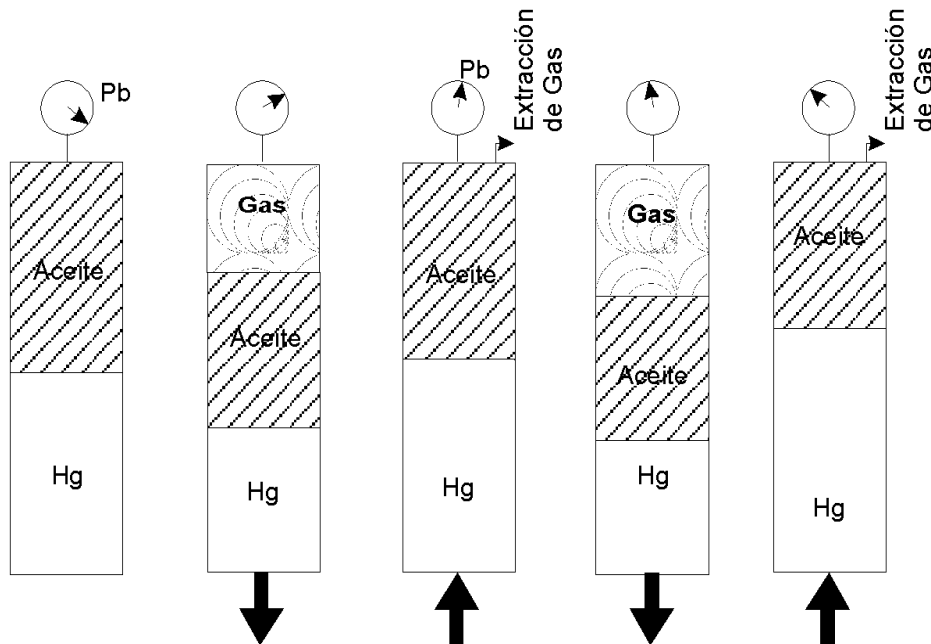


Fig. 2.35 Comportamiento Diferencial

Separación diferencial a volumen constante. ^{12, 2, 8}

Esta técnica de separación se aplica a fluidos del tipo de aceites volátiles. Consiste en 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 más un casquete gaseoso cada vez mayor (Fig 2.36)

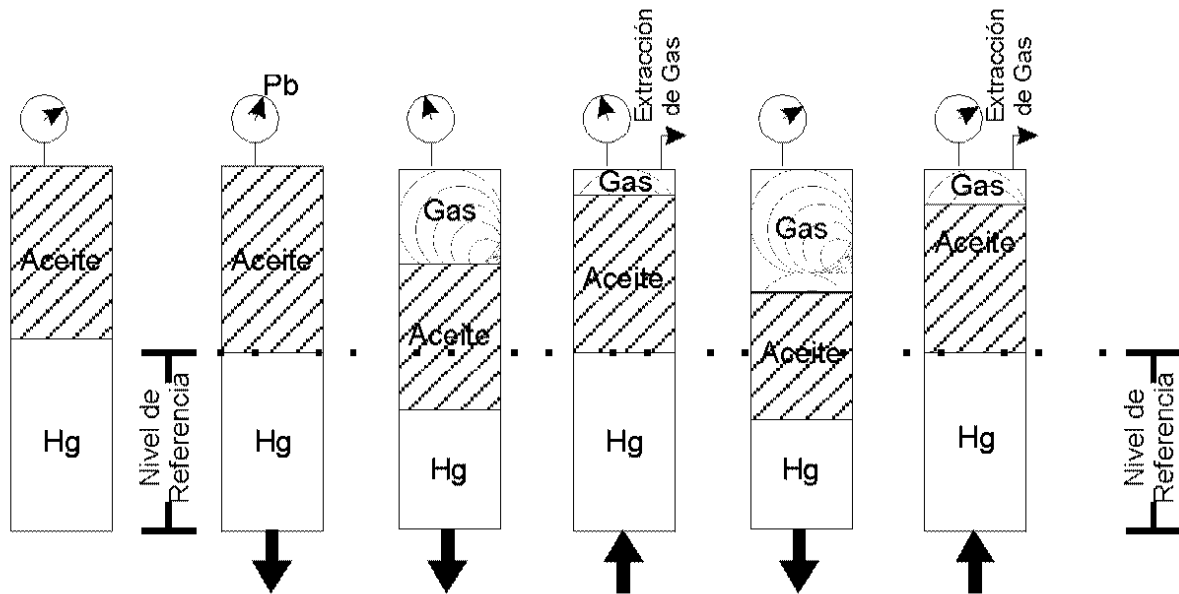


Fig. 2.36 Comportamiento Diferencial a Volumen Constante

El procedimiento es el siguiente:

Ya que se tiene la muestra representativa del fluido en la celda, la temperatura se lleva a la temperatura a la del yacimiento, y buscamos la presión de saturación. Una vez encontrado

la presión de saturación a la temperatura de yacimiento, se toma la lectura de la bomba, y esa lectura será nuestra referencia (Lr).

Después se hace un aumento en volumen en la celda, provocando una caída de presión, que puede ser un Δp de 20 (kg/cm²), según sea necesario y esto ocasionará la liberación de gas, una vez estabilizado la presión el gas que se liberó se envía directamente al destilador para obtener la composición del gas en esa etapa, el desplazamiento en volumen será hasta Lr, este procedimiento se repite a diferentes presiones hasta llegar a la presión de 50 kg/cm², los resultados que se obtienen del destilador en cuanto a composición debe coincidir con los obtenidos con cromatografía de los balones con muestra

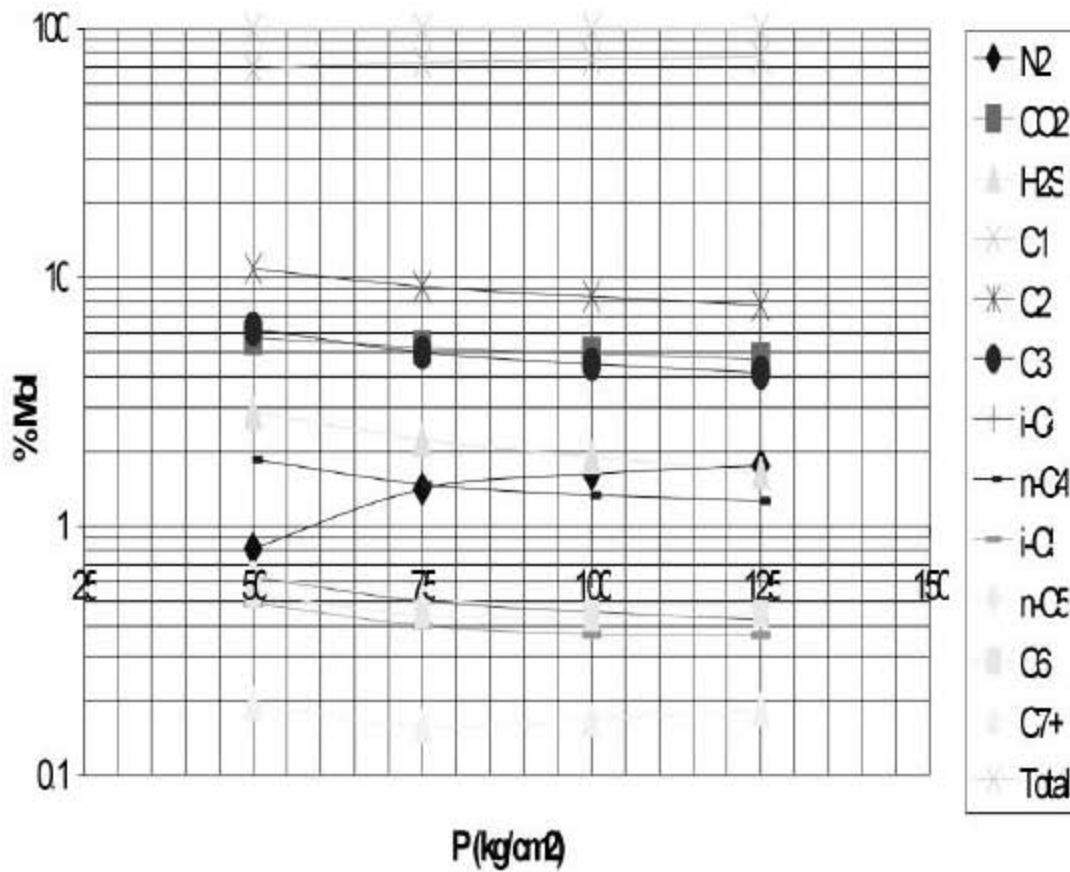


Fig. 2.37 Gráfica de % Comp vs. P

Composición del líquido en equilibrio en la última etapa de agotamiento.

Una vez que llegamos a la presión de 50 kg/cm^2 , se debe dejar solamente líquido y se desea calcular el peso molecular y densidad del líquido restante.

Garaicochea y cols¹⁴ nos explica que se puede pensar que la liberación diferencial representa de manera más cercana el proceso de liberación en el yacimiento; pero inmediatamente abajo del punto del burbujeo, mientras no hay permeabilidad a la fase gaseosa o ésta es muy pequeña, el proceso es inicialmente una liberación instantánea.

Cuando la saturación de gas en el yacimiento alcanza la saturación crítica, el gas comienza a fluir y es removido del yacimiento, presentándose una liberación diferencial. Sin embargo, gran parte del gas permanece en el yacimiento cuando la presión baja, lo que corresponde a una liberación instantánea. Entonces se puede observar que en el yacimiento el proceso comienza como una liberación instantánea, llegando a ser una combinación de liberaciones instantánea y diferencial. Conforme la presión declina, más y más gas fluye, convirtiéndose el proceso en un proceso diferencial. Cuando el gas y el aceite entran a la tubería, fluyen juntos hasta el separador. Ahí, el gas disuelto se separa del aceite, donde se considera que se tienen condiciones de equilibrio. Esta es una separación instantánea.

Simulación experimental de separación de fluidos.

En la extracción de hidrocarburos las condiciones del fluido en el yacimiento está a temperatura de yacimiento y presión del yacimiento, al llegar a la superficie es necesario estabilizar el fluido ya que cambian su condición de temperatura y presión por lo que un aceite crudo tiene una liberación de gas, esto se hace mediante el uso de separadores, los cuales lo que hacer es separar el gas que se liberó a ciertas condición de presión y temperatura del aceite, esto se hace varias veces hasta llegar a la presión y temperatura estándar, una vez que está estabilizado el fluido el gas se transporta a la petroquímica y el

crudo a la refinería, por ejemplo para un sistema de etapas de separación y después se llega a un tanque de almacenamiento como el mostrado en la Fig 2.37

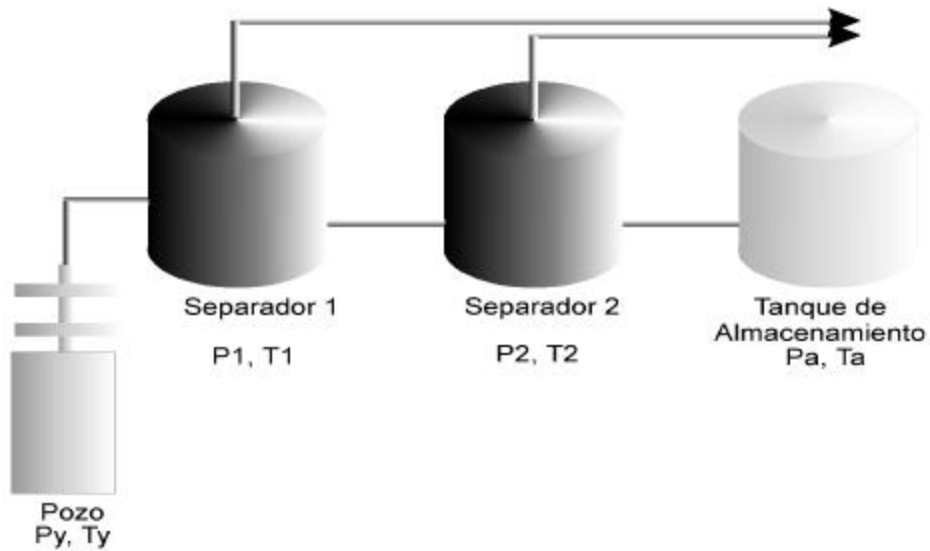


Fig. 2.38 Esquema de Separadores

En cada una de las etapas al extraer el gas del aceite cambia su composición, por lo tanto su diagrama de p vs. T , cambiará como se muestra en la Fig 2.38

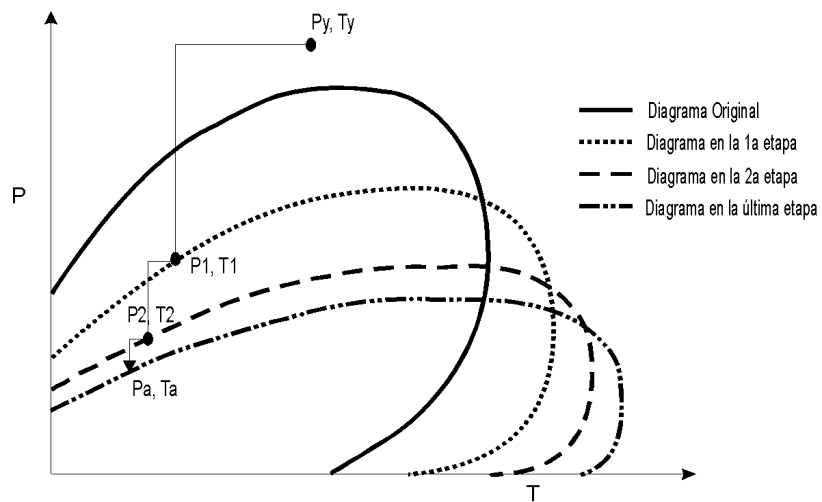


Fig. 2.39 Gráfica P vs T Para Separadores

Ecuaciones de estado.

Ley de Boyle⁹

En el siglo XVII Robert Boyle estudió cuantitativa y sistemáticamente el comportamiento de los gases. En una serie de estudios, Boyle investigó la relación presión – volumen de una muestra gaseosa usando un aparato como el que se muestra en la Fig 3.1.¹⁰

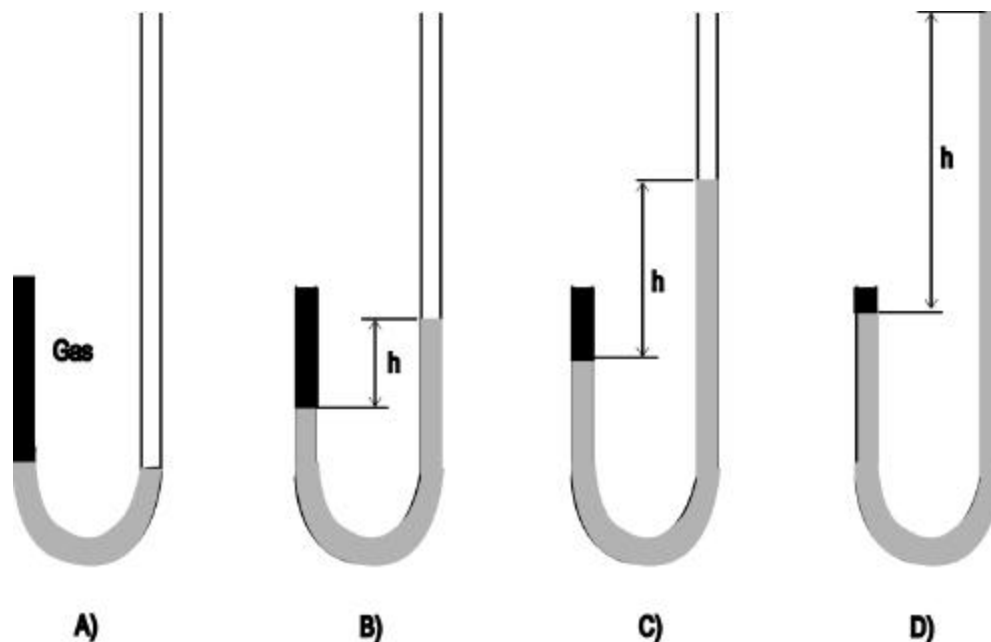


Fig. 3.1 Relación Presión - Volumen (Ley de Boyle)

- La presión ejercida sobre el gas es igual a la presión atmosférica.
- Hay un incremento en la presión debido a la adición de mercurio y resulta un desnivel en las dos columnas; ocasionando, una disminución en el volumen del gas.

Boyle notó que cuando la temperatura se mantiene constante, el volumen de una cantidad dada de gas disminuye cuando la presión total aplicada aumenta. Esta relación entre presión y volumen se muestra en forma gráfica en las figuras b), c) y d). Inversamente, si la presión aplicada disminuye, el volumen del gas aumenta.

Ley de Boyle se define como:

$$PV = k \quad (3.1)$$

La Fig 3.2⁹ muestra dos formas convencionales de expresar en forma gráfica los descubrimientos de Boyle. La Fig 5.5 a) es una gráfica de la ecuación $PV=k$.

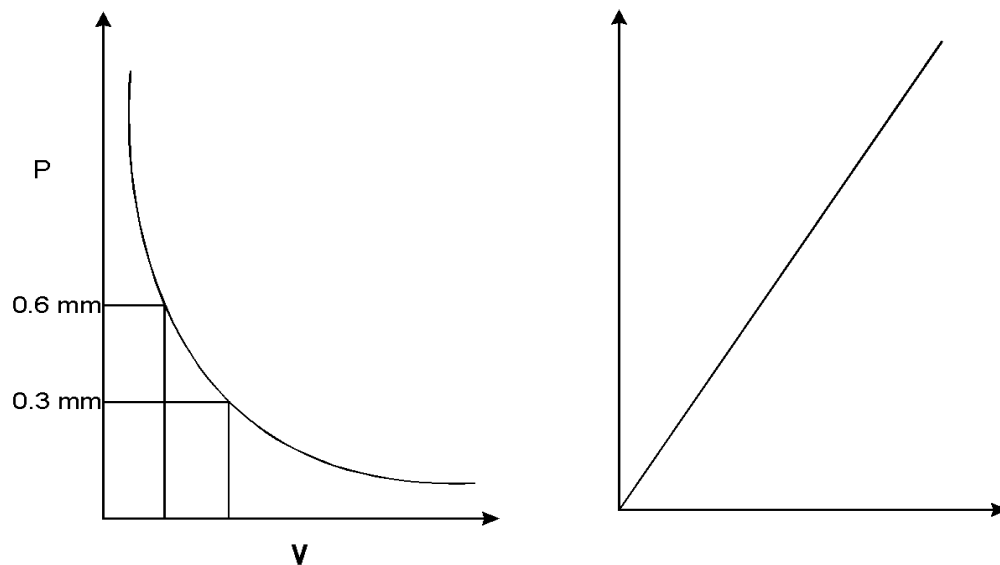


Fig. 3.2 Gráfica Presión - Volumen

Ley de Charles y Gay Lussac⁹

Los científicos Jacques Charles y Joseph Gay Lussac, fueron los primeros en investigar la relación que tiene la temperatura y el volumen manteniendo la presión constante.

Sus estudios mostraron que, a presión constante, el volumen de una muestra de un gas se expande cuando se calienta y se contrae cuando se enfría. Fig 3.3.⁹

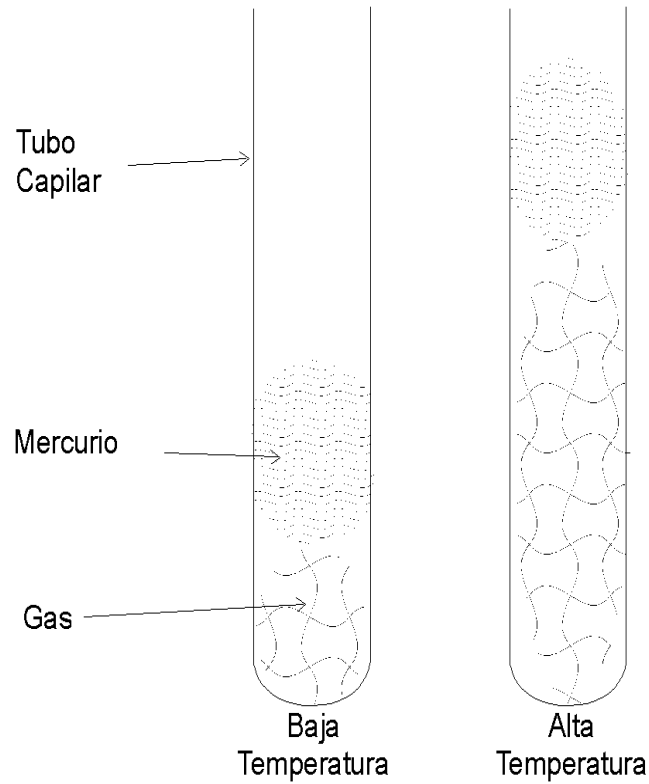


Fig. 3.3 Relación Temperatura - Volumen (Ley de Gay Lussac)

Por lo que la dependencia del volumen con la temperatura dada por

$$V \propto T$$

$$V = k_1 * T$$

$$\frac{V}{T} = k_1$$

Ley de Charles y Gay Lussac se define como:

$$V = k_1 * T \quad \text{ó} \quad \frac{V}{T} = k_1 \quad (3.2)$$

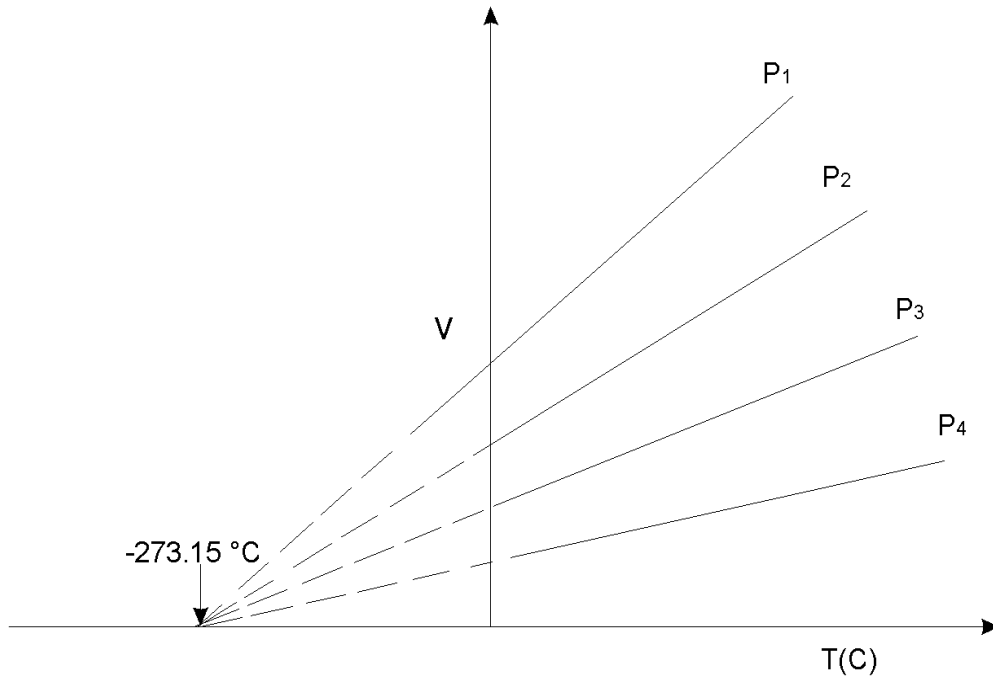


Fig. 3.4 Gráfica Temperatura - Volumen

En 1848 Lord Kelvin comprendió el significado de este comportamiento. Identificó la temperatura -273.15 °C como teóricamente la menor temperatura alcanzable, llamándola cero absoluto. Con el cero absoluto como punto de partida, él estableció una escala de temperatura absoluta, ahora llamada escala de temperatura Kelvin. Un grado Celsius es igual en magnitud a un Kelvin

La relación entre $^{\circ}\text{C}$ y K es

$$K = ^{\circ}\text{C} + 273.15$$

y con las relaciones anteriores

$$V \propto T$$

$$V = k_2 * T$$

$$\frac{V}{T} = k_2$$

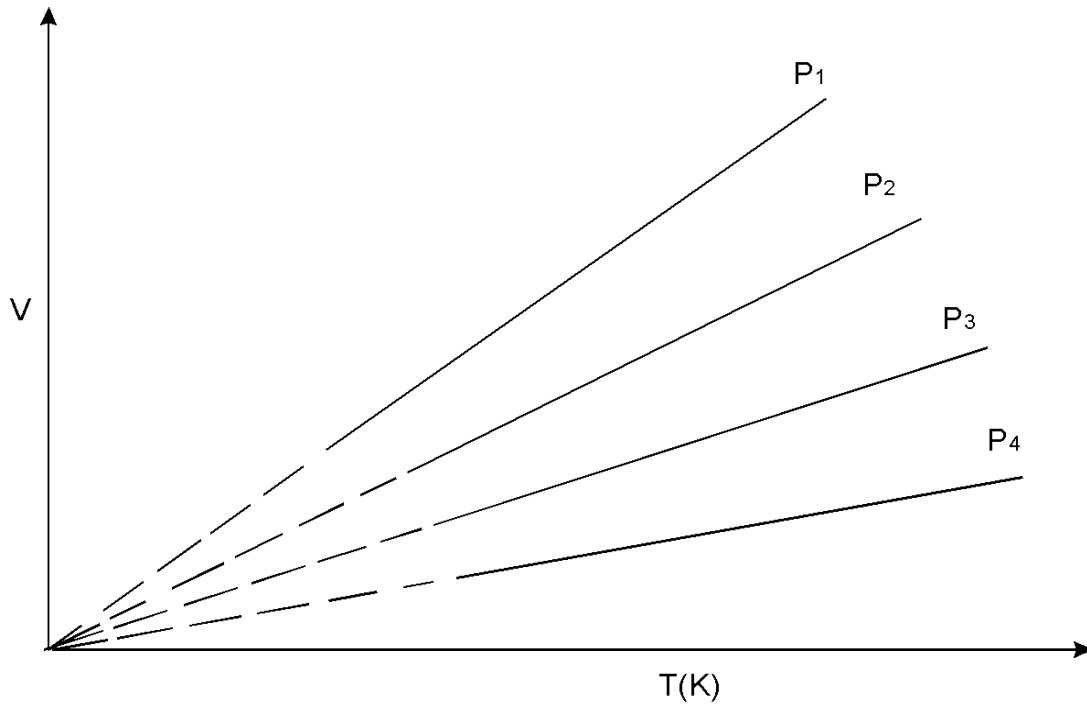


Fig. 3.5 Gráfica Temperatura - Volumen

y se puede ver que la temperatura 0 K como teóricamente la menor temperatura alcanzable

Ley de Avogadro⁹

El trabajo del científico italiano Amadeo Avogadro completó los estudios de Boyle, y de Charles y Gay Lussac. En 1811 publicó una hipótesis en la que estableció que a la misma temperatura y presión, iguales volúmenes de diferentes gases contienen el mismo número de moléculas (o átomos si el gas es monoatómico). Se infiere que el volumen de cualquier gas debe ser proporcional al número de moléculas presentes; esto es,

$$V \propto n$$

$$V = k_3 n$$

donde n representa el número de moles y k_3 la constante de proporcionalidad

Ley de Abogador se define como:

$$V \propto n \quad \text{ó} \quad V = k_3 n \quad (3.3)$$

La ecuación anterior es la expresión matemática de la ley de Abogador, la cual establece que a presión y temperatura constantes, el volumen de un gas es directamente proporcional al número de moles del gas presente.

De la ley de Abogadro se sabe que cuando dos gases reaccionan uno con otro, los volúmenes de reacción tienen una relación sencilla entre sí.

Hay 2.73×10^{23} moléculas por gramo mol de gas ideal

Gas ideal

La combinación de las leyes de Boyle, Charles y Abogadro dan la ecuación de gas ideal.

Esto lo podemos imaginar en dos pasos combinando las ecuaciones de Boyle y Charles para describir el comportamiento ideal del gas cuando la temperatura y presión cambian.

Empezamos con una cantidad de masa con un volumen V_1 a la presión P_1 y temperatura T_1 y termina con un volumen V_2 a una presión P_2 y temperatura T_2 .

El primer paso es cambiar la presión de P_1 a P_2 mientras la temperatura se mantiene constante. Esto causará un cambio de V_1 a V . Lo anterior puede ser representado con la ecuación de Boyle

$$P_1 V_1 = P_2 V ,$$

el segundo paso es cambiar la temperatura de T_1 a T_2 , a una presión constante P_2 , ocasionando un cambio de volumen de V a V_2 . lo anterior puede ser representado con la ecuación de Charles.

$$\frac{V}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} ,$$

despejando V las dos ecuaciones anteriores, e igualándolas queda

$$\frac{P_1 V_1}{P_2} = \frac{V_2 T_1}{T_2},$$

y reorganizando la ecuación queda

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2},$$

por lo que se puede ver que la relación entre p, V y T se mantiene constante por lo que la ecuación anterior se expresa como²

$$\frac{P V}{T} = R,$$

Donde la Ley de Avogadro comprueba que R es la misma para todos los gases ideales.

La ecuación anterior para n moles de gas ideal se convierte en

$$P V = n R T,$$

donde $n = m/M$

Otro método de llegar a la ecuación de gas ideal es por medio de la Teoría Cinética la cual tiene las siguientes consideraciones:¹¹

1. Las moléculas de un recipiente se encuentran en movimiento caótico sin cesar, durante el cual chocan entre sí o con las paredes del recipiente donde se encuentran.
2. El bombardeo de las paredes del recipiente origina una presión, es decir, una fuerza por unidad de área, promedio de las colisiones de las moléculas.
3. Las colisiones de las moléculas son elásticas, es decir mientras no varíe con el tiempo de la presión del gas de un recipiente, a cualquier temperatura y presión no se produce pérdida de energía por fricción.
4. La temperatura absoluta es una cantidad proporcional al promedio de la energía cinética de todas las moléculas de un sistema.
5. A presiones relativamente bajas la distancia promedio entre las moléculas es grande en comparación con sus diámetros, y de ahí que las fuerzas de atracción, que dependen de la separación molecular, se consideran despreciables.

6. Como las moléculas son pequeñas en comparación con la distancia entre ellas, su volumen se considera despreciable en relación al volumen total.

Las moléculas de un gas ideal están completamente separadas entre ellas y se mueven con una velocidad promedio, v . La velocidad molecular se incrementa conforme la temperatura del gas aumente, por esto, la temperatura es una simple medida de la velocidad o energía cinética de las moléculas.

Las moléculas del gas sufren un enorme número de colisiones con otras moléculas y con las paredes de un envase. Consecuentemente las direcciones y velocidades de las moléculas están constantemente cambiando en una manera aleatoria. La presión es un simple efecto combinado de colisiones de las moléculas con las paredes de un envase contenedor.

En esta teoría considera un cubo de lados iguales para el gas, que como resultado de las colisiones, las moléculas se mueven en dirección aleatoria, por lo que se supone en un plano tridimensional pasan $1/3$ de las moléculas por cada dirección, manteniendo una temperatura constante la velocidad que se toma es un promedio de la velocidad.

Con las consideraciones anteriores se llega a que

$$PV = \frac{2}{3} Cn'T$$

por lo que se puede observar que

$$PV = cte$$

que es la ecuación de Boyle

Si la presión "p" y el número de moléculas n' se mantienen constante

$$\frac{V}{T} = cte$$

que es la ecuación de Charles

Y finalmente, una expresión igual a la ley de Abogadro puede ser deducida de esta teoría. Considerándose dos gases ideales A y B con moléculas de diferentes pesos llegando a la conclusión de que $n'_A = n'_B$.

Fugacidad ¹³

La fugacidad, frecuentemente se representa por el símbolo f , tiene unidades de presión. Se define con la siguiente relación:

$$(d\mathbf{m} = RTdLn f_i)_{T,n} \quad i = 1, \dots, c \quad (3.4)$$

Otra relación necesaria para completar la definición de fugacidad es

$$\lim_{P \rightarrow 0} \frac{f_i}{x_i P} = 1$$

donde x_i es la fracción mole y f_i es la fugacidad del componente i en la mezcla. La relación anterior se le llama coeficiente de fugacidad.

El coeficiente de fugacidad, ϕ_i , se define como la relación de la fugacidad con la presión de cada componente en cualquier fase a presión, temperatura y volumen por la siguiente ecuación.

$$Ln(\mathbf{f}_i) = \frac{1}{RT} \int_V^{\infty} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial n_i} \right)_{T,V,n_{j \neq i}} - \frac{RT}{V} \right] dV - Ln(Z) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (3.5)$$

El coeficiente de fugacidad puede ser determinado por ayuda de una ecuación que relacione la presión, temperatura, volumen y composición, esto es, la ecuación de estado.

En general, cualquier ecuación de estado puede proveer datos volumétricos confiables en el rango de la integral de la ecuación anterior, puede usarse para describir el comportamiento del fluido. Muchos tipos de ecuación de estado han sido ampliamente utilizadas para fluidos de yacimientos petroleros.

La ecuación más simple es la semi-empírica de van der Waals con dos o tres parámetros. Desde 1873, cuando van der Waals mejoro la ecuación de gas ideal adicionando parámetros que representan las fuerzas de atracción y repulsión intermolecular. Hay otras ecuaciones, la de Benedict-Webb-Rubin, que es una extensión empírica de la ecuación virial, puede ser aplicada para la fase líquida como gaseosa.

Las ecuaciones de estado son desarrolladas básicamente para componentes puros, pero se aplican a sistemas multicomponentes empleando algunas reglas de mezclado para determinar sus parámetros para mezclas. Las reglas de mezclado son considerado para describir las fuerzas que prevalecen entre las moléculas de diferentes sustancias formadas formando la mezcla.

Reglas simples de mezclado, como aquellas que asumen los componentes estas distribuidos aleatoriamente dentro de la mezcla, son adecuadas para describir mezclas de hidrocarburos reglas mas complejas, sin embargo, son requeridas para representar la interacción entre los componentes hidrocarburos y asimétricos como el agua, que está presente en el yacimiento, o metanol que es algunas veces agregado al fluido del yacimiento como hidrato inhibitor.

Ecuación de Estado Virial y sus modificaciones. ¹⁵

La ecuación virial está basada en teorías de mecanismos estadísticos, y pueden ser expresados como una serie infinita del volumen molar (densidad molar), o presión

$$Z = 1 + \frac{B}{v} + \frac{C}{v^2} + \frac{D}{v^3} + \dots$$

$$Z = 1 + B r_M + C r_M^2 + D r_M^3 + \dots$$

o

$$Z = 1 + B' P + C' P^2 + D' P^3 + \dots$$

donde Z es el factor de compresibilidad, v y ρ son el volumen molar y densidad molar, respectivamente, y p es la presión. B , C , D , etc., son llamados segundo, tercero, cuarto, y así para los demás. Son los coeficientes viriales, y dependen solamente de la temperatura de cada componente.

El coeficiente B considera la interacción entre dos moléculas, mientras C se utiliza para tres moléculas y así para los demás valores. Conforme el fluido llega a ser más denso, el término mayor llega a ser más significativo y no puede ser ignorado. La ecuación reducida para $Z=1$, esto es la ecuación de gas ideal, cuando la presión se aproxima a cero.

Muchos estudios teóricos y experimentales para determinar los coeficientes viriales, en el mayor de los casos el segundo coeficiente virial, han sido desarrollados. El alto grado de coeficientes son difíciles para determinar, la ecuación puede ser aplicada solamente para la fase de vapor. Esto es, estudio sencillos, donde una simple ecuación de estado describe el comportamiento de la fase líquida y gaseosa.

Ecuación de estado cúbica¹⁵

van der Waals mejoró la ecuación de gas ideal, ya que consideró las fuerzas de atracción y repulsión intermoleculares, e introdujo su muy conocida ecuación en 1873.

$$\left(P + \frac{a}{v^2} \right) (v - b) = RT$$

donde a/v^2 y b representan los términos de atracción y repulsión respectivamente, y v es el volumen molar.

Cuando la presión tiende a infinito, el volumen molar llega a ser igual a b . De aquí, b es considerado como un volumen aparente de las moléculas llamado co-volumen. Este valor será siempre menor que el volumen molar.

La ecuación anterior en términos del volumen o factor de compresibilidad toma la forma cúbica como sigue:

$$v^3 - \left(b - \frac{RT}{P}\right)v^2 + \left(\frac{a}{P}\right)v - \frac{ab}{P} = 0$$

o

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + AZ - AB = 0$$

donde los parámetros adimensionales A y B se definen como:

$$A \equiv \frac{aP}{(RT)^2} \qquad B \equiv \frac{bP}{RT},$$

la ecuación de estado de van der Waals frecuentemente está referida a una ecuación cúbica de estado. El comportamiento típico volumétrico de la ecuación de van der Waals se muestra en la siguiente Fig 3.6.

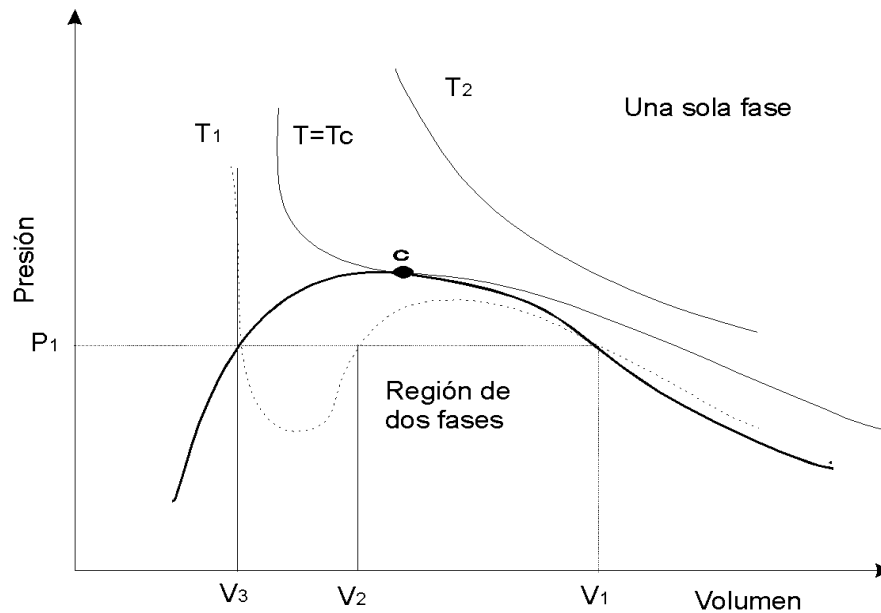


Fig. 3.6 Gráfica Presión - Volumen

para una sustancia pura a temperaturas debajo de la temperatura crítica, T_1 , la ecuación cúbica da tres raíces reales para v (o Z) a la presión P_1 , como se ve en la Fig 3.6 anterior. El valor mas alto, v_1 corresponde a la del gas, mientras la menor, v_3 corresponde a la del líquido, el valor intermedio no se toma.

Lo valores obtenidos dentro de la región de dos fases indican que los límites de la presión en el que el fluido puede comprimirse o expandirse mientras permanece en una sola fase. A temperaturas mayores (T_2) de la temperatura crítica la ecuación dará una raíz real

Para la isoterma crítica, el punto de inflexión horizontal existe en el punto crítico

$$\left(\frac{\partial P}{\partial v}\right)_{T=T_c} = \left(\frac{\partial^2 P}{\partial v^2}\right)_{T=T_c} = 0$$

aplicando este concepto en la ecuación de van der Waals, losvalores de “a” y “b” son:

$$a = \frac{9}{8} RT_c v_c = \frac{27}{64} \left(\frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \qquad b = \frac{1}{3} v_c = \frac{1}{8} \left(\frac{RT_c}{P_c} \right)$$

la ecuación de estado de van der Waals da un factor de compresibilidad crítico de 0.375 para todos los componentes, mientras unos cuantos componentes, unos cuantos gases, tienen Z_c mayor que 0.3

la ecuación de van der Waals, el modelo no tiene tanta exactitud en el comportamiento de fluidos pesados particularmente en mezclas compleja. Numerosas modificaciones han sido hechas para mejorar su capacidad de modificar los términos de atracción y repulsión. Los dos parámetros “a” y “b” en la ecuación original pueden ser determinados simplemente de las condiciones límite al punto crítico, mientras las versiones modificadas, utilizan datos experimentales de fluidos puros para determinar estos parámetros.

Modelos de fluidos de esferas rígidas han sido seleccionados para describir las fuerzas de repulsión. La ecuación propuesta por Carnahan y Starling ha sido utilizada ampliamente para desarrollar nuevas formas.

Aunque van der Waals consideró que su representación de fuerzas de repulsión, b , requiere mayor mejora que en el término de atracción, en la práctica la modificación ha sido más remunerada. La expresión general puede ser expresada como sigue:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2 + uv - w^2}$$

en una forma de ecuación de dos parámetros “ u ” y “ w ” están relacionadas con b , mientras que en una ecuación de tres parámetros de “ u ” y “ w ” está relacionado con “ b ”, y/o “ c ” relacionado a “ a ”. Con un cuarto parámetro “ u ” y “ w ” está relacionado con “ b ” y/o “ c ” y un cuarto parámetro “ d ”.

La ecuación general en términos del factor de compresibilidad es

$$Z^3 - (1 + B - U)Z^2 + (A - BU - U - W^2)Z - (AB - BW^2 - W^2) = 0$$

donde los parámetros A , B , U y W están expresados como:

$$A \equiv \frac{aP}{(RT)^2}$$

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

$$U \equiv \frac{uP}{RT}$$

$$W \equiv \frac{wP}{RT}$$

la ecuación de estado con dos parámetros son las mas utilizadas, donde los parámetros están expresados por

$$a = \Omega_a \left(\frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right) \qquad b = \Omega_b \left(\frac{RT_c}{P_c} \right)$$

hay que notar que la expresión de los parámetros en la ecuación modificada son similares a los de van der Waals.

la ecuación de la coeficiente de fugacidad queda como:

$$\ln \mathbf{f} = (Z - 1) - \ln(Z - B) + \frac{A}{\sqrt{U^2 + 4W^2}} \ln \left(\frac{2Z + U - \sqrt{U^2 + 4W^2}}{2Z + U + \sqrt{U^2 + 4W^2}} \right)$$

El principal característica de la ecuación original de van der Waals, que ha resultado en un éxito de la ecuación modificada, no es la revisión del término de atracción, pero lo trata como un parámetro dependiente de la temperatura

$$a = a_c \alpha$$

donde α expresa la dependencia del parámetro, a , a la temperatura y a_c depende solamente de las propiedades críticas del componente

$$a_c = \Omega_{ac} \left(\frac{R^2 T_c^2}{P_c} \right)$$

con excepción de Redlich y Kwong quien originalmente propusieron la dependencia de $\alpha = T_r^{-0.5}$.

Ecuación de estado con dos parámetros¹⁵

Ecuación de Estado de Soave-Redlich y Kwong^{15, 24}

Redlich y Kwong modificaron el término de atracción de van der Waals como

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{T_r^{0.5}v(v+b)}$$

los valores de Ω_a y Ω_b se consideran constantes determinados en

$$\Omega_a = 0.42747$$

$$\Omega_b = 0.08664$$

Ecuación de Estado de Soave – Redlich – Kwong¹⁵

Soave reemplazó la dependencia de la temperatura del término de atracción en Redlich y Kwong en $T_r^{-0.5}$, por la expresión general de α :

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a_c \alpha}{v(v+b)}$$

donde

$$a_c = 0.42747 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}$$

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

y

$$\alpha = [1 + m(1 - T_r^{0.5})]^2$$

La función α fue seleccionada, y m fue correlacionado con el factor acentrico con ecuaciones de fugacidad de fases de líquido y vapor saturado a $T_r=0.7$.

$$m = 0.480 + 1.574w - 0.176w^2$$

Soave sugirió dividir el valor de m determinado para mejorar los resultados

Graboski y Daubert usaron los datos API de presión de vapor y modificaron la ecuación anterior para mejorar la predicción de presión de vapor de componentes puros

$$m = 0.48508 + 1.55171w - 0.15613w^2$$

Soave – Redlich – Kwong en terminos del factor de compresibilidad, Z , toma la siguiente forma:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0$$

donde A y B son los mismos que las anteriores.

Soave – Redlich – Kwong se obtiene de la ecuación general sustituyendo $u=b$ y $w=0$

Ecuación de Estado de Peng-Robinson^{15, 25}

Peng y Robinson modificación el término de atracción principalmente para mejorar la densidad del líquido en comparación con Soave – Redlich – Kwong.

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a_c \mathbf{a}}{v(v+b) + b(v-b)}$$

donde

$$a_c = 0.457235 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \qquad b = 0.077796 \frac{RT_c}{P_c}$$

usaron una forma similar de a propuesta por Soave, pero los datos de presión de vapor del punto de ebullición al punto crítico, y m queda como

$$m = 0.37464 + 1.5422w - 0.2699w^2$$

la correlación mas tarde fue modificada para mejorar la predicción para componentes pesados

$$m = 0.3796 + 1.485w - 0.1644w^2 + 0.01667w^3$$

Peng-Robinson en términos del factor de compresibilidad tiene la siguiente forma

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

Peng-Robinson se obtiene sustituyendo los valores $u = 2b$ y $w = b$ en la ecuación general

Ecuación de estado con tres parámetros¹⁵

Una ecuación de estado con dos parámetros predice el mismo factor de compresibilidad, Z_c , para todas las sustancias, $Z_c=0.307$ para Peng-Robinson y $Z_c=0.333$ para Soave – Redlich – Kwong, mientras Z_c varía dentro del rango de 0.2 a 0.3 para hidrocarburos. Aunque la inexactitud de la predicción del volumen en el punto crítico, no necesariamente lleva valores inestables a todas las condiciones, esto demuestra la inflexibilidad de las ecuaciones de estado con dos parámetros para combinar la presión de vapor y volumen. El incluir el tercer parámetro disminuye esta limitación. El tercer parámetro es generalmente determinado por datos volumétricos.

Ecuación de Estado de Schmidt-Wenzel¹⁵

La Fig 4.3 muestra la desviación de la densidad del líquido a $T_r=0.7$ que se predijo con Soave – Redlich – Kwong y Peng-Robinson para un número de sustancias puras. Hay que notar que Soave – Redlich – Kwong es más confiable para sustancias para valores pequeños de factor acentrico, mientras que Peng-Robinson da valores confiables para factor acentrico

cercanos a 1/3. basados en lo anterior, Schmidt y Wenzel introdujeron el factor acéntrico como el tercer parámetro en el término de atracción como

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a_c a}{v^2 + (1+3w)bv - 3wb^2}$$

sustituyendo valores de factor acéntrico entre cero y 1/3 en la ecuación de estado de Schmidt y Wenzel se reducirá a la ecuación de Soave – Redlich – Kwong y Peng-Robinson respectivamente, donde estas ecuaciones predeciran una densidad del líquido confiable, la ecuación de estado de Schmidt y Wenzel puede considerarse en forma general la ecuación de Soave – Redlich – Kwong y Peng-Robinson

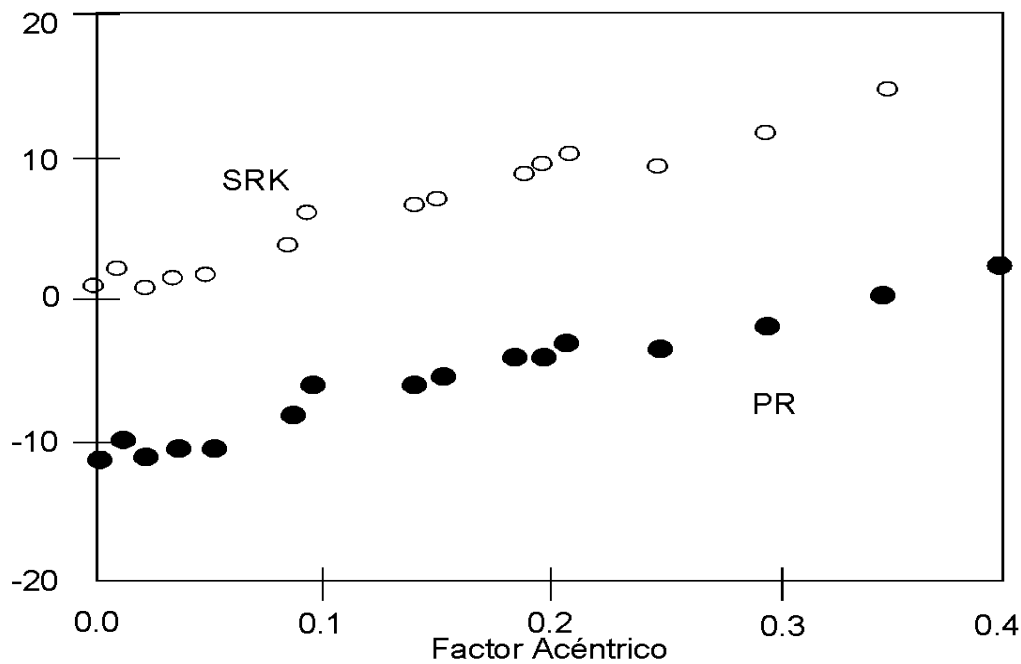


Fig. 3.7 Factor Acéntrico

Los autores usaron las condiciones frontera en el punto crítico para determinar a_c , y b como

$$a_c = \Omega_{ac} \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \qquad b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c}$$

donde

$$\Omega_{ac} = [1 - \mathbf{h}(1 - q)]^3 \qquad \Omega_b = \mathbf{h}q$$

donde η es el factor de compresibilidad crítica y es relacionada con el parámetro q

$$\mathbf{h} = \frac{1}{3(1 + q\mathbf{w})}$$

y q , se define como b/v_c , es el valor positivo mas pequeño de la siguiente ecuación

$$(6\mathbf{w} + 1)q^3 + 3q^2 + 3q - 1 = 0$$

con un valor aproximado de

$$q = 0.25989 - 0.0217\mathbf{w} + 0.00375\mathbf{w}^2$$

Schmidt y Wenzel selecciono α por Soave, pero correlaciono m con el factor acentrico y la temperatura reducida para datos de presión de vapor para componentes puros.

$$m \equiv m_1 = m_0 + 0.01429(5T_r - 3m_0 - 1)^2 \quad \text{para } \mathbf{w} \leq 0.4$$

$$m \equiv m_2 = m_0 + 0.71(T_r - 0.779)^2 \quad \text{para } \mathbf{w} \geq 0.55$$

donde,

$$m_0 = 0.465 + 1.347\mathbf{w} - 0.528\mathbf{w}^2 \quad \text{para } \mathbf{w} \leq 0.3671$$

$$m_0 = 0.5361 + 0.9593\mathbf{w} \quad \text{para } \mathbf{w} > 0.3671$$

y para valores de $0.1 < \mathbf{w} < 0.55$

$$m = \left[\frac{0.55 - \mathbf{w}}{0.15} \right] m_1 + \left[\frac{\mathbf{w} - 0.4}{0.5} \right] m_2$$

para componentes supercríticos

$$\mathbf{a} = 1 - (0.4774 + 1.328\mathbf{w}) \ln(T_r)$$

que se haya incluido a ω en la ecuación de estado como tercer parámetro ha resultado en el cálculo de la compresibilidad crítica, dependiendo del factor acentrico. Los valores obtenidos son 15% mas altos que valores reales.

Sustituyendo $u=(1+3\omega)b$ y $w^2=3\omega b^2$ en la ecuación general, se obtendrá la ecuación de Schmidt y Wenzel.

Ecuación de estado de Patel-Teja¹⁵

Patel-Teja modificó el término de atracción incluyendo un tercer parámetro más flexible, c

$$P = \frac{RT}{v-b} + \frac{a_c \mathbf{a}}{v(v+b) + c(v-b)}$$

donde c se define como

$$c = \Omega_c \frac{RT_c}{P_c}$$

y

$$\Omega_c = 1 - 3\mathbf{h}$$

η es el factor de compresibilidad crítico ajustado, determinado por la predicción y medida de densidades de líquido saturado

$$\mathbf{h} = 0.329032 - 0.076799\mathbf{w} + 0.0211947\mathbf{w}^2$$

Los autores encontraron que el uso del factor de compresibilidad crítico real resultará en pérdida de exactitud en la densidad,

Aplicando las condiciones en el punto crítico, los coeficientes

$$\Omega_b^3 + (2 - 3\mathbf{h})\Omega_b^2 + 3\mathbf{h}^2\Omega_b - \mathbf{h}^3 = 0$$

Ω_b es tomada como la raíz positiva mas pequeña de la ecuación anterior, y un valor aproximado es de

$$\Omega_b = 0.32429h - 0.022005$$

y

$$\Omega_{ac} = 3h^2 + 3(1 - 2h)\Omega_b + \Omega_b^2 + (1 - 3h)$$

la ecuación de estado Patel – Teja se reduce a la de Peng-Robinson o Soave – Redlich – Kwong sustituyendo el valor de $\eta=0.307$ o $\eta=0.333$, respectivamente. Hay que notar que estos valores predecidos en las dos ecuaciones el factor de compresibilidad crítico para todas las sustancias. Sin embargo, Patel – Teja puede considerar la forma general de Soave – Redlich – Kwong y Peng-Robinson que los reducirá a un valor constante de factor de compresibilidad.

La dependencia de la temperatura es función de término de atracción en Patel – Teja es similar al propuesto por Soave. Los autores determinaron m , usando valores de la presión de vapor de sustancias puras, y correlacionada con el factor acentrico de la siguiente forma

$$m = 0.452413 + 1.30982w - 0.295937w^2$$

sustituyendo $u=b+c$ y $w^2=cb$ en la ecuación general se reducirá a la de Patel – Teja.

Valderrama y Cesternas y después Valderrama modificaron el factor de compresibilidad, Z_c , que usa Patel – Teja a

$$\Omega_{ac} = 0.66121 - 0.76105Z_c$$

$$\Omega_b = 0.02207 + 0.20868Z_c$$

$$\Omega_c = 0.57765 - 1.87080Z_c$$

$$m = 0.46283 + 3.58230wZ_c + 8.19417(wZ_c)^2 \quad \text{para } T_r < 1$$

$$m=0 \quad \text{para } T_r > 1$$

las correlaciones anteriores fueron desarrolladas por datos predecidos y experimentales sin restricciones en las condiciones criticas. Esto aparenta ser un paso en ignorar el

comportamiento actual de un fluido puro en favor de mejorar en los valores de la ecuación de estado.

Reglas de Mezclado¹⁵

Las ecuaciones de estados son aplicadas a sistemas multicomponentes empleando reglas de mezclado para determinar sus parámetros de mezcla. Los parámetros son considerados para representar las fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas.

Reglas aleatorias de Mezclado.¹⁵

Cuando vimos los coeficientes de la ecuación virial que describían un comportamiento no ideal de un fluido real debido a la interacción entre varias combinaciones de moléculas.

Para gases a bajas presiones, el tercer y mayor coeficiente del coeficiente virial puede despreciar. El segundo coeficiente, que represente la interacción entre dos moléculas vecinas, es suficiente para describir el comportamiento volumétrico. La regla de mezclado para el segundo coeficiente, B, es de la forma cuadrática

$$B = \sum_i \sum_j x_i x_j B_{ij} \quad (3.6)$$

donde B_{ij} es el coeficiente debido a la interacción entre las moléculas i y j.

$$Z = 1 + \frac{B}{v} + \frac{C}{v^2} + \frac{D}{v^3} + \dots$$

usando la ecuación anterior, el segundo coeficiente puede determinarse como

$$B = \lim_{p \rightarrow 0} \left(\frac{\partial Z}{\partial r} \right)$$

Usando la ecuación de van der Waals para describir a Z a bajas presiones, la ecuación anterior resulta en

$$B = \lim_{p \rightarrow 0} \left(\frac{\partial Z}{\partial r} \right) = b - \frac{a}{RT}$$

Así, la regla de mezclado de a y b, a bajas presiones, puede ser compatible con la ec 3.6

La fuerza de atracción entre las moléculas i y j, representada en la ecuación de estado por el parámetro a_{ij} , que es una energía natural, puede ser expresado en un simple promedio geométrico

$$a_{ij} = \sqrt{a_i a_j} \quad (4.70) \quad (3.7)$$

la fuerza de atracción entre las moléculas i y j, representada por la ecuación de estado por el parámetro b_{ij} , que ha sido característica del volumen, puede ser determinado para el promedio aritmético

$$b_{ij} = \frac{b_i + b_j}{2} \quad (4.71) \quad (3.8)$$

las ecs 3.7 y 3.8 describen la interacción entre un para de moléculas diferentes. Otras formas se pueden considerar,

$$b = \left(\frac{b_i^{1/3} + b_j^{1/3}}{2} \right)$$

aplicando la regla de mezclado cuadrático para los parámetros de ecuaciones de estado, tendremos

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j \sqrt{a_i a_j}$$

$$b = \sum_i \sum_j x_i x_j b_{ij} = \sum_i \sum_j x_i x_j \frac{b_i + b_j}{2} = \sum_i x_i b_i$$

una regla de mezclado similar como la de b es usada para ecuaciones de estado que contienen mas de dos parámetros, cuando el parámetro adicional son el co-volumen característico

$$c = \sum_i x_i c_i$$

La regla de mezclado para el factor acentrico, usada como tercer parámetro en la ecuación de estado de Schmidt-Wenzel, es

$$w = \frac{\sum_i x_i w_i b_i^{0.7}}{\sum_i x_i b_i^{0.7}}$$

la regla de mezclado anterior, conocida regla de mezclado de van der Waals, trata todos los componentes similarmente, refiere la mezcla aleatoria. Para fluidos de yacimientos de yacimientos las reglas de mezclado aleatorio (que solamente considera la interacción entre pares de moléculas vecinas y desprecia interacción entre tres o mas moléculas) son adecuadas.

Es común incorporar un parámetro adicional en la ecuación 4.71 para expresar el término de atracción entre pares de moléculas no similares.

$$a_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j}$$

el uso del parámetro de iteración binario para el término de repulsión, particularmente en mezclas con una alta concentración de CO₂, puede sugerirse, pero no ha sido muy popular

$$b_{ij} = (1 - k'_{ij}) \frac{b_i + b_j}{2}$$

donde k'_{ij} son los BIP repulsión

el parámetro de iteración binario (BIP) es generalmente determinado minimizando la diferencia entre datos de predicción y experimental, principalmente la presión de saturación, los sistemas binarios. Un BIP puede ser considerado como el parámetro oportuno y no un término físico riguroso. Los parámetros de iteración desarrollado en cualquier ecuación de estado debe usarse solamente en esa ecuación de estado.

Como el efecto del tercer y mayor molécula en la interacción entre dos moléculas se asume como insignificante, el parámetro de interacción binario determinado se considera valido para sistemas multicomponentes. Los parámetros de interacción entre hidrocarburos con 1

pequeñas diferencias en tamaño son generalmente consideradas cero, pero los valores de k_{ij} para componentes no hidrocarburos – hidrocarburos y algunos hidrocarburos ligeros – pesados y no cero.

Correlaciones para estimar el BIP para cada ecuación de estado específico, como la de Soave – Redlich – Kwong y Peng-Robinson, la correlación mas conocida es

$$k_{ij} = \mathbf{u}_i \left[1 - \left(\frac{2\sqrt{v_{ci}^{1/3} v_{cj}^{1/3}}}{v_{ci}^{1/3} + v_{cj}^{1/3}} \right)^q \right]$$

donde las constantes \mathbf{u}_i , y \mathbf{q} , son determinadas para cada ecuación de estado usando datos binarios disponibles o ajustes de ecuación de estado para cada sistema de fluido particular.

Método de Newton-Raphson

Se tiene “n” funciones (F) que dependen de las variables de $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$, y se desea conocer el valor de estas ultimas variables, las funciones F no son lineales por lo que el método no dice que se puede encontrar una solución iterativa transformando esas “n” funciones F en un sistema de ecuaciones lineales por medio de una matriz de la siguiente manera

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial a_1} & \frac{\partial F_1}{\partial a_2} & \frac{\partial F_1}{\partial a_3} & \dots & \frac{\partial F_1}{\partial a_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial a_1} & \frac{\partial F_2}{\partial a_2} & \frac{\partial F_2}{\partial a_3} & \dots & \frac{\partial F_2}{\partial a_n} \\ \frac{\partial F_3}{\partial a_1} & \frac{\partial F_3}{\partial a_2} & \frac{\partial F_3}{\partial a_3} & \dots & \frac{\partial F_3}{\partial a_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_n}{\partial a_1} & \frac{\partial F_n}{\partial a_2} & \frac{\partial F_n}{\partial a_3} & \dots & \frac{\partial F_n}{\partial a_n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta a_1 \\ \Delta a_2 \\ \Delta a_3 \\ \vdots \\ \Delta a_n \end{pmatrix}^{n+1} = - \begin{pmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ \vdots \\ F_n \end{pmatrix}^n$$

donde la matriz se le conoce como matriz jacobiana, el sistema de ecuaciones se resuelve iterativamente obteniéndose en cada iteración un δa que está definido como

$$\mathbf{d}^{(n+1)} = \mathbf{a}^{(n+1)} - \mathbf{a}^{(n)}$$

que nos dará el siguiente valor ($a^{n+1} = a^n + \Delta a^{n+1}$) y como la matriz jacobiana depende de los valores de a , esta matriz cambiará y las funciones F también, por lo que se actualizarán y se obtendrán un nuevo valor de Δa , y así sucesivamente.

El proceso iterativo se fundamenta en la expansión de la función de residuos, F_i^{n+1} , en series de Taylor alrededor del nivel de iteración (v). De esta expansión sólo se conservan los términos de menor orden, es decir:

$$F_i^{(n+1)}(a_1, a_2, \dots, a_n) \approx F_i^{(n)} + \left(\frac{\partial F_i}{\partial a_1}\right)^{(n)} \mathbf{d}a_1^{(n+1)} + \left(\frac{\partial F_i}{\partial a_2}\right)^{(n)} \mathbf{d}a_2^{(n+1)} + \dots + \left(\frac{\partial F_i}{\partial a_n}\right)^{(n)} \mathbf{d}a_n^{(n+1)} = 0$$

por lo tanto

$$\left(\frac{\partial F_i}{\partial a_1}\right)^{(n)} \mathbf{d}a_1^{(n+1)} + \left(\frac{\partial F_i}{\partial a_2}\right)^{(n)} \mathbf{d}a_2^{(n+1)} + \dots + \left(\frac{\partial F_i}{\partial a_n}\right)^{(n)} \mathbf{d}a_n^{(n+1)} = -F_i^{(n)}$$

donde $i=1,2,\dots, n$

y $v=0,1,2,\dots,\alpha$

donde $\mathbf{d}a^{(n+1)}$ representa los cambios iterativos de las incógnitas:

$$\mathbf{d}a^{(n+1)} = a^{(n+1)} - a^{(n)}$$

para nuestro caso queremos determinar para una temperatura y presión dada composición la que sucede cuando se presenta cuando hay un equilibrio termodinámico, o sea:

$$f_{iL} = f_{iV}$$

para cada uno de los componentes de la mezcla

además para cada componente se cumple

$$x_i * L + y_i * V = z_i$$

y

$$L+V=1$$

$$\sum x_i = \sum y_i = 1$$

donde x_i es la fracción de líquido del componente i , y y_i es la fracción de gas del componente i , L es la fracción de líquido de la mezcla y V es la fracción de gas de la mezcla

$$f_{iL} = \frac{f_i}{x_i * P} \text{ para el líquido,}$$

$$f_{iV} = \frac{f_i}{y_i * P} \text{ para el gas,}$$

Como se menciono anteriormente la fugacidad está relacionada con el coeficiente de fugacidad que está definido como

$$\ln(\mathbf{f}_i) = \frac{1}{RT} \int_V^\infty \left[\left(\frac{\partial P}{\partial n_i} \right)_{T,V,n_{j \neq i}} - \frac{RT}{V} \right] dV - \ln(Z) \quad i = 1, 2, \dots, N$$

El coeficiente de fugacidad lo vamos a obtener a partir de una ecuación de estado, tomaremos la ecuación de Peng-Robinson, y la función de fugacidad para el líquido queda

$$\ln(\mathbf{f}_{iL}) = \frac{b_i}{b} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{\sum_j x_j * a_{ji}}{a} \right) + \ln \left(\frac{Z + (\sqrt{2} + 1) * B}{Z - (\sqrt{2} - 1) * B} \right)$$

y para el gas

$$\ln(\mathbf{f}_{iV}) = \frac{b_i}{b} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left(\frac{\sum_j x_j * a_{ji}}{a} \right) + \ln \left(\frac{Z + (\sqrt{2} + 1) * B}{Z - (\sqrt{2} - 1) * B} \right),$$

donde

a , a_{ij} , b_i , b , A , B son los parámetros definidos para Peng-Robinson y Z es el factor de compresibilidad tanto para líquido como para gas, que se obtiene a partir de las raíces del polinomio

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

donde en el caso tener las tres raíces reales, la menor corresponde a la Z del líquido y la mayor corresponde a la Z del gas.

Por lo que para una temperatura dada si se quiere conocer la presión de burbuja se tiene que $z_i = x_i$ y $L = 1$

Aplicando el método de Newton-Raphson, es necesario definir las funciones de residuos, por lo que se toma en cuenta que se tiene que cumplir el equilibrio termodinámico para cada componente, por lo que se tiene “n” ecuaciones con:

$$F_i = f_{iL} - f_{iV} = 0 \quad \text{con } i = 1, 2, \dots, n$$

además

$$F_{n+1} = \sum \left(x_i * \frac{f_{iL}}{f_{iV}} \right) - 1 = 0$$

por lo que se tiene “n+1” ecuaciones de residuo, y las variables serian y_1, y_2, \dots, y_n y P

por lo que la matriz jacobiana quedaría

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial y_1} & \frac{\partial F_1}{\partial y_2} & \frac{\partial F_1}{\partial y_3} \dots & \frac{\partial F_1}{\partial P} \\ \frac{\partial F_2}{\partial y_1} & \frac{\partial F_2}{\partial y_2} & \frac{\partial F_2}{\partial y_3} \dots & \frac{\partial F_2}{\partial P} \\ \frac{\partial F_3}{\partial y_1} & \frac{\partial F_3}{\partial y_2} & \frac{\partial F_3}{\partial y_3} \dots & \frac{\partial F_3}{\partial P} \\ \vdots & & & \\ \frac{\partial F_{n+1}}{\partial y_1} & \frac{\partial F_{n+1}}{\partial y_2} & \frac{\partial F_{n+1}}{\partial y_3} \dots & \frac{\partial F_{n+1}}{\partial P} \end{vmatrix}^n \begin{vmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \\ \Delta y_3 \\ \vdots \\ \Delta P \end{vmatrix}^{n+1} = - \begin{vmatrix} F_1 \\ F_2 \\ F_3 \\ \vdots \\ F_{n+1} \end{vmatrix}^n$$

El cálculo de las parciales de las funciones de residuos se realiza numéricamente, a partir de la definición de derivada

$$\frac{\partial y(x)}{\partial x} = \frac{y(x + \mathbf{d}) - y(x)}{\mathbf{d}}$$

por lo que la función se evaluara para $x + \delta$ y x , y su diferencia se dividirá entre δ , y esa será su derivada.

Para que el método tenga una convergencia en las incógnitas es necesario tener un valor lo más aproximado posible, por lo que para el caso de las y_i , se pueden obtener a partir de las k_i , que se obtiene con la correlación de Wilson

$$K_i = \frac{\exp \left\{ 5.37 * (1 + w_i) * \left(1 - \frac{1}{T_{ri}} \right) \right\}}{P_{ri}}$$

y sabiendo que $k_i = y_i/x_i$

Ajuste del Comportamiento pVT Experimental.

En el Capítulo anterior se vieron algunas ecuaciones de estado, ahora veremos como relacionar el comportamiento que se tiene en una celda y poder representarlo mediante una ecuación de estado. Esto lo veremos con un ejemplo de una muestra de aceite de un campo de México que llamaremos “Perenganito01” el cual tiene la siguiente composición original.

<u>Componente</u>	<u>Zi</u>
N ₂	0.5570
CO ₂	1.2300
H ₂ S	1.3420
C ₁	18.8270
C ₂	8.2100
C ₃	7.1510
n-C ₄	1.1750
i-C ₄	5.5910
n-C ₅	1.6520
i-C ₅	2.4190
C ₆	4.1120
C ₇₊	47.7340
	100.000

Tabla 4.1. Composición de la muestra

La temperatura de yacimiento es de 98.4 °C

Del laboratorio se obtuvo la separación Flash

Separación Flash

Presión (kg/cm²)	Vol Rel (cm³/cm³)	r_o (gr/cm³)
250	0.9813	0.8354
200	0.9868	0.8308
150	0.9927	0.8259
100	0.9989	0.8207
93	1.0001	0.8198
70	1.0978	

Tabla 4.2. Resultados de Separación Flash

De la separación a volumen constante

Separación Diferencial a Volumen

Constante

Presión (kg/cm²)	r_o @ C. S. (gr/cm³)	z (adim)	S_o (%)
93	0.8198	-	100.00
70	0.8305	0.8898	97.47
50	0.8445	0.8937	95.90
25	0.8611	0.9294	91.88
0	0.8961	1.0000	82.24

Tabla 4.3. Resultados de Separación Diferencial a Volumen

Constante

De la Separación Diferencial.

Separación Diferencia

<u>Separación Diferencial</u>				
Presión	Rs	Bo	Bg	Bt
(kg/cm²)	(m³/m³)	(m³/m³)	(m³/m³)	(m³/m³)
93	60.82	1.2419	-	1.2419
70	47.90	1.2104	0.01265	1.3738
50	37.57	1.1910	0.01927	1.6390
25	22.75	1.1411	0.04157	2.7236
0	0.00	1.0214	-	-

Tabla 4.4. Resultados de Separación Diferencial

De los datos de la tabla 4.4 se conocen sus propiedades como son Presión Crítica, Temperatura crítica y factor acentrico de N₂ hasta C₆, pero en el caso del componente C₇₊ se tiene que conocer el peso molecular y la densidad ya que en ese pseudocomponente se agrupan todos los componentes mayores que el hexano.

Para el peso molecular 313 gr/gr-mol y de densidad 0.9342 gr/cm³, con estos dos últimos parámetros se obtienen la presión crítica y temperatura crítica (de la Fig 2.1), así como factor acentrico.

La ecuación que se utiliza es la de Peng-Robinson de tres parámetros ya que es la que tiene un mejor ajuste al comportamiento del un fluido de yacimiento.

La muestra se simulo con un paquete de programación especializado que se utiliza en el Instituto Mexicano del Petróleo que contiene la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros, así también, se utiliza la correlación de Lohrenz-Bray-Clark para la viscosidad.

Los datos de la tabla 4.1 a 4.4 se graficaran junto con los datos obtenidos de la simulación donde se puede ver en la Fig 4.1 del volumen relativo para presiones altas las curvas se aproximan, en cambio para presiones bajas las curvas se separan, y en el caso de la densidad se puede ver que para presiones mayor que la de saturación las curvas son

paralelas y se tiene un error considerable. Además esta figura se obtiene de lo simulado la presión de saturación de 103 kg/cm², y del laboratorio se obtuvo una presión de saturación de 93 kg/cm².

Presión (kg/cm ²)	Vol Rel (cm ³ /cm ³)	r _o (gr/cm ³)
250	0.9804	0.8726
200	0.9863	0.8673
150	0.993	0.8615
100	1.0097	0.8567
93	1.0355	0.8597
70	1.1712	0.8706

Tabla 4.5. Resultados de Separación Diferencial

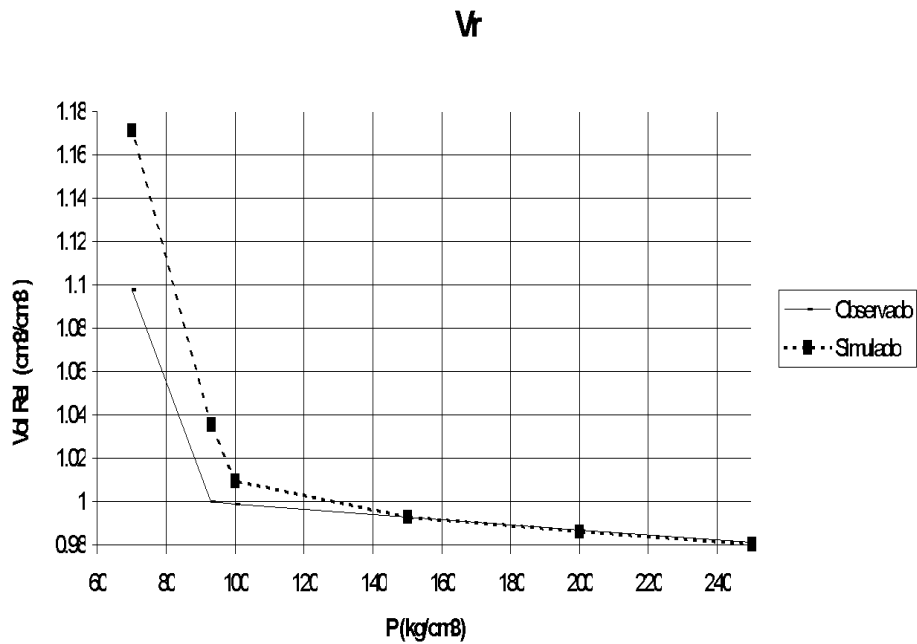


Fig. 4.1 Gráfica de Volumen Relativo

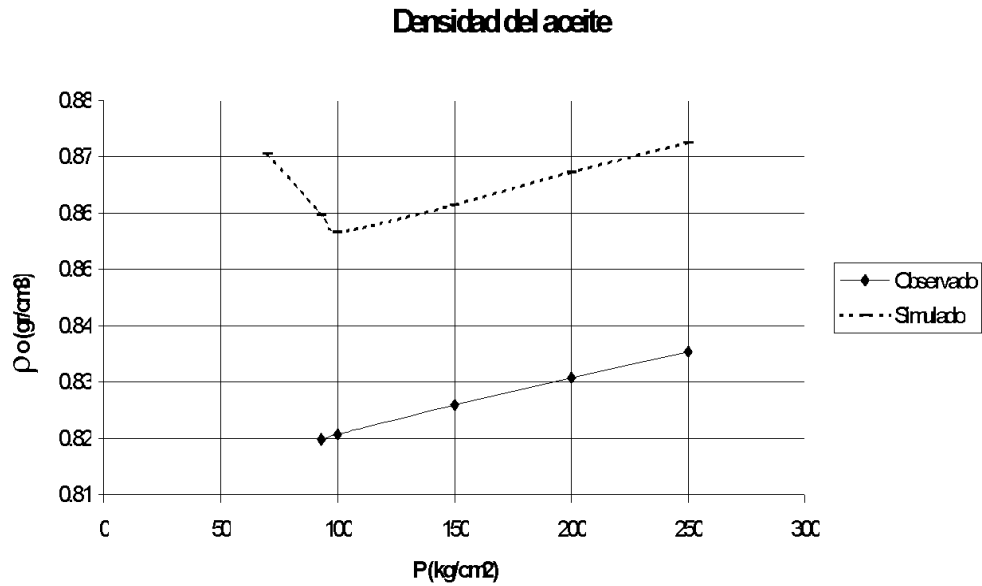


Fig. 4.2 Gráfica de Densidad del Aceite

Lo cual indica un 10.75 % de error sobre el valor obtenido en la celda. Además se obtuvieron las el comportamiento de R_s , B_o , B_g , B_t vs. Presión por separación diferencial y se compararon con los resultados obtenidos en el laboratorio.

Separación Diferencial

Presión (kg/cm ²)	R_s (m ³ /m ³)	B_o (m ³ /m ³)	B_g (m ³ /m ³)	B_t (m ³ /m ³)
103	73.8600	1.2730	0.0110	1.2700
93	69.2040	1.2600	0.0122	1.3100
70	58.2860	1.2320	0.0164	1.4800
50	48.5420	1.2080	0.0231	1.7900
25	34.6900	1.1694	0.0466	2.9900
0		1.0345	1.2551	

Tabla 4.6. Resultados de Separación Diferencial

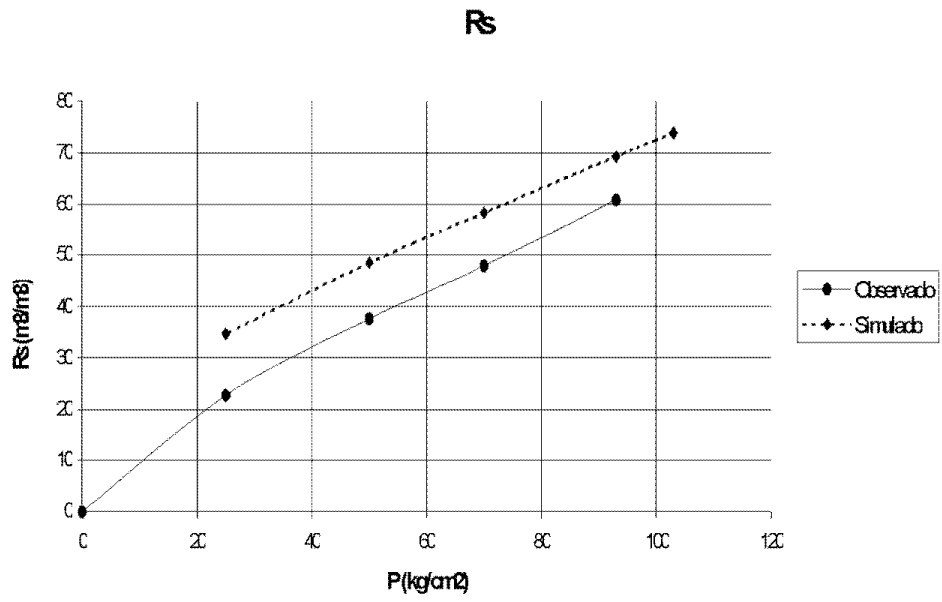


Fig. 4.3 Gráfica de Rs

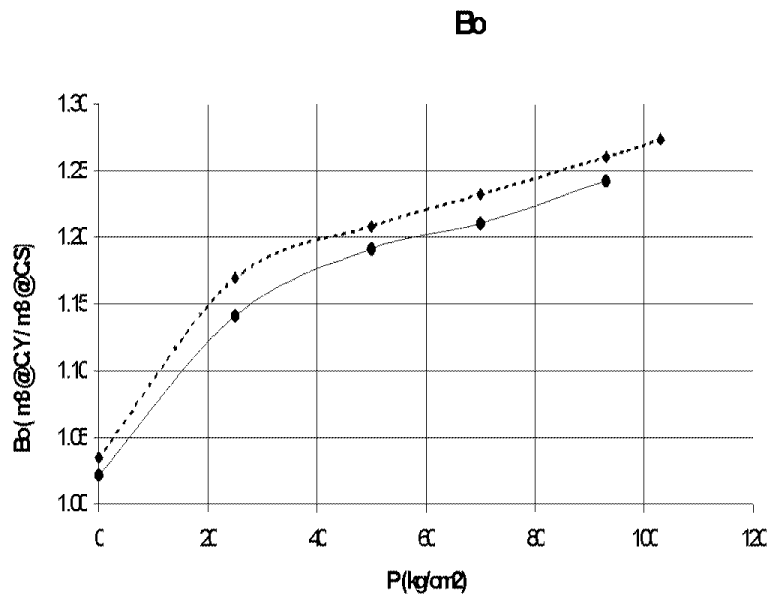
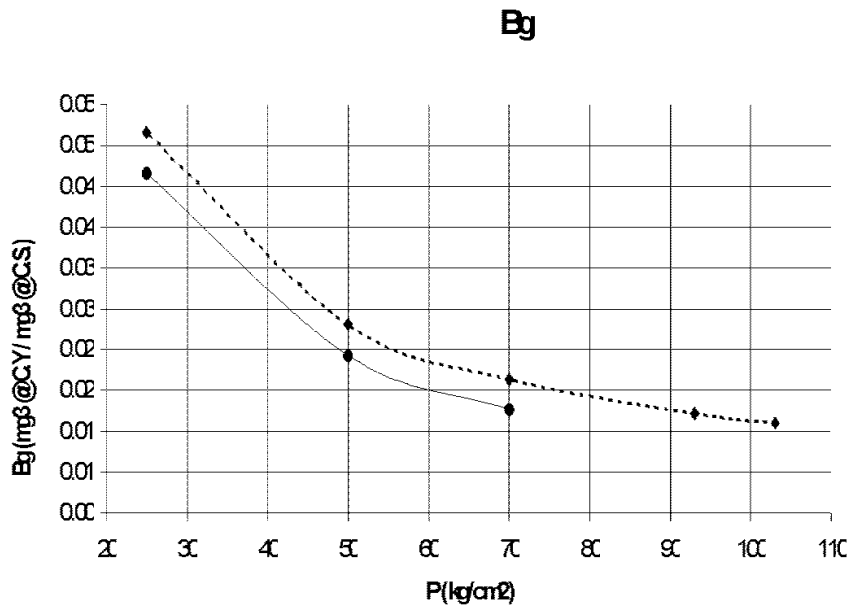
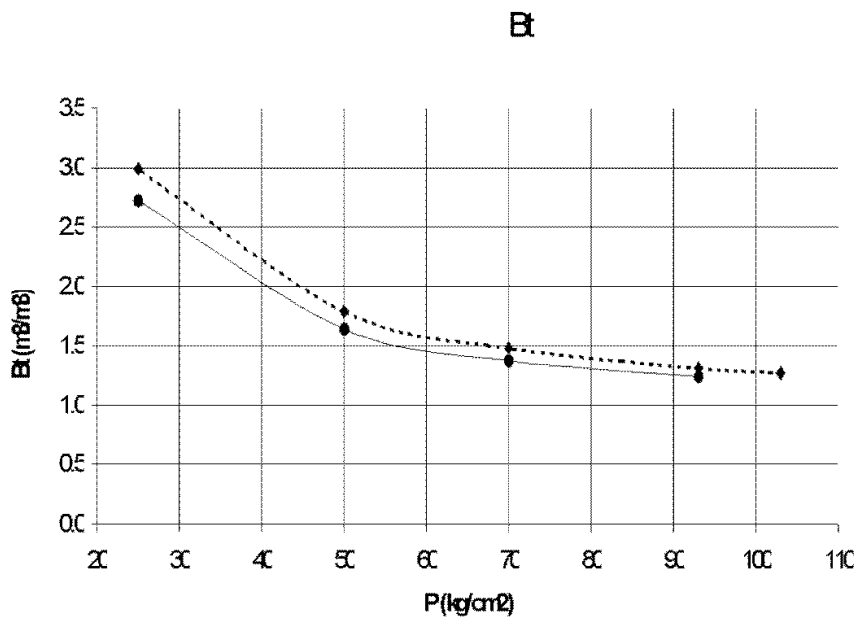


Fig. 4.4 Gráfica de Bo

Fig. 4.5 Gráfica de B_g Fig. 4.6 Gráfica de B_t

En la grafica de R_s se puede ver que la curva simulada tiene valores mayores que el obtenido en el laboratorio y además está desplazada hacia la derecha ya que en la simulación se obtuvo un valor mayor de presión de saturación. Esto nos da una idea de que en la simulación aparentemente hay mas gas disuelto en el aceite que lo obtenido en el laboratorio.

En la grafica de B_o se puede ver el mismo tendencia en desplazamiento que en la grafica de R_s . En este caso B_o como recordamos del Capítulo 2, es el volumen de aceite con su gas disuelto a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese aceite a condiciones estandar, lo que concuerda con lo obtenido de la grafica de R_s , podemos ver que aunque tengamos una diferencia entre los valores obtenidos con los del laboratorio, los resultados no son incongruentes (esto es que por la grafica de R_s tengamos mas gas disuelto y por la grafica de B_o tuviéramos menos gas disuelto).

En la Separación Diferencial a volumen Constante obtuvimos la densidad a condiciones de yacimiento, el factor de desviación del gas, y la saturación de aceite en por ciento.

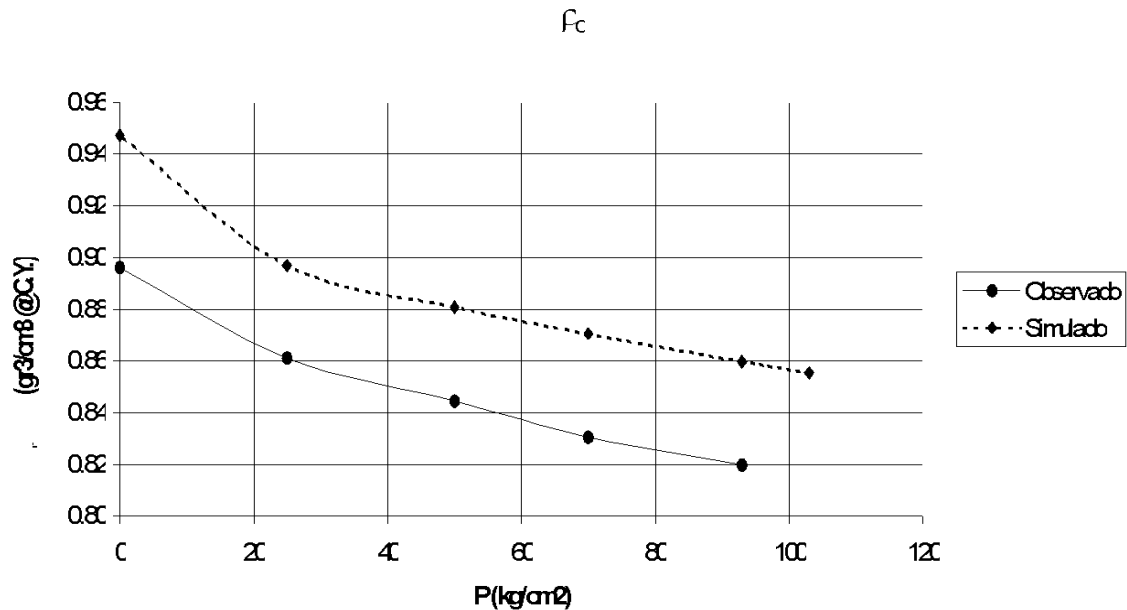


Fig. 4.7 Gráfica de ρ_o

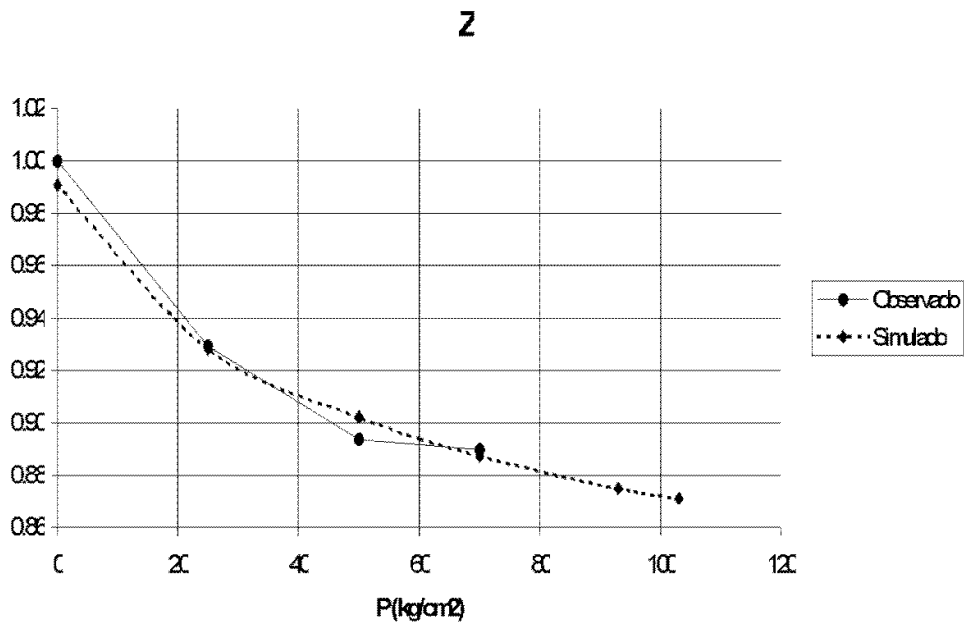


Fig. 4.8 Gráfica de z

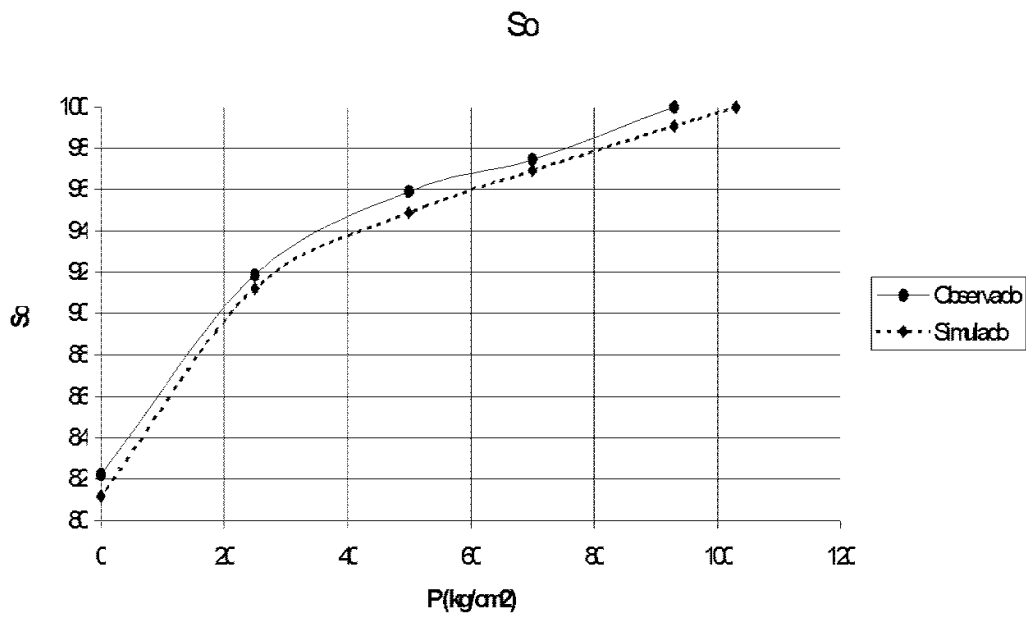


Fig. 4.9 Gráfica de So

En la grafica de factor de compresibilidad del gas se ve que están muy cercanos los valores, en cambio, en el caso de la densidad se ve que la diferencia es más notoria.

Después de hacer varios ajustes se llegó a que modificando el peso molecular del pseudocomponente C7+ se adquiere un ajuste adecuado. El ajuste consiste en modificar un parámetro dentro de un rango establecido y hacer la simulación para ver como se comportan los demás parámetros. Al modificar el peso molecular del pseudocomponente C7+ se afectan las condiciones críticas de esa fracción (Presión, Temperatura y factor acentrico). El que no se haya determinado adecuadamente el peso molecular del C7+, es que, este parámetro es uno de los que más influye ya que es case la mitad (47.73 % mole) de la composición, el que no se haya determinado adecuadamente es que durante la destilación las fracciones de pseudocomponentes son muy pequeñas y no se obtienen con precisión.

Ajustando el peso molecular del C7+ quedo en 312 gr/gr-mol la presión de saturación queda en 97.93 kg/cm², y en el laboratorio se obtuvo una presión de saturación de 93 kg/cm². Lo cual indica un 5.3 % de error sobre el valor obtenido en la celda. Además se obtuvieron las el comportamiento de Rs, Bb, Bg, Bt vs. Presión por separación diferencial y se compararon con los resultados obtenidos en el laboratorio.

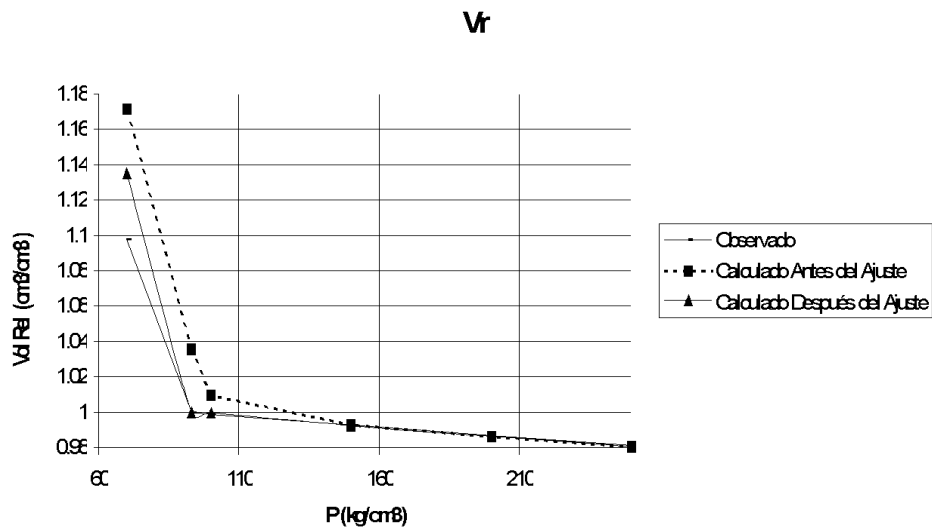


Fig. 4.10 Gráfica de Volumen Relativo Ajustado

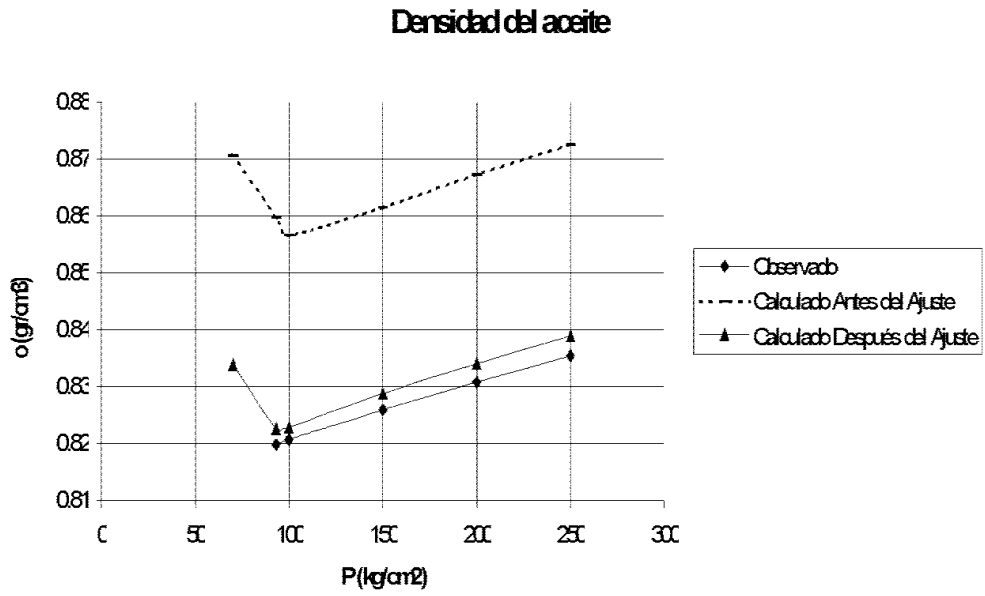


Fig. 4.11 Gráfica de Densidad del Aceite Ajustado

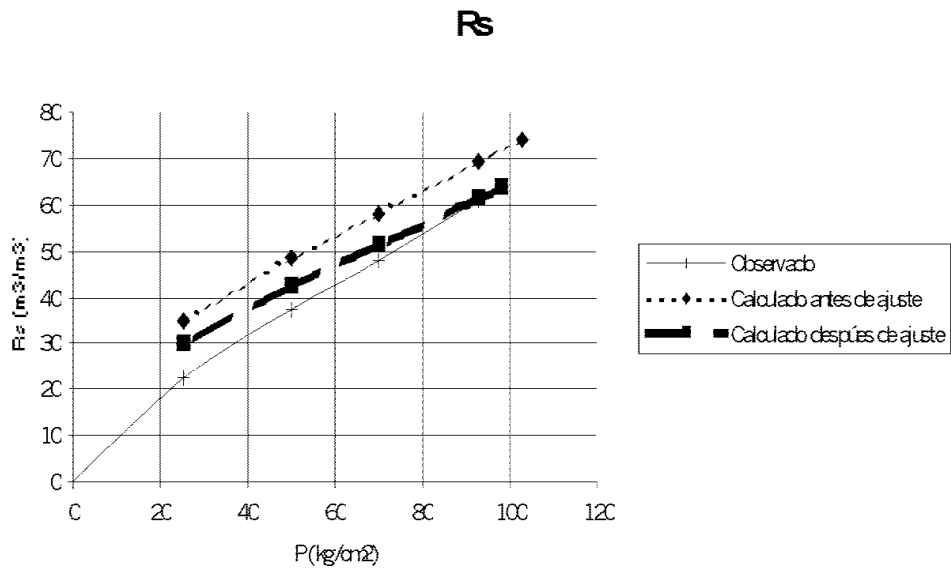


Fig. 4.12 Gráfica de Rs Ajustado

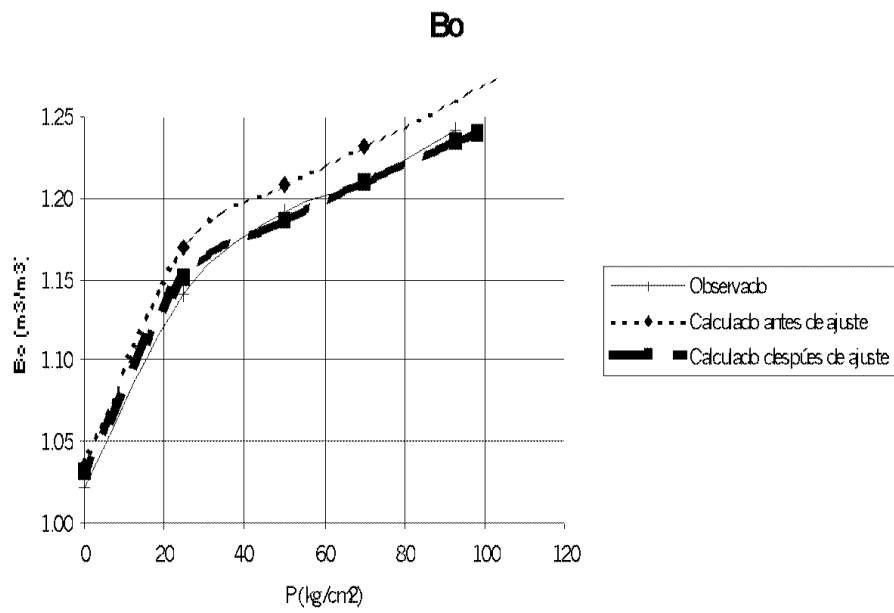


Fig. 4.13 Gráfica de B_o Ajustado

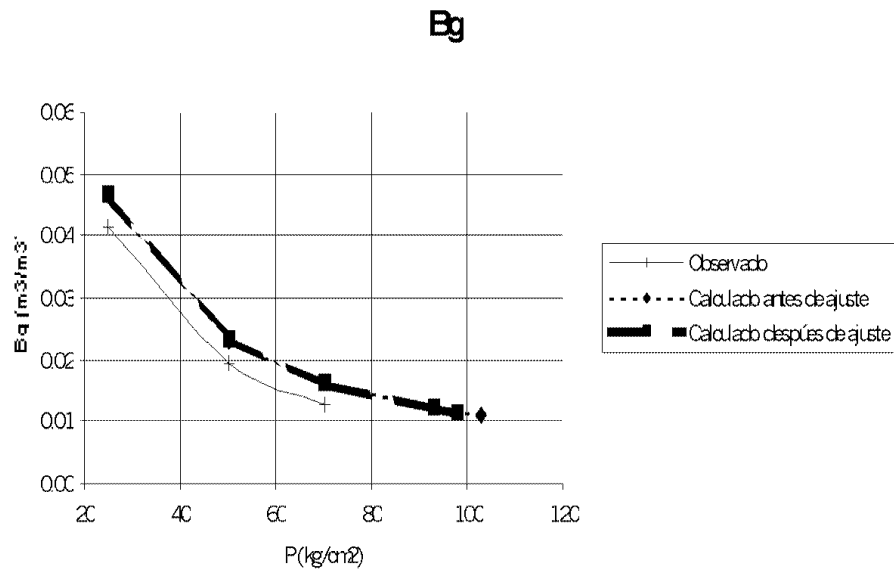


Fig. 4.14 Gráfica de B_g Ajustado

B_t

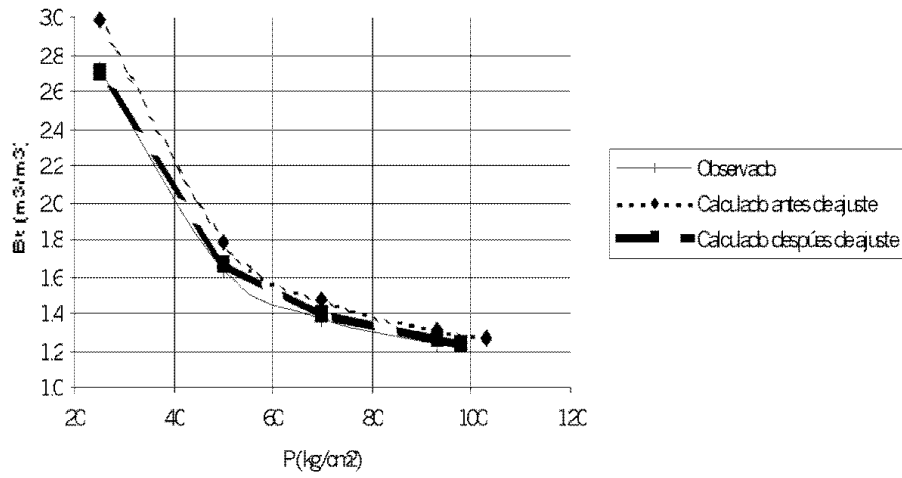


Fig. 4.15 Gráfica de B_t Ajustado

ρ_0

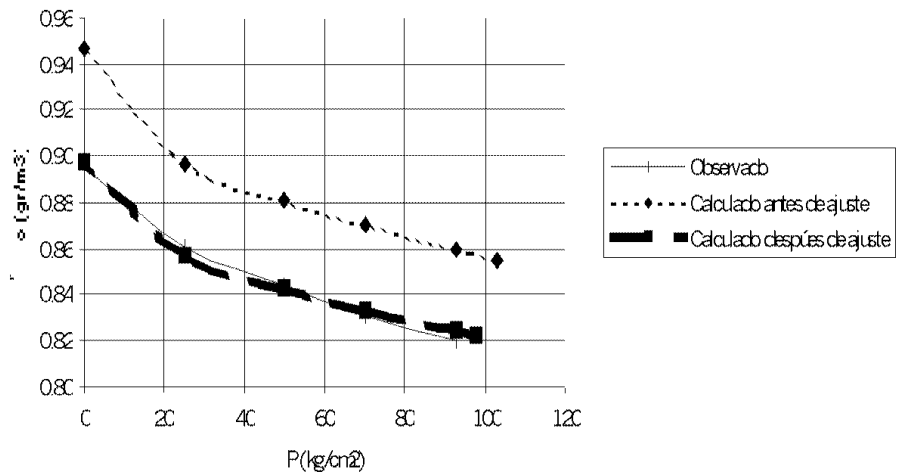


Fig. 4.16 Gráfica de ρ_0 Ajustado

Z

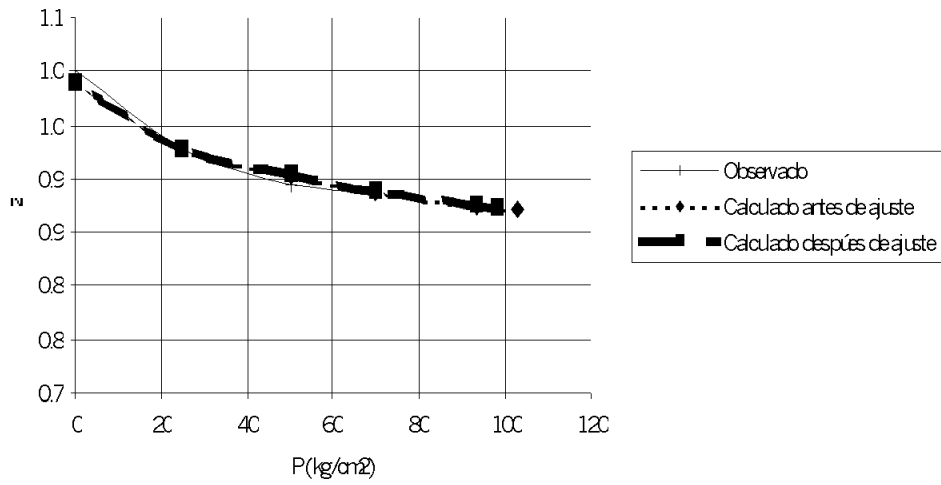


Fig. 4.17 Gráfica de Z Ajustado

So

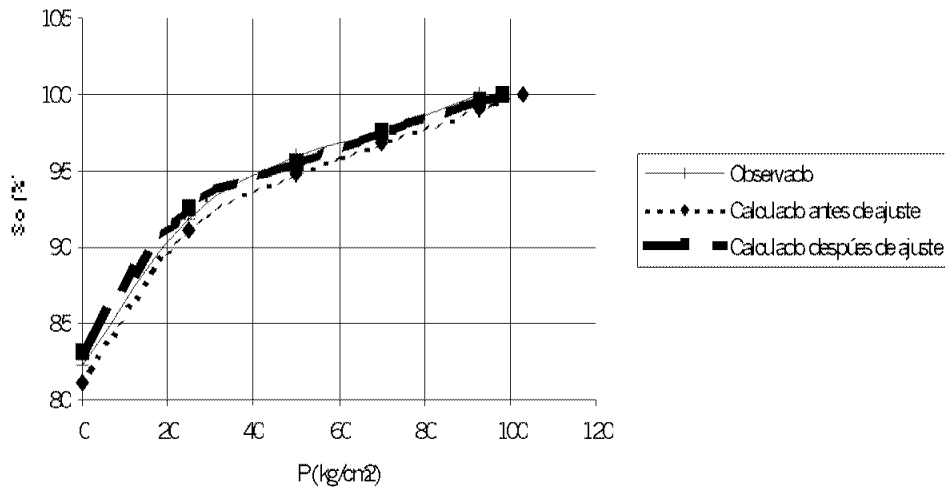


Fig. 4.18 Gráfica de So Ajustado

En las graficas anteriores se incluyo la curva antes del ajuste para poder ver como se el ajuste en realidad si se aproxima a la curva obtenida del laboratorio para el caso de Rs, Bo, Bt, ρ_0 , z y So. En el caso de Bg podemos suponer que se tuvieron problemas en la obtención de datos de Bg en el laboratorio, ya que las demás graficas se ajustan muy bien al comportamiento del laboratorio.

Una vez que es aceptable, y que se da por bueno el ajuste, se dice que la ecuación de estado está en posibilidades de simular el comportamiento que se desee en el caso de que se quiera conocer el comportamiento a otras condiciones se necesiten para toma de decisiones.

Usos de Comportamiento pVT Ajustado en la simulación

Comportamiento de afluencia¹⁶

El índice de productividad (IP ó J) de un pozo es el gasto de producción de líquidos por unidad de abatimiento de presión:

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}, \quad \left[\frac{bl/d}{lb/pg^2} \right]$$

Siendo “q” la producción bruta del pozo (aceite y agua)

$$q = q_o + q_w$$

Cuando el índice de productividad está relacionado al espesor neto de la formación productora, se denomina “Índice de productividad específico”

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_{ws} - P_{wf})}$$

Para un flujo radial a partir de un yacimiento horizontal homogéneo, fase líquida y pequeña compresibilidad:

$$J = \frac{q_o + q_w}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{7.08 * h}{Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{k_o}{b_o \mathbf{m}_o} + \frac{k_w}{b_w \mathbf{m}_w} \right) \quad \left[\frac{bl/d}{lb/pg^2} \right]$$

$$P_{wf} = p_{ws} - \frac{q}{J}$$

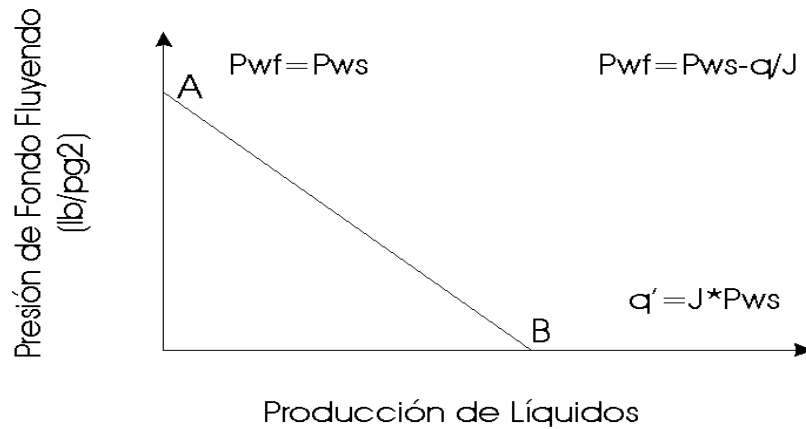


Fig 5.1 Índice de Productividad Constante

Cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de saturación (P_b), J no se comporta como una línea recta, entonces para un determinado gasto

$$J = \frac{-dq}{dP_{wf}} = IPR$$

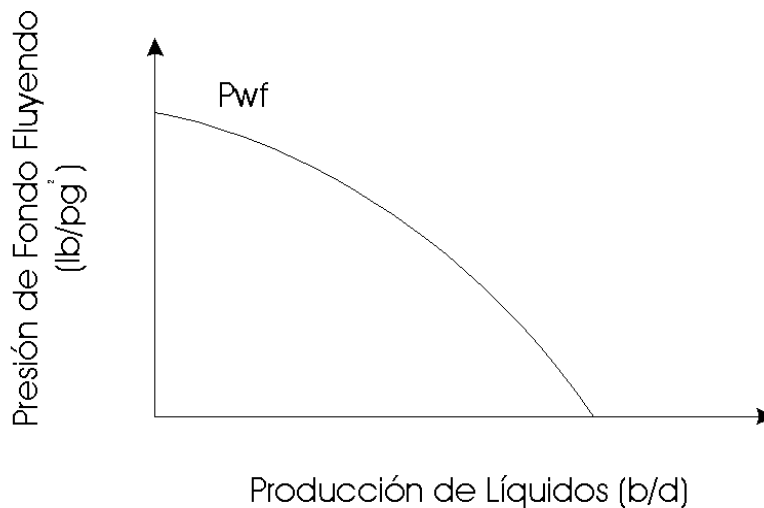


Fig 5.2 Comportamiento de Afluencia

Se desea saber si la presión de fondo es suficiente para que la producción de la formación fluya a través de una tubería hasta la superficie o hasta una batería de separación.

Gilbert da una solución empírica al problema del flujo bifásico vertical donde considera

P_{th} , lb/pg²

Producción bruta de líquido, bl/d

Relación Gas-Líquido, pie³/bl

Diámetro de la tubería, pg

Profundidad de la tubería, pie

P_{wf} , lb/pg²

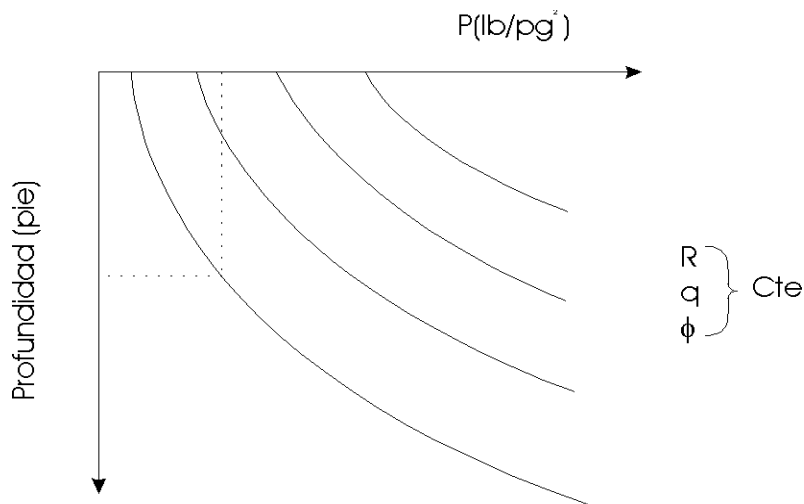


Fig 5.3 Curvas de Distribución de presiones en una tubería vertical

Existen dos métodos para utilizar las curvas de gradiente de presión en problemas de pozos fluyentes:

Primer método. Calcular P_{wf} para diferentes gastos con P_{th} constante.

Segundo Método. Calcular P_{th} para diferentes gastos y sus correspondientes presiones de fondo fluyendo (P_{wf})

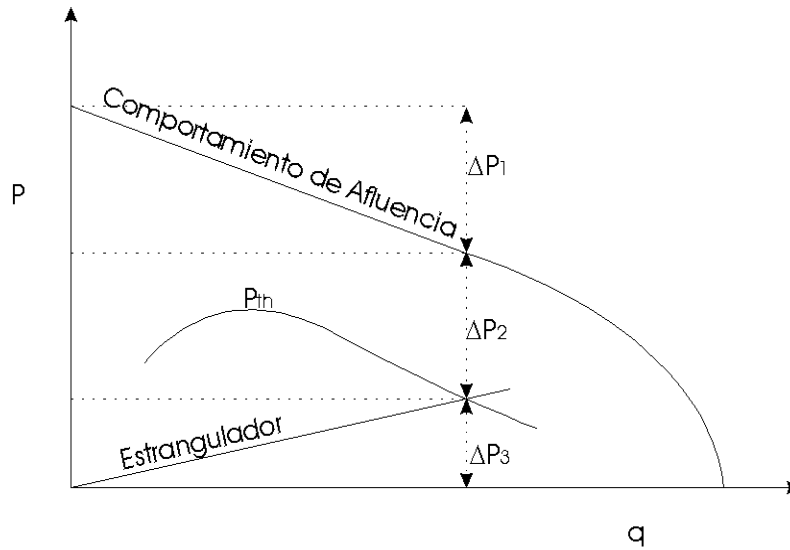


Fig 5.4 Comportamiento de Flujo

Al graficar q y P_{wf} en el caso 1 la intersección de estos datos con la IPR determina el gasto máximo que puede fluir, hasta la superficie y la P_{wf} necesaria para vencer una contrapresión de 120 lb/pg^2 en la boca del pozo.

Del segundo método la p_{wf} se obtiene de la curva de IPR para cada gasto, se grafican los datos y se traza una horizontal con P_{th} , la intersección de la horizontal con la curva de P_{th} determina el gasto máximo que puede fluir hasta la superficie con una contrapresión de P_{th} .

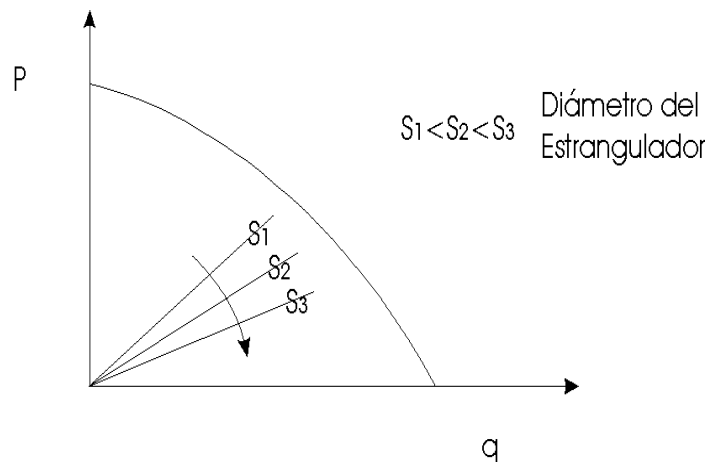


Fig 5.5 Comportamiento de Afluencia

$$\frac{P_2}{P_1} \leq 0.5283$$

$$P_{th} = \frac{CR^{1/2}q}{S2}$$

Condición de flujo supersónico (cuando la velocidad del fluido es mayor que la velocidad del sonido)

Esto es para que la presión después del estrangulador (P2) no afecte la Pth y como consecuencia su comportamiento.

Ecuación General de Balance de materia

El balance de materia puede ser mejor precisado con el término de balance de masa. Se refiere al grupo de ecuaciones útiles que son derivadas para reconocer realizar la conservación de masa. Estas ecuaciones son derivadas con términos de masa de fluidos de yacimientos que existen dentro y fuera del yacimiento a diferentes tiempos. Por lo que generalmente es más fácil derivar las ecuaciones con ecuaciones de volúmenes de fluidos de yacimientos a diferentes tiempos.¹⁷

El yacimiento es tratado como un tanque en el que no se consideran efectos de flujo. Por esta razón es considerado como un modelo de dimensión cero. Y aunque se pueden modelar con simuladores de 1, 2 y 3 dimensiones en el área de simulación (que incluye balance de masa, efectos de flujo, heterogeneidades, etc), el balance de materia es una buena herramienta para empezar un estudio de un yacimiento.

La ecuación general de balance de materia es derivada para que pueda ser aplicada a cualquier yacimiento de hidrocarburos. Si se asume que el equilibrio es alcanzada en cada etapa de tiempo en el yacimiento entre el aceite y su gas en solución, es posible escribir una expresión generalizada relacionando las cantidades de aceite, gas, y agua producida, la presión promedio del yacimiento, la cantidad de agua que ha sido invadida del acuífero, y finalmente las cantidades iniciales de aceite y gas en el yacimiento.

Haciendo estos cálculos la siguiente información de producción, yacimiento y laboratorio es necesaria:¹⁸

1. La presión inicial del yacimiento y la presión promedio a diferentes intervalos de tiempo después de haber empezado la producción.
2. Los barriles producidos de aceite, medidos a condiciones estándar, a cualquier tiempo o el intervalo de producción.
3. El volumen total de gas producido. Cuando hay gas inyectado dentro del yacimiento, será la diferencia entre el gas total producido y regresado a el yacimiento.
4. la relación de volumen de gas inicial y el volumen de aceite inicial, con el símbolo m

$$m = \frac{G * B_{gi}}{N * B_{oi}}$$

si estos valores son determinados con razonable precisión, hay solamente una incógnita (N) en la ecuación de balance volumétrica para yacimientos con casquete de gas, y dos (N y W_e) en yacimientos con empuje de acuífero. El valor de m es determinado de datos de registros y núcleos y de datos de terminación de pozos, que frecuentemente ayudan a localizar los contactos gas – aceite y agua – aceite.

5. Los factores de volumen del gas y del aceite y la relación de solubilidad.
6. La cantidad de agua que ha sido producida.
7. La cantidad de agua que ha invadido el yacimiento.

La ecuación quedaría:

$$N * (B_t - B_{ti}) + m * N * B_{ti} * \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p * B_w) = N_p * [B_o + B_g * (R_p - R_s)],$$

Ahora explicaremos cada uno de los términos:

Recordando que $B_t = B_o + B_g * (R_{si} - R_s)$,

el primer término queda

$$N * (B_t - B_{ti}) = N * B_o + N * B_g * R_{si} - N * B_g * R_s - N * B_{oi}$$

agrupando

$$N * (Bo - Boi) + N * (Rsi - Rs) * Bg$$

$N * (Bo - Boi)$ = Expansión del Aceite y gas disuelto

$N * (Rsi - Rs) * Bg$ = Expansión del gas disuelto liberado

por lo que $N * (Bt - Bti)$ es la expansión del aceite y gas disuelto

Analizando el segundo término

$$m * N * Bti * \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right)$$

y sabiendo que $m = \frac{G * Bgi}{N * Boi}$

$m * N * Bti = G * Bgi$ por lo que queda

$$G * Bgi * \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) = G * (Bg - Bgi)$$

que es la expansión del casquete de gas

El término $We - Wp * Bw$ es la entrada neta de agua

Analizando el término $Np * [Bo + Bg * (Rp - Rs)]$

$$Np * [Bo + Bg * (Rp - Rs)] = Np * Bo + Np * Bg * Rp - Np * Bg * Rs$$

$Np * Bo$ = es el aceite producido con su gas disuelto

$Np * Bg * Rp = Gp * Bg$ = Gas disuelto liberado + Gas disuelto en el aceite

donde $Rp = \frac{Gp}{Np}$

como en los dos términos anteriores aparece el gas disuelto liberado es necesario restar uno para que quede bien la ecuación, por lo que aparece

$Np * Bg * Rs$ = Gas disuelto en el aceite

Usos y limitaciones del método de balance de materia¹⁸

1. Determinar el volumen original de hidrocarburos.
2. Cálculo de la entrada de agua.
3. Predecir la presión del yacimiento.

Aunque en algunos casos es posible resolver simultáneamente para encontrar el volumen inicial de hidrocarburos y la entrada de agua, generalmente uno u otro debe conocerse de datos o métodos que no dependan de la ecuación de balance de materia. Uno de los más importantes usos de las ecuaciones es predecir el efecto del gasto de producción y/o gastos de inyección (gas o agua) en la presión del yacimiento, es deseable conocer el avance inicial del aceite y la relación de m de buenas muestras de núcleo y datos de registros. La presencia de un empuje por agua es usualmente detectado por evidencia geológica.

El Método de Havlena y Odeh aplicando la ecuación de balance de Materia^{18, 19}

La ecuación de balance de materia usada en ingeniería de yacimientos es arreglada algebraicamente, resultando en una ecuación de una línea recta. El método de línea recta requiere grafica un grupo de variables contra otro grupo de variables.

Havlena y Odeh escriben la ecuación de balance de materia como sigue

$$F = N * E_o + N * (1 + m) B_{ti} * E_{f,w} + \left[\frac{N * m * B_{ti}}{B_{gi}} \right] * E_g + W_e \quad \text{ec. 5.12}$$

donde

$F = Np[B_t + B_g * (R_p - R_{soi})] + B_w * W_p - W_i - G_i * B_{ig}$, que es la producción neta

$E_o = B_t - B_{ti}$, Expansión del aceite

$E_g = B_g - B_{gi}$, Expansión del Gas

$E_{f,w} = \left[\frac{C_w * S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P$, Expansión del agua formación

y W_e puede expresarse como

$$We = C \sum \Delta P * Q(\Delta t_D)$$

para la ecuación 5.12 puede haber algunos casos

Sin entrada de agua y sin casquete de gas.

La ecuación queda

$$F = N * E_o$$

Una grafica de F vs Eo puede resultar en una línea recta que intersecta en el origen con pendiente N, la Fig 5.6 muestra en comportamiento

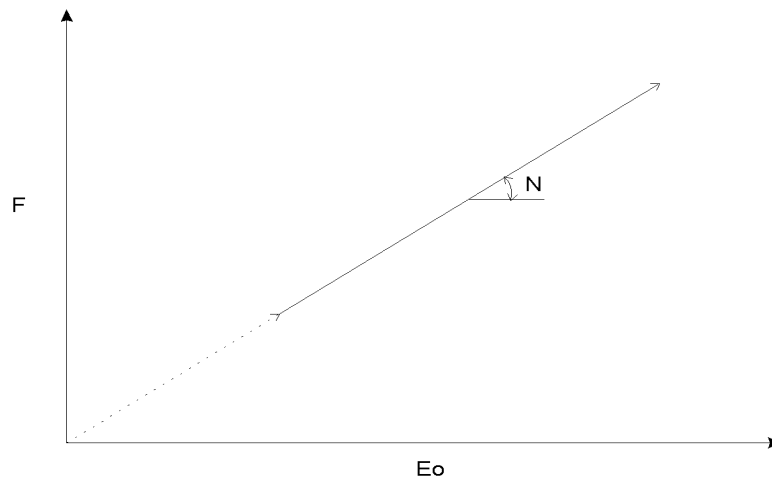


Fig. 5.6 F vs Eo

Sin entrada de agua y con casquete de gas conocido

La ecuación quedaría

$$F = N * \left(E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g \right)$$

Una gráfica de F vs $E_o + m \frac{Bti}{Bgi} E_g$ puede resultar en una línea recta que intersecta en el origen con pendiente N

Sin entrada de agua y con N y m desconocidos.

La ecuación de balance de materia puede ser arreglada de dos formas

$$\frac{F}{E_o} = N + G \frac{E_g}{E_o} \quad \text{y} \quad F = N \left(E_o + m \frac{Bti}{Bgi} E_g \right)$$

graficando ambas ecuaciones quedarían

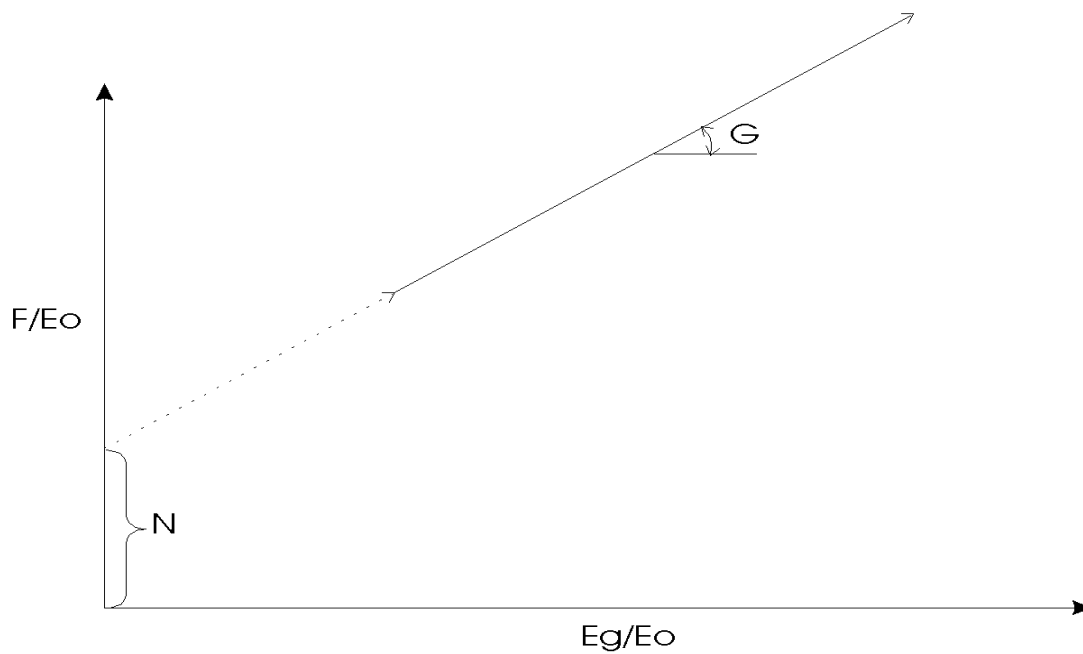


Fig. 5.7 F/E_o vs E_g/E_o

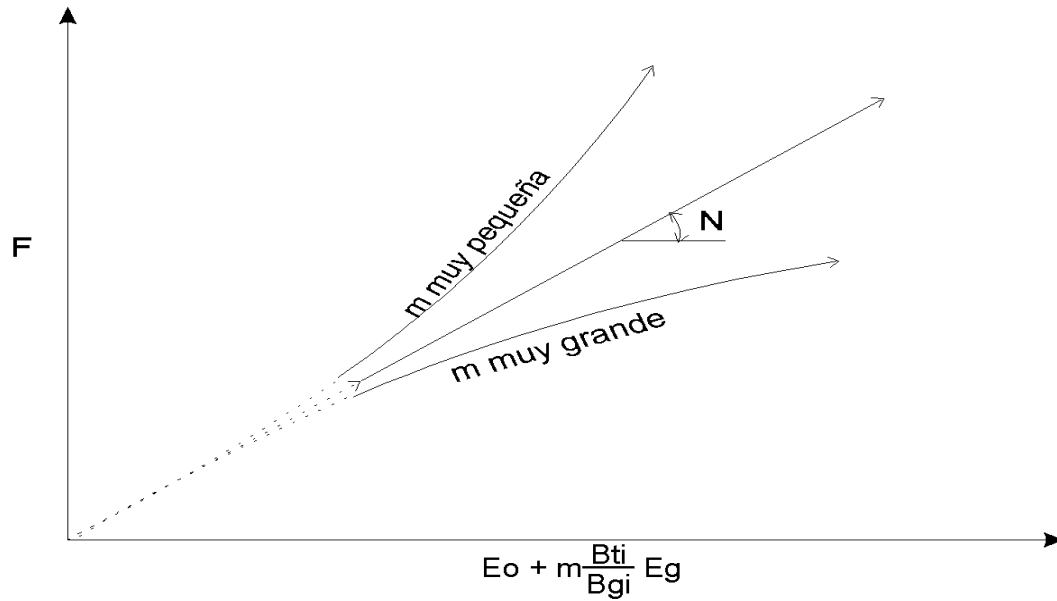


Fig. 5.8 F vs $E_o + m \frac{B_{ti}}{B_{gi}} E_g$

si el valor de m es correcto, la grafica será una línea recta, con intersección en el origen y N como pendiente. Si el valor de m es muy pequeño la línea en el origen cóncava hacia arriba, por el contrario si el valor de m es muy grande la línea ser a cóncava hacia abajo, por lo que se podrá dar valores de m hasta que de una línea recta

Yacimientos con empuje de agua, dos incógnitas

Empuje de Agua, sin casquete de gas

$$\frac{F}{E_o} = N + C \frac{\sum \Delta P^* Q(\Delta t_D)}{E_o}$$

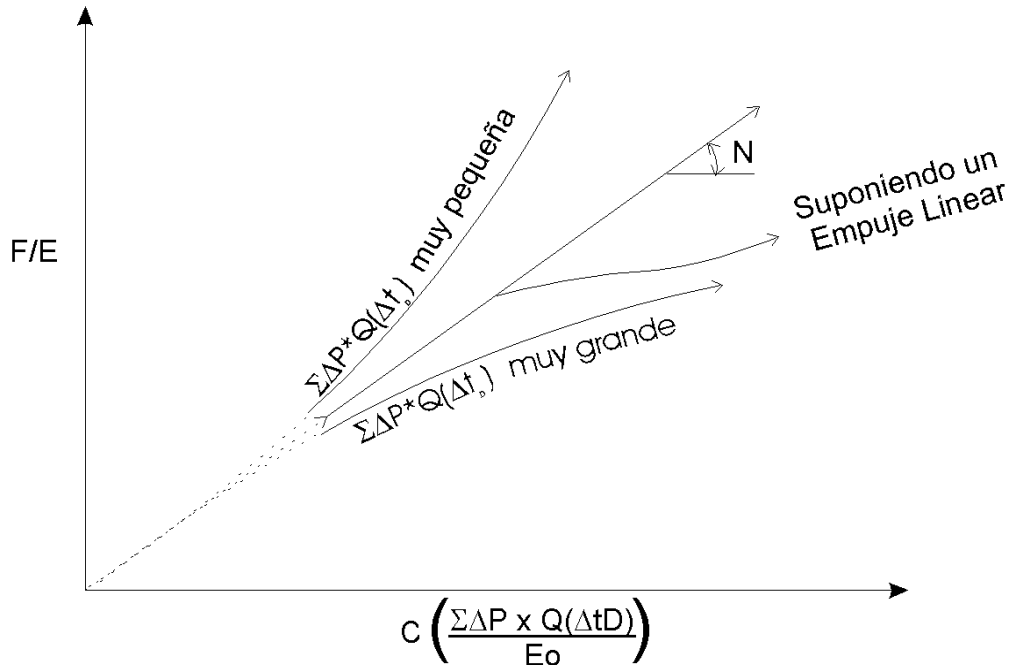


Fig. 5.9 $\frac{F}{E_o}$ vs $C \left(\frac{\sum \Delta P \times Q(\Delta t D)}{E_o} \right)$

como en el caso anterior si se supone un valor correcto de We la tendencia será de una línea recta

Simulación Numérica de Yacimientos

En la simulación numérica se quiere representar el comportamiento de un yacimiento con ciertas características, y algunas veces los datos como μ y B_o que dependen de valores de presión, por lo que se presentan en forma de tablas, por ejemplo:

Se desea conocer es comportamiento de la presión para un yacimiento lineal con un cierto ángulo con respecto a la horizontal de tamaño L que dividirá en I número de celdas iguales y que al inicio tiene una presión P_o en una celda de referencia, además está produciendo con un cierto número de gastos, que como ejemplo se suponen dos y además están colocados simétricamente a lo largo del yacimiento.

Los valores de μ y B_0 y ϕ son dependientes de la presión.

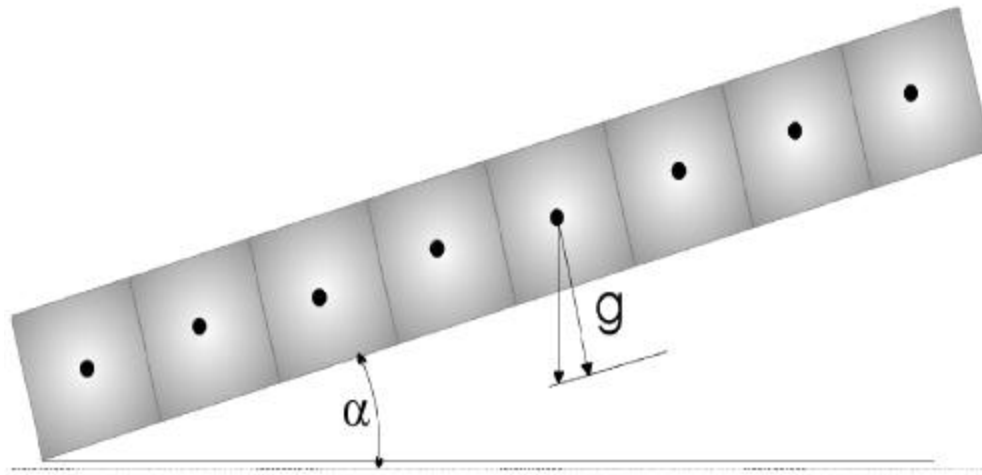


Fig. 5.10 Yacimiento Inclinado un ángulo α

El comportamiento se modela con la ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left\{ \frac{k}{\mu B} \left(\frac{\partial P}{\partial x} - \rho \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right\} + \bar{q} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{f}{B} \right) \quad t > 0, 0 \leq x \leq L \dots (1)$$

donde,

$p=p(x,t)$	presión del aceite,
K	permeabilidad absoluta del medio poroso,
$\Phi(p)$	porosidad del medio poroso,
$\mu(p)$	viscosidad del aceite,
$B(p)$	factor de volumen,
\bar{q}	gasto volumétrico a c.s / unidad de volumen de roca.
γ	peso específico, definido como: $\rho \frac{g}{g_c}$

La condición inicial es:

Obedece a un equilibrio gravitacional.

$$P(x,0) = P_0(x), \quad 0 \leq x \leq L \dots (2)$$

y las condiciones de frontera del tipo Neumann son:

$$\text{INTERNA.} \quad \left(\frac{\partial P}{\partial x} - \mathbf{g} \frac{\partial D}{\partial x} \right)_{x=0} = 0: \quad t > 0 \dots (3)$$

$$\text{EXTERNA.} \quad \left(\frac{\partial P}{\partial x} - \mathbf{g} \frac{\partial D}{\partial x} \right)_{x=Lx} = 0: \quad t > 0 \dots (4)$$

A partir del tiempo cero la presión obedece a un equilibrio gravitacional, por lo que para un ángulo cero, el yacimiento se comporta como horizontal, y la presión inicial será la misma. y para tiempos mayores de cero el comportamiento de presión dependerá de los gastos y la posición de los nodos.

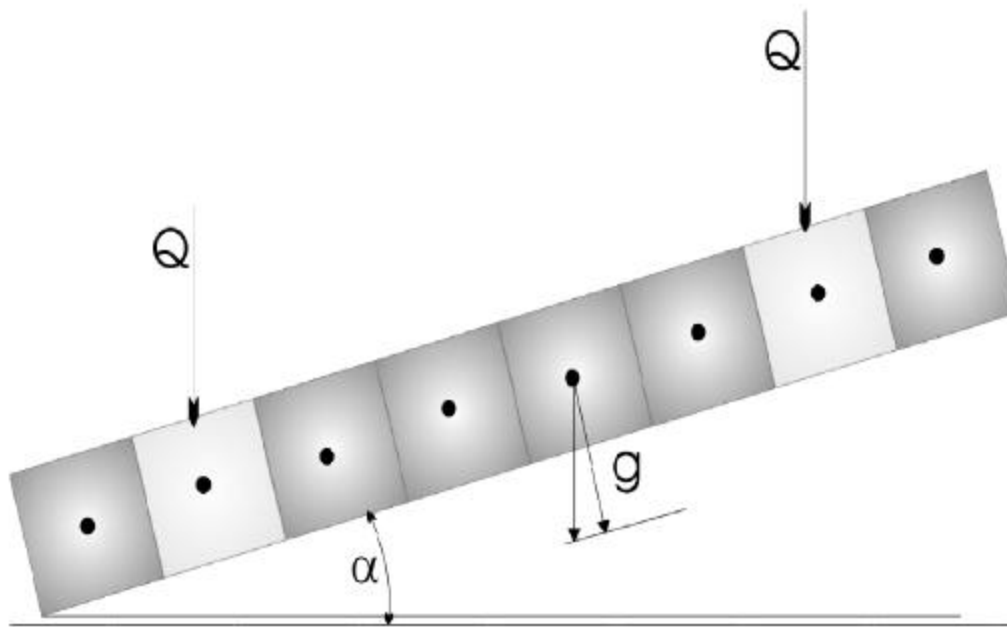


Fig. 5.11 Yacimiento Inclinado produciendo a 2 gastos constantes

Afectando primeramente a las celdas vecinas

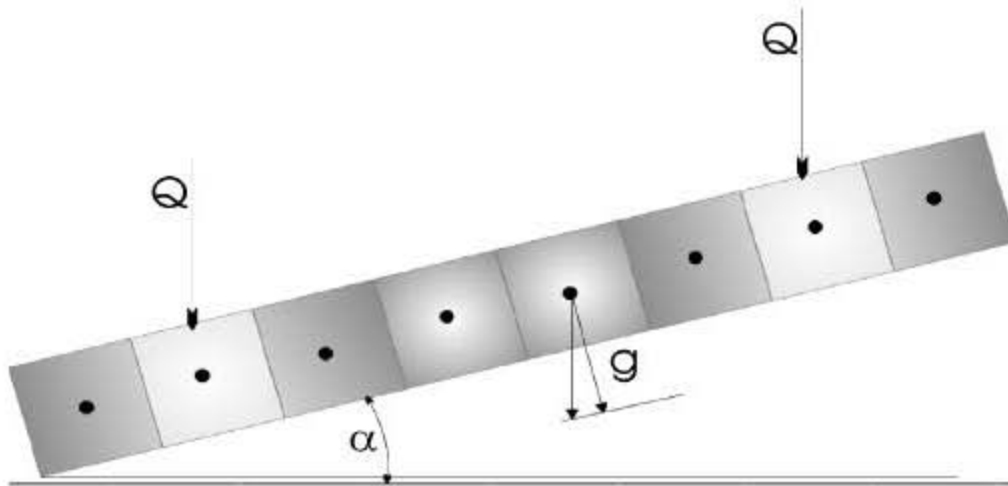


Fig. 5.12 Comportamiento de Presión en las celdas

y así sucesivamente

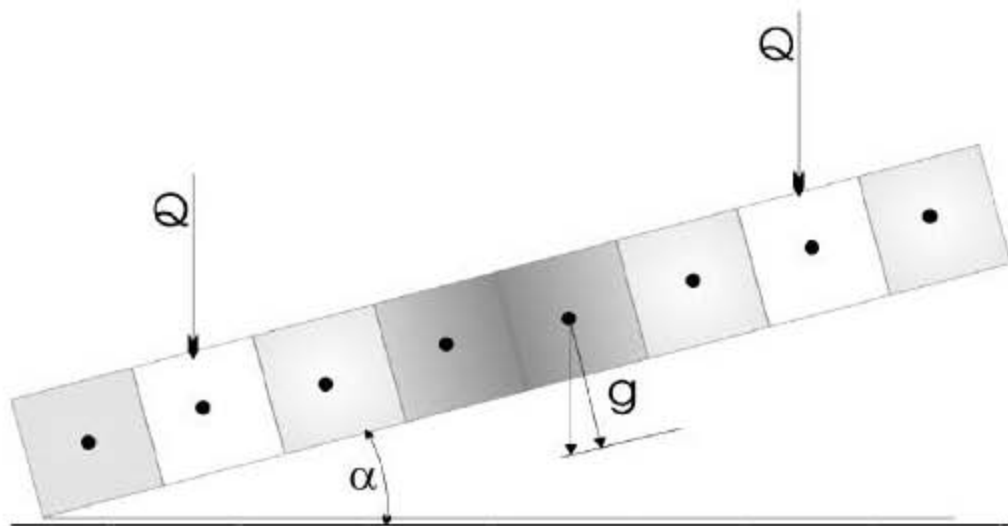


Fig. 5.13 Comportamiento de Presión en las celdas

hasta que todo el yacimiento ya no tiene la presión inicial en ninguna de sus celdas, por lo que la caída de presión será gradual y como el gasto es el mismo y colocados en celdas

simétricas al yacimiento se espera que sea simétrico el comportamiento como se muestra en la siguiente figura para un comportamiento de un yacimiento horizontal

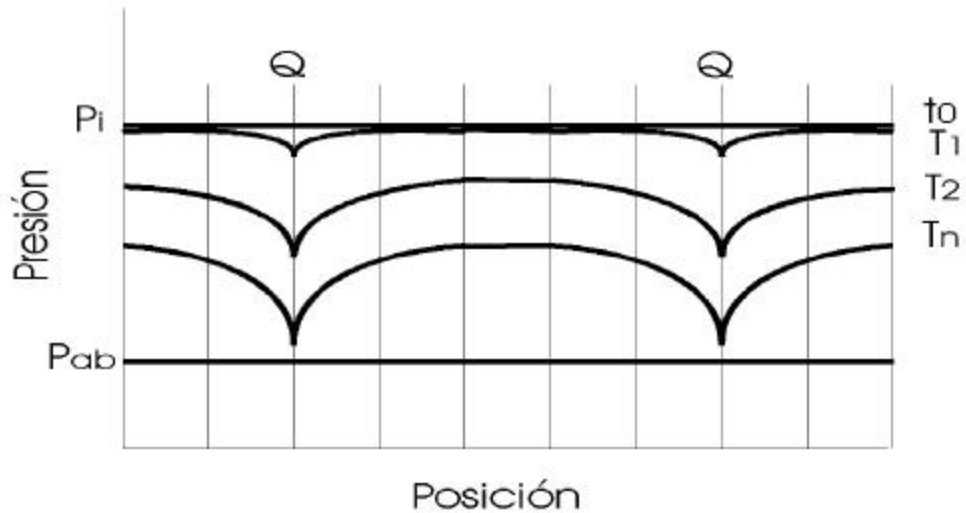


Fig. 5.14 Comportamiento de Presión vs. Posición

por lo que habrá que desarrollar la ecuación 1 para dejarla en diferencias finitas

Desarrollo de la ecuación en diferencias finitas

Se toma la ecuación 1

$$\left\{ \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k}{\mathbf{nB}} \left(\frac{\partial P}{\partial x} - \mathbf{g} \frac{\partial D}{\partial x} \right) \right] \right\}^{n+1} + (\bar{q})_i^{n+1} = \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right) \right]_i^{n+1}$$

aplicando diferencias centrales

$$\frac{1}{\Delta x_i} \left\{ \left[\frac{k}{mB\Delta x} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} \left[\Delta P_{i+\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i+\frac{1}{2}} \right]^{n+1} - \left(\frac{k}{mB\Delta x} \right)_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} \left[\Delta P_{i-\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i-\frac{1}{2}} \right]^{n+1} \right\} + \bar{q}_i^{n+1} = \left\{ \frac{1}{\Delta t} \left[\left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^n \right] \right\}$$

Multiplicando por $V_{ri} = A \Delta x_i$

$$\frac{A\Delta x_i}{\Delta x_i} \left\{ \left[\frac{k}{mB\Delta x} \right]_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} \left[\Delta P_{i+\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i+\frac{1}{2}} \right]^{n+1} - \left(\frac{k}{mB\Delta x} \right)_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} \left[\Delta P_{i-\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i-\frac{1}{2}} \right]^{n+1} \right\} + q_i^{n+1} = \frac{A\Delta x_i}{\Delta t} \left\{ \left[\left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^n \right] \right\}$$

Sustituyendo:

$$T_{i+\frac{1}{2}} = \left(\frac{Ak}{mB\Delta x} \right)_{i+\frac{1}{2}}^{n+1}$$

y

$$T_{i-\frac{1}{2}} = \left(\frac{Ak}{mB\Delta x} \right)_{i-\frac{1}{2}}^{n+1}$$

Se obtiene:

$$T_{i+\frac{1}{2}} \left[\Delta P_{i+\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i+\frac{1}{2}} \right]^{n+1} - T_{i-\frac{1}{2}} \left[\Delta P_{i-\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i-\frac{1}{2}} \right]^{n+1} + q_i^{n+1} = \frac{A\Delta x_i}{\Delta t} \left[\left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^n \right]$$

que despejándola ecuación para dejarla igualada a cero queda

$$F_i(P_{i-1}, P_i, P_{i+1}) = T_{i+\frac{1}{2}}^{n+1} \left[\Delta P_{i+\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i+\frac{1}{2}} \right]^{n+1} - T_{i-\frac{1}{2}}^{n+1} \left[\Delta P_{i-\frac{1}{2}} - (\mathbf{gD})_{i-\frac{1}{2}} \right]^{n+1} + q_i^{n+1} - \frac{V_{ri}}{\Delta t} \left[\left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{\mathbf{f}}{B} \right)_i^n \right] = 0$$

Control de Brotes²²

Brote: es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas, agua, o mezcla de estos.

Al ocurrir un brote, el pozo desaloja una gran cantidad de lodo de perforación, y si dicho brote no es detectado, ni corregido a tiempo, se produce un reventón o descontrol.

Descontrol. Se define como un brote de fluidos que no pueden manejarse a volumen.

Presión de formación: es la presión de los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de una roca. También se le denomina presión de poro. La presión de formación se clasifica en:

- Normal
- Anormal

Las formaciones con presión normal son aquellas que se controlan con densidades del orden del agua salada. Para conocer la “normalidad” y “anormalidad” de cierta área, se deberá establecer el gradiente del agua congénita de sus formaciones, conforme al contenido de sus sales disueltas.

Las formaciones con presión anormal pueden ser de dos tipos: Subnormal es aquella que se controla con densidad que la de agua dulce, equivalente a un gradiente menor de 0.100 kg/cm²/m. El segundo tipo son formaciones con presión anormalmente alta. La presión se encuentra por encima de la considerada como presión normal. Las densidades para lograr el control de estas presiones equivalen a gradientes hasta 0.224 kg/cm²/m.

Para cálculos prácticos de control de pozos la presión de formación (Pf) puede calcularse con la presión de cierre en la tubería de perforación (TP) y la presión hidrostática en el fondo del pozo.

$$Pf = PCTP + Ph$$

La presión de formación también se calcula sumando la presión de cierre en la tubería de revestimiento (TR) y la presión hidrostática de los fluidos dentro del pozo.

La presión de sobrecarga: es el peso de los materiales a una profundidad determinada.

Presión de fractura: es la que propicia una falla mecánica en una formación. Como consecuencia genera una pérdida de lodo durante la perforación.

Causas y origen de un brote.

Durante las operaciones de perforación, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor a la de formación. De esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote. Sin embargo en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá un brote, esto se puede originar por lo siguiente:

- Densidad insuficiente del lodo.
- Llenado insuficiente durante los viajes.
- Sondeo del pozo al sacar tubería rápidamente.
- Contaminación del lodo.
- Pérdidas de circulación.

Perforación Bajo Balance.²³

Se tiene una operación bajo balance cuando la densidad equivalente del fluido del control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos de la formación al pozo, que deben circularse y controlarse en la superficie. El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión, pues también se aplica en pozos de alta presión, con los mismos objetivos: reducir el riesgo de atrapamiento por presión diferencial y hacer factible la perforación.

Sus principales diferencias con la perforación convencional es

<u>Convencional</u>	<u>Bajo Balance</u>
Se evitan brotes manteniendo $Ph > Py$.	Se causa flujo intencional haciendo $Ph < Py$.
Se detiene la perforación al haber flujo.	Se continúa perforando aún con flujo.
Se detiene la perforación al haber pérdida de circulación.	Se continúa perforando aún con pérdida de circulación.
No se realizan viajes con la presión.	Se realizan viajes con presión controlada.
Tabla 5.1. Comparación Perforación Convencional y Bajo Balance.	

La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables aun cuando se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca, como se ilustra en la Fig 5.5. por su parte, la Fig 56 ilustra una formación en la que no es posible utilizar la perforación baja balance pues la densidad equivalente a su estabilidad mecánica no permite usar densidades menores a su presión de poro, por lo que la zona bajo balance no está definida para esa formación, pues provocaría un colapso o derrumbe del pozo.

Conclusiones y Recomendaciones

1. Una mezcla de hidrocarburos está compuesta por una cantidad muy grande de componentes, pero se puede representar la mezcla por pseudocomponentes más representativos, que para la industria petrolera por lo general los componentes son C1 a n-C6 y para los componentes mayores se pueden agrupar en un pseudocomponente llamado C7+.
2. El comportamiento de los parámetros de un yacimiento se puede representar por medio de alguna correlación, pero el estudio que se obtiene de un laboratorio especializado para caracterizar un fluido da un resultado más apegado con el fluido que con una correlación.
3. Los valores de los parámetros como B_o , R_s dependen de cómo se obtuvieron en el laboratorio, ya sea con una separación diferencial a volumen constante, separación diferencial, separación flash.
4. Es importante saber de qué tipo de separación se obtuvieron a distintas propiedades de los fluidos en un laboratorio.
5. Al ir disminuyendo la presión a temperatura de yacimiento, se tiene que hacer a una cierta presión y después hacerlo a temperatura ambiente para evitar destilar componentes.
6. El comportamiento de un se puede representar mediante una ecuación de estado.
7. Una ecuación de estado tiene parámetros que dependen de presión y temperatura, por lo que su solución debe realizarse con el método de Newton – Raphson.

8. El equilibrio termodinámico se representa matemáticamente por la igualdad de fugacidades del líquido y del gas, para cada componente.
9. Uno de los parámetros críticos es el peso molecular y densidad del pseudocomponente C7+.
10. El estudio del comportamiento de fluidos de un yacimiento es muy importante en la industria petrolera, ya que tiene muchas aplicaciones en las diferentes ramas como en ingeniería de yacimientos, producción y perforación.

Nomenclatura

Bo	Factor de Volumen del aceite	$m_o^3 @ C.Y. / m_o^3 @ C.S.$
Bg	Factor de Volumen del gas	$m_g^3 @ C.Y. / m_g^3 @ C.S.$
Bt	Factor de Volumen total	$m_o^3 @ C.Y. / m_o^3 @ C.S.$
C	Compresibilidad	$1/(kg/cm^2), 1/psia$
F	Función de Residuos	
g	Gravedad	m/s^2
J	Indice de Productividad	$m^3/(kg/cm^3)$
K	Permeabilidad	mDarcy
Lr	Lectura de Bomba	cm^3
M	Peso Molecular	gr/grmol
m	Volumen original de Gas entre Volumen original de Aceite	$m_g^3 @ C.Y. / m_o^3 @ C.Y.$
N	Volumen original de Aceite	$m_o^3 @ C.S.$
n	Número de Moles	
P	Presión	$kg/cm^3, psia, mmHg$
Q	Gasto	m^3/s
R	Constante Universal de los Gases	$psia*ft^3/grmol*°F$
Rs	Relación de solubilidad del gas	$m_g^3 @ C.S. / m_o^3 @ C.S.$
S	Saturación	
t	SSU	seg
T	Temperatura	$°C, °F, °R$
V	Volumen	m^3
Z	Factor de Compresibilidad	
α	Angulo	
β	Coeficiente de Expansión térmica a presión constante	$1/°C$
Δ	Incremento	
ϕ	Coeficiente de Fugacidad	$1/psia$

γ	Densidad Relativa	
ρ	Densidad	gr/cm ³ , °API
μ	Viscosidad	cp
ω	Factor acentrico	

Subíndices

a	Ambiente
b	Burbuja
c	Critico
g	Gas
i	Inicial, Componente i
l	Líquido
o	Aceite
p	Presión Constante
pr	Pseudoreducida
r	Relativo, Reducida
t	Temperatura Constante, Factor de Volumen Total
th	En la cabeza del pozo
wf	Fondo fluyendo
ws	Fondo estático
v	Vapor
y	Yacimiento
1	1 Atmosfera

Bibliografía

1. Mian, M. A., 1992, "Petroleum Engineering, Handbook for the Practicing Engineer" Oklahoma, v.1, 613 p.
2. McCain, William D. Jr, The properties of Petroleum Fluids: Tulsa, PennWell Books, 2a edición, 548 pp.
3. Smith, Charles R, 1992, "Applied Reservoir Engineering", Tulsa, v.1, 1-1 a 11-28 p.
4. Trube, A. S.: "Compressibility of Natural Gases", JPT (September 1987)69
5. Allen, 1978, Thomas, Production Operations, Tulsa, OGCI, Vol. 1, 2nd Edition, 223 p.
6. Mendez, T, 1979, "Caracterización de fluidos de yacimientos petroleros", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol XI No. 4, 21-32 p.
7. González Carrillo, Fernando, 1999, La industria petrolera, conceptos básicos, Biblioteca de la AIPM., 237 p.
8. Becerra Rosillo, Salvador, 1986, Análisis pVT en sistemas de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, Tesis, IPN, 140 p
9. Chang, Raymond, 1992, "Química", McGraw Hill, Carta Eición, 1100 p
10. Atkins, 1986, "Fisicoquímica", Addison-Wesley Iberoamericana, Tercera Edición, 1000 p.
11. Maron, Samuel, "Fundamentos de Fisicoquímica", 1984, Limusa.
12. Pedersen, 1989, "Properties of Oil and Natural Gases", Contributions in Petroleum Geology & Engineering, vol 5
13. Firoozabadi, Abbas, 1999, "Thermodynamics of Hydrocarbon Reservoirs", McGraw-Hill
14. Garaicochea, Francisco, 1991, "Transporte de Hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.
15. Danesh, Ali, 1998, "pVT and phase behavior of petroleum reservoir fluids", Developments in petroleum science, vol 47, Elsevier
16. Gómez Cabrera, José Angel, 1985, "Producción de Pozos I", F.I apuntes, 191 pp

17. Slider, 1983, "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", PennWell Books, 826 pp.
18. Craft, B. C. and Hawkins, 1991, "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall, 431 pp.
19. Havlena, D. and Odeh, A. S., 1963, "The material balance as an equation of a Straight line", AIME
20. Samaniego, Fernando, 2001, Materia de Mecánica de Yacimientos impartido en la división de posgrado de la FI.
21. Smith, Charles R, 1992, "Applied Reservoir Engineering", Tulsa, v.2, 12-1 a 17-16 pp.
22. "Un Siglo de la Perforación en México, v. 13, México, 33 pp, CD
23. "Un Siglo de la Perforación en México, v. 9, México, 42 pp, CD
24. Soave, Giorgio, 1971, "Equilibrium constants from a modified Redlich – Kwong", Chemical Engineering Science, vol 27, pp 1197-1203
25. D.Y. Peng, D. and Robinson, D, 1976, "A new two constant equation of state", Ind. Eng. Chem. Fundam. Vol 15, No. 1, 1976, pp. 59-64.