

Capítulo II

Propiedades de los Fluidos

2.1. Yacimientos de Aceite.

Dependiendo de la presión inicial , los yacimientos de aceite pueden ser subdivididos en las siguientes categorías:

- **Bajosaturado:** Si la presión inicial del yacimiento , es mayor que la presión del punto de burbuja del fluido del yacimiento.
- **Saturado:** Cuando la presión inicial del yacimiento , está por debajo de la presión del punto de burbuja del fluido del yacimiento.

El aceite crudo cubre muchos rangos de propiedades físicas y composiciones químicas, por esto es importante poderlos agrupar en categorías. En general el crudo es comúnmente clasificado en los siguientes tipos:

- Aceite negro
- Aceite volátil

Estas clasificaciones se basan esencialmente en las propiedades que presentan algunos aceites negros, como por ejemplo, la composición, la relación gas-aceite, la apariencia (color), la forma del diagrama de fase de presión contra temperatura. De igual manera, la temperatura del yacimiento es un factor importante en la clasificación de los aceites negros.

2.1.1. Aceite Negro.

Para que un yacimiento sea considerado de aceite negro, debe de presentar las siguientes características:

- La ρ es mucho menor que la ρ_{agua}
- Su composición es principalmente de componentes pesados
- RGA inicial menor a 2,000 @ c.e. / bls @ c.e.
- El aceite en el tanque tiene una densidad menor a 45° API
- En superficie se recupera aceite en mayor cantidad y gas en menor cantidad
- ρ_{gas} menor a 2.0 bls @ c.y. / bls @ c.e.
- La composición de heptano plus será mayor a 20% mol
- Color del aceite: negro, verde oscuro o café oscuro

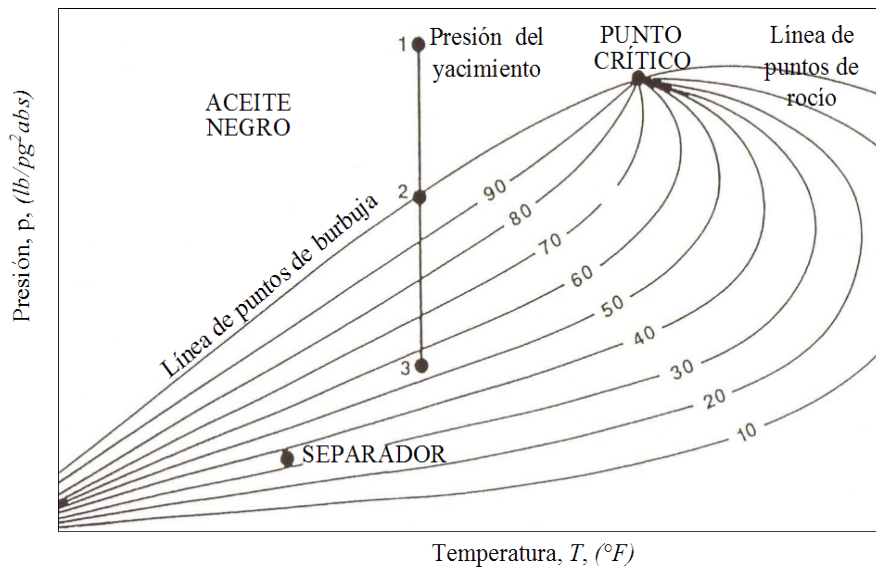


Fig. 2.1 Diagrama de fase característico de los yacimientos de aceite negro

2.1.2. Aceite Volátil.

Para que un yacimiento sea considerado de aceite volátil, debe de presentar las siguientes características:

- La RGA es menor que la
- En su composición se encuentran pocos componentes pesados y una mayor cantidad de componentes intermedios
- RGA inicial entre 2,000 y 3,000 @ c.e. / bls @ c.e.
- El aceite en el tanque tiene una densidad que va en un rango de 45° a 55° API
- La producción en superficie es aceite y gas
- mayor a 2.0 bls @ c.y. / bls @ c.e.
- La composición de heptano plus será en un rango de 12.5 a 20% mol
- Color del aceite: café, anaranjado o verde.

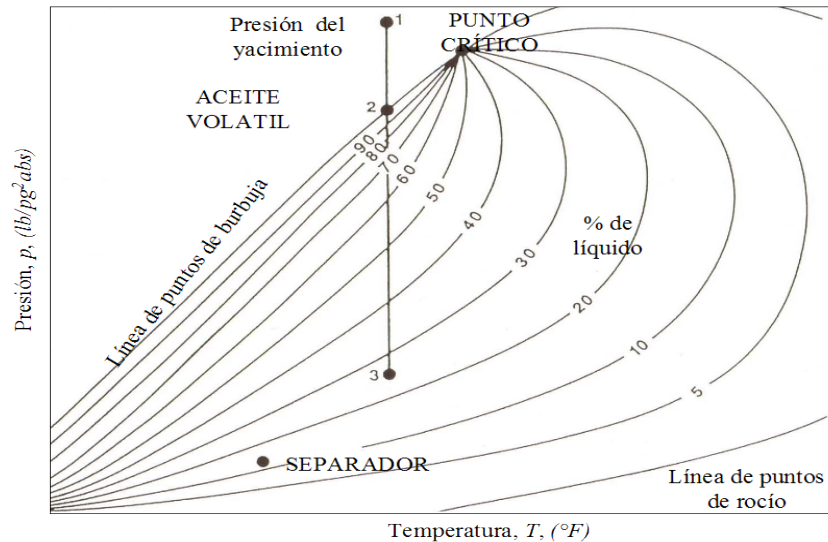


Fig. 2.2 Diagrama de fase característico de los yacimientos de aceite volátil

2.2. Yacimientos de Gas.

En general, si la temperatura del yacimiento está por arriba de la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos, el yacimiento es clasificado como yacimiento de gas natural. Los gases naturales pueden ser clasificados basados en el diagrama de fase estableciéndose así tres categorías:

- 1) Gas Retrogrado
- 2) Gas Húmedo
- 3) Gas Seco

2.2.1. Gas Retrogrado.

El yacimiento de gas retrogrado es llamado comúnmente yacimiento de gas y condensados y debe presentar las siguientes características:

- La T es mayor que la T_c pero menor a la temperatura cricondenterma
- En su composición se encuentran regulares cantidades de componentes intermedios
- A lo largo de su vida productiva los hidrocarburos en el yacimiento presentan condensación retrograda
- RGA inicial entre 8,000 y 70,000 @ c.e. / bls @ c.e.
- El condensado recuperado en el tanque tiene una densidad por arriba de 50° API
- La producción en superficie es condensado y gas
- La composición de heptano plus será menor a 12.5% mol
- Color del condensado: café claro, anaranjado claro, verde claro o transparente.

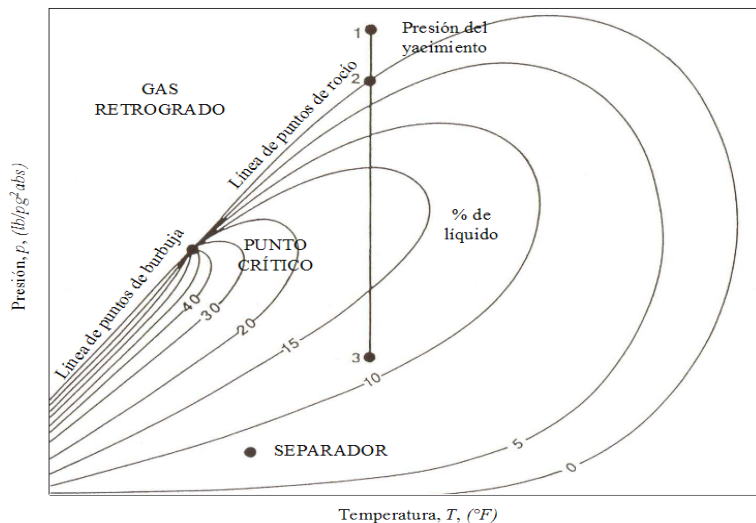


Fig. 2.3 Diagrama de fase característico de los yacimientos de gas y condensados

2.2.2. Gas Húmedo.

Para que un yacimiento sea considerado de gas húmedo, debe de presentar las siguientes características:

- La P_{cr} es mayor que la temperatura cricondenterma
- A lo largo de su vida productiva los hidrocarburos en el yacimiento se encuentra en una sola fase (gas)
- La producción en superficie es condensado menor cantidad y gas mayor cantidad
- RGA inicial entre 60,000 y 100,000 @ c.e. / bls @ c.e.
- El condensado recuperado en el tanque tiene una densidad mayor a 60° API
- Color del condensado: transparente.

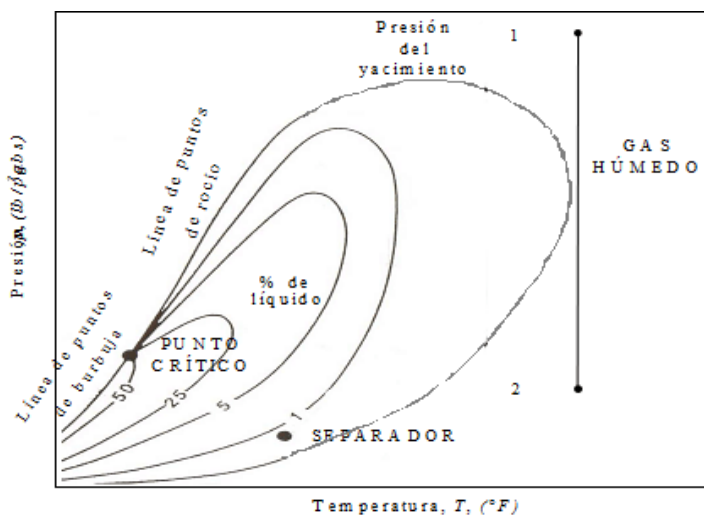


Fig.2.4 Diagrama de fase característico de los yacimientos de gas húmedo

2.2.3. Gas Seco.

Para que un yacimiento sea considerado de gas seco, debe de presentar las siguientes características:

- La RGA es mucho mayor que la temperatura cricondenterma
- A lo largo de su vida productiva los hidrocarburos en el yacimiento se encuentra en una sola fase (gas)
- La producción en superficie es solamente gas
- RGA inicial es mayor a 100,000 @ c.e. / bls @ c.e.
- Su composición es principalmente de componentes ligeros

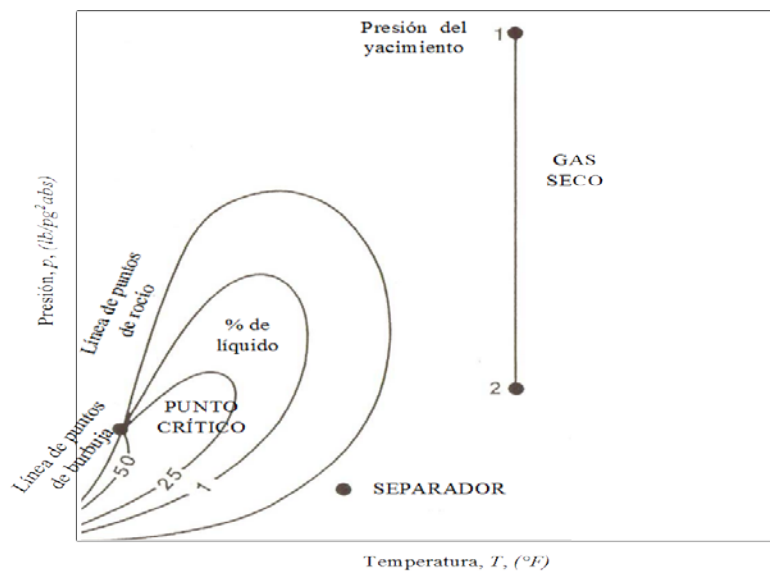


Fig.2.5 diagrama de fase característico de los yacimientos de gas seco

2.3. Propiedades de los Fluidos.

Para entender y predecir el comportamiento volumétrico de los yacimientos de aceite y gas en función de la presión, el conocimiento de las propiedades físicas de los yacimientos debe ser adquirido. Estas propiedades de los fluidos son generalmente determinadas por experimentos en laboratorio realizadas a muestras de fluido del yacimiento. En ausencia de medidas de experimentales de las propiedades, es necesario para el ingeniero petrolero en determinar las propiedades de correlaciones empíricas.

2.3.1. Propiedades del Gas.

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos principalmente, que se encuentra en el subsuelo, cuyo componente en su mayor parte es el metano, el cual se encuentra en una proporción mayor al 80%; no siempre está asociado al petróleo líquido. Puede contener impurezas tales como: bióxido de carbono CO₂, nitrógeno N₂, ácido sulfhídrico H₂S, helio He y argón Ar.

El gas natural como fuente de energía ofrece muchas ventajas:

- A diferencia del petróleo, no requiere de plantas de refinación para procesarlo, y obtener productos comerciales; por lo tanto es de bajo costo.
- Las impurezas que contienen son fácilmente separadas por procesos físicos simples: se puede decir que es un combustible limpio.

2.3.1.1. Comportamiento de los Gases Ideales.

De la teoría cinética de los gases de los postulados de que los gases se componen de un número muy grande de partículas llamadas moléculas. Para un gas ideal, el volumen de estas moléculas es insignificante comparado con el volumen total ocupado por el gas. También se supone que estas moléculas no tienen fuerzas de atracción y repulsión entre ellas, y que la colisión entre estas es perfectamente elástica.

Basado en la teoría de los gases descrita anteriormente, una ecuación matemática conocida como ecuación de estado puede ser derivada para expresar la relación que existe entre presión p , volumen V y temperatura T para cierta cantidad de moles de gas n . Esta relación para gases ideales se conoce como ley de los gases ideales y matemáticamente se expresa con la siguiente ecuación:

$$pV = znRT \quad \dots\dots\dots 2.1$$

Donde

p = presión absoluta, psia

V = volumen,

T = temperatura absoluta, °R

n = número de moles de gas, lb-mole

R = constante universal de los gases, lo cual para las unidades que se manejan el valor es 10.730 psia /lb-mole °R

El número de libras mol de gas, es decir n , es definido como la masa de gas m , dividido por el peso molecular de gas M :

$$n = \frac{m}{M} \dots\dots\dots 2.2$$

Combinado la ecuación anterior con la ley de los gases ideales, obtenemos:

$$pV = \frac{m}{M} \dots\dots\dots 2.3$$

Donde

m = masa del gas, lb

M = peso molecular, lb/lb-mol

Como la densidad es definida como la masa por unidad de volumen, la ecuación anterior puede expresarse de la siguiente manera para estimar la densidad del gas a cualquier presión y temperatura:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \dots\dots\dots 2.4$$

Donde

ρ_g = densidad de gas, lb/

2.3.1.2. Peso Molecular Aparente de una Mezcla de Gases.

El peso molecular para una mezcla con n-componentes (\bar{M}) se denomina como peso molecular promedio molar ó aparente y se determina con:

$$\bar{M}_a = \sum_{j=1}^{j=n_{comp}} y_j M_j \dots\dots\dots 2.5$$

\bar{M}_a = peso molecular aparente de la mezcla de gases en *lbm/lbm-mol*

M_j = peso molecular del componente j de la mezcla de gas en *lbm/lbm-mol*

y_j = fracción mol de la fase de gas del componente j en fracción

2.3.1.3. Densidad Específica de un Gas (densidad relativa), .

Es la relación de la densidad del gas a la densidad del aire seco, ambos medidos a la misma presión y temperatura. La densidad específica del gas en forma de ecuación es:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \dots\dots\dots 2.6$$

Donde

ρ_g = densidad de la mezcla de gases en lbm/

ρ_{aire} = densidad del aire en lbm/.

A condiciones estándar, el aire y el gas seco se comportan de acuerdo con la ley de los gases ideales. Bajo estas condiciones, si se emplea la definición de *libra masa-mol*, ($n=m/M$), y de densidad ($\rho=m/V$), así como la ecuación de estado para gases ideales para el aire y el gas, la densidad relativa de una mezcla de gases se puede expresar como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{aire}}{RT}} = \frac{M}{M_{aire}} \dots\dots\dots 2.7$$

es la densidad relativa del gas (aire =1.0), M es el peso molecular aparente del gas en *lbm/lbm-mol* y M_{aire} es el peso molecular del aire e igual a 28.9625 *lbm/lbm-mol*. Esto válido solo a condiciones estándar sin embargo se emplea comúnmente en la definición para gases reales y sus mezclas en la industria del gas natural.

2.3.1.4. Volumen Estándar.

Para muchos cálculos ingenieriles de gas natural es conveniente medir el volumen ocupado por 1lb-mole de gas a la presión y temperatura que se esté analizando. Estas condiciones regularmente son 14.7 psia y 60 °F, que son las condiciones estándar. El volumen estándar es entonces definido como el volumen de gas ocupado por 1 lb-mol de gas a condiciones estándar:

$$V = \frac{m RT}{M p} \dots\dots\dots 2.8$$

Sustituyendo las condiciones estándar:

$$V_{sc} = \frac{(1)RT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{(1)(10.73)(520)}{14.7}$$

ó

$$= 379.4 \text{ @c.s./lb-mol} \dots\dots\dots 2.9$$

Donde

- = Volumen estándar, /lb-mol
- = Temperatura estándar, °R
- = Presión estándar, psia.

2.3.1.5. Volumen Específico.

El volumen específico es definido como el volumen ocupado por una unidad de masa de gas. Para un gas ideal, esta propiedad puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g} \dots\dots\dots 2.10$$

Donde

- v = volumen específico, /lb
- ρ_g = densidad de gas, lb/

2.3.1.6. Comportamiento de los Gases Reales.

Al tratar con gases que están sujetos a presiones bajas, la ley de los gases ideales es una herramienta conveniente y satisfactoria. En presiones altas, el uso de la ecuación de gas ideal podría generar errores con margen de error alrededor de 500%, comparado con los errores de 2-3% a la presión atmosférica.

Básicamente, la magnitud de la desviación de los gases reales de las condiciones ideales incrementa con el incremento de la presión y temperatura y varía extensamente con la composición del gas. El comportamiento de los gases reales difiere al de los gases ideales. La razón para esto es que la ley de los gases ideales fue derivada bajo ciertas suposiciones, por ejemplo, que el volumen de moléculas es insignificante y que no existe fuerza de atracción y repulsión entre estas. Esto no es el caso para los gases reales.

Numerosas ecuaciones de estado se han desarrollado con el propósito de correlacionar empíricamente las variables de presión, volumen y temperatura para los gases reales. Con el fin de expresar una relación más exacta entre las variables p , V y T , un factor de corrección conocido como factor de compresibilidad de gas, factor de desviación del gas o simplemente factor z , debe ser introducido en la ecuación de ley de gases ideales:

$$z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/p} \dots\dots\dots 2.11$$

Considerando lo anterior:

$$pV = znRT \dots\dots\dots 2.12$$

Esta es la ecuación general de los gases reales. El factor Z es una función de la presión, la temperatura y la composición del gas. Los errores involucrados al no emplearlo pueden ser importantes.

El factor Z puede estimarse en la forma siguiente:

- 1) En base a mediciones directas en el laboratorio, empleando una muestra del gas del yacimiento.
- 2) Empleando correlaciones publicadas en la literatura.

La correlación más empleada para determinar Z es la de Standing y Katz mostrada en la figura 2.6. Esta correlación está basada en los parámetros pseudo-reducidos de temperatura (T_{pr}) y presión (P_{pr}), los cuales a su vez se relacionan con los parámetros pseudo-críticos de temperatura (T_{pc}) y presión (P_{pc}), en la forma siguiente:

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \dots\dots\dots 2.13$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \dots\dots\dots 2.14$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

Donde n es el número de componentes de “ ” es la fracción molar de cada componente en la mezcla.

La correlación de Standing y Katz está basada en gases naturales y proporciona buenos resultados si el contenido de impurezas (N_2 , CO_2 , H_2S) es reducido y el contenido de metano (CH_4) es mayor de 50%.

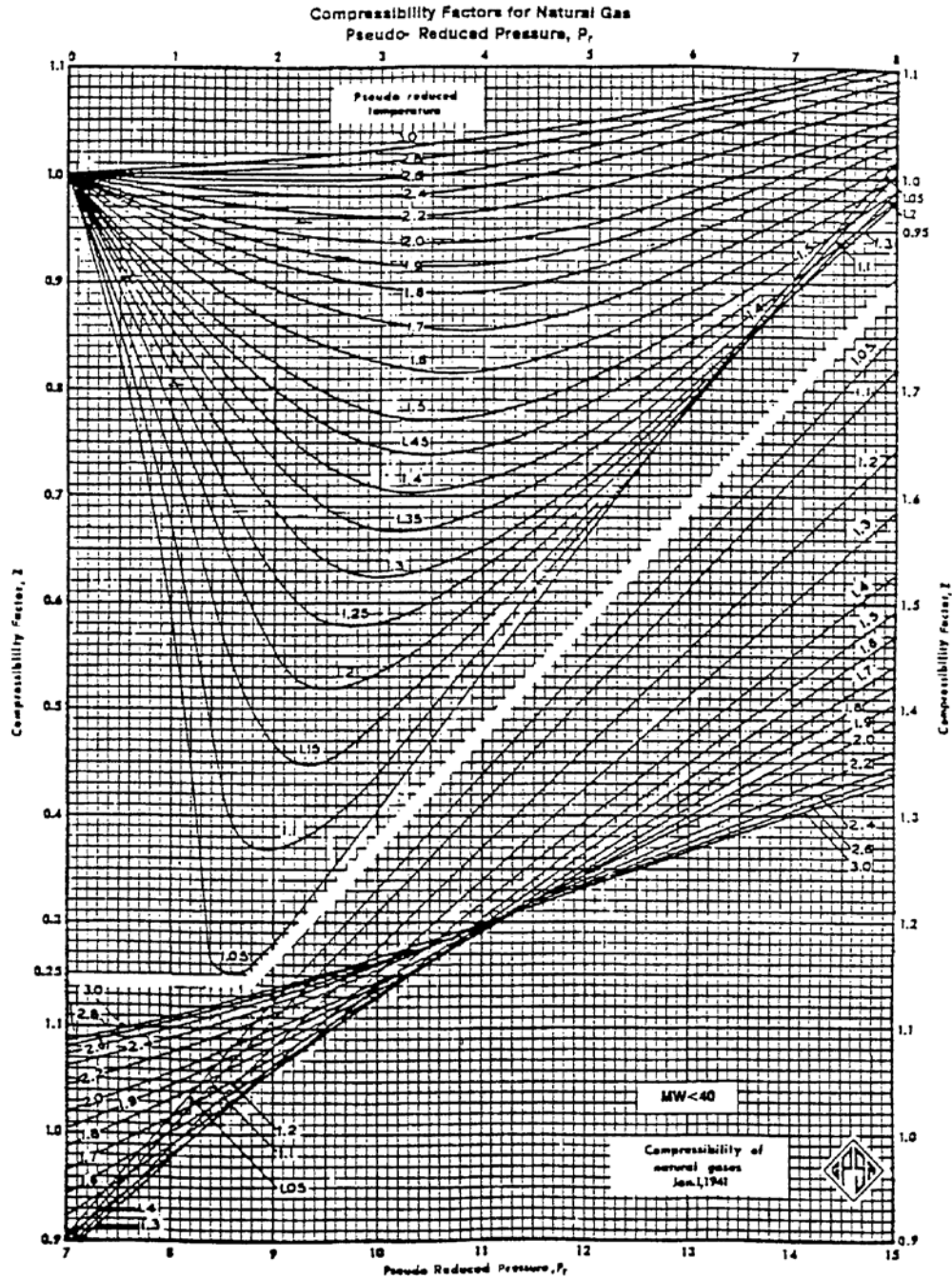


Fig. 2.6 Factor de compresibilidad para gas natural. (Standing y Katz)

2.3.1.7. Factor de Volumen del Gas, .

El factor de volumen del gas de formación se define como el volumen de gas @ c.y. requerido para producir un pie cubico de gas @ c.e. Los pies cúbicos en el yacimiento representan la medición o el cálculo del volumen de gas a condiciones de temperatura y presión del yacimiento. El factor de volumen también se conoce como factor de volumen

del yacimiento. El recíproco del factor de volumen a veces es conocido como factor de expansión de gas

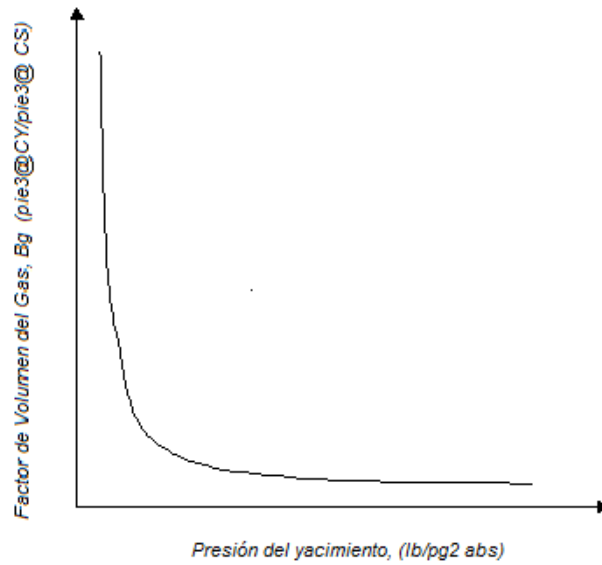


Fig. 2.7 Comportamiento típico del factor de volumen de gas en función de la presión a temperatura de yacimiento constante

El factor de volumen puede calcularse como el volumen que ocupa el gas @ c.y. dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas @ c.e.

$$B_g = \frac{V_{yacimiento}}{V_{estandar}} = \frac{z_y T_y}{p_y} \frac{p_{c.e.}}{z_{c.e.} T_{c.e.}} \cong \frac{z_y T_y}{p_y} \frac{p_{c.e.}}{T_{c.e.}} \dots\dots\dots 2.15$$

Para una $\rho = 14.65 \text{ lb/ft}^3$ y una $T = 60^\circ\text{F}$ (519.59°R), se tiene:

$$B_g = 0.0282 \frac{z_y T_y}{p_y} \dots\dots\dots 2.16$$

Donde

tiene unidades de @ c.y./ @ c.e.

2.3.1.8. Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico del Gas, β

La compresibilidad del gas es definida como la relación de cambio de un volumen dado v , por unidad de presión, manteniendo la temperatura constante; Las ecuaciones que lo definen son:

$$c_g \cong -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

En función del volumen molar. $c_g \cong -\frac{1}{V_M} \left(\frac{\partial V_M}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots 2.17$

En función del volumen específico. $c_g \cong -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T$

Las unidades son $(lb/ft^3)^{-1}$. La relación de c_g con respecto a la presión del yacimiento para un gas seco a temperatura constante se ve en la figura 2.8:

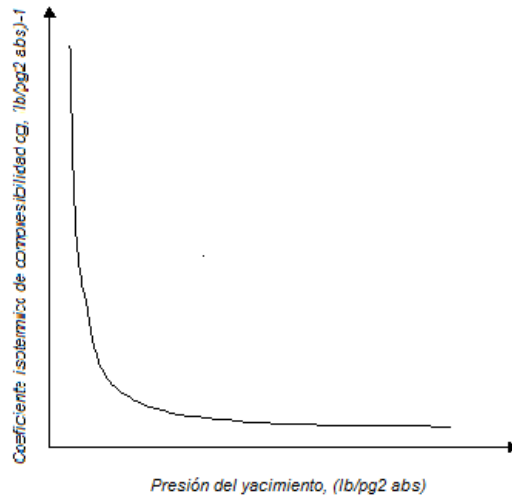


Fig. 2.8 Figura del coeficiente de compresibilidad del gas en función de la presión a temperatura constante.

Este coeficiente normalmente se refiere a la *compresibilidad* o *compresibilidad de gas*. Se debe entender que el termino de compresibilidad es usado para asignar el coeficiente isotérmico de compresibilidad; considerando que, el termino de factor de compresibilidad se refiere al factor “z”, que es el coeficiente de compresibilidad en la ecuación de estado. A pesar de que ambos están relacionados con la presión efectiva sobre el volumen de gas, estos son distintos y no son equivalentes.

para un gas ideal

Con el fin de que la ecuación de c_g sea útil, esta debe ser combinada con otras ecuaciones que relacionan volumen y presión, para que así una de esas variables pueda eliminarse. Se usa una ecuación de estado para este propósito.

La ecuación de estado para gases ideales,

$$pV = nR \quad \text{ó} \quad V = nRT/p \quad \dots\dots\dots 2.18$$

Lo que se quiere es eliminar el término de $\partial V/\partial p$ en la ecuación de , así que derivamos este término de la ecuación de gases ideales:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = -\frac{nRT}{p^2} \quad \dots\dots\dots 2.19$$

Combinando ambas ecuaciones tanto y la ecuación de estado, se tiene:

$$c_g = -\left(\frac{1}{V}\right)\left(-\frac{nRT}{p^2}\right) \quad \dots\dots\dots 2.20$$

Sustituyendo el volumen obtenido de la ecuación de los gases ideales:

Compresibilidad de un gas ideal:

$$c_g = \left(-\frac{p}{nRT}\right)\left(-\frac{nRT}{p^2}\right) = \frac{1}{p} \quad \dots\dots\dots 2.21$$

Se sabe que una ecuación de estado para un gas ideal no describe acertadamente el comportamiento de los gases a temperaturas y presiones que normalmente se encuentran en los yacimientos petroleros.

para un gas real

La ecuación de compresibilidad es la ecuación de estado más usada en la industria petrolera. Esta ecuación se combina con una ecuación que define el coeficiente de compresibilidad isotérmico. Desde que el factor z cambia debido a los cambios de presión, esta debe ser considerada como una variable más en la ecuación 2.22

Derivando parcialmente respecto a p tenemos:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \frac{p\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - z}{p^2} \quad \dots\dots\dots 2.22$$

La ecuación de la compresibilidad es

$$c_g = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \quad \dots\dots\dots 2.23$$

Sustituimos la derivada y el volumen, queda:

$$c_g = \left[-\frac{p}{znRT} \right] \left[\frac{nRT}{p^2} \left\{ p \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T - z \right\} \right] \dots\dots\dots 2.24$$

Compresibilidad de un gas real

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots 2.25$$

Para el caso especial de un gas ideal en el cual el factor z es una constante igual a 1.0, la derivada parcial de z con respecto a p es igual a cero y la ecuación anterior se reduce a:

$$c_g = \frac{1}{p} \dots\dots\dots 2.26$$

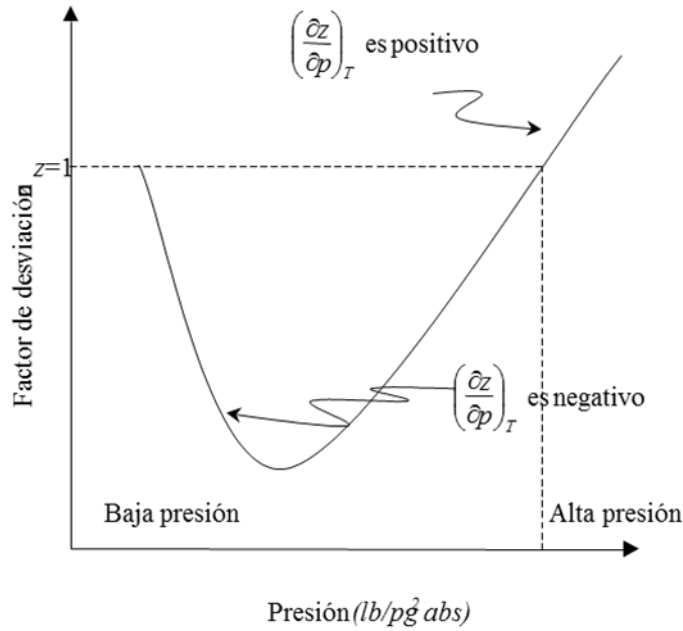


Fig. 2.9 Los valores de la derivada de z respecto a p, pendiente de la curva en el punto, son grandes. A presiones bajas la pendiente es negativa pudiendo ser mayor que el término 1/p, esto daría valores negativos de la compresibilidad. Por tanto la ecuación a usar deberá ser la ecuación (a). Y para presiones altas donde la pendiente es positiva se usará la ecuación (b).

$$c_g = \frac{1}{p} + \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (a)$$

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (b)$$

2.3.1.9. Viscosidad del Gas, .

Se llama viscosidad absoluta o simplemente viscosidad a la resistencia de un fluido al esfuerzo cortante. La viscosidad se debe a dos causas: la primera es la fuerza de cohesión que existe entre las moléculas de los fluidos, las cuales dificultan el desplazamiento relativo entre ellas; la segunda es la cantidad de movimiento entre las “capas” del fluido, que no se mueven a la misma velocidad. Por lo anterior, la viscosidad depende de la presión y la temperatura:

$$\mu = \mu (T, p) \quad \dots\dots\dots 2.27$$

Al aumentar la temperatura a presión constante, la viscosidad de un líquido disminuye, mientras que la viscosidad de un gas aumenta. Esto se explica debido a que en los líquidos predominan las fuerzas de cohesión y éstas disminuyen al aumentar la temperatura. Por otra parte, los gases deben su viscosidad predominantemente a la transferencia de cantidad de movimiento molecular y ésta aumenta con la temperatura. En el caso de los hidrocarburos en un yacimiento, se tiene una mezcla de líquido y gas; ésta cambia considerablemente su viscosidad al variar la presión y/o la temperatura; la variación de la viscosidad es más fuerte con la temperatura

Las dimensiones de la viscosidad absoluta son:

$$\mu [L^{-2}] = \mu [L^{-1} T^{-1}]$$

En el sistema cgs:

$$\mu [/(\text{cm seg})]$$

La unidad [/(cm seg)] se denomina poise, pero generalmente se usa el centipoise (1cp= 0.01 poise)

2.3.2. Propiedades del Aceite.

El petróleo es una mezcla compleja compuesta principalmente de hidrocarburos que contienen azufre, nitrógeno, helio y oxígeno como componentes menores. Las propiedades físicas y químicas de los crudos varían considerablemente y dependen de la concentración de los componentes presentes en el sistema de hidrocarburos.

Una descripción acertada de las propiedades físicas del crudo es de gran importancia tanto en el campo como en la ciencia teórica, especialmente en la solución de problemas de ingeniería petrolera.

2.3.2.1. Densidad Relativa del Aceite, .

La densidad específica o relativa de un aceite, ; se define como la relación de densidad del líquido a la densidad del agua, a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots\dots\dots 2.28$$

En el sistema inglés se tienen las siguientes unidades:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o \text{ (lbm aceite / pie}^3 \text{ aceite)}}{\rho_w \text{ (lbm agua / pie}^3 \text{ agua)}} \dots\dots\dots 2.29$$

La densidad relativa también se puede expresar como la densidad relativa 60°/60°, lo que significa que las densidades del aceite y del agua se midieron a 60°F a la presión atmosférica.

En la industria petrolera se emplea la densidad en grados *API* que se define como:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots\dots\dots 2.30$$

Donde γ_o es la densidad relativa 60° /60° del aceite.

2.3.2.2. Factor de Volumen del Aceite, B_o

Se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para tener un barril de aceite a condiciones atmosféricas. El volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento en superficie es menor al volumen de aceite que fluye del yacimiento hacia el pozo. Este cambio de volumen de aceite que va acompañado del cambio de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie es debido a tres factores:

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

La reducción de la presión también causa que el aceite remanente tenga una ligera expansión, pero esto es compensado de cierta manera por la contracción del aceite debido a la reducción de la temperatura.

El cambio en el volumen del aceite debido a estas tres condiciones es expresado en términos del factor de volumen de aceite donde se define como el volumen de aceite del yacimiento que se necesita para producir un barril de aceite en el tanque de almacenamiento. El volumen de aceite del yacimiento incluye el gas disuelto en el aceite

$$B_o = \frac{\text{volumen de aceite + gas disuelto a c.y}}{\text{volumen de aceite a c.e.}} \dots\dots\dots 2.31$$

$$B_o = \frac{V_{yac} \text{ bls aceite a c.y.}}{V_{c.e.} \text{ bls aceite a c.e.}}$$

El volumen de aceite a condiciones de superficie o de tanque se reporta siempre a 60°F, independiente de la temperatura del tanque. Al también se le llama factor de volumen de la formación o factor de volumen del yacimiento cuando es de aceite negro.

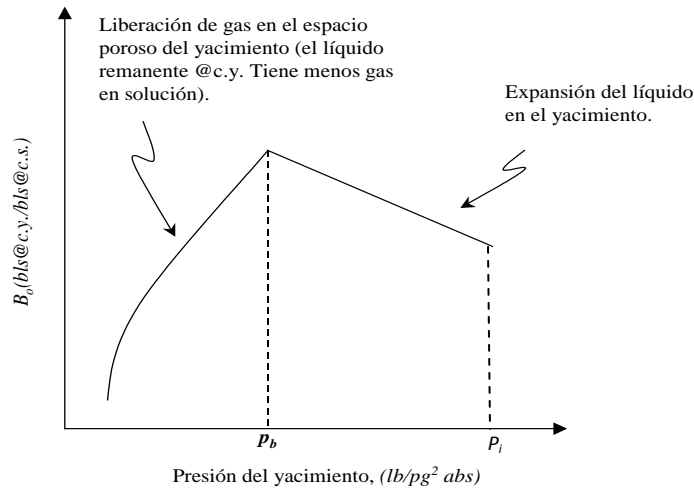


Fig. 2.10 Gráfica del factor de volumen del aceite en función de la presión a temperatura constante.

Si la presión del yacimiento pudiese reducir hasta la presión atmosférica, el valor de B_o sería aproximadamente igual a 1 [bls aceite @ c.y./bls aceite @ c.e.]. Una reducción en la temperatura a 60°F es necesaria para que el factor de formación fuese exactamente igual a 1 [bls aceite @ c.y./ bls aceite @ c.e.].

2.3.2.3. Relación Gas en Solución-Aceite, R_s .

La relación de solubilidad, R_s , se define como los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar.

La solubilidad de gas natural en el aceite depende de la presión, temperatura y la composición de gas y aceite. Para un gas en particular y aceite a temperatura constante, la cantidad de gas en solución incrementa con la presión y, a presión constante, la cantidad disminuye conforme aumenta la temperatura. Para cualquier temperatura y presión, la cantidad de gas en solución incrementa conforme la composición de gas y aceite se aproximen una a la otra, eso sucederá para cuando se tenga alta gravedad específica en los gases y altos grados API en el aceite. El gas es infinitamente soluble en

el aceite, la cantidad estará limitada solo por la presión o por la cantidad de gas disponible.

Se dice que un aceite es saturado con gas en cualquier presión y temperatura si se hace una ligera reducción de presión y aparece una burbuja de gas. Por otra parte, si no se libera ninguna burbuja de gas de la solución, al aceite en esa presión se le conoce como bajo saturado. El estado de bajo saturado implica que hay una deficiente cantidad de gas y que solo con un volumen abundante de gas, el aceite a esa misma presión podría ser saturado.

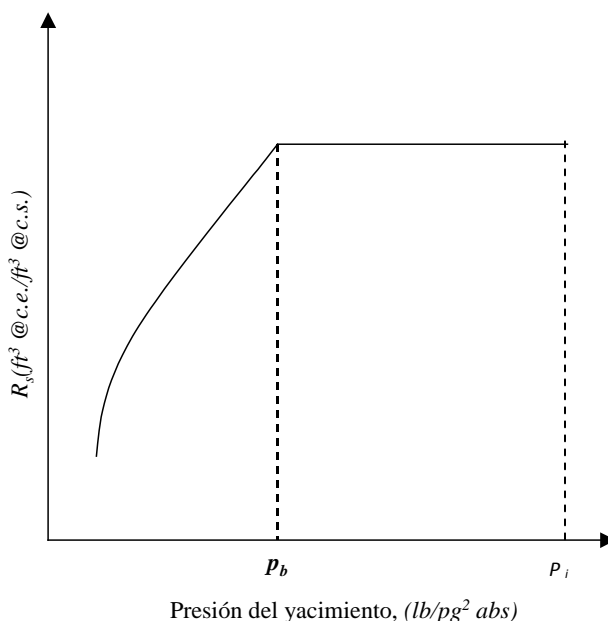


Fig. 2.11 Comportamiento del gas en solución – aceite para un aceite negro como una función de la presión a temperatura constante.

2.3.2.4. Factor de Volumen Total, .

La figura 2.12 muestra el volumen ocupado por un barril de aceite en el tanque más su gas disuelto en la presión de saturación. La figura también muestra el volumen ocupado por la misma masa de materia, después de un incremento en el volumen de la celda que ha sido causado por la reducción de presión. El volumen de aceite ha disminuido; sin embargo, el volumen total se ha incrementado.

El volumen de aceite en bajas presiones es . La cantidad de gas liberada es la cantidad en solución en el punto de burbuja, , menos la cantidad remanente en la presión baja, R_s . El gas liberado es llamado gas libre. Este es convertido a condiciones de yacimiento multiplicando por el factor de volumen de gas, .

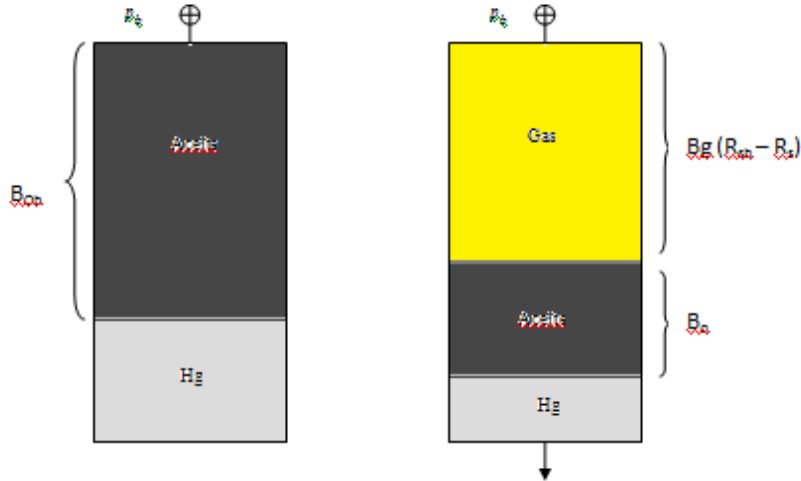


Figura 2.12 Esquema para representar el cambio de volumen debido a una reducción de presión.

El volumen total es .

$$B_t = B_o + B_g (R_{sb} - R_s) [bls \ a \ c.y. / bls \ a \ c.e.] \dots\dots\dots 2.32$$

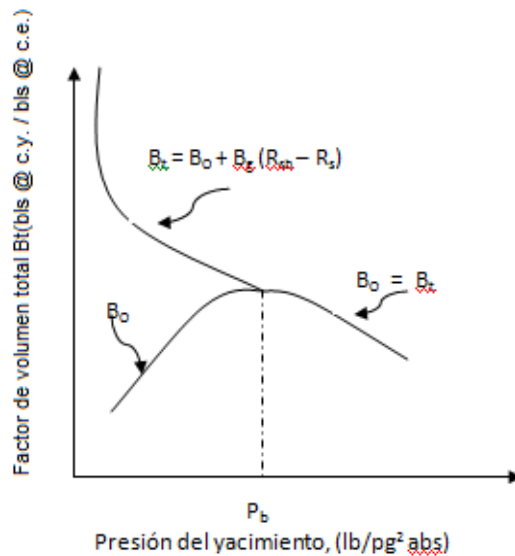


Figura 2.13 Gráfica del factor de volumen total en función de la presión a temperatura constante.

2.3.2.5. Coeficiente de Compresibilidad Isotérmico del Aceite,

A presiones por arriba del punto de burbuja, el coeficiente de compresibilidad isotérmico del aceite es definido exactamente como el coeficiente de isotérmico de un gas. En

presiones por debajo del punto de burbuja se debe agregar un término que tome en cuenta el volumen de gas liberado.

Así como los gases, el coeficiente isotérmico de compresibilidad de aceite es usualmente nombrado compresibilidad o, en este caso, compresibilidad de aceite.

Presiones por encima del punto de burbuja.

La definición del coeficiente de compresibilidad isotérmico en presiones por encima del punto de burbuja es:

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{ó} \quad c_o = -\frac{1}{V_M} \left(\frac{\partial V_M}{\partial p} \right)_T$$

$$\text{ó} \quad c_o = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \quad \dots\dots\dots 2.33$$

Estas ecuaciones dan el cambio fraccional de volumen de un líquido en función del cambio de presión a temperatura constante. Se usa la derivada parcial en vez de la derivada ordinaria porque solo una variable independiente, presión, se permite variar. Hay que recordar que el subíndice *T* indica que la temperatura se mantiene constante.

La relación de compresibilidad de aceite con presión para un típico aceite negro a temperatura constante se muestra en la siguiente figura. La tendencia de la compresibilidad del aceite negro es virtualmente constante, excepto en la presión cerca del punto de burbuja. Los valores raramente exceden los $35 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Las ecuaciones 2.33 solo aplican por encima del punto de burbuja, así que la línea de la figura termina al llegar al punto de burbuja.

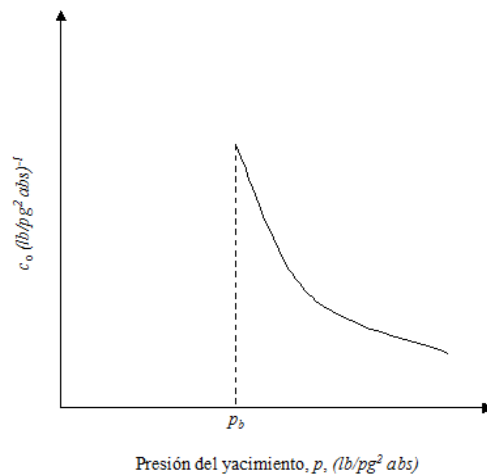


Fig. 2.14 Comportamiento del coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite en función de la presión a temperatura constante en presiones por encima del punto de burbuja.

Presiones por debajo del punto de burbuja.

Cuando la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbuja, la situación es muy diferente. Como se muestra en la figura 2.15, el volumen de líquido del yacimiento disminuye cuando la presión se reduce. Sin embargo, el volumen de yacimiento ocupado por la masa que originalmente era líquido aumenta debido a la liberación de gas. El cambio en el volumen de líquido se representa por

$$\left(\frac{\partial B_o}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots 2.34$$

El cambio en la cantidad de gas disuelto es:

$$\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots 2.35$$

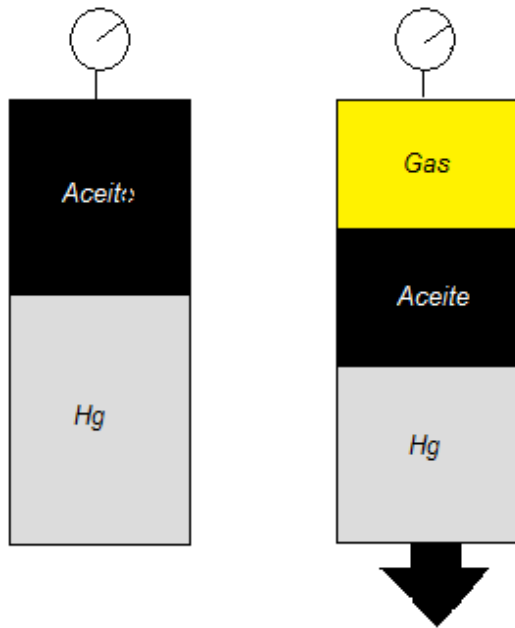


Fig. 2.15. Ilustración del coeficiente isotérmico de compresibilidad de aceite a presiones por debajo del punto de burbuja a temperatura constante

Y el cambio del volumen de gas libre es:

$$-\left(\frac{\partial R_s}{\partial p}\right)_T \dots\dots\dots 2.36$$

Así, considerando las presiones por debajo del punto de burbuja; el cambio total de volumen es la suma total del cambio en el volumen de líquido y el cambio en el volumen del gas libre.

$$\left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \dots\dots\dots 2.37$$

donde se introduce B_g para convertir el volumen de gas libre a condiciones de yacimiento.

Por último, el cambio fraccional de volumen en función de los cambios de la presión es:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \dots\dots\dots 2.38$$

El complemento de la gráfica de compresibilidad en función de la presión del yacimiento se ve en la figura 2.16. Donde se observa una discontinuidad en el punto de burbuja. La liberación de la primera burbuja de gas, causa un gran cambio en los valores de compresibilidad.

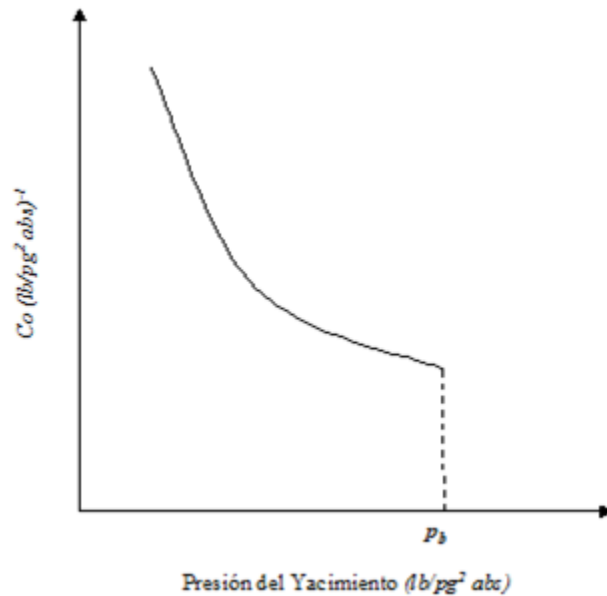


Fig. 2.16 Comportamiento del coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite en función de la presión a temperatura constante en presiones por debajo del punto de burbuja.

2.3.2.6. Coeficiente de Viscosidad del Aceite, ..

La viscosidad del aceite es una propiedad física importante que controla el flujo del aceite a través del medio poroso y la tubería. La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna de un fluido al fluir. En rangos desde 0.1 cp a 100 cp para aceites pesados. Es considerada la propiedad del aceite más difícil de calcular con correlaciones, con una precisión aceptable.

La viscosidad del aceite está en función de la temperatura, presión, gravedad específica del aceite y gas, solubilidad del gas y la composición del aceite. Siempre que sea posible,

la viscosidad del aceite debería ser determinada por mediciones en el laboratorio a temperatura y presión del yacimiento. La viscosidad regularmente se reporta en análisis estándar PVT. Si la adquisición de datos de un laboratorio no están disponibles, los ingenieros pueden referirse a las correlaciones publicadas, lo cual varían en complejidad y precisión, dependiendo de los datos disponibles del aceite. Basándose en la disponibilidad de datos de la mezcla de aceite, las correlaciones pueden dividirse en dos tipos: correlaciones basadas en otras mediciones de datos PVT, como grados *API* o *Rs*, y correlaciones basadas en la composición de aceite. Dependiendo de la presión, p , la viscosidad del aceite puede clasificarse en tres categorías:

- Viscosidad de aceite muerto, μ_o . La viscosidad del aceite muerto (aceite sin gas disuelto) es definida como la viscosidad de aceite en la presión atmosférica y temperatura del sistema, T .
- Viscosidad de aceite saturado, μ_{os} . La viscosidad de aceite saturado (punto de burbuja) es definida como la viscosidad en cualquier presión menor o igual a la presión de saturación.
- Viscosidad de aceite bajosaturado, μ_{osb} . La viscosidad de aceite bajosaturado es definida como la viscosidad de aceite en la presión por encima del punto de burbuja y temperatura de yacimiento.

La definición de las tres categorías de viscosidad de aceite se ilustran conceptualmente en la figura 2.17. En la presión atmosférica no hay gas disuelto en el aceite ($R_s = 0$) y es cuando la viscosidad del aceite tiene su valor más alto. Conforme la presión incrementa, en consecuencia la solubilidad del gas incrementa, resultando un decremento de la viscosidad. La viscosidad del aceite en cualquier presión menor o igual a p_b es considerada como aceite saturado en esta presión. Conforme la presión alcanza el punto de burbuja, la cantidad de gas en solución alcanza su máximo en p_b y la viscosidad de aceite su mínimo μ_{os} . Con el incremento de la presión por encima de la p_b , la viscosidad de aceite bajosaturado incrementa con la presión debido a la compresibilidad del aceite.

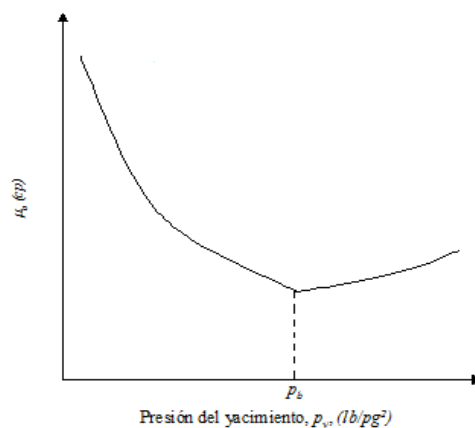


Fig. 2.17 Comportamiento que presenta la relación entre la viscosidad de un aceite negro respecto a la presión.

2.3.3. Propiedades del Agua de Formación.

2.3.3.1. Composición del Agua de Formación.

Toda agua de formación contiene sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. El agua algunas es conocida como salmuera o agua salada. Sin embargo, la salmuera de los campos no tiene ninguna relación con el agua de mar, tanto en la concentración de sólidos o distribución de iones presente. Generalmente, el agua de los campo contiene una mayor concentración de sólidos que la que contiene el agua de mar. El agua de Formación ha reportado un total de concentración de sólidos que va desde 10,000 ppm, hasta aproximadamente 300,000 ppm. El agua de mar contiene alrededor de 35,000 ppm de sólidos totales.

Los cationes disueltos comúnmente encontrados en el agua de campo son Na+, Ca++, Mg++. Algunas veces se tienen K+, Ba++, Li+, Fe++ y Sr++. Los aniones disueltos en el agua de formación normalmente encontrados son Cl-, SO4- y HCO3-. También se tiene CO3-, NO3-, Br-, I-, BO3- y S-.

Las concentraciones de los sólidos disueltos en el agua de formación se reportan en partes por millón, ppm, miligramos por litro, mg/lt, y por ciento en peso de los sólidos. Las partes por millón, ppm, implican gramos de sólidos por un millón de gramos de agua de formación, es decir:

$$ppm = \frac{\text{gr sólidos}}{10^6 \text{ gr agua de formación}} \dots\dots\dots 2.39$$

2.3.3.2. Factor de Volumen del Agua de Formación, .

El factor de volumen de agua de formación representa el cambio en el volumen de la salmuera conforme es transportada desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie. Las unidades son [bls @ c.y. / @ c.e.]. Así como el factor de volumen de aceite de formación tiene tres efectos involucrados.

- La liberación del gas disuelto del agua de formación conforme la presión se reduce.
- La expansión del agua de formación conforme la presión se reduce.
- La concentración del agua de formación conforme la temperatura se reduce.

El factor de volumen del agua de formación representa los barriles de agua en el yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie, es decir:

$$B_w = \frac{V_w @ c.y.}{V_w @ c.e.} \left(\frac{\text{Bls agua + gas disuelto @ c.y.}}{\text{Bls agua @ c.e.}} \right) \dots\dots\dots 2.40$$

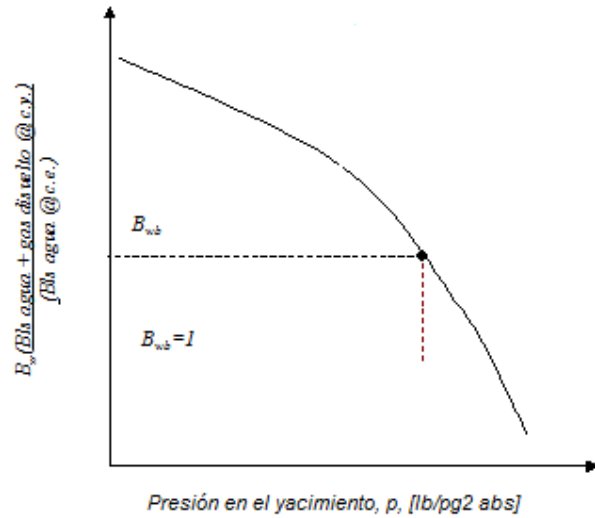


Fig. 2.18 Comportamiento del Factor de volumen del Agua de Formación.

2.3.3.3. Densidad del Agua de Formación, .

La densidad a condiciones de yacimiento se calcula dividiendo la densidad a condiciones estándar por el factor de volumen de formación del agua del yacimiento a condiciones de yacimiento entre condiciones estándar.

$$\rho_w = \frac{\rho_w \text{ a } 14.65 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs y } 60^\circ \text{ F } \times \% \text{ peso sólidos } \left(\frac{\text{lbm}}{\text{ft}^3} \text{ a c.y.} \right)}{B_w \left(\frac{\text{ft}^3 \text{ a c.y.}}{\text{ft}^3 \text{ a c.e.}} \right)} \dots\dots\dots 2.41$$

La gravedad específica del agua de yacimiento, , que se define como la relación entre la densidad de la salmuera y la densidad de agua pura, amabas tomadas a la misma presión y temperatura (comúnmente presión y temperatura atmosférica).

2.3.3.4. Solubilidad del Gas en el Agua (relación gas en solución/agua), .

El gas natural también se puede disolver en el agua de formación del yacimiento. La relación gas en solución/agua es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de agua de formación producida en el tanque de almacenamiento en barriles, como un resultado de la producción de un volumen de agua originalmente a condiciones de yacimiento, es decir:

$$R_{sw} = \frac{V_g \text{ @ c.e.}}{V_w \text{ @ c.e.}} \dots\dots\dots 2.42$$

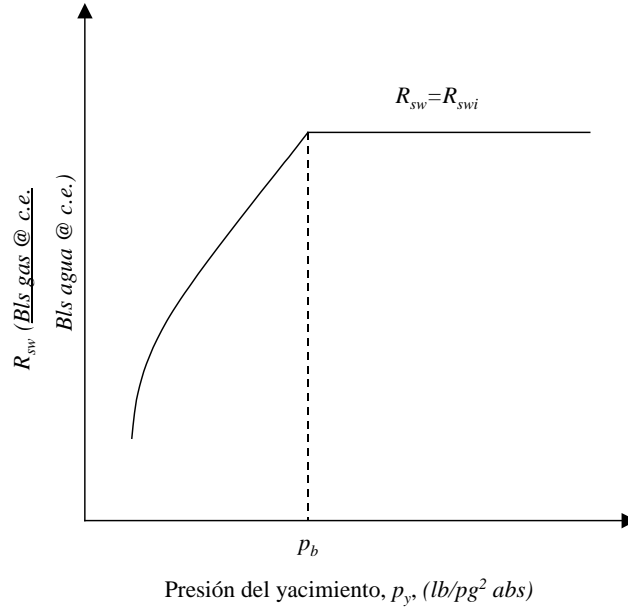


Figura 2.19 Comportamiento de la solubilidad del gas en el agua.

2.3.3.5. Coeficiente de Compresibilidad Isotérmica del Agua, .

Por arriba de la p_b , la c_w se calcula con:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots 2.43$$

Cuando la p_y es mayor o igual que la p_b , entonces la c_w es constante.

cuando $p_y < p_b$, a por debajo de la p_b , la c_w se define como:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left[\left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T \right]$$

se puede escribir como:

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots 2.44$$

El primer término de la ecuación se relaciona con la c_w a presiones de yacimiento por arriba de la p_b y muestra la expansión del agua. El segundo término de la ecuación se relaciona con la c_w a presiones de yacimiento por debajo de la p_b y muestra el incremento del volumen del sistema.

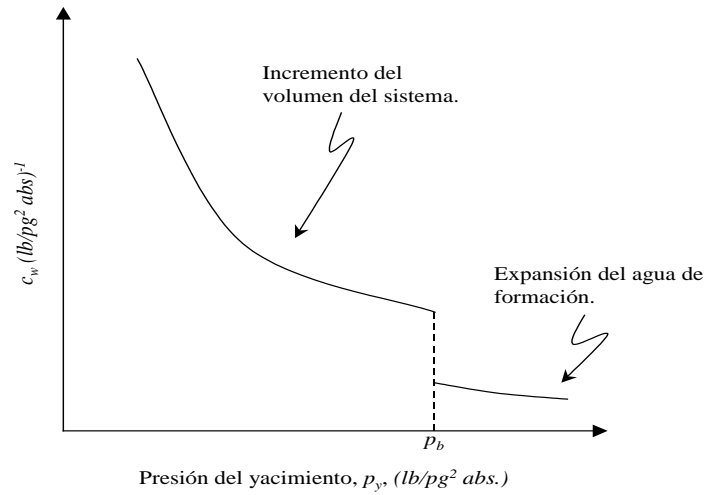


Figura 2.20 Gráfica de la compresibilidad isotérmica del agua en función de la presión del yacimiento a temperatura constante.

2.3.3.6. Coeficiente de Viscosidad del Agua de Formación, μ_w .

La μ_w es una medida de la resistencia del agua a fluir. La μ_w decrece cuando la p_y decrece tanto para $p_y \geq p_b$, como para $p_y < p_b$.

La figura 2.21 muestra el comportamiento común de la μ_w vs. p_y para el agua de formación.

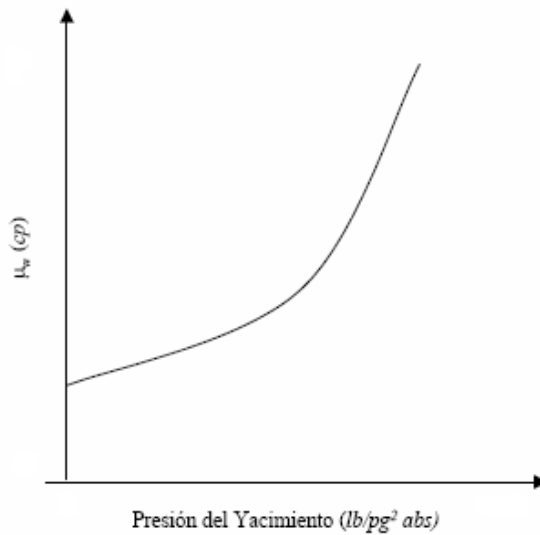


Fig. 2.21 Comportamiento de la viscosidad de la salmuera en función de la presión a temperatura constante.

